

RELEASE | 1T 2021

RE SUL TA DOS

RELAÇÕES COM
INVESTIDORES
ri.light.com.br
ri@light.com.br



APRESENTAÇÃO DOS RESULTADOS

14 DE MAIO DE 2021

Português (com tradução simultânea p/ o inglês)
14h (Brasília) - 13h00 (EST)
Zoom ID: 812 1888 6402

EBITDA
R\$419,8 MM

RESULTADO LÍQUIDO
-R\$41,8 MM

DÍVIDA LÍQUIDA
R\$4.328 MM

LIGT
B3 LISTED NM

IBRX100 B3

IEE B3

ISE B3

ICO2B3

Rio de Janeiro, 12 de maio de 2021

Geradora e Comercializadora são os destaques do trimestre

Na Distribuidora, reduzimos contingências judiciais e melhoramos arrecadação, apesar dos desafios ainda presentes da pandemia

Destaques Financeiros

- O EBITDA consolidado foi de **R\$419,8 milhões no 1T21**, o que representou uma redução de 9,9%, ou R\$45,9 milhões, em relação ao 1T20, motivada pelos resultados da Distribuidora.
- O EBITDA da Light SESA foi de **R\$197,6 milhões**, uma redução de R\$109,9 milhões (35,7%) com relação ao mesmo período do ano anterior, especialmente pelos efeitos econômicos do aumento das perdas, apesar do avanço no front das contingências e da melhor arrecadação.
- O EBITDA da Light Energia foi de **R\$ 189,9 milhões**, 37,4% ou R\$51,7 milhões maior do que o resultado do 1T20, decorrente da redução da necessidade de compra de energia devido à estratégia de sazonalização de contratos e garantia física.
- O trimestre apresentou prejuízo de **R\$41,8 milhões**, vs. R\$166,7 milhões de lucro no 1T20. Parte dessa variação é decorrente do resultado financeiro, que foi R\$288,7 milhões menor, principalmente da marcação a mercado dos swaps de dívida em moeda estrangeira.
- O PMSO consolidado subiu **R\$2,5 milhões**, ou 1,0%, praticamente em linha com o 1T20. O PMS consolidado aumentou **R\$6,8 milhões**, ou 2,8%, no 1T21, refletindo maiores gastos para a melhoria da arrecadação. As variações do PMSO e PMS foram abaixo da inflação no período.
- A PECLD no 1T21 foi de **R\$150,5 milhões** (vs. R\$123,2 milhões no 1T20), representando **4,0% da receita bruta (12 meses)**. O índice ficou 0,1 p.p. acima do registrado em dezembro/20, apesar do avanço da arrecadação em todos os setores, a despeito das adversidades ainda persistentes decorrentes da pandemia.
- O indicador de Dívida Líquida/EBITDA finalizou o 1T21 em **1,40x**, menor do que o valor apurado no 4T20 (1,73x). A dívida líquida no final de março/21 ficou em **R\$4.328,0 milhões**, redução de 20,9% quando comparada com dezembro/20 (R\$5.477,8 milhões). Em janeiro/21, foi concluído o follow-on da Companhia, em que foi captado **R\$1,34 bilhão**. Esse reforço de caixa adicional permitirá que a Companhia avance ainda mais nas atividades de liability management.
- O caixa consolidado encerrou o 1T21 em **R\$4.058,2 milhões**, frente a um vencimento de dívida de R\$2.072 milhões até o final de 2021.

Destaques Financeiros (R\$ MM)	1T21	1T20	Variação 1T21/1T20
Receita Líquida*	3.510,1	2.895,2	21,2%
PMSO	243,7	241,2	1,0%
EBITDA Ajustado ¹	419,8	465,7	-9,9%
Margem EBITDA	11,96%	16,08%	-4,12 p.p.
Lucro/Prejuízo Líquido	(41,8)	166,7	-
Dívida Líquida/EBITDA - covenants (x)	1,4	3,1	-54,1%
PECLD/ROB (12 meses)	3,97%	2,30%	1,67 p.p.
CAPEX Light	218,0	181,9	19,9%
Geração Líquida de Caixa Operacional	207,9	208,2	-0,1%

* Desconsiderando receita de construção.

Destaques Operacionais

- A perda total sobre a carga fio (12 meses) encerrou o 1T21 em **27,18%**, 1,26 p.p. acima do resultado observado em dezembro/20, de 25,92%. Com relação ao volume de perdas (12 meses), observa-se alta de **555 GWh no 1T21** (9.547 GWh) em comparação com o 4T20 (8.992 GWh), principalmente em razão de a temperatura média ter sido **1,4°C maior** em relação ao 1T20 e da energia não faturada em março/21 (aprox. 150 GWh), além de uma redução de 120 GWh da IEN relacionada aos clientes cortados.
- A carga fio aumentou **4,4% em relação ao 1T20**, explicada, principalmente, pelo aumento da temperatura (+1,4°C) e pela atividade de clientes industriais.
- O mercado faturado registrou uma retração de **1,7%**, puxada pelo recuo do consumo das concessionárias, em consequência do remanejamento de um ponto de conexão para a rede básica. Seguimos observando aumento de demanda nos segmentos Residencial e Industrial, contrabalançando o Comercial, ainda impactado pelos efeitos da pandemia, com recuperação mais lenta.
- Em março/21, a Light continuou registrando bons resultados na qualidade do serviço prestado, ficando em linha com as melhores e maiores distribuidoras do país. O DECI (12 meses) foi de **6,95 horas no 1T21**, enquanto o FECi (12 meses) foi de **4,41x no 1T21**. Ambos os indicadores estão abaixo dos limites estabelecidos pela ANEEL.

Destaques Operacionais	1T21	1T20	Variação 1T21/1T20
Carga Fio* (GWh)	10.287,2	9.855,4	4,4%
Mercado Faturado (GWh)	7.070,5	7.193,8	-1,7%
Energia Vendida - Geração (MWm)	466,9	610,9	-23,6%
Energia Comercializada - Com (MWm)	617,1	644,8	-4,3%
Perda Total/Carga Fio (12 meses)	27,18%	25,44%	1,73 p.p.
DEC - Horas (12 meses)	6,95	7,78	-10,7%
FEC - Vezes (12 meses)	4,41	4,78	-7,7%
Número de colaboradores próprios	5.558	5.128	8,4%
Número de colaboradores terceirizados	6.987	6.729	3,8%

* Carga própria + uso da rede.

Aviso importante

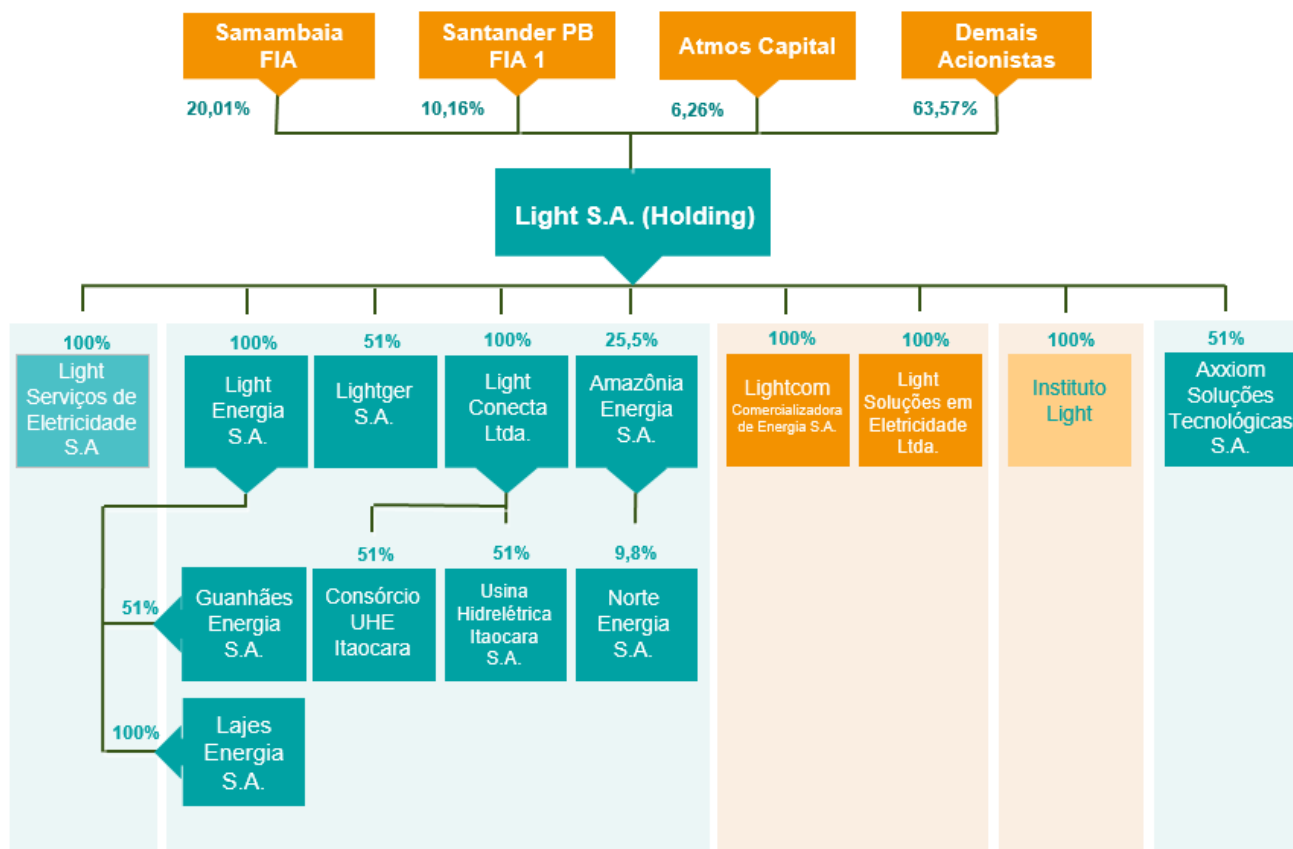
As informações operacionais e as expectativas da Administração quanto ao desempenho futuro da Companhia não foram revisadas pelos auditores independentes. As declarações sobre eventos futuros estão sujeitas a riscos e incertezas. Tais declarações têm como base crenças e suposições de nossa Administração e informações a que a Companhia atualmente tem acesso. Declarações sobre eventos futuros incluem informações sobre nossas intenções, crenças ou expectativas atuais, assim como aquelas dos membros do Conselho de Administração e Diretores da Companhia. As ressalvas com relação às declarações e informações acerca do futuro também incluem informações sobre resultados operacionais possíveis ou presumidos, bem como declarações que são precedidas, seguidas ou que incluem as palavras “acredita”, “poderá”, “irá”, “continua”, “espera”, “prevê”, “pretende”, “estima” ou expressões semelhantes. As declarações e informações sobre o futuro não são garantias de desempenho. Elas envolvem riscos, incertezas e suposições porque se referem a eventos futuros, dependendo, portanto, de circunstâncias que poderão ocorrer ou não. Os resultados futuros e a criação de valor para os acionistas poderão diferir de maneira significativa daqueles expressos ou sugeridos pelas declarações com relação ao futuro. Muitos dos fatores que irão determinar estes resultados e valores estão além da capacidade de controle ou previsão da LIGHT S.A.

Índice

1. Perfil e Estrutura acionária	4
2. Eventos relevantes do período	5
2.1 Inclusão no ICO2 B3	5
2.2 Atualização de classificação de risco de crédito pela Fitch Ratings	5
2.3 Realização de Oferta Pública de Ações – <i>Follow-on</i>	5
2.4 Alteração na Diretoria Executiva	6
2.5 Liquidação da 21ª Emissão de Debênture Light SESA	6
2.6 Alienação das participações na Guanhães Energia e na Lightger	6
2.7 Amortização antecipada das dívidas da Light SESA com o BNDES	7
2.8 Definição do reajuste tarifário de 2021 da Light SESA	7
2.9 Obras no vertedouro da UHE Ilha dos Pombos e construção do Túnel by-pass do Complexo de Lajes	9
3. Eventos subsequentes	10
3.1 Liquidação do saldo em aberto na CCEE referente à repactuação do GSF	10
3.2 Nova composição do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal	10
3.3 Atualização de classificação de risco de crédito pela Moody's	11
4. Light S.A. – Consolidado	12
4.1. Desempenho Financeiro Consolidado	12
4.2. EBITDA Ajustado Consolidado	12
4.3. Resultado Consolidado	14
5. Light SESA - Distribuição	15
5.1. Desempenho Operacional	15
5.1.1. Mercado Total Light SESA (Cativo + Livre + Concessionárias)	15
5.1.2. Balanço Energético	18
5.1.3. Perdas de Energia	19
5.1.4. Arrecadação	23
5.1.5. Qualidade Operacional	24
5.2. Desempenho Financeiro da Light SESA	25
5.2.1. Receita Líquida da Light SESA	25
5.2.2. Custos e Despesas da Light SESA	26
5.2.2.1. Custos e Despesas Gerenciáveis da Light SESA	26
5.2.2.2. Custos e Despesas Não Gerenciáveis da Light SESA	28
5.2.3. Conta de Compensação de Variação de Itens da Parcela A – CVA	29
5.2.4. Resultado Financeiro da Light SESA	29
6. Light Energia – Geração	30
6.1. Desempenho Operacional	30
6.1.1. Compra e Venda de Energia	30
6.1.2. Nível de contratação/descontratação de energia em MWm (Light Energia + Lightcom)	32
6.1.3. Preço médio dos contratos de venda de energia convencional em R\$/MWh (Lightcom)	32
6.2. Desempenho Financeiro da Light Energia	32
6.2.1. Receita Líquida e Custos e Despesas da Light Energia	33
6.2.2. Resultado Financeiro da Light Energia	33
6.2.3. Resultado Líquido da Light Energia	34
7. Lightcom - Comercialização	35
7.1. Desempenho Operacional da Lightcom	35
7.2. Desempenho Financeiro da Lightcom	35
8. Endividamento	36
8.1. Light S.A.	36
8.2. Abertura do Endividamento	39
9. Investimento Consolidado	40
10. Mercado de Capitais	40
11. Desempenho nas questões ambientais, sociais e de governança (ESG)	41
ANEXO I – Ativos de Geração	43
ANEXO II- Conciliação EBITDA CVM	44
ANEXO III – Demonstração de Resultado	45
ANEXO IV – Resultado Financeiro	47
ANEXO V – Balanço Patrimonial	48
ANEXO VI – Fluxo de Caixa	51

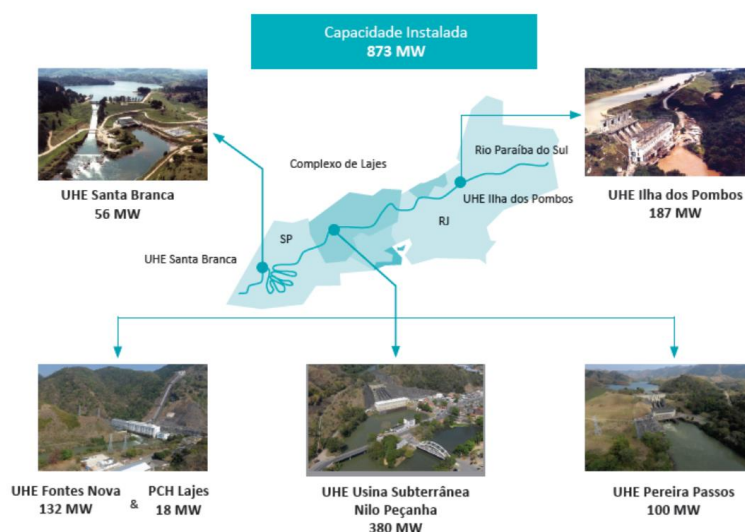
1. Perfil e Estrutura acionária

A Light é uma empresa integrada do setor de energia elétrica no Brasil, com sede no Rio de Janeiro, atuante nos segmentos de geração, distribuição e comercialização de energia.



O Estado do Rio de Janeiro tem área de 43.750 km² e população de aproximadamente 17,2 milhões de pessoas. A área de concessão da Companhia correspondente a 26% (11.307 mil km²) do Estado e abrange 11 milhões de pessoas, representando 64% da sua população total. Dos 92 municípios do Estado, com um total de 7 milhões de consumidores de energia elétrica, a Companhia atua em 31 municípios e possui uma base de cerca de 4,3 milhões de clientes.

O parque gerador da Companhia compreende cinco usinas hidrelétricas e uma pequena central hidrelétrica, que totalizam 873 MW de capacidade instalada. São elas: (i) Fontes Nova, Nilo Peçanha, Pereira Passos e PCH Lajes, que constituem o Complexo de Lajes (em Pirai); (ii) Ilha dos Pombos, no município de Carmo/RJ e (iii) Santa Branca, no município de Santa Branca/SP. O Complexo de Lajes também abarca duas usinas elevatórias: Santa Cecília e Vigário. Considerando as participações na PCH Paracambi, PCH Guanhões e UHE Belo Monte, a Companhia possui um total de 1.188 MW de capacidade instalada.



2. Eventos relevantes do período

2.1 Inclusão no ICO2 B3

Em 04 de janeiro, a Light foi selecionada para compor a carteira do Índice Carbono Eficiente (ICO2 B3), o que demonstra o comprometimento com a transparência das nossas emissões e antecipa a visão de como estamos nos preparando para uma economia de baixo carbono. A carteira tem vigência de 04/01/21 a 30/04/21, sendo rebalanceada a cada quatro meses, seguindo as atualizações do IBrX 100.

2.2 Atualização de classificação de risco de crédito pela Fitch Ratings

Em 21 de janeiro, a Fitch Ratings majorou as classificações de risco de crédito da Light, Light SESA e Light Energia para AA- (antes A+) na escala nacional e reafirmou o rating em BB- na escala internacional. Em ambas as escalas, houve mudança de perspectiva para estável (antes negativa).

2.3 Realização de Oferta Pública de Ações – *Follow-on*

Em 22 de janeiro, foi concluída a oferta pública de distribuição primária e secundária de 137.242.528 ações (*Follow-on*), sendo a distribuição primária de 68.621.264 novas ações e a distribuição secundária de 68.621.264 ações de titularidade da CEMIG.

Por meio da oferta, que totalizou R\$2,74 bilhões, a CEMIG vendeu a totalidade da sua participação (22,6%) e a Light recebeu R\$1,34 bilhão mediante a capitalização de investidores novos e atuais, nacionais e estrangeiros.

2.4 Alteração na Diretoria Executiva

Em 3 de fevereiro, o Sr. Gisomar Francisco de Bittencourt Marinho foi eleito para o cargo de diretor da Companhia.

Atualmente, a Diretoria da Companhia tem a seguinte composição:

NOME / CARGO ESTATUTÁRIO	ÁREAS DE ATUAÇÃO
Raimundo Nonato Alencar de Castro <i>Diretor Presidente</i>	Presidência
Roberto Caixeta Barroso <i>Diretor e Diretor de Relações com Investidores</i>	Finanças, Relações com Investidores e Novos Negócios
Alessandra Genu Dutra Amaral <i>Diretora</i>	Regulação, Energia e Comercialização
Carla Ferreira Medrado <i>Diretora</i>	Gente e Gestão
Daniel Campos Negreiros <i>Diretor</i>	Distribuição
Déborah Meirelles Rosa Brasil <i>Diretora</i>	Jurídico e Relações Institucionais
Gisomar Francisco de Bittencourt Marinho <i>Diretor</i>	Administrativo e Controladoria
Thiago Freire Guth <i>Diretor</i>	Comercial

2.5 Liquidação da 21ª Emissão de Debênture Light SESA

Em 12 de fevereiro, foi liquidada a 21ª emissão de debênture da Light SESA, no valor total de R\$360 milhões, com remuneração CDI + 2,60% a.a. e vencimento em 15/01/2025. Os recursos foram integralmente utilizados na aquisição de debêntures da 2ª série da 9ª emissão da Light SESA, cuja remuneração era de IPCA + 5,74% a.a., bem como nos encargos relacionados.

2.6 Alienação das participações na Guanhães Energia e na Lightger

Em 24 de fevereiro, o Conselho de Administração da Companhia aprovou a extensão do período de exclusividade à Brasal Energia por 30 dias a partir daquela data. Mesmo após o término do período de exclusividade, a Companhia e a Brasal seguem em negociação sobre os termos e condições do Contrato de Compra e Venda de Ações.

Em dezembro de 2020, foi aprovada a concessão de período de exclusividade à Brasal Energia S.A. visando à potencial alienação da totalidade da participação de 51% de suas controladas em conjunto: i) da Light Energia S.A. na Guanhães Energia S.A., sociedade que opera as PCHs Senhora do Porto, Dores de Guanhães, Fortuna II e Jacaré, pelo valor de R\$96,4 milhões e ii) da Light S.A. na Lightger S.A., sociedade que opera a PCH Paracambi, pelo valor de R\$88,7 milhões.

2.7 Amortização antecipada das dívidas da Light SESA com o BNDES

Em 26 de fevereiro, a Light SESA realizou a amortização antecipada da totalidade do saldo devedor dos contratos remanescentes de financiamento com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, no montante total de R\$300,5 milhões.

2.8 Definição do reajuste tarifário de 2021 da Light SESA

Em 9 de março, a ANEEL aprovou um índice de reajuste tarifário para a Light SESA com efeito médio de 6,75%. As novas tarifas entram em vigor a partir de 15 de março de 2021.

Os consumidores residenciais perceberam um aumento de 4,60%, conforme a tabela a seguir, que também apresenta os impactos percebidos pelas demais classes e níveis de tensão.

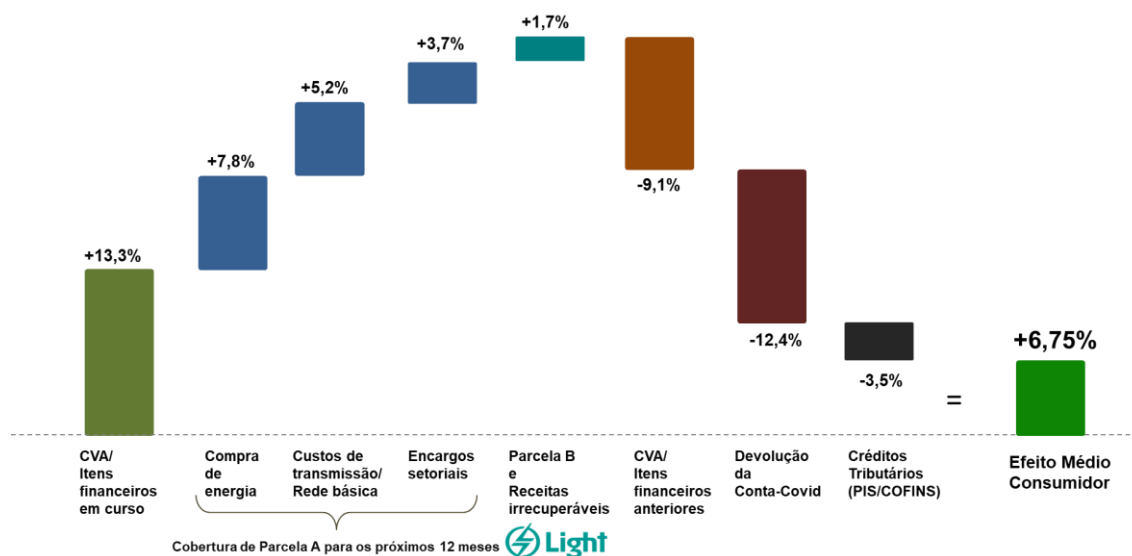
Percepção Média para o Consumidor		
	LIVRES e CATIVOS	EFEITO MÉDIO
Grupo A	A2 (88 a 138kV)	18,76%
	A4 (2,3 a 25 kV)	8,15%
	AS (Subterrâneo)	6,53%
BT	B1 (Residencial)	4,60%
	B2 (Rural)	12,33%
	B3 (Comercial)	4,74%
	B4 (Ilum. pública)	4,66%
	Grupo A	11,83%
	Baixa Tensão	4,67%
	Grupo A + BT	6,75%

O processo de reajuste tarifário anual consiste no repasse aos consumidores dos custos não-gerenciáveis da concessão (tais como compra de energia, encargos setoriais e encargos de transmissão, que, em conjunto, representam a Parcela A)⁴ e na atualização dos custos gerenciáveis (Parcela B) pela variação do IPC-A ajustada pelos componentes do Fator X, que repassa aos consumidores as variações de produtividade anuais da concessionária, os ajustes nos custos operacionais definidos na última revisão tarifária, além de incorporar os mecanismos de incentivos à melhoria da qualidade.

O gráfico a seguir resume a participação de cada item de custo no efeito médio percebido pelo consumidor.

⁴ A partir da revisão tarifária de 2017, as Receitas Irrecuperáveis passaram a compor item tarifário específico, atualizado anualmente de acordo com a variação da receita regulatória.

Percepção Média para o Consumidor



A projeção dos custos relativos à compra de energia para os próximos 12 meses é responsável por 7,8 p.p. do reajuste médio da tarifa, sendo, portanto, uma das principais razões do aumento da tarifa da distribuidora. Tal efeito é decorrente, principalmente, do maior custo de compra de energia da UHE Itaipu e da UTE Norte Fluminense, cujos contratos são atrelados ao dólar, que aumentou 25% no período. Essas duas usinas representam 39% do volume de energia contratada pela Light SESA. Em consequência, o preço médio dos contratos de compra de energia (Pmix) passou de R\$221,74/MWh para R\$257,17/MWh, representando um aumento de 16,0%.

Outro fator relevante foi o aumento dos Custos de transmissão ou Rede básica, associados aos gastos com o transporte da energia do ponto de geração até o centro de consumo, responsáveis por um aumento de 5,2 p.p. Já os Encargos setoriais impactaram o reajuste em 3,7 p.p., especialmente em função do início do pagamento da Conta-Covid pelos consumidores por meio da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

O efeito da CVA/Itens financeiros contabilizada desde o último reajuste (+13,3 p.p.) foi parcialmente mitigado pela retirada do mesmo componente referente ao processo anterior (-9,1 p.p.), representando um impacto líquido de +4,2 p.p.

Finalmente, dois componentes contribuíram para redução em 15,9 p.p. do efeito médio para o consumidor: a devolução integral do empréstimo recebido da Conta-Covid ao longo de 2020 (-12,4 p.p.) e os créditos tributários referentes ao trânsito em julgado da exclusão do ICMS da base do PIS/Cofins (-3,5 p.p.). Em especial a esse último componente, trata-se do repasse ao consumidor da parcela do crédito tributário devidamente reconhecido no passivo da Light SESA e efetivamente aproveitado para compensação de tributos federais correntes da sua operação até janeiro de 2021, já provisionados pela Companhia.

No que se refere ao repasse das perdas regulatórias, item incluído nos custos de Compra de energia, foram mantidos os percentuais definidos na última revisão tarifária, sendo de 36,06% sobre o mercado de baixa tensão para as perdas não-técnicas e de 6,34% sobre a carga-fio para as perdas técnicas.

Já o reajuste da Parcela B, a qual cobre os custos e remunera os investimentos da Light SESA, reflete a variação acumulada do IPC-A no período (4,98%), deduzida do Fator X resultante da soma de três componentes: Fator X

Pd, associado à variação de produtividade e influenciado pela redução de mercado nos últimos 12 meses (-0,65%); Componente T, relativo à trajetória crescente de custos operacionais (-0,84%); e Componente Q, que captura a variação dos indicadores de qualidade verificada entre os anos de 2018 e 2019 (+0,05%).

IPC-A e composição do Fator X	%
IPC-A	+4,98%
Fator X	-1,45%
<i>Fator X Pd (Produtividade)</i>	-0,65%
<i>Componente T (Trajetória Opex)</i>	-0,84%
<i>Componente Q (Qualidade)</i>	+0,05%
Índice de atualização da Parcela B (IPC-A – Fator X)	+6,42%

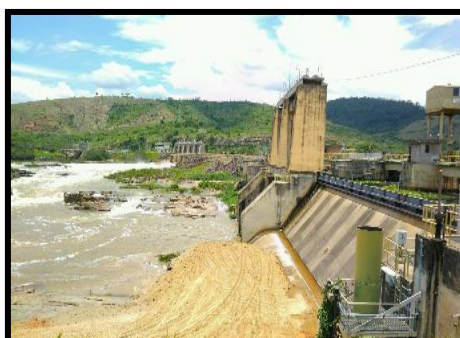
O resultado do reajuste ficou em linha com a expectativa da Companhia, tendo em vista o repasse dos custos incorridos nos últimos 12 meses, a devolução dos recursos financeiros da Conta-Covid recebidos no segundo semestre de 2020, o repasse dos créditos tributários provisionados que tiveram efetivo aproveitamento de caixa até janeiro de 2021, e a perspectiva dos custos da Parcela A nos próximos 12 meses.

2.9 Obras no vertedouro da UHE Ilha dos Pombos e construção do Túnel by-pass do Complexo de Lajes

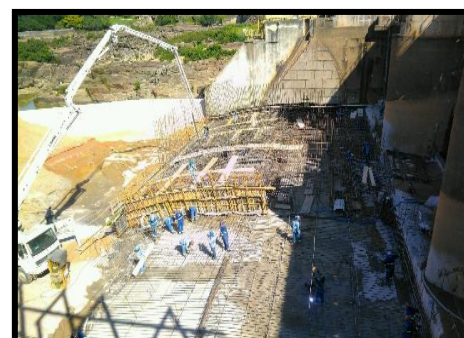
No 1T21, destacamos a continuidade da obra de reforma e modernização do vertedouro da UHE Ilha dos Pombos. Atualmente em andamento a intervenção na primeira comporta (M).



Vista aérea das 03 comportas que serão substituídas



Início dos trabalhos de demolição da comporta M



Demolição concluída e construção das novas comportas em andamento

Outro importante projeto em andamento é a construção do túnel Bypass no Complexo de Lajes. Com as etapas de licenciamento ambiental da obra e contratação do consórcio construtor superadas, o contrato teve início em 19 de abril e a elaboração do projeto executivo já foi iniciada.

Ressalta-se o reconhecimento desta obra como ativo vinculado à concessão da UHE Nilo Peçanha pela ANEEL, através da publicação da Resolução Autorizativa 9.209/20, devendo ser contabilizado integralmente como ativo imobilizado.

Em 27 de fevereiro, o governo do estado do RJ lançou o Programa de Segurança Hídrica, do qual faz parte a obra de construção do Túnel Bypass. Além de garantir melhores condições para a manutenção da usina de Nilo Peçanha, o projeto também irá gerar cerca de 1.000 empregos diretos e indiretos.

Adicionalmente, ambas as obras referenciadas obtiveram anuência da ANEEL aos projetos de modernização das Usinas (Despachos 519 e 520/21), em 2 de março, e enquadramento como projetos prioritários pelo MME (Portaria 621/21), em 14 de abril, possibilitando a emissão de debêntures de infraestrutura.

3. Eventos subsequentes

3.1 Liquidação do saldo em aberto na CCEE referente à repactuação do GSF

Em 6 de abril, a Light Energia liquidou o saldo em aberto na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), referente à repactuação do risco hidrológico (GSF), mediante o pagamento no valor de R\$1,3 bilhão.

A Light Energia atenderá às demais exigências definidas na Resolução Normativa ANEEL nº 895/2020 para a efetivação da repactuação do risco hidrológico, incluindo, mas não se limitando, à desistência de ação judicial, tão logo os valores calculados e divulgados pela CCEE sejam homologados pela ANEEL.

Assim, dentre outras medidas, as usinas Fontes Nova, Nilo Peçanha, Pereira Passos, Santa Branca e Ilha dos Pombos, bem como as elevatórias de Santa Cecília e Vigário, terão o término de suas concessões postergado, em média, em 24 meses.

3.2 Nova composição do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal

Na Assembleia Geral Ordinária de 2021, realizada em 28 de abril, foram eleitos nove membros para o conselho de administração composto da Companhia para um mandato de dois anos. Todos possuem grande conhecimento em suas áreas de experiência e competências complementares aderentes à estratégia da Companhia. São eles:

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO
Firmino Ferreira Sampaio Neto <i>Presidente</i>
Ana Amelia Campos Toni <i>Vice-presidente</i>
Abel Alves Rochinha
Carlos Vinicius de Sá Roriz
Helio Paulo Ferraz
Lavinia Rocha de Hollanda
Vanessa Claro Lopes
Wilson Martins Poit
Yuiti Matsuo Lopes

No mesmo dia, foram eleitos membros para o Conselho Fiscal, que passa a ter a seguinte composição:

CONSELHO FISCAL	
CONSELHEIRO EFETIVO	CONSELHEIRO SUPLENTE
Ary Waddington	Marcelo Souza Monteiro
Luiz Paulo de Amorim	Natalia Carneiro de Figueiredo
Sergio Xavier Fortes	Edgar Jabbour

3.3 Atualização de classificação de risco de crédito pela Moody's

Em 07 de maio, a Moody's majorou as classificações de risco de crédito da Light, Light SESA e Light Energia para A1.br (antes A2.br) na escala nacional e reafirmou o rating em Ba3 na escala internacional. Em ambas as escalas, houve mudança de perspectiva para positiva (antes estável).

4. Light S.A. – Consolidado

4.1. Desempenho Financeiro Consolidado

Informações Financeiras Selecionadas (R\$ MM)	1T21	1T20	Var. %
Receita Operacional Bruta	5.704,9	4.780,2	19,3%
Deduções	(2.194,9)	(1.885,1)	16,4%
Receita Operacional Líquida	3.510,1	2.895,2	21,2%
Despesa Operacional	(3.238,6)	(2.578,7)	25,6%
PMSO	(243,7)	(241,2)	1,0%
Pessoal	(118,2)	(123,0)	-3,9%
Material	(10,9)	(6,5)	66,6%
Serviço de Terceiros	(124,1)	(116,9)	6,2%
Outros	9,5	5,2	82,8%
Energia Comprada	(2.642,9)	(1.993,3)	32,6%
Depreciação	(148,3)	(149,2)	-0,6%
Provisões	(53,3)	(71,8)	-25,8%
PECLD	(150,5)	(123,2)	22,1%
EBITDA Ajustado*	419,8	465,7	-9,9%
Resultado Financeiro	(344,8)	(56,0)	515,1%
Outras Receitas/Despesas Operacionais	14,5	(4,8)	-
Resultado Antes dos Impostos e Equivalência Patrimonial	(58,8)	255,7	-
IR/CS	(9,4)	(6,5)	44,6%
IR/CS Diferido	29,6	(80,5)	-
Equivalência Patrimonial	(3,2)	(2,0)	56,7%
Lucro Líquido	(41,8)	166,7	-

Obs: Não considera Receita/Custo de Construção

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

4.2. EBITDA Ajustado Consolidado⁵

EBITDA Ajustado Por Segmento (R\$ MM)	1T21	1T20	Variação 1T21/1T20
Distribuição	197,6	307,4	-35,7%
Geração	189,9	138,2	37,4%
Comercialização	37,7	24,9	51,4%
Outros e eliminações	(5,3)	(4,8)	10,3%
Total	419,8	465,7	-9,9%
Margem EBITDA (%)	12,0%	16,1%	-4,1 p.p.

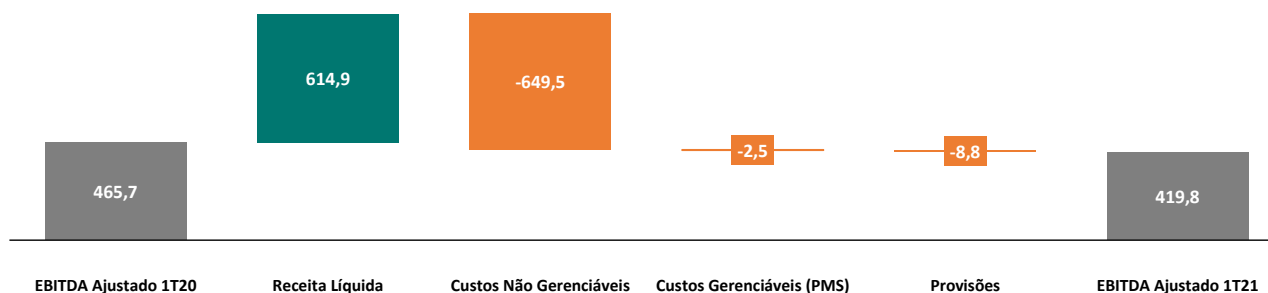
O EBITDA consolidado encerrou o 1T21 em R\$419,8 milhões, 9,9% inferior ao do 1T20, de R\$465,7 milhões. Essa redução se deve, ao menor EBITDA da Distribuidora, apesar de os demais segmentos tenham apresentado melhores resultados.

⁵ EBITDA Ajustado é calculado a partir do lucro líquido antes do imposto de renda e contribuição social, equivalência patrimonial, outras receitas/despesas operacionais, despesas financeiras líquidas, depreciação e amortização.

O EBITDA da Distribuidora reduziu 35,7%, passando de R\$307,4 milhões no 1T20 para R\$197,6 milhões no 1T21. A piora de R\$109,8 milhões é decorrente, principalmente, da elevação das perdas no período, o que impactou o resultado em R\$161,4 milhões, embora a variação do VNR tenha contribuído positivamente em R\$39,1 milhões.

Pelo lado da Geradora, o EBITDA foi de R\$189,9 milhões no 1T21, um aumento de R\$51,7 milhões em relação ao apresentado no 1T20. A melhora é decorrente da redução da necessidade de compra de energia devido à estratégia de sazonalização de contratos e garantia física.

EBITDA ajustado consolidado 1T20 / 1T21 - R\$MM

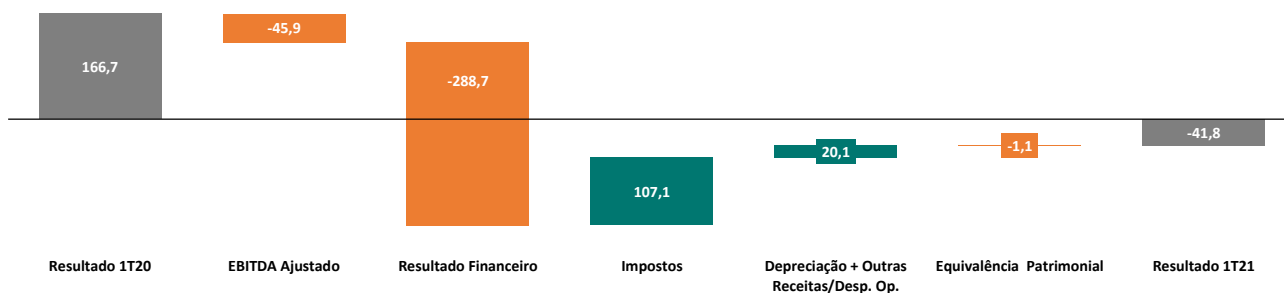


4.3. Resultado Consolidado

Lucro/Prejuízo Líquido Por Segmento (R\$ MM)	1T21	1T20	Variação 1T21/1T20
Distribuição	(100,7)	62,0	-
Geração	40,8	93,5	-56,3%
Comercialização	25,2	17,0	47,7%
Outros e eliminações	(7,1)	(5,8)	22,9%
Total	(41,8)	166,7	-
Margem Líquida (%)	(0,0)	0,1	-6,9 p.p.

A Companhia apresentou um prejuízo de R\$41,8 milhões no 1T21, contra R\$166,7 milhões de lucro no 1T20, principalmente em razão da geração de resultado da Distribuidora, que registrou um prejuízo de R\$100,7 milhões, frente a um lucro de R\$62,0 milhões no 1T20, devido aos fatores comentados acima. Tanto na Geradora quanto na Distribuidora, foram registradas perdas com a marcação a mercado das operações de *swap* das dívidas em moeda estrangeira. Na Distribuidora, houve aumento na linha de Impostos Diferidos, dado o resultado negativo do período, e em Outras Receitas Operacionais, pela alienação de terrenos.

Resultado líquido consolidado 1T20 / 1T21 - R\$MM



5. Light SESA - Distribuição

5.1. Desempenho Operacional

Destaques Operacionais	1T21	1T20	Variação 1T21/1T20
Nº de Consumidores (Mil) ¹	4.338,5	4.419,9	-1,8%
Nº de Empregados	5.298	4.890	8,3%
Tarifa média ² - R\$/MWh	923,0	820,7	12,5%
Tarifa média ² - R\$/MWh (s/ impostos)	637,0	581,2	9,6%
Preço médio dos contratos* - R\$/MWh	257,1	223,9	14,9%
Custo médio de compra de energia ** - R\$/MWh	249,7	229,2	8,9%

¹ Considera a quantidade de contratos ativos da distribuidora

² Referente ao mercado cativo e livre

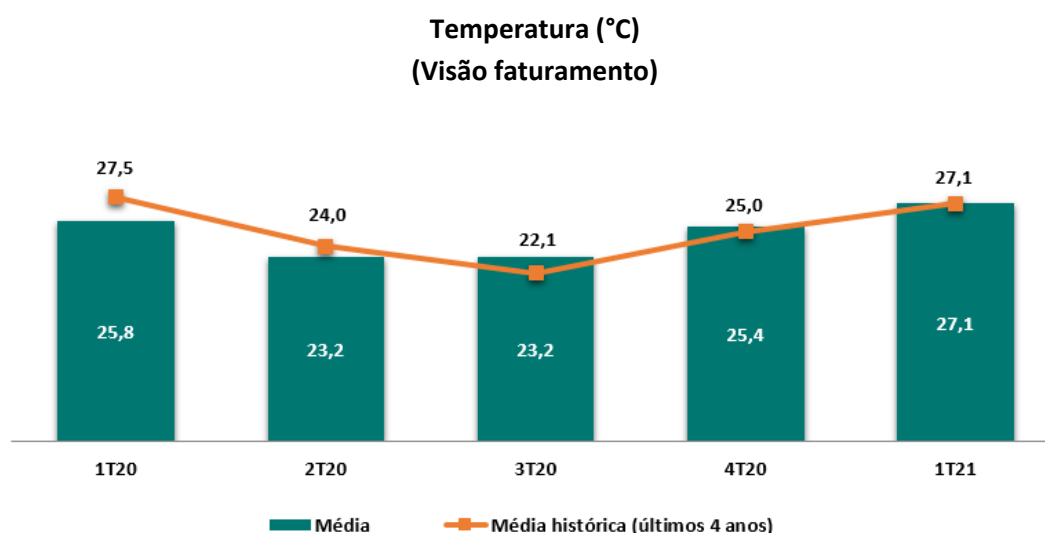
* Não inclui compra no spot e risco hidrológico. O denominador é o montante de energia contratual.

** Não inclui Risco hidrológico. O denominador é a carga verificada.

O aumento de 8,3% no número de funcionários próprios é explicado pela primarização de mão-de-obra nas atividades de combate às perdas.

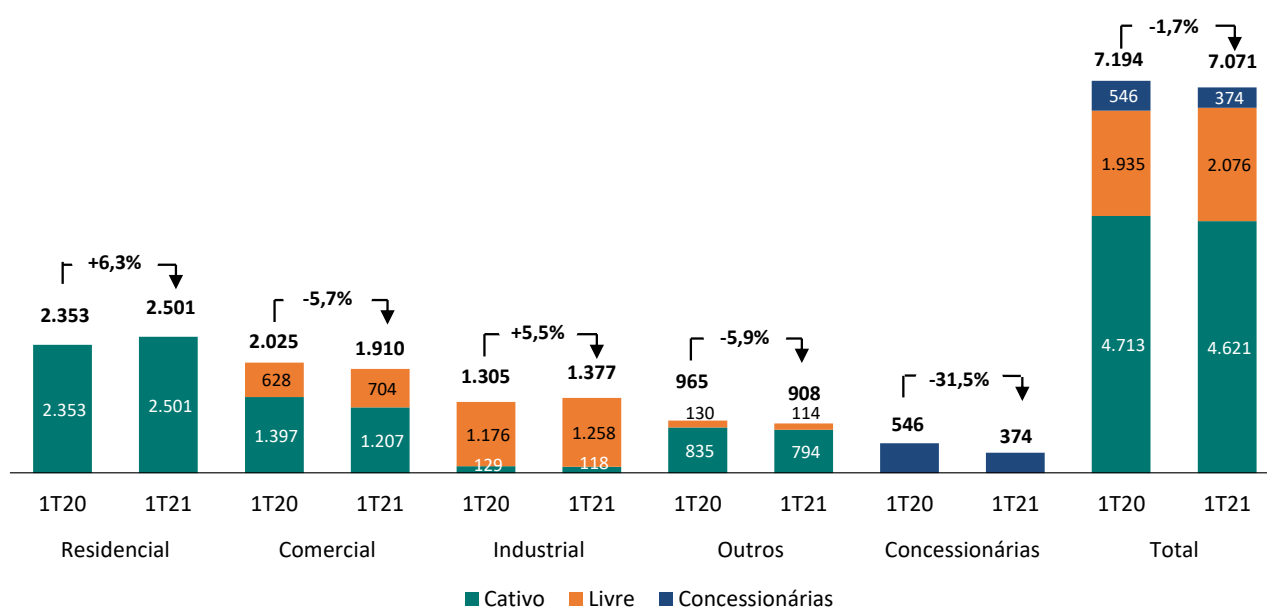
O incremento do preço médio de contratos de compra de energia foi de 14,9%, justificado principalmente pela desvalorização do real frente ao dólar e pela alta do IGP-M, que são índices de referência para o reajuste de importantes contratos de energia representativos no portfólio (UHE Itaipu e UTE Norte Fluminense). Da mesma forma, se registrou um aumento no custo médio de compra de energia (que não inclui o risco hidrológico), de 8,9% em relação ao 1T20, também decorrente dos dois fatores já citados, amenizado pela queda do PLD.

5.1.1. Mercado Total Light SESA (Cativo + Livre + Concessionárias)



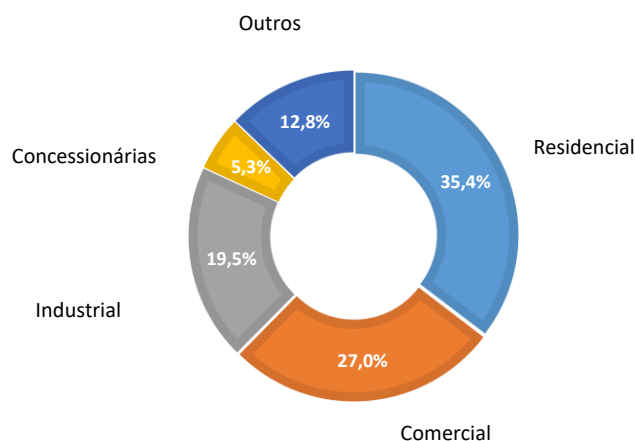
Mercado faturado (GWh)

1T21⁶



Mercado de energia

1T21



O mercado total de energia no 1T21 foi de 7.071 GWh, 120 GWh inferior ao 1T20 (-1,7%). O consumo dos clientes cativos atingiu 4.621 GWh, uma retração de 2,0%, e em contrapartida, o consumo dos clientes livres foi de 2.076 GWh, um aumento de 7,3%.

⁶ Dados referentes ao mercado livre estão associados à energia medida dos clientes e não necessariamente aos valores faturados no período.

No período, observamos uma redução de 172 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 um aumento de 49 GWh (+0,7%) entre o 1T20 e o 1T21.

A classe Residencial apresentou um volume de 2.501 GWh no 1T21, um acréscimo de 6,3% em relação ao mesmo trimestre de 2020. Esse aumento se deve, principalmente, à temperatura média de 1,3 °C maior no trimestre (27,1 °C vs. 25,8 °C de média no 1T20), além da maior recuperação de energia, consequência da intensificação dos trabalhos de combate a perdas no varejo. Tal como nos últimos trimestres, contribuiu também a permanência prolongada dos clientes em suas residências em virtude da pandemia.

A classe Comercial, incluindo clientes cativos e livres, apresentou uma queda de 5,7% na comparação com o 1T20 e continua sendo influenciada negativamente pelos efeitos da pandemia, já que muitos estabelecimentos comerciais encerraram suas atividades ou passaram a operar em horário de funcionamento reduzido.

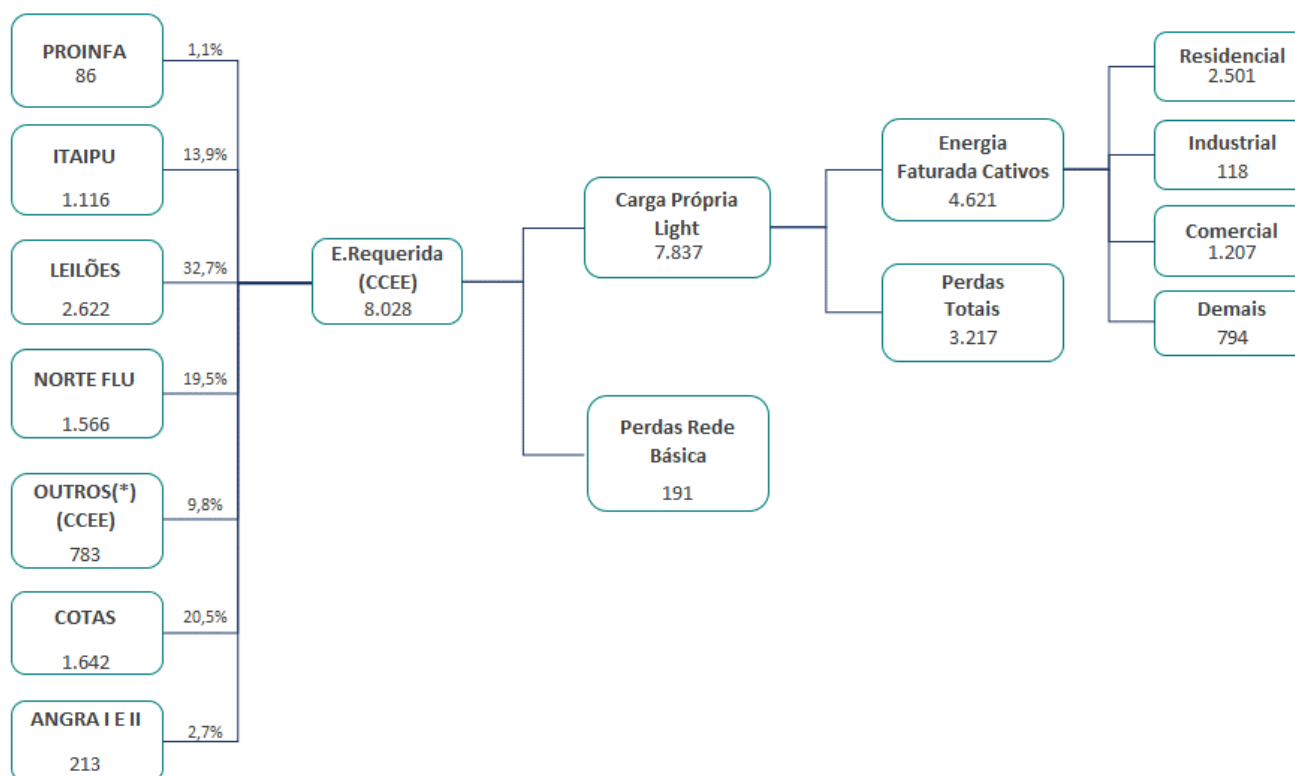
O mercado Industrial registrou um aumento de 5,5% no 1T21 em relação ao 1T20. O setor da siderurgia foi o que mais contribuiu para esse desempenho.

As Concessionárias tiveram uma retração de 31,5% comparada com o 1T20. Esse resultado é consequência do remanejamento de um dos pontos de conexão, transferindo o fluxo de energia atendido pelo sistema de distribuição para a rede básica desde julho/20, fazendo com que o fluxo de carga deixasse de circular pela Light SESA.

O mercado livre finalizou o trimestre representando 29,5% 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 1T21, tivemos um aumento de 79 clientes livres em comparação a dezembro/20, encerrando o período com um total de 1.299 clientes.

5.1.2. Balanço Energético

Balanço energético de distribuição (GWh) 1º trimestre 2021

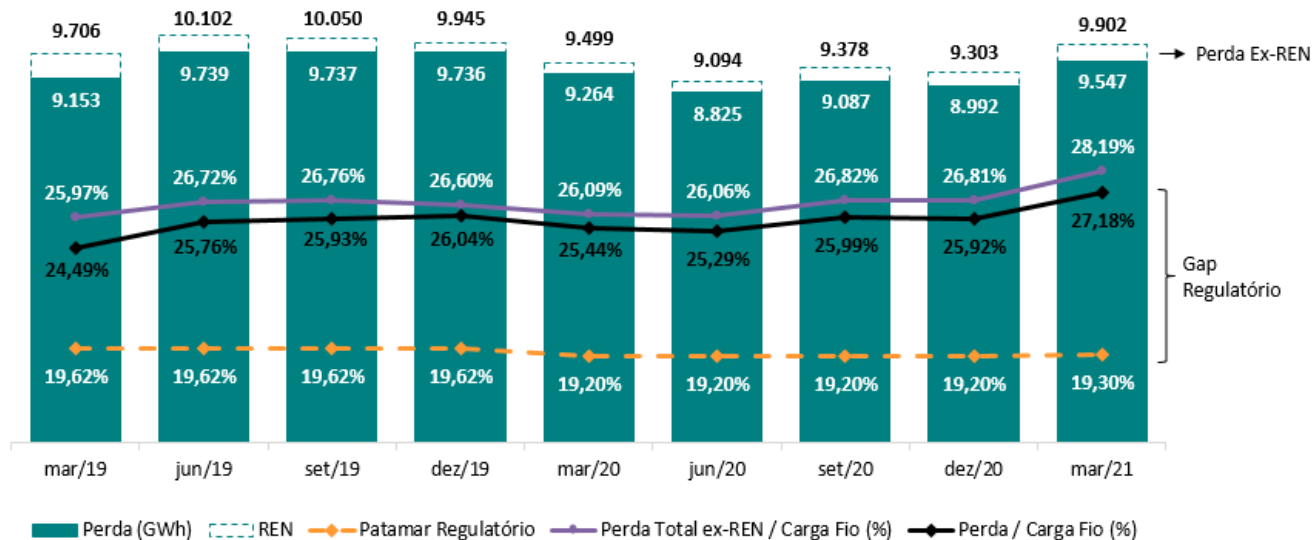


(*) Outros inclui Compra no Spot - Venda no Spot.

Balanço Energético (GWh)	1T21	1T20	Variação 1T21/1T20
= Carga Fio	10.287	9.855	4,4%
- Energia medida transportada para concessionárias	374	546	-31,5%
- Energia medida transportada para clientes livres	2.076	1.935	7,3%
= Carga Própria	7.837	7.375	6,3%
- Energia Faturada (Cativo)	4.621	4.713	-2,0%
Mercado Baixa Tensão	3.685	3.675	0,3%
Mercado Média e Alta Tensão	936	1.038	-9,9%
= Perda Total	3.217	2.661	20,9%

5.1.3. Perdas de Energia

Evolução das perdas totais
12 meses



No 1T21, registramos alta de 555 GWh nas perdas totais (12 meses), ou 6,2%, quando comparado ao 4T20. As perdas totais ex-REN (12 meses) acompanharam essa tendência, sendo 599 GWh maior em relação ao 4T20, alta de 6,4%.

O indicador de perda total sobre a carga fio encerrou o 1T21 em 27,18%, um acréscimo de 1,26 p.p. em relação ao 4T20. Importante destacar o impacto da redução do consumo das Concessionárias, sendo que houve a mudança de uma conexão para a rede básica em julho/20. Esse efeito isolado e não gerenciável pela Light SESA implicou em um aumento da perda total sobre a carga fio de 0,62 p.p., o que traria o resultado no 1T21 para 26,56%. Houve uma elevação também na perda total ex-REN (12 meses) do 1T21, encerrando em 28,19%, ou 1,38 p.p. acima do indicador do 4T20 (26,81%). A Companhia está 7,88 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 para os próximos 12 meses, homologado pelo Regulador na ocasião do reajuste tarifário (IRT) de março/21.

Além do efeito mencionado acima, o aumento das perdas decorreu, principalmente, de três fatores: temperatura, energia não faturada e a gestão do estoque de cortados.

A maior temperatura média no 1T21 em comparação com o mesmo período do ano anterior (1,3 °C), tendo sido registrados picos no mês de março/21, impactou o volume, bem como o efeito matemático da apuração das perdas e carga fio 12 meses apenas com trimestres afetados pela pandemia (2T20 a 1T21), comprometendo o indicador Perda/Carga fio.

A alta temperatura no mês de março/21 impactou negativamente, também, as perdas por um motivo adicional, a Energia Não Faturada. Ela é uma estimativa de faturamento dos últimos dias do mês, que acaba não acompanhando a carga em momentos de picos de temperatura, como observado em março. Estimamos que esse impacto tenha sido da ordem de 150 GWh nas perdas totais (12 meses) neste trimestre, embora seja compensado nos trimestres subsequentes.

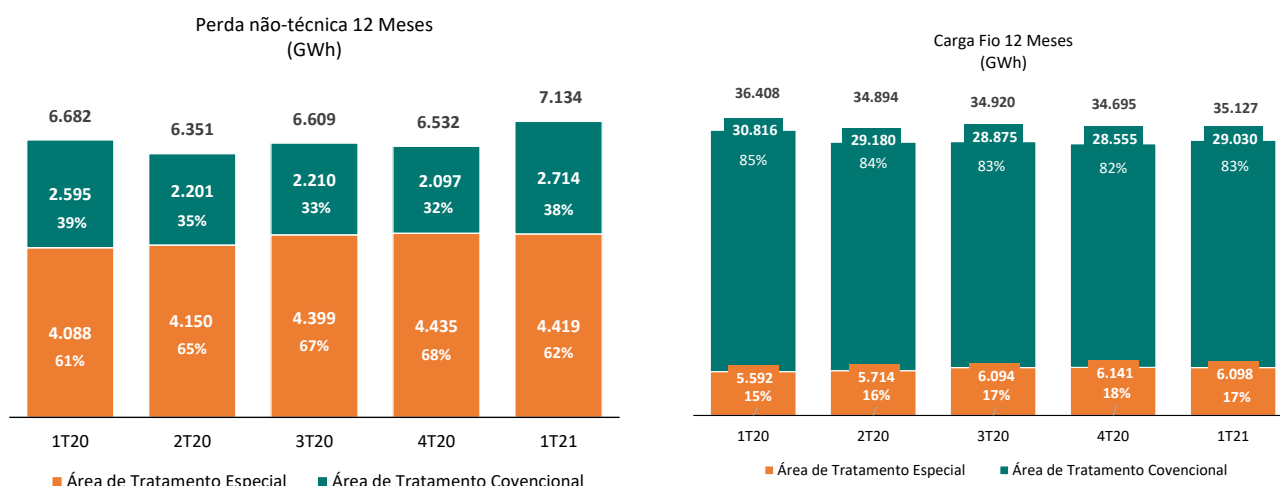
No final de 2019, de uma base de 620 mil clientes cortados, foram regularizados cerca de 300 mil, resultando em um incremento de energia de 140 GWh no 1T20. No modelo implantado pela Companhia em 2021, procura-se conciliar um ritmo de regularização alinhado à expectativa de arrecadação. Em função disso, observamos uma redução de 120 GWh da IEN no 1T21 e, dada a intensificação da atividade de corte para combate à inadimplência desde o 4T20, o saldo de clientes cortados para fechou em 476 mil no final do 1T21. Espera-se que, com o avanço das melhorias de gestão e controle adotado pela Companhia, o processo de regularização atinja uma maior velocidade com incremento de IEN e melhoria da arrecadação.

Adicionalmente, como veremos a seguir, no 1T21, ocorreu uma deterioração das perdas na Área de Tratamento Convencional (ou ATC, nova denominação da Área Possível). Isso é justificado, além dos fatores anteriores, à revisão anual das regiões que compõem as áreas Convencional e Especial, a partir do monitoramento e classificação realizados cotidianamente pela Companhia. Com efeito, incorporamos algumas áreas na base da ATC, que, até dezembro/20, eram classificadas como ATE, dado que passaram a apresentar um nível de perdas mais baixo e ter relacionamento com a Companhia, possibilitando a nossa atuação.

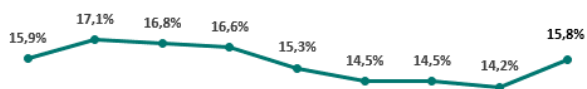
Vale observar que o efeito da energia não faturada sobre a dinâmica de perdas impacta, quase que exclusivamente, os registros na ATC (cerca de 95%).

Ao final do 1T21, as perdas não-técnicas (12 meses) da ATE apresentaram redução de 4.435 GWh no 4T20 para 4.419 GWh no 1T21, em decorrência, principalmente, da reclassificação de regiões tal como previamente comentado. As perdas na ATE passaram a representar 62% do total de perdas não-técnicas. Na ATC, as perdas não-técnicas encerraram o trimestre em 2.714 GWh (38% do total), um aumento de 617 GWh em comparação com o 4T20.

O indicador de perda total/carga fio (12 meses) em ambas as áreas aumentou. Na ATC, o aumento foi de 1,7 p.p. em comparação ao 4T20 e, na ATE, houve alta de 0,5 p.p. Essa piora é decorrente, sobretudo, de a análise levar em consideração a carga fio dos últimos quatro trimestres, todos eles impactados pela pandemia da Covid-19, cujos efeitos passaram a afetar os resultados operacionais e econômico-financeiros a partir do 2T20.

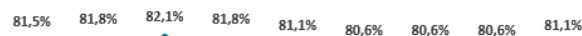


Perda Total / Cfo – Áreas de Tratamento Convencional
12 Meses



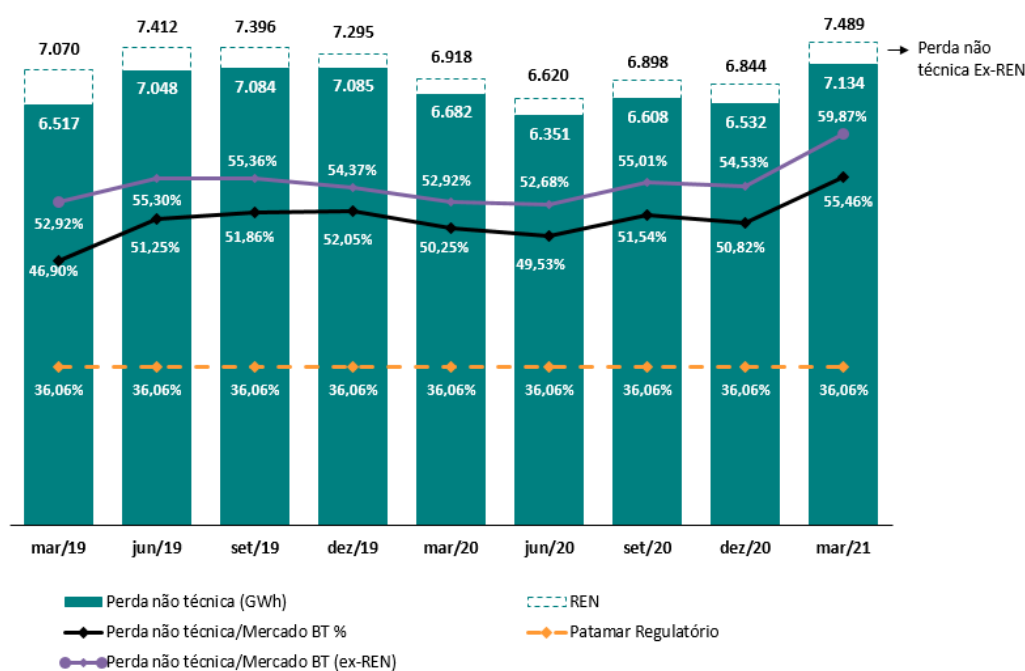
Mar-19 Jun-19 Set-19 Dez-19 Mar-20 Jun-20 Set-20 Dez-20 Mar-21

Perda Total / Cfo – Áreas de Tratamento Especial
12 Meses



Mar-19 Jun-19 Set-19 Dez-19 Mar-20 Jun-20 Set-20 Dez-20 Mar-21

Evolução da perda não técnica/mercado BT 12 meses



Quando observamos o indicador Perda não-técnica/Mercado BT (12 meses), de 55,46%, podemos verificar alta de 4,64 p.p. na comparação com o 4T20. Essa variação é decorrente do aumento das perdas não-técnicas pelos motivos anteriormente explicados, tal como pela análise levar em consideração o mercado BT dos últimos quatro trimestres, todos eles duramente impactados pelos efeitos da Covid-19, que passaram a afetar os resultados operacionais e econômico-financeiros a partir do 2T20. O mercado BT (12 meses) teve um aumento de 10 GWh em comparação a dezembro/20 (principalmente por efeito da temperatura) e retração de 436 GWh em relação a março/20 (principalmente por efeito da pandemia).

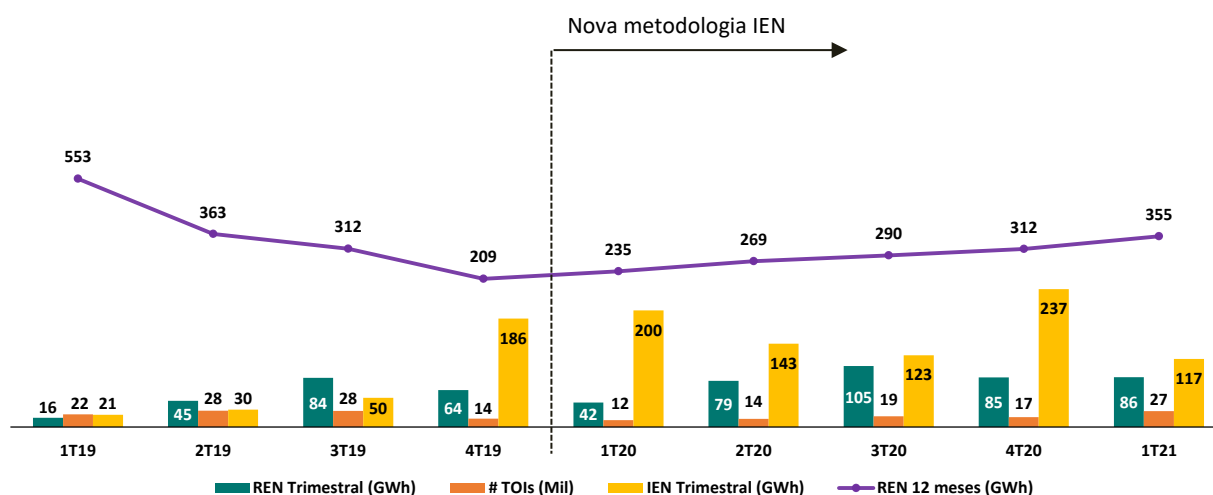
A IEN (Incorporação de Energia) no 1T21 foi de 117 GWh, menor que o registrado no 1T20, de 200 GWh. Essa diferença entre os trimestres está relacionada principalmente à ação com clientes que estavam cortados, a qual trouxe em torno de 140 GWh adicionais no 1T20. Importante observar que, a partir de janeiro/21, a metodologia de cálculo da IEN foi alterada de maneira a se verificar o real ganho das ações de combate às perdas ao longo de 12 meses. Na metodologia anterior, por exemplo, uma normalização ocorrida em junho levava à

contabilização da IEN somente até o fim do ano, ou seja, de julho a dezembro. Com isso, as ações realizadas no início do ano acabavam tendo um peso muito maior no indicador do que aquelas realizadas mais para o final do ano, não retratando assim o total potencial do resultado. Com a nova metodologia, toda a normalização, independente de quando ela ocorra, contribuirá para o resultado dos 12 meses seguintes, retratando assim a total amplitude do resultado das ações.

O volume de REN (12 meses), por sua vez, apresentou um aumento de 14,0% no trimestre em relação ao 4T20, atingindo 355 GWh, em virtude da intensificação dos trabalhos de campo com base nas ações tradicionais de combate as perdas (melhorias no processo de identificação de alvos para inspeções e normalizações, melhor treinamento das equipes, dentre outras medidas).

O número de TOIs tem se mantido num nível baixo durante os últimos trimestres e a energia recuperada vem aumentando. Isso é resultado de uma estratégia mais assertiva na seleção de alvos de inspeção buscando maiores fraudadores, o que leva a um aumento na média de energia recuperada por normalização. Essa priorização de grandes clientes para inspeção permanecerá nos próximos trimestres, com expectativas de resultados ainda melhores.

Evolução da IEN trimestral e REN trimestral dos últimos 12 Meses (GWh)⁷, e da quantidade de TOIs (mil)



Em GWh	1T19	2T19	3T19	4T19	1T20	2T20	3T20	4T20	1T21
REN Bruta	51	78	114	104	66	94	125	139	112
(-) Cancelamentos*	35	33	30	40	24	15	20	54	26
(=) REN Líquida	16	45	84	64	42	79	105	85	86

*Referem-se a cancelamentos de faturamento por decisão judicial.

Desde o início do ano de 2021, a Companhia vem realizando um amplo diagnóstico para adequar seu plano de negócio e ainda adotando medidas de curto prazo, que vão da implantação de um novo modelo de gestão até ações específicas de combate as perdas e inadimplência. Dentre as iniciativas, destacam-se a integração das ações de recuperação de energia e recebíveis com alinhamento do processo de seleção de alvos e taxa de arrecadação, revisão de procedimentos e treinamento de equipes com novas técnicas para identificação de fraudes, monitoramento de produtividade das equipes, reestruturação do processo de construção de rede

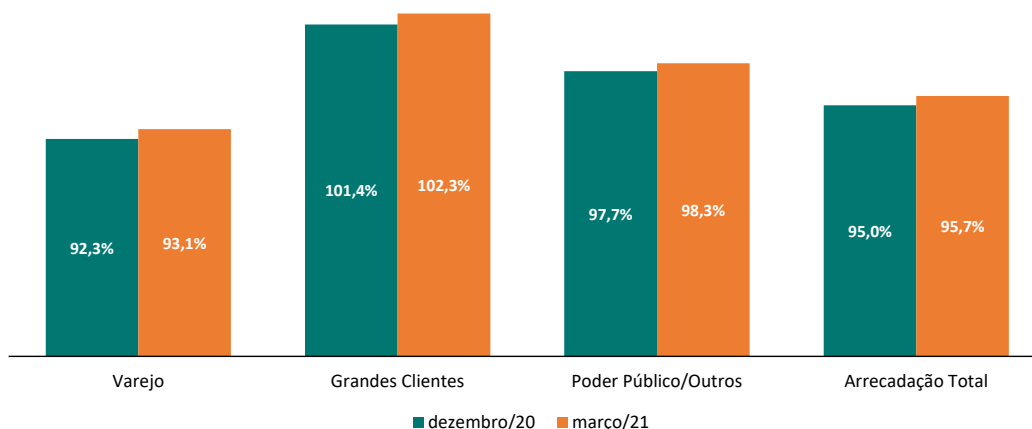
⁷ A partir de janeiro/21 a IEN passou a ser calculada de acordo com a nova metodologia de maneira a se verificar o real ganho das ações de combate às perdas ao longo de 12 meses. Os dados de 2020 foram recalculados para possibilitar uma melhor análise comparativa.

blindada com incremento da redução de perdas nos novos circuitos, evolução do processo de análise dos alarmes gerados pelos medidores telemedidos, regularização de medições fiscais inoperantes, além da revisão do processo de leitura, com redução no número de clientes não lidos e de erros de leitura, que contribuirá para redução de perdas administrativas.

Além disso, foi criada uma nova estrutura dentro da Diretoria Comercial para relacionamento com as comunidades, já tendo um plano de trabalho com as comunidades, atuando em três vertentes: relacionamento estrutural com uso de eficiência energética, conscientização, educação e geração de renda para reverter o contexto socioeconômico desfavorável; ações imediatas de curto prazo, como regularizações, retorno da leitura e entrega de contas, atendimento emergencial sob demanda e aumento do cadastro na Tarifa Social; na vertente estrutural iniciamos um projeto-piloto envolvendo as comunidades Babilônia, Ladeira dos Tabajaras, Chapéu Mangueira e Pilar, de maneira que acompanhar os resultados e implementar melhorias, de maneira que possa escalado para outras comunidades em nossa área de concessão. Estabelecemos também um processo de comunicação contínuo e interação com 180 lideranças comunitárias. Ademais, buscaremos ter o Governo do Estado e as prefeituras como parceiros nesse projeto.

5.1.4. Arrecadação

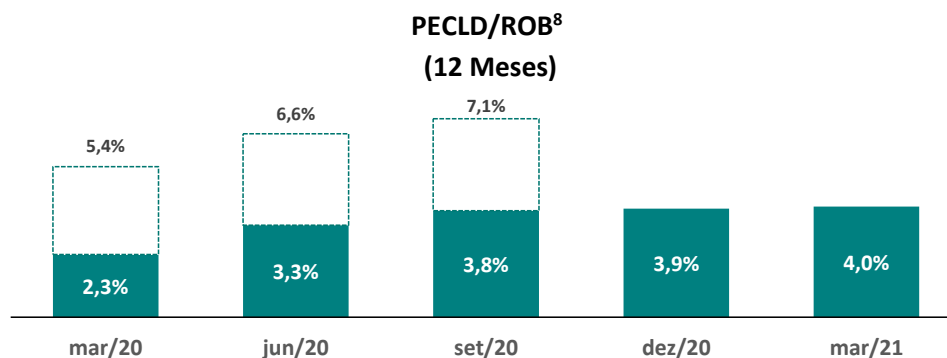
Taxa de arrecadação por segmento (12 meses)
(Considerando parcelas vencidas de REN)



A arrecadação total (12 meses) em março/21 alcançou 95,7%, 0,7 p.p. maior que dezembro/20 (95,0%) e 1,2 p.p. menor em relação a março/20. Esse resultado significa uma inversão da tendência dos últimos trimestres quando observamos uma deterioração da inadimplência, principalmente em função da pandemia e dos meses de suspensão do corte de energia pela Aneel em 2020 (final de março a julho/20). Apesar das adversidades ainda persistentes decorrentes da pandemia, conseguimos avançar em todos os setores, destacando-se o varejo (+0,8 p.p.) e grandes clientes (+0,9 p.p.).

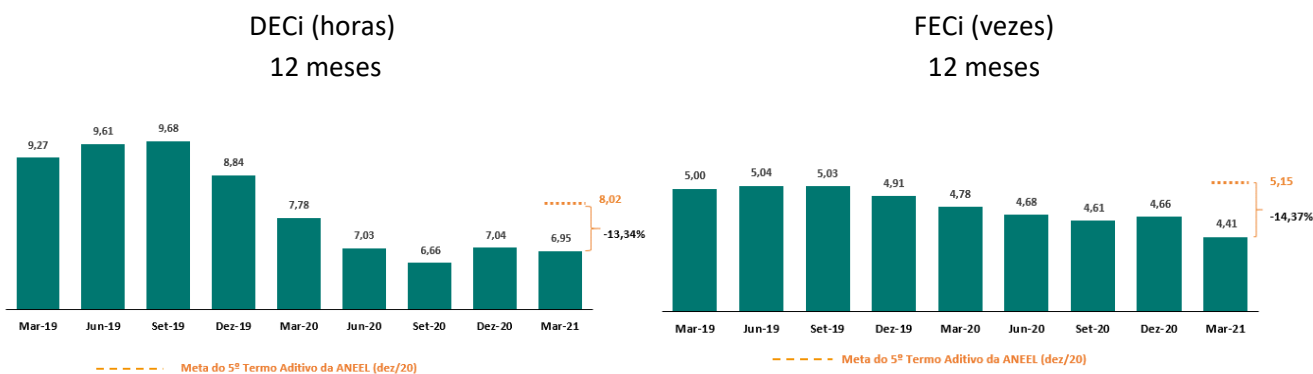
Continuamos a ter uma elevada base de clientes cuja arrecadação se dá por meio de pagamento eletrônicos (débito automático, *internet banking* e caixas eletrônicos), que representou aproximadamente 81,9% do faturamento do varejo no período (vs. 77,5% no 1T20).

O indicador PECLD sobre Receita Operacional Bruta (12 meses) encerrado em março/21 foi de 4,0%, 0,1 p.p. maior em relação ao 4T20, apesar do avanço da arrecadação com as iniciativas de regularização de clientes, conforme a expectativa da Companhia.



Conforme mencionado acima, também foram adotadas medidas de curto prazo para melhoria da arrecadação, destacando-se: aumento no volume de cortes, negociações e ações administrativas, revisão do processo de atuação no estoque de cortados, revisão da régua de cobrança e seleção de alvos, implantação de célula de pré-negociação de autuações de irregularidades, revisão de contratos com aumento de produtividade das equipes e implantação de URA cognitiva para cobrança de clientes inadimplentes.

5.1.5. Qualidade Operacional⁹



Em março/21, a Light continuou registrando bons resultados na qualidade do serviço prestado. Esse desempenho foi possível devido ao uso de times próprios no campo, à multidisciplinaridade das equipes (*multiskill*) e ao baixo índice de absenteísmo durante a pandemia, além de outras medidas de gestão.

O DECI (12 meses) em março/21 foi de 6,95 horas, uma redução de 1,3% se comparado a dezembro/20. No entanto, quando comparamos ano contra ano, temos uma redução de 10,7% (-0,83 hora), demonstrando a assertividade nos investimentos e a boa performance na recuperação da rede de distribuição após falhas não programadas.

⁸ Receita Bruta do Mercado Cativo + Mercado Livre.

⁹ Os índices de DEC e FEC apresentados foram recalculados de acordo com decisão da ANEEL. Atualmente, a Companhia está discutindo com a ANEEL a revisão das metas desses indicadores no 5º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão de maneira a compatibilizar a metodologia de apuração.

O FECi (12 meses) em março/21 foi de 4,41x, uma redução de 5,4% em relação ao resultado do trimestre anterior. Em março/21 em relação ao mesmo período de 2020, observamos uma redução de 7,7% (-0,37 vez), demonstrando a assertividade dos planos plurianuais de investimentos e das ações de manutenção preventiva.

Tanto o DECI quanto o FECi performaram em março/21 abaixo dos limites estabelecidos pela ANEEL no contrato de concessão. O indicador DECI encerrou o trimestre 13,3% abaixo do limite de 8,02 horas e o FECi 14,4% abaixo do limite de 5,15x.

5.2. Desempenho Financeiro da Light SESA

Informações Financeiras Selecionadas (R\$ MM)	1T21	1T20	Variação 1T21/1T20
Receita Operacional Líquida	3.152,7	2.634,9	19,7%
Despesa Operacional	(3.075,3)	(2.466,4)	24,7%
EBITDA Ajustado	197,6	307,4	-35,7%
Resultado Financeiro	(229,5)	(73,7)	211,4%
Resultado antes do IR e CS	(151,6)	94,9	-
IR/CSLL	51,0	(32,9)	-
Resultado Líquido	(100,7)	62,0	-
Margem EBITDA	6,3%	11,7%	-5,4 p.p.

Obs: Não considera Receita/Custo de Construção

5.2.1. Receita Líquida da Light SESA¹⁰

Receita Líquida (R\$ MM)	1T21	1T20	Variação 1T21/1T20
Clientes Cativos e Livres	2.810,3	2.661,4	5,6%
Energia Não Faturada	97,9	(60,6)	-
Conta CCRBT	17,6	7,5	136,4%
CVA	123,0	(46,1)	-
Diversos	103,9	72,8	42,8%
Valor Justo do Ativo Indenizável da Concessão - VNR	100,9	61,8	63,3%
Outras Receitas	3,0	11,0	-72,7%
Subtotal	3.152,7	2.634,9	19,7%
Receita de Construção*	184,8	153,8	20,1%
Total	3.337,5	2.788,8	19,7%

* A controlada Light SESA contabiliza receitas e custos, com margem zero, relativos a serviços de construção ou melhoria da infraestrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica.

A receita líquida no 1T21, desconsiderando a receita de construção, foi de R\$3.152,7 milhões, 19,7% acima da registrada no 1T20, com os seguintes destaques:

- A rubrica de Clientes Cativos e Livres finalizou o trimestre em R\$2.810,3 milhões, um acréscimo de 5,6% em relação ao 1T20, devido principalmente ao reajuste tarifário ocorrido em março/20.

¹⁰ Em 10 de dezembro de 2014, foi assinado o quarto termo aditivo ao contrato de concessão para distribuição pela Companhia, que assegurou o direito e o dever de que os saldos remanescentes de eventual insuficiência ou ressarcimento pela tarifa ao término de concessão serão acrescentados ou abatidos do valor da indenização, o que permitiu o reconhecimento dos saldos de tais ativos e passivos regulatórios.

- A energia não-faturada encerrou em R\$97,9 milhões positivos, frente a R\$60,6 milhões negativos no mesmo período do ano anterior, em virtude da maior temperatura média registrada no 1T21 em comparação com 1T20 (+1,3°C).
- CVA positiva em R\$123,0 milhões no 1T21, vs. CVA negativa em R\$46,1 milhões em relação ao 1T20, em razão das maiores despesas com compra de energia (risco hidrológico, contratos por disponibilidade, UHE Itaipu e UTE Norte Fluminense), encargos setoriais (ESS e CDE) e encargos de rede básica.
- Incremento de R\$39,1 milhões no VNR do 1T21 em relação ao 1T20, devido ao aumento do IPC-A verificado no período.

5.2.2. Custos e Despesas da Light SESA

Custos e Despesas (R\$ MM)	1T21	1T20	Variação 1T21/1T20
Custos e Despesas Não Gerenciáveis	(2.527,9)	(1.910,4)	32,3%
Custos de Compra de Energia	(2.701,2)	(2.041,6)	32,3%
Custos com Encargos e Transmissão	(344,5)	(249,8)	37,9%
Crédito de PIS/COFINS sobre compra de Energia	239,9	189,0	27,0%
Crédito ICMS sobre compra de Energia	277,8	192,0	44,6%
Custos e Despesas Gerenciáveis	(547,3)	(556,0)	-1,6%
PMSO	(224,2)	(221,0)	1,4%
Pessoal	(107,9)	(111,3)	-3,1%
Material	(10,5)	(6,4)	64,0%
Serviço de Terceiros	(118,6)	(111,1)	6,7%
Outros	12,8	7,8	63,8%
Provisões - Contingências	(53,0)	(72,9)	-27,3%
PECLD	(150,5)	(123,2)	22,1%
Depreciação e Amortização	(134,0)	(135,0)	-0,7%
Outras Receitas/Despesas Operacionais	14,3	(3,9)	-
Custos Totais Sem Custo de Construção	(3.075,3)	(2.466,4)	24,7%
Custo de Construção	(184,8)	(153,8)	20,1%
Custos Totais	(3.260,1)	(2.620,2)	24,4%

5.2.2.1. Custos e Despesas Gerenciáveis da Light SESA

Neste trimestre, os custos/despesas gerenciáveis totalizaram R\$547,3 milhões, 1,6% abaixo do registrado no 1T20.

PMSO registrou alta de 1,4% (R\$3,2 milhões) em comparação ao 1T20.

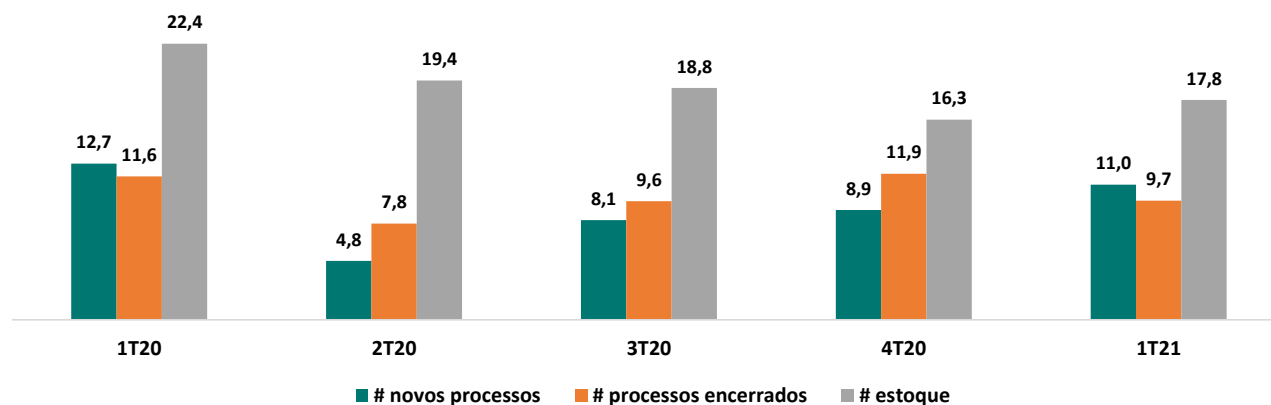
Os gastos com PMS, excluindo aqueles extraordinários com PDV no 1T20 (R\$10,5 milhões), registraram uma alta de R\$13,7 milhões no 1T21 em relação ao 1T20, ou 6,5%, praticamente em linha com a inflação ocorrida no período (6,1%). Esse aumento ocorreu principalmente em decorrência de uma maior atuação da área comercial, em especial nas atividades ligadas ao processo de cobrança, que intensificou ações em campo e também em atividades de *backoffice* através de seus canais de cobrança, visando à melhoria da arrecadação.

As provisões/contingências encerraram o trimestre em R\$53,3 milhões. Na comparação trimestral, ajustando o valor do 1T20 pelo estorno do PDV (R\$10,5 milhões), observamos uma redução de R\$29,5 milhões, decorrentes da redução do ingresso de novas demandas judiciais e do estoque de processos, bem como da melhoria dos

procedimentos operacionais e de relacionamento com o cliente. A entrada de novos processos foi também positivamente impactada pelos efeitos da pandemia.

Provisões (R\$ MM)	1T21	1T20	Variação 1T21/1T20
JEC	(29,6)	(34,3)	-13,7%
Cível	(26,4)	(41,9)	-37,1%
Outras	2,7	2,6	3,1%
Total	(53,3)	(73,6)	-27,6%

Com relação às provisões JEC, que são diretamente impactadas pela entrada de novas demandas, observou-se a manutenção da trajetória de redução. No comparativo trimestral observa-se uma queda de 13,7% no número de novos processos e de redução de -32% no valor destas provisões. Esta redução no ingresso de novas demandas é reflexo da melhoria dos procedimentos operacionais, melhoria das ações de relacionamento com o cliente e também positivamente impactada pelos efeitos da pandemia.



5.2.2.2. Custos e Despesas Não Gerenciáveis da Light SESA

Custos e Despesas Não Gerenciáveis (R\$ MM)	1T21	1T20	Variação 1T21/1T20
Encargos de uso da Rede Básica e ONS	(324,8)	(230,2)	41,1%
Encargos de conexão - Transmissão	(19,7)	(19,6)	0,6%
Itaipu	(396,2)	(338,9)	16,9%
Transporte de Energia - Itaipu	(35,7)	(29,4)	21,7%
UTE Norte Fluminense	(824,1)	(630,3)	30,7%
PROINFA	(35,3)	(34,0)	3,9%
Cotas de Garantia Física	(172,2)	(163,8)	5,1%
Cota de Nucleares	(49,7)	(60,0)	-17,2%
Leilões de Energia	(647,0)	(534,1)	21,1%
Contratos por Quantidade	(232,6)	(241,6)	-3,7%
Contratos por Disponibilidade	(414,4)	(292,5)	41,7%
Mercado de Curto Prazo CCEE	(541,0)	(251,1)	115,4%
Vendas/Compras no Spot	(120,8)	(62,1)	94,5%
Riscos Hidrológicos	(79,2)	(61,3)	29,2%
Efeito de Contratos por Disponibilidade	(36,6)	(127,6)	-71,3%
ESS	(258,4)	(6,5)	3873,3%
Energia de Reserva	(30,2)	-	-
Outros	(16,0)	6,3	-
Crédito de PIS/COFINS sobre compra de Energia	239,9	189,0	27,0%
Crédito ICMS sobre compra de Energia	277,8	192,0	44,6%
Total	(2.527,9)	(1.910,4)	32,3%

Os custos e despesas não gerenciáveis no 1T21 foram de R\$2.527,9 milhões, R\$627,6 milhões ou 32,3% acima do registrado no mesmo período do ano anterior.

As principais variações se deram dentro da rubrica de mercado de curto prazo (CCEE), dentre elas podemos destacar:

- Devido à decisão do CMSE autorizando o ONS a despachar térmicas mais caras e importar energia dos países vizinhos, houve uma elevação de R\$251,9 milhões na rubrica de ESS (Encargos de Serviço do Sistema).
- Pelo aumento da carga no período e pela redução na contratação de energia, houve maior necessidade de compra no Spot elevando as despesas em R\$58,2 milhões nesta rubrica.
- Os baixos níveis de PLD no 1T21 contribuíram para o aumento da cobrança do encargo de energia de reserva, gerando um pagamento de R\$30,2 milhões.
- Em contrapartida, as despesas da CCEE foram atenuadas devido à maior geração térmica, que impactou a redução do ECD (Efeito da Contratação por Disponibilidade) em R\$91,0 milhões.

Além disso, a alta do dólar contribuiu para um aumento de R\$57,3 milhões nas despesas de Itaipu do 1T21. O mesmo fator atuou elevando a tarifa de Norte Fluminense, que passou por reajuste em novembro/20. Aliado ao dólar, tivemos também a alta do IGP-M, de tal forma que os dois índices contribuíram para uma elevação de R\$193,8 milhões na despesa com esta usina.

5.2.3. Conta de Compensação de Variação de Itens da Parcela A – CVA

Ativo/Passivo Regulatório Líquido (R\$ MM)	1T21	4T20	3T20	2T20	1T20
Ativos Regulatórios	1.946	588	619	1.465	1.197
Passivos Regulatórios	(2.120)	(514)	(799)	(784)	(577)
Ativo/Passivo Regulatório Líquido	(174)	74	(180)	681	620

O saldo da conta de compensação de variação de itens da Parcela A – CVA no final do 1T21 totalizou R\$174 milhões negativos e incorpora (i) o valor da CVA e dos itens financeiros homologados pela Aneel e repassados à tarifa no reajuste tarifário de março/21, que serão faturados e amortizados nos meses subsequentes, (ii) a formação da CVA ainda não repassada à tarifa, majoritariamente constituída nas competências de janeiro a março/21, que serão consideradas pela ANEEL no processo tarifário de março/22, e (iii) o registro de um passivo associado aos valores recebidos da Conta-Covid e que foram revertidos como componente financeiro negativo no processo tarifário de março/2021.

5.2.4. Resultado Financeiro da Light SESA

Resultado Financeiro (R\$ MM)	1T21	1T20	Variação 1T21/1T20
Receitas Financeiras	167,8	568,6	-70,5%
Juros sobre Aplicações Financeiras	10,8	7,7	40,8%
Operações de Swap	148,6	522,6	-71,6%
Juros sobre contas de energia e parcelamento de débitos	10,6	17,5	-39,3%
Atualização de ativos e passivos financeiros do setor	(9,5)	4,0	-
Atualização de ICMS Base Cálculo PIS/COFINS	2,6	11,2	-76,8%
Outras Receitas Financeiras	4,7	5,7	-17,0%
Despesas Financeiras	(397,3)	(642,3)	-38,1%
Encargos da dívida (Moeda Nacional)	(84,3)	(99,7)	-15,4%
Encargos da dívida (Moeda Estrangeira)	(36,8)	(37,9)	-2,7%
Variação Monetária	(75,7)	(37,9)	99,9%
Variação Cambial	(171,5)	(409,6)	-58,1%
Operações de Swap	-	-	-
Variação Cambial Itaipu	(20,9)	(46,4)	-55,0%
Atualização de provisões para contingências	(5,6)	(4,3)	29,5%
Atualização pela Selic P&D/PEE/FNDCT	(1,4)	(2,3)	-36,3%
Juros sobre Tributos	(0,0)	(0,1)	-46,5%
Parcelamento- multas e juros Lei.11.941/09 (REFIS)	(0,2)	(0,6)	-67,2%
Outras Despesas Financeiras (inclui IOF)	(0,9)	(3,7)	-76,2%
Total	(229,5)	(73,7)	211,4%

O resultado financeiro no 1T21 foi negativo em R\$229,5 milhões. Comparando o resultado do 1T20, de R\$73,7 milhões negativos, o aumento no custo financeiro foi de R\$155,8 milhões, principalmente, pelo menor ganho com a marcação a mercado das operações de *swap* das dívidas em moeda estrangeira, decorrente do aumento da curva futura do CDI e do aumento do dólar *spot*. O efeito da marcação a mercado no 1T21 foi de R\$39,1 milhões negativos, frente a um ganho de R\$103,8 milhões no 1T20, o que totaliza uma variação negativa de R\$142,9 milhões na comparação entre os períodos. O aumento da variação monetária ocorreu devido ao maior IPC-A no período (2,05% no 1T21 vs. 0,53% no 1T20). A redução da variação cambial é decorrente do câmbio (p-tax) do período (9,36% no 1T21 vs. 29,98% no 1T20).

6. Light Energia – Geração

Destaques Operacionais	1T21	1T20	Variação 1T21/1T20
Nº de Empregados	223	201	10,9%
Capacidade Instalada (MW)	1.188,1	1.188,1	0,0%
Light Energia	873,0	873,0	0,0%
Participações ¹	315,1	315,1	0,0%
Garantia Física (MW médio)	543,8	543,9	0,0%
Light Energia ²	408,0	408,2	0,0%
Participações	135,8	135,8	0,0%

¹Participação proporcional nas coligadas: Belo Monte, Guanhães e PCH Paracambi.

² Garantia física líquida de perdas internas e bombeamento

6.1. Desempenho Operacional

Com as ações realizadas para garantir a saúde e a segurança dos colaboradores da Companhia em meio à pandemia, as usinas da Light Energia seguiram operando normalmente.

6.1.1. Compra e Venda de Energia

Compra e Venda de Energia (MWm)*	1T21	1T20	Variação 1T21/1T20
Venda (ACL + Spot)	501,3	615,1	-18,5%
Compra (ACL + Spot)	24,1	143,5	-83,2%

*Valores incluem a plantas de: Fontes Nova, Nilo Peçanha, Pereira Passos, Ilha dos Pombos, Santa Branca e PCH Lajes

No 1T21, houve uma redução de 18,5% na venda (ACL + Spot) em função da sazonalização dos contratos, que reduziram a alocação de energia no 1T21 quando comparado com os volumes do 1T20. Essa variação foi resultado da estratégia adotada pela Light Energia em alocar a sua garantia física seguindo a sazonalização média do MRE, condição que mitiga os riscos de exposição às variações de mercado ao longo do ano.

Com essa estratégia de sazonalização da garantia física, um maior volume de energia foi alocado no 1T21, em especial no mês de janeiro, que, somado à menor quantidade de energia dos contratos, reduziu significativamente a necessidade de compra de energia nesse 1T21.

A Light Energia continua amparada por uma decisão judicial que a desobriga de realizar os pagamentos relativos a eventuais exposições nas liquidações mensais da CCEE (Liminar do GSF). Com este mecanismo, evita o pagamento corrente de parte dos valores da liquidação financeira do mercado *spot*, protegendo seu fluxo de caixa. No entanto, a totalidade do custo e da receita é regularmente provisionada no resultado. O saldo do passivo em aberto em março/21, referente ao período de maio/15 a março/21, era de aproximadamente R\$1.918,2 milhões na rubrica Comercialização no mercado de curto prazo. Em contrapartida, a Geradora possui um saldo a receber de R\$578,9 milhões, resultando em um passivo líquido, em março/21, de R\$1.339,3, milhões. Em relação a dezembro/20, o passivo líquido aumentou R\$384,6 milhões, decorrente da atualização monetária pelo IGP-M dos saldos registrados no ativo e no passivo, mas, principalmente, pelo recebimento de R\$335,8 milhões de outros agentes que pagaram seus débitos antecipadamente à celebração dos acordos, reduzindo assim a posição passiva da Light Energia na CCEE.

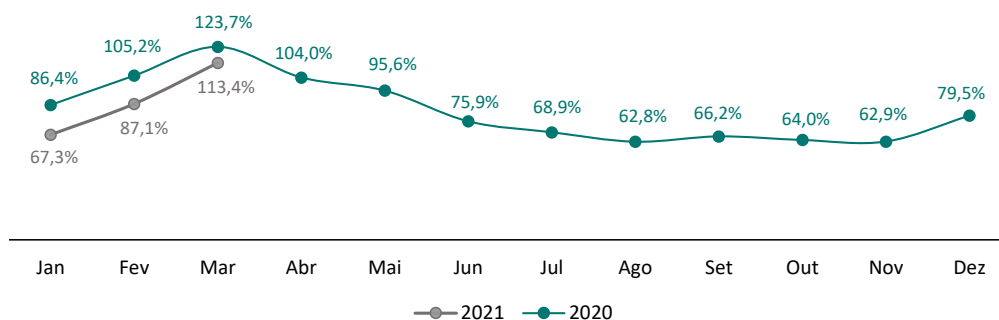
Em 01/12/20, a ANEEL regulamentou, por meio da Resolução Normativa nº 895/20, a metodologia para o cálculo da compensação aos titulares de usinas hidrelétricas participantes do Mecanismos de Realocação de Energia

(MRE), determinando que a CCEE efetue o cálculo do montante financeiro da compensação em até 90 dias da data da resolução. Os montantes financeiros nos períodos em que a usina hidrelétrica esteve protegida por decisão judicial serão atualizados pelo IPCA e, no período em que houve desembolso, caberá ainda o ajuste pela taxa de capitalização (Ke) de 9,63% a.a., até o último mês contabilizado pela CCEE de acordo com as regras de comercialização. Nesse mesmo prazo de 90 dias, coube à CCEE calcular para cada usina participante do MRE os prazos de extensão de outorga nos termos estabelecidos pela Lei nº14.052/20.

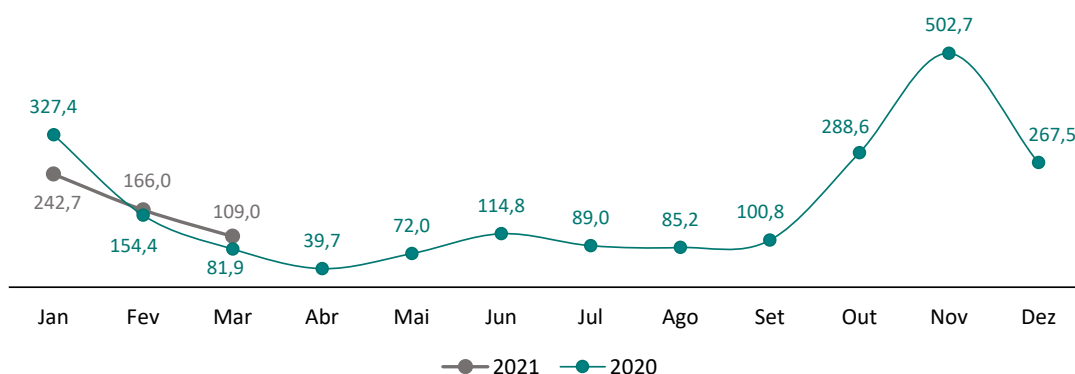
Em 02/03/21, a CCEE divulgou os valores apurados segundo a regulamentação aprovada em dezembro/20, cabendo à ANEEL homologar os valores definitivos. Considerando os últimos valores divulgados pela CCEE, o ativo intangível da Light Energia é de R\$433,8 milhões, que foi reconhecido no 4T20.

Em 06/04/21, a Light Energia liquidou o saldo em aberto na CCEE referente à repactuação do GSF, mediante o pagamento de aproximadamente R\$1,3 bilhão. A Companhia atenderá às demais exigências definidas na Resolução Normativa ANEEL nº 895/2020 para a efetivação da repactuação do risco hidrológico, incluindo, mas não se limitando, à desistência de ação judicial, tão logo os valores calculados e divulgados pela CCEE sejam homologados pela ANEEL.

GSF - Generation Scaling Factor



PLD Médio Mensal SE/CO (R\$/MWh)

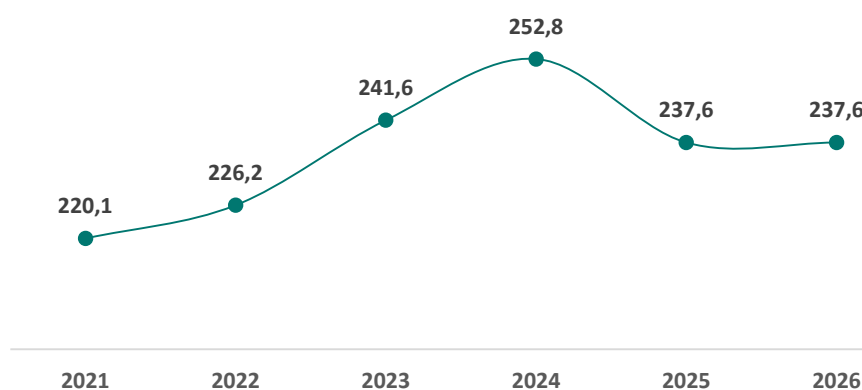


6.1.2. Nível de contratação/descontratação de energia em MWm (Light Energia + Lightcom)



*Considera o fim da concessão da Light Energia em 04/06/2026, dado que a postergação por efeito da repactuação do GSF ainda não foi concluída.

6.1.3. Preço médio dos contratos de venda de energia convencional em R\$/MWh (Lightcom)



*Valores líquidos de impostos. Data-base: jan/21.

6.2. Desempenho Financeiro da Light Energia

Informações Financeiras Seleccionadas (R\$ MM)	1T21	1T20	Variação 1T21/1T20
Receita Operacional Líquida	275,1	253,7	8,4%
Despesa Operacional	(99,9)	(130,5)	-23,4%
EBITDA Ajustado	189,9	138,2	37,4%
Resultado Financeiro	(116,5)	15,9	-
Outras Receitas/Despesas Operacionais	(0,5)	(0,8)	-43,6%
Resultado antes dos Impostos e Equivalência Patrimonial	58,2	138,3	-57,9%
IR/CSLL	(17,9)	(45,3)	-60,6%
Equivalência Patrimonial	-	(0,4)	-
Lucro/Prejuízo Líquido	40,8	93,5	-56,3%
Margem EBITDA	0,7	0,5	14,5 p.p.

6.2.1. Receita Líquida e Custos e Despesas da Light Energia

Receita Líquida (R\$ MM)	1T21	1T20	Variação 1T21/1T20
Venda no Ambiente de Contratação Livre (ACL)	186,1	217,3	-14,4%
Spot (CCEE)	87,2	34,5	152,6%
Diversos	1,9	1,9	-2,4%
Total	275,1	253,7	8,4%

Custos e Despesas Operacionais (R\$ MM)	1T21	1T20	Variação 1T21/1T20
Pessoal	(5,9)	(6,7)	-11,1%
Material e Serviço de Terceiros	(4,7)	(4,5)	5,8%
Energia Comprada / CUSD / CUST	(71,9)	(103,5)	-30,5%
Depreciação	(14,2)	(14,1)	0,5%
Outras Receitas/Despesas Operacionais	(0,5)	(0,8)	-43,6%
Outras (inclui provisões)	(2,6)	(0,8)	214,8%
Total	(99,9)	(130,5)	-23,4%

No trimestre, houve aumento de 8,4% (R\$21,4 milhões) na receita líquida em comparação ao trimestre anterior devido, principalmente, ao incremento das vendas no mercado *spot*¹¹ (R\$52,7 milhões), sobretudo decorrente da política de *hedge* da Companhia.

Os custos e despesas encerraram o 1T21 em R\$99,9 milhões vs. R\$130,5 milhões registrados no 1T20, uma redução de 23,4%, devido, principalmente, a menores custos com a energia comprada, consequência da redução da necessidade de compra de energia devido à estratégia de sazonalização de contratos e garantia física.

Os gastos com PMS ficaram em linha em comparação com o mesmo trimestre do ano anterior. Excluindo o PDV no valor de R\$1,8 milhão registrado no 1T20, o PMS aumentou R\$1,2 milhão em relação ao 1T20.

6.2.2. Resultado Financeiro da Light Energia

Resultado Financeiro (R\$ MM)	1T21	1T20	Variação 1T21/1T20
Receitas Financeiras	98,3	311,8	-68,5%
Juros sobre Aplicações Financeiras	5,9	6,8	-12,5%
Operações de Swap	92,3	304,9	-69,7%
Despesas Financeiras	(214,8)	(295,9)	-27,4%
Encargos da dívida (Moeda Nacional)	(0,2)	(0,5)	-57,0%
Encargos da dívida (Moeda Estrangeira)	(16,1)	(17,7)	-9,0%
Variação Cambial	(105,1)	(245,3)	-57,1%
Operações de Swap	-	-	-
Atualização pela Selic P&D/PEE/FNDCT	(0,1)	(0,1)	-49,6%
Atualização do GSF	(89,4)	(31,3)	185,2%
Outras Despesas Financeiras (inclui IOF)	(3,8)	(0,8)	347,5%
Total	(116,5)	15,9	-

¹¹ Para fins de contabilização na CCEE, no fechamento mensal utiliza-se como referência o GSF=1. No mês subsequente, a CCEE informa o ajuste necessário no faturamento, de acordo com o GSF real apurado.

No 1T21, o resultado financeiro foi negativo em R\$116,5 milhões, frente a um resultado positivo de R\$15,9 milhões no mesmo período do ano anterior. O principal motivo para essa piora foi a maior despesa com a marcação a mercado das operações de *swap* das dívidas em moeda estrangeira, bem como a atualização da parcela passiva do GSF, a qual é corrigida pelo IGP-M. O efeito da marcação a mercado no 1T21 foi de R\$24,8 milhões negativos, frente a um ganho de R\$51,9 milhões no 1T20, o que totaliza uma variação negativa de R\$76,7 milhões na comparação entre os períodos. A redução da variação cambial é decorrente do câmbio (p-tax) do período (9,36% no 1T21 vs. 29,98% 1T20).

6.2.3. Resultado Líquido da Light Energia

Lucro/Prejuízo Líquido (R\$MM)	1T21	1T20	Variação 1T21/1T20
Resultado Light Energia (sem Participações)	40,8	93,9	-56,5%
Ganhos - Equivalência Patrimonial	-	(0,4)	-
Lucro/Prejuízo Líquido	40,8	93,5	-56,3%

A Light Energia, excluindo participações, obteve um lucro líquido de R\$40,8 milhões no 1T21 frente a um lucro de R\$93,5 milhões no 1T20.

7. Lightcom - Comercialização

7.1. Desempenho Operacional da Lightcom

Destaques Operacionais	1T21	1T20	Variação 1T21/1T20
Volume Comercializado - MWm	617	645	-4,3%
Preço Médio de Venda (Líquido de Impostos) - R\$/MWh	210,4	188,6	11,6%

O volume comercializado no 1T21 reduziu 4,3% em relação ao 1T20 devido à menor quantidade de operações realizadas através de contrato de curto prazo mensal.

O preço médio de venda neste período aumentou 11,6% em relação ao praticado no 1T20, em função do maior preço associado aos contratos de venda de longo prazo que compõem o portfólio da Comercializadora.

7.2. Desempenho Financeiro da Lightcom

Informações Financeiras Selecionadas (R\$ MM)	1T21	1T20	Variação 1T21/1T20
Receita Operacional Líquida	280,6	266,9	5,1%
Revenda	280,4	266,7	5,1%
Outros	0,1	0,1	1,6%
Despesas Operacionais	(242,9)	(242,0)	0,4%
Pessoal	(1,3)	(1,1)	11,9%
Material e Serviço de Terceiro	(0,4)	(0,2)	151,3%
Outros	(0,4)	(0,4)	-7,1%
Energia Comprada	(240,8)	(240,3)	0,2%
Provisões - PECLD Renova	-	-	-
EBITDA Ajustado	37,7	24,9	51,4%
Margem EBITDA	0,1	0,1	4,1 p.p.
Resultado Financeiro	0,6	1,1	-39,9%
Receita Financeira	0,8	1,2	-36,2%
Despesa Financeira	(0,1)	(0,1)	-6,8%
Resultado antes do IR e CS	38,3	26,0	47,6%
Lucro/Prejuízo Líquido	25,2	17,0	47,7%

A Comercializadora registrou um EBITDA de R\$37,7 milhões no 1T21 vs. um EBITDA de R\$24,9 milhões no 1T20 em virtude da maior receita com a revenda de energia. O Lucro Líquido foi de R\$25,2 milhões.

8. Endividamento

R\$ MM	Custo	Circulante	%	Não Circulante	%	Total	%
Light SESA		1.650,3	100,0%	6.681,6	100,0%	8.331,9	100,0%
Moeda Nacional		1.194,5	72,4%	5.193,5	77,7%	6.388,0	76,7%
Debêntures 8ª Emissão	CDI + 1,18%	39,2	2,4%	195,8	2,9%	235,0	2,8%
Debêntures 9ª Emissão Série A	CDI + 1,15%	250,0	15,1%	-	0,0%	250,0	3,0%
Debêntures 9ª Emissão Série B	IPCA + 5,74%	75,8	4,6%	227,4	3,4%	303,2	3,6%
Debêntures 13ª Emissão	IPCA + 7,44%	-	0,0%	531,7	8,0%	531,7	6,4%
Debêntures 15ª Emissão Série 1	IPCA + 6,83%	-	0,0%	599,5	9,0%	599,5	7,2%
Debêntures 15ª Emissão Série 2	CDI + 2,20%	80,0	4,8%	80,0	1,2%	160,0	1,9%
Debêntures 16ª Emissão Série 1	CDI + 0,90%	-	0,0%	132,5	2,0%	132,5	1,6%
Debêntures 16ª Emissão Série 2	CDI + 1,25%	-	0,0%	423,0	6,3%	423,0	5,1%
Debêntures 16ª Emissão Série 3	CDI + 1,35%	-	0,0%	62,5	0,9%	62,5	0,8%
Debêntures 17ª Emissão Série 1	CDI + 1,50%	-	0,0%	500,4	7,5%	500,4	6,0%
Debêntures 17ª Emissão Série 2	CDI + 1,75%	-	0,0%	50,0	0,7%	50,0	0,6%
Debêntures 17ª Emissão Série 4	IPCA + 5,25%	-	0,0%	160,9	2,4%	160,9	1,9%
Debêntures 18ª Emissão	CDI + 2,51%	400,0	24,2%	-	0,0%	400,0	4,8%
Debêntures 19ª Emissão	IPCA + 5,8%	-	0,0%	529,5	7,9%	529,5	6,4%
Debêntures 20ª Emissão	IPCA + 5,0867%	-	0,0%	633,3	9,5%	633,3	7,6%
Debêntures 21ª Emissão	CDI + 2,60%	-	0,0%	360,0	5,4%	360,0	4,3%
Nota Promissória - 5ª NP Sesa	CDI + 1,25%	100,0	6,1%	100,0	1,5%	200,0	2,4%
CCB IBM 2019	CDI	0,2	-	-	0,0%	0,2	0,0%
FINEP - Inovação e Pesquisa	0,04	23,2	1,4%	3,9	0,1%	27,1	0,3%
FIDC 2018 Série A	CDI + 1,20%	193,8	11,7%	507,1	7,6%	700,9	8,4%
FIDC 2018 Série B	IPCA + 5,75%	90,4	5,5%	203,5	3,0%	293,9	3,5%
Outros	-	(58,1)	-3,5%	(107,5)	-1,6%	(165,6)	-2,0%
Moeda Estrangeira *		455,8	27,6%	1.488,1	22,3%	1.943,9	23,3%
Tesouro Nacional	64,05% CDI	-	0,0%	14,9	0,2%	14,9	0,2%
Citibank	CDI + 1,50%	455,8	27,6%	-	0,0%	455,8	5,5%
Emissão de Bonds	142,79% CDI	-	0,0%	1.481,3	22,2%	1.481,3	17,8%
Outros	-	-	0,0%	(8,1)	-0,1%	(8,1)	-0,1%
Light Energia		463,3	100,0%	761,5	100,0%	1.224,7	100,0%
Moeda Nacional		7,5	1,6%	24,9	3,3%	32,4	2,6%
Debêntures 3ª Emissão	CDI + 1,18%	2,5	0,5%	12,5	1,6%	15,0	1,2%
CCB Santander Lajes	CDI + 2,40%	5,0	1,1%	12,5	1,6%	17,5	1,4%
Outros	-	(0,0)	0,0%	(0,1)	0,0%	(0,1)	0,0%
Moeda Estrangeira *		455,8	98,4%	736,6	96,7%	1.192,4	97,4%
Citibank	CDI + 1,30%	455,8	98,4%	-	0,0%	455,8	37,2%
Emissão de Bonds	143,01% CDI	-	0,0%	740,6	97,3%	740,6	60,5%
Outros	-	-	0,0%	(4,1)	-0,5%	(4,1)	-0,3%
Light Conecta		0,1	100,0%	0,3	100,0%	0,4	100,0%
BNDES - Conecta (Moeda Nacional) **	TJLP + 0,53%	0,1	100,0%	0,3	100,0%	0,4	100,0%
Total		2.113,7		7.443,4		9.557,0	

* Foram considerados os custos em reais, conforme seus respectivos contratos de swap

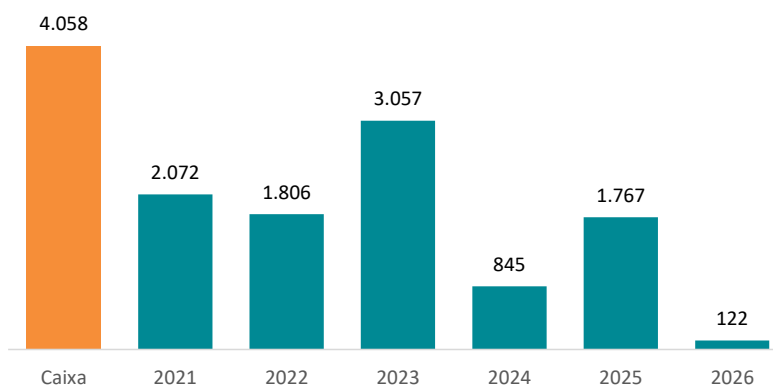
** Foi considerado o custo médio das *tranches* de cada operação.

8.1. Light S.A.

R\$ MM	Light SESA	Light Energia	Conecta	Outros Light S.A.	Light S.A. 1T21	Light S.A. 4T20	Δ %
Moeda Nacional	6.388,0	32,4	0,4	0,0	6.420,8	6.726,2	-4,5%
Moeda Estrangeira	1.943,9	455,8	0,0	0,0	2.399,7	2.858,2	-16,0%
(+) Empréstimos e Financiamentos	3.075,7	1.209,9	0,4	0,0	4.285,9	4.371,4	-2,0%
(+) Debêntures	5.256,4	14,9	0,0	0,0	5.271,2	5.213,0	1,1%
(+) Juros Devidos	166,2	22,5	0,0	0,0	188,7	99,6	89,4%
(+) Operações de Swap	-868,0	-491,6	0,0	0,0	-1.359,6	-1.116,5	21,8%
(+) Fundo de Pensão	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0%
Dívida Bruta	7.630,2	755,6	0,4	0,0	8.386,2	8.567,5	-2,1%
(-) Disponibilidades	2.332,8	1.576,0	20,3	129,1	4.058,2	3.089,7	31,3%
Dívida Líquida	5.297,4	-820,4	-19,9	-129,1	4.328,0	5.477,8	-21,0%

A dívida líquida consolidada no final do 1T21 era de R\$4.328,0 milhões, 21,0% abaixo da posição registrada no 4T20, de R\$5.477,8 milhões.

Amortização dos empréstimos, financiamentos e debêntures (R\$MM)
Prazo médio: 2,1 anos



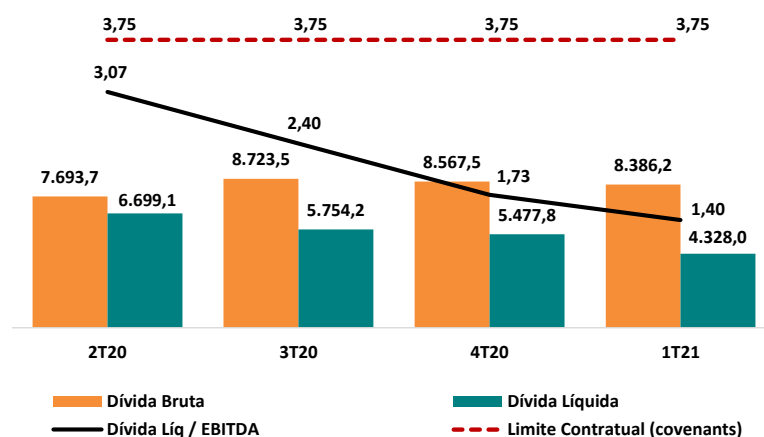
A atual robustez do Caixa traz à Companhia a tranquilidade necessária para fazer frente às amortizações de desse ano. Com o recebimento dos recursos do *follow-on* em janeiro/21, no valor R\$1,34 bilhão, reforçamos ainda mais o Caixa da Companhia, que irá contribuir para o bom andamento das atividades de *liability management*.

O indicador de *covenants* Dívida Líquida/EBITDA encerrou o 1T21 em 1,40x, menor do que no 4T20 (1,73x), e um dos mais baixos registrados nos últimos tempos. Vale lembrar que o EBITDA para fins de *covenants* das dívidas da Companhia e suas subsidiárias exclui efeitos não-caixa, tais como Equivalência Patrimonial, Provisões, VNR e Outras Receitas/Despesas Operacionais.

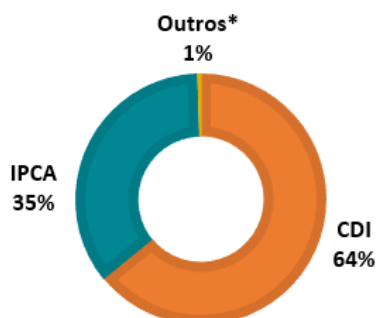
Atualmente, a Companhia está em bem abaixo do limite de *covenants* estabelecido contratualmente para a maioria dos contratos, que é de 3,75x.

Com relação ao indicador EBITDA/Juros, a Companhia encerrou o 1T21 no patamar de 5,84x, acima do limite contratual mínimo para a maioria dos contratos, de 2,0x.

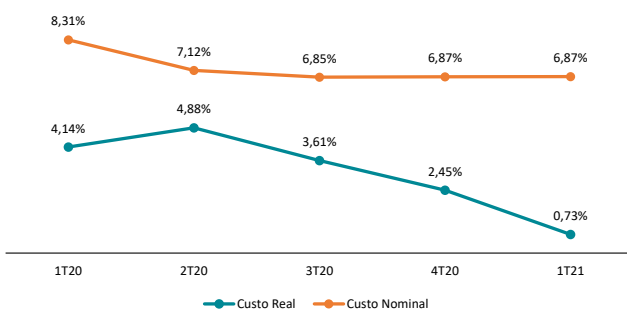
Dívida bruta e líquida consolidada
(R\$ milhões)



Indexadores da dívida¹



Custo da dívida



¹Considerando Hedge

*Equivalente ao somatório do custo fixo, libor e variação do dólar

Memória de cálculo dos *covenants* dos contratos de dívida (R\$ milhões)

Cálculo dos Covenants - R\$ MM		mar/21	dez/20	set/20	jun/20	mar/20
Empréstimos e Financiamentos	+	4.323,7	4.416,9	4.863,7	4.875,3	4.837,3
Custos de Operações Financeiras de Empréstimos	-	(37,8)	(45,5)	(49,3)	(53,0)	(56,8)
Encargos Devidos de Empréstimos e Financiamentos	+	86,4	39,3	90,4	41,3	78,8
Debêntures	+	5.346,5	5.292,4	5.210,2	4.142,5	4.518,7
Custos de Operações Financeiras de Debêntures	-	(75,3)	(79,4)	(87,0)	(60,2)	(65,6)
Encargos Devidos de Debêntures	+	102,2	60,3	120,5	63,0	108,0
Operação de Swap	+	(1.359,6)	(1.116,5)	(1.425,0)	(1.315,3)	(1.165,5)
Dívida Bruta	=	8.386,2	8.567,5	8.723,5	7.693,7	8.254,8
Disponibilidades	-	4.058,2	3.089,7	2.969,4	994,5	1.534,2
Dívida Líquida (a)	=	4.328,0	5.477,8	5.754,2	6.699,1	6.720,6
EBITDA CVM (12 meses)		2.394,4	2.372,2	1.029,7	1.602,1	1.753,7
Equivalência Patrimonial (12 meses)	-	(29,4)	(28,2)	(44,2)	36,6	(49,8)
Provisões (12 meses)	-	(870,9)	(912,1)	(1.393,5)	(1.717,9)	(1.586,2)
Outras Receitas/Despesas Operacionais (12 meses)	-	(75,0)	(94,3)	(41,6)	(47,1)	(48,9)
Valor justo do ativo indenizável da concessão (12 meses)	+	(282,0)	(242,9)	(114,4)	(59,9)	(153,6)
Outras Receitas - crédito PIS/COFINS (12 meses)	-	-	-	-	1.086,5	1.086,5
EBITDA para Covenants (12 meses) (b)	=	3.087,7	3.163,9	2.394,5	2.184,1	2.198,6
Juros (c)		521,2	545,2	572,4	611,7	648,8
Dívida Líquida/EBITDA para covenants (a/b)		1,4	1,7	2,4	3,1	3,1
Limite Superior Contratual Dívida Líquida/EBITDA		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8
EBITDA para covenants/Juros (b/c)		5,9	5,8	4,2	3,6	3,4
Limite Inferior Contratual EBITDA/Juros		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0

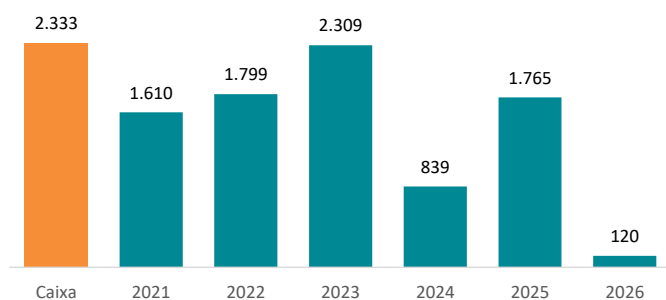
Ratings corporativos

Ratings	Escala		Data de Publicação
	Nacional	Internacional	
Fitch	AA-	BB-	21/01/2021
Standard & Poors	AA+	-	15/07/2019
Moody's	A1.br	Ba3	07/05/2021

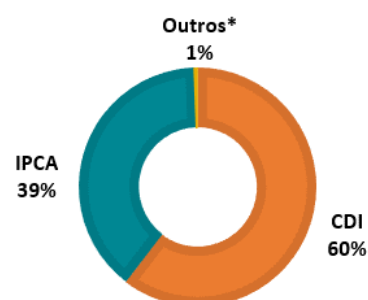
8.2. Abertura do Endividamento

Light SESA

Amortização¹ (R\$MM)
prazo médio: 2,2 anos

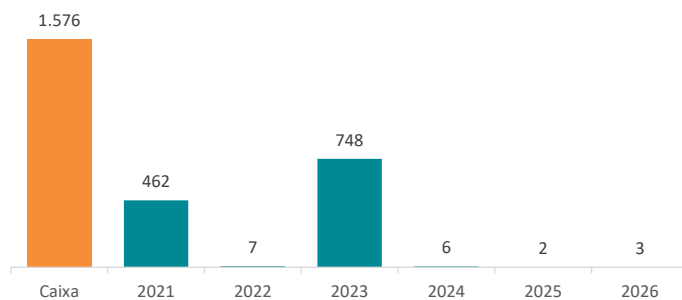


Indexadores de dívida²

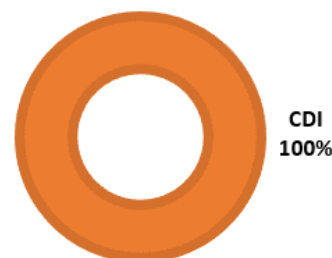


Light Energia

Amortização¹ (R\$MM)
prazo médio: 1,5 anos



Indexadores da dívida²



¹ Principal de empréstimos e financiamentos e debêntures.

² Considerando Hedge

*Equivalente ao somatório do custo fixo, libor e variação do dólar

9. Investimento Consolidado

Investimento Consolidado (R\$MM)	1T21	1T20	Variação 1T21/1T20
Distribuição	177,6	156,7	13,3%
Engenharia	102,2	105,6	-3,2%
Comercial	75,4	51,1	47,4%
Ativos Não Elétricos	23,3	19,4	20,0%
Geração (Light Energia & Lajes)	17,2	5,7	199,1%
Total	218,0	181,9	19,9%
Aportes	-	-	-
Total do Investimento (incluindo aportes)	218,0	181,9	19,9%

O Capex consolidado da Companhia, foi 19,9% maior que o realizado no 1T20. Destacam-se os incrementos de R\$24,3 milhões na rubrica Comercial, em virtude dos investimentos decorrentes do atual plano de combate às perdas (R\$15,3 milhões), e de R\$11,5 milhões na Geração, referente às obras do vertedouro da UHE Ilha dos Pombos e manutenções no sistema de bombeamento de Vigário e Santa Cecília. No 1T21, registramos aumento de R\$3,9 milhões na linha de Ativos não Elétricos, concentrados no Comercial/Atendimento (R\$2,4 milhões).

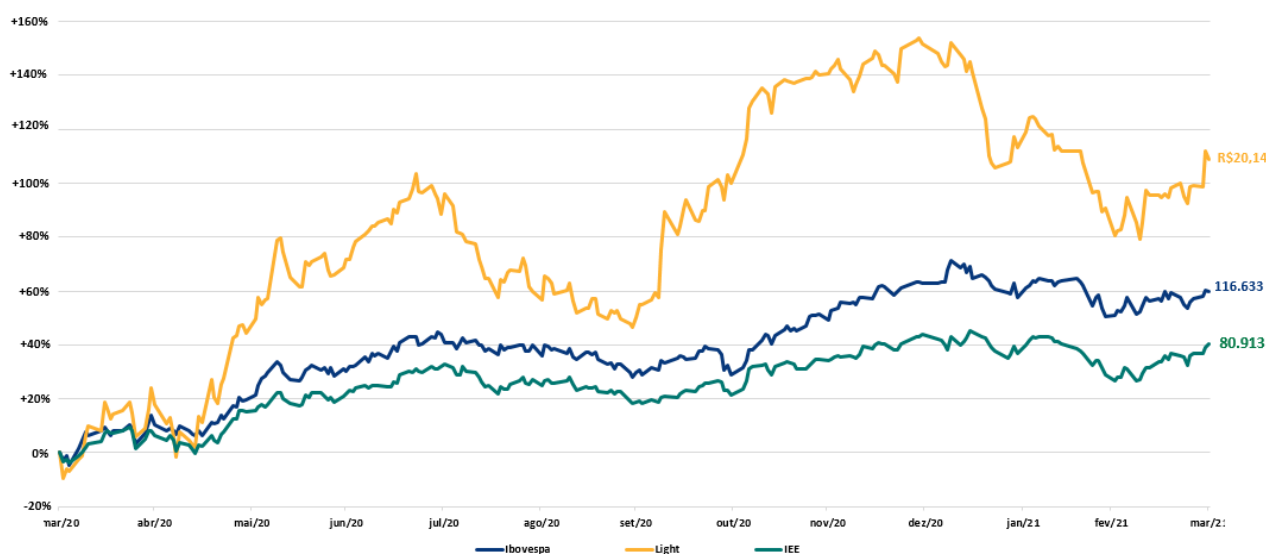
A Companhia não realizou nenhum aporte nas investidas no 1T21.

10. Mercado de Capitais

As ações da Light S.A. (LIGT3) estavam cotadas a R\$20,14 ao final de março/21. O valor de mercado da Companhia encerrou o trimestre em R\$7,5 bilhões.

Performance da ação da Light vs. Ibovespa vs. IEE

Base 100 em 31/03/20



Informações do Mercado	1T21	1T20
Média do Volume Negociado - LIGT3 (R\$MM)	70,0	77,5
Média da Cotação por ação - LIGT3 (R\$ / ação)	20,36	20,1
ADTV 90 dias (R\$MM)	61,0	70,8
Variação no preço - LIGT3	-17,1%	-59,6%
Variação no preço - IEE	-2,3%	-25,5%
Variação no preço - IBOV	-2,0%	-38,4%

11. Desempenho nas questões ambientais, sociais e de governança (ESG)

Nosso compromisso com a sustentabilidade teve início em 2005, quando a Light aderiu ao Novo Mercado da B3, e foi ratificado em 2007, com a adesão ao Pacto Global das Nações Unidas. Desde 2007, integramos a carteira do ISE B3, que agrega as empresas listadas com as melhores práticas de sustentabilidade corporativa do Brasil e, em 2020, passamos a integrar também o Índice S&P/B3 Brasil ESG, que é um índice amplo que procura medir a performance de títulos que cumprem critérios de sustentabilidade e é ponderado pelas pontuações ESG da S&P DJI. Em janeiro/21, a Light passou a integrar, também, a carteira do ICO2.

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

Principais Indicadores	1T21	1T20	Variação 1T21/1T20
Ambiental			
% de sites certificados SGI (Light Energia)	100%	100%	0,0 p.p.
% de sites certificados SGA (Light SESA)	88%	88%	0,0 p.p.
% de geração proveniente de fontes renováveis	100%	100%	0,0 p.p.
Consumo de água por empregado (m ³)	4,45	5,15	-13,5%
Consumo de energia elétrica por empregado (MWh)	5,62	5,64	-0,2%
Social			
Colaboradores próprios	5.558	5.128	8,4%
Colaboradores terceirizados	6.987	6.729	3,8%
% de mulheres na Light	18,7%	19,6%	-0,9 p.p.
% de mulheres em cargos de liderança	28,1%	23,2%	4,9 p.p.
Média de horas de treinamento por empregado	4,5	14,7	-69,4%
Taxa de rotatividade	2,4%	5,8%	-3,4 p.p.
Taxa de frequência de acidentes	3,95	2,83	39,6%
Taxa de gravidade de acidentes	899	55	1534,5%
Reclamações por total de clientes	15,16%	12,13%	3,03 p.p.
Governança			
% de conselheiros independentes	88,9%	75,0%	13,9 p.p.
% de mulheres na Alta Administração	23,5%	28,6%	-5,1 p.p.
Ações em poder da Alta Administração	63.100	68.300	-7,6%
Idade média da Alta Administração	56	52	7,7%
Outros			
Rede de distribuição (km)	79.841	78.850	1,3%
Investimento em Eficiência Energética (R\$ MM)	18,54	10,25	81,0%
Investimento em P&D (R\$ MM)	3,90	5,45	-28,4%
Universalização do acesso à energia elétrica	100%	100%	0,0 p.p.

Entre as principais variações verificadas no trimestre, destacamos:

- Aumento no número de conselheiros independentes no Conselho de Administração. Dos nove conselheiros, temos um representante dos empregados e os demais são independentes.
- Aumento de 40% na taxa de frequência de acidentes em decorrência de 28 acidentes. Mas, apesar do aumento, observamos que 82% desses acidentes possuem gravidade da lesão Leve ou Média. Com relação a taxa de gravidade, observamos um aumento significativo em consequência dos 6.000 dias debitados referentes a um acidente fatal ocorrido em janeiro/21.
- Aumento de 81% nos investimentos em eficiência energética em função do faturamento de equipamentos eficientes de grande porte, especialmente de condicionamento ambiental, de iluminação pública e de geração fotovoltaica de projetos aprovados na 6ª Chamada Pública de Projetos (CPP) e 2ª CPP para Iluminação Pública do PEE.
- Redução de 28% nos investimentos em P&D decorrente do encerramento de 18 projetos em andamento. Em complemento é importante registrar que, em razão das novas mudanças na regulação de P&D a partir da MP 998 regulamentada pela Lei 14.120/2021, a partir de setembro/20 os recursos para investimentos em P&D foram reduzidos a 70% dos valores anteriormente praticados.
- Aumento de 5 p.p. no número de mulheres em cargo de liderança, mesmo com a participação um pouco menor das mulheres no quadro da Light em função da primarização de atividades onde candidatos homens são predominantes.
- Redução de 69% na quantidade de homem-hora treinado em função do alto volume de treinamento realizado no período de janeiro a março/20 para atender à primarização de equipes de combate a perda, bem como a formação de profissionais ligados às atividades de medição e poda.
- Redução de 14% no consumo médio de água relacionada à prática de *home office* para os times corporativos, iniciada em meados de março/20.
- Aumento das reclamações em função da intensificação das atividades de inspeção, além de outras que posteriormente foram classificadas como improcedentes.

ANEXO I – Ativos de Geração

Parque Gerador Atual					
Usinas Hidrelétricas Existentes	Capacidade Instalada (MW) ¹	Garantia Física (MWm) ¹	Início Operacional	Ano de Vencimento da Concessão / Autorização	% de Participação da Light
Fontes Nova	132	99	1940	2026	100%
Nilo Peçanha	380	334	1953	2026	100%
Pereira Passos	100	49	1962	2026	100%
Ilha dos Pombos	187	109	1924	2026	100%
Santa Branca	56	30	1999	2026	100%
Elevatórias	-	-101	-	-	-
PCH Lajes	18	17	2018	2026	100%
PCH Paracambi	13	10	2012	2031	51%
Belo Monte	280	114	2016	2045	2,49%
Guanhães	22	12	2018	2047	51%
Total	1188	672	-	-	-

¹Participação proporcional da Light

ANEXO II- Conciliação EBITDA CVM

EBITDA CVM (R\$ MM)	1T21	1T20	Varição 1T21/1T20
Lucro/Prejuízo Líquido (A)	(41,8)	166,7	-
IR/CS (B)	(9,4)	(6,5)	44,6%
IR/CS DIFERIDO (C)	29,6	(80,5)	-
EBT (A - (B + C))	(61,9)	253,6	-
Depreciação e Amortização (D)	(148,3)	(149,2)	-0,6%
Despesa Financeira Líquida (E)	(344,8)	(56,0)	515,1%
EBITDA CVM ((A) - (B) - (C) - (D) - (E))	431,1	458,9	-6,1%

ANEXO III – Demonstração de Resultado

Light SESA

Demonstração do Resultado (R\$ MM)	1T21	1T20	Variação 1T21/1T20
Receita Operacional Bruta	5.487,9	4.633,8	18,4%
Fornecimento de Energia	4.367,1	3.874,1	12,7%
CVA	136,0	(46,1)	-
Receita de Construção	184,8	153,8	20,1%
Outras Receitas - crédito PIS/COFINS	-	-	-
Outras Receitas	800,1	652,0	22,7%
Deduções da Receita Operacional	(2.150,0)	(1.845,0)	16,5%
Receita Operacional Líquida	3.337,9	2.788,8	19,7%
Custo do Serviço de Energia Elétrica	(2.712,7)	(2.064,2)	31,4%
Energia elétrica comprada para revenda	(2.183,5)	(1.660,6)	31,5%
Encargos de conexão e uso da rede	(344,5)	(249,8)	37,9%
Custo de construção	(184,8)	(153,8)	20,1%
Custo/Despesa Operacional	(427,6)	(417,1)	2,5%
Pessoal	(107,9)	(111,3)	-3,1%
Material	(10,5)	(6,4)	64,0%
Serviços de terceiros	(118,6)	(111,1)	6,7%
Provisões	(203,5)	(196,1)	3,8%
Outros	12,8	7,8	63,8%
EBITDA Ajustado	197,6	307,4	-35,7%
Depreciação e amortização	(134,0)	(135,0)	-0,7%
Outras receitas/despesas operacionais	14,3	(3,9)	-
Resultado do Serviço	77,9	168,6	-53,8%
Resultado Financeiro	(229,5)	(73,7)	211,4%
Receita Financeira	167,8	568,6	-70,5%
Despesa Financeira	(397,3)	(642,3)	-38,1%
Resultado antes dos impostos	(151,6)	94,9	-
IR/CS	-	-	-
IR/CS Diferido	51,0	(32,9)	-
Lucro/Prejuízo Líquido	(100,7)	62,0	-

Light Energia

Demonstração do resultado (R\$ MM)	1T21	1T20	Variação 1T21/1T20
Receita Operacional Bruta	309,6	290,5	6,5%
Suprimento - Venda de energia própria	209,7	249,0	-15,8%
Suprimento - Energia de Curto Prazo	97,8	39,3	148,9%
Outras - TUSD	2,1	1,9	12,2%
Outras	0,0	0,4	-90,6%
Deduções da Receita Operacional	(34,4)	(36,8)	-6,5%
Receita Operacional Líquida	275,1	253,7	8,4%
Custo do Serviço de Energia Elétrica	(71,9)	(103,5)	-30,5%
Custo/Despesa Operacional	(13,3)	(12,0)	11,0%
Pessoal	(5,9)	(6,7)	-11,1%
Material	(0,3)	(0,2)	98,8%
Serviços de terceiros	(4,4)	(4,3)	2,2%
Provisões	(0,3)	1,1	-
Outros	(2,4)	(2,0)	21,8%
EBITDA Ajustado	189,9	138,2	37,4%
Depreciação e amortização	(14,2)	(14,1)	0,5%
Outras receitas/despesas operacionais	(0,5)	(0,8)	-43,6%
Resultado do Serviço	175,2	123,2	42,2%
Equivalência Patrimonial	-	(0,4)	-
Resultado Financeiro	(116,5)	15,9	-
Receita Financeira	98,3	311,8	-68,5%
Despesa Financeira	(214,8)	(295,9)	-27,4%
Resultado antes dos Impostos	58,7	138,8	-57,7%
IR/CS	(0,3)	(0,3)	-8,6%
IR/CS Diferido	(17,6)	(45,0)	-61,0%
Lucro/Prejuízo Líquido	40,8	93,5	-56,3%

ANEXO IV – Resultado Financeiro**Light S.A.**

Resultado Financeiro (R\$ MM)	1T21	1T20	Variação 1T21/1T20
Receitas Financeiras	267,6	882,4	-69,7%
Juros sobre Aplicações Financeiras	17,8	15,7	13,1%
Operações de Swap	240,9	827,5	-70,9%
Acréscimo Moratório sobre débitos	10,6	17,5	-39,3%
Atualização de ativos e passivos financeiros do setor	(9,5)	4,0	-
Atualização de ICMS Base Cálculo PIS/COFINS	2,6	11,2	-76,8%
Outras Receitas Financeiras	5,2	6,5	-19,5%
Despesas Financeiras	(612,3)	(938,4)	34,7%
Encargos da dívida (Moeda Nacional)	(84,5)	(100,2)	-15,7%
Encargos da dívida (Moeda Estrangeira)	(53,0)	(55,6)	-4,7%
Variação Monetária	(75,7)	(37,9)	99,9%
Variação Cambial	(276,6)	(654,9)	-57,8%
Variação Cambial Itaipu	(20,9)	(46,4)	-55,0%
Atualização de provisões para contingências	(5,7)	(4,3)	32,0%
Atualização pela Selic P&D/PEE/FNDCT	(1,5)	(2,4)	-37,0%
Juros sobre Tributos	(0,0)	(0,1)	-55,2%
Parcelamento- multas e juros Lei.11.941/09 (REFIS)	(0,2)	(0,6)	-67,2%
Atualização do GSF	(89,4)	(31,3)	185,2%
Outras Despesas Financeiras (inclui IOF)	(4,8)	(4,7)	2,4%
Total	(344,8)	(56,0)	515,1%

ANEXO V – Balanço Patrimonial

Light S.A. (R\$ milhões)

ATIVO	1T21	4T20
Circulante	9.262,7	7.973,7
Caixa e equivalentes de caixa	317,3	653,2
Títulos e valores mobiliários	3.740,9	2.436,5
Consumidores, concessionárias, permissionárias e clientes	3.165,5	3.257,1
Estoques	65,7	62,4
Tributos e contribuições a recuperar	988,6	655,7
Imposto de renda e contribuição social a recuperar	116,1	137,0
Ativos financeiros do setor	18,4	58,4
Despesas pagas antecipadamente	23,0	25,1
Serviços prestados a receber	46,9	45,0
Instrumentos financeiros derivativos swap	230,9	156,5
Outros créditos	401,9	339,4
Ativos classificados como mantidos para venda	147,4	147,4
Não Circulante	18.797,8	18.423,5
Consumidores, concessionárias, permissionárias e clientes	1.077,4	1.013,6
Tributos e contribuições a recuperar	3.945,2	4.420,0
Tributos diferidos	497,1	450,0
Instrumentos financeiros derivativos swap	1.128,6	960,0
Depósitos vinculados a litígios	241,1	242,1
Ativos financeiros do setor	423,7	15,4
Ativo financeiro da concessão	5.355,7	5.197,3
Outros créditos	120,0	120,0
Ativo de contrato	1.091,0	983,4
Investimentos	363,3	366,2
Imobilizado	1.654,3	1.655,2
Intangível	2.805,1	2.898,6
Ativo de direito de uso	95,3	101,7
Ativo Total	28.060,6	26.397,3
PASSIVO	1T21	4T20
Circulante	7.526,5	7.217,0
Fornecedores	3.414,1	3.439,8
Tributos e contribuições a pagar	145,4	166,9
Imposto de renda e contribuição social a pagar	0,7	1,8
Empréstimos e financiamentos	1.375,9	1.320,0
Debêntures	927,1	1.030,5
Passivos financeiros do setor	616,1	-
Dividendos a pagar	164,3	164,3
Obrigações trabalhistas	109,7	90,9
Valores a serem restituídos a consumidores	-	296,2
Obrigações por arrendamento	46,6	47,2
Outros débitos	726,6	659,2
Não Circulante	12.150,2	12.104,1
Empréstimos e financiamentos	2.996,5	3.090,7
Debêntures	4.446,4	4.242,7
Tributos e contribuições a pagar	193,4	191,8
Tributos diferidos	425,8	408,3
Participações societárias a descoberto	31,1	30,8
Provisões para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios	645,3	647,5
Benefícios pós-emprego	5,3	5,3
Obrigações por arrendamento	53,1	58,7
Valores a serem restituídos a consumidores	3.314,5	3.381,6
Outros débitos	38,9	46,6
Patrimônio Líquido	8.383,7	7.076,2
Capital Social	5.399,5	4.051,3
Reserva de capital	10,5	9,4
Reservas de lucros	2.816,1	2.816,1
Ajustes de avaliação patrimonial	300,5	304,4
Outros resultados abrangentes	(105,0)	(105,0)
Lucros acumulados	(37,9)	-
Passivo Total	28.060,5	26.397,3

Light SESA (R\$ milhões)

ATIVO	1T21	4T20
Circulante	6.498,6	5.450,2
Caixa e equivalentes de caixa	316,4	456,0
Títulos e valores mobiliários	2.016,5	1.370,0
Consumidores, concessionárias, permissionárias e clientes	2.463,3	2.295,9
Estoques	59,5	56,2
Tributos e contribuições a recuperar	985,7	652,9
Imposto de renda e contribuição social a recuperar	65,6	84,1
Ativos financeiros do setor	18,4	58,4
Despesas pagas antecipadamente	21,0	22,4
Serviços prestados a receber	40,9	41,4
Instrumentos financeiros derivativos swap	115,5	78,2
Outros créditos	395,8	334,7
Não Circulante	16.224,7	15.899,2
Consumidores, concessionárias, permissionárias e clientes	1.057,6	996,7
Tributos e contribuições	3.945,2	4.420,0
Tributos diferidos	473,5	422,5
Depósitos vinculados a litígios	236,8	237,9
Instrumentos financeiros derivativos swap	752,6	640,1
Ativos financeiros do setor	423,7	15,4
Ativo financeiro de concessões	5.355,7	5.197,3
Ativo de contrato	1.091,0	983,4
Outros créditos	120,0	120,0
Investimentos	31,2	31,3
Imobilizado	275,3	275,5
Intangível	2.368,4	2.459,3
Ativos de direito de uso	93,9	99,8
Ativo Total	22.723,3	21.349,4
PASSIVO	1T21	4T20
Circulante	4.928,2	4.462,4
Fornecedores	1.453,7	1.566,5
Tributos e contribuições a pagar	131,6	149,5
Imposto de renda e contribuição social a pagar	0,1	0,8
Empréstimos e financiamentos	892,6	891,0
Debêntures	924,5	1.028,0
Dividendos a pagar	65,3	65,3
Obrigações trabalhistas	98,8	82,0
Obrigações por arrendamento	45,0	45,4
Outros débitos	700,4	633,8
Não Circulante	10.918,2	11.249,4
Empréstimos e financiamentos	2.247,2	2.405,7
Debêntures	4.434,0	4.230,3
Tributos e contribuições a pagar	193,4	191,8
Tributos diferidos	-	-
Provisões para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios	637,9	640,6
Plano revidenciário	5,3	5,3
Obrigações por arrendamento	53,1	58,5
Valores a serem restituídos a consumidores	3.314,5	3.677,9
Outros débitos	32,9	39,4
Patrimônio Líquido	6.876,9	5.637,5
Capital Social	5.486,4	4.146,4
Reservas de capital	7,3	7,3
Reservas de lucro	1.584,5	1.584,5
Outros resultados abrangentes	(100,6)	(100,6)
Passivo Total	22.723,3	21.349,4

Light Energia (R\$ milhões)

ATIVO	1T21	4T20
Circulante	2.474,5	2.268,1
Caixa e equivalentes de caixa	0,6	164,6
Títulos e valores mobiliários	1.575,5	927,1
Concessionárias, permissionárias e clientes	662,3	979,5
Tributos e contribuições	1,1	1,1
Imposto de renda e contribuição social a recuperar	10,7	8,8
Instrumentos financeiros derivativos swap	115,5	78,3
Estoques	6,3	6,2
Serviços prestados ao cliente	2,6	2,6
Despesas pagas antecipadamente	1,7	2,3
Outros créditos	4,9	4,2
Ativos classificados como mantidos para venda	93,5	93,5
Não Circulante	2.160,5	2.101,6
Instrumentos financeiros derivativos swap	376,1	319,9
Depósitos vinculados a litígios	3,5	3,5
Ativos de direito de uso	1,4	1,9
Investimentos	-	-
Imobilizado	1.344,9	1.339,2
Intangível	434,6	437,2
Ativo Total	4.635,1	4.369,8
PASSIVO	1T21	4T20
Circulante	2.659,3	2.515,7
Fornecedores	1.941,4	1.849,2
Tributos e contribuições a pagar	10,5	14,6
Imposto de renda e contribuição social	0,4	0,7
Empréstimos e financiamentos	483,1	428,8
Debêntures	2,6	2,5
Obrigações trabalhistas	7,6	6,3
Dividendos a pagar	189,1	189,1
Obrigações por arrendamento	1,6	1,8
Outros débitos	23,0	22,6
Não Circulante	1.199,3	1.118,3
Empréstimos e financiamentos	749,1	684,8
Debêntures	12,4	12,4
Tributos diferidos	425,8	408,3
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	6,0	5,6
Outros débitos	6,0	7,2
Patrimônio Líquido	776,4	735,6
Capital social	77,4	77,4
Reservas de lucro	25,5	25,5
Proposta de dividendos adicionais	332,0	332,0
Ajustes de avaliação patrimonial	300,5	304,4
Outros resultados abrangentes	(3,7)	(3,7)
Lucros acumulados	44,7	-
Passivo Total	4.635,1	4.369,8

ANEXO VI – Fluxo de Caixa

Light S.A. (R\$ milhões)

R\$ MM	1T21	1T20
Caixa Líquido gerado das Atividades Operacionais	207,9	208,2
Caixa gerado (aplicado) nas operações	273,6	478,5
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	(61,9)	253,6
Provisão esperada para créditos de liquidação duvidosa	150,5	123,2
Depreciação e amortização	148,3	149,2
Perda na venda ou baixa de intangível, imobilizado, investimento e arrendamento	15,9	2,4
Perdas cambiais e monetárias de atividades financeiras	352,3	692,8
Provisão e atualização financeira para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios e baixas e atualização financeira de depósitos vinculados a litígios	58,9	95,6
Ajuste a valor presente e antecipações de recebíveis	(0,1)	(0,3)
Despesa de juros sobre empréstimos, financiamentos e debêntures e amortização dos custos	135,5	154,5
Juros sobre obrigações de arrendamento	1,9	1,7
Variação swap	(240,9)	(827,5)
Resultado de equivalência patrimonial	3,2	2,0
Atualização financeira dos créditos de PIS e COFINS sobre ICMS	(2,5)	(10,7)
Opções de ações outorgadas (stock option)	1,1	2,3
Perda em investimentos avaliados pelo custo	-	-
Resultado pela venda de participação	-	-
Reconhecimento do Acordo do GSF – Lei 14.052/2020	-	-
Valor justo do ativo financeiro da concessão	(100,9)	(61,8)
Constituição e atualização de ativos e passivos financeiros do setor	(187,6)	(98,5)
Variações nos Ativos e Passivos	(65,6)	(270,3)
Títulos e valores mobiliários	(11,4)	(6,8)
Consumidores, concessionárias e permissionárias	(122,4)	(186,3)
Dividendos recebidos	-	-
Tributos, contribuições e impostos a recuperar	145,9	12,0
Ativos e passivos financeiros do setor	61,0	140,6
Estoques	(3,3)	0,4
Serviços prestados a receber	(1,9)	(1,6)
Despesas pagas antecipadamente	2,1	2,0
Depósitos vinculados a litígios	(2,3)	(6,0)
Outros créditos	(62,5)	(17,9)
Fornecedores	(48,7)	(45,1)
Obrigações trabalhistas	18,8	11,2
Pagamento das provisões para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios	(57,8)	(76,2)
Outros débitos	59,7	(17,4)
Instrumentos financeiros derivativos swap	(2,2)	0,3
Juros pagos	(40,5)	(37,8)
Imposto de renda e contribuição social pagos	-	(41,8)
Caixa Líquido aplicado nas Atividades de Investimento	(1.483,3)	(233,6)
Recebimento pela venda de participação	-	-
Aquisições de bens do ativo imobilizado	(20,7)	(11,0)
Aquisições de bens do ativo intangível e do ativo de contrato	(169,6)	(173,9)
Aumento de capital nas investidas	-	(0,0)
Resgate de aplicações financeiras	2.321,0	120,6
Aplicações financeiras	(3.614,1)	(169,3)
Caixa Líquido aplicado nas Atividades de Financiamento	939,5	(173,8)
Recebimento pela emissão de ações	1.348,2	-
Pagamento de obrigações por arrendamento	(13,8)	(9,9)
Captação e custos de captação de empréstimos, financiamentos e debêntures	356,6	-
Amortização de empréstimos, financiamentos e debêntures	(751,5)	(163,9)
Aumento (redução) de Caixa e Equivalentes de Caixa	(335,9)	(199,2)
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	653,2	996,3
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício	317,3	797,2

Light SESA (R\$ milhões)

R\$ MM	1T21	1T20
Caixa Líquido gerado das Atividades Operacionais	(214,8)	115,2
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	(151,6)	94,9
Provisão esperada para créditos de liquidação duvidosa	150,5	123,2
Depreciação e amortização	134,0	135,0
Perda na venda ou baixa de intangível, imobilizado, investimento e arrendamento	9,1	2,4
Perdas (ganhos) cambiais e monetárias de atividades financeiras	247,2	447,5
Provisão e atualização financeira para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas, regulatórios, baixas e atualização financeira de depósito vinculados a litígios.	58,5	94,9
Ajuste a valor presente e antecipações de recebíveis	(0,1)	(0,3)
Despesa de juros sobre empréstimos, financiamentos e debêntures	119,4	136,7
Juros sobre obrigações de arrendamentos	1,8	1,6
Efeito dos créditos de Pis e Cofins sobre ICMS	(2,5)	(10,7)
Ganho (Perda) em investimentos avaliados pelo custo	-	-
Variação swap	(148,6)	(522,6)
Valor justo do ativo financeiro de concessão	(100,9)	(61,8)
Constituição e atualização de ativos e passivos financeiros do setor	(187,6)	(98,5)
Variações nos Ativos e Passivos	(343,9)	(226,9)
Títulos e valores mobiliários	(7,6)	(3,3)
Consumidores, concessionárias e permissionárias	(378,7)	(191,4)
Tributos, contribuições e impostos líquido	156,9	16,0
Ativos e passivos financeiros do setor	61,0	140,6
Estoques	(3,2)	0,7
Serviços prestados a receber	0,5	(0,9)
Despesas pagas antecipadamente	1,3	1,3
Depósitos vinculados a litígios	(2,2)	(5,9)
Outros ativos	(61,1)	(18,6)
Fornecedores	(89,8)	(54,3)
Obrigações estimadas	16,9	10,3
Pagamento das provisões fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios	(57,8)	(76,2)
Outros passivos	60,0	(30,7)
Instrumentos financeiro Swap	(1,1)	20,1
Juros pagos	(39,0)	(34,7)
Caixa Líquido aplicado nas Atividades de Investimento	(858,0)	(228,1)
Aquisições de bens do ativo imobilizado	(1,1)	(5,3)
Aquisições de bens do ativo intangível e do ativo de contrato	(218,0)	(173,8)
Resgate de aplicações financeiras	1.462,1	113,3
Aplicações financeiras	(2.100,9)	(162,3)
Caixa Líquido aplicado nas Atividades de Financiamento	933,1	(172,2)
Dividendos pagos	-	-
Aumento de capital	1.340,0	-
Captação de empréstimos, financiamentos e debêntures	356,6	-
Amortização de empréstimos, financiamentos e debêntures	(750,2)	(162,8)
Pagamento de obrigações por arrendamento	(13,3)	(9,5)
Aumento (redução) de Caixa e Equivalentes de Caixa	(139,6)	(285,1)
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	456,0	554,4
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício	316,4	269,4

Light Energia (R\$ milhões)

R\$ MM	1T21	1T20
Caixa Líquido gerado das Atividades Operacionais	500,2	81,0
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	58,7	138,8
Depreciação e amortização	14,2	14,1
Perda na venda ou baixa de intangível / imobilizado	0,5	0,0
Perdas cambiais e monetárias (os) de atividades financeiras	105,1	245,3
Provisão e atualização financeira para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas e baixas e atualizações financeiras de depósitos judiciais	0,4	0,7
Despesa de juros sobre empréstimos, financiamentos e debêntures	16,1	17,8
Variação swap	(92,3)	(304,9)
Juros sobre obrigações de arrendamento	0,0	0,1
Variações nos Ativos e Passivos	397,4	(31,2)
Títulos e valores mobiliários	(3,3)	(2,9)
Concessionárias e permissionárias	317,3	1,1
Tributos, contribuições e impostos, líquido	(1,9)	(1,6)
Serviços prestados a receber	(0,1)	(0,6)
Estoques	(0,1)	(0,2)
Despesas pagas antecipadamente	0,7	0,6
Depósitos vinculados a litígios	0,0	(0,0)
Outros ativos	(0,7)	14,8
Instrumentos financeiros derivativos swap	(1,1)	-
Fornecedores	92,3	19,3
Obrigações trabalhistas	1,2	0,5
Tributos, contribuições e impostos a pagar	(4,7)	(0,7)
Pagamento de provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	(0,0)	-
Outros débitos	(0,8)	(20,8)
Juros pagos	(1,4)	(3,1)
Imposto de renda e contribuição social pagos	-	(37,4)
Caixa Líquido aplicado nas Atividades de Investimento	(662,5)	(6,2)
Aquisições de bens do ativo imobilizado	(17,3)	(5,7)
Aquisições de bens do ativo intangível	(0,0)	(0,1)
Resgate de aplicações financeiras	708,4	6,5
Aplicações financeiras	(1.353,6)	(6,9)
Caixa Líquido aplicado nas Atividades de Financiamento	(1,7)	(1,4)
Pagamento de obrigações por arrendamento financeiro	(0,5)	(0,4)
Amortização de empréstimos, financiamentos e debêntures	(1,3)	(1,0)
Aumento (redução) de Caixa e Equivalentes de Caixa	(164,1)	73,5
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	164,6	341,7
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício	0,6	415,1

1Q21 | EARNINGS

RE SULTS

INVESTOR
RELATIONS
ri.light.com.br/en
ri@light.com.br



RESULTS PRESENTATION

MAY 14TH, 2021

Portuguese (w/translation to English)
2:00 pm (Brasília) - 1:00 pm (EST)
Zoom ID: 812 1888 6402

EBITDA
R\$419.8 MM

NET INCOME
-R\$41.8 MM

NET DEBT
R\$4,328 MM

LIGT
B3 LISTED NM

IBRX100 B3

IEE B3

ISE B3

ICO2 B3

Rio de Janeiro, May 12, 2021.

The Distribution Company and the Generation Company Stand Out in the Quarter

At the Distribution Company, judicial contingencies decreased and collection improved, notwithstanding the persisting challenges resulting from the pandemic

Financial Highlights

- Consolidated EBITDA totaled R\$419.8 million in 1Q21, representing a decrease of 9.9%, or R\$45.9 million, compared to 1Q20, due to the results of the Distribution Company.
- EBITDA of Light SESA totaled R\$197.6 million, representing a decrease of 35.7%, or R\$109.9 million, compared to the same period in 2020, especially due to the economic effects of increased losses, notwithstanding the progress achieved on the contingencies front and an improved collection.
- EBITDA of Light Energia totaled R\$189.9 million, representing an increase of 37.4%, or R\$51.7 million, compared to that of 1Q20, due to the decreased need to purchase energy as a result of the strategy of seasonalization of agreements and physical guarantee.
- In 1Q21, net loss totaled R\$41.8 million, compared to a net income of R\$166.7 million in 1Q20. This variation is partially due to the financial result, which decreased by R\$288.7 million, and primarily due to the marked-to-market swap transactions related to debt denominated in foreign currency.
- Consolidated PMSO increased by R\$2.5 million, or 1.0%, virtually in line with that in 1Q20. In 1Q21, consolidated PMS increased by R\$6.8 million, or 2.8%, due to higher expenses to improve collection. The variations in PMSO and PMS were below the inflation in the period.
- In 1Q21, PECLD totaled R\$150.5 million (compared to R\$123.2 million in 1Q20), accounting for 4.0% of gross revenue (12 months). The index had a slight increase of 0.1 p.p. compared to that in December 2020, including improvements in collection from all sectors, notwithstanding the persisting adversities resulting from the pandemic.
- In 1Q21, the Net Debt/EBITDA ratio was 1.40x, below the 1.73x ratio recorded in 4Q20. At the end of March 2021, net debt totaled R\$4,328.0 million, representing a 20.9% decrease compared to R\$5,477.8 million in December 2020. In January 2021, the Company completed its follow-on transaction, raising R\$1.34 billion. This additional cash reinforcement will allow the Company to further advance in its liability management activities.
- At the end of 1Q21, consolidated cash totaled R\$4,058.2 million, compared to R\$2,072 million of debt maturing by the end of 2021.

Financial Highlights (R\$ MN)	1Q21	1Q20	% Change 1Q21/1Q20
Net Revenue*	3,510.1	2,895.2	21.2%
PMSO	243.7	241.2	1.0%
Adjusted EBITDA ¹	419.8	465.7	-9.9%
EBITDA Margin	11.96%	16.08%	-4.12 p.p.
Net Income	(41.8)	166.7	-
Net Debt/EBITDA - covenants (x)	1.4	3.1	-54.1%
PECLD/ROB	3.97%	2.30%	1.67 p.p.
CAPEX Light	218.0	181.9	19.9%
Net operating cash generation	207.9	208.2	-0.1%

* Does not consider construction revenue.

Operating Highlights

- At the end of 1Q21, total loss on grid load (12 months) was 27.18%, representing a 1.26 p.p. increase compared to 25.92% in December 2020. Total loss on grid load (12 months) increased by 555 GWh, to 9,547 GWh in 1Q21 from 8,992 GWh in 4Q20, primarily due to an average temperature that was 1.4°C higher than that in 1Q20 and non-billed energy in March 2021 (approximately 150 GWh), in addition to a decrease of 120 GWh in IEN related to customers whose connections were cut.
- The grid load increased by 4.4% compared to 1Q20, primarily due to the 1.4°C increase in temperature and the activity of industrial customers.
- The billed market recorded a 1.7% decrease, due to the decreased consumption of concessionaires, as a result of the relocation of a connection point to the basic network. We continue to see increased demand in the Residential and Industrial segments, offsetting the Commercial segment, which continues to be affected by the effects of the pandemic, with a slower recovery.
- In March 2021, Light continued to record good results in the quality of services provided, in line with the best and largest distribution companies in Brazil. In 1Q21, DECI (12 months) was 6.95 hours, while FECI (12 months) was 4.41x. Both indicators are below the limits established by ANEEL.

Operational Highlights	1Q21	1Q20	% Change 1Q21/1Q20
Grid Load* (GWh)	10,287.2	9,855.4	4.4%
Billed Market (GWh)	7,070.5	7,193.8	-1.7%
Sold Energy - Generation (MWm)	466.9	610.9	-23.6%
Commercialized Energy - Com (MWm)	617.1	644.8	-4.3%
Total Loss/Grid Load (12 months)	27.18%	25.44%	1.73 p.p.
DEC - Hours (12 Months)	6.95	7.78	-10.7%
FEC - Times (12 Months)	4.41	4.78	-7.7%
Number of own staff	5,558	5,128	8.4%
Number of outsourced staff	6,987	6,729	3.8%

* Own Load + Use of Network

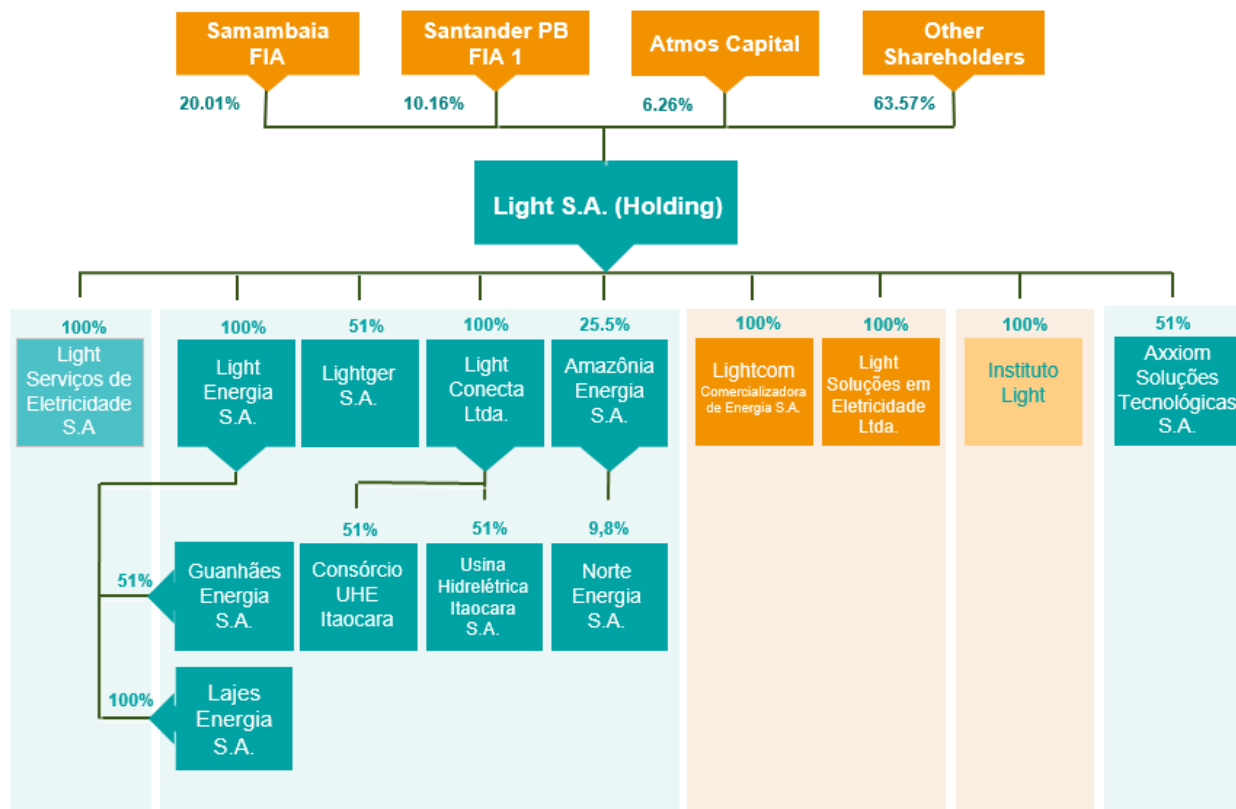
Disclaimer

Operating information and information relating to Management's expectations on the future performance of the Company have not been reviewed by the independent auditors. Forward-looking statements are subject to risks and uncertainties. These statements are based on Management's judgment and assumptions and information currently available to the Company. Forward-looking statements include information about our current plans, opinions or expectations, as well as the plans, opinions or expectations of the members of the Board of Directors and Board of Executive Officers of the Company. Forward-looking statements and information also include information about potential or assumed results of operations, as well as statements that are preceded or followed by, or include the terms "believe," "may," "will," "continue," "expect," "predict," "intend," "estimate" or similar words. Forward-looking statements and information are not an assurance of future performance. They involve risks, uncertainties, and assumptions as they relate to future events and therefore are contingent on circumstances which may or may not occur. Future results and the creation of shareholder value may differ significantly from those expressed or suggested by forward-looking statements. Many of the factors that will determine these results and amounts are beyond the control of or cannot be predicted by LIGHT S.A.

Table of Contents

1. Profile and Corporate Structure	4
2. Material Events in the Period	5
2.1 Inclusion in the ICO2 B3	5
2.2 Rating Update by Fitch Ratings	5
2.3 Completion of the Follow-on Public Offering of Shares	5
2.4 Change in the Board of Executive Officers	6
2.5 Settlement of the 21 st Issuance of Debentures of Light SESA	6
2.6 Sale of Equity Interest in Guanhães Energia and Lightger	6
2.7 Early Amortization of Light SESA's Debt with BNDES	7
2.8 Definition of the 2021 Tariff Adjustment of Light SESA	7
2.9 Works in the Spillway of UHE Ilha dos Pombos and Construction of the Bypass Tunnel of the Lajes Complex	9
3. Subsequent Events	10
3.1 Settlement of the Outstanding Balance with the CCEE regarding the Renegotiation of GSF	10
3.2 New Composition of the Board of Directors and Fiscal Council	10
3.3 Rating Update by Moody's	11
4. Light S.A. – Consolidated	12
4.1. Consolidated Financial Performance	12
4.2. Consolidated Adjusted EBITDA	12
4.3. Consolidated Net Income	14
5. Light SESA – Distribution	15
5.1. Operating Performance	15
5.1.1. Light SESA's Total Market (Captive + Free + Concessionaires)	15
5.1.2. Energy Balance	18
5.1.3. Energy Loss	19
5.1.4. Collection	24
5.1.5. Operating Quality	25
5.2. Financial Performance of Light SESA	26
5.2.1. Net Revenue of Light SESA	26
5.2.2. Costs and Expenses of Light SESA	27
5.2.2.1. Manageable Costs and Expenses of Light SESA	27
5.2.2.2. Non-Manageable Costs and Expenses of Light SESA	29
5.2.3. Variation Offset Account – CVA	30
5.2.4. Financial Result of Light SESA	30
6. Light Energia – Generation	31
6.1. Operating Performance	31
6.1.1. Energy Purchases and Sales	31
6.1.2. Level of Contracted Energy/Termination of Energy Contracts in MWm (Light Energia + Lightcom)	33
6.1.3. Average Price of Agreements for the Sale of Conventional Energy in R\$/MWh (Lightcom)	33
6.2. Financial Performance of Light Energia	34
6.2.1. Net Revenue, Costs and Expenses of Light Energia	34
6.2.2. Financial Result of Light Energia	35
6.2.3. Net Income (Loss) of Light Energia	35
7. Lightcom – Trading	36
7.1. Operating Performance of Lightcom	36
7.2. Financial Performance of Lightcom	36
8. Indebtedness	37
8.1. Light S.A.	37
8.2. Debt Breakdown	40
9. Consolidated Investment	41
10. Capital Markets	41
11. Performance in Environmental, Social and Governance Issues (ESG)	42
ANNEX I – Generation Assets	44
ANNEX II – CVM EBITDA Reconciliation	45
ANNEX III – Income Statement	46
ANNEX IV – Statement of Financial Result	48
ANNEX V – Statement of Financial Position	49
ANNEX VI – Statement of Cash Flows	52

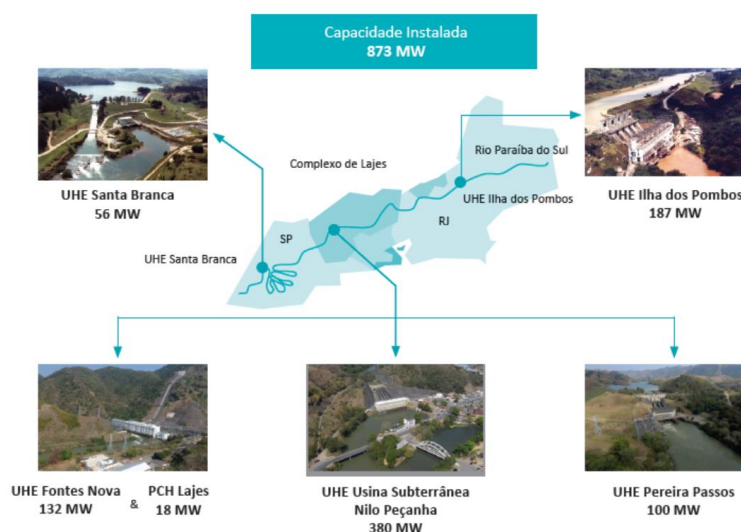
Light is an integrated company of the energy industry in Brazil, headquartered in Rio de Janeiro, operating in the energy generation, distribution and trading segments.



The State of Rio de Janeiro has an area of 43,750 km² and a population of approximately 17.2 million people. The Company's concession area corresponds to 26% (11,307 thousand km²) of the State and encompasses 11 million people, accounting for 64% of the total population. Of the 92 cities in the State, with a total of 7 million consumers of electricity, the Company operates in 31 cities, with a base of approximately 4.3 million customers.

The Company's generation complex comprises five hydroelectric power plants and one small hydroelectric power plant, totaling an installed capacity of 873 MW. These power plants are: (i) Fontes Nova, Nilo Peçanha, Pereira Passos and PCH Lajes, which comprise the Lajes Complex (in the city of Pirai); (ii) Ilha dos Pombos, in the city of Carmo, State of Rio de Janeiro; and (iii) Santa Branca, in the city of Santa Branca, State of São Paulo. The Lajes Complex also

comprises two pumping plants: Santa Cecília and Vigário. Including the interest held in PCH Paracambi, PCH Guanhães and UHE Belo Monte, the Company has a total installed capacity of 1,188 MW.



2. Material Events in the Period

2.1 Inclusion in the ICO2 B3

On January 4, 2021, Light was selected to be included in the portfolio of the Efficient Carbon Index (*Índice Carbono Eficiente*) of the B3 (ICO2 B3), which shows the Company's commitment to transparency in terms of emissions and anticipates how the Company is getting ready for a low-carbon economy. The portfolio is effective from January 4, 2021 to April 30, 2021, and is rebalanced every four months, following the IBRX 100 updates.

2.2 Rating Update by Fitch Ratings

On January 21, 2021, Fitch Ratings upgraded the ratings of Light, Light SESA and Light Energia from A+ to AA- on the national scale and reaffirmed the BB- rating on the international scale. In the national and international scales, Fitch Ratings changed the prospect from negative to stable.

2.3 Completion of the Follow-on Public Offering of Shares

On January 22, 2021, the Company completed the follow-on primary and secondary public offering of 137,242,528 shares. The primary offering comprised the distribution of 68,621,264 new shares and the secondary offering comprised the distribution of 68,621,264 shares held by CEMIG.

Through this offering, which totaled R\$2.74 billion, CEMIG sold its entire equity interest (22.6%) and Light received R\$1.34 billion upon the capitalization of new and existing Brazilian and foreign investors.

2.4 Change in the Board of Executive Officers

On February 3, Mr. Gisomar Francisco de Bittencourt Marinho was elected executive officer of the Company.

Currently, the Company's Board of Executive Officers comprises the following members:

NAME / TITLE	AREAS OF OPERATION
Raimundo Nonato Alencar de Castro <i>Chief Executive Officer</i>	Presidency
Roberto Caixeta Barroso <i>Officer and Investor Relations Officer</i>	Finance, Investor Relations and Business Development
Alessandra Genu Dutra Amaral <i>Officer</i>	Regulations, Energy and Commercialization
Carla Ferreira Medrado <i>Officer</i>	People and Management
Daniel Campos Negreiros <i>Officer</i>	Distribution
Déborah Meirelles Rosa Brasil <i>Officer</i>	Legal and Institutional Relations
Gisomar Francisco de Bittencourt Marinho <i>Officer</i>	Administrative and Controllershship
Thiago Freire Guth <i>Officer</i>	Commercial

2.5 Settlement of the 21st Issuance of Debentures of Light SESA

On February 12, 2021, Light SESA settled its 21st issuance of debentures, in the total amount of R\$360 million, accruing interest at the CDI rate *plus* 2.60% p.a. and maturing on January 15, 2025. The proceeds were fully used in the purchase of the debentures of the 2nd series of the 9th issuance of Light SESA, which accrued interest at the IPCA *plus* 5.74% p.a., including related charges.

2.6 Sale of Equity Interest in Guanhões Energia and Lightger

On February 24, 2021, the Company's Board of Directors approved the extension of the exclusivity period granted to Brasal Energia for 30 days as of that date. Even after the end of the exclusivity period, the Company and Brasal continue to negotiate the terms and conditions of the Share Purchase Agreement.

In December 2020, the granting of an exclusivity period to Brasal Energia S.A. was approved, aiming at the potential sale of the entire 51% equity interest held by its jointly controlled subsidiaries: (i) Light Energia S.A. in Guanhões Energia S.A., the company that operates PCH Senhora do Porto, PCH Dores de Guanhões, PCH Fortuna II and PCH Jacaré, for R\$96.4 million; and (ii) Light S.A. in Lightger S.A., the company that operates PCH Paracambi, for R\$88.7 million.

2.7 Early Amortization of Light SESA's Debt with BNDES

On February 26, Light SESA completed the early amortization of the entire outstanding balance of the remaining financing agreements with Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, in the total amount of R\$300.5 million.

2.8 Definition of the 2021 Tariff Adjustment of Light SESA

On March 9, ANEEL approved a tariff adjustment index for Light SESA with an average effect of 6.75%. The new tariffs take effect as of March 15, 2021.

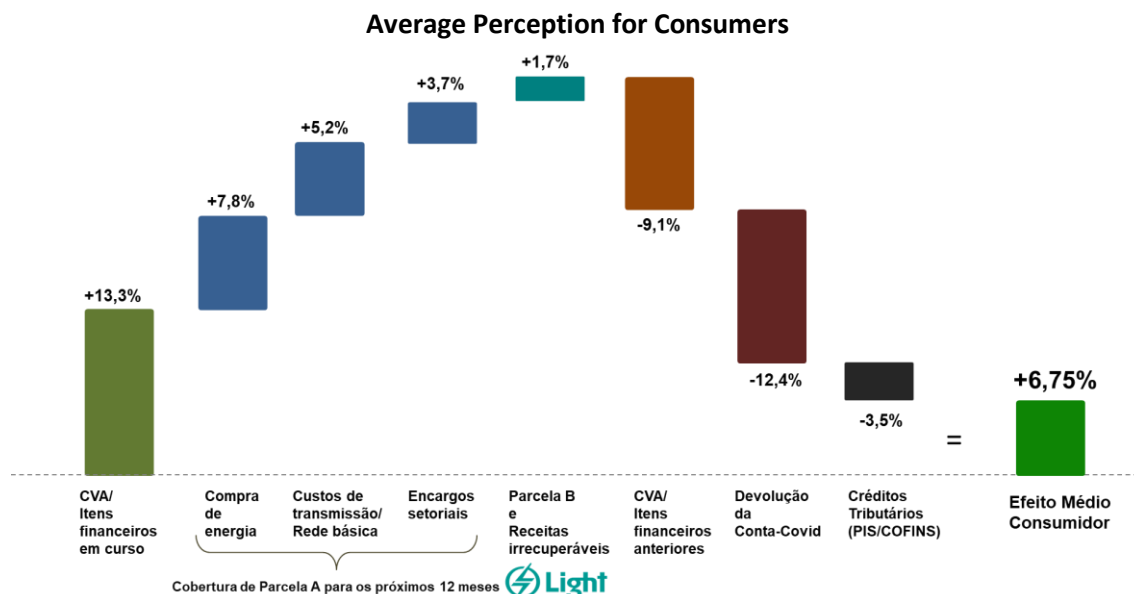
Residential consumers perceived a 4.60% increase, as set forth in the table below, which also presents the impacts perceived by the other segments and voltage levels.

Average Perception for Consumers		
	FREE and CAPTIVE	AVERAGE EFFECT
Group A	A2 (88 to 138kV)	18.76%
	A4 (2.3 to 25 kV)	8.15%
	AS (Underground)	6.53%
Low Voltage (BT)	B1 (Residential)	4.60%
	B2 (Rural)	12.33%
	B3 (Commercial)	4.74%
	B4 (Public Lighting)	4.66%
	Group A	11.83%
	Low Voltage	4.67%
	Group A + Low Voltage (BT)	6.75%

The annual tariff adjustment consists of the transfer to consumers of the concession's non-manageable costs (such as energy purchases and sector and transmission charges, which, together, represent Parcel A)⁴ and the adjustment of manageable costs (Parcel B) based on the variation of the IPCA, adjusted by the Factor X components, which transfer to consumers the annual productivity variations of the concessionaire and the adjustments of operating costs set forth in the last tariff review, and incorporate the incentive mechanisms for quality improvement.

⁴ As of the 2017 tariff review, Non-recoverable revenue started to be included in a specific tariff item, annually adjusted based on the variation of the regulatory revenue.

The following chart summarizes the share held by each cost item in the average effect perceived by consumers:



The projection of costs related to the purchase of energy for the next 12 months accounts for 7.8 p.p. of the average tariff adjustment and is, therefore, one of the main reasons for the Distribution Company's tariff increase. This is primarily due to the increased cost of energy purchase from UHE Itaipu and UTE Norte Fluminense, whose agreements are indexed to the U.S. dollar, which appreciated by 25% in the period. These two power plants account for 39% of the volume of energy contracted by Light SESA. As a result, the average energy purchase price (Pmix) increased from R\$221.74/MWh to R\$257.17/MWh, representing a 16.0% increase.

Another important factor was the increase in Transmission costs or Basic network, associated with the expenses related to the transportation of energy from the point of generation to the consumption center, accounting for a 5.2 p.p. increase. Sector charges affected the adjustment by 3.7 p.p., especially due to the beginning of payment of the Covid-Account by consumers through the Energy Development Account (CDE).

The effect of CVA/Financial items recorded since the last adjustment (+13.3 p.p.) was partially offset by the exclusion of the same component related to the previous process (-9.1 p.p.), representing a net impact of +4.2 p.p.

Finally, two components contributed to the 15.9 p.p. decrease in the average effect to consumers: the full return of the loan received from the Covid-Account in 2020 (-12.4 p.p.) and the tax credits related to the final and unappealable decision determining the exclusion of ICMS from the calculation basis of PIS/Cofins (-3.5 p.p.). Especially in regard to this last component, it refers to the transfer to consumers of the portion of the tax credit duly recognized in Light SESA's liabilities and effectively used to offset current federal taxes related to its operations until January 2021, already provisioned by the Company.

In regard to the transfer of regulatory losses, which is included in the costs of Purchase of energy, the percentages established in the last tariff review were maintained, *i.e.*, 36.06% on the low voltage market for non-technical losses and 6.34% on the grid load for technical losses.

The adjustment of Parcel B, which covers the costs and compensates the investments of Light SESA, reflects the accumulated variation of IPCA in the period (4.98%), *less* the Factor X resulting from the sum of the following three components: Factor X Pd, associated with the variation in productivity and influenced by the decrease in the market in the last 12 months (-0.65%); Component T, related to the upward trajectory of operating costs (-0.84%); and Component Q, which captures the variation of quality indicators in 2018 and 2019 (+0.05%).

IPCA and composition of Factor X	%
IPCA	+4.98%
Factor X	-1.45%
<i>Factor X Pd (Productivity)</i>	-0.65%
<i>Component T (Opex Trajectory)</i>	-0.84%
<i>Component Q (Quality)</i>	+0.05%
Adjustment index of Parcel B (IPCA – Factor X)	+6.42%

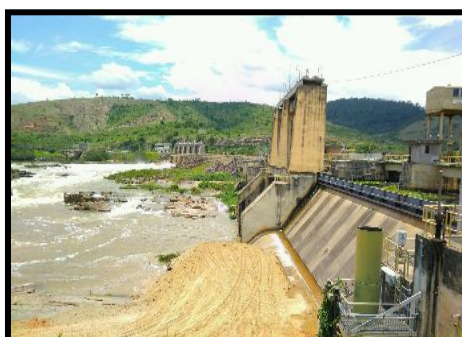
The result of the adjustment was in line with the Company's expectation, in view of the transfer of the costs incurred in the last 12 months, the return of the funds from the Covid-Account received in the second semester of 2020, the transfer of the provisioned tax credits that had an effective cash use until January 2021, and the expected Parcel A costs for the next 12 months.

2.9 Works in the Spillway of UHE Ilha dos Pombos and Construction of the Bypass Tunnel of the Lajes Complex

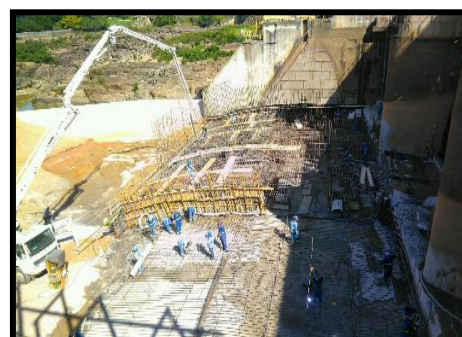
In 1Q21, we highlight the continuation of the renovation and modernization works in the spillway of UHE Ilha dos Pombos. The works in the first floodgate (M) are currently ongoing.



Aerial view of the 3 floodgates that will be replaced



Commencement of the demolition works of floodgate M



Completed demolition and ongoing construction of the new floodgates

Another important ongoing project is the construction of the Bypass tunnel of the Lajes Complex. Upon completion of the environmental licensing stages of the works and the engagement of the consortium

responsible for the construction, the agreement took effect on April 19 and the executive project started to be prepared.

It is noteworthy the recognition of these works as asset related to the concession of UHE Nilo Peçanha by ANEEL, pursuant to Authorization Resolution 9,209/20, to be fully recorded as property, plant and equipment.

On February 27, the government of the state of Rio de Janeiro launched the Water Security Program, which includes the Bypass Tunnel construction works. In addition to assuring better conditions for the maintenance of the Nilo Peçanha power plant, the project will also create approximately 1,000 direct and indirect jobs.

Moreover, both construction works obtained ANEEL's authorization to conduct the modernization projects of the Power Plants (Orders 519 and 520/21), on March 2, and were classified as priority projects by the Ministry of Mines and Energy (MME) (Ordinance 621/21), on April 14, allowing the issuance of infrastructure debentures.

3. Subsequent Events

3.1 Settlement of the Outstanding Balance with the CCEE regarding the Renegotiation of GSF

On April 6, Light Energia settled the outstanding balance with the Brazilian Electricity Trading Chamber (*Câmara de Comercialização de Energia Elétrica*) (CCEE), regarding the renegotiation of the hydrological risk (GSF), upon the payment of R\$1.3 billion.

Light Energia will meet the other requirements set forth in ANEEL Normative Resolution No. 895/2020 to give effect to the renegotiation of the hydrological risk, including, among others, the discontinuance of the lawsuit, as soon as the amounts calculated and disclosed by the CCEE are ratified by ANEEL.

Accordingly, among other measures, the termination of the concessions of Fontes Nova, Nilo Peçanha, Pereira Passos, Santa Branca and Ilha dos Pombos power plants, as well as those of the Santa Cecília and Vigário pumping plants, will be postponed by 24 months on average.

3.2 New Composition of the Board of Directors and Fiscal Council

On April 28, 2021, the Annual Shareholders' Meeting elected the new members of the Company's board of directors for a two-year term. All elected members have great knowledge in their areas of expertise and complementary competences in accordance with the Company's strategy. The elected members are the following:

BOARD OF DIRECTORS
Firmino Ferreira Sampaio Neto <i>Chairman</i>
Ana Amelia Campos Toni <i>Vice-chairman</i>
Abel Alves Rochinha
Carlos Vinicius de Sá Roriz
Helio Paulo Ferraz
Lavinia Rocha de Hollanda
Vanessa Claro Lopes
Wilson Martins Poit
Yuiti Matsuo Lopes

On the same day, the following members of the Fiscal Council were elected:

FISCAL COUNCIL	
SITTING MEMBER	ALTERNATE
Ary Waddington	Marcelo Souza Monteiro
Luiz Paulo de Amorim	Natalia Carneiro de Figueiredo
Sergio Xavier Fortes	Edgar Jabbour

3.3 Rating Update by Moody's

On May 7, Moody's upgraded the ratings of Light, Light SESA and Light Energia from A2.br to A1.br, on the national scale, and reaffirmed their Ba3 ratings, on the international scale. On the domestic and international scales, Moody's changed the prospect from stable to positive.

4. Light S.A. – Consolidated

4.1. Consolidated Financial Performance

Income Statement (R\$ MN)	1Q21	1Q20	Var. %
Gross Operating Revenue	5,704.9	4,780.2	19.3%
Deductions	(2,194.9)	(1,885.1)	16.4%
Net Operating Revenue	3,510.1	2,895.2	21.2%
Operating Expense	(3,238.6)	(2,578.7)	25.6%
PMSO	(243.7)	(241.2)	1.0%
Personnel	(118.2)	(123.0)	-3.9%
Material	(10.9)	(6.5)	66.6%
Outsourced Services	(124.1)	(116.9)	6.2%
Others	9.5	5.2	82.8%
Purchased Energy	(2,642.9)	(1,993.3)	32.6%
Depreciation	(148.3)	(149.2)	-0.6%
Provisions	(53.3)	(71.8)	-25.8%
PECLD	(150.5)	(123.2)	22.1%
Adjusted EBITDA*	419.8	465.7	-9.9%
Financial Result	(344.8)	(56.0)	515.1%
Other Operating Income / Expenses	14.5	(4.8)	-
Result Before Taxes and Interest	(58.8)	255.7	-
Social Contributions and Income Tax	(9.4)	(6.5)	44.6%
Deferred Income Tax	29.6	(80.5)	-
Equity Income	(3.2)	(2.0)	56.7%
Net Income	(41.8)	166.7	-

Obs: Does not consider Construction Revenue/Cost

* Adjusted EBITDA is calculated based on net income before income tax and social contribution, equity income, other operating income / expenses, net financial expenses, depreciation and amortization.

4.2. Consolidated Adjusted EBITDA⁵

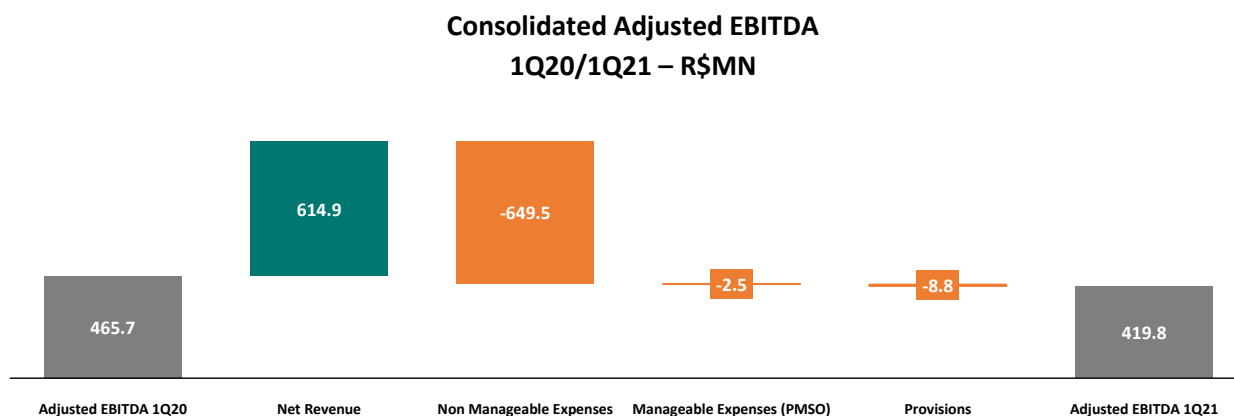
Consolidated EBITDA by Segment (R\$ MN)	1Q21	1Q20	% Change 1Q21/1Q20
Distribution	197.6	307.4	-35.7%
Generation	189.9	138.2	37.4%
Trading	37.7	24.9	51.4%
Others and eliminations	(5.3)	(4.8)	10.3%
Total	419.8	465.7	-9.9%
EBITDA Margin (%)	12.0%	16.1%	-4.1 p.p.

⁵ Adjusted EBITDA is calculated as net income before income tax and social contribution, equity income, other operating income (expenses), net financial result, depreciation and amortization.

In 1Q21, consolidated EBITDA was R\$419.8 million, representing a 9.9% decrease compared to R\$465.7 million in 1Q20, due to a lower EBITDA of the Distribution Company, even though the other segments presented better results.

EBITDA of the Distribution Company decreased by 35.7%, from R\$307.4 million in 1Q20 to R\$197.6 million in 1Q21. The decrease of R\$109.8 million is primarily due to increased losses in the period, which affected the result by R\$161.4 million, even though the variation in VNR represented a positive contribution of R\$39.1 million.

EBITDA of the Generation Company totaled R\$189.9 million in 1Q21, representing an increase of R\$51.7 million compared to that presented in 1Q20. This improvement is due to the decreased need to purchase energy, as a result of the strategy of seasonalization of agreements and physical guarantee.

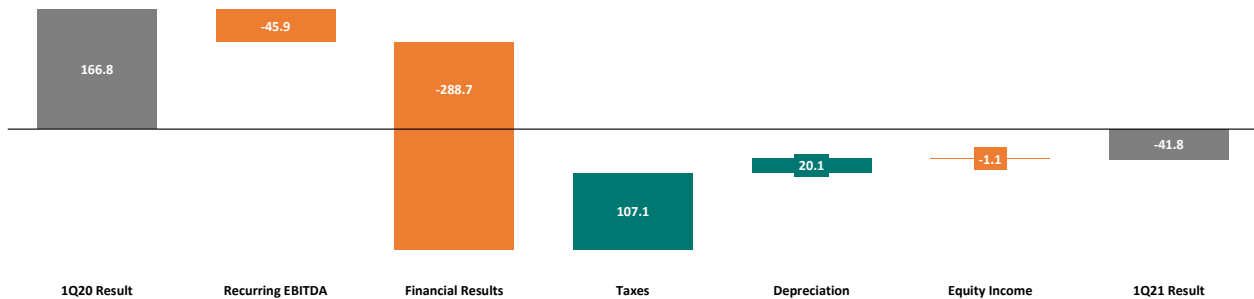


4.3. Consolidated Net Income

Consolidated Net Income/Loss by Segment (R\$ MN)	1Q21	1Q20	% Change 1Q21/1Q20
Distribution	(100.7)	62.0	-
Generation	40.8	93.5	-56.3%
Trading	25.2	17.0	47.7%
Others and eliminations	(7.1)	(5.8)	22.9%
Total	(41.8)	166.7	-
Net Margin (%)	(0.0)	0.1	-6.9 p.p.

In 1Q21, the Company had a net loss of R\$41.8 million, compared to a net income of R\$166.7 million in 1Q20, primarily due to the result of the Distribution Company, which totaled a net loss of R\$100.7 million, compared to a net income of R\$62.0 million in 1Q20, as a result of the factors described above. Both the Generation Company and the Distribution Company recorded losses derived from the marked-to-market swap transactions regarding debt denominated in foreign currency. The Distribution Company recorded increased Deferred Taxes, due to the negative result in the period, and increased Other Operating Income, due to the sale of land.

Consolidated Net Income 1Q20/1Q21 – R\$MN



5. Light SESA – Distribution

5.1. Operating Performance

Operating Highlights	1Q21	1Q20	% Change 1Q21/1Q20
Nº of Consumers (thousand) ¹	4,338.5	4,419.9	-1.8%
Nº of Employees	5,298	4,890	8.3%
Average tariff ² - R\$/MWh	923.0	820.7	12.5%
Average tariff ² - R\$/MWh (w/out taxes)	637.0	581.2	9.6%
Average bilateral contracts price* - R\$/MWh	257.1	223.9	14.9%
Average energy purchase cost with Spot** - R\$/MWh	249.7	229.2	8.9%

¹ Considers the number of active contracts

² Captive market and free market

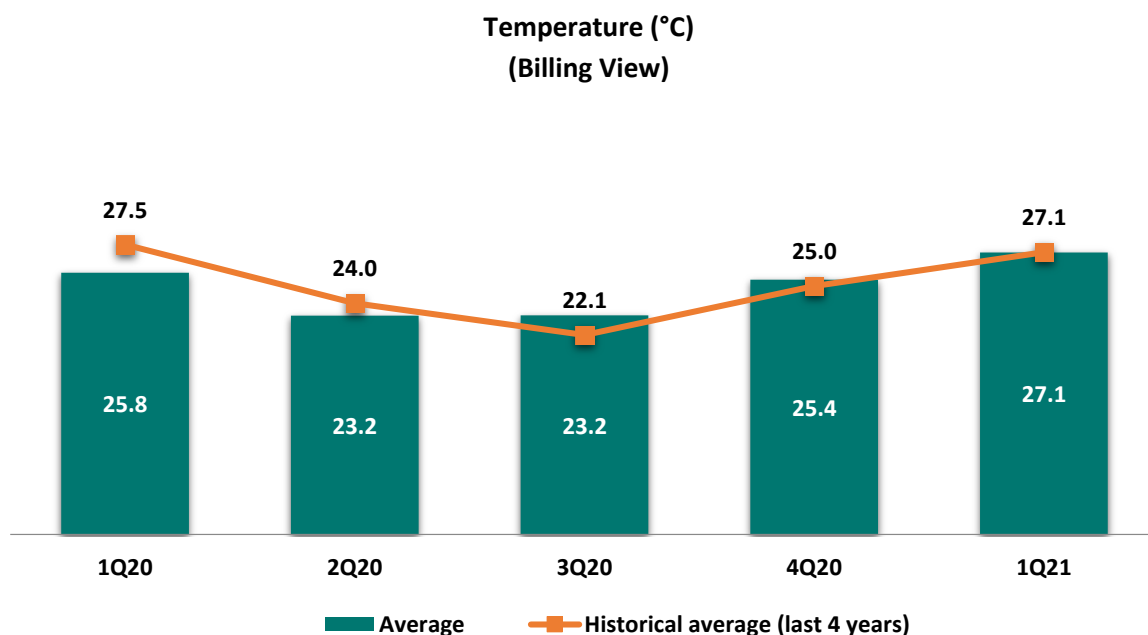
* Does not include purchase in the spot market and hydrological risk. The denominator is the amount of contractual energy.

**Does not include hydrological risk. The denominator is the verified load.

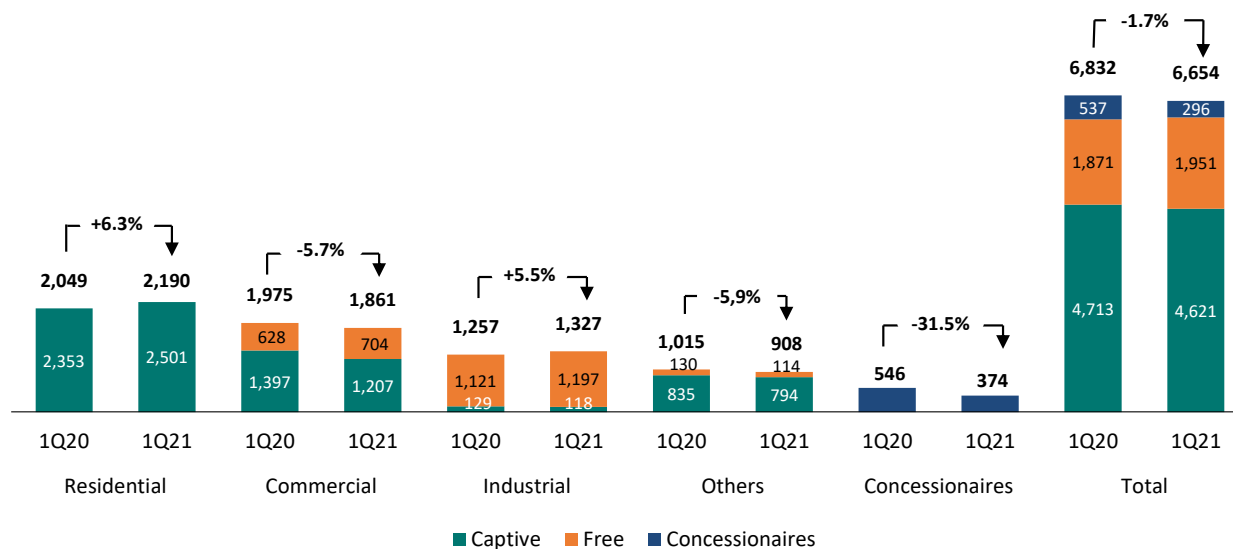
The 8.3% increase in the number of employees is due to the insourcing strategy regarding activities to combat losses.

The 14.9% increase in the average price of energy purchase agreements is primarily due to the depreciation of the real against the U.S. dollar and the increase in IGP-M, which are reference indices for the adjustment of important energy agreements in the portfolio (UHE Itaipu and UTE Norte Fluminense). Likewise, the average cost of energy purchases (excluding the hydrological risk) increased by 8.9% compared to 1Q20, also as a result of the two aforementioned factors, mitigated by the decrease in PLD.

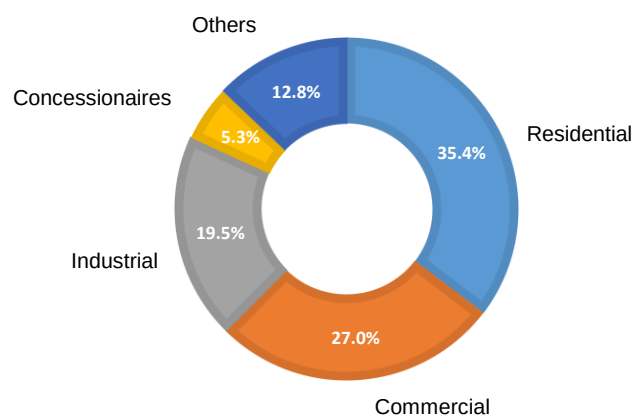
5.1.1. Light SESA's Total Market (Captive + Free + Concessionaires)



Billed Market (GWh) 1Q21⁶



Energy Market 1Q21



⁶ Data related to the free market is associated with customers' energy measurements and not necessarily with the billed amounts in the period.

In 1Q21, the total energy market amounted to 7,071 GWh, representing a decrease of 1.7%, or 120 GWh, compared to 1Q20. The consumption of captive customers reached 4,621 GWh, representing a 2.0% decrease, while the consumption of free customers totaled 2,076 GWh, representing a 7.3% increase.

In 1Q21, the consumption of Concessionaires decreased by 172 GWh. The consumption of Concessionaires represents only the energy that is transported by our network and consumed in other concessions that border Light SESA's concession area. The total energy market, excluding Concessionaires, increased by 49 GWh (+0.7%) in 1Q21 compared to 1Q20.

In 1Q21, the consumption of the Residential segment totaled 2,501 GWh, representing a 6.3% increase compared to 1Q20, primarily due to a 1.3°C increase in average temperature, from 25.8°C in 1Q20 to 27.1°C in 1Q21, in addition to an increased energy recovery, as a result of intensified actions to combat losses in the retail segment, and the fact that customers stayed in their homes for longer periods of time as a result of the pandemic.

In 1Q21, the consumption of the Commercial segment, including captive and free customers, decreased by 5.7% compared to 1Q20 and continues to be negatively influenced by the effects of the pandemic, as a number of commercial establishments closed down or started to adopt reduced opening hours.

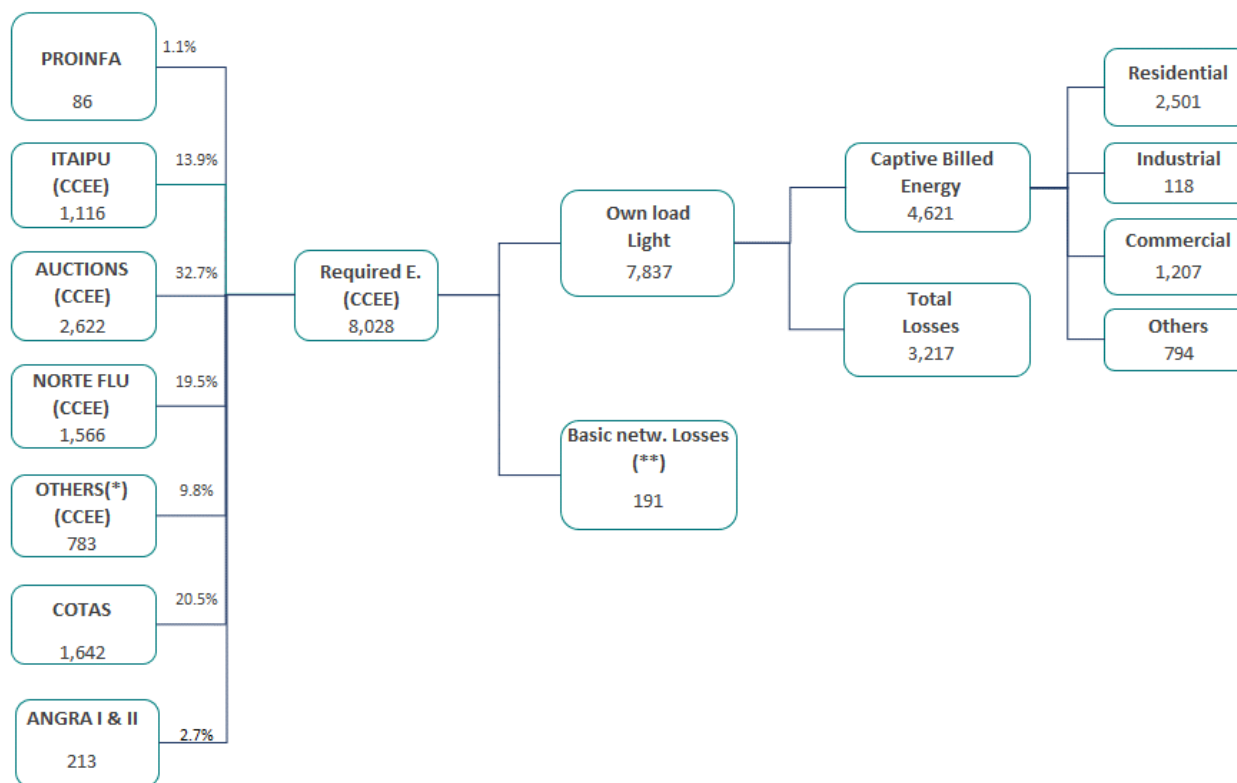
In 1Q21, the consumption of the Industrial segment increased by 5.5% compared to 1Q20. The iron and steel industry was the one that most contributed to this performance.

In 1Q21, the consumption of Concessionaires decreased by 31.5% compared to 1Q20, due to the relocation of one of the connection points, transferring the energy flow from the distribution system to the basic network since July 2020 and, as a result, Light SESA no longer circulates this load flow.

At the end of 1Q21, the free market accounted for 29.5% of the total market of the distribution company. The migration of captive customers to the free market does not affect the Company's margin, as energy continues to be transported by the Company, which receives TUSD. In 1Q21, the number of free customers increased by 79 compared to December 2020, totaling 1,299 customers.

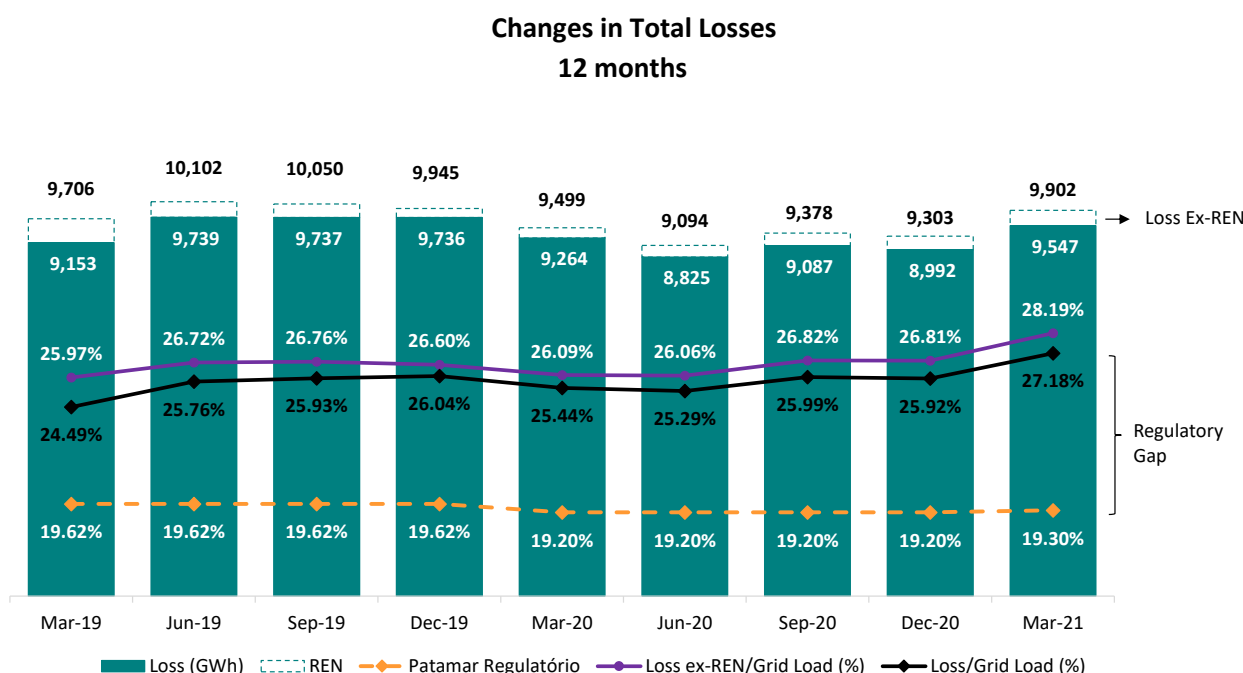
5.1.2. Energy Balance

Energy Distribution Balance (GWh) 1st quarter of 2021



Energy Balance (GWh)	1Q21	1Q20	% Change 1Q21/1Q20
= Grid Load	10,287	9,855	4.4%
- Energy transported to utilities	374	546	-31.5%
- Energy transported to free customers	2,076	1,935	7.3%
= Own Load	7,837	7,375	6.3%
- Billed Energy (Captive Market)	4,621	4,713	-2.0%
Low Voltage Market	3,685	3,675	0.3%
Medium and High Voltage Market	936	1,038	-9.9%
= Total Loss	3,217	2,661	20.9%

5.1.3. Energy Loss



In 1Q21, total losses (12 months) increased by 555 GWh, or 6.2%, compared to 4Q20. Excluding REN, total losses (12 months) followed this trend, having increased by 599 GWh, or 6.4%, compared to 4Q20.

In 1Q21, total losses on grid load were 27.18%, representing a 1.26 p.p. increase compared to 4Q20. The impact of the reduction in the consumption of Concessionaires is noteworthy, considering that one connection changed to the basic network in July 2020. This effect was isolated and non-manageable by Light SESA and resulted in a 0.62 p.p. increase in total losses on grid load, leading to total losses on grid load of 26.56% in 1Q21. In 1Q21, excluding REN, total losses on grid load (12 months) increased by 1.38 p.p., to 28.19% from 26.81% in 4Q20. The Company is 7.88 p.p. above the percentage of regulatory transfer to tariffs, *i.e.*, 19.30%, pursuant to the parameters established by ANEEL in the Periodic Tariff Adjustment (RTP) of March 2017, adjusted by the reference market for the next 12 months and ratified by the Regulatory Agency at the time of the tariff adjustment (IRT) in March 2021.

In addition to the aforementioned effect, the increase in losses was primarily due to the following three factors: temperature, non-billed energy and management of inventory of customers whose connections were cut.

In 1Q21, the higher average temperature compared to the same period in 2020 (1.3°C), with peaks in March 2021, affected the volume, as well as the mathematical effect of the assessment of losses and grid load (12 months) only for the quarters affected by the pandemic (2Q20 to 1Q21), adversely affected the Loss/Grid Load indicator.

The high temperature in March 2021 also negatively affected losses for an additional reason, namely, Non-billed Energy. Non-billed Energy is an estimated bill amount for the last days of the month, which does not

follow the load during temperature peaks, as occurred in March. We estimate that this impact amounted to 150 GWh in total losses (12 months) in this quarter, although it was offset in the subsequent quarters.

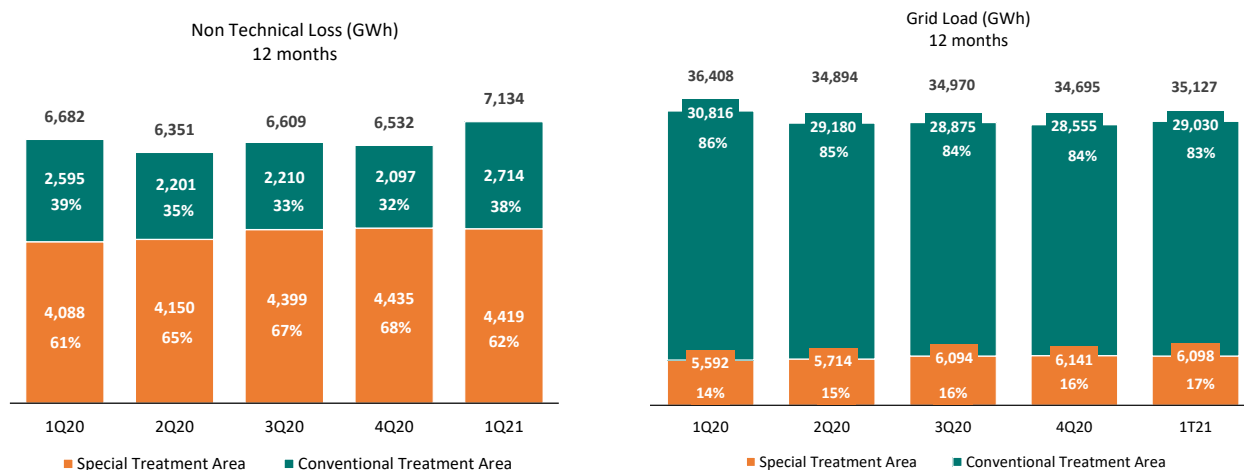
At the end of 2019, approximately 300,000 customers whose connections had been cut were regularized, out of a base of 620,000 disconnected customers, resulting in an energy increase of 140 GWh in 1Q20. The model implemented by the Company in 2021 seeks to reconcile the regularization pace with expected collection. As a result, IEN decreased by 120 GWh in 1Q21, due to intensified energy cut activities to combat default since 4Q20, and customers whose connections were cut totaled 476,000 at the end of 1Q21. The progress of the management and control improvements adopted by the Company are expected to accelerate the regularization process, increase IEN and improve collection.

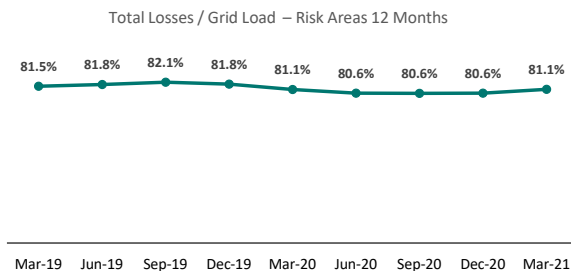
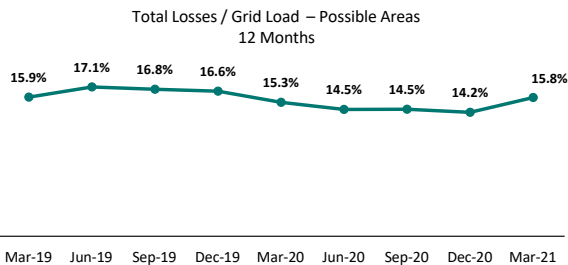
Additionally, as described below, in 1Q21, losses in the Conventional Treatment Area (or ATC, formerly known as Possible Area) deteriorated. In addition to the aforementioned factors, this is due to the annual review of the regions that comprise the Conventional and Special areas, based on the monitoring and classification routinely conducted by the Company. In fact, we incorporated certain areas in the ATC base, which, until December 2020, were classified as ATE, as they started to present a lower level of losses and started a relationship with the Company, allowing our operation.

It is noteworthy that the effect of the non-billed energy on the dynamic of losses almost exclusively affects the recorded amounts in the ATC (approximately 95%).

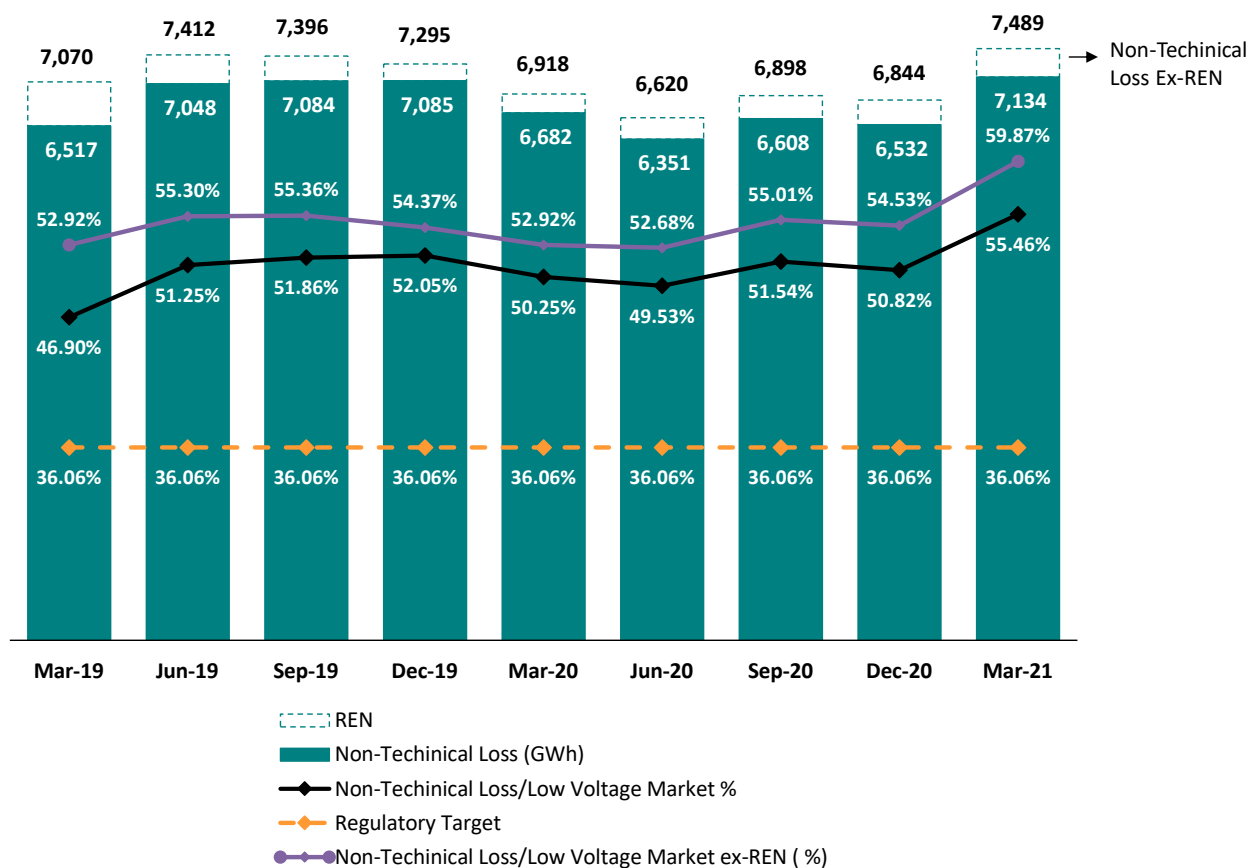
At the end of 1Q21, non-technical losses (12 months) in the ATE decreased from 4,435 GWh in 4Q20 to 4,419 GWh in 1Q21, primarily due to the reclassification of regions, as described above. Losses in the ATE started to account for 62% of total non-technical losses. At the end of 1Q21, in the ATC, non-technical losses totaled 2,714 GWh (38% of total losses), representing a 617 GWh increase compared to 4Q20.

Total loss/grid load (12 months) increased in both areas. In the ATC, total loss/grid load increased by 1.7 p.p. compared to 4Q20 and, in the ATE, total loss/grid load increased by 0.5 p.p. This worsening is primarily due to the inclusion of the grid load of the last four quarters, all of which were affected by the Covid-19 pandemic, whose effects started to affect the operating and economic-financial results as of 2Q20.





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



The non-technical losses/low voltage market indicator (12 months) increased by 4.64 p.p. to 55.46%, compared to 4Q20. This variation is due to the increase in non-technical losses, as a result of the aforementioned factors, and the inclusion of the low voltage market of the last four quarters in the assessment, all of which were significantly affected by the effects of Covid-19, which started to affect the operating and economic-financial results as of 2Q20. The low voltage market (12 months) increased by 10

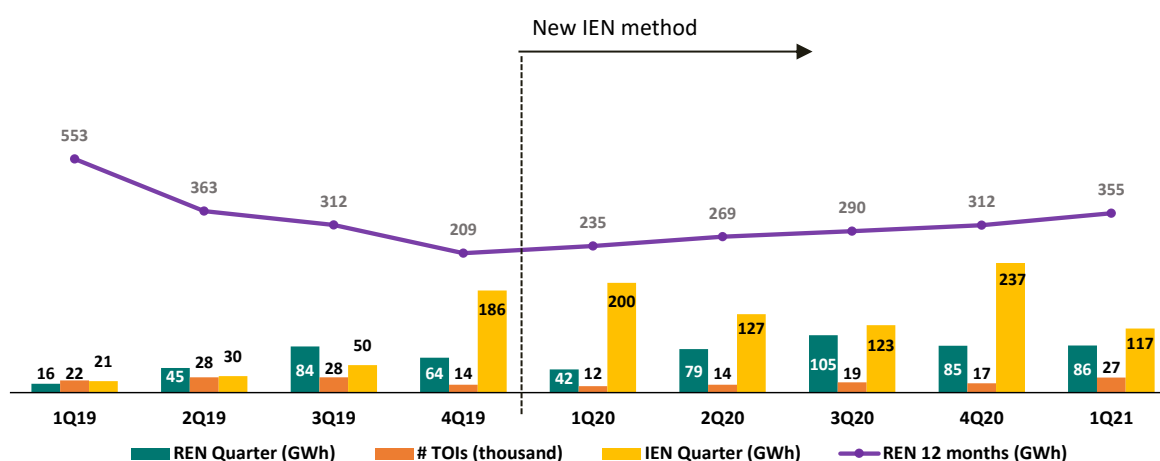
GWh compared to December 2020 (primarily due to the effect of temperature) and decreased by 436 GWh compared to March 2020 (primarily due to the pandemic).

In 1Q21, IEN (Energy Incorporation) totaled 117 GWh, representing a decrease compared to 200 GWh in 1Q20. The difference between quarters is primarily due to the action with customers whose connections were cut, which resulted in approximately additional 140 GWh in 1Q20. It is important to note that, as of January 2021, the calculation method of IEN changed, resulting in an actual gain deriving from the actions to combat losses in the 12-month period. In accordance with the previous method, a regularization conducted in June was recorded in IEN only by the end of the year, *i.e.*, from July to December. Accordingly, actions conducted early in the year had greater importance in the indicator compared to those conducted later in the year, failing to portray the full potential of the result. In accordance with the new method, every regularization, regardless of the time of its occurrence, contributes to the result of the 12 following months, thus fully portraying the result of the actions.

In 1Q21, REN (12 months) increased by 14.0% compared to 4Q20, reaching 355 GWh, as a result of the intensification of field works based on traditional actions to combat losses (improvements in the process of identification of targets for inspections and regularizations, and in the training of teams, among other measures).

The number of TOIs has remained low in the last quarters and recovered energy has been increasing. This is the result of a more assertive strategy in the selection of inspection targets, seeking the largest fraudsters, which leads to an increased recovered energy average per regularization. We will continue to prioritize inspections of large customers in the next quarters, and expect to achieve even better results.

Quarterly Changes in IEN and REN in the Last 12 Months (GWh)⁷, and Number of TOIs (thousands)



⁷ As of January 2021, IEN started to be calculated based on the new method to assess the actual benefit of actions to combat losses during a period of 12 months. Data from 2020 were recalculated to allow a better comparative analysis.

GWh	1Q19	2Q19	3Q19	4Q19	1Q20	2Q20	3Q20	4Q20	1Q21
Gross REN	51	78	114	104	66	94	125	139	112
(-) Cancellations*	35	33	30	40	24	15	20	54	26
(=) Net REN	16	45	84	64	42	79	105	85	86

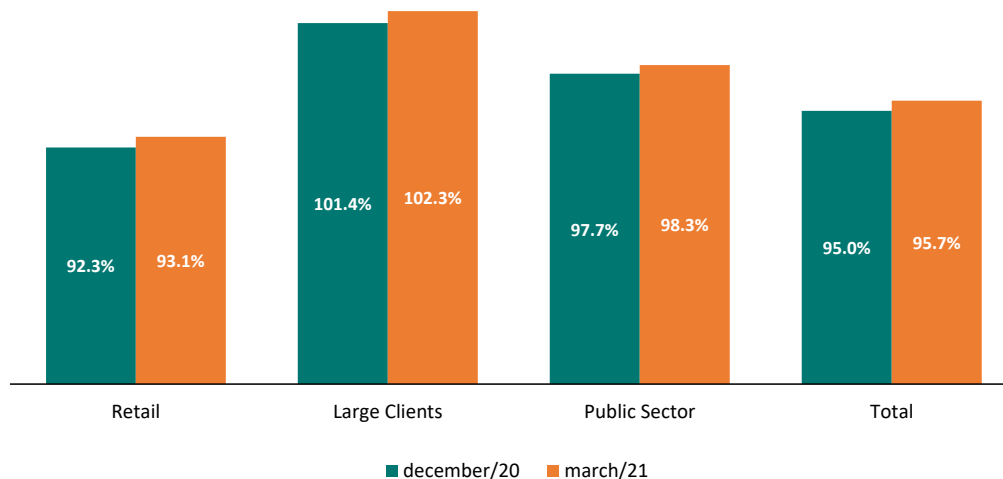
*Refer to cancellations of bills due to judicial decisions.

Since the beginning of 2021, the Company has been conducting an ample diagnostic to adjust its business plan and has been adopting short-term measures, including the implementation of a new management model and specific actions to combat losses and default. Among these initiatives, we highlight the integration of the actions to recover energy and receivables, aligning the process of selection of targets and the collection rate; review of procedures and training of teams on new techniques for the identification of frauds; monitoring of productivity of teams; restructuring of the process of construction of a shielded network with increased reduction of losses in new circuits; evolution of the process of analysis of warnings generated by telemeters; and regularization of inoperative tax measurements; in addition to the review of the metering process, with a decrease in the number of customers whose consumption was not metered and in metering errors, which will contribute to reduce administrative losses.

Moreover, the Company created a new structure in the Commercial Executive Area focused on the relationship with communities, including a work plan for communities, operating on three aspects: (i) structural relationship based on energy efficiency, awareness, education and generation of income to reverse the unfavorable social and economic scenario; (ii) immediate short-term actions, including regularizations, resumption of metering and delivery of bills, on-demand emergency services and increased number of registrations in the Social Tariff; and (iii) in the structural aspect, we initiated a pilot project involving the Babilônia, Ladeira dos Tabajaras, Chapéu Mangueira and Pilar communities to monitor results and implement improvements, allowing scalability to other communities in our concession area. We also established a continuous communication and interaction process with 180 community leaders. Moreover, we will seek to form partnerships with the governments of the state and cities in this project.

5.1.4. Collection

Collection Rate by Segment (12 months)
(Considering REN overdue bills)

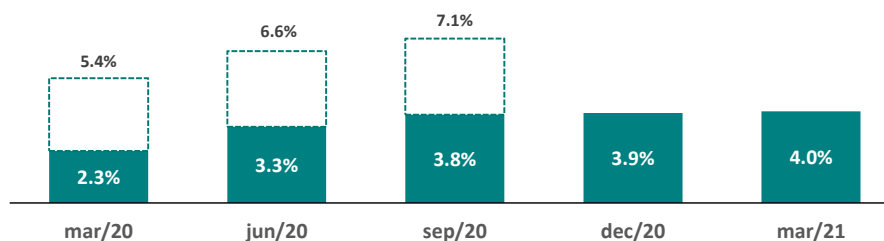


In March 2021, total collection (12 months) reached 95.7%, representing a 0.7 p.p. increase compared to 95.0% in December 2020 and a 1.2 p.p. decrease compared to March 2020. This result means a reversal in the trend of deterioration of default in the last quarters, primarily due to the pandemic and the months in which energy cuts were suspended by Aneel in 2020 (from the end of March 2020 to July 2020). Notwithstanding the adversities that still persist as a result of the pandemic, we managed to make progress in all sectors, especially the retail segment (+0.8 p.p.) and large customers (+0.9 p.p.).

Collection from a large base of customers continues to occur through electronic payments (automatic debit, internet banking and ATMs), accounting for approximately 81.9% of bills in the retail segment in the period (compared to 77.5% in 1Q20).

In the 12 months ended March 2021, the PECLD/Gross Revenue ratio was 3.7%, representing a 0.1 p.p. increase compared to 4Q20, reflecting the progress of the collection from customer regularization initiatives, based on the Company's expectations.

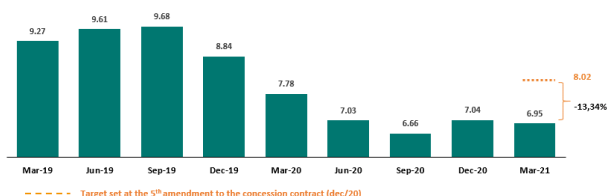
PECLD/Gross Revenue⁸ (12 Months)



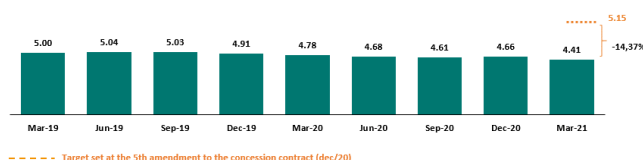
As mentioned above, the Company also adopted short-term measures to improve collection, especially: increased volume of cuts, negotiations and administrative proceedings, review of the process of operation related to the inventory of customers whose connections had been cut, review of the measurement of collection and selection of targets, implementation of a pre-negotiation bill regarding infraction notices for irregularities, review of agreements with increased productivity of teams and the implementation of a cognitive URA for the collection of defaulting customers.

5.1.5. Operating Quality⁹

DECi (hours) 12 months



FECi (times) 12 months



In March 2021, Light continued to record good results in the quality of services provided. This performance was possible due to the insourcing of field teams, the multi-skilled characteristic of teams and the low absenteeism rate during the pandemic, in addition to other management measures.

In March 2021, DECI (12 months) was 6.95 hours, representing a 1.3% decrease compared to December 2020. However, DECI (12 months) decreased by 10.7%, or 0.83 hour, in the yearly comparison, showing the assertiveness of investments and the good performance of recovery of the distribution network after non-scheduled failures.

⁸ Gross Revenue from the Captive Market + Free Market.

⁹ The presented DEC and FEC were recalculated in accordance with Aneel decision. Currently, the Company is requesting Aneel to review the targets for these indicators in the 5th Amendment to the Concession Agreement in order to make them compatible with the assessment method.

In March 2021, FECi (12 months) was 4.41x, representing a 5.4% decrease compared to the previous quarter. In March 2021, FECi (12 months) decreased by 7.7% (-0.37 time) compared to the same period in 2020, showing the assertiveness of multiannual investment plans and preventive maintenance actions.

In March 2021, DECI and FECi were below the limits established by ANEEL in the concession agreement. At the end of 1Q21, DECI was 13.3% below the limit of 8.02 hours and FECi was 14.4% below the limit of 5.15x.

5.2. Financial Performance of Light SESA

Income Statement (R\$ MN)	1Q21	1Q20	% Change 1Q21/1Q20
Net Operating Revenue	3,152.7	2,634.9	19.7%
Operating Expense	(3,075.3)	(2,466.4)	24.7%
Adjusted EBITDA	197.6	307.4	-35.7%
Financial Result	(229.5)	(73.7)	211.4%
Result before taxes and interest	(151.6)	94.9	-
Income Tax/Social Contribution	51.0	(32.9)	-
Net Income/Loss	(100.7)	62.0	-
EBITDA Margin*	6.3%	11.7%	-5.4 p.p.

* Does not consider construction revenue

5.2.1. Net Revenue of Light SESA¹⁰

Net Revenue (R\$ MN)	1Q21	1Q20	% Change 1Q21/1Q20
Captive Customers and Network Use (TUSD)	2,810.3	2,661.4	5.6%
Captive Customers	2,412.1	2,304.0	4.7%
Non billed Energy	97.9	(60.6)	-
Free Clients	398.2	357.4	11.4%
Short Term (Spot)	-	-	-
CCRBT Account	17.6	7.5	136.4%
CVA	123.0	(46.1)	-
Others	103.9	72.8	42.8%
Concession Right of Use	100.9	61.8	63.3%
Others Revenues	3.0	11.0	-72.7%
Subtotal	3,152.7	2,634.9	19.7%
Construction Revenue*	184.8	153.8	20.1%
Total	3,337.5	2,788.8	19.7%

* The subsidiary Light SESA book revenues and costs, with zero margin, related to services of construction or improvement in infrastructure used in providing electricity distribution services.

In 1Q21, excluding construction revenue, net revenue totaled R\$3,152.7 million, representing a 19.7% increase compared to 1Q20, including the following highlights:

¹⁰ On December 10, 2014, the Company entered into the fourth amendment to its distribution concession agreement, pursuant to which the remaining balances of any tariff under-collected amounts or reimbursements at the end of the concession will be added to or deducted from the indemnification amount, allowing the recognition of the balances of these regulatory assets and liabilities.

- at the end of 1Q21, Captive and Free Customers totaled R\$2,810.3 million, representing a 5.6% increase compared to 1Q20, primarily due to the tariff adjustment in March 2020.
- At the end of 1Q21, non-billed energy totaled a positive amount of R\$97.9 million, compared to a negative amount of R\$60.6 million in 1Q20, due to the higher average temperature in 1Q21 compared to 1Q20 (+1.3°C).
- In 1Q21, CVA totaled a positive amount of R\$123.0 million, compared to a negative amount of R\$46.1 million in 1Q20, due to higher expenses related to energy purchases (hydrological risk, availability agreements, UHE Itaipu and UTE Norte Fluminense), sector charges (ESS and CDE) and basic network charges.
- In 1Q21, VNR increased by R\$39.1 million compared to 1Q20, due to the increase in IPCA in the period.

5.2.2. Costs and Expenses of Light SESA

Costs and Expenses (R\$ MN)	1Q21	1Q20	% Change 1Q21/1Q20
Non-Manageable Costs and Expenses	(2,527.9)	(1,910.4)	32.3%
Energy Purchase Costs	(2,701.2)	(2,041.6)	32.3%
Costs with Charges and Transmission	(344.5)	(249.8)	37.9%
PIS/COFINS Credit on purchase	239.9	189.0	27.0%
Crédito ICMS sobre compra de Energia	277.8	192.0	44.6%
Manageable Costs and Expenses	(547.3)	(556.0)	-1.6%
PMSO	(224.2)	(221.0)	1.4%
Personnel	(107.9)	(111.3)	-3.1%
Material	(10.5)	(6.4)	64.0%
Outsourced Services	(118.6)	(111.1)	6.7%
Others	12.8	7.8	63.8%
Provisions - Contingencies	(53.0)	(72.9)	-27.3%
Provisions - PECLD	(150.5)	(123.2)	22.1%
Depreciation and Amortization	(134.0)	(135.0)	-0.7%
Non Operating Result	14.3	(3.9)	-
Total costs without Construction Revenue	(3,075.3)	(2,466.4)	24.7%
Construction Revenue	(184.8)	(153.8)	20.1%
Total Costs	(3,260.1)	(2,620.2)	24.4%

5.2.2.1. Manageable Costs and Expenses of Light SESA

In 1Q21, manageable costs and expenses totaled R\$547.3 million, representing a 1.6% decrease compared to 1Q20.

In 1Q21, PMSO increased by 1.4%, or R\$3.2 million, compared to 1Q20.

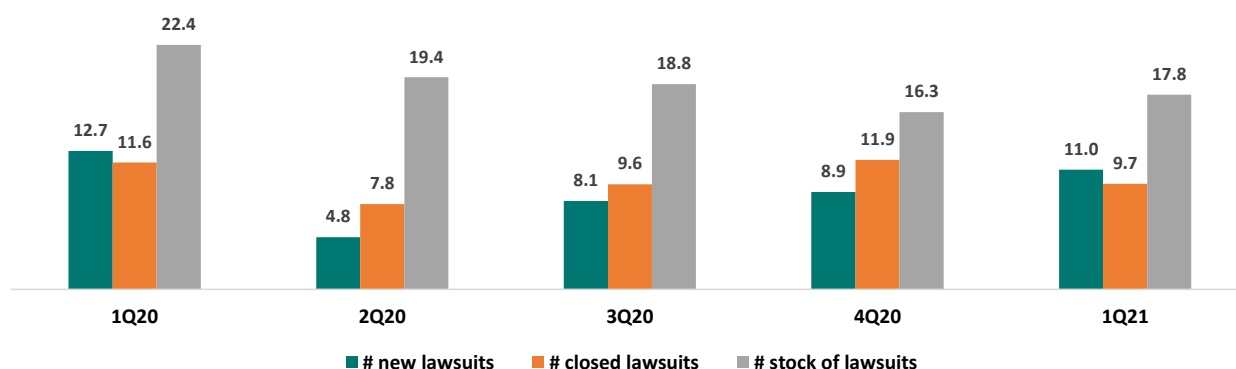
In 1Q21, PMS expenses, excluding extraordinary PDV expenses in 1Q20 (R\$10.5 million), increased by R\$13.7 million, or 6.5%, compared to 1Q20, virtually in line with the inflation of 6.1% recorded in the period. This increase was primarily due to the increased activity of the commercial area, especially the activities related

to the collection process, including the intensification of actions on the field and also back-office activities through collection channels, in order to improve collection.

At the end of 1Q21, provisions/contingencies totaled R\$53.3 million. In the quarterly comparison, and adjusting the 1Q20 amount by the PDV reversal amount (R\$10,5 million), provisions/contingencies decreased by R\$29.5 million, due to the decrease in the number of newly filed lawsuits and in the inventory of lawsuits, as well as the improvement in operating procedures and customer relationship. The filing of new lawsuits was also positively affected by the pandemic.

Provisions (R\$ MN)	1Q21	1Q20	% Change 1Q21/1Q20
JEC	(29.6)	(34.3)	-13.7%
Civil	(26.4)	(41.1)	-35.8%
Others	2.7	2.6	3.1%
Total	(53.3)	(72.8)	-26.8%

Provisions for Special Civil Court (*Juizado Especial Cível*) (JEC) lawsuits, which are directly affected by the filing of new lawsuits, maintained its downward trajectory. In the quarterly comparison, the number of newly filed lawsuits decreased by 13.7% and the amount of provisions decreased by 32%. The decrease in the number of newly filed lawsuits is due to the improvement in operating procedures and customer relationship, and the positive effect of the pandemic.



5.2.2.2. Non-Manageable Costs and Expenses of Light SESA

Non-Manageable Costs and Expenses (R\$ MN)	1Q21	1Q20	% Change 1Q21/1Q20
Use of Basic Network and ONS Charges	(324.8)	(230.2)	41.1%
Connection Charges - Transmission	(19.7)	(19.6)	0.6%
Itaipu	(396.2)	(338.9)	16.9%
Transported Energy - Itaipu	(35.7)	(29.4)	21.7%
TPP Norte Fluminense	(824.1)	(630.3)	30.7%
PROINFA	(35.3)	(34.0)	3.9%
Assured energy Quotas	(172.2)	(163.8)	5.1%
Nuclear Quotas	(49.7)	(60.0)	-17.2%
Energy auction	(647.0)	(534.1)	21.1%
Contracts by Availabilities	(232.6)	(241.6)	-3.7%
Contracts by Quantity	(414.4)	(292.5)	41.7%
Costs with Charges and Transmission	(541.0)	(251.1)	115.4%
Sale/ Purchase (Spot)	(120.8)	(62.1)	94.5%
Hydrological Risk	(79.2)	(61.3)	29.2%
Effects of Contracts by Availabilities	(36.6)	(127.6)	-71.3%
ESS	(258.4)	(6.5)	3873.3%
Reserve Power	(30.2)	-	-
Other	(16.0)	6.3	-
PIS / COFINS Credit on Purchase	239.9	189.0	27.0%
ICMS Credit on Purchase	277.8	192.0	44.6%
Total	(2,527.9)	(1,910.4)	32.3%

In 1Q21, non-manageable costs and expenses totaled R\$2,527.9 million, representing an increase of R\$627.6 million, or 32.3%, compared to the same period in the previous year.

The main variations occurred in the short-term market (CCEE) line item, primarily due to the following effects:

- In view of the CMSE decision that authorized the ONS to employ more expensive thermal power plants and import energy from neighboring countries, the ESS (System Service Charges) line item increased by R\$251.9 million.
- In view of the increased load in the period and the decreased contracting of energy, the need to make purchases in the Spot market increased, increasing expenses by R\$58.2 million in this line item.
- The low levels of PLD in 1Q21 contributed to the increase in the collection of the reserve energy charge, resulting in a payment of R\$30.2 million.
- On the other hand, CCEE expenses were mitigated by the increased generation at thermal power plants, which affected the decrease in ECD (Effect of Contracting by Availability) by R\$91.0 million.

Moreover, the appreciation of the U.S. dollar contributed to the increase of R\$57.3 million in expenses related to Itaipu in 1Q21. The same factor resulted in an increase in Norte Fluminense's tariff, which was adjusted in November 2020. In addition to the appreciation of the U.S. dollar, the IGP-M also increased, both of which contributed to an increase of R\$193.8 million in expenses related to this power plant.

5.2.3. Variation Offset Account – CVA

Net Regulatory Assets/ Liabilities (R\$ MN)	1Q21	4Q20	3Q20	2Q20	1Q20
Regulatory Assets	1,946	588	619	1,465	1,197
Regulatory Liabilities	(2,120)	(514)	(799)	(784)	(577)
Net Regulatory Assets/ Liabilities	(174)	74	(180)	681	620

At the end of 1Q21, the balance of the Variation Offset Account – CVA totaled a negative amount of R\$174 million, encompassing (i) the amount of CVA and financial items ratified by ANEEL and transferred to tariffs in the tariff adjustment of March 2021, which will be invoiced and amortized in subsequent months; (ii) the formation of CVA not yet transferred to tariffs, primarily comprised of amounts regarding the period from January to March 2021, which ANEEL will take into account in the tariff process of March 2022; and (iii) the recording of a liability associated with the amounts received from the Covid-Account, which were reversed as a negative financial component in the March 2021 tariff process.

5.2.4. Financial Result of Light SESA

Financial Result (R\$ MN)	1Q21	1Q20	% Change 1Q21/1Q20
Financial Revenues	167.8	568.6	-70.5%
Income from Financial Investments	10.8	7.7	40.8%
Swap Operations	148.6	522.6	-71.6%
Interest on energy accounts and debt installments	10.6	17.5	-39.3%
Restatement of Sector's Assets and Liabilities	(9.5)	4.0	-
Restatement of ICMS calculation basis of PIS/COFINS	2.6	11.2	-76.8%
Others Financial Revenues	4.7	5.7	-17.0%
Financial Expenses	(397.3)	(642.3)	-38.1%
Debt Expenses (Local Currency)	(84.3)	(99.7)	-15.4%
Debt Expenses (Foreign Currency)	(36.8)	(37.9)	-2.7%
Monetary Variation	(75.7)	(37.9)	99.9%
Exchange Rate Variation	(171.5)	(409.6)	-58.1%
Swap Operations	-	-	-
Itaipu Exchange Rate Variation	(20.9)	(46.4)	-55.0%
Restatement of provision for contingencies	(5.6)	(4.3)	29.5%
Restatement of R&D/PEE/FNDCT	(1.4)	(2.3)	-36.3%
Interest and Fines on Taxes	(0.0)	(0.1)	-46.5%
Installment Payment - Fines and Interest Rates Law 11.94:	(0.2)	(0.6)	-67.2%
Other Financial Expenses (Includes IOF)	(0.9)	(3.7)	-76.2%
Total	(229.5)	(73.7)	211.4%

In 1Q21, financial result totaled net financial expenses of R\$229.5 million, compared to net financial expenses of R\$73.7 million in 1Q20, representing an increase of R\$155.8 million in financial cost, primarily due to the lower gains derived from the marked-to-market swap transactions related to debt denominated in foreign currency, as a result of the increase in the future CDI curve and the appreciation of the U.S. dollar in the spot market. In 1Q21, the effect of the marked-to-market swap transactions totaled a negative amount of R\$39.1 million, compared to a gain of R\$103.8 million in 1Q20, representing a negative variation of R\$142.9 million in the comparison between periods. The increase in monetary variation was due to the increased IPCA in the

period (2.05% in 1Q21 compared to 0.53% in 1Q20). The reduction in exchange rate variation is due to the exchange rate (p-tax) of the period (9.36% in 1Q21 compared to 29.98% in 1Q20).

6. Light Energia – Generation

Operating Highlights	1Q21	1Q20
Nº of Employees	223	201
Installed capacity (MW)	1,188.1	1,188.1
Light Energia	873.0	873.0
Participation ¹	315.1	315.1
Assured energy (Average MW)	543.8	543.9
Light Energia ²	408.0	408.2
Participation	135.8	135.8

¹Proportional stake in associates: Renova, Belo Monte, Guanhões and PCH Paracambi.

² Net assured energy of pumping and internal losses

6.1. Operating Performance

Upon the adoption of the actions to ensure the health and safety of the Company's employees amidst the pandemic, Light Energia plants continued to operate as usual.

6.1.1. Energy Purchases and Sales

Energy Sale (MWm)	1Q21	1Q20	% Change 1Q21/1Q20
Sales (Free Contracting Environment + Spot)	501.3	615.1	-18.5%
Purchase (Free Contracting Environment + Spot)	24.1	143.5	-83.2%

In 1Q21, the 18.5% decrease in sales (ACL + Spot) was due to the seasonalization of agreements, which decreased the allocation of energy in 1Q21 compared to 1Q20. This variation was a result of the strategy adopted by Light Energia to allocate its physical guarantee following the average seasonalization of MRE, a condition that mitigates the risks of exposure to market variation during the year.

Based on this strategy of seasonalization of physical guarantee, a greater volume of energy was allocated in 1Q21, especially in January, which, together with the decreased amount of energy included in agreements, significantly decreased the need to purchase energy in 1Q21.

Pursuant to a court decision, Light Energia does not have to make payments relating to any exposure in monthly CCEE settlements (GSF Injunction), exempting it from making current payments for a portion of the amount of financial settlements in the spot market and protecting its cash flows, even though this cost and revenue are regularly fully recognized in its result. As of March 2021, the outstanding balance of the liabilities for the period between May 2015 and March 2021 totaled approximately R\$1,918.2 billion under Commercialization in the short-term market. On the other hand, the balance of receivables of the Generation

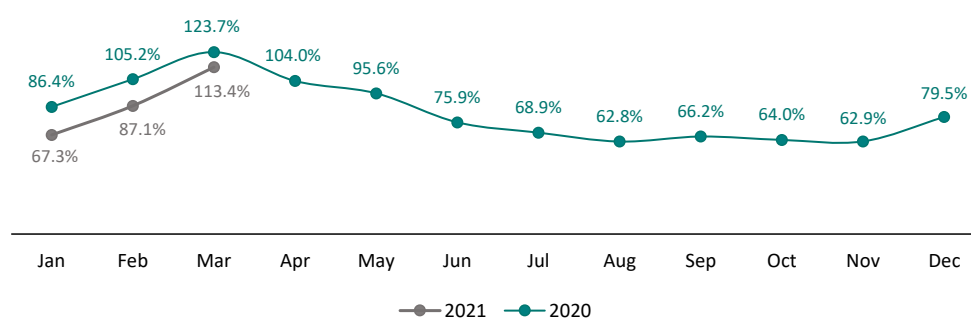
Company totaled R\$578.9 million, resulting in net liabilities of R\$1,339.3 million as of March 2021. In December 2020, net liabilities increased by R\$384.6 million, resulting from the adjustment for inflation based on the IGP-M of the balances recorded in assets and liabilities, primarily upon the receipt of R\$335.8 million from other agents that paid their debts before the execution of agreements, thus reducing the liabilities of Light Energia with CCEE.

On December 1, 2020, ANEEL issued Normative Resolution No. 895/20, regulating the calculation method of the offsetting amount to holders of hydropower plants that are participants in Energy Relocation Mechanisms (*Mecanismos de Realocação de Energia*) (MRE), determining CCEE to calculate the financial offsetting amount within 90 days from the date of the resolution. The financial amounts for the periods in which the hydropower plant was covered by judicial decisions will be adjusted for inflation based on the IPCA and, for the period in which the disbursement occurred, these amounts will be further adjusted based on the capitalization rate (K_e) of 9.63% p.a., until the last month recorded by the CCEE, pursuant to the trading regulations. Within the same period of 90 days, CCEE had to calculate the extension periods of the grants for each plant participating in the MRE, pursuant to Law No. 14,052/20.

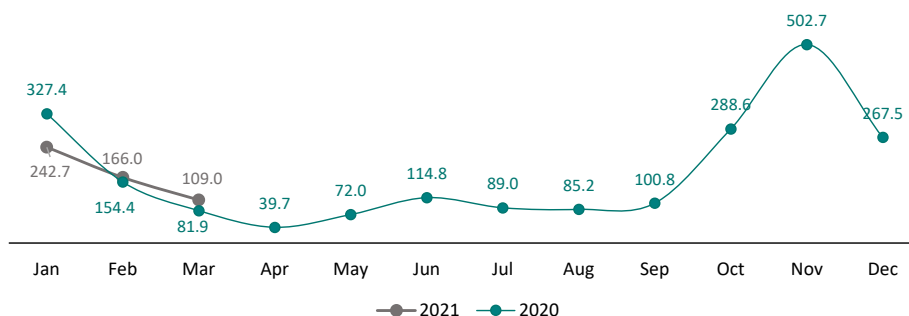
On March 2, 2021, CCEE disclosed the amounts calculated pursuant to the regulation approved in December 2020, and ANEEL must homologate the final amounts. Considering the amounts most recently disclosed by CCEE, Light Energia's intangible asset totals R\$433.8 million, which was recognized in 4Q20.

On April 6, 2021, Light Energia settled the outstanding balance with CCEE regarding the renegotiation of GSF, upon the payment of approximately R\$1.3 billion. The Company will meet the other requirements set forth in ANEEL Normative Resolution No. 895/2020 to give effect to the renegotiation of the hydrological risk, including, among others, the discontinuance of the lawsuit, as soon as the amounts calculated and disclosed by the CCEE are ratified by ANEEL.

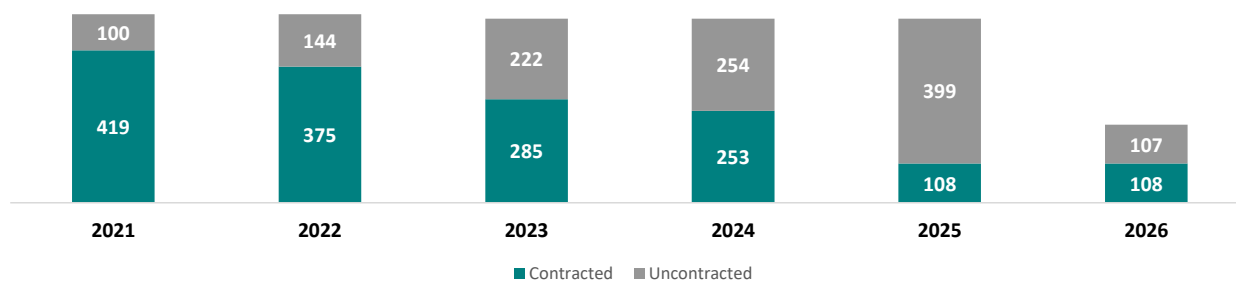
GSF – Generation Scaling Factor



**Average Monthly PLD Southeast/Midwest
(R\$/MWh)**

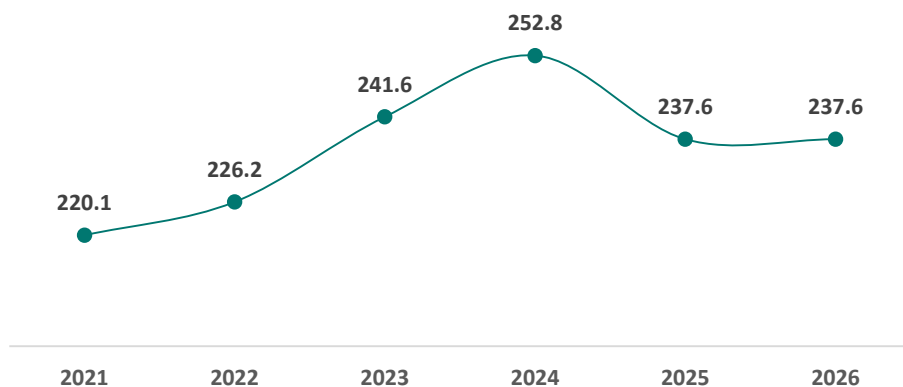


6.1.2. Level of Contracted Energy/Termination of Energy Contracts in MWm (Light Energia + Lightcom)



* Considers the end of Light Energia's concession on June 4, 2026, as the postponement due to the effect of the renegotiation of GSF has not been completed yet.

6.1.3. Average Price of Agreements for the Sale of Conventional Energy in R\$/MWh (Lightcom)



* Amounts net of taxes. Base date: January 2021

6.2. Financial Performance of Light Energia

Income Statement (R\$ MN)	1Q21	1Q20	% Change 1Q21/1Q20
Net Operating Revenue	275.1	253.7	8.4%
Operating Expense	(99.9)	(130.5)	-23.4%
Adjusted EBITDA	189.9	138.2	37.4%
Financial Result	(116.5)	15.9	-
Non Operating Result	(0.5)	(0.8)	-43.6%
Result before taxes and Equity Income	58.2	138.3	-57.9%
Income Tax/Social Contribution	(17.9)	(45.3)	-60.6%
Equity Income	-	(0.4)	-
Net Income/Loss	40.8	93.5	-56.3%
EBITDA Margin	0.7	0.5	14.5 p.p.

6.2.1. Net Revenue, Costs and Expenses of Light Energia

Net Revenue (R\$ MN)	1Q21	1Q20	% Change 1Q21/1Q20
Generation Sale (ACL)	186.1	217.3	-14.4%
Short-Term	87.2	34.5	152.6%
Others	1.9	1.9	-2.4%
Total	275.1	253.7	8.4%

Operating Costs and Expenses (R\$ MN)	1Q21	1Q20	% Change 1Q21/1Q20
Personnel	(5.9)	(6.7)	-11.1%
Material and Outsourced Services	(4.7)	(4.5)	5.8%
Purchased Energy / CUSD / CUST	(71.9)	(103.5)	-30.5%
Depreciation	(14.2)	(14.1)	0.5%
Non Operating Result	(0.5)	(0.8)	-43.6%
Others (includes provisions)	(2.6)	(0.8)	214.8%
Total	(99.9)	(130.5)	-23.4%

In 1Q21, net revenue increased by 8.4% (R\$21.4 million) compared to the previous quarter, primarily due to increased sales in the spot market¹¹ (R\$52.7 million), mainly as a result of the Company's hedging policy.

In 1Q21, costs and expenses totaled R\$99.9 million, compared to R\$130.5 million in 1Q20, representing a 23.4% decrease, primarily due to lower costs with energy purchased, as a result of the decreased need to purchase energy in view of the strategy of seasonalization of agreements and physical guarantee.

PMS expenses remained in line with PMS expenses in the same quarter in the previous year. Excluding PDV expenses in the amount of R\$1.8 million in 1Q20, PMS increased by R\$1.2 million compared to 1Q20.

¹¹ For purposes of recording with CCEE, GSF=1 is used as reference at the monthly closing. In the subsequent month, CCEE informs the required adjustment in revenue, based on the actual GSF assessed.

6.2.2. Financial Result of Light Energia

Financial Result (R\$ MN)	1Q21	1Q20	% Change 1Q21/1Q20
Financial Revenues	98.3	311.8	-68.5%
Income from Financial Investments	5.9	6.8	-12.5%
Swap Operations	92.3	304.9	-69.7%
Financial Expenses	(214.8)	(295.9)	-27.4%
Debt Expenses (Local Currency)	(0.2)	(0.5)	-57.0%
Debt Expenses (Foreign Currency)	(16.1)	(17.7)	-9.0%
Exchange Rate Variation	(105.1)	(245.3)	-57.1%
Swap Operations	-	-	-
Restatement of R&D/PEE/FNDCT	(0.1)	(0.1)	-49.6%
Restatement of GSF	(89.4)	(31.3)	185.2%
Other Financial Expenses (Includes IOF)	(3.8)	(0.8)	347.5%
Total	(116.5)	15.9	-

In 1Q21, net financial expenses totaled R\$116.5 million, compared to net financial income of R\$15.9 million in the same period in the previous year. The main reason for this worsening was the increased expenses related to the marked-to-market swap transactions entered into for debt denominated in foreign currency, as well as the adjustment of the negative amount of GSF, based on the IGP-M. In 1Q21, the effect of the marked-to-market swap transactions totaled a negative amount of R\$24.8 million, compared to a gain of R\$51.9 million in 1Q20, representing a negative variation of R\$76.7 million in the comparison between the periods. The decrease in exchange rate variation is due to the exchange rate (p-tax) in the period (9.36% in 1Q21 compared to 29.98% in 1Q20).

6.2.3. Net Income (Loss) of Light Energia

Net Income/Loss (R\$MN)	1Q21	1Q20	% Change 1Q21/1Q20
Light Energia (without Stakes)	40.8	93.9	-56.5%
Guanhães - Equity Income	-	(0.4)	-
Net Result	40.8	93.5	-56.3%

Light Energia, excluding equity interest, had a net income of R\$40.8 million in 1Q21, compared to a net income of R\$93.5 million in 1Q20.

7. Lightcom – Trading

7.1. Operating Performance of Lightcom

Operating Highlights	1Q21	1Q20	% Change 1Q21/1Q20
Volume Sold - MWm	617	645	-4.3%
Average Selling Price (Net of Taxes) - R\$/MWh	210.4	188.6	11.6%

In 1Q21, sales volume decreased by 4.3% compared to 1Q20 due to the lower number of transactions conducted pursuant to monthly short-term agreements.

In 1Q21, the average sales price increased by 11.6% compared to 1Q20, due to the higher price associated with the long-term sales agreements that comprise the portfolio of the Trading Company.

7.2. Financial Performance of Lightcom

Income Statement (R\$ MN)	1Q21	1Q20	% Change 1Q21/1Q20
Net Operating Revenue	280.6	266.9	5.1%
Energy Supply	280.4	266.7	5.1%
Others	0.1	0.1	1.6%
Operating Expenses	(242.9)	(242.0)	0.4%
Personnel	(1.3)	(1.1)	11.9%
Material and Outsourced Services	(0.4)	(0.2)	151.3%
Others	(0.4)	(0.4)	-7.1%
Purchased Energy	(240.8)	(240.3)	0.2%
Provisions - PECLD Renova	-	-	-
Adjusted EBITDA	37.7	24.9	51.4%
EBITDA Margin	0.1	0.1	4.1 p.p.
Financial Result	0.6	1.1	-39.9%
Financial Revenue	0.8	1.2	-36.2%
Financial Expense	(0.1)	(0.1)	-6.8%
Result Before Taxes and Interests	38.3	26.0	47.6%
Net Income/Loss	25.2	17.0	47.7%

In 1Q21, EBITDA of the Trading Company totaled R\$37.7 million, compared to R\$24.9 million in 1Q20, due to higher income derived from the resale of energy. Net Income totaled R\$25.2 million.

8. Indebtedness

R\$ Million	Cost	Current	%	Non Current	%	Total	%
Light SESA		1,650.3	100.0%	6,681.6	100.0%	8,331.9	100.0%
Domestic Currency		1,194	72.4%	5,194	77.7%	6,388.0	76.7%
Debentures 8th Issuance	CDI + 1,18%	39.2	2.4%	195.8	2.9%	235.0	2.8%
Debentures 9th Issuance - Serie A	CDI + 1,15%	250.0	15.1%	-	0.0%	250.0	3.0%
Debentures 9th Issuance - Serie B	IPCA + 5,74%	75.8	4.6%	227.4	3.4%	303.2	3.6%
Debentures 13ª Issuance	IPCA + 7,44%	-	0.0%	531.7	8.0%	531.7	6.4%
Debentures 15ª Issuance 1	IPCA + 6,83%	-	0.0%	599.5	9.0%	599.5	7.2%
Debentures 15ª Issuance 2	CDI + 2,20%	80.0	4.8%	80.0	1.2%	160.0	1.9%
Debentures 16ª Issuance 1	CDI + 0,90%	-	0.0%	132.5	2.0%	132.5	1.6%
Debentures 16ª Issuance 2	CDI + 1,25%	-	0.0%	423.0	6.3%	423.0	5.1%
Debentures 16ª Issuance 3	CDI + 1,35%	-	0.0%	62.5	0.9%	62.5	0.8%
Debentures 17ª Issuance 1	CDI + 1,50%	-	0.0%	500.4	7.5%	500.4	6.0%
Debentures 17ª Issuance 2	CDI + 1,75%	-	0.0%	50.0	0.7%	50.0	0.6%
Debentures 17ª Issuance 4	IPCA + 5,25%	-	0.0%	160.9	2.4%	160.9	1.9%
Debentures 18ª	CDI + 2,51%	400.0	24.2%	-	0.0%	400.0	4.8%
Debentures 19ª	IPCA + 5,8%	-	0.0%	529.5	7.9%	529.5	6.4%
Debentures 20ª	IPCA + 5,0867%	-	0.0%	633.3	9.5%	633.3	7.6%
Debentures 21ª	CDI + 2,60%	-	0.0%	360.0	5.4%	360.0	4.3%
Promissory notes - 5ª PN Sesa	CDI + 1,25%	100.0	6.1%	100.0	1.5%	200.0	2.4%
CCB IBM 2019	CDI	0.2	0.0%	-	0.0%	0.2	0.0%
FINEP - Innovation and Research	0.04	23.2	1.4%	3.9	0.1%	27.1	0.3%
FIDC 2018 Série A	CDI + 1,20%	193.8	11.7%	507.1	7.6%	700.9	8.4%
FIDC 2018 Série B	IPCA + 5,75%	90.4	5.5%	203.5	3.0%	293.9	3.5%
Others	-	(58.1)	-3.5%	(107.5)	-1.6%	(165.6)	-2.0%
Foreign Currency *		455.8	27.6%	1,488.1	22.3%	1,943.9	23.3%
Tesouro Nacional	64,05% CDI	-	0.0%	14.9	0.2%	14.9	0.2%
Citibank	CDI + 1,50%	455.8	27.6%	-	0.0%	455.8	5.5%
Notes Units	142,79% CDI	-	0.0%	1,481.3	22.2%	1,481.3	17.8%
Others	-	-	0.0%	(8.1)	-0.1%	(8.1)	-0.1%
Light Energia		463.3	100.0%	761.5	100.0%	1,224.7	100.0%
Domestic Currency		7.5	1.6%	24.9	3.3%	32.4	2.6%
Debentures 3rd Issuance	CDI + 1,18%	2.5	0.5%	12.5	1.6%	15.0	1.2%
CCB Santander Lajes	CDI + 2,40%	5.0	1.1%	12.5	1.6%	17.5	1.4%
Others	-	(0.0)	0.0%	(0.1)	0.0%	(0.1)	0.0%
Foreign Currency		455.8	98.4%	736.6	96.7%	1,192.4	97.4%
Citibank	CDI + 1,30%	455.8	98.4%	-	0.0%	455.8	37.2%
Notes Units	143,01% CDI	-	0.0%	740.6	97.3%	740.6	60.5%
Others	-	-	0.0%	(4.1)	-0.5%	(4.1)	-0.3%
Light Conecta		0.1	100.0%	0.3	100.0%	0.4	100.0%
BNDES - Conecta (Domestic Currency)**	TJLP + 0,53%	0.1	100.0%	0.3	100.0%	0.4	100.0%
Total		2,113.7		7,443.4		9,557.0	

* Costs were considered in Reais, according to their respective swap contracts

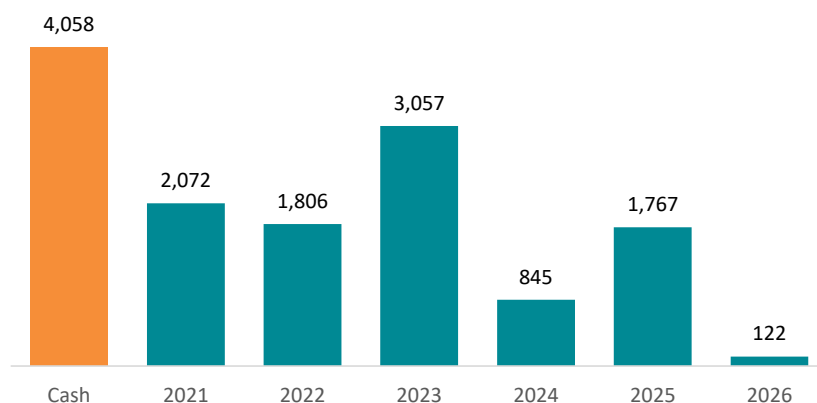
** It was considered the average cost of tranches for each operation

8.1. Light S.A.

R\$ MN	Light SESA	Light Energia	Conecta	Others Light S.A.	Light S.A. 1Q21	Light S.A. 4Q20	Δ %
Domestic Currency	6,388	32	0	0	6,421	6,726	-4.5%
Foreign Currency	1,944	456	0	0	2,400	2,858	-16.0%
Loans and Financing	3,076	1,210	0	0	4,286	4,371	-2.0%
Debentures	5,256	15	0	0	5,271	5,213	1.1%
Interest	166	22	0	0	189	100	89.4%
Swap Operations	(868)	(492)	0	0	(1,360)	(1,117)	21.8%
Pension Fund	-	-	-	0	-	-	0.0%
Gross Debt	7,630	756	0	0	8,386	8,567	-2.1%
Cash and Cash Equivalents	2,333	1,576	20	129	4,058	3,090	31.3%
Net Debt	5,297	(820)	(20)	(129)	4,328	5,478	-21.0%

At the end of 1Q21, consolidated net debt totaled R\$4,328.0 million, representing a 21.0% decrease compared to R\$5,477.8 million in 4Q20.

Amortization of Loans, Financing and Debentures (R\$MN) Average Maturity: 2.1 years



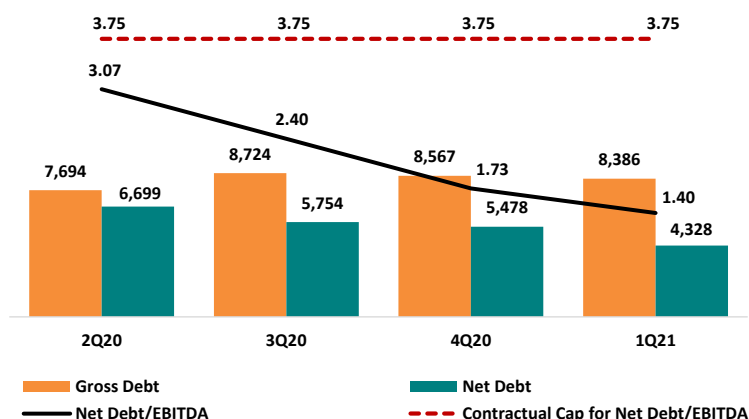
The current cash strength allows the Company to steadily make debt amortizations in 2021. The receipt of the proceeds from the follow-on transaction in January 2021, in the amount of R\$1.34 billion, allowed us to further reinforce the Company's Cash, which will contribute to the good progress of liability management activities.

At the end of 1Q21, the Net Debt/EBITDA ratio was 1.40x, representing a decrease compared to 1.73x in 4Q20, and one of the lowest ratios recorded in recent periods. It is noteworthy that EBITDA for purposes of debt covenants of the Company and its subsidiaries excludes non-cash effects, such as Equity Income, Provisions, VNR and Other Operating Income/Expenses.

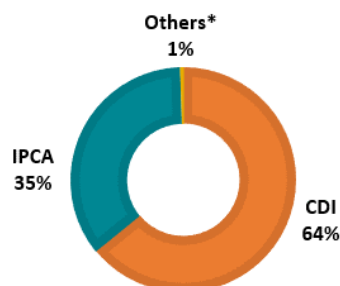
The Company is currently well below the covenant limit of 3.75x set forth under most agreements.

At the end of 1Q21, the EBITDA/Interest ratio was 5.84x, above the minimum contractual limit of 2.0x under most agreements.

Consolidated Gross and Net Debt (R\$ million)



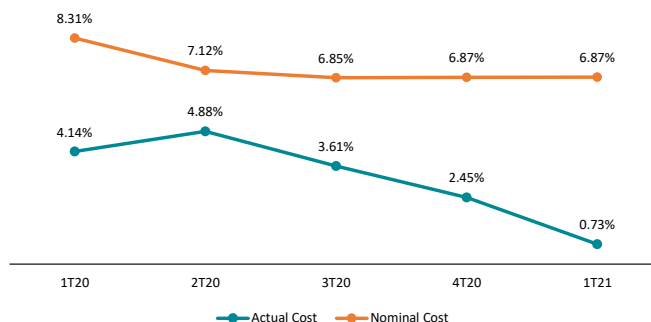
Debt Indices¹



Considering Hedge

* Equivalent to the sum of fixed cost, Libor and U.S. dollar exchange rate variation.

Debt Service Costs



Calculation Memory of Covenants Under Debt Agreements (R\$ million)

Covenants Multiple - R\$ MN		Mar-21	Dec-20	Sep-20	Jun-20	Mar-20
Loans and Financing	+	4,324	4,417	4,864	4,875	4,837
Loans and Financing Cost	-	(38)	(45)	(49)	(53)	(57)
Interest related to Loans and Financing	+	86	39	90	41	79
Debentures	+	5,347	5,292	5,210	4,143	4,519
Debentures Cost	-	(75)	(79)	(87)	(60)	(66)
Interest related to Debentures	+	102	60	120	63	108
Swap Operations	+	(1,360)	(1,117)	(1,425)	(1,315)	(1,166)
Gross Debt	=	8,386	8,567	8,724	7,694	8,255
Cash	-	4,058	3,090	2,969	995	1,534
Net Debt (a)	=	4,328	5,478	5,754	6,699	6,721
EBITDA CVM (12 months)		2,344	2,372	1,030	1,602	1,754
Equity Income (12 months)	-	(29)	(28)	(44)	37	(50)
Provision (12 months)	-	(921)	(912)	(1,393)	(1,718)	(1,586)
Other Operational Revenues/Expenses (12 months)	-	(75)	(94)	(42)	(47)	(49)
Regulatory Assets and Liabilities (12 months)	+	(282)	(243)	(114)	(60)	(154)
Other Revenue -PIS/COFINS credit	-	-	-	-	1,086	-
EBITDA for Covenants (12 months) (b)	=	3,088	3,164	2,395	2,184	2,199
Interests (c)		521	545	572	612	649
Net Debt/EBITDA for Covenants (a/b)		1.40	1.73	2.40	3.07	3.06
Contractual Cap for Dívida Líquida/EBITDA		3.75	3.75	3.75	3.75	3.75
EBITDA for Covenants/Interest (b/c)		5.92	5.80	4.18	3.57	3.39
Contractual Lower Limit for EBITDA/Juros		2.00	2.00	2.00	2.00	2.00

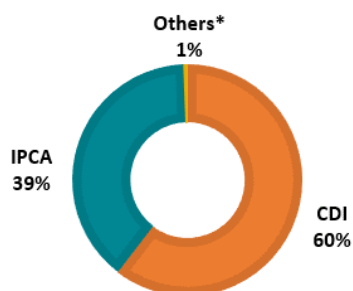
Corporate Ratings

Ratings	Grade		Date
	National	Foreign	
Fitch	AA-	BB-	1/21/2021
Standard & Poors	AA+	-	7/15/2019
Moody's	A1.br	Ba3	5/7/2021

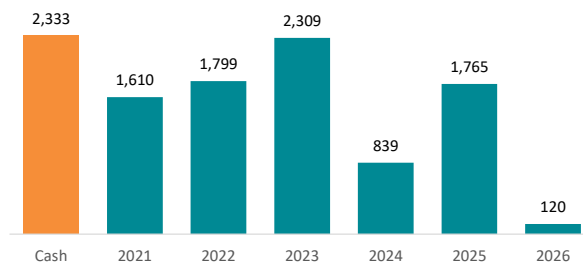
8.2. Debt Breakdown

Light SESA

Amortization¹ (R\$MN)
Average Maturity: 2.2 years

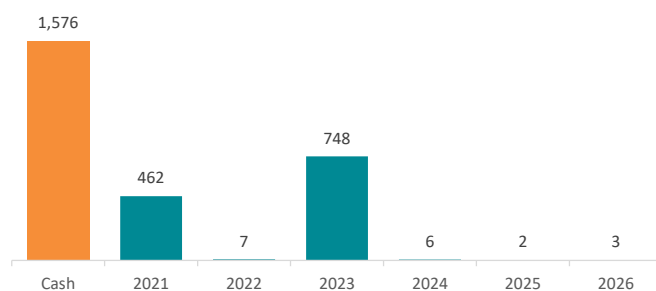


Debt Indices²

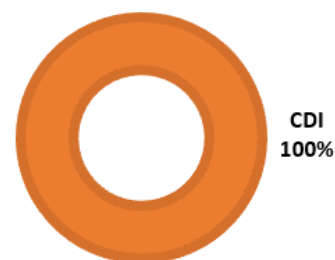


Light Energia

Amortization¹ (R\$MN)
Average Maturity: 1.5 years



Debt Indices²



¹ Principal of loans and financing and debentures.

² Considering Hedge.

* Equivalent to the sum of fixed cost, Libor and the U.S. dollar exchange rate variation.

9. Consolidated Investment

Capex (R\$ MM)	1Q21	1Q20	% Change 1Q21/1Q20
Distribution	177.6	156.7	13.3%
Engineering	102.2	105.6	-3.2%
Commercial	75.4	51.1	47.4%
Non-electrical Assets	23.3	19.4	20.0%
Generation	17.2	5.7	199.1%
Total	218.0	181.9	19.9%
Capital Contribution	-	-	-
Total Capex (includes transfers to subsidiaries)	218.0	181.9	19.9%

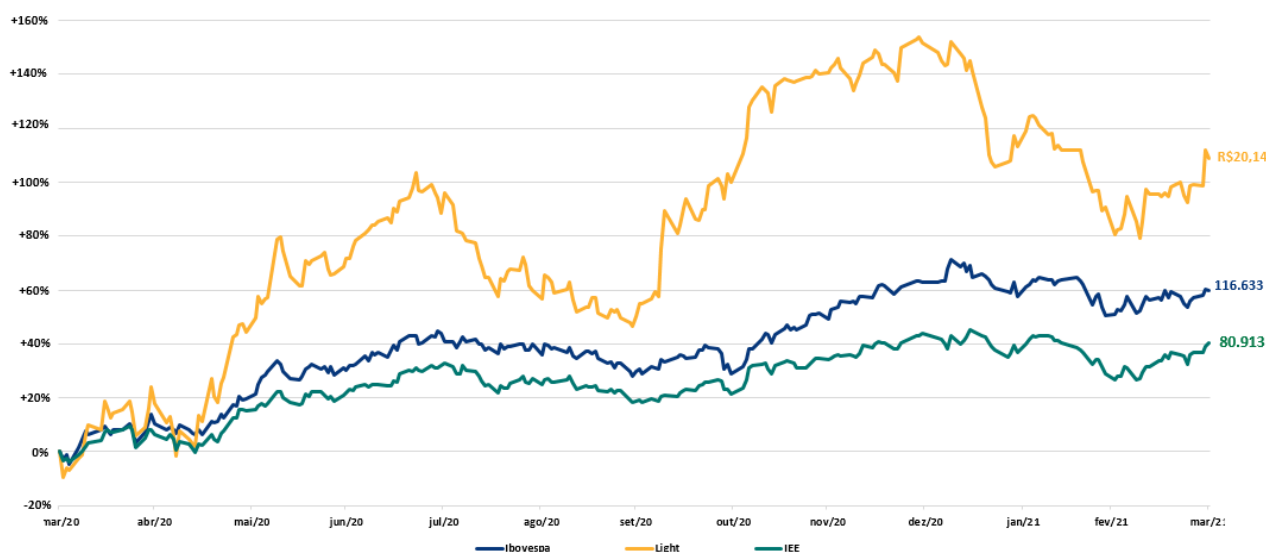
In 1Q21, the Company's consolidated Capex increased by 19.9% compared to 1Q20. We highlight the increase of R\$24.3 million in the Commercial segment due to investments under the current plan to combat losses (R\$15.3 million), and the increase of R\$11.5 million in the Generation segment, related to the construction of the spillway of UHE Ilha dos Pombos and the maintenance works in the pumping system of Vigário and Santa Cecília pumping plants. In 1Q21, Non-electrical Assets increased by R\$3.9 million, concentrated in the Commercial Service area (R\$2.4 million).

In 1Q21, the Company did not make any contributions in investees.

10. Capital Markets

Light S.A.'s shares (LIGT3) were priced at R\$20.14 at the end of March 2021. At the end of 1Q21, the Company's market value was R\$7.5 billion.

Performance of Light's shares vs. Ibovespa vs. IEE
On a 100 basis on March 31, 2020



Market Information	1Q21	1Q20
Volume Average - LIGT3 (R\$ MN)	70.0	77.5
Shares Average - LIGT3 (R\$ / share)	20.36	20.10
ADTV 90 days (R\$ MN)	61.0	70.8
Price Change - LIGT3	-17.1%	-59.6%
Price Change - IEE	-2.3%	-25.5%
Price Change - IBOV	-2.0%	-38.4%

11. Performance in Environmental, Social and Governance Issues (ESG)

Our commitment to sustainability began in 2005, when Light acceded to the *Novo Mercado* segment of B3. In 2007, we ratified this commitment, when Light acceded to the United Nations Global Compact. Since 2007, we are part of the **ISE B3** portfolio, which comprises listed companies with best corporate sustainability practices in Brazil and, in 2020, we also became part of the **S&P/B3 Brazil ESG Index**, which is a comprehensive index that seeks to measure the performance of securities that meet sustainability criteria and is weighted by ESG score from S&P DJI. In January 2021, Light was also included in the ICO2 portfolio.

We set forth below selected indicators, based on the analysis of the main ESG aspects addressed by the market or existing frameworks (GRI, SASB, PRI, ISE, etc.):

Main Indicators	1Q21	1Q20	% Change 1Q21/1Q20
Environmental			
% of sites certified in the Integrated Management System (Light Energia)	100%	100%	0,0 p.p.
% of sites certified in the Environmental Management System (Light SESA)	88%	88%	0,0 p.p.
% of generation from renewable sources	100%	100%	0,0 p.p.
Water consumption by employee (m3)	4.45	5.15	-13.5%
Energy consumption by employee (MWh)	5.62	5.64	-0.2%
Social			
Employees	5,558	5,128	8.4%
Outsourced employees	6,987	6,729	3.8%
% of women in relation to the total of employees	18.7%	19.6%	-0,9 p.p.
% of women in management positions	28.1%	23.2%	4,9 p.p.
Average hours of employees training	4.5	14.7	-69.4%
Turnover rate	2.4%	5.8%	-3,4 p.p.
Accident frequency rate	3.95	2.83	39.6%
Accident severity rate	899	55	1534.5%
Complaints by total customers	15.16%	12.13%	3,03 p.p.
Governance			
% of independent directors	88.9%	75.0%	13,9 p.p.
% of women in top management	23.5%	28.6%	-5,1 p.p.
Shares held by top management	63,100	68,300	-7.6%
Average age of top management	56	52	7.7%
Others			
Distribution network (km)	79,841	78,850	1.3%
Investments in Energy Efficiency (R\$ MN)	18.54	10.25	81.0%
Investments in R&D (R\$ MN)	3.90	5.45	-28.4%
Universal access to electricity	100%	100%	0,0 p.p.

In 1Q21, among the main changes, we highlight:

- The increase in the number of independent members of the Board of Directors. Out of the nine board members, one is a representative of the employees and the others are independent members.
- The 40% increase in the accident frequency rate as a result of 28 accidents. However, notwithstanding this increase, 82% of these accidents were classified as minor or mild. The rate of severity significantly increased due to the recording of 6,000 days regarding one fatal accident that occurred in January 2021.
- The 81% increase in investments in energy efficiency due to the billing of large efficient equipment, especially regarding environmental conditioning, public lighting and photovoltaic generation in projects approved at the 6th Public Call for Proposals (*6ª Chamada Pública de Projetos*) (CPP) and the 2nd CPP for Public Lighting of the PEE.
- The 28% decrease in R&D investments due to the termination of 18 ongoing projects. In addition, it is important to note that, in view of new changes in the R&D regulation pursuant to MP 998, regulated by Law No. 14,120/2021, as of September 2020, R&D investments decreased to 70% of the previous amounts.
- The 5 p.p. increase in the number of women in leadership positions, notwithstanding a slight decrease in the number of women in Light's personnel due to the insourcing of activities that are mostly performed by men.
- The 69% decrease in the number of man-hours due to the large number of trainings conducted in the period between January and March 2020 to meet the insourcing of teams allocated to combat losses, as well as the training of metering and pruning professionals.
- The 14% decrease in the average consumption of water, due to the adoption of home office arrangements for corporate teams as of mid-March 2020.
- The increase in the number of complaints due to the intensification of inspection activities, in addition to other complaints that were subsequently classified as undue.

ANNEX I – Generation Assets

Current Generation Park					
Existing Power Plants	Installed Capacity (MW) ¹	Assured Energy (MWm) ¹	Operation Start	Concession / Authorization Expiration Date	Light's stake
Fontes Nova	132	99	1940	2026	100%
Nilo Peçanha	380	334	1953	2026	100%
Pereira Passos	100	49	1962	2026	100%
Ilha dos Pombos	187	109	1924	2026	100%
Santa Branca	56	30	1999	2026	100%
Elevatórias	-	(101)	-	-	-
SHPP Lajes	18	17	2018	2026	100%
SHPP Paracambi	13	10	2012	2031	51%
Belo Monte	280	114	2016	2045	2.49%
Guanhães	22	12	2018	2047	51%
Total	1188	672	-	-	-

¹Light's proportional stake

²Assured Energy as of Jan 1st, 2018 (MWm)

ANNEX II – CVM EBITDA Reconciliation

CVM EBITDA (R\$ MN)	1Q21	1Q20	% Change 1Q21/1Q20
Net Operating Revenue (A)	(41.8)	166.7	-
Social Contributions & Income Tax (B)	(9.4)	(6.5)	44.6%
Deferred Income Tax (C)	29.6	(80.5)	-
EBT (A - (B + C))	(61.9)	253.6	-
Depreciation (D)	(148.3)	(149.2)	-0.6%
Financial Expenses Revenue (E)	(344.8)	(56.0)	515.1%
CVM EBITDA ((A) - (B) - (C) - (D) - (E))	431.1	458.9	-6.1%

ANNEX III – Income Statement

Light SESA

Income Statement (R\$ MN)	1Q21	1Q20	% Change 1Q21/1Q20
Operating Revenues	5,487.9	4,633.8	18.4%
Electricity Sales	4,367.1	3,874.1	12.7%
CVA	136.0	(46.1)	-
Construction Revenues	184.8	153.8	20.1%
Other Revenues - PIS/COFINS credits	-	-	-
Other Revenues	800.1	652.0	22.7%
Deductions From Operating Revenues	(2,150.0)	(1,845.0)	16.5%
Net Operating Revenues	3,337.9	2,788.8	19.7%
Electricity Costs	(2,712.7)	(2,064.2)	31.4%
Purchased Energy	(2,183.5)	(1,660.6)	31.5%
Connection and use of grid charges	(344.5)	(249.8)	37.9%
Construction costs	(184.8)	(153.8)	20.1%
Operating Expenses	(427.6)	(417.1)	2.5%
Personnel	(107.9)	(111.3)	-3.1%
Material	(10.5)	(6.4)	64.0%
Third party services	(118.6)	(111.1)	6.7%
Provisions	(203.5)	(196.1)	3.8%
Others	12.8	7.8	63.8%
Adjusted EBITDA	197.6	307.4	-35.7%
Depreciation and amortization	(134.0)	(135.0)	-0.7%
Other operating revenues/expenses	14.3	(3.9)	-
Operating Income	77.9	168.6	-53.8%
Net Financial Result	(229.5)	(73.7)	211.4%
Financial Revenues	167.8	568.6	-70.5%
Financial Expenses	(397.3)	(642.3)	-38.1%
Income before tax	(151.6)	94.9	-
Income Tax / Social Contribution	-	-	-
Deferred Taxes	51.0	(32.9)	-
Net Income	(100.7)	62.0	-

Light Energia

Income Statement (R\$ MN)	1Q21	1Q20	% Change 1Q21/1Q20
Operating Revenues	309.6	290.5	6.5%
Energy supply - Energy sales	209.7	249.0	-15.8%
Energy supply - Spot	97.8	39.3	148.9%
Others - TUSD	2.1	1.9	12.2%
Others	0.0	0.4	-90.6%
Deductions from Operating Revenues	(34.4)	(36.8)	-6.5%
Net Operating Revenues	275.1	253.7	8.4%
Electricity Costs	(71.9)	(103.5)	-30.5%
Operating Expenses	(13.3)	(12.0)	11.0%
Personnel	(5.9)	(6.7)	-11.1%
Material	(0.3)	(0.2)	98.8%
Third party services	(4.4)	(4.3)	2.2%
Provisions	(0.3)	1.1	-
Others	(2.4)	(2.0)	21.8%
Adjusted EBITDA	189.9	138.2	37.4%
Depreciation and amortization	(14.2)	(14.1)	0.5%
Other operating revenues/expenses	(0.5)	(0.8)	-43.6%
Operating income	175.2	123.2	42.2%
Equity Income	-	(0.4)	-
Net Financial Result	(116.5)	15.9	-
Financial Revenues	98.3	311.8	-68.5%
Financial Expenses	(214.8)	(295.9)	-27.4%
Income before Tax	58.7	138.8	-57.7%
Income Tax / Social Contribution	(0.3)	(0.3)	-8.6%
Deferred Taxes	(17.6)	(45.0)	-61.0%
Net Income	40.8	93.5	-56.3%

ANNEX IV – Statement of Financial Result

Light S.A.

Financial Result (R\$ MN)	1Q21	1Q20	% Change 1Q21/1Q20
Financial Revenues	267.6	882.4	-69.7%
Income from Financial Investments	17.8	15.7	13.1%
Swap Operations	240.9	827.5	-70.9%
Moratory Increase / Debts Penalty	10.6	17.5	-39.3%
Restatement of Sector's Assets and Liabilities	(9.5)	4.0	-
Restatement of ICMS calculation basis of PIS/COFINS	2.6	11.2	-76.8%
Others Financial Revenues	5.2	6.5	-19.5%
Financial Expenses	(612.3)	(938.4)	34.7%
Debt Expenses (Local Currency)	(84.5)	(100.2)	-15.7%
Debt Expenses (Foreign Currency)	(53.0)	(55.6)	-4.7%
Monetary Variation	(75.7)	(37.9)	99.9%
Exchange Rate Variation	(276.6)	(654.9)	-57.8%
Itaipu Exchange Rate Variation	(20.9)	(46.4)	-55.0%
Restatement of provision for contingencies	(5.7)	(4.3)	32.0%
Restatement of R&D/PEE/FNDCT	(1.5)	(2.4)	-37.0%
Interest and Fines on Taxes	(0.0)	(0.1)	-55.2%
Installment Payment - Fines and Interest Rates Law 11.941/09	(0.2)	(0.6)	-67.2%
Restatement of GSF	(89.4)	(31.3)	185.2%
Other Financial Expenses (Includes IOF)	(4.8)	(4.7)	2.4%
Total	(344.8)	(56.0)	515.1%

ANNEX V – Statement of Financial Position

Light S.A. (R\$ million)

ASSETS	1Q21	4Q20
Current	9.262,7	7.973,7
Cash and cash equivalent	317,3	653,2
Marketable securities	3.740,9	2.436,5
Receivable accounts	3.165,5	3.257,1
Inventories	65,7	62,4
Taxes and contributions recoverable	988,6	655,7
Income tax and social contribution recoverable	116,1	137,0
Sector's financial assets	18,4	58,4
Prepaid expenses	23,0	25,1
Receivables from services rendered	46,9	45,0
Swap derivative financial instruments	230,9	156,5
Other current assets	401,9	339,4
Assets classified as held for sale	147,4	147,4
Non-current	18.797,8	18.423,5
Receivable accounts	1.077,4	1.013,6
Taxes and contributions recoverable	3.945,2	4.420,0
Deferred taxes	497,1	450,0
Swap derivative financial instruments	1.128,6	960,0
Deposits related to litigation	241,1	242,1
Sector's financial assets	423,7	15,4
Concession financial asset	5.355,7	5.197,3
Other current assets	120,0	120,0
Contractual asset	1.091,0	983,4
Investments	363,3	366,2
Fixed assets	1.654,3	1.655,2
Intangible	2.805,1	2.898,6
Right of use asset	95,3	101,7
Total Assets	28.060,6	26.397,3
LIABILITIES	1Q21	4Q20
Current	7.526,5	7.217,0
Suppliers	3.414,1	3.439,8
Taxes and contributions	145,4	166,9
Income tax and social contribution payable	0,7	1,8
Loans and financing	1.375,9	1.320,0
Debentures	927,1	1.030,5
Sector financial liabilities	616,1	-
Dividends payable	164,3	164,3
Labor obligations	109,7	90,9
Amounts to be refunded to consumers	-	296,2
Leasing	46,6	47,2
Other obligations	726,6	659,2
Non-current	12.150,2	12.104,1
Loans and financing	2.996,5	3.090,7
Debentures	4.446,4	4.242,7
Taxes and contributions	193,4	191,8
Deferred taxes	425,8	408,3
Uncovered equity income	31,1	30,8
Provisions for tax, civil, labor and regulatory risks	645,3	647,5
Amounts to be refunded to consumers	5,3	5,3
Leasing	53,1	58,7
Amounts to be refunded to consumers	3.314,5	3.381,6
Other obligations	38,9	46,6
Shareholders' Equity	8.383,7	7.076,2
Capital Stock	5.399,5	4.051,3
Capital reserves	10,5	9,4
Profit reserves	2.816,1	2.816,1
Asset valuation adjustments	300,5	304,4
Other comprehensive income	(105,0)	(105,0)
Retained Earnings	(37,9)	-
Total Liabilities	28.060,5	26.397,3

Light SESA (R\$ million)

ASSETS	1Q21	4Q20
Current	6,498.6	5,450.2
Caixa e equivalentes de caixa	316.4	456.0
Marketable securities	2,016.5	1,370.0
Receivable accounts	2,463.3	2,295.9
Inventories	59.5	56.2
Taxes and contributions recoverable	985.7	652.9
Income tax and social contribution recoverable	65.6	84.1
Sector's financial assets	18.4	58.4
Prepaid expenses	21.0	22.4
Receivables from services rendered	40.9	41.4
Swap derivative financial instruments	115.5	78.2
Other current assets	395.8	334.7
Non-current	16,224.7	15,899.2
Receivable accounts	1,057.6	996.7
Taxes and contributions recoverable	3,945.2	4,420.0
Deferred taxes	473.5	422.5
Deposits related to litigation	236.8	237.9
Swap derivative financial instruments	752.6	640.1
Sector's financial assets	423.7	15.4
Concession financial asset	5,355.7	5,197.3
Contractual asset	1,091.0	983.4
Other credits	120.0	120.0
Investments	31.2	31.3
Intangible	275.3	275.5
Right of use asset	2,368.4	2,459.3
Fixed assets	93.9	99.8
Total Assets	22,723.3	21,349.4
LIABILITIES	1Q21	4Q20
Current	4,928.2	4,462.4
Suppliers	1,453.7	1,566.5
Taxes and contributions	131.6	149.5
Income tax and social contribution payable	0.1	0.8
Loans and financing	892.6	891.0
Debentures	924.5	1,028.0
Dividends payable	65.3	65.3
Labor obligations	98.8	82.0
Leasing	45.0	45.4
Other obligations	700.4	633.8
Non-current	10,918.2	11,249.4
Loans and financing	2,247.2	2,405.7
Debentures	4,434.0	4,230.3
Taxes and contributions	193.4	191.8
Deferred taxes	-	-
Provisions for tax, civil, labor and regulatory risks	637.9	640.6
Pension plan	5.3	5.3
Leasing	53.1	58.5
Amounts to be refunded to consumers	3,314.5	3,677.9
Other obligations	32.9	39.4
Shareholders' Equity	6,876.9	5,638.4
Capital Stock	5,486.4	4,146.4
Capital reserves	7.3	7.3
Profit reserves	1,584.5	1,584.5
Other comprehensive income	- 100.6	- 100.6
Total Liabilities	22,723.3	21,349.4

Light Energia (R\$ million)

ASSETS	1Q21	4Q20
Circulante	2,474.5	2,268.1
Cash and cash equivalent	0.6	164.6
Marketable securities	1,575.5	927.1
Receivable accounts	662.3	979.5
Taxes and contributions	1.1	1.1
Income tax and social contribution recoverable	10.7	8.8
Swap derivative financial instruments	115.5	78.3
Inventories	6.3	6.2
Customer services	2.6	2.6
Prepaid expenses	1.7	2.3
Other current assets	4.9	4.2
Assets classified as held for sale	93.5	93.5
Non-current	2,160.5	2,101.6
Swap derivative financial instruments	376.1	319.9
Contingency deposits	3.5	3.5
Right of use asset	1.4	1.9
Investments	-	-
Fixed assets	1,344.9	1,339.2
Intangible	434.6	437.2
Total Assets	4,635.1	4,369.8
LIABILITIES	2,020.0	2,020.0
Current	2,659.3	2,515.7
Suppliers	1,941.4	1,849.2
Taxes and contributions payable	10.5	14.6
Income tax and social contribution	0.4	0.7
Loans and financing	483.1	428.8
Debentures	2.6	2.5
Labor obligations	7.6	6.3
Dividends payable	189.1	189.1
Leasing	1.6	1.8
Other obligations	23.0	22.6
Non-current	1,199.3	1,118.5
Loans and financing	749.1	684.8
Debentures	12.4	12.4
Deferred taxes	425.8	408.3
Provisions for tax, civil, labor and regulatory risks	6.0	5.6
Other obligations	6.0	7.2
Shareholders' Equity	776.4	735.6
Capital Stock	77.4	77.4
Capital reserves	25.5	25.5
Proposed additional dividends	332.0	332.0
Asset valuation adjustments	300.5	304.4
Other comprehensive income	- 3.7	- 3.7
Accumulated Profits (losses)	44.7	-
Total Liabilities	4,635.1	4,369.8

ANNEX VI – Statement of Cash Flows

Light S.A. (R\$ million)

R\$ MN	1Q21	1Q20
Net cash generated by operating activities	207.9	208.2
Cash generated by (used in) operations	273.6	478.5
Net income before income tax and social contribution	(61.9)	253.6
Allowance for doubtful accounts	150.5	123.2
Depreciation and amortization	148.3	149.2
Loss from the sale or write-off of intangible assets/property, plant and equipment/investment	15.9	2.4
Exchange and inflation adjustment losses from financial activities	352.3	692.8
Financial provisions and update for tax, civil, labor and regulatory risks and financial update of deposits related to litigation	58.9	95.6
Adjustment to present value and prepayment of receivables	(0.1)	(0.3)
Interest expense on loans, financing and debentures and amortization of costs	135.5	154.5
Interest over lease obligations	1.9	1.7
Swap variation	(240.9)	(827.5)
Equity in the earnings of subsidiaries	3.2	2.0
Effect of PIS/COFINS Credits on ICMS	(2.5)	(10.7)
Stock option granted	1.1	2.3
Fair value of the concession's indemnifiable assets	(100.9)	(61.8)
Recognition and restatement of financial assets and liabilities of the sector	(187.6)	(98.5)
Changes in assets and liabilities	(65.6)	(270.3)
Marketable securities	(11.4)	(6.8)
Consumers, concessionaires and permissionaires	(122.4)	(186.3)
Taxes fees and contributions to offset	145.9	12.0
Financial assets and liabilities of the sector	61.0	140.6
Inventories	(3.3)	0.4
Receivables from services rendered	(1.9)	(1.6)
Prepaid expenses	2.1	2.0
Deposits related to litigation	(2.3)	(6.0)
Other assets	(62.5)	(17.9)
Suppliers	(48.7)	(45.1)
Labor obligations	18.8	11.2
Payment of provisions for tax, civil, labor and regulatory risks	(57.8)	(76.2)
Other liabilities	59.7	(17.4)
Swap derivative financial instruments	(2.2)	0.3
Interest paid	(40.5)	(37.8)
Income tax and social contribution paid	-	(41.8)
Net cash used in investing activities	(1,483.3)	(233.6)
Acquisition of property, plant and equipment	(20.7)	(11.0)
Acquisition of intangible and contractual assets	(169.6)	(173.9)
contribution	-	(0.0)
Redemption of financial investments	2,321.0	120.6
Financial investments	(3,614.1)	(169.3)
Net cash generated by (used in) financing activities	939.5	(173.8)
Receipt for issuing shares	1,348.2	-
Payment of lease obligations	(13.8)	(9.9)
Loans, borrowings and debentures	356.6	-
Amortization of loans, borrowings and debentures	(751.5)	(163.9)
Net increase (decrease) in cash and cash equivalents	(335.9)	(199.2)
Cash and cash equivalents at the beginning of the year	653.2	996.3
Cash and cash equivalents at the end of the year	317.3	797.2

Light SESA (R\$ million)

R\$ MN	1Q21	1Q20
Cash generated by (used in) operations	(214.8)	115.2
Net income before income tax and social contribution	(151.6)	94.9
Allowance for doubtful accounts	150.5	123.2
Depreciation and amortization	134.0	135.0
equipment	9.1	2.4
Exchange and monetary losses (gains) from financial activities	247.2	447.5
Financial provisions and update for tax, civil, labor and regulatory risks and financial update of deposits related to litigation	58.5	94.9
Adjustment to present value and prepayment of receivables	(0.1)	(0.3)
Interest expense on loans, borrowings and debentures	119.4	136.7
Interest over lease obligations	1.8	1.6
Effect of PIS/COFINS Credits on ICMS	(2.5)	(10.7)
Swap variation	(148.6)	(522.6)
Fair value of the concession's indemnifiable assets	(100.9)	(61.8)
Recognition and restatement of financial assets and liabilities of the sector	(187.6)	(98.5)
Changes in assets and liabilities	(343.9)	(226.9)
Marketable securities	(7.6)	(3.3)
Consumers, concessionaires and permissionaires	(378.7)	(191.4)
Taxes, fees and contributions to offset	156.9	16.0
Financial assets and liabilities of the sector	61.0	140.6
Inventories	(3.2)	0.7
Receivables from services rendered	0.5	(0.9)
Prepaid expenses	1.3	1.3
Deposits related to litigation	(2.2)	(5.9)
Other assets	(61.1)	(18.6)
Suppliers	(89.8)	(54.3)
Labor obligations	16.9	10.3
Payment of provisions for tax, civil, labor and regulatory risks	(57.8)	(76.2)
Other liabilities	60.0	(30.7)
Derivative financial instruments - swaps	(1.1)	20.1
Interest paid	(39.0)	(34.7)
Net cash used in investing activities	(858.0)	(228.1)
Acquisition of property, plant and equipment	(1.1)	(5.3)
Acquisition of intangible and contractual assets	(218.0)	(173.8)
Redemption of financial investments	1,462.1	113.3
Financial investments	(2,100.9)	(162.3)
Net cash generated by (used in) financing activities	933.1	(172.2)
Aumento de capital	1,340.0	-
Loans, borrowings and debentures	356.6	-
Amortization of loans, borrowings and debentures	(750.2)	(162.8)
Payment of lease obligations	(13.3)	(9.5)
Net increase (decrease) in cash and cash equivalents	(139.6)	(285.1)
Cash and cash equivalents at the beginning of the year	456.0	554.4
Cash and cash equivalents at the end of the year	316.4	269.4

Light Energia (R\$ million)

R\$ MN	1Q21	1Q20
Net cash generated by operating activities	500.2	81.0
Cash generated by (used in) operations	58.7	138.8
Net income before income tax and social contribution	14.2	14.1
Depreciation and amortization	0.5	0.0
equipment	105.1	245.3
Financial provisions and update for tax, civil, labor and regulatory risks and financial update of deposits related to litigation	0.4	0.7
Provision for contingencies and restatement	16.1	17.8
Swap variation	(92.3)	(304.9)
Changes in assets and liabilities	397.4	(31.2)
Marketable securities	(3.3)	(2.9)
Concessionaires and permissionaires	317.3	1.1
Taxes, contributions and taxes, net	(1.9)	(1.6)
Serviços prestados a receber	(0.1)	(0.6)
Inventories	(0.1)	(0.2)
Prepaid expenses	0.7	0.6
Deposits related to litigation	0.0	(0.0)
Other assets	(0.7)	14.8
Derivative financial instruments - swaps		
Suppliers	92.3	19.3
Labor obligations	1.2	0.5
Taxes, fees and contributions payable	(4.7)	(0.7)
Provisions	(0.0)	-
Other liabilities	(0.8)	(20.8)
Interest paid	(1.4)	(3.1)
Income tax and social contribution paid	-	(37.4)
Net cash used in investing activities	(662.5)	(6.2)
Acquisition of property, plant and equipment	(17.3)	(5.7)
Acquisition of intangible assets	(0.0)	(0.1)
Redemption of financial investments	708.4	6.5
Financial investments	(1,353.6)	(6.9)
Net Cash Generated By (Used In) Financing Activities	(1.7)	(1.4)
Payment of finance lease obligations	(0.5)	(0.4)
Amortization of loans, borrowings and debentures	(1.3)	(1.0)
Net Increase (Decrease) In Cash And Cash Equivalents	(164.1)	73.5
Cash and cash equivalents at the beginning of the year	164.6	341.7
Cash and cash equivalents at the end of the year	0.6	415.1