

RELEASE | 4T 2020

RE SUL TA DOS

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



APRESENTAÇÃO DOS RESULTADOS

19 DE MARÇO DE 2021

Português (com tradução simultânea p/ o Inglês)
14h00 (Brasília) – 1:00 pm (EST)
Zoom ID: 833 1141 7505

EBITDA RECORRENTE
R\$974 MM

RESULTADO RECORRENTE
R\$235 MM

DÍVIDA LÍQUIDA
R\$5.478 MM

Rio de Janeiro, 18 de março de 2021

Light segue entregando bons resultados em todas as linhas de negócio

Mesmo com cenário desafiador no trimestre e no ano, conseguimos avançar no plano de melhoria operacional da Distribuidora e assegurar bons resultados na Geradora e Comercializadora

Destaques Financeiros (excluindo efeitos não-recorrentes e extraordinários)

- O EBITDA consolidado foi de **R\$974 milhões no 4T20**, o que representou um aumento de R\$510 milhões, ou 109,9%, em relação ao 4T19 recorrente. Esse aumento é explicado, principalmente, pelo reconhecimento do **registro do ativo intangível do GSF pela Geradora**, como também pela **melhora operacional da Distribuidora**.
- O EBITDA da Light SESA foi de **R\$354 milhões**, um aumento de R\$30 milhões com relação ao mesmo período do ano anterior, especialmente pelo **maior valor de VNR (R\$128 milhões)**, pela **redução da provisão de processos judiciais (R\$45 milhões)** e **menor PMS (R\$9 milhões)**, embora a PECLD tenha deteriorado em função da pandemia e o mercado tenha contraído em relação ao 4T19.
- O EBITDA da Light Energia foi de **R\$ 608 milhões**, 442,4% maior do que o resultado do 4T19, decorrente do reconhecimento de R\$433,8 milhões em virtude do **registro do ativo intangível referente ao GSF em função da regulamentação da ANEEL**.
- O **lucro líquido consolidado no trimestre foi de R\$235 milhões**, vs. R\$48 milhões de prejuízo no 4T19. Destacam-se os resultados da Distribuidora e da Geradora, os quais avançaram R\$87 milhões e R\$179 milhões, respectivamente.
- O **PMSO consolidado ficou R\$25 milhões abaixo do 4T19**, queda de 10,6%. O **PMS consolidado reduziu R\$12 milhões**, ou 5,0%, no 4T20. No ano, o PMS reduziu R\$62 milhões.
- A **PECLD no 4T20 foi de R\$99 milhões (vs. R\$88 milhões no 4T19)**, representando **3,9% da receita bruta (12 meses)**. O índice ficou em linha com aquele registrado em setembro/20, refletindo ainda os impactos da pandemia na performance da arrecadação. No ano, o impacto da pandemia na PECLD foi de R\$168 milhões.
- O **indicador de Dívida Líquida/EBITDA finalizou o 4T20 em 1,73x**, bem menor que o valor apurado no 3T20 (2,40x). A **dívida líquida no final de dezembro/20 ficou em R\$5.478 milhões**, redução de 4,8% quando comparada com setembro/20 (R\$5.754 milhões).
- O **caixa consolidado encerrou 2020 em R\$3.090 milhões**, frente a um vencimento de dívida de R\$2.285 milhões até o final de 2021. 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**.

Destaques Financeiros (R\$ MM)	4T20 Recorrente	4T19 Recorrente	Variação 4T20/4T19	2020 Recorrente	2019 Recorrente	Variação 2020/2019
Receita Líquida*	3.670	3.098	18,5%	11.869	11.555	2,7%
PMSO	211	236	-10,6%	884	935	-5,5%
EBITDA	974	464	110,0%	2.172	1.693	28,3%
Margem EBITDA	26,5%	15,0%	11,57 p.p.	18,3%	14,6%	3,65 p.p.
Lucro/Prejuízo Líquido	235	(48)	-	493	178	177,8%
Dívida Líquida/EBITDA - covenants (x)	1,73	2,98	-42,0%	1,73	2,98	-42,0%
PECLD/ROB (12 meses)	3,9%	1,9%	2,00 p.p.	3,9%	1,9%	2,00 p.p.
CAPEX Light	308	282	9,2%	949	885	7,2%
Geração Líquida de Caixa Operacional	327	213	53,9%	1.998	452	342,4%

*Desconsiderando receita de construção.

Destaques Operacionais

- A **perda total sobre a carga fio (12 meses) encerrou o 4T20 em 25,92%, 0,07 p.p. abaixo** do resultado observado em setembro/20, de 25,99%. Com relação ao volume de perdas (12 meses), observa-se uma queda de 95 GWh no 4T20 (8.992 GWh), em comparação com o 3T20 (9.087 GWh). O volume de perda total no ano de 2020 apresentou importante redução de 744 GWh, sendo 1.260 GWh na Área de Tratamento Convencional.
- A **carga fio caiu 2,9% em relação ao 4T19**, explicada, principalmente, pela **redução da energia transportada para outras concessionárias** que fazem fronteira com a Light.
- O **mercado faturado registrou uma retração de 2,6%**, puxada pelo recuo do **consumo das concessionárias**, em consequência do remanejamento de um ponto de operação da rede básica. Seguimos observando **aumento de demanda nos segmentos Residencial e Industrial, contrabalançado o Comercial**, que ainda segue impactado pelos efeitos da pandemia, com recuperação mais lenta.
- Em dezembro/20, a Light **continuou registrando bons resultados na qualidade do serviço prestado**, ficando em linha com as melhores e maiores distribuidoras do país. O **DEC (12 meses) foi de 7,04 horas no 4T20**, enquanto o **FEC (12 meses) foi de 4,66x no 4T20**. Ambos os indicadores estão **abaixo dos limites estabelecidos pela ANEEL**.
- A **redução de 13,1% do número de funcionários terceirizados** reflete a estratégia de primarização de mão-de-obra, especialmente ligada às atividades de combate às perdas.

Destaques Operacionais	4T20	4T19	Variação 4T20/4T19	2020	2019	Variação 2020/2019
Carga Fio* (GWh)	9.060	9.335	-2,9%	34.695	37.394	-7,2%
Mercado Faturado (GWh)	6.654	6.832	-2,6%	25.703	27.658	-7,1%
Energia Vendida - Geração (MWm)	521	564	-7,6%	271	540	-49,8%
Energia Comercializada - Com (MWm)	695	689	0,9%	596	665	-10,4%
Perda Total/Carga Fio (12 meses)	25,92%	26,04%	-0,12 p.p.	25,92%	26,04%	-0,12 p.p.
DEC - Horas (12 meses)	7,04	8,84	-20,4%	7,04	8,84	-20,4%
FEC - Vezes (12 meses)	4,66	4,91	-5,1%	4,66	4,91	-5,1%
Número de colaboradores próprios	5.531	5.062	9,3%	5.531	5.062	9,3%
Número de colaboradores terceirizados	6.446	7.417	-13,1%	6.446	7.417	-13,1%

* Carga própria + uso da rede.

Aviso importante

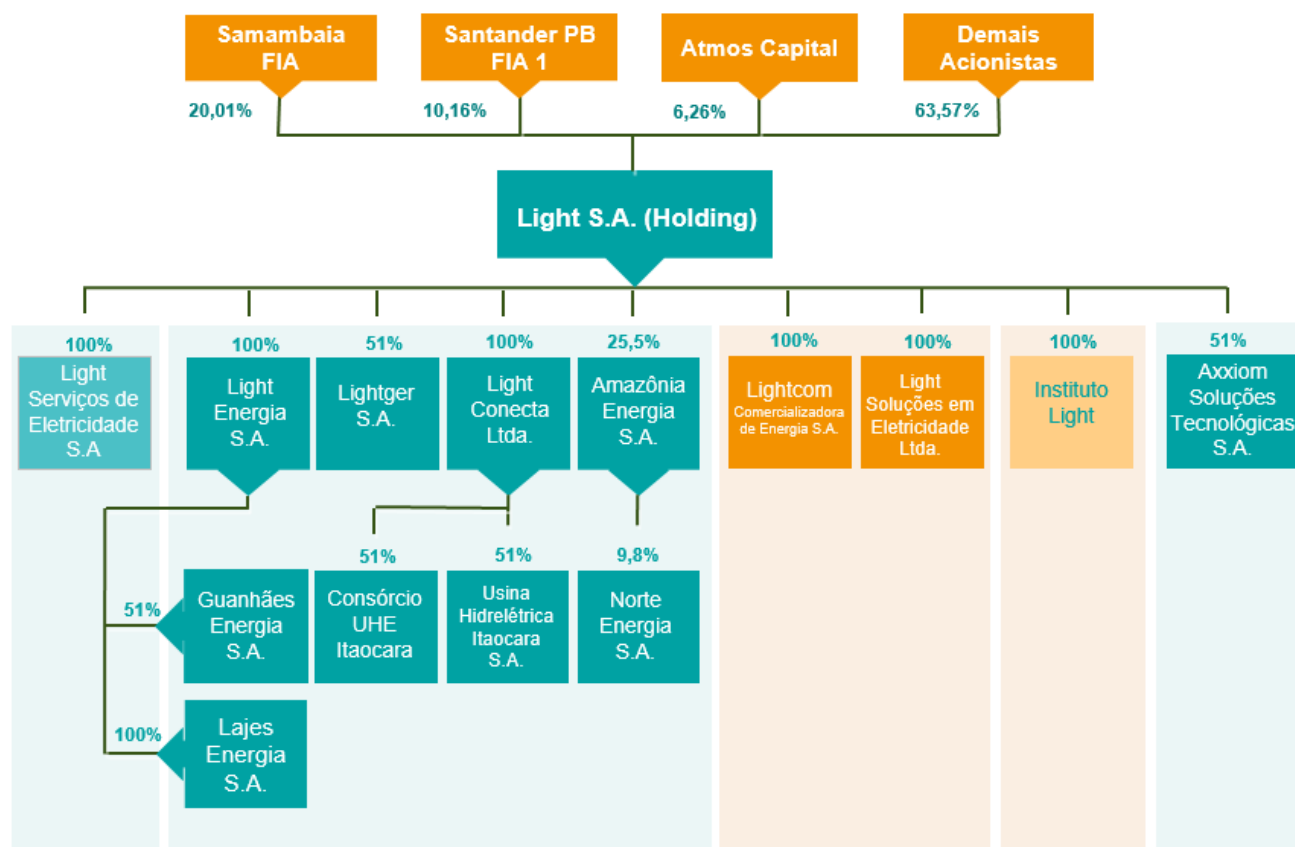
As informações operacionais e as expectativas da Administração quanto ao desempenho futuro da Companhia não foram revisadas pelos auditores independentes. As declarações sobre eventos futuros estão sujeitas a riscos e incertezas. Tais declarações têm como base crenças e suposições de nossa Administração 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 e Eventos subsequentes	5
2.1 Alteração na Diretoria Executiva	5
2.2 Alteração no Conselho de Administração	6
2.3 Alienação / Aquisição de participação acionária	6
2.4 Regulamentação da repactuação do Risco Hidrológico (GSF)	7
2.6 Alienação das participações na Guanhães Energia e na Lightger	7
2.7 Celebração de acordo com Furnas	8
2.8 Realização de Oferta Pública de Ações – <i>Follow-on</i>	8
2.9 Atualização de classificação de risco de crédito pela Fitch Ratings	8
2.10 Liquidação da 21ª Emissão de Debênture Light SESA	8
2.11 Inclusão no ICO2 B3	8
2.12 Amortização antecipada das dívidas da Light SESA com o BNDES	8
2.13 Definição do reajuste tarifário de 2021 da Light Sesa	9
3. Light S.A. – Consolidado	12
3.1. Desempenho Financeiro Consolidado	12
3.2. EBITDA Ajustado/Recorrente Consolidado	13
3.3. Resultado Consolidado	14
4. Light SESA - Distribuição	16
4.1. Desempenho Operacional	16
4.1.1. Mercado Total Light SESA (Cativo + Livre + Concessionárias)	16
4.1.2. Balanço Energético	19
4.1.3. Perdas de Energia	20
4.1.4. Arrecadação	23
4.1.5. Qualidade Operacional	24
4.2. Desempenho Financeiro da Light SESA	25
4.2.1. Receita Líquida da Light SESA	25
4.2.2. Custos e Despesas da Light SESA	26
4.2.2.1. Custos e Despesas Gerenciáveis da Light SESA	26
4.2.2.2. Custos e Despesas Não Gerenciáveis da Light SESA	28
4.2.3. Conta de Compensação de Variação de Itens da Parcela A – CVA	28
4.2.4. Resultado Financeiro da Light SESA	29
5. Light Energia – Geração	30
5.1. Desempenho Operacional	30
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.	30
5.1.1. Compra e Venda de Energia	30
5.1.2. Nível de contratação/descontratação de energia em MWm (Light Energia + Lightcom)	32
5.2. Desempenho Financeiro da Light Energia	32
5.2.1. Receita Líquida e Custos e Despesas da Light Energia	32
5.2.2. Resultado Financeiro da Light Energia	33
5.2.3. Resultado Líquido da Light Energia	33
6. Lightcom - Comercialização	35
6.1. Desempenho Operacional da Lightcom	35
6.2. Desempenho Financeiro da Lightcom	35
7. Endividamento	36
7.1. Light S.A.	37
7.2. Abertura do Endividamento	39
8. Investimento Consolidado	40
9. Mercado de Capitais	40
10. 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

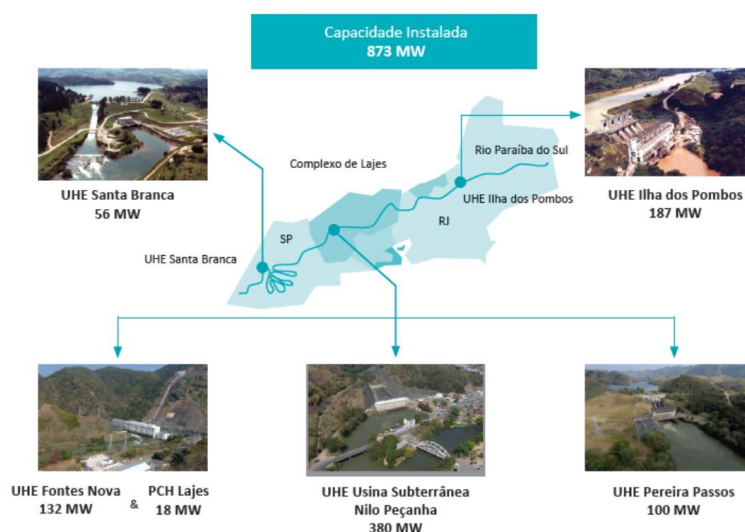
A Light é uma empresa integrada do setor de energia elétrica no Brasil, com sede no Rio de Janeiro, atuante nos segmentos de geração, distribuição e comercialização de energia.



Data base: 19/01/2021

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 e Eventos subsequentes

2.1 Alteração na Diretoria Executiva

Ao longo dos últimos meses, a composição da Diretoria Executiva sofreu mudanças com a eleição de novos profissionais.

Em 08/10/20, o Sr. Raimundo Nonato Alencar de Castro foi eleito para o cargo de Diretor Presidente da Companhia, em substituição à Sra. Ana Marta Horta Veloso.

Posteriormente, foram eleitos como diretores da Companhia a Sra. Carla Ferreira Medrado, em 23/11/20, os Srs. Daniel Campos Negreiros e Thiago Freire Guth, em 09/12/20, em substituição aos Srs. Marcus Pimenta e Dalmer Souza, e o Sr. Gisomar Francisco de Bittencourt Marinho, em 03/02/21.

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

NOME / CARGO ESTATUTÁRIO	ÁREAS DE ATUAÇÃO
Gisomar Francisco de Bittencourt Marinho <i>Diretor</i>	Administrativo e Controladoria
Thiago Freire Guth <i>Diretor</i>	Comercial

2.2 Alteração no Conselho de Administração

Em 08/10/20, o Conselho de Administração da Companhia elegeu o Sr. Firmino Sampaio e o Sr. David Zylbersztajn com presidente e vice-presidente desse órgão, respectivamente.

Em virtude da renúncia do Sr. Reynaldo Passanezi em 22/01/21, o Conselho de Administração elegeu em 27/01/21 o Sr. Yuiti Matsuo Lopes como membro do Conselho de Administração, que passou a ter a seguinte composição:

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO
Firmino Ferreira Sampaio Neto* <i>Presidente</i>
David Zylbersztajn* <i>Vice-presidente</i>
Carlos Alberto da Cruz
Carlos Márcio Ferreira*
Carlos Parcias Jr.*
Hélio Paulo Ferraz*
Patrícia Bentes*
Ricardo Reisen de Pinho*
Yuiti Matsuo Lopes*

*membro independente

2.3 Alienação / Aquisição de participação acionária

Em 22/10/20, o Samambaia FIA IE comunicou que, em razão da alienação de ações, passou a deter participação de 17,53% do capital social da Companhia. Na mesma data, o Sr. Carlos Alberto Sicupira comunicou que adquiriu ações da Companhia, por meio de operação privada, representativas de 5,00% do seu capital social. Na ocasião, informou que possui também, indiretamente, ações e derivativos de liquidação exclusivamente financeira referenciados em ações da Companhia, perfazendo assim o total de 9,90% do seu capital social.

Em 28/10/20, a Atmos Capital informou que passou a deter participação de 5,62% do capital social da Companhia. Em 04/11/20, o Sr. Carlos Alberto Sicupira comunicou que transferiu a totalidade das ações da Companhia detidas diretamente por ele, representativas de 5,00% do capital social da Companhia. Na ocasião, informou que passou a possuir indiretamente ações e derivativos de liquidação exclusivamente financeira, referenciados em ações da Companhia, representativas de 10,07% do seu capital social. Também em 04/11/20, o Santander PB FIA 1 informou passou a deter 10,07% do capital social da Companhia.

Em 22/01/21, o Samambaia Master FIA IE informou que passou a deter participação de 20,01% do capital social da Companhia.

2.4 Regulamentação da repactuação do Risco Hidrológico (GSF)

Em 08/09/20, foi sancionada pelo Presidente da República a Lei 14.052/20 que estabeleceu novas condições para a repactuação do risco hidrológico (GSF) para os agentes do mercado livre, contemplando a retroação dos efeitos do deslocamento hidráulico motivado pela geração fora da ordem de mérito (GFOM), importação de energia sem garantia física, atraso na entrada de linhas de transmissão e antecipação da garantia física de hidrelétricas estruturantes.

Em 01/12/20, a ANEEL regulamentou, por meio da Resolução Normativa 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, caberá à CCEE calcular para cada usina participante do MRE os prazos de extensão de outorga nos termos estabelecidos pela Lei 14.052/20.

Em 02/03/21, a CCEE divulgou os valores apurados segundo a regulamentação aprovada em dezembro/20, cabendo à ANEEL homologar os valores definitivos em até 30 dias. Considerando os últimos valores divulgados pela CCEE, o ativo regulatório da Light Energia é de R\$433,8 milhões (data-base 31/12/20).

2.5 Inclusão no ISE B3

Pelo 14º ano consecutivo, a Light foi selecionada para integrar o Índice de Sustentabilidade Empresarial da B3 (ISE), que terá vigência de 04/01/21 a 30/12/21. O ISE é uma ferramenta para análise comparativa da performance das empresas listadas na B3 sob o aspecto da sustentabilidade corporativa, baseada em eficiência econômica, equilíbrio ambiental, justiça social e governança corporativa. A nova carteira do índice está composta por 39 empresas. Integrar o ISE reflete a essência da estratégia da Companhia, que incorpora fatores ESG (ambiental, social e governança) na condução do seu negócio.

2.6 Alienação das participações na Guanhães Energia e na Lightger

Em 18/12/20, 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.

Em 24/02/21, o Conselho de Administração da Companhia aprovou a extensão do período de exclusividade à Brasal Energia por 30 dias a partir daquela data.

2.7 Celebração de acordo com Furnas

Em 22/12/20, a Light SESA celebrou acordo para encerrar demanda judicial indenizatória contra Furnas Centrais Elétricas S.A. iniciada em 1988. O Acordo prevê o pagamento à Light SESA de R\$496 milhões, divididos em três parcelas, sendo devidos R\$336 milhões até 29/12/20 (recebido em 28/12/2020), R\$40 milhões até 05/12/21 e R\$120 milhões até 18/03/22. Essa última parcela poderá ser quitada em ativos elétricos, por meio de transferência bancária, ou a combinação de ambos, a depender da avaliação financeira dos ativos elétricos a serem transferidos para a Light SESA.

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

Em 22/01/21, 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.

A base acionária da Companhia atualizada está na seção 1. Perfil e Estrutura acionária.

2.9 Atualização de classificação de risco de crédito pela Fitch Ratings

Em 21/01/21, a Fitch Ratings majorou as classificações de risco de crédito da Light, Light SESA e Light Energia para AA- (antes era 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).

2.10 Liquidação da 21ª Emissão de Debênture Light SESA

Em 12/02/21, 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.

2.11 Inclusão no ICO2 B3

Em 04/01/21, 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.

2.12 Amortização antecipada das dívidas da Light SESA com o BNDES

Em 26/02/21, 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.

2.13 Definição do reajuste tarifário de 2021 da Light Sesa

Em 09/03/21, 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 perceberão um aumento de 4,60%, conforme a tabela a seguir, que também apresenta os impactos a serem percebido pelas demais classes e níveis de tensão.

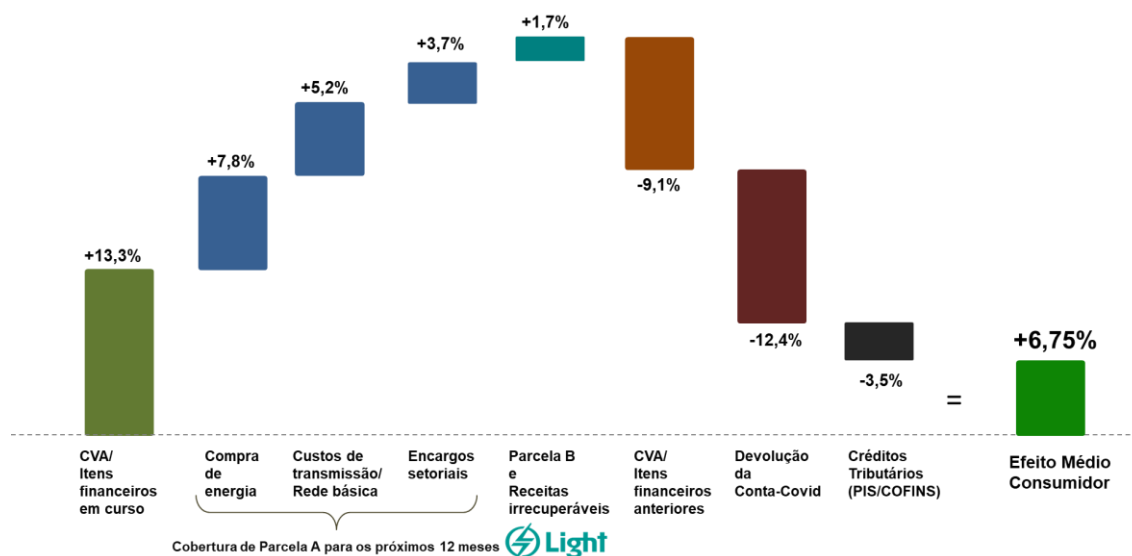
Percepção Média para o Consumidor		
	LIVRES e CATIVOS	EFEITO MÉDIO
Grupo A	A2 (88 a 138kV)	18,76%
	A4 (2,3 a 25 kV)	8,15%
	AS (Subterrâneo)	6,53%
BT	B1 (Residencial)	4,60%
	B2 (Rural)	12,33%
	B3 (Comercial)	4,74%
	B4 (Ilum. pública)	4,66%
	Grupo A	11,83%
	Baixa Tensão	4,67%
	Grupo A + BT	6,75%

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 daquele referente à 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.

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>	<i>-0,65%</i>
<i>Componente T (Trajetória Opex)</i>	<i>-0,84%</i>
<i>Componente Q (Qualidade)</i>	<i>+0,05%</i>
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.

3. Light S.A. – Consolidado

3.1. Desempenho Financeiro Consolidado

Nos itens 3.1, 3.2 e 3.3, os valores apresentados no 4T20 Recorrente e 2020 Recorrente, desconsideram os efeitos não-recorrentes e extraordinários do acordo para encerrar demanda judicial indenizatória contra Furnas e do reconhecimento dos efeitos da decisão judicial referente à limitação de ICMS sobre o Ativo Fixo.

Já os ajustes realizados no 4T19 Recorrente desconsideram a PECLD extraordinária e a provisão do PDV constituídos nesse período; já no 2019 Recorrente, acumulam esses efeitos e desconsideram aqueles da decisão judicial referente à exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS/COFINS e os impactos relacionados à Renova contabilizados no 3T19.

Informações Financeiras Seleccionadas (R\$ MM)	4T20 Recorrente	4T20	4T19 Recorrente	4T19	Variação 4T20/4T19 Recorrente	2020 Recorrente	2020	2019 Recorrente	2019	Variação 2020/2019 Recorrente
Receita Operacional Bruta*	5.606	6.065	4.822	4.822	16,2%	18.995	19.454	19.230	20.341	-1,2%
Deduções	(1.936)	(1.978)	(1.724)	(1.724)	12,3%	(7.127)	(7.169)	(7.675)	(7.677)	-7,1%
Receita Operacional Líquida*	3.670	4.087	3.098	3.098	18,5%	11.869	12.286	11.555	12.663	2,7%
Despesa Operacional	(2.842)	(2.936)	(2.782)	(3.328)	2,2%	(10.288)	(10.382)	(10.450)	(11.289)	-1,6%
PMSO	(211)	(211)	(236)	(236)	-10,6%	(884)	(884)	(935)	(951)	-5,5%
Pessoal	(102)	(102)	(103)	(103)	-1,4%	(425)	(425)	(430)	(430)	-1,2%
Material	(8)	(8)	(5)	(5)	54,3%	(29)	(29)	(23)	(23)	27,7%
Serviço de Terceiros	(120)	(120)	(134)	(134)	-10,0%	(478)	(478)	(541)	(541)	-11,7%
Outros *	19	19	7	7	199,1%	47	47	59	43	-19,1%
Energia Comprada	(2.306)	(2.306)	(2.189)	(2.189)	5,3%	(7.995)	(7.995)	(8.211)	(8.211)	-2,6%
Depreciação	(146)	(146)	(147)	(147)	-1,2%	(591)	(591)	(587)	(587)	0,6%
Provisões - Contingências*	(80)	(174)	(121)	(142)	-33,9%	(199)	(293)	(392)	(413)	-49,1%
PECLD *	(99)	(99)	(88)	(613)	13,3%	(619)	(619)	(324)	(1.127)	90,7%
EBITDA Ajustado**	-	1.297	-	(82)	-	-	2.495	-	1.962	-
EBITDA Recorrente***	974	-	464	-	110,0%	2.172	-	1.693	-	28,3%
Resultado Financeiro *	(379)	(401)	(314)	(314)	20,8%	(712)	(734)	(717)	702	-0,8%
Outras Receitas/Despesas Operacionais	(72)	(72)	(19)	(19)	270,1%	(94)	(94)	(49)	(49)	93,3%
IR/CS *	(42)	(144)	-	42	-	(658)	(760)	(96)	(96)	583,8%
IR/CS Diferido *	(88)	(88)	(3)	182	-	404	404	(28)	(565)	-
Equivalência Patrimonial	(12)	(12)	(28)	(28)	-56,9%	(28)	(28)	(38)	(38)	-26,4%
Resultado Líquido	-	434	-	(366)	-	-	692	-	1.328	-
Resultado Líquido Recorrente***	235	-	(48)	-	-	493	-	178	-	177,8%

Obs: Não considera Receita/Custo de Construção

* Rubricas ajustadas

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

*** EBITDA Recorrente é calculado a partir do EBITDA ajustado excluindo os efeitos não recorrentes extraordinários

Os efeitos mencionados acima impactaram as linhas nos montantes abaixo identificados:

Ajustes Recorrentes	4T20 / 2020	4T19	2019
Ajustes EBITDA [A]	-323	546	-268,0
ROL (Decisão PIS/Cofins)	-	-	-1.086,0
ROL (Impactos Renova)	-	-	-22,0
ROL (Acordo Furnas)	-417	-	0,0
Outros (Impactos Renova)	-	-	16,0
Provisões - Contingências (Acordo Furnas)	23	-	0,0
Provisões - Contingências (ICMS Ativo Fixo)	71	-	0,0
Provisões - Contingências (Provisão PDV)	-	21	21,0
PECLD (Impactos Renova)	-	-	278,0
PECLD (PECLD Extraordinária)	-	525	525,0
Ajustes Resultado [B]	124	-227	-882
Resultado Financeiro (Decisão PIS/Cofins)	-	-	-1.393
Resultado Financeiro (Impactos Renova)	-	-	-25
Resultado Financeiro (ICMS Ativo Fixo)	22	-	-
IR/CS (Acordo Furnas)	134	-	-
IR/CS (ICMS Ativo Fixo)	-32	-	-
IR/CS Diferido (Decisão PIS/Cofins)	-	-	843
IR/CS Diferido (Impactos Renova)	-	-	-80
IR/CS Diferido (Provisão PDV + PECLD Extraordinária)	-	-227	-227
Impacto no Resultado do Período [A + B]	-199	319	-1.150

3.2. EBITDA Ajustado/Recorrente Consolidado⁵

EBITDA Ajustado/Recorrente Por Segmento (R\$ MM)	4T20 Recorrente	4T20	4T19 Recorrente	4T19	Varição 4T20/4T19 Recorrente	2020 Recorrente	2020	2019 Recorrente	2019	Varição 2020/2019 Recorrente
Distribuição	354	677	324	(219)	9,4%	1.041	1.364	1.035	1.578	0,5%
Geração	608	608	112	109	442,4%	1.089	1.089	545	542	99,8%
Comercialização	15	15	33	33	-54,7%	59	59	130	(126)	-54,4%
Outros e eliminações	(3)	(3)	(5)	(6)	-42,5%	(17)	(17)	(18)	(33)	-5,0%
Total	974	1.297	464	(82)	109,9%	2.172	2.495	1.692	1.962	28,4%
Margem EBITDA (%)	26,5%	31,7%	15,0%	-2,7%	11,56 p.p.	18,3%	20,3%	14,6%	15,5%	3,65 p.p.

O EBITDA consolidado encerrou o 4T20 Recorrente em R\$974 milhões, 109,9% superior ao do 4T19 Recorrente, de R\$464 milhões. Esse aumento se deve, em grande parte, ao melhor EBITDA da Geradora.

O EBITDA da Distribuidora aumentou 9,4%, passando de R\$324 milhões no 4T19 Recorrente para R\$354 milhões no 4T20 Recorrente, em razão do maior valor de VNR (R\$128 milhões), da redução da provisão de processos judiciais (R\$45 milhões) e menor PMS (R\$9 milhões), apesar da piora na Margem de Contribuição em R\$25 milhões decorrente da variação cambial na compra de energia da UHE Itaipu e menor mercado em comparação ao 4T19.

Pelo lado da Geradora, o EBITDA foi de R\$608 milhões no 4T20 Recorrente, um aumento de R\$496 milhões em relação ao apresentado no 4T19 Recorrente. A melhora é decorrente do reconhecimento de R\$433,8 milhões como ativo intangível pelo registro do ativo intangível do do GSF em função da regulamentação da ANEEL. Excluindo o impacto do GSF, a variação de EBITDA da Geradora foi de R\$62,2 milhões, decorrentes principalmente da gestão do *hedge* hidrológico nas operações de compra e venda de energia.

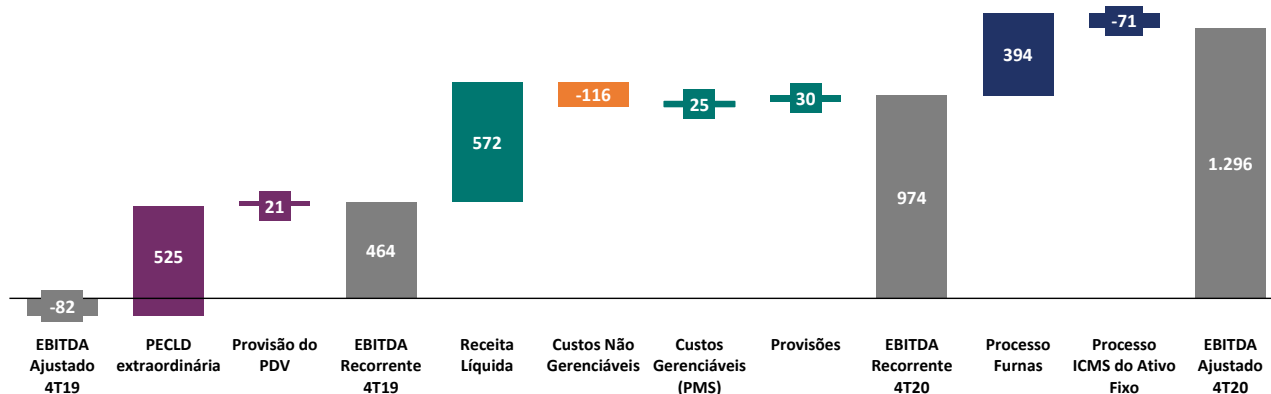
A seguir, destacamos a estimativa do impacto econômico exclusivamente gerado pela pandemia no EBITDA da Distribuidora. No trimestre, observamos um efeito negativo de R\$15 milhões associado à queda no faturamento das componentes tarifárias de Parcela B e Perdas não-técnicas⁶ e do aumento de R\$48 milhões verificado na PECLD. Assim, estimamos que o efeito total no resultado econômico do 4T20 seja de R\$63 milhões e, no exercício de 2020, de R\$331 milhões negativos.

Impacto no EBITDA (R\$ MM)	2T20	3T20	4T20	2020
Parcela B + Perdas não-técnicas	(119)	(29)	(15)	(163)
PECLD	(97)	(23)	(48)	(168)
Total	(216)	(52)	(63)	(331)

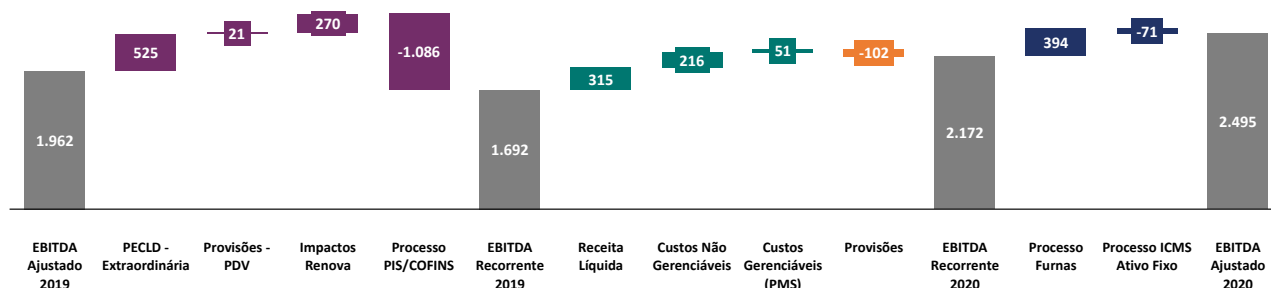
⁵ EBITDA Ajustado é calculado a partir do lucro líquido antes do imposto de renda e contribuição social, equivalência patrimonial, outras receitas/despesas operacionais, despesas financeiras líquidas, depreciação e amortização.

⁶ A metodologia empregada para essa estimativa utiliza como referência pré pandemia o mercado faturado no mesmo mês de 2019. Caso fosse aplicado a esse mercado de referência a taxa de crescimento médio dos últimos 10 anos o impacto no EBITDA do trimestre seria ainda maior, de R\$ 38 milhões.

EBITDA ajustado consolidado 4T19 / 4T20 - R\$MM



EBITDA ajustado consolidado 2019 / 2020 - R\$MM

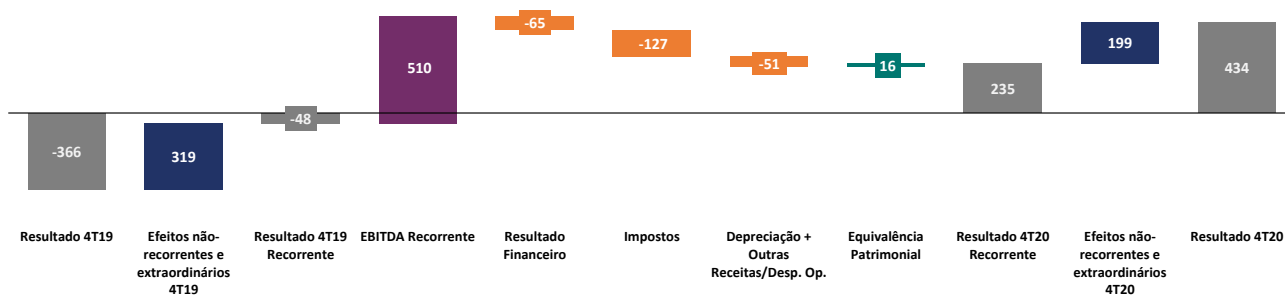


3.3. Resultado Consolidado

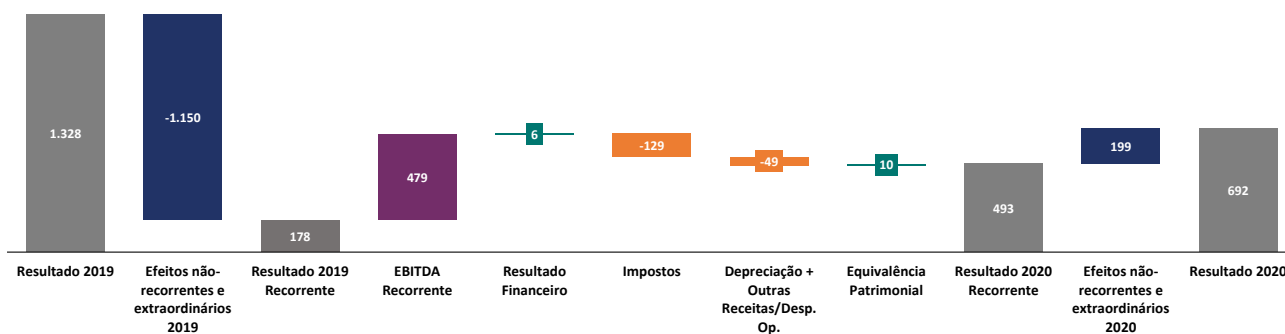
Lucro/Prejuízo Líquido Por Segmento (R\$ MM)	4T20 Recorrente	4T20	4T19 Recorrente	4T19	Variação 4T20/4T19 Recorrente	2020 Recorrente	2020	2019 Recorrente	2019	Variação 2020/2019 Recorrente
Distribuição	41	240	(46)	(405)	-	76	275	(125)	1.154	-
Geração	202	202	23	63	778,9%	422	422	287	327	47,0%
Comercialização	8	8	23	23	-66,0%	38	38	88	(64)	-56,9%
Outros e eliminações	(16)	(16)	(47)	(48)	-66,6%	(43)	(43)	(73)	(88)	-41,5%
Total	235	434	(48)	(366)	-	493	692	178	1.328	177,9%
Margem Líquida (%)	6,4%	10,6%	-1,5%	-11,8%	7,95 p.p.	4,2%	5,6%	-2,2%	17,7%	6,32 p.p.

A Companhia apresentou um lucro de R\$235 milhões no 4T20 Recorrente, contra R\$48 milhões de prejuízo no 4T19 Recorrente, principalmente em razão da geração de resultado operacional da Distribuidora e da Geradora. A Distribuidora registrou um lucro de R\$41 milhões, frente a um prejuízo de R\$46 milhões no 4T19 Recorrente, devido aos fatores comentados acima. Na Geradora, houve um aumento relevante no lucro líquido em relação ao 4T19 Recorrente, em razão do reconhecimento do registro do ativo intangível do GSF.

Resultado líquido consolidado 4T19 / 4T20 - R\$MM



Resultado líquido consolidado 2019 / 2020 - R\$MM



4. Light SESA - Distribuição

4.1. Desempenho Operacional

Destaques Operacionais	4T20	4T19	Variação 4T20/4T19
Nº de Consumidores (Mil) ¹	4.330	4.424	-2,1%
Nº de Empregados	5.272	4.811	9,6%
Tarifa média ² - R\$/MWh	888,1	822,4	8,0%
Tarifa média ² - R\$/MWh (s/ impostos)	623,0	580,1	7,4%
Preço médio dos contratos* - R\$/MWh	259,3	226,2	14,6%
Custo médio de compra de energia ** - R\$/MWh	249,9	222,6	12,3%

¹ Considera a quantidade de contratos ativos da distribuidora

² Referente ao mercado cativo e livre

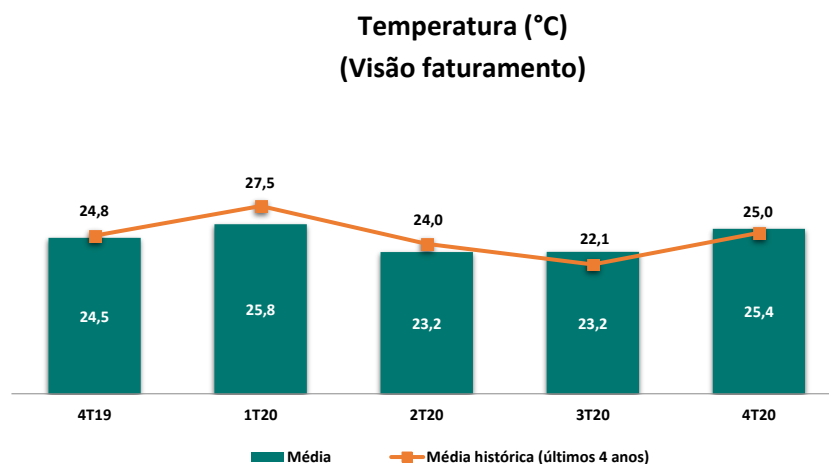
* Não inclui compra no spot e risco hidrológico. O denominador é o montante de energia contratual.

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

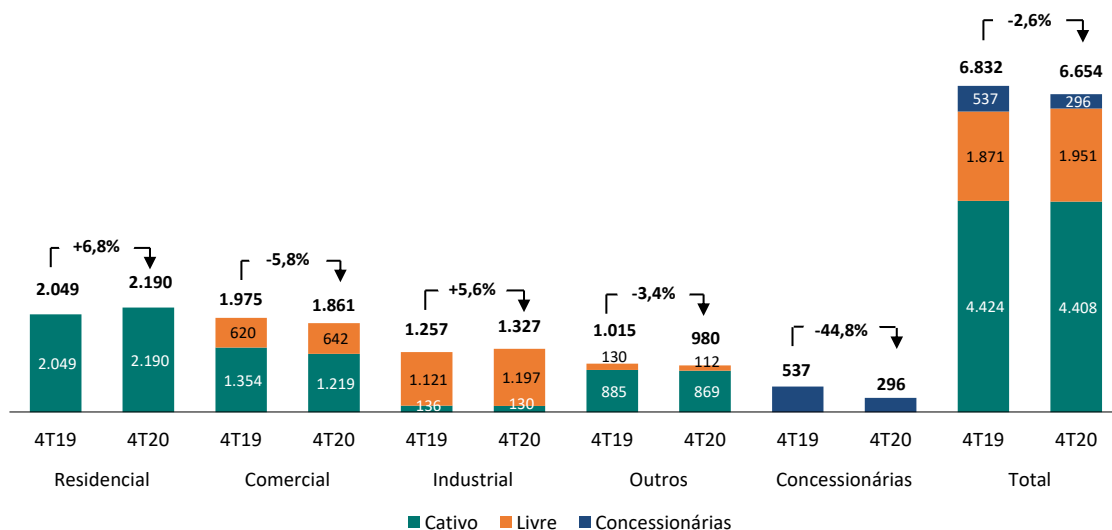
O aumento de 9,6% no número de funcionários próprios é explicado pela primarização de mão-de-obra nas atividades de combate às perdas, emergência e ligações novas. A primarização tem gerado ganhos de produtividade, permitindo um melhor controle ético e de gestão dos times de campo. Além disso, o maior número de funcionários próprios tem sido importante para a qualidade do serviço prestado, mesmo durante a pandemia.

O incremento do preço médio de contratos de compra de energia foi de 14,6%, justificado principalmente pela desvalorização do real frente ao dólar e da forte 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 12,3% em relação ao 4T19, também decorrente dos dois fatores já citados desvalorização do real frente ao dólar e da elevação do IGP-M.

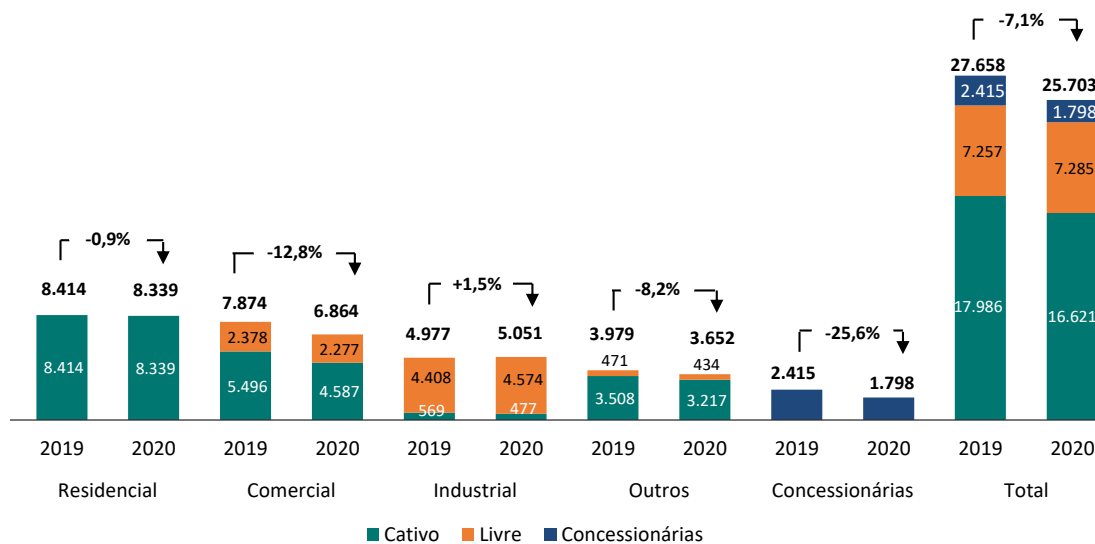
4.1.1. Mercado Total Light SESA (Cativo + Livre + Concessionárias)



Mercado faturado (GWh) 4T20⁷

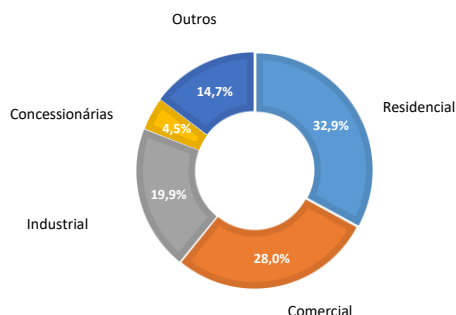


Mercado faturado (GWh) 2020

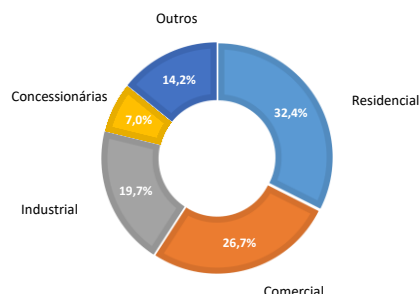


⁶ Dados referentes ao mercado livre estão associados à energia medida dos clientes e não necessariamente aos valores faturados no período.

**Mercado de energia
4T20**



**Mercado de energia
2020**



O mercado total de energia no 4T20 foi de 6.654 GWh, 178 GWh inferior ao 4T19 (-2,6%). O consumo dos clientes cativos atingiu 4.408 GWh, uma leve retração de 0,4%, e em contrapartida, o consumo dos clientes livres foi de 1.951 GWh, um aumento de 4,2%.

No período, observamos uma redução de 241 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. Tendo em vista que não temos gestão sobre esse consumo, analisando o mercado total de energia sem as Concessionárias, verifica-se um leve aumento de 63 GWh (+1,0%) entre o 4T19 e o 4T20.

A classe Residencial apresentou um volume de 2.190 GWh no 4T20, um acréscimo de 6,8% em relação ao mesmo trimestre de 2019. Esse aumento se deve, principalmente, pela temperatura média de 0,9 °C maior no trimestre (25,4 °C vs. 24,5 °C de média no 4T19), como também pela permanência prolongada dos clientes em suas residências em virtude da pandemia, além dos resultados do plano de combate a perdas.

A classe Comercial, incluindo clientes cativos e livres, apresentou uma queda de 5,8% na comparação com o 4T19. Esse resultado apresenta uma melhora significativa em relação aos números divulgados no 3T20 (queda de 10,0%), entretanto, continua sendo influenciado 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 5,6% no 4T20 em relação ao 4T19. O setor da siderurgia foi o que mais contribuiu para esse desempenho.

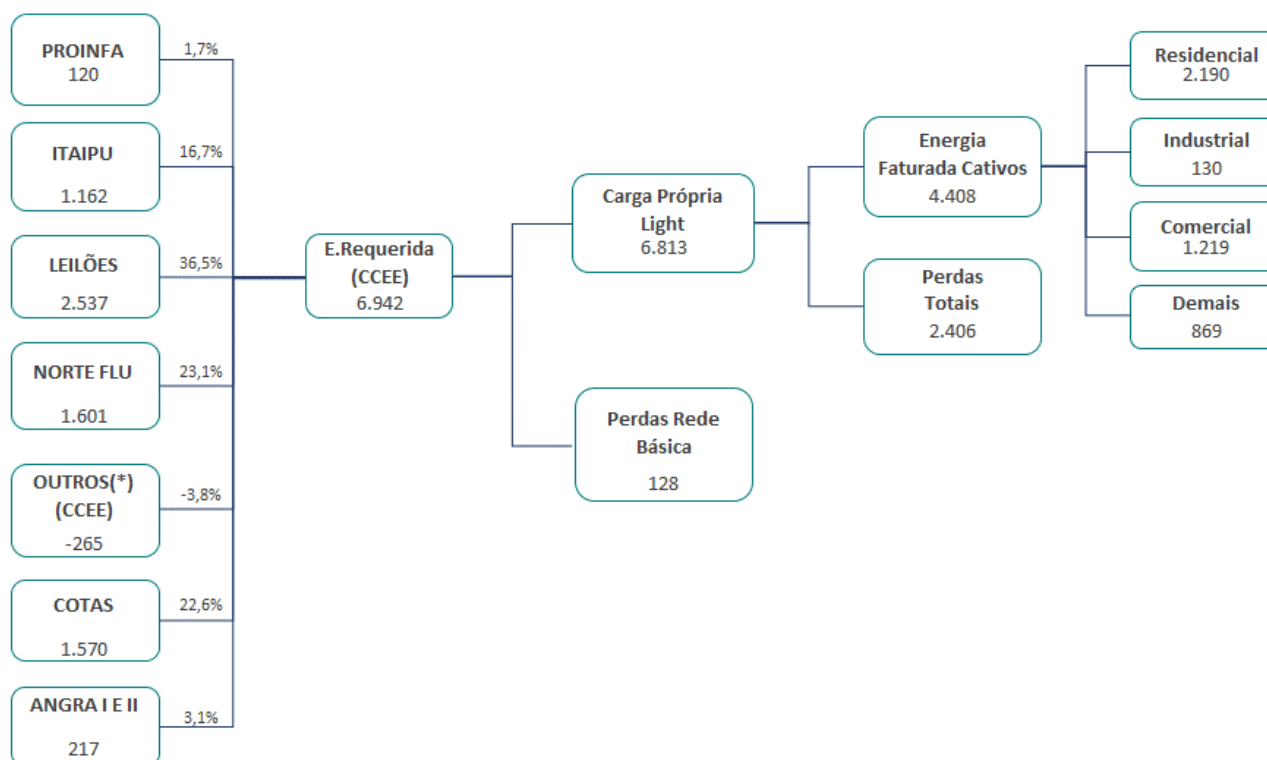
As Concessionárias tiveram uma retração de 44,8% comparada com o 4T19. Esse resultado é consequência do remanejamento de um dos pontos de conexão da nossa rede básica para outra concessionária, fazendo com que o fluxo de carga deixasse de ser contabilizado pela Light SESA.

O impacto econômico da redução do mercado no 4T20 por conta da Covid-19, utilizando metodologia similar à empregada pela Aneel na Consulta Pública para determinação dos recursos da Conta-Covid, é estimado em aproximadamente R\$15 milhões. No ano, o impacto totaliza aproximadamente R\$163 milhões⁸.

O mercado livre finalizou o trimestre representando 30,7% 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 4T20, tivemos um aumento de 58 clientes livres em comparação a setembro/20, encerrando o período com um total de 1.220 clientes.

4.1.2. Balanço Energético

**Balanço energético de distribuição (GWh)
4º trimestre 2020**



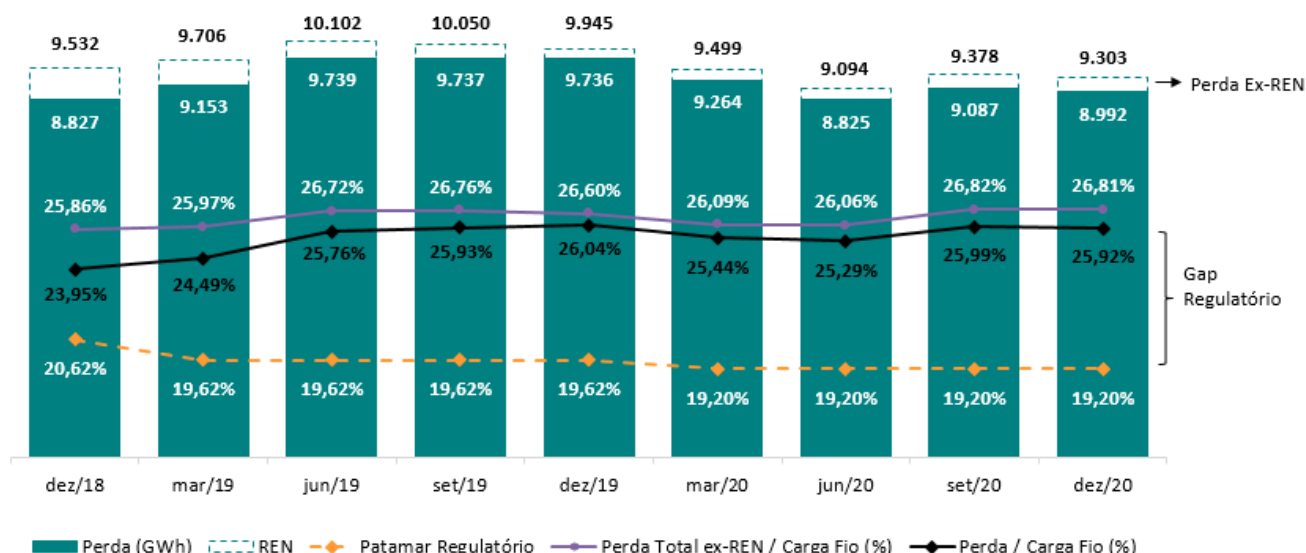
(*) Outros inclui Compra no Spot - Venda no Spot.

Balanço Energético (GWh)	4T20	4T19	Variação 4T20/4T19	2020	2019	Variação 2020/2019
= Carga Fio	9.060	9.335	-2,9%	34.695	37.394	-7,2%
- Energia medida transportada para concessionárias	296	537	-44,8%	1.798	2.415	-25,6%
- Energia medida transportada para clientes livres	1.951	1.871	4,3%	7.285	7.257	0,4%
= Carga Própria	6.813	6.927	-1,6%	25.613	27.722	-7,6%
- Energia Faturada (Cativo)	4.408	4.424	-0,4%	16.621	17.986	-7,6%
Mercado Baixa Tensão	3.402	3.370	0,9%	12.852	13.621	-5,6%
Mercado Média e Alta Tensão	1.006	1.054	-4,6%	3.768	4.365	-13,7%
= Perda Total	2.406	2.502	-3,9%	8.992	9.736	-7,6%

⁸ A metodologia adotada utiliza como referência o mercado faturado no mesmo mês de 2019. Caso fosse aplicado a esse mercado de referência a taxa de crescimento médio dos últimos 10 anos o impacto no ano seria ainda maior, de R\$190 milhões.

4.1.3. Perdas de Energia

**Evolução das perdas totais
12 meses**



No 4T20, registramos uma queda de 95 GWh nas perdas totais (12 meses), ou 1,1%, quando comparado ao 3T20. As perdas totais ex-REN (12 meses) acompanharam essa tendência, sendo 75 GWh menor em relação ao 3T20, uma redução de 0,8%.

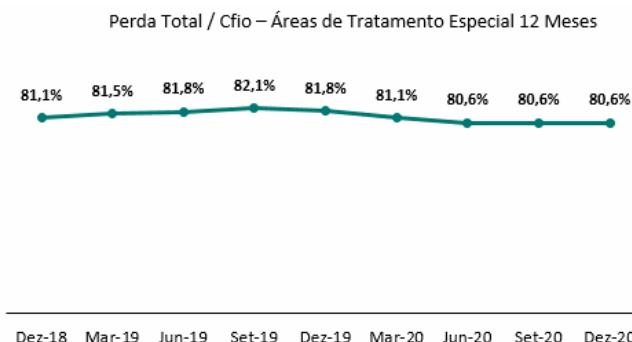
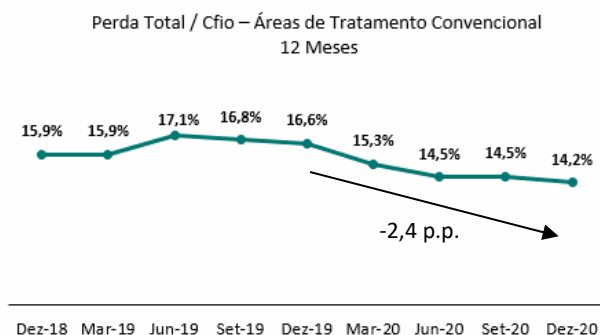
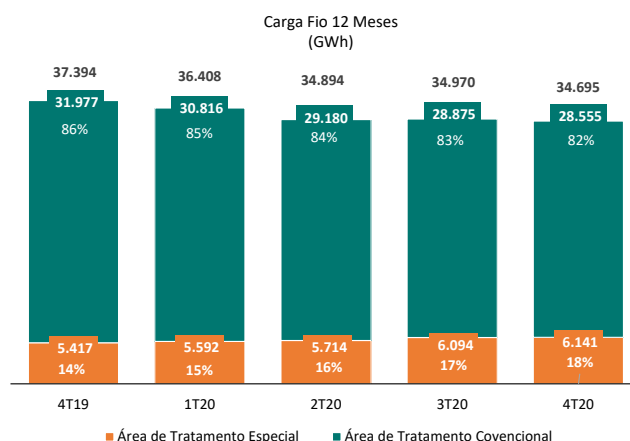
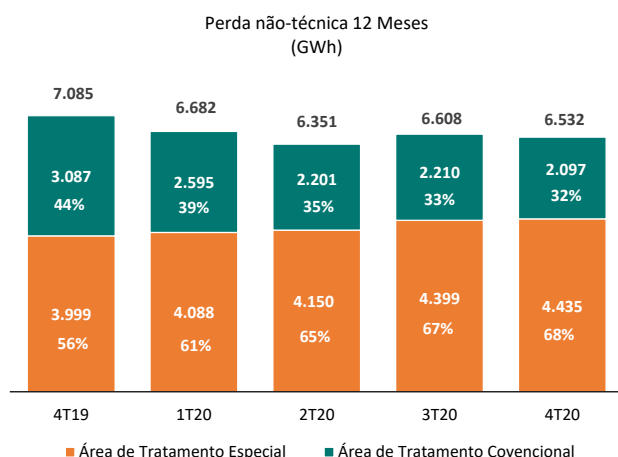
O indicador de perda total sobre a carga fio encerrou o 4T20 em 25,92%, uma redução de 0,07 p.p. em relação ao 3T20. A perda total ex-REN (12 meses) do 4T20, encerrou em 26,81%, em linha com o indicador do 3T20 (26,82%). A Companhia está 6,72 p.p. acima do percentual de repasse regulatório na tarifa, de 19,20%, conforme parâmetros definidos pela Aneel na Revisão Tarifária (RTP) de março/17, ajustados pelo mercado de referência para os próximos 12 meses, homologado pela Aneel na ocasião do reajuste tarifário (IRT) de março/20.

Apesar da manutenção da continuidade da tendência positiva de redução das perdas totais, seguimos observando uma melhora na Área de Tratamento Convencional (ou ATC, nova denominação da Área Possível) em detrimento da piora dos indicadores na Área de Tratamento Especial (ou ATE, nova nomenclatura da Área de Risco, como veremos a seguir). Isso é consequência da continuidade das iniciativas de combate às perdas, que, porém, são atualmente limitadas na ATE. Como veremos a seguir, estamos desenvolvendo uma linha de atuação complementar do plano de combate às perdas cujo foco territorial será a ATE.

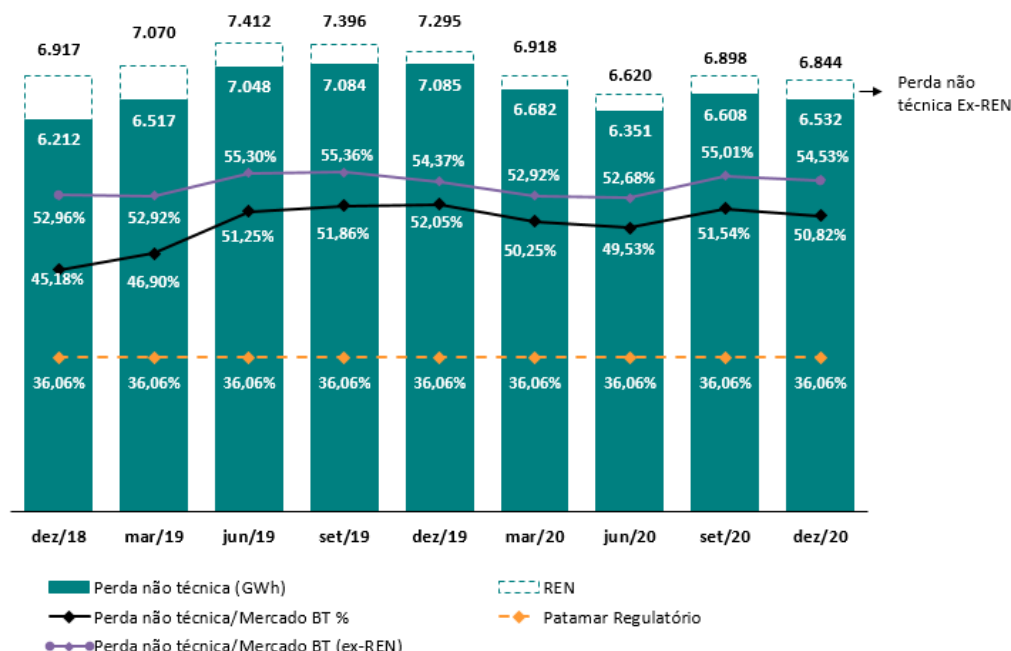
Tal como observado nos últimos trimestres, enquanto na Área de Tratamento Convencional houve uma diminuição da Carga Fio (12 meses) de 320 GWh, na ATE houve um aumento de 47 GWh. A carga fio da Área de Tratamento Convencional foi impactada negativamente pelas medidas de enfrentamento da pandemia, ao passo que a carga fio da ATE aumentou, em função das temperaturas mais altas registradas no 4T20, em especial no mês de dezembro/20. Tendo em vista que, historicamente, cerca de 80% da energia é furtada nessa área, as perdas acompanharam o crescimento da carga na ATE, com um aumento de 36 GWh, enquanto na Área de Tratamento Convencional, as perdas não-técnicas retraíram 113 GWh no trimestre.

Ao final do 4T20, as perdas não-técnicas (12 meses) da ATE apresentaram um aumento de 4.399 GWh no 3T20 para 4.435 GWh no 4T20. Assim, com a queda das perdas na Área de Tratamento Convencional, as perdas na ATE passaram a representar 68% do total de perdas não-técnicas.

Nas áreas convencionais, as perdas não-técnicas encerraram o trimestre em 2.097 GWh (32%), uma redução de 113 GWh em comparação com o 3T20. O indicador de perda total/carga fio (12 meses) nessas áreas teve uma leve redução, apesar da menor carga fio registrada, em linha com a nossa estratégia ora em vigor de redução de perdas na Área de Tratamento Convencional. No ano de 2020, a perda total/carga fio, caiu 2,4 p.p.



Evolução da perda não técnica/mercado BT 12 meses

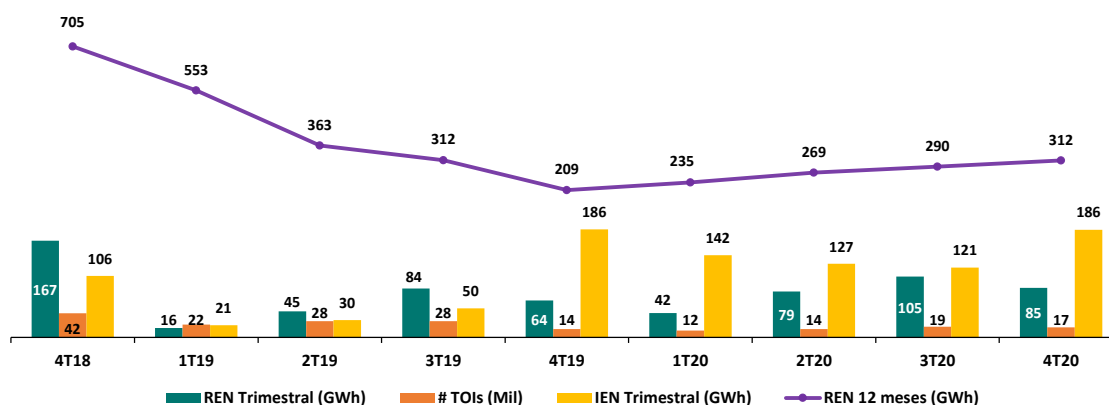


Quando observamos o indicador Perda não-técnica/Mercado BT (ex-REN), de 54,53%, podemos verificar uma redução de 54 GWh na comparação com o 3T20 (55,01%).

A IEN (Incorporação de Energia) no 4T20 foi de 186 GWh, em linha com o registrado no 4T19 e com o principal pilar do plano de combate às perdas, que é o foco na incorporação de energia. O volume de REN (12 meses), por sua vez, apresentou um aumento sustentável de 7,5% no trimestre em relação ao 3T20, atingindo 312 GWh (12 meses), em virtude das ações previamente descritas.

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), e da quantidade de TOIs (mil)



Em GWh	4T18	1T19	2T19	3T19	4T19	1T20	2T20	3T20	4T20
REN Bruta	210	51	78	114	104	66	94	125	139
(-) Cancelamentos*	43	35	33	30	40	24	15	20	54
(=) REN Líquida	167	16	45	84	64	42	79	105	85

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

Nos últimos anos, concentramos esforços na Área de Tratamento Convencional (anteriormente chamada de “Área possível”), tais como comércio, indústrias e residências de alto padrão, que não apresentavam risco e insegurança à equipe, resultando em uma redução significativa de perdas no valor de 1.262 GWh.

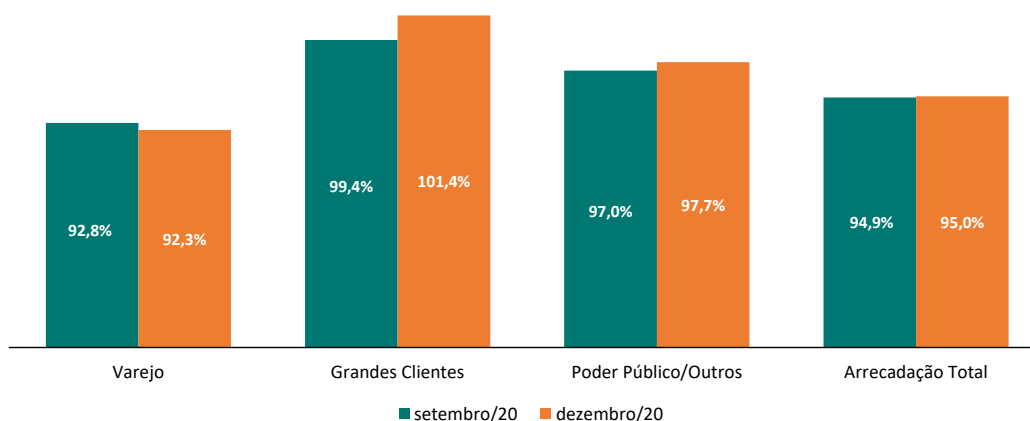
Entretanto, observamos que, nos últimos trimestres, apesar da redução da perda total, ocorreu um aumento de 12 p.p. na proporção das perdas não técnicas entre a Área de Tratamento Especial e a Área de Tratamento Convencional, como convencionamos denominar a partir de 2021.

Nesse sentido, planejamos nos aproximar ainda mais das comunidades locais por meio de ações de eficiência energética, conscientização, educação e geração de renda para reverter o contexto socioeconômico desfavorável em determinadas localidades de nossa área de concessão. Com as iniciativas de doação de equipamentos mais eficientes e de conscientização, buscaremos adequar o consumo mensal à capacidade de pagamento dos clientes e assim contribuir para a redução da inadimplência e da reincidência do furto de energia.

Por isso, entendemos ser importante desenvolver medidas criativas com as comunidades, sempre tendo o Governo do Estado e as prefeituras como parceiros, sem deixar de compartilhar essa realidade com a ANEEL. Estamos inclusive elaborando um plano de atuação nessas comunidades com recursos do Programa de Eficiência Energética (PEE) e ampliando o cadastro dos consumidores na Tarifa Social.

4.1.4. Arrecadação

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

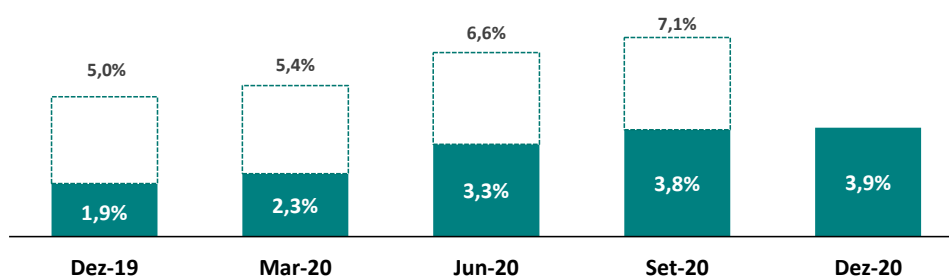


A arrecadação total (12 meses) em dezembro/20 alcançou 95,0%, em linha com setembro/20 (94,9%) e 2,6 p.p. menor em relação a dezembro/19. Os setores de grandes clientes e poder público impactaram positivamente para a manutenção do indicador, enquanto o varejo permanece refletindo os impactos da pandemia.

A deterioração da arrecadação continua sendo amenizada pela elevada base de clientes que utilizam meios de pagamento eletrônicos, que, mesmo com a flexibilização das medidas de isolamento durante o 4T20, aumentou 2 p.p. em relação ao 3T20, aproximadamente 87% do faturamento no período.

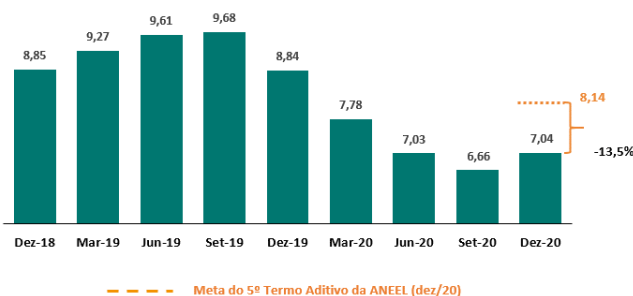
O indicador PECLD sobre Receita Operacional Bruta (12 meses) encerrado em dezembro/20 foi de 3,9%, 0,1 p.p. acima do índice do 3T20, refletindo o efeito da expectativa de não recebimento associada à maior inadimplência verificada durante a pandemia. A estimativa do efeito isolado da Covid-19 na PECLD, considerando o envelhecimento do contas a receber de março a dezembro/2020, é de aproximadamente R\$168 milhões.

PECLD/ROB⁹ (12 Meses)

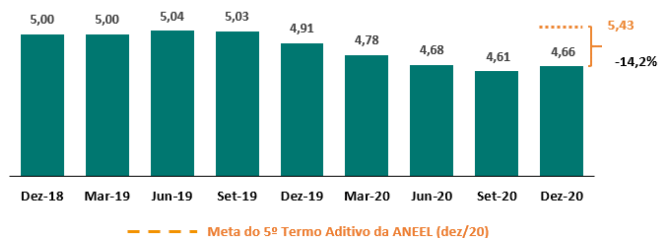


4.1.5. Qualidade Operacional¹⁰

DEC (horas) 12 meses



FEC (vezes) 12 meses



Em dezembro/20, 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 DEC (12 meses) em dezembro/20 foi de 7,04 horas, um aumento de 5,7% se comparado a setembro/20. No entanto, quando comparamos dezembro/20 com dezembro/19, temos uma redução de 20% (-1,80 hora), demonstrando a assertividade nos investimentos e a boa performance na recuperação da rede de distribuição após falhas não programadas.

⁹ Receita Bruta do Mercado Cativo + Mercado Livre.

¹⁰ 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 FEC (12 meses) em dezembro/20 foi de 4,66x, um aumento de 1,1% em relação ao resultado do trimestre anterior. Em dezembro/20 em relação ao mesmo período de 2019, observamos uma redução de 5% (-0,25 vez), demonstrando a assertividade dos planos plurianuais de investimentos e das ações de manutenção preventiva.

Tanto o DEC quanto o FEC performaram em dezembro/20 abaixo dos limites estabelecidos pela ANEEL no contrato de concessão. O indicador DEC encerrou o trimestre 13,5% abaixo do limite de 8,14 horas e o FEC 14,2% abaixo do limite de 5,43x.

4.2. Desempenho Financeiro da Light SESA

Informações Financeiras Selecionadas (R\$ MM)	4T20	4T19	Variação 4T20/4T19	2020	2019	Variação 2020/2019
Receita Operacional Líquida	3.605	2.687	34,2%	10.977	11.186	-1,9%
Despesa Operacional	(3.073)	(3.044)	0,9%	(10.181)	(10.170)	0,1%
EBITDA Ajustado	677	(219)	-	1.364	1.578	-13,6%
Resultado Financeiro	(173)	(249)	-30,4%	(399)	744	-
Resultado antes do IR e CS	360	(606)	-	398	1.761	-77,4%
IR/CSLL	(120)	201	-	(122)	(606)	-79,9%
Resultado Líquido	240	(405)	-	275	1.154	-76,2%
Margem EBITDA	18,8%	-8,2%	26,94 p.p.	12,4%	14,1%	-1,69 p.p.

Obs: Não considera Receita/Custo de Construção

4.2.1. Receita Líquida da Light SESA¹¹

Receita Líquida (R\$ MM)	4T20	4T19	Variação 4T20/4T19	2020	2019	Variação 2020/2019
Clientes Cativos e Livres	2.392	2.657	-10,0%	9.326	9.798	-4,8%
Energia Não Faturada	97	130	-26,0%	117	85	37,6%
Conta CCRBT	12	4	203,0%	39	93	-58,4%
CVA	458	(163)	-	713	(69)	-
Diversos	646	58	1016,6%	763	1.278	-40,3%
Valor Justo do Ativo Indenizável da Concessão - VNR	171	43	302,1%	243	153	58,5%
Outras Receitas	475	15	2996,5%	520	1.125	-53,8%
Subtotal	3.605	2.687	34,2%	10.977	11.186	-1,9%
Receita de Construção*	217	198	9,8%	788	726	8,5%
Total	3.822	2.884	32,5%	11.764	11.912	-1,2%

* 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 4T20, desconsiderando a receita de construção, foi de R\$3.605 milhões, 34,2% acima da registrada no 4T19, com os seguintes destaques:

- A rubrica de Clientes Cativos e Livres finalizou o trimestre em R\$2.392 milhões, um decréscimo de 10,0% em relação ao 4T19, devido à redução do mercado faturado no trimestre.
- A energia não-faturada encerrou em R\$97 milhões, frente a R\$130 milhões no mesmo período do ano anterior, quando reavaliámos a base de clientes que estavam cortados.

¹¹ 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.

- CVA positiva em R\$458 milhões no 4T20, vs. CVA negativa em R\$163 milhões em relação ao 4T19, 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\$128 milhões no 4T20 em relação ao 4T19 no VNR, devido ao aumento do IPCA ocorrido no período.
- Reconhecimento de R\$459 milhões em Outras Receitas decorrente do acordo com Furnas, líquido dos honorários de sucumbência no valor de R\$37 milhões.

4.2.2. Custos e Despesas da Light SESA

Custos e Despesas (R\$ MM)	4T20	4T19	Variação 4T20/4T19	2020	2019	Variação 2020/2019
Custos e Despesas Não Gerenciáveis	(2.465)	(1.938)	27,2%	(7.892)	(7.486)	5,4%
Custos de Compra de Energia	(2.551)	(2.066)	23,5%	(8.308)	(8.061)	3,1%
Custos com Encargos e Transmissão	(365)	(236)	54,6%	(1.201)	(900)	33,4%
Crédito de PIS/COFINS sobre compra de Energia	224	184	21,3%	790	720	9,8%
Crédito ICMS sobre compra de Energia	227	179	26,7%	826	755	9,4%
Custos e Despesas Gerenciáveis	(608)	(1.106)	-45,0%	(2.289)	(2.684)	-14,7%
PMSO	(193)	(215)	-10,3%	(810)	(861)	-5,9%
Pessoal	(93)	(93)	0,4%	(385)	(389)	-0,9%
Material	(8)	(5)	59,1%	(28)	(22)	28,2%
Serviço de Terceiros	(113)	(125)	-9,5%	(455)	(517)	-12,1%
Outros	22	9	156,2%	57	67	-14,2%
Provisões - Contingências	(171)	(140)	22,6%	(293)	(412)	-29,0%
PECLD	(99)	(88)	13,3%	(619)	(324)	90,7%
PECLD Extraordinária	-	(525)	-	-	(525)	-
Depreciação e Amortização	(131)	(133)	-1,2%	(534)	(530)	0,7%
Outras Receitas/Despesas Operacionais	(13)	(5)	147,8%	(34)	(32)	4,7%
Custos Totais Sem Custo de Construção	(3.073)	(3.044)	0,9%	(10.181)	(10.170)	0,1%
Custo de Construção	(217)	(198)	9,8%	(788)	(726)	8,5%
Custos Totais	(3.290)	(3.242)	1,5%	(10.969)	(10.897)	0,7%

4.2.2.1. Custos e Despesas Gerenciáveis da Light SESA

Neste trimestre, os custos/despesas gerenciáveis totalizaram R\$608 milhões, 45,0% abaixo do registrado no 4T19.

O PMSO registrou uma queda de 10,3% (R\$22 milhões) em comparação ao 4T19. A redução foi consequência de medidas de gestão implementadas, como a primarização e um melhor controle dos gastos de terceiros.

Os gastos com PMS, que medem o esforço efetivo da Companhia no sentido de reduzir seus gastos gerenciáveis, caíram R\$8,7 milhões, ou 3,9%, em comparação com o mesmo trimestre do ano anterior.

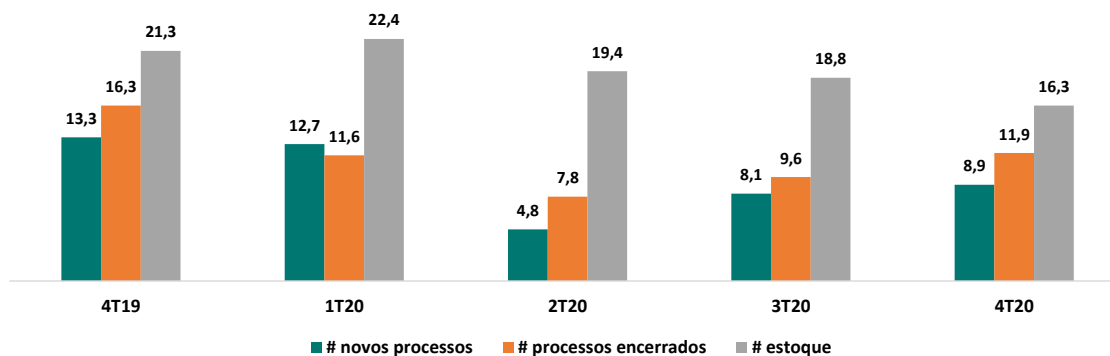
Com o avanço da primarização dos times de campo e o consequente aumento da produtividade, os gastos com Pessoal e Serviços ficaram R\$11,6 milhões abaixo do 4T19, ou 5,3%.

As provisões/contingências encerraram o trimestre em R\$171 milhões. Excluindo o reconhecimento dos efeitos da decisão judicial referente à exclusão do ICMS do Ativo Fixo (R\$71 milhões) e os honorários advocatícios do processo de Furnas (R\$23 milhões), o valor registrado no trimestre seria de R\$77 milhões. No 4T19, foi registrada

provisão para PDV no valor de R\$18 milhões. Desconsiderando esses efeitos, na comparação trimestral (4T20 vs. 4T19), temos uma redução de R\$45 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)	4T20	4T19	Variação 4T20/4T19	2020	2019	Variação 2020/2019
JEC	(21)	(44)	-52,4%	(100)	(191)	-47,7%
Cível	(54)	(53)	1,7%	(118)	(143)	-17,6%
Outras	(96)	(43)	125,8%	(75)	(78)	-3,6%
Total	(171)	(140)	22,5%	(293)	(412)	-29,0%

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 (4T20 vs. 4T19) observa-se uma queda de -33% no número de novos processos e de redução de -52% no valor destas provisões.



No período, ainda, observou-se um aumento de R\$11 milhões na PECLD, o que reflete a expectativa de não recebimento associada à maior inadimplência verificada desde o início da pandemia de Covid-19.

4.2.2.2. Custos e Despesas Não Gerenciáveis da Light SESA

Custos e Despesas Não Gerenciáveis (R\$ MM)	4T20	4T19	Variação 4T20/4T19	2020	2019	Variação 2020/2019
Encargos de uso da Rede Básica e ONS	(346)	(216)	59,9%	(1.125)	(826)	36,2%
Encargos de conexão - Transmissão	(19)	(20)	-4,2%	(76)	(74)	2,2%
Itaipu	(401)	(294)	36,5%	(1.576)	(1.164)	35,4%
Transporte de Energia - Itaipu	(36)	(30)	23,2%	(135)	(118)	14,7%
UTE Norte Fluminense	(745)	(619)	20,2%	(2.681)	(2.438)	10,0%
PROINFA	(32)	(40)	-21,3%	(133)	(171)	-22,0%
Cotas de Garantia Física	(178)	(177)	0,8%	(678)	(656)	3,5%
Cota de Nucleares	(60)	(55)	9,4%	(240)	(219)	9,4%
Leilões de Energia	(591)	(541)	9,2%	(1.994)	(2.054)	-2,9%
Contratos por Quantidade	(207)	(308)	-32,9%	(844)	(1.191)	-29,1%
Contratos por Disponibilidade	(384)	(233)	64,9%	(1.150)	(863)	33,2%
Mercado de Curto Prazo CCEE	(508)	(310)	63,6%	(870)	(1.240)	-29,8%
Vendas/Compras no Spot	89	105	-15,4%	(449)	(75)	500,8%
Riscos Hidrológicos	(358)	(292)	22,7%	(551)	(672)	-18,0%
Efeito de Contratos por Disponibilidade	(89)	(123)	-28,0%	(344)	(394)	-12,7%
ESS	(132)	(1)	12496,6%	(20)	(11)	85,6%
Energia de Reserva	(14)	1	-	(120)	(53)	126,2%
Outros	(3)	1	-	(2)	(36)	-94,0%
Crédito de PIS/COFINS sobre compra de Energia	224	184	21,3%	790	720	9,8%
Crédito ICMS sobre compra de Energia	227	179	26,7%	826	755	9,4%
Total	(2.465)	(1.938)	27,2%	(7.892)	(7.486)	5,4%

Os custos e despesas não gerenciáveis no 4T20 foram de R\$2.465 milhões, R\$526 milhões ou 27,2% 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 ao agravamento da situação hidrológica, o CMSE autorizou o ONS a despachar térmicas mais caras e importar energia dos países vizinhos, acarretando uma elevação de R\$131,3 milhões na rubrica de ESS.
- Por este mesmo motivo, tivemos um pior cenário de PLD (mais alto) e GSF (mais baixo) no período, ocasionando um aumento de R\$66,3 milhões nos riscos hidrológicos.

Além disso, a alta do dólar contribuiu para um aumento de R\$107,3 milhões nas despesas de Itaipu do 4T20. O mesmo fator atuou elevando a tarifa de Norte Fluminense, que passou por reajuste em novembro/20. Aliado ao dólar, tivemos também uma forte alta do IGP-M, que contribuiu para uma elevação de R\$125,3 milhões na despesa com esta usina.

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

Ativo/Passivo Regulatório Líquido (R\$ MM)	4T20	3T20	2T20	1T20	4T19
Ativos Regulatórios	588	619	1.465	1.197	1.077
Passivos Regulatórios	(514)	(799)	(784)	(577)	(415)
Ativo/Passivo Regulatório Líquido	74	(180)	681	620	662

O saldo da conta de compensação de variação de itens da Parcela A – CVA no final do 4T20 totalizou R\$74 milhões e incorpora (i) o valor da CVA e dos itens financeiros homologados pela Aneel e repassados à tarifa no

reajuste tarifário de março/20, 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 dezembro/20, que serão consideradas pela ANEEL no processo tarifário de março/21, e (iii) o registro de um passivo associado aos valores recebidos da Conta-Covid e que serão revertidos como componente financeiro negativo no processo tarifário de março/2021.

4.2.4. Resultado Financeiro da Light SESA

Resultado Financeiro (R\$ MM)	4T20	4T19	Variação 4T20/4T19	2020	2019	Variação 2020/2019
Receitas Financeiras	39	44	-12,7%	748	1.766	-57,6%
Juros sobre Aplicações Financeiras	8	8	-2,5%	27	39	-29,3%
Operações de Swap	-	-	-	564	145	288,6%
Juros sobre contas de energia e parcelamento de débitos	28	21	36,0%	84	80	4,0%
Atualização de ativos e passivos financeiros do setor	(6)	5	-	25	20	24,8%
Atualização de ICMS Base Cálculo PIS/COFINS	3	(0)	-	29	1.460	-98,0%
Outras Receitas Financeiras	5	10	-50,3%	20	22	-10,1%
Despesas Financeiras	(212)	(293)	-27,7%	(1.147)	(1.022)	12,3%
Encargos da dívida (Moeda Nacional)	(82)	(120)	-31,7%	(348)	(448)	-22,4%
Encargos da dívida (Moeda Estrangeira)	(43)	(96)	-55,3%	(169)	(228)	-25,6%
Variação Monetária	(90)	(20)	353,2%	(136)	(94)	44,2%
Variação Cambial	153	80	90,7%	(393)	(69)	465,2%
Operações de Swap	(148)	(97)	52,0%	-	-	-
Variação Cambial Itaípu	28	4	566,8%	(35)	1	-
Atualização de provisões para contingências	(44)	(5)	749,7%	(55)	(17)	222,4%
Atualização pela Selic P&D/PEE/FNDCT	(1)	(3)	-72,0%	(8)	(13)	-35,1%
Juros sobre Tributos	(2)	(2)	0,3%	(2)	(9)	-75,6%
Parcelamento- multas e juros Lei.11.941/09 (REFIS)	(0)	0	-	(6)	(3)	97,4%
Outras Despesas Financeiras (inclui IOF)	16	(35)	-	5	(141)	-
Total	(173)	(249)	-30,4%	(399)	744	-

O resultado financeiro no 4T20 foi negativo em R\$151 milhões, já expurgado o valor extraordinário e não-recorrente de R\$22 milhões referentes à atualização financeira do reconhecimento dos efeitos da decisão judicial referente à exclusão do ICMS do Ativo Fixo, vs. R\$249 milhões negativos no 4T19. Essa redução no custo financeiro ocorreu, principalmente, pela queda de despesa de encargos de dívida, sendo R\$38 milhões em moeda nacional e R\$53 milhões em moeda estrangeira, fruto das bem-sucedidas iniciativas de *liability management* conduzidas desde a conclusão do *follow-on* de julho/19 e da queda do CDI. Comparando o resultado de 2020, de R\$377 milhões negativos (excluindo o efeito da decisão do ICMS do Ativo Fixo), vs. o resultado de 2019, de R\$674 milhões negativos (excluindo o efeito da decisão do PIS/COFINS e dos Impactos Renova), a redução no custo financeiro foi de R\$297 milhões, uma queda de 44,1%.

5. Light Energia – Geração

Destaques Operacionais	4T20	4T19	Variação 4T20/4T19
Nº de Empregados	220	215	2,3%
Capacidade Instalada (MW)	1.188	1.188	0,0%
Light Energia	873	873	0,0%
Participações ¹	315	315	0,0%
Garantia Física (MW médio)	683	859	-20,5%
Light Energia ²	547	723	-24,4%
Participações	136	136	0,0%

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

² Garantia física líquida de perdas internas e bombeamento

5.1. 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.

5.1.1. Compra e Venda de Energia

Compra e Venda de Energia (MWm)*	4T20	4T19	Variação 4T20/4T19	2020	2019	Variação 2020/2019
Venda (ACL + Spot)	535	575	-7,0%	547	586	-6,6%
Compra (ACL + Spot)	159	146	9,5%	92	145	-36,4%

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

No 4T20, houve uma redução de 7% na venda (ACL + Spot) em função da sazonalização dos contratos e o aumento de 9,5% na compra (ACL + Spot) motivada, principalmente, pelo GSF médio do 4T20 (68,5%), que foi inferior ao GSF médio do 4T19 (68,8%).

Esse efeito conjunto de aumento do PLD e redução do GSF foi resultado da maior demanda de energia do país e da deterioração das condições dos reservatórios das hidrelétricas, levando a maior necessidade de geração termelétrica.

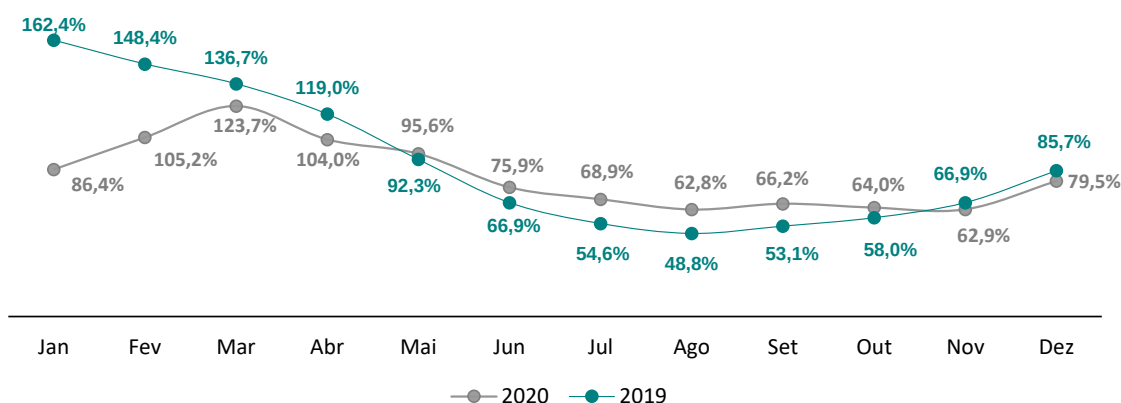
A Light Energia está amparada por uma decisão que a desobriga de realizar os pagamentos relativos a eventuais exposições nas liquidações mensais da CCEE. Com este mecanismo, evita o pagamento da energia no mercado spot, protegendo seu fluxo de caixa. No entanto, a totalidade do custo e da receita é regularmente provisionada no resultado. O saldo do passivo em aberto em dezembro/20, referente ao período de maio/15 a dezembro/20, era de aproximadamente R\$1,787 bilhão na rubrica comercialização no mercado de curto prazo. Em contrapartida, a Geradora possui um saldo a receber de R\$832 milhões, resultando em um passivo líquido, em dezembro/20, de R\$955 milhões.

Em 08/09/20, foi sancionada pelo Presidente da República a Lei 14.052/20 que estabeleceu novas condições para a repactuação do risco hidrológico (GSF) para os agentes do mercado livre, contemplando a retroação dos efeitos do deslocamento hidráulico motivado pela geração fora da ordem de mérito (GFOM), importação de energia sem garantia física, atraso na entrada de linhas de transmissão e antecipação da garantia física de hidrelétricas estruturantes.

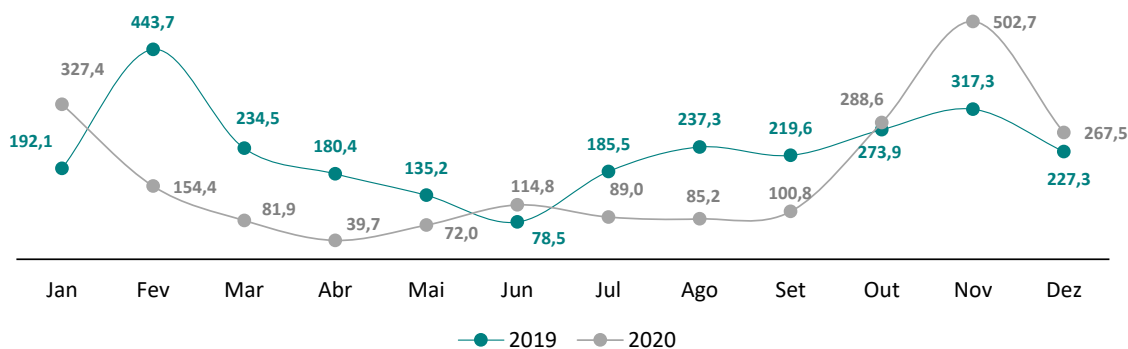
Em 01/12/20, a ANEEL regulamentou, por meio da Resolução Normativa 895/20, a metodologia para o cálculo da compensação aos titulares de usinas hidrelétricas participantes do Mecanismos de Realocação de Energia (MRE), determinando que a CCEE efetue o cálculo do montante financeiro da compensação em até 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, caberá à CCEE calcular para cada usina participante do MRE os prazos de extensão de outorga nos termos estabelecidos pela Lei 14.052/20.

Em 02/03/21, a CCEE divulgou os valores apurados segundo a regulamentação aprovada em dezembro/20, cabendo à ANEEL homologar os valores definitivos em até 30 dias. Considerando os últimos valores divulgados pela CCEE, o ativo intangível da Light Energia é de R\$433,8 milhões (data-base 31/12/20).

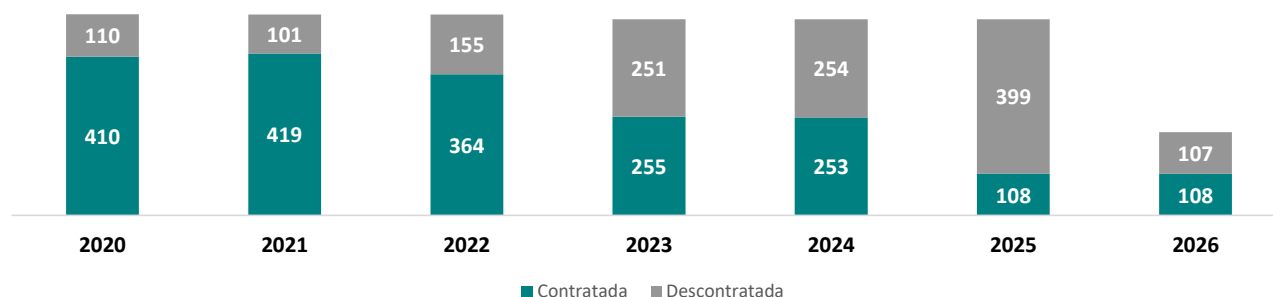
GSF - Generation Scaling Factor



PLD Médio Mensal SE/CO (R\$/MWh)



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



*Considera o fim da concessão da Light Energia em 04/06/2026

5.2. Desempenho Financeiro da Light Energia

Informações Financeiras Selecionadas (R\$ MM)	4T20	4T19	Variação 4T20/4T19	2020	2019	Variação 2020/2019
Receita Operacional Líquida	406	320	27,1%	1.131	1.098	3,0%
Despesa Operacional	130	(224)	-	(157)	(613)	-74,4%
EBITDA Ajustado	608	109	456,9%	1.089	542	100,9%
Resultado Financeiro	(229)	(67)	242,8%	(342)	(75)	355,4%
Outras Receitas/Despesas Operacionais	(57)	0	-	(58)	(0)	13928,0%
Resultado antes dos Impostos e Equivalência Patrimonial	250	29	761,0%	574	410	40,2%
IR/CSLL	(105)	35	-	(210)	(88)	139,7%
Equivalência Patrimonial	0	0	548,1%	(0)	5	-
Lucro/Prejuízo Líquido	202	63	219,6%	422	327	29,2%
Margem EBITDA	149,5%	34,1%	115,35 p.p.	96,3%	49,4%	46,91 p.p.

5.2.1. Receita Líquida e Custos e Despesas da Light Energia

Receita Líquida (R\$ MM)	4T20	4T19	Variação 4T20/4T19	2020	2019	Variação 2020/2019
Venda no Ambiente de Contratação Livre (ACL)	202	204	-1,3%	790	815	-3,0%
Spot (CCEE)	203	113	79,5%	332	273	21,7%
Diversos	2	2	-16,4%	8	10	-19,3%
Total	406	320	27,1%	1.131	1.098	3,0%

Custos e Despesas Operacionais (R\$ MM)	4T20	4T19	Variação 4T20/4T19	2020	2019	Variação 2020/2019
Pessoal	(5)	(6)	-10,5%	(23)	(25)	-8,9%
Material e Serviço de Terceiros	(5)	(6)	-22,9%	(18)	(18)	1,5%
Energia Comprada / CUSD / CUST	216	(195)	-	6	(506)	-
Depreciação	(14)	(14)	-0,7%	(56)	(57)	-0,3%
Outras Receitas/Despesas Operacionais	(57)	0	-	(58)	(0)	13928,0%
Outras (inclui provisões)	(5)	(4)	38,3%	(7)	(7)	1,0%
Total	130	(224)	-	(157)	(613)	-74,4%

No trimestre, houve aumento de 27,1% (R\$87 milhões) na receita líquida em comparação ao mesmo período do ano anterior devido, principalmente, ao incremento das vendas no mercado *spot*¹² (R\$90 milhões), decorrente principalmente da gestão do hedge hidrológico nas operações de compra e venda de energia e pelo aumento no PLD no 4T20.

Os custos e despesas encerraram o 4T20 em R\$130 milhões positivos, vs. R\$224 milhões negativos registrados no 4T19, devido ao estorno de R\$433,8 milhões de custos reconhecidos em períodos anteriores e considerados indevidos com o reconhecimento do ativo intangível do GSF em função da regulamentação da ANEEL. Desconsiderando o efeito do reconhecimento do ganho do GSF, a linha de custos e despesas aumentou R\$79,8 milhões entre o 4T19 e o 4T20 decorrente da maior compra de energia e da combinação do menor GSF médio (-0,3 p.p.) com o maior de PLD médio SE/CO (R\$352,9/MWh no 4T20 vs. R\$272,8/MWh no 4T19).

Os gastos com PMS ficaram em linha em comparação com o mesmo trimestre do ano anterior.

No 4T20 foi reconhecida uma provisão de R\$42,6 milhões referente ao ajuste a valor justo da participação da Light Energia na Guanhães Energia, impactando a linha Outras Receitas/Despesas operacionais no período.

5.2.2. Resultado Financeiro da Light Energia

Resultado Financeiro (R\$ MM)	4T20	4T19	Variação 4T20/4T19	2020	2019	Variação 2020/2019
Receitas Financeiras	5	7	-31,3%	348	98	255,2%
Juros sobre Aplicações Financeiras	5	7	-34,3%	17	36	-54,0%
Operações de Swap	-	-	-	324	61	429,0%
Encargos Repasse Financiamento (moeda nacional)	-	-	-	7	-	-
Outras Receitas Financeiras	-	-	-	0	1	-78,4%
Despesas Financeiras	(234)	(74)	215,3%	(690)	(173)	298,0%
Encargos da dívida (Moeda Nacional)	(1)	(1)	1,8%	(2)	(15)	-84,7%
Encargos da dívida (Moeda Estrangeira)	(20)	(46)	-56,9%	(74)	(95)	-21,4%
Variação Cambial	93	41	127,0%	(245)	(13)	1800,3%
Operações de Swap	(92)	(55)	66,8%	-	-	-
Atualização pela Selic P&D/PEE/FNDCT	(0)	(0)	-67,7%	(0)	(1)	-46,2%
Atualização do GSF	(210)	(11)	1729,8%	(360)	(39)	811,0%
Outras Despesas Financeiras (inclui IOF)	(5)	(1)	253,8%	(8)	(10)	-21,9%
Total	(229)	(67)	242,8%	(342)	(75)	353,7%

No 4T20, o resultado financeiro foi negativo em R\$229 milhões, frente a um resultado negativo de R\$67 milhões no mesmo período do ano anterior. O principal motivo para essa piora foi a atualização da parcela passiva do GSF, a qual é corrigida pelo IGP-M, que no período aumentou 7,64%.

5.2.3. Resultado Líquido da Light Energia

Lucro/Prejuízo Líquido (R\$MM)	4T20	4T19	Variação 4T20/4T19	2020	2019	Variação 2020/2019
Resultado Light Energia (sem Participações)	203	63	220,2%	423	322	31,5%
Guahães - Equivalência Patrimonial	(0)	-	-	(2)	5	-
Renova Energia - Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	-
Lucro/Prejuízo Líquido	202	63	219,6%	422	327	29,0%

¹² 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.

A Light Energia, excluindo participações, obteve um lucro líquido de R\$202 milhões no 4T20 frente a um lucro de R\$63 milhões no 4T19. Com a venda da participação na Renova, em outubro de 2019, a Light Energia não tem mais exposição de Equivalência Patrimonial relacionada a esse ativo.

6. Lightcom - Comercialização

6.1. Desempenho Operacional da Lightcom

Destaques Operacionais	4T20	4T19	Variação 4T20/4T19	2020	2019	Variação 2020/2019
Volume Comercializado - MWm	695	689	0,9%	644	665	-3,0%
Preço Médio de Venda (Líquido de Impostos) - R\$/MWh	197,4	190,6	3,6%	185,9	192,8	-3,6%

O volume comercializado no 4T20 permaneceu em linha em relação ao 4T19.

O preço médio de venda neste período aumentou 3,6% em relação ao praticado no 4T19, em função do maior preço de mercado para operações de curto prazo.

6.2. Desempenho Financeiro da Lightcom

Informações Financeiras Seleccionadas (R\$ MM)	4T20	4T19	Variação 4T20/4T19	2020	2019	Variação 2020/2019
Receita Operacional Líquida	303	290	4,4%	1.024	1.123	-8,8%
Revenda	303	290	4,4%	1.024	1.100	-7,0%
Outros	0	0	-5,1%	1	23	-97,7%
Despesas Operacionais	(288)	(256)	12,2%	(965)	(1.248)	-22,7%
Pessoal	(1)	(1)	10,3%	(5)	(4)	23,4%
Material e Serviço de Terceiro	(1)	(0)	1084,2%	(2)	(0)	388,7%
Outros	(0)	(0)	-19,5%	(1)	(1)	0,5%
Energia Comprada	(285)	(255)	11,8%	(957)	(965)	-0,9%
Provisões - PECLD Renova	-	-	-	-	(278)	-
EBITDA Ajustado	15	33	-55,4%	59	(126)	-
Margem EBITDA	4,9%	11,5%	-6,61 p.p.	5,8%	-11,2%	16,97 p.p.
Resultado Financeiro	1	1	6,1%	3	28	-89,4%
Receita Financeira	1	1	9,9%	3	30	-88,9%
Despesa Financeira	(0)	(0)	59,5%	(0)	(2)	-80,0%
Resultado antes do IR e CS	16	35	-53,4%	62	(97)	-
Lucro/Prejuízo Líquido	8	23	-65,5%	38	(64)	-

A Comercializadora registrou um EBITDA de R\$15 milhões no 4T20 vs. um EBITDA de R\$33 milhões no 4T19 em virtude do maior gasto com a compra de energia. O Lucro Líquido foi de R\$8 milhões. No ano, o EBITDA e o Lucro Líquido foram de R\$59 milhões e R\$38 milhões, respectivamente, acima da expectativa da Companhia.

7. Endividamento

R\$ MM	Custo	Circulante	%	Não Circulante	%	Total	%
Light SESA		1.828	100,0%	6.636	100,0%	8.464	100,0%
Moeda Nacional		1.411,9	77,3%	5.280,3	79,6%	6.692,2	79,1%
Debêntures 8ª Emissão	CDI + 1,18%	39,2	2,1%	195,8	3,0%	235,0	2,8%
Debêntures 9ª Emissão Série A	CDI + 1,15%	250,0	13,7%	-	0,0%	250,0	3,0%
Debêntures 9ª Emissão Série B	IPCA + 5,74%	222,8	12,2%	445,7	6,7%	668,5	7,9%
Debêntures 13ª Emissão	IPCA + 7,44%	-	0,0%	518,9	7,8%	518,9	6,1%
Debêntures 15ª Emissão Série 1	IPCA + 6,83%	-	0,0%	585,0	8,8%	585,0	6,9%
Debêntures 15ª Emissão Série 2	CDI + 2,20%	80,0	4,4%	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	6,4%	423,0	5,0%
Debêntures 16ª Emissão Série 3	CDI + 1,35%	-	0,0%	62,5	0,9%	62,5	0,7%
Debêntures 17ª Emissão Série 1	CDI + 1,50%	-	0,0%	500,4	7,5%	500,4	5,9%
Debêntures 17ª Emissão Série 2	CDI + 1,75%	-	0,0%	50,0	0,8%	50,0	0,6%
Debêntures 17ª Emissão Série 4	IPCA + 5,25%	-	0,0%	157,0	2,4%	157,0	1,9%
Debêntures 18ª Emissão	CDI + 2,51%	400,0	21,9%	-	0,0%	400,0	4,7%
Debêntures 19ª Emissão	IPCA + 5,8%	-	0,0%	516,7	7,8%	516,7	6,1%
Debêntures 20ª Emissão	IPCA + 5,0867%	-	0,0%	618,0	9,3%	618,0	7,3%
Nota Promissória - 5ª NP Sesa	CDI + 1,25%	100,0	5,5%	100,0	1,5%	200,0	2,4%
CCB IBM 2019	CDI	0,4	0,0%	-	0,0%	0,4	0,0%
BNDES (CAPEX) TJLP **	TJLP + 2,78%	8,5	0,5%	-	0,0%	8,5	0,1%
BNDES (CAPEX) SELIC **	Selic + 2,78%	5,8	0,3%	-	0,0%	5,8	0,1%
BNDES (CAPEX) TLP **	IPCA + 6,14%	42,1	2,3%	182,4	2,7%	224,5	2,7%
BNDES (CAPEX) Pré-fixada **	6,00%	13,9	0,8%	37,2	0,6%	51,1	0,6%
BNDES Olimpíadas TJLP **	TJLP + 2,89%	5,3	0,3%	-	0,0%	5,3	0,1%
BNDES Olimpíadas SELIC **	SELIC + 2,58%	1,9	0,1%	-	0,0%	1,9	0,0%
BNDES Olimpíadas Pré-fixada **	3,50%	1,6	0,1%	3,2	0,0%	4,8	0,1%
FINEP - Inovação e Pesquisa	4,00%	23,2	1,3%	9,7	0,1%	32,9	0,4%
FIDC 2018 Série A	CDI + 1,20%	189,4	10,4%	557,3	8,4%	746,7	8,8%
FIDC 2018 Série B	IPCA + 5,75%	88,3	4,8%	220,6	3,3%	308,9	3,6%
Outros	-	(60,4)	-3,3%	(115,5)	-1,7%	(176,0)	-2,1%
Moeda Estrangeira *		415,7	22,7%	1.355,7	20,4%	1.771,4	20,9%
Tesouro Nacional	64,05% CDI	-	0,0%	13,5	0,2%	13,5	0,2%
Citibank	CDI + 1,50%	415,7	22,7%	-	0,0%	415,7	4,9%
Emissão de Bonds	142,79% CDI	-	0,0%	1.351,1	20,4%	1.351,1	16,0%
Outros	-	-	0,0%	(9,0)	-0,1%	(9,0)	-0,1%
Light Energia		423,2	100,0%	697,2	100,0%	1.120,4	100,0%
Moeda Nacional		7,5	1,8%	26,1	3,7%	33,6	3,0%
Debêntures 3ª Emissão	CDI + 1,18%	2,5	0,6%	12,5	1,8%	15,0	1,3%
CCB Santander Lajes	CDI + 2,40%	5,0	1,2%	13,7	2,0%	18,7	1,7%
Outros	-	(0,0)	0,0%	(0,1)	0,0%	(0,1)	0,0%
Moeda Estrangeira *		415,7	98,2%	671,0	96,3%	1.086,8	97,0%
Citibank	CDI + 1,30%	415,7	98,2%	-	0,0%	415,7	37,1%
Emissão de Bonds	143,01% CDI	-	0,0%	675,6	96,9%	675,6	60,3%
Outros	-	-	0,0%	(4,5)	-0,7%	(4,5)	-0,4%
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		2.251		7.333		9.584	

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

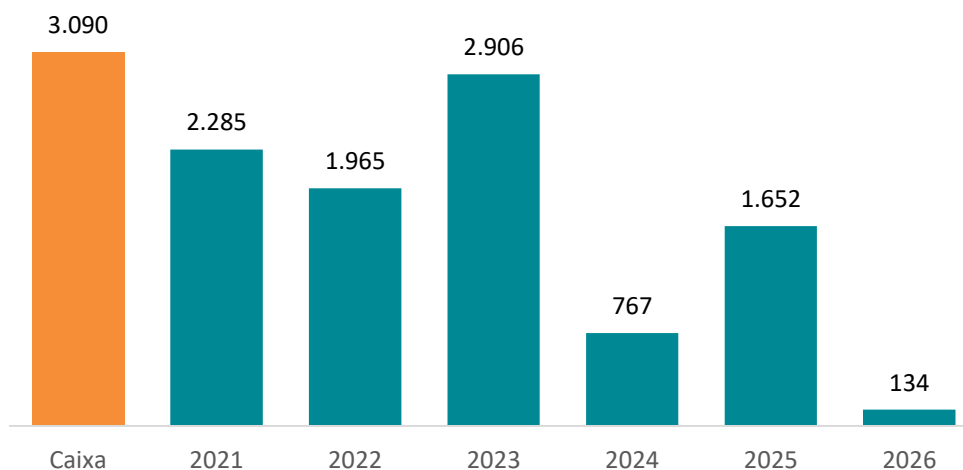
** Foi considerado o custo médio das *tranches* de cada operação.

7.1. Light S.A.

R\$ MM	Light SESA	Light Energia	Conecta	Outros Light S.A.	Light S.A. 4T20	Light S.A. 3T20	Δ %
Moeda Nacional	6.692	34	0	0	6.726	6.835	-1,6%
Moeda Estrangeira	1.771	1.087	0	0	2.858	3.103	-7,9%
(+) Empréstimos e Financiamentos	3.265	1.106	0	0	4.371	4.814	-9,2%
(+) Debêntures	5.198	15	0	0	5.213	5.123	1,8%
(+) Juros Devidos	91	8	0	0	100	211	-52,8%
(+) Operações de Swap	(718)	(398)	0	0	(1.117)	(1.425)	-21,6%
Dívida Bruta	7.837	730	0	0	8.567	8.724	-1,8%
(-) Disponibilidades	1.826	1.092	16	156	3.090	2.969	4,1%
Dívida Líquida	6.011	(361)	(16)	(156)	5.478	5.754	-4,8%

A dívida líquida consolidada no final do 4T20 era de R\$5.478 milhões, 4,8% abaixo da posição registrada no 3T20, de R\$5.754 milhões.

Amortização dos empréstimos, financiamentos e debêntures (R\$MM)
Prazo médio: 2,4 anos



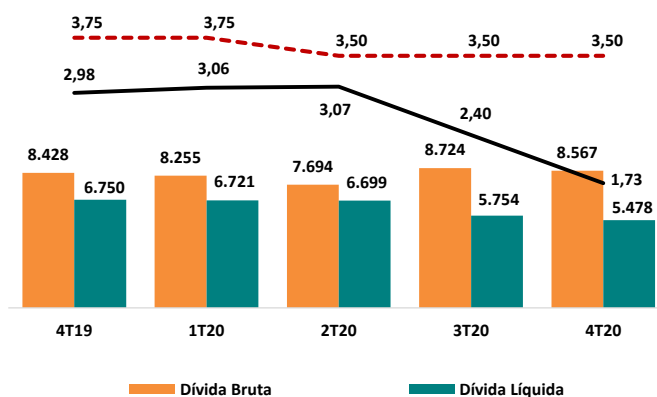
A atual robustez do Caixa traz à Companhia a tranquilidade necessária para fazer frente às amortizações de dívida de 2021. Com o recebimento dos recursos do *follow-on* em janeiro/21, no valor R\$1,34 bilhão, reforçamos ainda mais o Caixa da Companhia, que irá contribuir para o bom andamento das atividades de *liability management*.

O indicador de *covenants* Dívida Líquida/EBITDA encerrou o 4T20 em 1,73x, menor do que no 3T20 (2,40x), 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.

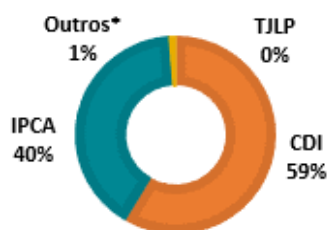
Atualmente, a Companhia está em bem abaixo do limite de *covenants* estabelecido contratualmente para a maioria dos contratos, que é de 3,75x.

Com relação ao indicador EBITDA/Juros, a Companhia encerrou o 4T20 no patamar de 5,80x, acima do limite contratual mínimo para a maioria dos contratos, de 2,0x.

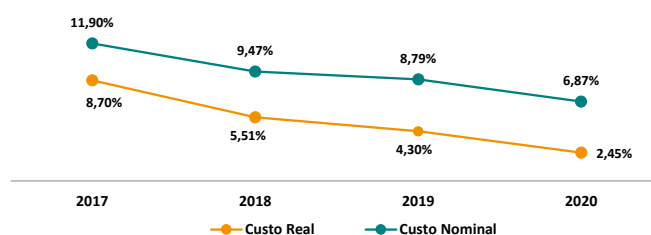
Dívida bruta e líquida consolidada (R\$ milhões)



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		dez/20	set/20	jun/20	mar/20	dez/19
Empréstimos e Financiamentos	+	4.417	4.864	4.875	4.837	4.334
Custos de Operações Financeiras de Empréstimos e Financiamentos	-	(45)	(49)	(53)	(57)	(55)
Encargos Devidos de Empréstimos e Financiamentos	+	39	90	41	79	28
Debêntures	+	5.292	5.210	4.143	4.519	4.487
Custos de Operações Financeiras de Debêntures	-	(79)	(87)	(60)	(66)	(71)
Encargos Devidos de Debêntures	+	60	120	63	108	43
Operação de Swap	+	(1.117)	(1.425)	(1.315)	(1.166)	(338)
Dívida Bruta	=	8.567	8.724	7.694	8.255	8.428
Disponibilidades	-	3.090	2.969	995	1.534	1.678
Dívida Líquida (a)	=	5.478	5.754	6.699	6.721	6.750
EBITDA CVM (12 meses)		2.383	1.030	1.602	1.754	1.875
Equivalência Patrimonial (12 meses)	-	(28)	(44)	37	(50)	(38)
Provisões (12 meses)	-	(912)	(1.393)	(1.718)	(1.586)	(1.540)
Outras Receitas/Despesas Operacionais (12 meses)	-	(82)	(42)	(47)	(49)	(49)
Valor justo do ativo indenizável da concessão (12 meses)	+	(243)	(114)	(60)	(154)	(153)
Outras Receitas - crédito PIS/COFINS (12 meses)	-	-	-	1.086	1.086	1.086
EBITDA para Covenants (12 meses) (b)	=	3.162	2.395	2.184	2.199	2.262
Juros (c)		545	572	612	649	669
Dívida Líquida/EBITDA para covenants (a/b)		1,73	2,40	3,07	3,06	2,98
Limite Superior Contratual Dívida Líquida/EBITDA		3,75	3,75	3,75	3,75	3,75
EBITDA para covenants/Juros (b/c)		5,80	4,18	3,57	3,39	3,38
Limite Inferior Contratual EBITDA/Juros		2,00	2,00	2,00	2,00	2,00

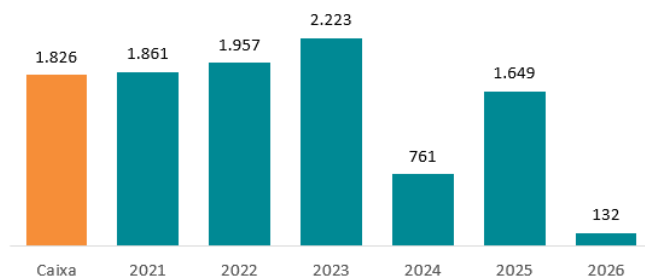
Ratings corporativos

Ratings	Escala		Data de Publicação
	Nacional	Internacional	
Fitch	AA-	BB-	21/01/2021
Standard & Poors	AA+	-	15/07/2019
Moody's	A2.br	Ba3	30/09/2020

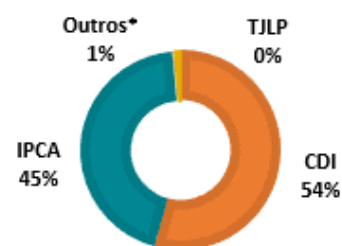
7.2. Abertura do Endividamento

Light SESA

Amortização¹(R\$MM)
prazo médio: 2,5 anos

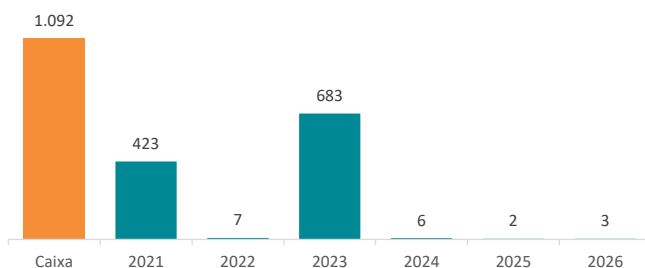


Indexadores de dívida²



Light Energia

Amortização¹ (R\$MM)
prazo médio: 1,8 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

8. Investimento Consolidado

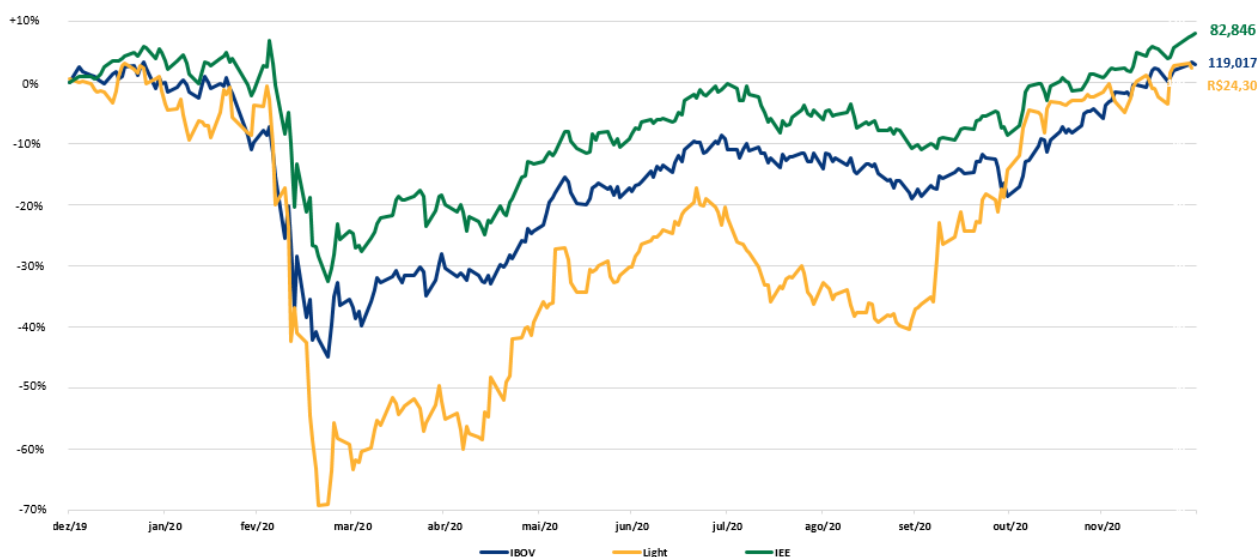
Investimento Consolidado (R\$MM)	4T20	4T19	Variação 4T20/4T19	2020	2019	Variação 2020/2019
Distribuição	201	211	-4,6%	745	733	1,6%
Engenharia	113	135	-15,9%	456	504	-9,6%
Comercial	88	76	15,4%	289	229	26,3%
Ativos Não Elétricos	45	36	25,3%	104	82	26,3%
Geração (Light Energia & Lajes)	62	35	76,1%	100	69	43,6%
Total	308	282	9,2%	949	885	7,2%
Aportes	1	4	-86,7%	1	54	-97,6%
Belo Monte	0	0	44,4%	0	0	18,6%
Itaocara	1	1	-36,0%	1	24	-94,9%
Guanhães	-	-	-	-	21	-
Axxiom	-	3	-	-	9	-
Total do Investimento (incluindo aportes)	309	287	7,8%	950	939	1,2%

O Capex consolidado da Companhia, excluindo os aportes, foi 9,2% maior que o realizado no 4T19. No 4T20, destacamos as obras no vertedouro da UHE Ilha dos Pombos, que totalizou R\$32,6 milhões no período.

9. Mercado de Capitais

As ações da Light S.A. (LIGT3) estavam cotadas a R\$24,30 ao final de dezembro/20. O valor de mercado da Companhia encerrou o trimestre em R\$7,4 bilhões.

Performance da ação da Light vs. Ibovespa vs. IEE
Base 100 em 31/12/19



Informações do Mercado	4T20	4T19
Média do Volume Negociado - LIGT3 (R\$MM)	61,5	47,0
Média da Cotação por ação - LIGT3 (R\$ / ação)	21,10	20,1
ADTV 90 dias (R\$MM)	54,6	44,1
Variação no preço - LIGT3	67,6%	24,9%
Variação no preço - IEE	20,8%	12,9%
Variação no preço - IBOV	25,8%	11,1%

10. 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 de 2021 a Light foi selecionada para compor a carteira do **Índice Carbono Eficiente (ICO2 B3)**, demonstrando o comprometimento com a transparência das nossas emissões.

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	4T20	4T19	Variação 4T20/4T19	2020	2019	Variação 2020/2019
Ambiental						
% de sites certificados SGI (Light Energia)	100%	100%	0,0 p.p.	100%	100%	0,0 p.p.
% de sites certificados SGA (Light SESA)	88%	88%	0,0 p.p.	88%	88%	0,0 p.p.
% de geração proveniente de fontes renováveis	100%	100%	0,0 p.p.	100%	100%	0,0 p.p.
Consumo de água por empregado (m ³)	4,30	5,71	-24,7%	17,39	26,28	-33,8%
Consumo de energia elétrica por empregado (MWh)	10,79	5,70	89,5%	26,29	22,93	14,6%
Social						
Colaboradores próprios	5.531	5.062	9,3%	5.531	5.062	9,3%
Colaboradores terceirizados	6.446	7.417	-13,1%	6.446	7.417	-13,1%
% de mulheres na Light	18,3%	20,9%	-2,6 p.p.	18,3%	20,9%	-2,6 p.p.
% de mulheres em cargos de liderança	27,3%	22,2%	5,1 p.p.	27,3%	22,2%	5,1 p.p.
Média de horas de treinamento por empregado	11,6	14,6	-20,5%	51,0	36,7	39,0%
Taxa de rotatividade	2,7%	2,5%	0,2 p.p.	13,0%	8,8%	4,2 p.p.
Taxa de frequência de acidentes	2,46	2,42	1,7%	2,22	3,27	-32,1%
Taxa de gravidade de acidentes	100	117	-14,5%	75	130	-42,3%
Reclamações por total de clientes	11,40%	10,43%	0,97 p.p.	39,71%	64,92%	-25,2 p.p.
Governança						
% de conselheiros independentes	88,9%	62,5%	26,4 p.p.	88,9%	62,5%	26,4 p.p.
% de mulheres na Alta Administração	25,0%	21,4%	3,6 p.p.	25,0%	21,4%	3,6 p.p.
Ações em poder da Alta Administração	48.000	67.300	-28,7%	37.750	67.300	-43,9%
Idade média da Alta Administração	57	53	7,5%	57	53	7,5%
Outros						
Rede de distribuição (km)	79.640	78.765	1,1%	79.640	78.765	1,1%
Investimento em Eficiência Energética (R\$ MM)	11,74	12,29	-4,5%	39,05	31,36	24,5%
Investimento em P&D (R\$ MM)	6,42	8,60	-25,3%	21,91	29,13	-24,8%
Universalização do acesso à energia elétrica	100%	100%	0,0 p.p.	100%	100%	0,0 p.p.

Entre as principais variações verificadas no trimestre, destacamos:

- Aumento no número de conselheiros independentes no Conselho de Administração, retratando a mudança da estrutura acionária, com o ingresso/saída de investidores. Atualmente, dos nove

conselheiros, temos um representante dos empregados e todos os demais são independentes. Adicionalmente, a Alta Administração é formada por 1/4 de mulheres.

- Pequeno aumento na taxa de frequência de acidentes em função de uma diminuição de horas trabalhadas no período no ano de 2020. Mantivemos as fiscalizações de segurança de campo e as ações de mudança de cultura, que permitiram reduções expressivas nas taxas de frequência e de gravidade de acidentes ao longo do ano de 2020.
- Redução no número de terceiros em função da primarização de atividades, o que elevou ao aumento de número de funcionários próprios, e do saneamento de contratos com fornecedores a partir da verificação do quantitativo previsto e do quadro efetivo na Light.
- Redução do percentual de mulheres no quadro da Light em função do processo de primarização de agentes de relacionamento, eletricitistas e técnicos, onde candidatos homens são predominantes. Por outro lado, houve o aumento do número de mulheres em cargo de liderança.
- Redução na média de horas de treinamento em comparação ao 4T19 em função de termos iniciado o processo de primarização das equipes de recuperação de energia no final de 2019. Por sua vez, no 4T10 realizamos treinamentos para as equipes primarizadas de corte e religação. A diferença está na carga horária do treinamento realizado e na quantidade de equipes treinadas. No ano, o aumento dos treinamentos em decorrência da primarização foi de 39%.
- Aumento no registro das reclamações devido ao aumento das reclamações improcedentes nos últimos meses. Contudo, no ano verificamos uma redução significativa de mais de 25 p.p. relacionada ao novo modelo de gestão implantado pela Companhia com foco no mapeamento da causa raiz dos principais ofensores, bem como na criação de planos de ação voltados à melhoria de processos.
- Aumento do consumo médio de energia em função de efeito não-recorrente ligado a faturamento de energia própria.
- Redução dos investimentos em P&D em virtude dos impactos ocasionados pela pandemia do Coronavírus na execução dos projetos, sobretudo pelas universidades parceiras, que tiveram seus laboratórios fechados ao longo do ano. Além disso, a prospecção de novos projetos foi impactada em virtude da Medida Provisória 998/20, que direciona recursos de P&D para a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e que deixou em aberto a possibilidade de direcionarmos recursos para projetos ainda não aprovados.
- Redução do investimento em eficiência energética no último trimestre em função da maior parte dos contratos e desembolsos iniciais dos projetos aprovados nas Chamadas Públicas de Projetos terem tido realizados até o 3T20.

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)	4T20	4T19	Variação 4T20/4T19	2020	2019	Variação 2020/2019
Lucro/Prejuízo Líquido (A)	434	(366)	-	692	1.328	-47,9%
IR/CS (B)	(144)	42	-	(760)	(96)	690,2%
IR/CS DIFERIDO (C)	(88)	182	-	404	(565)	-
EBT (A - (B + C))	666	(591)	-	1.048	1.989	-47,3%
Depreciação e Amortização (D)	(146)	(147)	-1,2%	(591)	(587)	0,6%
Despesa Financeira Líquida (E)	(401)	(314)	27,8%	(734)	702	-
EBITDA CVM ((A) - (B) - (C) - (D) - (E))	1.213	(130)	-	2.372	1.875	26,5%

ANEXO III – Demonstração de Resultado

Light SESA

Demonstração do Resultado (R\$ MM)	4T20 Recorrente	4T20	4T19 Recorrente	4T19	Varição 4T20/4T19 Recorrente	2020 Recorrente	2020	2019 Recorrente	2019	Varição 2020/2019 Recorrente
Receita Operacional Bruta	5.290	5.749	4.560	4.560	16,0%	18.304	18.763	18.313	19.399	0,0%
Fornecimento de Energia	3.811	3.811	3.906	3.906	-2,4%	14.110	14.110	15.178	15.178	-7,0%
CVA	458	458	(163)	(163)	-	713	713	(69)	(69)	-
Receita de Construção	217	217	198	198	9,8%	788	788	726	726	8,5%
Outras Receitas	804	1.263	619	619	29,9%	2.693	3.152	2.477	3.564	8,7%
Deduções da Receita Operacional	(1.885)	(1.927)	(1.675)	(1.675)	12,5%	(6.956)	(6.998)	(7.487)	(7.487)	-7,1%
Receita Operacional Líquida	3.405	3.822	2.884	2.884	18,1%	11.348	11.765	10.826	11.912	4,8%
Custo do Serviço de Energia Elétrica	(2.682)	(2.682)	(2.136)	(2.136)	25,5%	(8.680)	(8.680)	(8.212)	(8.212)	5,7%
Energia elétrica comprada para revenda	(2.100)	(2.100)	(1.703)	(1.703)	23,4%	(6.691)	(6.691)	(6.586)	(6.586)	1,6%
Encargos de conexão e uso da rede	(365)	(365)	(236)	(236)	54,6%	(1.201)	(1.201)	(900)	(900)	33,4%
Custo de construção	(217)	(217)	(198)	(198)	9,8%	(788)	(788)	(726)	(726)	8,5%
Custo/Despesa Operacional	(369)	(463)	(424)	(967)	-13,0%	(1.627)	(1.721)	(1.579)	(2.122)	3,1%
Pessoal	(93)	(93)	(93)	(93)	0,4%	(385)	(385)	(389)	(389)	-0,9%
Material	(8)	(8)	(5)	(5)	59,1%	(28)	(28)	(22)	(22)	28,2%
Serviços de terceiros	(113)	(113)	(125)	(125)	-9,5%	(455)	(455)	(517)	(517)	-12,1%
Provisões	(176)	(270)	(209)	(752)	-15,7%	(817)	(911)	(718)	(1.261)	13,8%
Outros	22	22	9	9	156,2%	57	57	67	67	-14,2%
EBITDA Ajustado	354	677	324	(219)	9,4%	1.041	1.364	1.035	1.578	0,6%
Depreciação e amortização	(131)	(131)	(133)	(133)	-1,2%	(534)	(534)	(530)	(530)	0,7%
Outras receitas/despesas operacionais	(13)	(13)	(5)	(5)	147,8%	(34)	(34)	(32)	(32)	4,7%
Resultado do Serviço	210	533	186	(357)	13,0%	473	796	472	1.016	0,1%
Resultado Financeiro	(151)	(173)	(249)	(249)	-39,2%	(377)	(399)	744	744	-
Receita Financeira	(87)	(109)	44	44	-	770	748	1.766	1.766	-56,4%
Despesa Financeira	(64)	(64)	(293)	(293)	-78,2%	(1.147)	(1.147)	(1.022)	(1.022)	12,3%
Resultado antes dos impostos	59	360	(63)	(606)	-	96	398	1.217	1.761	-92,1%
IR/CS	(38)	(141)	-	-	-	(642)	(745)	2	2	-
IR/CS Diferido	21	21	201	201	-89,7%	623	623	(608)	(608)	-
Lucro/Prejuízo Líquido	41	240	138	(405)	-70,3%	76	275	610	1.154	-87,5%

Light Energia

Demonstração do resultado (R\$ MM)	4T20	4T19	Variação 4T20/4T19	2020	2019	Variação 2020/2019
Receita Operacional Bruta	447	357	25,4%	1.273	1.239	2,7%
Suprimento - Venda de energia própria	223	228	-2,4%	894	921	-2,9%
Suprimento - Energia de Curto Prazo	223	126	76,8%	370	307	20,5%
Outras - TUSD	2	2	-7,2%	9	10	-11,7%
Outras	0	0	-93,3%	1	2	-66,0%
Deduções da Receita Operacional	(41)	(37)	10,7%	(142)	(141)	0,5%
Receita Operacional Líquida	406	320	27,1%	1.131	1.098	3,0%
Custo do Serviço de Energia Elétrica	216	(195)	-	6	(506)	-
Custo/Despesa Operacional	(15)	(15)	-3,5%	(48)	(50)	-3,7%
Pessoal	(5)	(6)	-10,5%	(23)	(25)	-8,9%
Material	(0)	(0)	-20,5%	(1)	(1)	15,4%
Serviços de terceiros	(4)	(6)	-23,0%	(17)	(17)	0,7%
Provisões	(3)	(3)	3,0%	(0)	(1)	-45,6%
Outros	(3)	(1)	108,2%	(7)	(6)	6,9%
EBITDA Ajustado	608	109	456,9%	1.089	542	100,9%
Depreciação e amortização	(14)	(14)	-0,7%	(56)	(57)	-0,3%
Outras receitas/despesas operacionais	(57)	0	-	(58)	(0)	13928,0%
Resultado do Serviço	536	95	462,2%	974	485	100,9%
Equivalência Patrimonial	0	0	548,1%	(0)	5	-
Resultado Financeiro	(229)	(67)	242,8%	(342)	(75)	355,4%
Receita Financeira	(87)	7	-	348	98	255,2%
Despesa Financeira	(142)	(74)	91,4%	(690)	(173)	298,0%
Resultado antes dos Impostos	307	29	975,7%	632	415	52,5%
IR/CS	0	(7)	-	(1)	(98)	-99,3%
IR/CS Diferido	(105)	42	-	(210)	10	-
Lucro/Prejuízo Líquido	202	63	219,6%	422	327	29,2%

ANEXO IV – Resultado Financeiro

Light S.A.

Resultado Financeiro (R\$ MM)	4T20	4T19	Variação 4T20/4T19	2020	2019	Variação 2020/2019
Receitas Financeiras	(194)	54	-	1.097	1.901	-42,3%
Juros sobre Aplicações Financeiras	14	17	-19,6%	48	80	-40,6%
Operações de Swap	(240)	-	-	887	206	331,7%
Acréscimo Moratório sobre débitos	28	21	36,0%	84	80	4,0%
Atualização de ativos e passivos financeiros do setor	(6)	5	-	25	21	18,8%
Atualização de ICMS Base Cálculo PIS/COFINS	3	(0)	-	-	1.461	-
Outras Receitas Financeiras	6	11	-44,8%	24	53	-54,8%
Despesas Financeiras	(207)	(368)	43,8%	(1.830)	(1.200)	52,6%
Encargos da dívida (Moeda Nacional)	(83)	(121)	-31,4%	(343)	(464)	-26,1%
Encargos da dívida (Moeda Estrangeira)	(63)	(142)	-55,8%	(244)	(322)	-24,4%
Variação Monetária	(90)	(20)	353,2%	(136)	(94)	44,1%
Variação Cambial	246	121	103,0%	(637)	(82)	674,1%
Variação Cambial Itaipu	28	4	566,8%	(35)	1	-
Atualização de provisões para contingências	(44)	(5)	735,5%	(55)	(18)	207,7%
Atualização pela Selic P&D/PEE/FNDCT	(1)	(3)	-71,8%	(9)	(13)	-35,6%
Juros sobre Tributos	(2)	(2)	-0,2%	(2)	(9)	-74,8%
Parcelamento- multas e juros Lei.11.941/09 (REFIS)	(0)	0	-	(6)	(3)	97,4%
Atualização do GSF	(210)	(0)	185438,1%	(360)	(23)	1456,9%
Outras Despesas Financeiras (inclui IOF)	11	(47)	-	(4)	(171)	-97,9%
Total	(401)	(314)	27,8%	(734)	702	-

ANEXO V – Balanço Patrimonial

Light S.A. (R\$ milhões)

ATIVO	2020	2019
Circulante	7.974	5.354
Caixa e equivalentes de caixa	653	996
Títulos e valores mobiliários	2.436	682
Consumidores, concessionárias, permissionárias e clientes	3.257	2.537
Estoques	62	60
Tributos e contribuições a recuperar	656	81
Imposto de renda e contribuição social a recuperar	137	135
Ativos financeiros do setor	58	550
Despesas pagas antecipadamente	25	23
Serviços prestados a receber	45	31
Instrumentos financeiros derivativos swap	156	-
Outros créditos	339	260
Ativos classificados como mantidos para venda	147	-
Não Circulante	18.424	18.490
Consumidores, concessionárias, permissionárias e clientes	1.014	1.113
Tributos e contribuições a recuperar	4.420	6.257
Tributos diferidos	450	36
Instrumentos financeiros derivativos swap	960	373
Depósitos vinculados a litígios	242	273
Ativos financeiros do setor	15	113
Ativo financeiro da concessão	5.197	4.748
Ativo de contrato	983	497
Investimentos	366	579
Imobilizado	1.655	1.587
Intangível	2.899	2.837
Ativo de direito de uso	102	77
Ativo Total	26.397	23.844
PASSIVO	2020	2019
Circulante	6.921	5.178
Fornecedores	3.440	2.546
Tributos e contribuições a pagar	167	172
Imposto de renda e contribuição social a pagar	2	38
Empréstimos e financiamentos	1.320	551
Debêntures	1.031	836
Passivos financeiros do setor	-	-
Dividendos a pagar	164	315
Obrigações trabalhistas	91	86
Obrigações por arrendamento	47	32
Outros débitos	659	600
Não Circulante	12.400	12.436
Empréstimos e financiamentos	3.091	3.756
Debêntures	4.243	3.623
Instrumentos financeiros derivativos swap	-	35
Tributos e contribuições a pagar	192	348
Tributos diferidos	408	400
Passivos financeiros do setor	-	-
Participações societárias a descoberto	31	22
Provisões para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios	648	543
Obrigações por arrendamento	59	48
Valores a serem restituídos a consumidores	3.678	3.606
Outros débitos	47	54
Patrimônio Líquido	7.076	6.231
Capital Social	4.051	4.051
Reserva de capital	9	3
Reservas de lucros	2.816	1.958
Ajustes de avaliação patrimonial	304	320
Outros resultados abrangentes	(105)	(101)
Lucros acumulados	-	-
Passivo Total	26.397	23.844

Light SESA (R\$ milhões)

ATIVO	2020	2019
Circulante	5.450	3.780
Caixa e equivalentes de caixa	456	554
Títulos e valores mobiliários	1.370	327
Consumidores, concessionárias, permissionárias e clientes	2.296	1.824
Estoques	56	56
Tributos e contribuições a recuperar	653	77
Imposto de renda e contribuição social a recuperar	84	89
Ativos financeiros do setor	58	550
Despesas pagas antecipadamente	22	21
Serviços prestados a receber	41	31
Instrumentos financeiros derivativos swap	78	-
Outros créditos	335	252
Não Circulante	15.899	16.402
Consumidores, concessionárias, permissionárias e clientes	997	1.090
Tributos e contribuições	4.420	6.257
Tributos diferidos	422	-
Depósitos vinculados a litígios	238	269
Instrumentos financeiros derivativos swap	640	249
Ativos financeiros do setor	15	113
Ativo financeiro de concessões	5.197	4.748
Ativo de contrato	983	497
Outros créditos	120	-
Investimentos	31	29
Imobilizado	276	245
Intangível	2.459	2.833
Ativos de direito de uso	100	74
Ativo Total	21.349	20.182
PASSIVO	2020	2019
Circulante	4.462	3.715
Fornecedores	1.567	1.242
Tributos e contribuições a pagar	150	165
Imposto de renda e contribuição social a pagar	1	1
Empréstimos e financiamentos	891	540
Debêntures	1.028	833
Dividendos a pagar	65	274
Obrigações trabalhistas	82	77
Passivo financeiro do setor	-	-
Obrigações por arrendamento	45	30
Outros débitos	634	552
Não Circulante	11.249	11.310
Empréstimos e financiamentos	2.406	2.896
Debêntures	4.230	3.609
Instrumentos Financeiros derivativos swap	-	18
Passivo financeiro do setor	-	-
Tributos e contribuições a pagar	192	348
Tributos diferidos	-	202
Provisões para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios	641	540
Plano revidenciário	5	-
Obrigações por arrendamento	58	46
Valores a serem restituídos a consumidores	3.678	3.606
Outros débitos	39	46
Patrimônio Líquido	5.638	5.158
Capital Social	4.146	4.146
Reservas de capital	7	7
Reserva especial	-	-
Reservas de lucro	1.585	1.101
Outros resultados abrangentes	(101)	(97)
Prejuízos acumulados	-	-
Passivo Total	21.349	20.182

Light Energia (R\$ milhões)

ATIVO	2020	2019
Circulante	2.268	1.427
Caixa e equivalentes de caixa	165	342
Títulos e valores mobiliários	927	338
Concessionárias, permissionárias e clientes	980	734
Tributos e contribuições	1	2
Imposto de renda e contribuição social a recuperar	9	-
Instrumentos financeiros derivativos swap	78	-
Estoques	6	4
Serviços prestados ao cliente	3	-
Despesas pagas antecipadamente	2	2
Outros créditos	4	5
Ativos classificados como mantidos para venda	94	-
Não Circulante	2.102	1.570
Instrumentos financeiros derivativos swap	320	124
Depósitos vinculados a litígios	4	3
Ativos de direito de uso	2	3
Investimentos	-	136
Imobilizado	1.339	1.301
Intangível	437	2
Ativo Total	4.370	2.998
PASSIVO	2020	2019
Circulante	2.516	1.392
Fornecedores	1.849	1.285
Tributos e contribuições a pagar	15	4
Imposto de renda e contribuição social	1	37
Empréstimos e financiamentos	429	11
Debêntures	3	3
Dividendos a pagar	6	-
Obrigações trabalhistas	189	7
Obrigações por arrendamento	2	1
Outros débitos	23	45
Não Circulante	1.118	1.102
Empréstimos e financiamentos	685	860
Debêntures	12	15
Tributos diferidos	408	199
Instrumentos financeiros derivativos swap	-	16
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	6	3
Obrigações por arrendamento	-	2
Outros débitos	7	8
Patrimônio Líquido	736	503
Capital social	77	77
Reservas de lucro	25	25
Proposta de dividendos adicionais	332	84
Ajustes de avaliação patrimonial	304	320
Outros resultados abrangentes	(4)	(4)
Lucros acumulados	-	-
Passivo Total	4.370	2.998

ANEXO VI – Fluxo de Caixa

Light S.A. (R\$ milhões)

R\$ MM	2020	2019
Caixa Líquido gerado das Atividades Operacionais	2.334	239
Caixa gerado (aplicado) nas operações	1.242	1.894
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	1.048	1.989
Provisão esperada para créditos de liquidação duvidosa	619	1.127
Depreciação e amortização	591	587
Perda na venda ou baixa de intangível, imobilizado, investimento e arrendamento	79	64
Perdas cambiais e monetárias de atividades financeiras	774	177
Provisão e atualização financeira para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios e baixas e atualização financeira de depósitos vinculados a litígios	375	408
Ajuste a valor presente e antecipações de recebíveis	(1)	(1)
Despesa de juros sobre empréstimos, financiamentos e debêntures e amortização dos custos	543	692
Encargos e variação monetária de obrigações pós-emprego		
Juros sobre obrigações de arrendamento	7	8
Variação swap	(887)	(206)
Resultado de equivalência patrimonial	28	38
Atualização financeira dos créditos de PIS e COFINS sobre ICMS	(28)	(2.479)
Opções de ações outorgadas (stock option)	6	3
Perda em investimentos avaliados pelo custo	(3)	(0)
Resultado pela venda de participação	-	-
Reconhecimento do Acordo do GSF – Lei 14.052/2020	(434)	-
Valor justo do ativo financeiro da concessão	(243)	(153)
Constituição e atualização de ativos e passivos financeiros do setor	(1.233)	(360)
Variações nos Ativos e Passivos	1.092	(1.442)
Títulos e valores mobiliários	(18)	(135)
Consumidores, concessionárias e permissionárias	(1.239)	(593)
Dividendos recebidos	7	3
Tributos, contribuições e impostos a recuperar	453	(329)
Ativos e passivos financeiros do setor	1.821	408
Estoques	(2)	(1)
Serviços prestados a receber	(14)	22
Despesas pagas antecipadamente	(2)	7
Depósitos vinculados a litígios	3	(14)
Outros créditos	(200)	(215)
Fornecedores	927	414
Obrigações trabalhistas	4	10
Pagamento das provisões para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios	(243)	(305)
Outros débitos	51	(99)
Instrumentos financeiros derivativos swap	109	195
Juros pagos	(517)	(710)
Imposto de renda e contribuição social pagos	(51)	(101)
Caixa Líquido aplicado nas Atividades de Investimento	(2.707)	(460)
Recebimento pela venda de participação	-	14
Aquisições de bens do ativo imobilizado	(131)	(92)
Aquisições de bens do ativo intangível e do ativo de contrato	(837)	(758)
Aumento de capital nas investidas	(1)	(54)
Resgate de aplicações financeiras	1.620	2.768
Aplicações financeiras	(3.357)	(2.338)
Caixa Líquido aplicado nas Atividades de Financiamento	30	298
Recebimento pela emissão de ações	-	1.825
Pagamento de obrigações por arrendamento	(46)	(38)
Captação e custos de captação de empréstimos, financiamentos e debêntures	1.484	2.201
Amortização de empréstimos, financiamentos e debêntures	(1.408)	(3.651)
Aumento (redução) de Caixa e Equivalentes de Caixa	(343)	289
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	996	707
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício	653	996

Light SESA (R\$ milhões)

R\$ MM	2020	2019
Caixa Líquido gerado das Atividades Operacionais	1.766	(79)
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	397	1.760
Provisão esperada para créditos de liquidação duvidosa	619	850
Depreciação e amortização	534	530
Perda na venda ou baixa de intangível, imobilizado, investimento e arrendamento	31	61
Perdas (ganhos) cambiais e monetárias de atividades financeiras	529	164
Provisão e atualização financeira para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas, regulatórios, baixas e atualização financeira de depósito vinculados a litígios.	371	409
Ajuste a valor presente e antecipações de recebíveis	(0)	(1)
Despesa de juros sobre empréstimos, financiamentos e debêntures	485	611
Juros sobre obrigações de arrendamentos	7	7
Efeito dos créditos de Pis e Cofins sobre ICMS	(28)	(2.479)
Ganho (Perda) em investimentos avaliados pelo custo	(3)	(0)
Variação swap	(564)	(144)
Valor justo do ativo financeiro de concessão	(243)	(153)
Constituição e atualização de ativos e passivos financeiros do setor	(1.233)	(360)
Variações nos Ativos e Passivos	864	(1.332)
Títulos e valores mobiliários	(9)	(108)
Consumidores, concessionárias e permissionárias	(997)	(516)
Tributos, contribuições e impostos líquido	448	(312)
Ativos e passivos financeiros do setor	1.821	408
Estoques	(1)	0
Serviços prestados a receber	(10)	22
Despesas pagas antecipadamente	(1)	7
Depósitos vinculados a litígios	3	(13)
Outros ativos	(202)	(27)
Fornecedores	358	96
Obrigações estimadas	5	9
Pagamento das provisões fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios	(243)	(304)
Outros passivos	76	(103)
Instrumentos financeiro Swap	76	127
Juros pagos	(461)	(619)
Caixa Líquido aplicado nas Atividades de Investimento	(1.904)	(511)
Aquisições de bens do ativo imobilizado	(34)	(27)
Aquisições de bens do ativo intangível e do ativo de contrato	(835)	(757)
Resgate de aplicações financeiras	1.201	1.763
Aplicações financeiras	(2.236)	(1.489)
Caixa Líquido aplicado nas Atividades de Financiamento	40	654
Dividendos pagos	-	(18)
Aumento de capital	-	1.832
Captação de empréstimos, financiamentos e debêntures	1.964	1.867
Amortização de empréstimos, financiamentos e debêntures	(1.880)	(2.991)
Pagamento de obrigações por arrendamento	(44)	(36)
Aumento (redução) de Caixa e Equivalentes de Caixa	(98)	64
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	554	491
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício	456	554

Light Energia (R\$ milhões)

R\$ MM	2020	2019
Caixa Líquido gerado das Atividades Operacionais	514	594
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	632	414
Depreciação e amortização	56	57
Perda na venda ou baixa de intangível / imobilizado	6	0
Perdas cambiais e monetárias (os) de atividades financeiras	245	13
Provisão e atualização financeira para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas e baixas e atualizações financeiras de depósitos judiciais	3	(2)
Juros sobre obrigações de arrendamento	0	0
Despesa de juros sobre empréstimos, financiamentos e debêntures	66	81
Rendimentos sobre mutuo	7	-
Variação swap	(324)	(61)
Perda na Alienação da totalidade da participação em controladas em conjunto	43	-
Repactuação do GSF na Light Energia – Lei 14.052/2020	(434)	-
Resultado de equivalência patrimonial	0	(5)
Variações nos Ativos e Passivos	213	97
Títulos e valores mobiliários	(8)	(24)
Concessionárias e permissionárias	(246)	(71)
Tributos, contribuições e impostos, líquido	4	(12)
Serviços prestados a receber	(3)	-
Estoques	(2)	(1)
Despesas pagas antecipadamente	(0)	0
Depósitos vinculados a litígios	(0)	(1)
Outros ativos	(7)	(1)
Fornecedores	564	272
Obrigações trabalhistas	(0)	0
Pagamento de provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	(0)	(1)
Outros débitos	(21)	4
Instrumentos financeiros derivativos swap	33	68
Juros pagos	(63)	(91)
Imposto de renda e contribuição social pagos	(38)	(45)
Caixa Líquido aplicado nas Atividades de Investimento	(682)	83
Aquisições de bens do ativo imobilizado	(99)	(65)
Aquisições de bens do ativo intangível	(2)	(0)
Resgate de aplicações financeiras	373	977
Aplicações financeiras	(954)	(808)
Aplicações/aquisições no investimento permanente	-	(21)
Caixa Líquido aplicado nas Atividades de Financiamento	(9)	(425)
Dividendos pagos	-	(100)
Captação de empréstimos, financiamentos e debêntures	20	334
Amortização de empréstimos, financiamentos e debêntures	(27)	(658)
Pagamento de obrigações por arrendamento financeiro	(2)	(2)
Aumento (redução) de Caixa e Equivalentes de Caixa	(177)	252
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	342	90
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício	165	342

4Q20 | EARNINGS

RE SULTS

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



RESULTS PRESENTATION

MARCH 19TH, 2021

Portuguese (w/ translation to English)
2:00 pm (Brasília) - 1:00 pm (EST)
Zoom ID: 833 1141 7505

RECURRING EBITDA
R\$974 MM

RECURRING NET INCOME
R\$235 MM

NET DEBT
R\$5,478 MM

LIGT
B3 LISTED NM

IBRX100 B3

IEE B3

ISE B3

ICO2 B3

Rio de Janeiro, March 18, 2021.

Light continues to deliver good results in all business lines

Notwithstanding a challenging scenario in the quarter and year, we made progress in the plan for the operating improvement in the Distribution Company and achieved good results in the Generation Company and in the Trading Company

Financial Highlights (excluding non-recurring and extraordinary effects)

- **Consolidated EBITDA totaled R\$974 million in 4Q20**, representing an increase of R\$510 million, or 109.9%, compared to recurring results in 4Q19. This increase is primarily due to the recognition of **the recorded GSF intangible asset by the Generation Company**, as well as to the **operating improvement in the Distribution Company**.
- **EBITDA of Light SESA totaled R\$354 million**, an increase of R\$30 million compared to the same period in 2019, especially due to the **increased VNR (R\$128 million)**, the **decrease in the provision for judicial proceedings (R\$45 million)** and a **lower PMS (R\$9 million)**, even though PECLD deteriorated as a result of the pandemic and the market contracted in relation to 4Q19.
- **EBITDA of Light Energia totaled R\$608 million**, representing a 442.4% increase compared to 4Q19, due to the recognition of R\$433.8 million as a result of the **recording of the GSF intangible asset**, pursuant to **ANEEL regulations**.
- **In 4Q20, consolidated net income totaled R\$235 million**, compared to a net loss of R\$48 million in 4Q19. We highlight the results of the Distribution Company and the Generation Company, which increased by R\$87 million and R\$179 million, respectively.
- **Consolidated PMSO decreased by R\$25 million compared to PMSO in 4Q19**, representing a 10.6% decrease. In 4Q20, **consolidated PMS decreased by R\$12 million**, or 5.0%. In 2020, **PMS decreased by R\$62 million**.
- **In 4Q20, PECLD totaled R\$99 million (compared to R\$88 million in 4Q19), accounting for 3.9% of gross revenue (12 months)**. The index was in line with that recorded in September 2020, still reflecting the impacts of the pandemic on the collection performance. In 2020, the impact of the pandemic on PECLD was R\$168 million.
- **In 4Q20, the Net Debt/EBITDA ratio was 1.73x**, well below the 2.40x ratio recorded in 3Q20. **In the end of December 2020, net debt totaled R\$5,478 million**, representing a 4.8% decrease compared to R\$5,754 million in September 2020.
- **At the end of 2020, consolidated cash totaled R\$3,090 million**, compared to a debt amount of R\$2,285 million payable by the end of 2021. 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 **liability management** activities.

Financial Highlights (R\$ MN)	4Q20 Recurring	4Q19 Recurring	% Change 4Q20/4Q19	2020 Recurring	2019 Recurring	% Change 2020/2019
Net Revenue*	3,670	3,098	18.5%	11,869	11,555	2.7%
PMSO	211	236	-10.6%	884	935	-5.5%
EBITDA	974	464	110.0%	2,172	1,693	28.3%
EBITDA Margin**	26.5%	15.0%	11.6 p.p.	18.3%	14.6%	3.6 p.p.
Net Income	235	(48)	-	493	178	177.8%
Net Debt/EBITDA - covenants (x)	1.73	2.98	-42.0%	1.73	2.98	-42.0%
PECLD/ROB	3.9%	1.9%	2.0 p.p.	3.9%	1.9%	2.0 p.p.
CAPEX Light	308	282	9.2%	949	885	7.2%
Net operating cash generation	327	213	53.9%	1,998	452	342.4%

* Does not consider construction revenue.

Operating Highlights

- **At the end of 4Q20, total loss on grid load (12 months) was 25.92%, representing a 0.07 p.p. decrease**, compared to 25.99% in September 2020. Total loss on grid load (12 months) decreased by 95 GWh, from 9,087 GWh in 3Q20 to 8,992 GWh in 4Q20. In 2020, total loss on grid load significantly decreased by 744 GWh, of which 1,260 GWh corresponds to the Conventional Treatment Area.
- **The grid load decreased by 2.9% compared to 4Q19, primarily due to the decrease in energy transported to other concessionaires bordering Light's concession area.**
- **The billed market recorded a 2.6% decrease**, due to the decreased **consumption of concessionaires**, as a result of the relocation of a point of operation of the basic network. We continue to see **increased demand in the Residential and Industrial segments, offset by the Commercial segment**, which continues to be affected by the effects of the pandemic, with a slower recovery.
- **In December 2020, Light continued to record good results in the quality of services provided**, in line with the best and largest distribution companies in Brazil. **In 4Q20, DEC (12 months) was 7.04 hours**, while **FEC (12 months) was 4.66x in 4Q20**. Both indicators are below the limits established by ANEEL.
- **The 13.1% decrease in the number of outsourced employees** reflects the strategy to insource labor, especially labor related to the activities to combat losses.

Operational Highlights	4Q20	4Q19	% Change 4Q20/4Q19	2020	2019	% Change 2020/2019
Grid Load* (GWh)	9,060	9,335	-2.9%	34,695	37,394	-7.2%
Billed Market (GWh)	6,654	6,832	-2.6%	25,703	27,658	-7.1%
Sold Energy - Generation (MWm)	521	564	-7.6%	271	540	-49.8%
Commercialized Energy - Com (MWm)	695	689	0.9%	644	665	-3.0%
Total Loss/Grid Load (12 months)	25.92%	26.04%	-0.12 p.p.	25.92%	26.04%	-0.12 p.p.
DEC - Hours (12 Months)	7.04	8.84	-20.4%	7.04	8.84	-20.4%
FEC - Times (12 Months)	4.66	4.91	-5.1%	4.66	4.91	-5.1%
Number of own staff	5,531	5,062	9.3%	5,531	5,062	9.3%
Number of outsourced staff	6,446	7,417	-13.1%	6,446	7,417	-13.1%

* Own Load + Use of Network

Disclaimer

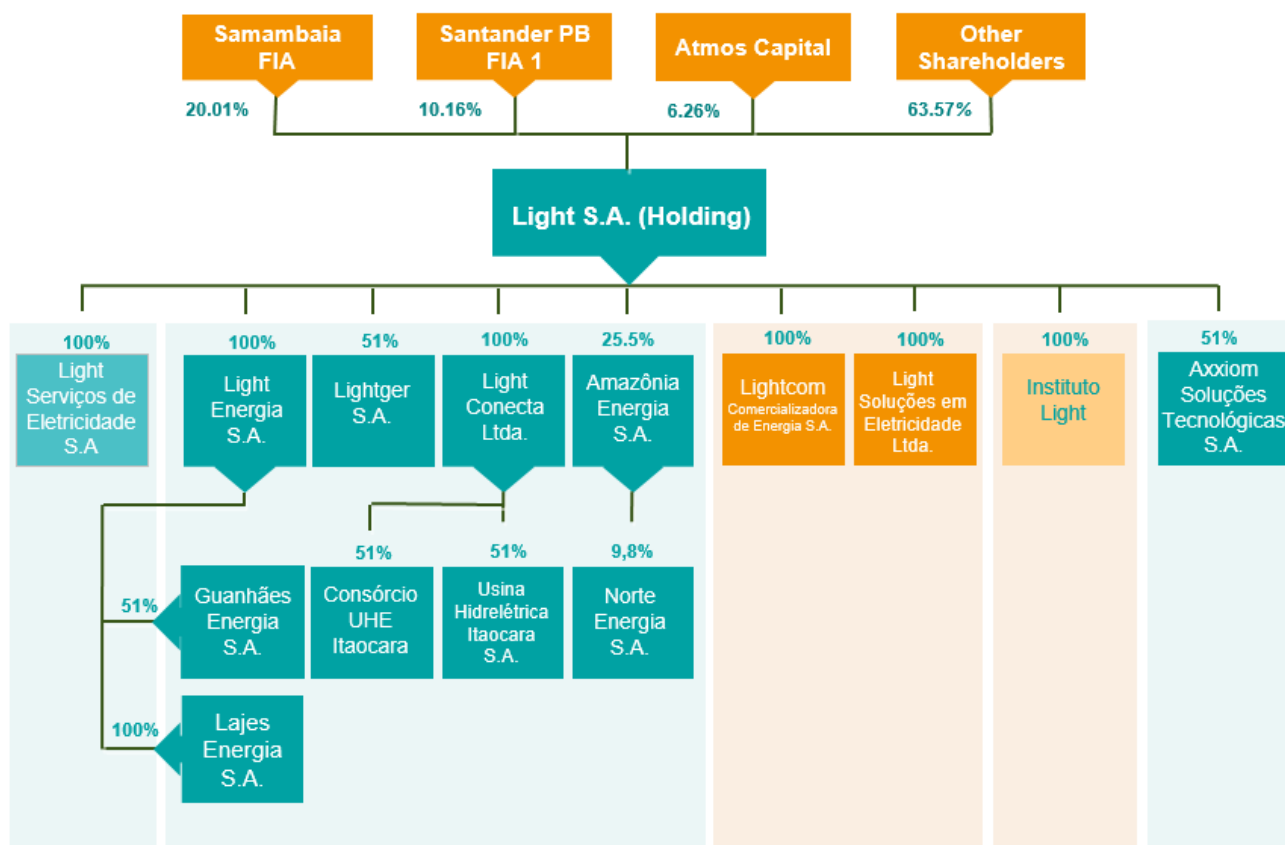
Operating information and information relating to Management's expectations on the future performance of the Company have not been reviewed by the independent auditors. Forward-looking statements are subject to risks and uncertainties. These statements are based on Management's judgment and assumptions 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 and Subsequent Events	5
2.1 Change in the Board of Executive Officers	5
2.2 Change in the Board of Directors	6
2.3 Sale/Acquisition of Equity Interest	6
2.4 Regulation of the Renegotiation of Hydrological Risk (GSF)	7
2.5 Inclusion in ISE B3	7
2.6 Sale of Equity Interest in Guanhões Energia and Lightger	7
2.7 Execution of Agreement with Furnas	8
2.8 Completion of the Follow-on Public Offering of Shares	8
2.9 Rating Upgrade by Fitch Ratings	8
2.10 Settlement of the 21 st Issuance of Debentures of Light SESA	8
2.11 Inclusion in the ICO2 B3	8
2.12 Early Amortization of Light SESA's Debt with BNDES	8
2.13 Definition of the 2021 Tariff Adjustment of Light SESA	9
3. Light S.A. – Consolidated	12
3.1. Consolidated Financial Performance	12
3.2. Consolidated Adjusted/Recurring EBITDA	13
3.3. Consolidated Net Income	14
4. Light SESA – Distribution	16
4.1. Operating Performance	16
4.1.1. Total Light SESA Market (Captive + Free + Concessionaires)	16
4.1.2. Energy Balance	19
4.1.3. Energy Loss	20
4.1.4. Collection	23
4.1.5. Operating Quality	24
4.2. Financial Performance of Light SESA	25
4.2.1. Net Revenue of Light SESA	25
4.2.2. Costs and Expenses of Light SESA	26
4.2.2.1. Manageable Costs and Expenses of Light SESA	26
4.2.2.2. Non-Manageable Costs and Expenses of Light SESA	28
4.2.3. Variation Offset Account – CVA	28
4.2.4. Financial Result of Light SESA	29
5. Light Energia – Generation	30
5.1. Operating Performance	30
5.1.1. Energy Purchases and Sales	30
5.1.2. Level of Contracted/Uncontracted Energy in MWh (Light Energia + Lightcom)	32
5.2. Financial Performance of Light Energia	32
5.2.1. Net Revenue, Costs and Expenses of Light Energia	32
5.2.2. Financial Result of Light Energia	33
5.2.3. Net Income (Loss) of Light Energia	33
6. Lightcom – Trading	34
6.1. Operating Performance of Lightcom	34
6.2. Financial Performance of Lightcom	34
7. Indebtedness	35
7.1. Light S.A.	36
7.2. Debt Breakdown	38
8. Consolidated Investment	39
9. Capital Markets	40
10. Performance in Environmental, Social and Governance Issues (ESG)	40
ANNEX I – Generation Assets	43
ANNEX II – CVM EBITDA Reconciliation	44
ANNEX III – Income Statement	45
ANNEX IV – Statement of Financial Result	47
ANNEX V – Statement of Financial Position	48
ANNEX VI – Statement of Cash Flows	51

1. Profile and Corporate Structure

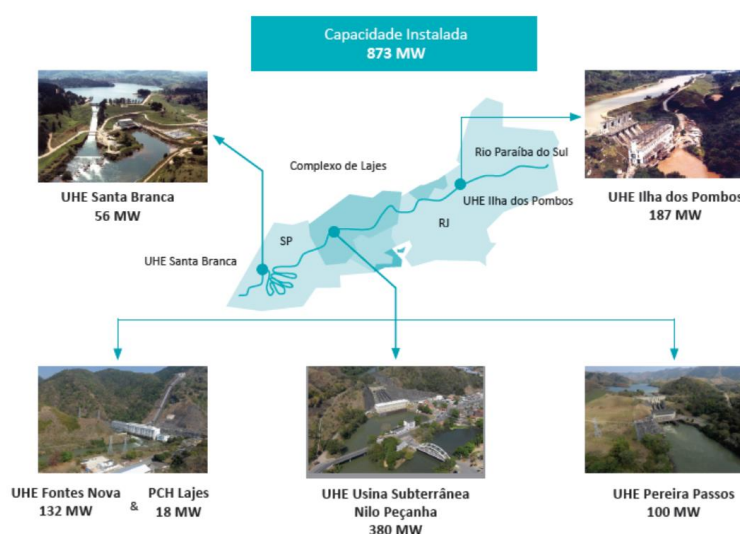
Light is an integrated company of the energy industry in Brazil, headquartered in Rio de Janeiro, operating in the energy generation, distribution and trading segments.



Base date: January 19, 2021

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 Piraí); (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 Guanhões and UHE Belo Monte, the Company has a total installed capacity of 1,188 MW.



2. Material Events in the Period and Subsequent Events

2.1 Change in the Board of Executive Officers

In the last months, the composition of the Board of Executive Officers changed, upon the election of new professionals.

On October 8, 2020, Mr. Raimundo Nonato Alencar de Castro was elected as the Company's Chief Executive Officer, replacing Mrs. Ana Marta Horta Veloso.

Subsequently, Mrs. Carla Ferreira Medrado was elected executive officer on November 23, 2020, and Mr. Daniel Campos Negreiros and Mr. Thiago Freire Guth were elected executive officers on December 9, 2020, replacing Mr. Marcus Pimenta and Mr. Dalmer Souza. Mr. Gisomar Francisco de Bittencourt Marinho was elected executive officer on February 3, 2021.

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 Trading
Carla Ferreira Medrado <i>Officer</i>	People and Management
Daniel Campos Negreiros <i>Officer</i>	Distribution

NAME / TITLE	AREAS OF OPERATION
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

2.2 Change in the Board of Directors

On October 8, 2020, the Company's Board of Directors elected Mr. Firmino Sampaio and Mr. David Zylbersztajn as chairman and vice-chairman of this board, respectively.

In view of the resignation of Mr. Reynaldo Passanezi on January 22, 2021, the Board of Directors elected Mr. Yuiti Matsuo Lopes as member of the Board of Directors on January 27, 2021. The Board of Directors currently comprises:

BOARD OF DIRECTORS
Firmino Ferreira Sampaio Neto* <i>Chairman</i>
David Zylbersztajn* <i>Vice-chairman</i>
Carlos Alberto da Cruz
Carlos Márcio Ferreira*
Carlos Parcias Jr.*
Hélio Paulo Ferraz*
Patrícia Bentes*
Ricardo Reisen de Pinho*
Yuiti Matsuo Lopes*

*Independent member

2.3 Sale/Acquisition of Equity Interest

On October 22, Samambaia FIA IE informed that, as a result of the sale of shares, it became the holder of a 17.53% equity interest in the Company's capital stock. On the same date, Mr. Carlos Alberto Sicupira informed that he purchased shares issued by the Company, in a private transaction, representing 5.00% of our capital stock. He also informed that he indirectly holds shares and derivatives for exclusive financial settlement referenced in shares issued by the Company, totaling 9.90% of the Company's capital stock.

On October 28, 2020, Atmos Capital informed that it became the holder of 5.62% of the Company's capital stock. On November 4, 2020, Mr. Carlos Alberto Sicupira informed that he transferred all the shares issued by the Company and directly held by him, representing 5.00% of the Company's capital stock. He also informed that he became the indirect holder of shares and derivatives for exclusive financial settlement referenced in shares

issued by the Company, representing 10.07% of the Company's capital stock. Also on November 4, 2020, Santander PB FIA 1 informed that it became the holder of 10.07% of the Company's capital stock. On January 22, 2021, Samambaia Master FIA IE informed that it became the holder of 20.01% of the Company's capital stock.

2.4 Regulation of the Renegotiation of Hydrological Risk (GSF)

On September 8, 2020, the President of Brazil sanctioned Law No. 14,052/20, which provides for new conditions for the renegotiation of the hydrological risk (GSF) for agents in the free market, contemplating the retroactive effects of hydraulic displacement, motivated by out-of-merit order generation (*geração fora da ordem de mérito*) (GFOM), energy imports without physical guarantee, delay in the entry of transmission lines, and anticipation of the physical guarantee of key hydropower plants.

On December 1, 2020, ANEEL issued Normative Resolution 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 decision 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 must 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 within 30 days. Considering the amounts most recently disclosed by the CCEE, Light Energia's regulatory asset totals R\$433.8 million (base date December 31, 2020).

2.5 Inclusion in ISE B3

For the 14th consecutive year, Light was selected to be part of the Corporate Sustainability Index (*Índice de Sustentabilidade Empresarial*) of B3 (ISE B3), effective from January 4, 2021 to December 30, 2021. ISE is a tool for the comparative performance analysis of companies listed on the B3, in terms of corporate sustainability, based on economic efficiency, environmental balance, social justice and corporate governance. The new ISE portfolio comprises 39 companies. Becoming a part of ISE reflects the Company's strategic essence, which incorporates environmental, social and governance (ESG) factors into its business.

2.6 Sale of Equity Interest in Guanhões Energia and Lightger

On December 18, 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.

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.

2.7 Execution of Agreement with Furnas

On December 22, 2020, Light SESA entered into an agreement to settle a judicial indemnification proceeding filed against Furnas Centrais Elétricas S.A. in 1988. The Agreement provides for the payment of R\$496 million to Light SESA, in three installments, of which R\$336 million was payable by December 29, 2020 (received on December 28, 2020), R\$40 million is payable by December 5, 2021 and R\$120 million is payable by March 18, 2022. The last installment may be paid in energy assets, through bank transfer, or a combination of both, depending on the financial assessment of the energy assets to be transferred to Light SESA.

2.8 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.

The Company's updated shareholding base is described in section 1. Profile and Corporate Structure.

2.9 Rating Upgrade 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.

2.10 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.

2.11 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.

2.12 Early Amortization of Light SESA's Debt with BNDES

On February 26, 2021, 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.

2.13 Definition of the 2021 Tariff Adjustment of Light SESA

On March 9, 2021, 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.

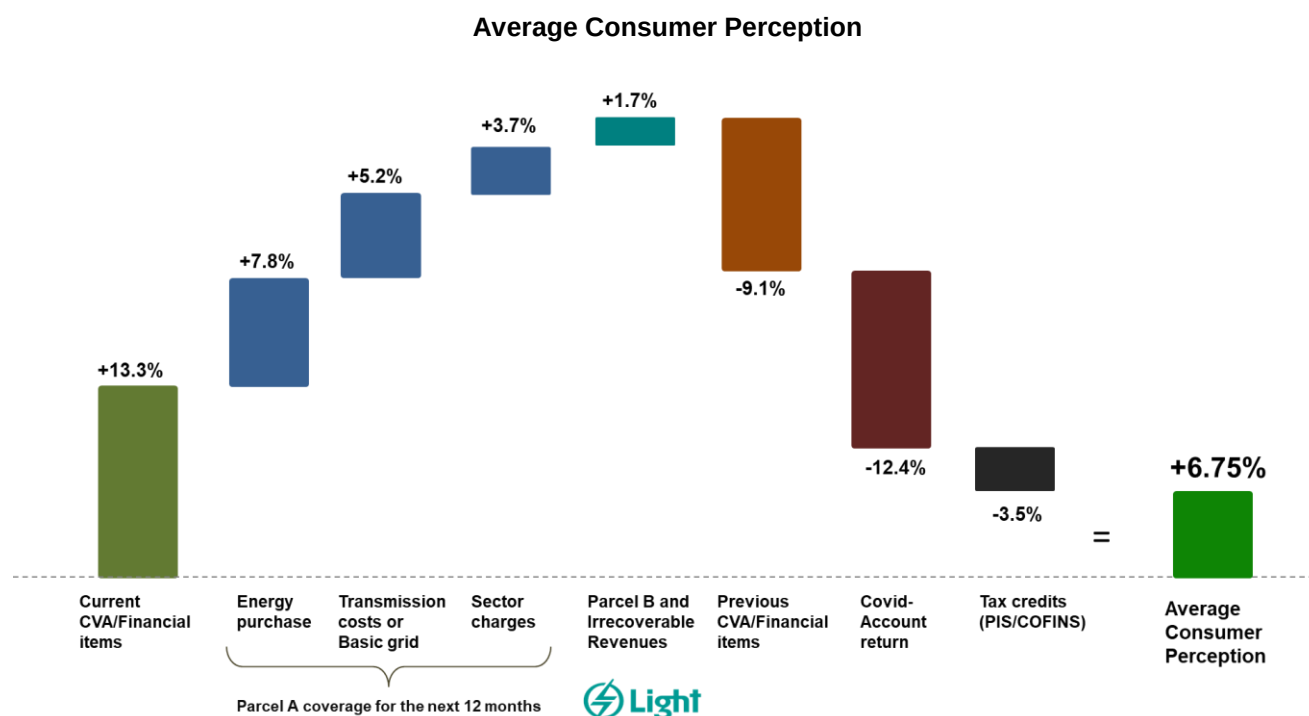
Residential consumers will perceive an increase of 4.60%, according to the following table, which also presents the impacts to be perceived by the other classes and voltage levels.

Average Consumer Perception		
	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	B1 (Residential)	4.60%
	B2 (Rural)	12.33%
	B3 (Commercial)	4.74%
	B4 (Public illumin.)	4.66%
	Group A	11.83%
	Low voltage	4.67%
	Group A + LV	6.75%

The annual tariff adjustment process consists of passing on to consumers the non-manageable costs of the concession (such as energy purchases, sector charges and transmission charges, which together represent the Parcel A)⁴ and updating the manageable costs (Parcel B) by the variation of the IPC-A inflation index adjusted by the components of the Factor X, which passes on to the consumers the annual productivity variations of the concessionaire, the adjustments in the operating costs defined in the last tariff review, in addition to incorporating the incentive mechanisms for the improvement of quality.

The graph below summarizes the participation of each cost item in the average effect perceived by the consumer.

⁴ As of the 2017 tariff review, Irrecoverable revenues became part of a specific tariff item, annually updated according to the variation in regulatory revenue.



The projection of costs related to the Energy purchase for the next 12 months is responsible for 7.8 p.p. of the average tariff readjustment, being, therefore, one of the main reasons for the increase in the distributor's tariff. This effect is mainly due to the higher energy purchase cost of Itaipu HPP and Norte Fluminense TPP, whose contracts are pegged to the dollar, which increased by 25% in the period. These two plants represent 39% of the volume of energy contracted by Light SESA. As a result, the average price of energy purchase contracts (Pmix) went from R\$221.74/MWh to R\$257.17/MWh, representing an increase of 16.0%.

Another relevant factor was the increase in Transmission costs or Basic grid, associated with expenses with the transport of energy from the generation point to the consumption center, responsible for an increase of 5.2 pp. Sector charges impacted the readjustment in 3.7 p.p., especially due to start paying the Covid-Account by consumers through the Energy Development Account (CDE).

The effect of the CVA/Financial items accounted for since the last adjustment (+13.3 p.p.) were partially mitigated by the withdrawal of that referring to the previous process (-9.1 p.p.), representing a net impact of +4.2 p.p.

Finally, two components contributed to a 15.9 p.p. reduction in the average consumer effect: the full return of the loan received from Covid-Account throughout 2020 (-12.4 pp) and the tax credits related to the unappealable rule of the exclusion of state VAT (ICMS) from the PIS/Cofins tax base (-3.5 p.p.). In particular, this last component involves the transfer to the consumer of the portion of the tax credit duly recognized in Light SESA's liabilities and effectively used to offset current federal taxes of its operation until January 2021.

Regarding the pass-through of regulatory losses, an item included in energy purchase costs, the percentages defined in the last tariff review were maintained, being 36.06% over the low voltage market for non-technical losses and 6.34% on the grid load for technical losses.

The readjustment of Parcel B, which covers the costs and remunerates Light SESA's investments, reflects the accumulated variation of the IPC-A inflation index in the period (4.98%), deducted from Factor X resulting from

the sum of three components: Factor X Pd, associated with the variation in productivity and influenced by the market reduction in the last 12 months (-0.65%); Component T, related to the growing trajectory of operating costs (-0.84%); and Component Q, which captures the variation in quality indicators observed between the years 2018 and 2019 (+0.05%).

IPC-A and Factor X composition	%
IPC-A	+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%
Parcel B update index (IPC-A – Factor X)	+6.42%

The result of the readjustment was in line with the Company's expectations, in view of the transfer of costs incurred in the last 12 months, the return of financial proceeds from Covid-Account received in the second half of 2020, the transfer of provisioned tax credits that had effective use of cash until January 2021, and the perspective of Parcel A costs for the next 12 months.

3. Light S.A. – Consolidated

3.1. Consolidated Financial Performance

In items 3.1, 3.2 and 3.3, the amounts presented for the 4Q20 and 2020 Recurring Results exclude the non-recurring and extraordinary effects of the agreement executed to terminate the judicial indemnification proceeding filed against Furnas and the recognition of the effects of the judicial decision regarding the limitation of State VAT on Fixed Assets.

The adjustments made in the 4Q19 Recurring Results exclude the extraordinary PECLD and the VDP provision established in this period. The adjustments made in the 2019 Recurring Results accumulate these effects and exclude those resulting from the judicial decision regarding the exclusion of State VAT from the calculation basis of PIS/COFINS and the impacts related to Renova recorded in 3Q19.

Income Statement (R\$ MN)	4Q20 Recurring	4Q20	4Q19 Recurring	4Q19	% Change 4Q20/4Q19	2020 Recurring	2020	2019 Recurring	2019	% Change 2020/2019
Gross Operating Revenue*	5,606	6,065	4,822	4,822	16.2%	18,995	19,454	19,230	20,341	-1.2%
Deductions	(1,936)	(1,978)	(1,724)	(1,724)	12.3%	(7,127)	(7,169)	(7,675)	(7,677)	-7.1%
Net Operating Revenue*	3,670	4,087	3,098	3,098	18.5%	11,869	12,286	11,555	12,663	2.7%
Operating Expense	(2,842)	(2,936)	(2,782)	(3,328)	2.2%	(10,288)	(10,382)	(10,450)	(11,289)	-1.6%
PMSO	(211)	(211)	(236)	(236)	-10.6%	(884)	(884)	(935)	(951)	-5.5%
Personnel	(102)	(102)	(103)	(103)	-1.4%	(425)	(425)	(430)	(430)	-1.2%
Material	(8)	(8)	(5)	(5)	54.3%	(29)	(29)	(23)	(23)	27.7%
Outsourced Services	(120)	(120)	(134)	(134)	-10.0%	(478)	(478)	(541)	(541)	-11.7%
Others*	19	19	7	7	199.1%	47	47	59	43	-19.1%
Purchased Energy	(2,306)	(2,306)	(2,189)	(2,189)	5.3%	(7,995)	(7,995)	(8,211)	(8,211)	-2.6%
Depreciation	(146)	(146)	(147)	(147)	-1.2%	(591)	(591)	(587)	(587)	0.6%
Provisions	(80)	(174)	(121)	(142)	-33.9%	(199)	(293)	(392)	(413)	-49.1%
PECLD*	(99)	(99)	(88)	(613)	13.3%	(619)	(619)	(324)	(1,127)	90.7%
Adjusted EBITDA**	-	1,297	-	(82)	-	-	2,495	-	1,962	-
Recurring EBITDA***	974	-	464	-	110.0%	2,172	-	1,693	-	28.3%
Financial Result*	(379)	(401)	(314)	(314)	20.8%	(712)	(734)	(717)	702	-0.8%
Other Operating Income / Expenses	(72)	(72)	(19)	(19)	270.1%	(94)	(94)	(49)	(49)	93.3%
Social Contributions and Income Tax	(42)	(144)	-	42	-	(658)	(760)	(96)	(96)	583.8%
Deferred Income Tax	(88)	(88)	(3)	182	-	404	404	(28)	(565)	-
Equity Income	(12)	(12)	(28)	(28)	-56.9%	(28)	(28)	(38)	(38)	-26.4%
Net Income	-	434	-	(366)	-	-	692	-	1,328	-
Recurring Net Income***	235	-	(48)	-	-	493	-	178	-	177.8%

Obs: Does not consider Construction Revenue/Cost

* Items that were adjusted in 3Q19 Recurring and 9M19 Recurring

** 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.

*** Recurring EBITDA is calculated from adjusted EBITDA excluding extraordinary non-recurring effects

The effects mentioned above affected the line items in the amounts set forth below:

Recurring adjusted	4Q20 / 2020	4Q19	2019
EBITDA Adjustments [A]	-323	546	-268.0
Gross Operating Revenue (PIS/Cofins)	-	-	-1,086.0
Gross Operating Revenue (Renova Impacts)	-	-	-22.0
Gross Operating Revenue (Furnas agreement)	-417	-	-
Others (Renova Impacts)	-	-	16.0
Provisions (Furnas Process)	23	-	-
Provisions (State VAT on Fixed Assets process)	71	-	-
Provisions (VDP)	-	21	21.0
PECLD (Renova Impacts)	-	-	278.0
PECLD (Extraordinary PECLD)	-	525	525.0
Results Adjustments [B]	124	-227	-882
Financial Result (PIS/Cofins)	-	-	-1,393
Financial Result (Renova impacts)	-	-	-25
Financial Result (State VAT on Fixed Assets process)	22	-	-
Social Contribution and Income Tax (Furnas agreement)	134	-	-
Social Contribution and Income Tax (State VAT on Fixed Assets process)	-32	-	-
Deferred Income Tax (PIS/Cofins)	-	-	843
Deferred Income Tax (Renova impacts)	-	-	-80
Deferred Income Tax (VDP + Extraordinary PECLD)	-	-227	-227
Impact on Income for the Period [A + B]	-199	319	-1,150

3.2. Consolidated Adjusted/Recurring EBITDA⁵

Adjusted/Recurring EBITDA by Segment (R\$ MN)	4Q20 Recurring	4Q20	4Q19 Recurring	4Q19	% Change 4Q20/4Q19	2020 Recurring	2020	2019 Recurring	2019	% Change 2020/2019
Distribution	354	677	324	(219)	9.4%	1,041	1,364	1,035	1,578	0.5%
Generation	608	608	112	109	442.4%	1,089	1,089	545	542	99.8%
Trading	15	15	33	33	-54.7%	59	59	130	(126)	-54.4%
Others and eliminations	(3)	(3)	(5)	(6)	-42.5%	(17)	(17)	(18)	(33)	-5.0%
Total	974	1,297	464	(82)	109.9%	2,172	2,495	1,692	1,962	28.4%
EBITDA Margin (%)	26.5%	31.7%	15.0%	-2.7%	11.56 p.p.	18.3%	20.3%	14.6%	15.5%	3.65 p.p.

In the 4Q20 Recurring Results, consolidated EBITDA was R\$974 million, representing a 109.9% increase compared to R\$464 million in the 4Q19 Recurring Results, primarily due to a better EBITDA of the Generation Company.

EBITDA of the Distribution Company increased by 9.4%, from R\$324 million in the 4Q19 Recurring Results to R\$354 million in the 4Q20 Recurring Results, due to the increased VNR (R\$128 million), the decrease of R\$45 million in the provision for judicial proceedings and the decrease of R\$9 million in PMS, notwithstanding a decrease of R\$25 million in the Contribution Margin, as a result of the exchange rate variation in energy purchases from UHE Itaipu and the decreased market compared to 4Q19.

EBITDA of the Generation Company totaled R\$608 million in the 4Q20 Recurring Results, representing an increase of R\$496 million compared to that presented in the 4Q19 Recurring Results, due to the recognition of R\$433.8 million as intangible asset, as a result of the recording of GSF intangible asset, in view of ANEEL regulations. Excluding the impact of GSF, the variation in EBITDA of the Generation Company was R\$62.2 million, primarily due to the hydrological hedging management in energy purchase and sale transactions.

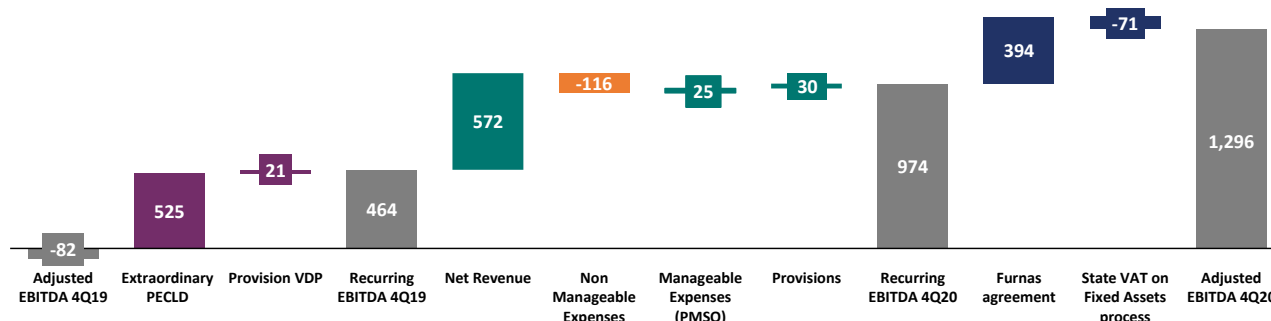
We highlight below the estimated economic impact exclusively resulting from the pandemic on the EBITDA of the Distribution Company. In 4Q20, we had a negative effect of R\$15 million related to decreased revenue from Parcel B tariff components and non-technical Losses⁶ and an increase of R\$48 million in PECLD. Accordingly, we estimate that the total effect on the economic result in 4Q20 and in 2020 will be R\$63 million and a negative amount of R\$331 million, respectively.

Impact on EBITDA (R\$ MN)	2Q20	3Q20	4Q20	2020
Parcel B + Non-technical losses	(119)	(29)	(15)	(163)
PECLD	(97)	(23)	(48)	(168)
Total	(216)	(52)	(63)	(331)

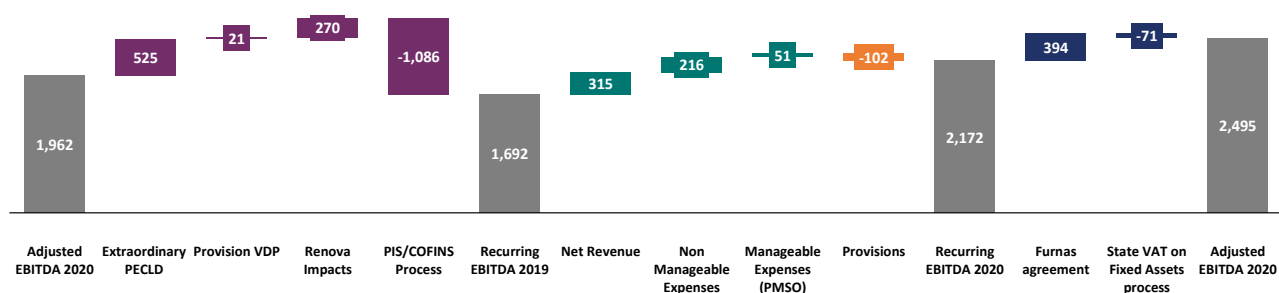
⁵ Adjusted EBITDA is calculated as net income before income tax and social contribution, equity income, other operating income (expenses), net financial result, depreciation and amortization.

⁶ The method used in this estimate was based on the pre-pandemic reference of the billed market in the same month in 2019. If we apply the average growth rate for the last 10 years on this reference market, EBITDA in 4Q20 would be even higher, totaling R\$ 38 million.

Consolidated Adjusted EBITDA 4Q19/4Q20 – R\$MN



Consolidated Adjusted EBITDA 2019 / 2020 – R\$MN

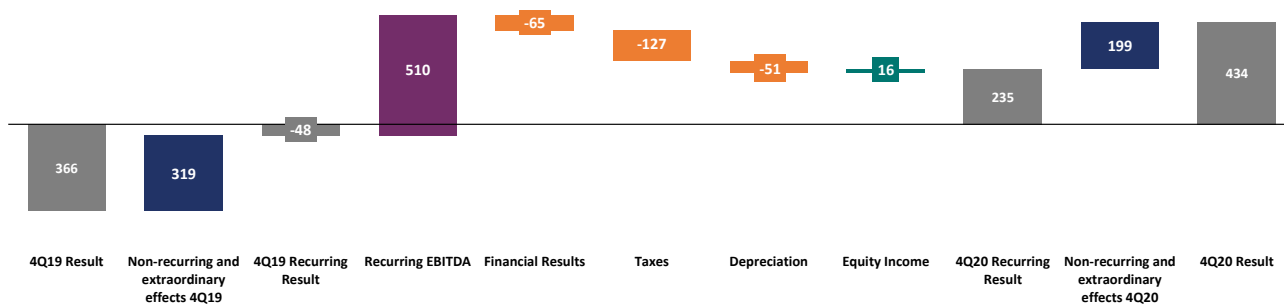


3.3. Consolidated Net Income

Consolidated Net Income/Loss by Segment (R\$ MN)	4Q20 Recurring	4Q20	4Q19 Recurring	4Q19	% Change 4Q20/4Q19	2020 Recurring	2020	2019 Recurring	2019	% Change 2020/2019
Distribution	41	240	(46)	(405)	-	76	275	(125)	1,154	-
Generation	202	202	23	63	778.9%	422	422	287	327	47.0%
Trading	8	8	23	23	-66.0%	38	38	88	(64)	-56.9%
Others and eliminations	(16)	(16)	(47)	(48)	-66.6%	(43)	(43)	(73)	(88)	-41.5%
Total	235	434	(48)	(366)	-	493	692	178	1,328	177.9%
EBITDA Margin (%)	6.4%	10.6%	-1.5%	-11.8%	7.95 p.p.	4.2%	5.6%	-2.2%	17.7%	6.32 p.p.

In the 4Q20 Recurring Results, the Company had a net income of R\$235 million, compared to a net loss of R\$48 million in the 4Q19 Recurring Results, primarily due to the generation of results of operations at the Distribution Company and Generation Company. The Distribution Company recorded a net income of R\$41 million, compared to a net loss of R\$46 million in the 4Q19 Recurring Results, due to the factors described above. The Generation Company recorded a significant increase in net income compared to that recorded in the 4Q19 Recurring Results, due to the recognition of the recording of the GSF intangible asset.

Consolidated Net Income 4Q19/4Q20 – R\$MN



Consolidated Net Income 2019/2020 – R\$MN



4. Light SESA – Distribution

4.1. Operating Performance

Operating Highlights	4Q20	4Q19	% Change 4Q20/4Q19
Nº of Consumers (thousand) ¹	4,330	4,424	-2.1%
Nº of Employees	5,272	4,811	9.6%
Average tariff ² - R\$/MWh	888.1	822.4	8.0%
Average tariff ² - R\$/MWh (w/out taxes)	623.0	580.1	7.4%
Average bilateral contracts price* - R\$/MWh	259.3	226.2	14.6%
Average energy purchase cost with Spot** - R\$/MWh	249.9	222.6	12.3%

¹ Considers the number of active contracts

² Captive market and free market

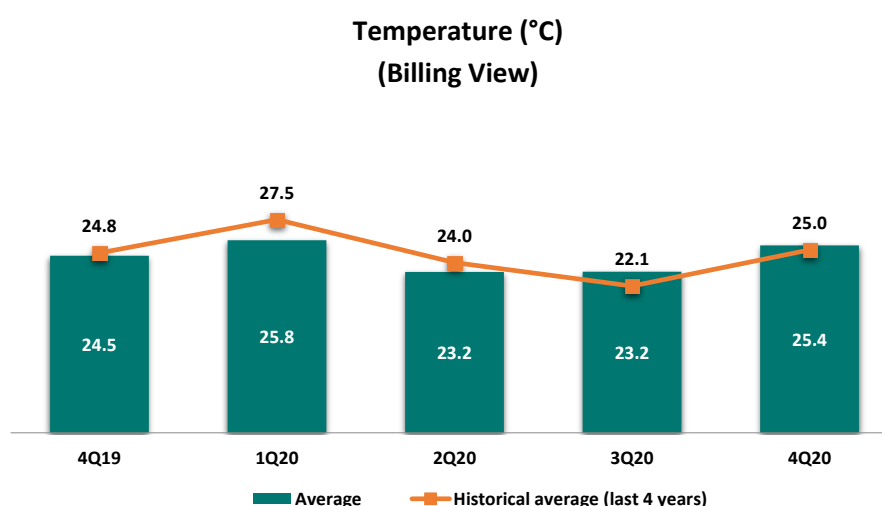
* Does not include purchase in the spot market and hydrological risk. The denominator is the amount of contractual energy.

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

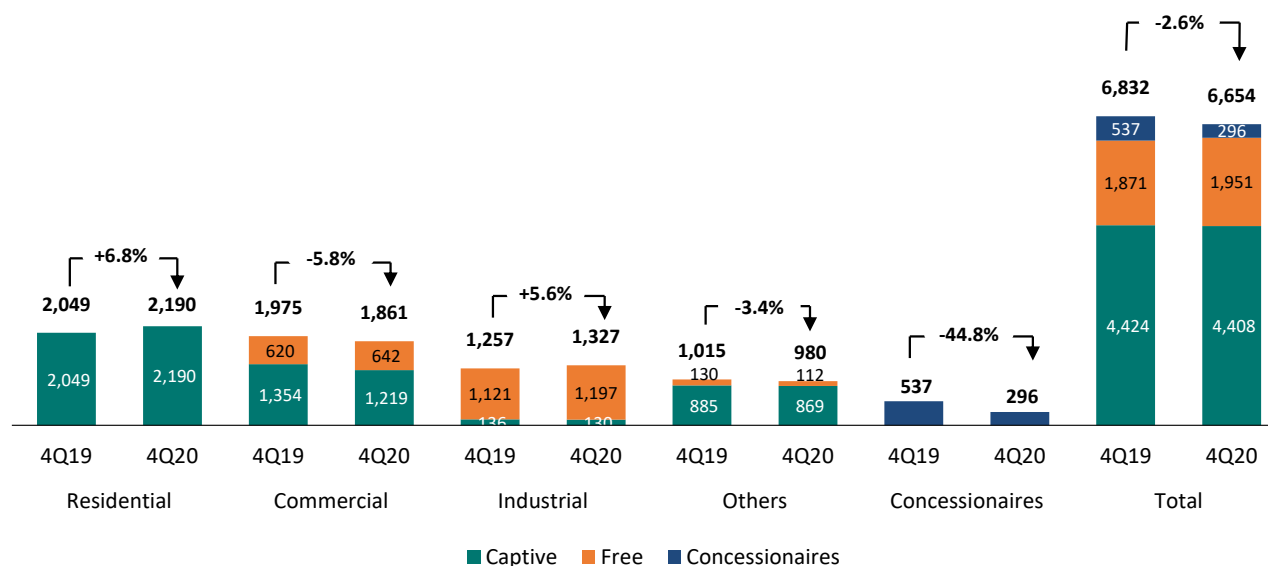
The 9.6% increase in the number of employees is due to the insourcing strategy regarding activities to combat losses, emergencies and new connections. Insourcing has been generating productivity gains and allowing a better ethical and management control of field teams. Moreover, the increased number of own employees has been important to the quality of services provided, even during the pandemic.

The 14.6% 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 significant 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 12.3% compared to 4Q19, also as a result of the depreciation of the real against the U.S. dollar and the increase in IGP-M.

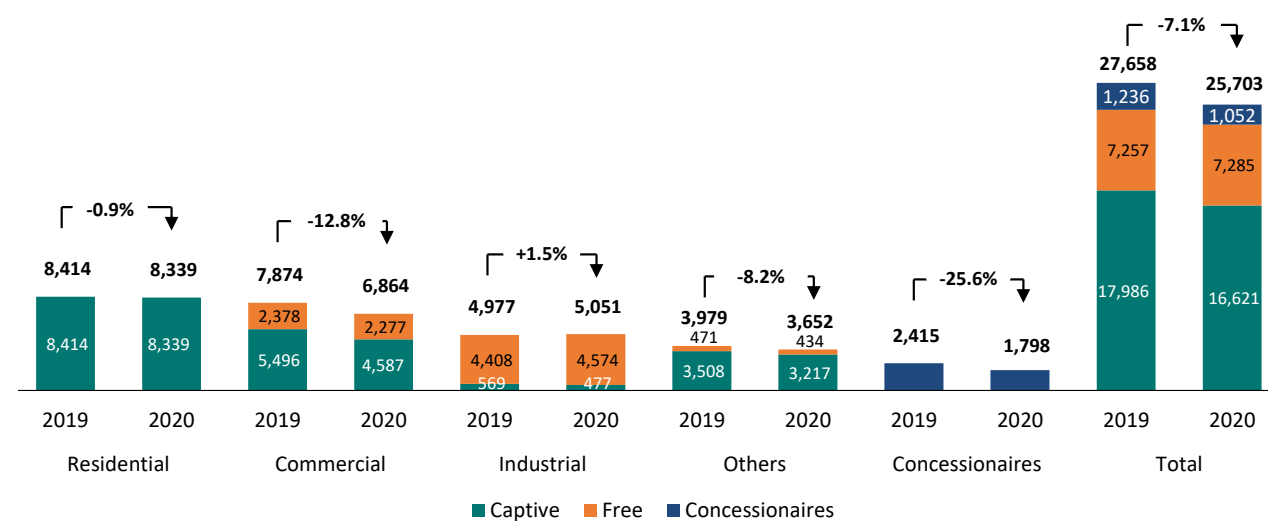
4.1.1. Total Light SESA Market (Captive + Free + Concessionaires)



Billed Market (GWh) 4Q20⁷

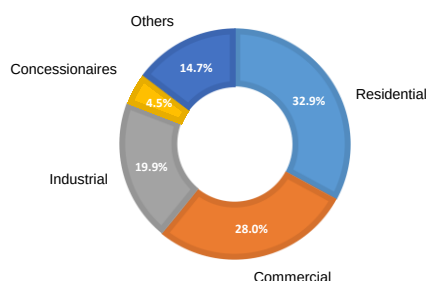


Billed Market (GWh) 2020

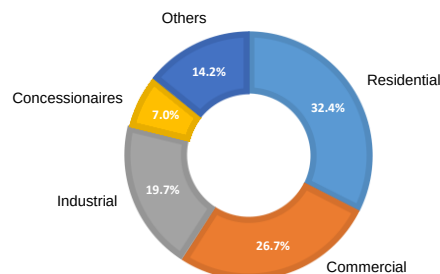


⁶ Data related to the free market is associated with customers' energy measurements and not necessarily with the billed amounts in the period.

**Energy Market
4Q20**



**Energy Market
2020**



In 4Q20, the total energy market amounted to 6,654 GWh, representing a decrease of 2.6%, or 178 GWh, compared to 4Q19. The consumption of captive customers reached 4,408 GWh, representing a slight 0.4% decrease, and the consumption of free customers totaled 1,951 GWh, representing a 4.2% increase.

In 4Q20, the consumption of Concessionaires decreased by 241 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. Considering that we do not manage this consumption, the total energy market, excluding Concessionaires, slightly increased by 63 GWh (+1.0%) in 4Q20 compared to 4Q19.

In 4Q20, the consumption of the Residential segment totaled 2,190 GWh, representing a 6.8% increase compared to 4Q19, primarily due to an average increase in temperature by 0.9 °C, from 24.5°C in 4Q19 to 25.4°C in 4Q20, and the fact that customers stayed in their homes for longer periods of time as a result of the pandemic, in addition to the results of the plan to combat losses.

In 4Q20, the consumption of the Commercial segment, including captive and free customers, decreased by 5.8% compared to 4Q19. This is a significant improvement compared to 3Q20, when the consumption of the Commercial segment decreased by 10.0%; however, it continues to be negatively influenced by the effects of the pandemic, as many commercial establishments closed or started to adopt reduced opening hours.

In 4Q20, the consumption of the Industrial segment increased by 5.6% compared to 4Q19. The iron and steel industry was the one that most contributed to this performance.

In 4Q20, the consumption of Concessionaires decreased by 44.8% compared to 4Q19, due to the relocation of one of the connection points in our basic network to another concessionaire and, as a result, Light SESA no longer records this load.

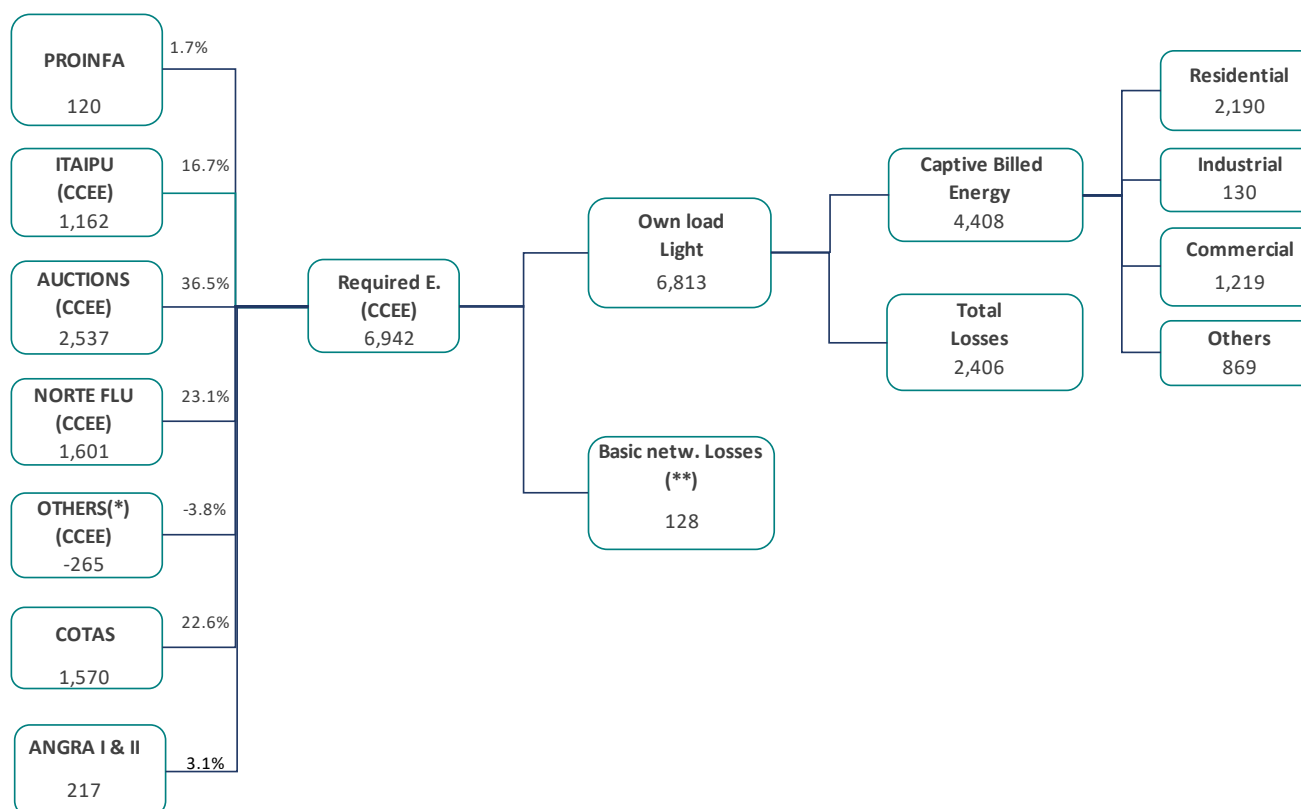
The economic impact of the decrease in the market in 4Q20 due to the Covid-19 pandemic is estimated in approximately R\$15 million, using a similar method to that used by ANEEL in the Public Consultation to determine the funds of the Covid Account. In 2020, the impact totals approximately R\$163 million⁸.

⁸ The method adopted is based on the billed market for the same month in 2019. If we apply the average growth rate for the last 10 years on this reference market, the impact would have been even greater, totaling R\$190 million.

At the end of 4Q20, the free market accounted for 30.7% 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 4Q20, the number of free customers increased by 58 compared to September 2020, totaling 1,220 customers.

4.1.2. Energy Balance

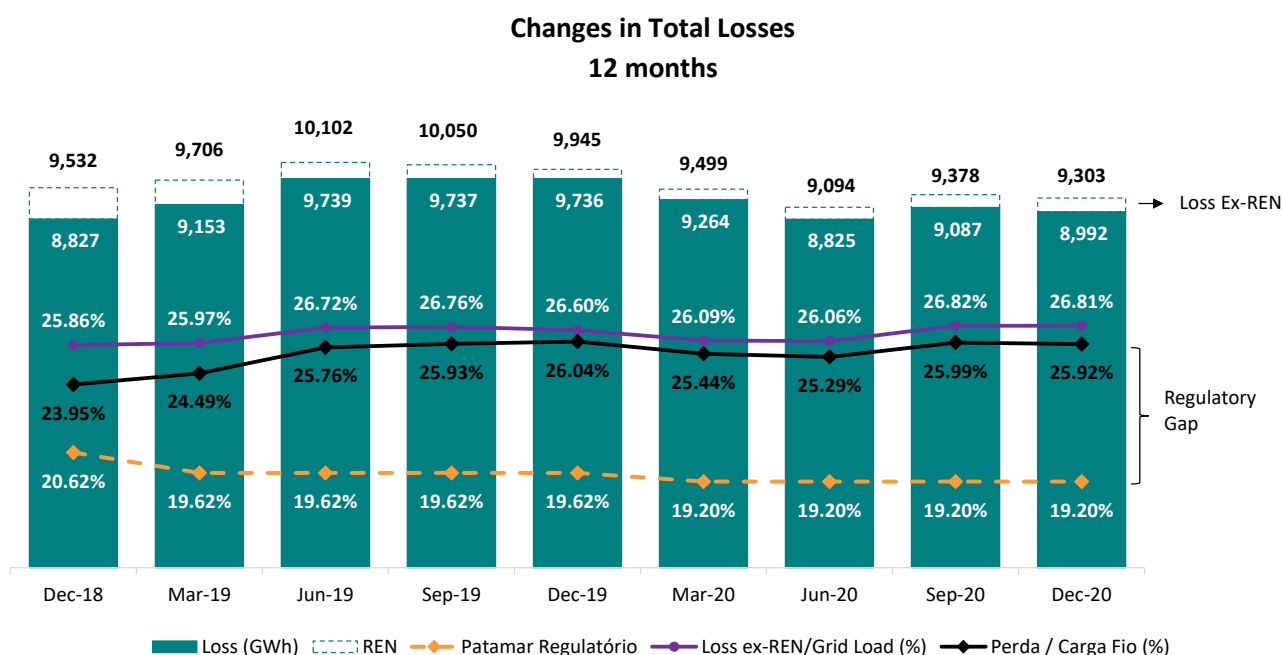
Energy Distribution Balance (GWh) 4Q20



(*) Others = Purchases in Spot - Sales in Spot.

Energy Balance (GWh)	4Q20	4Q19	% Change 4Q20/4Q19	2020	2019	% Change 2020/2019
= Grid Load	9,060	9,335	-2.9%	34,695	37,394	-7.2%
- Energy transported to utilities	296	537	-44.8%	1,798	2,415	-25.6%
- Energy transported to free customers	1,951	1,871	4.3%	7,285	7,257	0.4%
= Own Load	6,813	6,927	-1.6%	25,613	27,722	-7.6%
- Billed Energy (Captive Market)	4,408	4,424	-0.4%	16,621	17,986	-7.6%
Low Voltage Market	3,402	3,370	0.9%	12,852	13,621	-5.6%
Medium and High Voltage Market	1,006	1,054	-4.6%	3,768	4,365	-13.7%
= Total Loss	2,406	2,502	-3.9%	8,992	9,736	-7.6%

4.1.3. Energy Loss



In 4Q20, total losses (12 months) decreased by 95 GWh, or 1.1%, compared to 3Q20. Excluding REN, total losses (12 months) followed this trend, having decreased by 75 GWh, or 0.8%, compared to 3Q20.

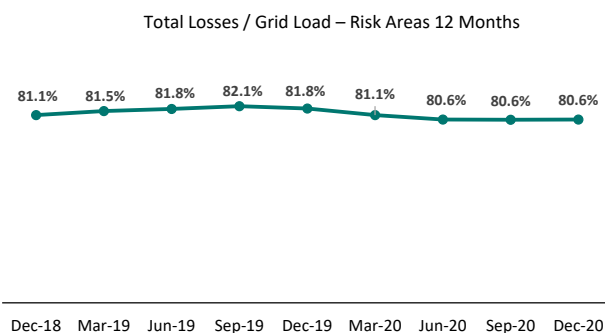
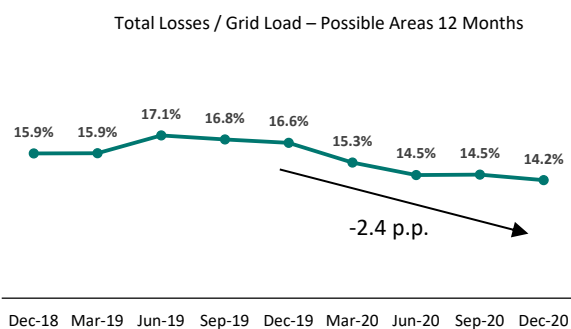
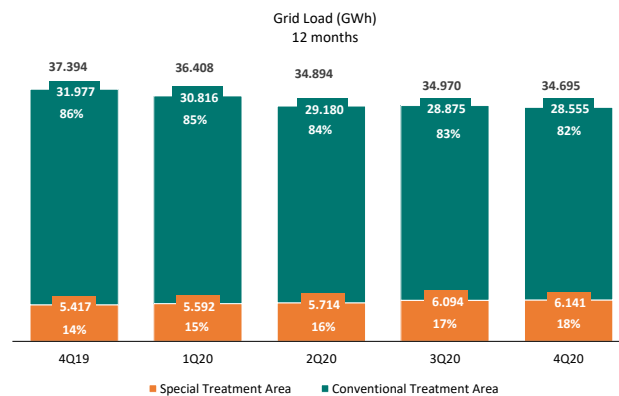
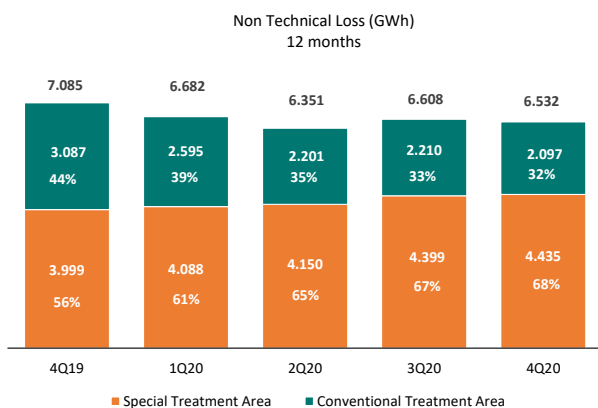
In 4Q20, total losses on grid load was 25.92%, representing a 0.07 p.p. decrease compared to 3Q20. In 4Q20, excluding REN, total losses on grid load (12 months) was 26.81%, in line with 26.82% in 3Q20. The Company is 6.72 p.p. above the percentage of regulatory transfer to tariffs, of 19.20%, pursuant 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 Aneel at the time of the tariff adjustment (IRT) in March 2020.

Notwithstanding the maintenance of the positive trend of reduction in total losses, we continue to see an improvement in the Conventional Treatment Area (or ATC, formerly known as Possible Area) compared to a worsening in the indicators of the Special Treatment Area (or ATE, formerly known as Risk Area, as described below). This is the result of the continuity of the initiatives to combat losses, which are, however, currently limited in the ATE. As described below, we are developing a complementary line of operation in the plan to combat losses, mainly focused on the ATE.

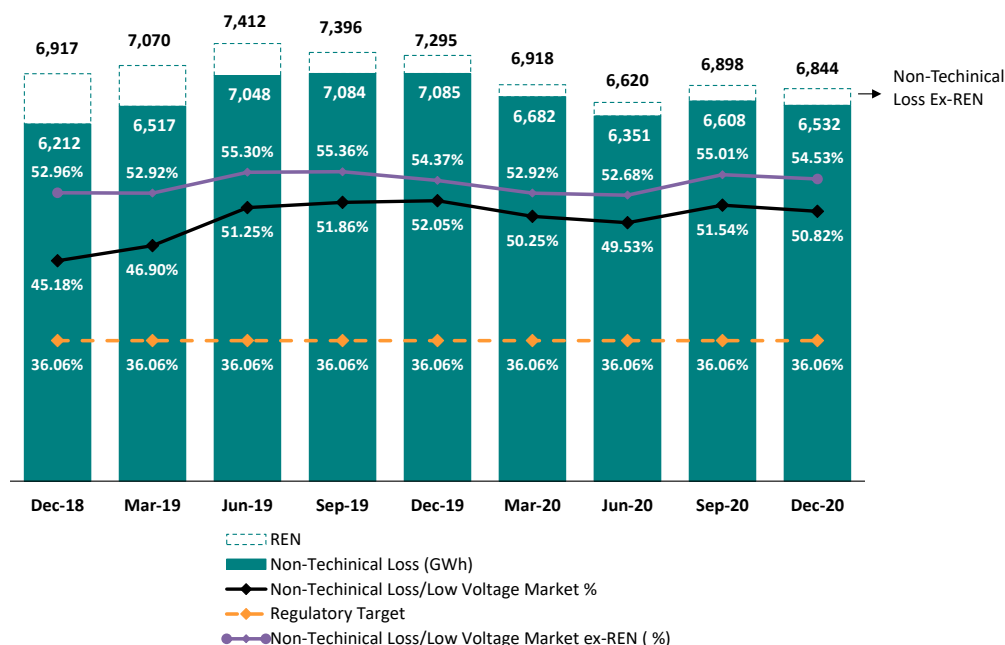
Similarly to recent quarters, while the Grid Load (12 months) decreased by 320 GWh in the Conventional Treatment Area, the Grid Load (12 months) increased by 47 GWh in the ATE. The grid load in the Conventional Treatment Area was negatively affected by the measures adopted to face the pandemic, while the grid load in the ATE increased due to higher temperatures in 4Q20, especially in December 2020. Considering that, historically, approximately 80% of the energy is stolen in this area, losses followed the increase in load in the ATE, having increased by 36 GWh, while in the Conventional Treatment Area, non-technical losses decreased by 113 GWh in 4Q20.

At the end of 4Q20, non-technical losses (12 months) in the ATE increased from 4,399 GWh in 3Q20 to 4,435 GWh in 4Q20. Accordingly, including the decrease in losses in the Conventional Treatment Area, the losses in the ATE started to account for 68% of the total non-technical losses.

In conventional areas, non-technical losses totaled 2,097 GWh (32%) in 4Q20, representing a 113 GWh decrease compared to 3Q20. The total loss/grid load (12 months) indicator in these areas slightly decreased, notwithstanding a lower recorded grid load, in line with our strategy currently in place to reduce losses in the Conventional Treatment Area. In 2020, total loss/grid load decreased by 2.4 p.p.



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

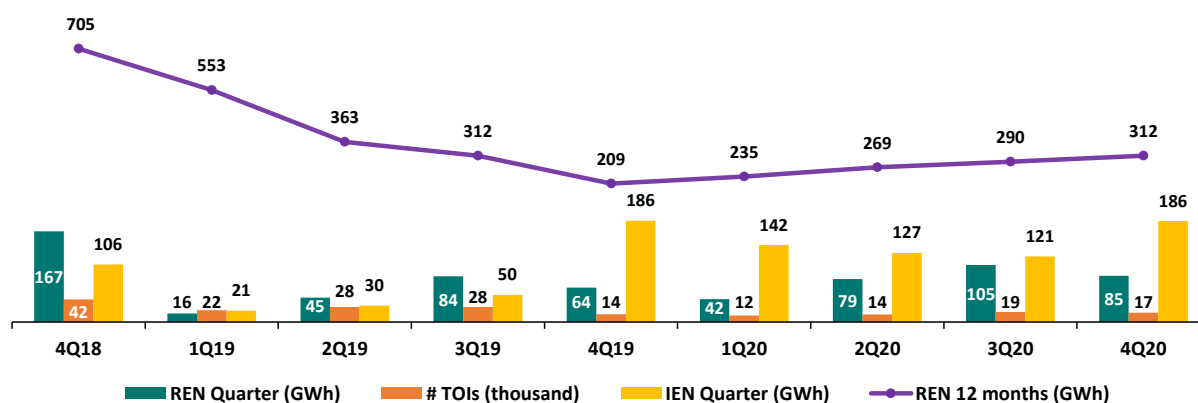


The non-technical losses/low voltage market indicator, excluding REN, decreased by 54 GWh, from 55.01% in 3Q20 to 54.53% in 4Q20.

In 4Q20, IEN totaled 186 GWh, in line with that recorded in 4Q19 and also in line with the main pillar of the plan to combat losses, which is the focus of the incorporation of energy. In 4Q20, REN (12 months), on its turn, had a sustainable increase of 7.5% compared to 3Q20, totaling 312 GWh (12 months), due to the actions described above.

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 normalization. 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) and Number of TOIs (thousands)



GWh	4Q18	1Q19	2Q19	3Q19	4Q18	1Q19	2Q19	3Q19	4Q19	1Q20	2Q20	3Q20	4Q20
Gross REN	210	51	78	114	210	51	78	114	104	66	94	125	139
(-) Cancellations*	43	35	33	30	43	35	33	30	40	24	15	20	54
(=) Net REN	167	16	45	84	167	16	45	84	64	42	79	105	85

*Refer to cancellations of bills due to judicial decisions.

In recent years, we concentrated our efforts in the Conventional Treatment Area (formerly known as “possible area”), such as stores, factories and high standard homes, which did not present risks and insecurity to our team, resulting in a significant decrease in losses, in the amount of 1,262 GWh.

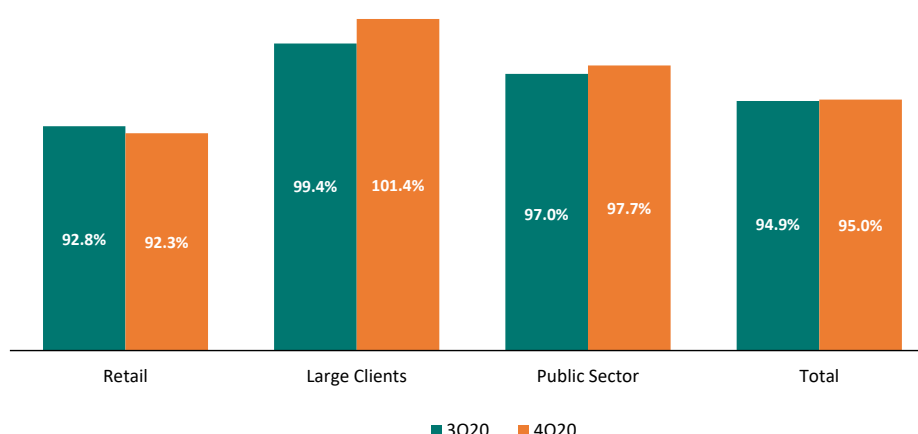
However, in the last quarters, notwithstanding the decrease in total losses, non-technical losses increased by 12 p.p. as a percentage of total losses in the Special Treatment and Conventional Treatment Areas, as these areas are called as of 2021.

Accordingly, we plan to get even closer to local communities through actions related to energy efficiency, awareness, education and generation of income to revert the unfavorable social and economic scenario in certain locations in our concession area. Upon the adoption of initiatives such as the donation of more efficient equipment and the raising of awareness, we will seek to adjust monthly consumption to the payment capacity of customers, thus contributing to decrease default and repeated theft of energy.

Therefore, we understand that it is important to develop creative measures with communities, always having the governments of the state and cities as partners, sharing this scenario with ANEEL. We are also preparing a plan to act in these communities with funds from the Energy Efficiency Program (*Programa de Eficiência Energética*) (PEE) and expanding the recording of consumers in the Social Tariff.

4.1.4. Collection

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

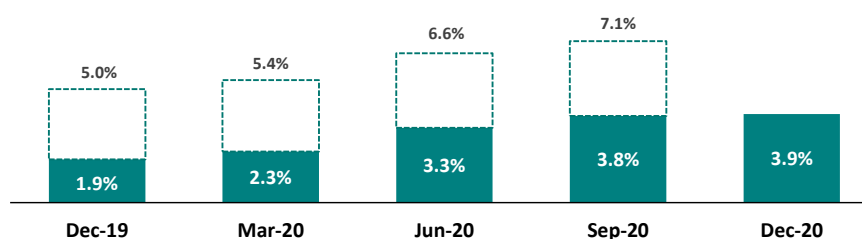


In December 2020, total collection (12 months) reached 95.0%, in line with 94.9% recorded in September 2020, and representing a 2.6 p.p. decrease compared to December 2019. The large customers and government segments positively affected the maintenance of this indicator, while the retail segment continues to reflect the impacts of the pandemic.

The deterioration of collection continues to be mitigated by the large base of customers that use electronic payment means, which, notwithstanding the flexibilization of the social isolation measures adopted in 4Q20, increased by 2 p.p. compared to 3Q20, accounting for approximately 87% of the revenue for the period.

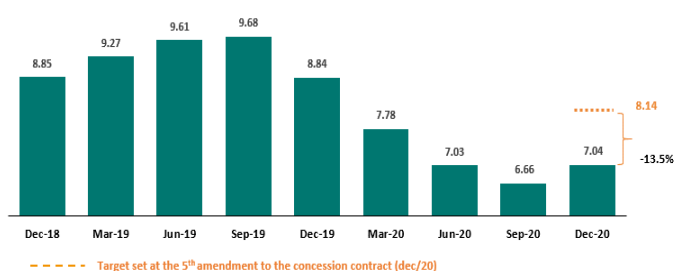
In the 12 months ended December 31, 2020, the PECLD/Gross Revenue ratio was 3.9%, representing a 0.1 p.p. increase compared to 3Q20, due to the expectation of non-receipt associated with higher default during the pandemic. The isolated effect of Covid-19 on PECLD, taking into account the aging of receivable bills from March to December 2020, totals an estimated amount of R\$168 million.

**PECLD/Gross Revenue⁹
(12 Months)**



4.1.5. Operating Quality¹⁰

**DEC (hours)
12 months**



**FEC (times)
12 months**



In December 2020, Light continued to record good results in the quality of services provided. This performance was only possible due to the strategy of insourcing field teams, the multi-skilled characteristic of teams and the low absenteeism rate during the pandemic period, in addition to other management measures.

In December 2020, DEC (12 months) was 7.04 hours, representing a 5.7% increase compared to September 2020. However, DEC (12 months) decreased by 20%, or 1.80 hour in December 2020 compared to December 2019, showing the assertiveness of investments and the good performance in the recovery of the distribution network after non-scheduled failures.

⁹ Gross Revenue from the Captive Market + Free Market.

¹⁰ 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 order to make them compatible with the assessment method.

In December 2020, FEC (12 months) was 4.66x, representing a 1.1% increase compared to the previous quarter. In December 2020, FEC (12 months) decreased by 5% (-0.25 time) compared to the same period in 2019, showing the assertiveness of multiannual investment plans and preventive maintenance actions.

In December 2020, DEC and FEC were below the limits established by ANEEL in the concession agreement. In the end of 4Q20, DEC was 13.5% below the limit of 8.14 hours and FEC was 14.2% below the limit of 5.43x.

4.2. Financial Performance of Light SESA

Income Statement (R\$ MN)	4Q20	4Q19	% Change 4Q20/4Q19	2020	2019	% Change 2020/2019
Net Operating Revenue	3,605	2,687	34.2%	10,977	11,186	-1.9%
Operating Expense	(3,073)	(3,044)	0.9%	(10,181)	(10,170)	0.1%
Adjusted EBITDA	677	(219)	-	1,364	1,578	-13.6%
Financial Result	(173)	(249)	-30.4%	(399)	744	-
Result before taxes and interest	360	(606)	-	398	1,761	-77.4%
Income Tax/Social Contribution	(120)	201	-	(122)	(606)	-79.9%
Net Income/Loss	240	(405)	-	275	1,154	-76.2%
EBITDA Margin*	18.8%	-8.2%	26.94 p.p.	12.4%	14.1%	-1.69 p.p.

* Does not consider construction revenue

4.2.1. Net Revenue of Light SESA¹¹

Net Revenue (R\$ MN)	4Q20	4Q19	% Change 4Q20/4Q19	2020	2019	% Change 2020/2019
Captive Customers and Network Use (TUS)	2,392	2,657	-10.0%	9,326	9,798	-4.8%
Non billed Energy	97	130	-26.0%	117	85	37.6%
CCRB Account	12	4	203.0%	39	93	-58.4%
CVA	458	(163)	-	713	(69)	-
Others	646	58	1016.6%	763	1,278	-40.3%
Concession Right of Use	171	43	302.1%	243	153	58.5%
Others Revenues	475	15	2996.5%	520	1,125	-53.8%
Subtotal	3,605	2,687	34.2%	10,977	11,186	-1.9%
Construction Revenue*	217	198	9.8%	788	726	8.5%
Total	3,822	2,884	32.5%	11,764	11,912	-1.2%

* 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 4Q20, excluding construction revenue, net revenue totaled R\$3,605 million, representing a 34.2% increase compared to 4Q19, including the following highlights:

- at the end of 4Q20, Captive and Free Customers totaled R\$2,392 million, representing a 10.0% decrease compared to 4Q19, due to the decrease in the billed market in the quarter.

¹¹ 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 4Q20, non-billed energy totaled R\$97 million, compared to R\$130 million in 4Q19, when we reassessed the base of customers whose connections were cut.
- In 4Q20, CVA totaled a positive amount of R\$458 million, compared to a negative CVA amount of R\$163 million in 4Q19, 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 4Q20, VNR increased by R\$128 million compared to 4Q19, due to the increase in IPCA in the period.
- Recognition of R\$459 million in Other Revenue, resulting from the agreement with Furnas, net of fees for loss of suit, in the amount of R\$37 million.

4.2.2. Costs and Expenses of Light SESA

Costs and Expenses (R\$ MN)	4Q20	4Q19	% Change 4Q20/4Q19	2020	2019	% Change 2020/2019
Non-Manageable Costs and Expenses	(2,465)	(1,938)	27.2%	(7,892)	(7,486)	5.4%
Energy Purchase Costs	(2,551)	(2,066)	23.5%	(8,308)	(8,061)	3.1%
Costs with Charges and Transmission	(365)	(236)	54.6%	(1,201)	(900)	33.4%
PIS/COFINS Credit on purchase	224	184	21.3%	790	720	9.8%
Crédito ICMS sobre compra de Energia	227	179	26.7%	826	755	9.4%
Manageable Costs and Expenses	(608)	(1,106)	-45.0%	(2,289)	(2,684)	-14.7%
PMSO	(193)	(215)	-10.3%	(810)	(861)	-5.9%
Personnel	(93)	(93)	0.4%	(385)	(389)	-0.9%
Material	(8)	(5)	59.1%	(28)	(22)	28.2%
Outsourced Services	(113)	(125)	-9.5%	(455)	(517)	-12.1%
Others	22	9	156.2%	57	67	-14.2%
Provisions - Contingencies	(171)	(140)	22.6%	(293)	(412)	-29.0%
Provisions - PECLD	(99)	(88)	13.3%	(619)	(324)	90.7%
Extraordinary PECLD	-	(525)	-	-	(525)	-
Depreciation and Amortization	(131)	(133)	-1.2%	(534)	(530)	0.7%
Non Operating Result	(13)	(5)	147.8%	(34)	(32)	4.7%
Total costs without Construction Reven	(3,073)	(3,044)	0.9%	(10,181)	(10,170)	0.1%
Construction Revenue	(217)	(198)	9.8%	(788)	(726)	8.5%
Total Costs	(3,290)	(3,242)	1.5%	(10,969)	(10,897)	0.7%

4.2.2.1. Manageable Costs and Expenses of Light SESA

In 4Q20, manageable costs and expenses totaled R\$608 million, representing a 45.0% decrease compared to 4Q19.

In 4Q20, PMSO decreased by 10.3% (R\$22 million) compared to 4Q19, due to the implemented management measures, including insourcing and a better control over third-party expenses.

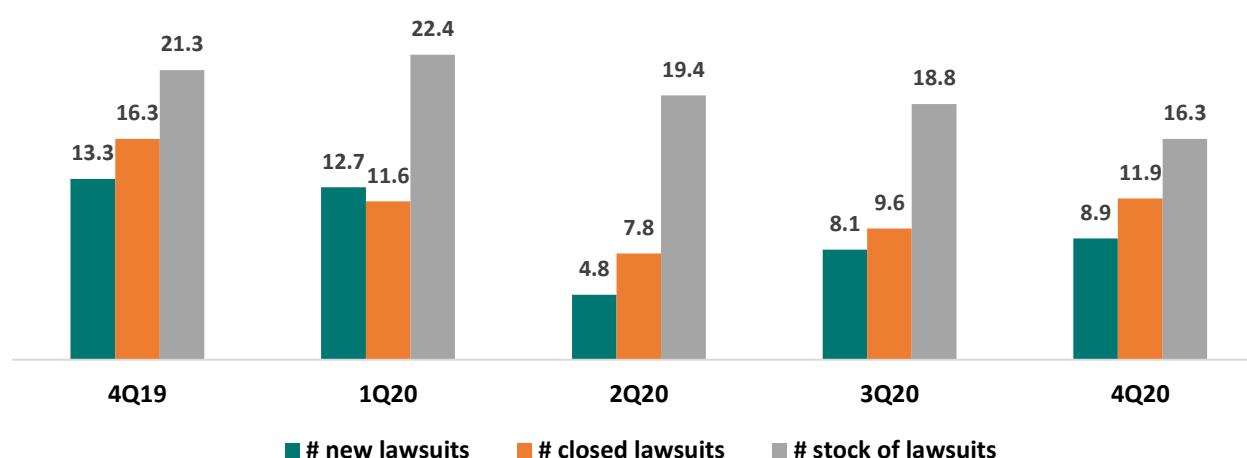
PMS expenses, which measure the Company's effective effort to reduce its manageable expenses, decreased by R\$8.7 million, or 3.9%, compared to 4Q19.

Upon the progress of insourcing of field teams and the resulting increase in productivity, expenses in connection with Personnel and Services decreased by R\$11.6 million, or 5.3%, compared to 4Q19.

At the end of 4Q20, provisions/contingencies totaled R\$171 million. Excluding the recognition of the effects of the judicial decision related to the exclusion of ICMS from Fixed Assets (R\$71 million) and attorney's fees in the proceeding related to Furnas (R\$23 million), the amount recorded in the quarter would have been R\$77 million. In 4Q19, we recorded a VDP provision in the amount of R\$18 million. Excluding these effects, provisions/contingencies decreased by R\$45 million in the quarterly comparison (4Q20 vs. 4Q19), 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)	4Q20	4Q19	% Change 4Q20/4Q19	2020	2019	% Change 2020/2019
JEC	(21)	(44)	-52.4%	(100)	(191)	-47.7%
Civil	(54)	(53)	1.7%	(118)	(143)	-17.6%
Others	(96)	(43)	125.8%	(75)	(78)	-3.6%
Total	(171)	(140)	22.5%	(293)	(412)	-29.0%

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 (4Q20 vs. 4Q19), the number of newly filed lawsuits decreased by 33% and the amount of provisions decreased by 52%.



In the period, PECLD increased by R\$11 million, which reflects the expectation of non-receipt associated with the increased default since the beginning of the Covid-19 pandemic.

4.2.2.2. Non-Manageable Costs and Expenses of Light SESA

Non-Manageable Costs and Expenses	4Q20	4Q19	% Change 4Q20/4Q19	2020	2019	% Change 2020/2019
Use of Basic Network and ONS Charges	(346)	(216)	59.9%	(1,125)	(826)	36.2%
Connection Charges - Transmission	(19)	(20)	-4.2%	(76)	(74)	2.2%
Itaipu	(401)	(294)	36.5%	(1,576)	(1,164)	35.4%
Transported Energy - Itaipu	(36)	(30)	23.2%	(135)	(118)	14.7%
TPP Norte Fluminense	(745)	(619)	20.2%	(2,681)	(2,438)	10.0%
PROINFA	(32)	(40)	-21.3%	(133)	(171)	-22.0%
Assured energy Quotas	(178)	(177)	0.8%	(678)	(656)	3.5%
Nuclear Quotas	(60)	(55)	9.4%	(240)	(219)	9.4%
Energy auction	(591)	(541)	9.2%	(1,994)	(2,054)	-2.9%
Contracts by Availabilities	(207)	(308)	-32.9%	(844)	(1,191)	-29.1%
Contracts by Quantity	(384)	(233)	64.9%	(1,150)	(863)	33.2%
Costs with Charges and Transmission	(508)	(310)	63.6%	(870)	(1,240)	-29.8%
Sale/ Purchase (Spot)	89	105	-15.4%	(449)	(75)	500.8%
Hydrological Risk	(358)	(292)	22.7%	(551)	(672)	-18.0%
Effects of Contracts by Availabilities	(89)	(123)	-28.0%	(344)	(394)	-12.7%
ESS	(132)	(1)	12496.6%	(20)	(11)	85.6%
Reserve Power	(14)	1	-	(120)	(53)	126.2%
Other	(3)	1	-	(2)	(36)	-94.0%
PIS / COFINS Credit on Purchase	224	184	21.3%	790	720	9.8%
ICMS Credit on Purchase	227	179	26.7%	826	755	9.4%
Total	(2,465)	(1,938)	27.2%	(7,892)	(7,486)	5.4%

In 4Q20, non-manageable costs and expenses totaled R\$2,465 million, representing an increase of R\$526 million, or 27.2%, compared to 4Q19.

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

- In view of the worsening of the hydrological scenario, the CMSE authorized ONS to employ more expensive thermal power plants and import energy from neighboring countries, resulting in an increase of R\$131.3 million in ESS.
- For this same reason, we had a worse scenario in terms of PLD (higher PLD) and GSF (lower GSF) in the period, resulting in an increase of R\$66.3 million in hydrological risks.

Moreover, the appreciation of the U.S. dollar contributed to the increase of R\$107.3 million in expenses related to Itaipu in 4Q20. The same factor resulted in an increase in Norte Fluminense's tariff, which was adjusted in November 2020. Together with the appreciation of the U.S. dollar, the IGP-M also significantly increased, which contributed to an increase of R\$125.3 million in expenses related to this power plant.

4.2.3. Variation Offset Account – CVA

Net Regulatory Assets/ Liabilities (R\$)	4Q20	3Q20	2Q20	1Q20	4Q19
Regulatory Assets	588	619	1,465	1,197	1,077
Regulatory Liabilities	(514)	(799)	(784)	(577)	(415)
Net Regulatory Assets/ Liabilities	74	(180)	681	620	662

At the end of 4Q20, the balance of the Variation Offset Account – CVA totaled R\$74 million, encompassing (i) the amount of CVA and financial items ratified by ANEEL and transferred to tariffs in the tariff adjustment of March

2020, 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 December 2020, which ANEEL will take into account in the tariff process of March 2021; and (iii) the recording of a liability associated with the amounts received from the Covid-Account, which will be reversed as a negative financial component in the March 2021 tariff process.

4.2.4. Financial Result of Light SESA

Financial Result (R\$ MN)	4Q20	4Q19	% Change 4Q20/4Q1	2020	2019	% Change 2020/2019
Financial Revenues	39	44	-12.7%	748	1,766	-57.6%
Income from Financial Investments	8	8	-2.5%	27	39	-29.3%
Swap Operations	-	-	-	564	145	288.6%
Interest on energy accounts and debt installments	28	21	36.0%	84	80	4.0%
Restatement of Sector's Assets and Liabilities	(6)	5	-	25	20	24.8%
Restatement of ICMS calculation basis of PIS/COFINS	3	(0)	-	29	1,460	-98.0%
Others Financial Revenues	5	10	-50.3%	20	22	-10.1%
Financial Expenses	(212)	(293)	-27.7%	(1,147)	(1,022)	12.3%
Debt Expenses (Local Currency)	(82)	(120)	-31.7%	(348)	(448)	-22.4%
Debt Expenses (Foreign Currency)	(43)	(96)	-55.3%	(169)	(228)	-25.6%
Monetary Variation	(90)	(20)	353.2%	(136)	(94)	44.2%
Exchange Rate Variation	153	80	90.7%	(393)	(69)	465.2%
Swap Operations	(148)	(97)	52.0%	-	-	-
Itaipu Exchange Rate Variation	28	4	566.8%	(35)	1	-
Restatement of provision for contingencies	(44)	(5)	749.7%	(55)	(17)	222.4%
Restatement of R&D/PEE/FNDCT	(1)	(3)	-72.0%	(8)	(13)	-35.1%
Interest and Fines on Taxes	(2)	(2)	0.3%	(2)	(9)	-75.6%
Installment Payment - Fines and Interest Rates Law 11.941	(0)	0	-	(6)	(3)	97.4%
Other Financial Expenses (Includes IOF)	16	(35)	-	5	(141)	-
Total	(173)	(249)	-30.4%	(399)	744	-

In 4Q20, financial result totaled net financial expenses of R\$151 million, excluding the extraordinary and non-recurring amount of R\$22 million regarding the financial adjustment related to the recognition of the effects of the judicial decision related to the exclusion of ICMS from Fixed Assets, compared to net financial expenses of R\$249 million in 4Q19. This decrease was primarily due to the decrease in expenses related to debt charges, of which R\$38 million is denominated in reais and R\$53 million is denominated in foreign currency, as a result of successful liability management initiatives implemented since the completion of the follow-on transaction in July 2019 and the decrease in the CDI rate. Net financial expenses decreased by R\$297 million, or 44.1%, to R\$377 million in 2020 (excluding the effect of the decision regarding the exclusion of ICMS from Fixed Assets) from R\$674 million in 2019 (excluding the effect of the decision related to PIS/COFINS and the Renova Impacts).

5. Light Energia – Generation

Operating Highlights	4Q20	4Q19	% Change 4Q20/4Q19
Nº of Employees	220	215	2.3%
Installed capacity (MW)	1,188	1,188	0.0%
Light Energia	873	873	0.0%
Participation ¹	315	315	0.0%
Assured energy (Average MW)	683	859	-20.5%
Light Energia ²	547	723	-24.4%
Participation	136	136	0.0%

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

² Net assured energy of pumping and internal losses

5.1. 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.

5.1.1. Energy Purchases and Sales

Energy Sale (MWh)	4Q20	4Q19	% Change 4Q20/4Q19	2020	2019	% Change 2020/2019
Sales (Free Contracting Environment + Spot)	535	575	-7.0%	547	586	-6.6%
Purchase (Free Contracting Environment + Spot)	159	146	9.5%	92	145	-36.4%

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

In 4Q20, the 7% decrease in sales (ACL + Spot) was due to the seasonality of the agreements, and the 9.5% increase in purchases (ACL + Spot) was primarily due to an average GSF of 68.5% in 4Q20, which was lower than the average GSF of 68.8% in 4Q19.

The joint effect of the increased PLD and the decreased GSF was due to a higher demand for energy in Brazil and the deterioration of the conditions in the reservoirs of hydropower plants, resulting in greater need for thermal power generation.

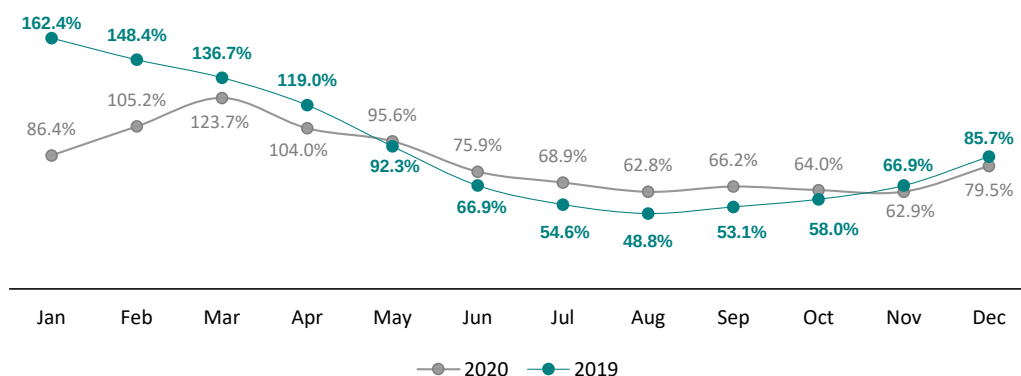
Pursuant to a court decision, Light Energia does not have to make payments relating to any exposure in monthly CCEE settlements, exempting it from making payments in the spot market and protecting its cash flows, even though this cost and revenue are regularly fully recognized in its result. As of December 31, 2020, the outstanding balance of the liabilities for the period between May 2015 and December 2020 totaled approximately R\$1,787 billion under trading in the short-term market. On the other hand, the balance of receivables of the Generation Company totaled R\$832 million, resulting in net liabilities of R\$955 million as of December 2020.

On September 8, 2020, the President of Brazil sanctioned Law No. 14,052/20, which provides for new conditions for the renegotiation of the hydrological risk (GSF) for agents in the free market, contemplating the retroactive effects of hydraulic displacement, motivated by out-of-merit order generation (*geração fora da ordem de mérito*) (GFOM), energy imports without physical guarantee, delay in the entry of transmission lines, and anticipation of the physical guarantee of key hydropower plants.

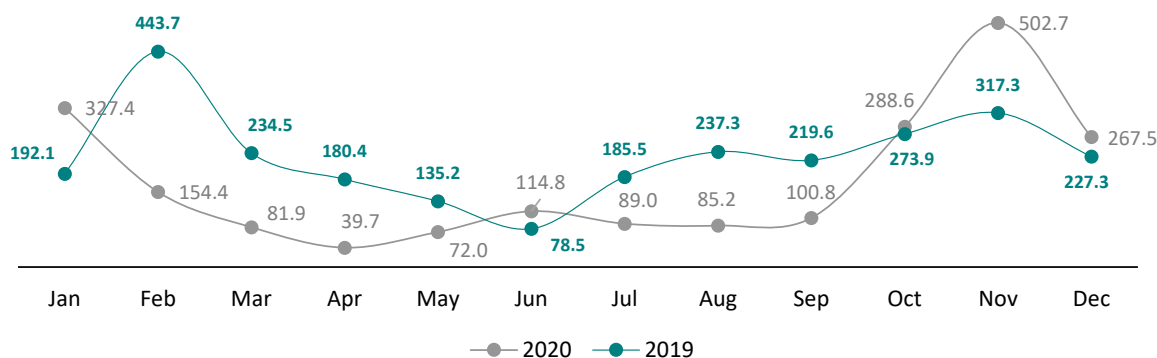
On December 1, 2020, ANEEL issued Normative Resolution 895/20, regulating the calculation method of the offsetting amount to holders of hydropower plants that are participants in Energy Relocation Mechanisms (*Mecanismos de Realocação de Energia*) (MRE), determining CCEE to calculate the financial offsetting 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 decision 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 (Ke) 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 must 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 within 30 days. Considering the amounts most recently disclosed by the CCEE, Light Energia's intangible asset totals R\$433.8 million (base date December 31, 2020).

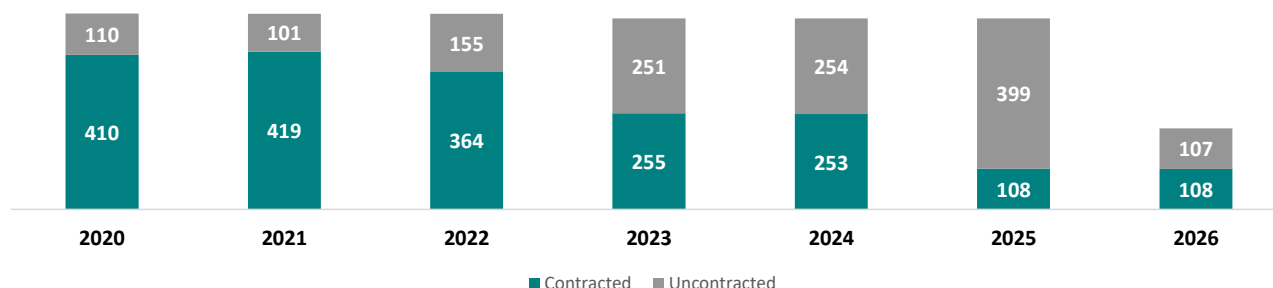
GSF – Generation Scaling Factor



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



5.1.2. Level of Contracted/Uncontracted Energy in MWm (Light Energia + Lightcom)



*Considers the end of Light Energia's concession on June 4, 2026.

5.2. Financial Performance of Light Energia

Income Statement (R\$ MN)	4Q20	4Q19	% Change 4Q20/4Q19	2020	2019	% Change 2020/2019
Net Operating Revenue	406	320	27.1%	1,131	1,098	3.0%
Operating Expense	130	(224)	-	(157)	(613)	-74.4%
Adjusted EBITDA	608	109	456.9%	1,089	542	100.9%
Financial Result	(229)	(67)	242.8%	(342)	(75)	355.4%
Non Operating Result	(57)	0	-	(58)	(0)	13928.0%
Result before taxes and Equity Income	250	29	761.0%	574	410	40.2%
Income Tax/Social Contribution	(105)	35	-	(210)	(88)	139.7%
Equity Income	0	0	548.1%	(0)	5	-
Net Income/Loss	202	63	219.6%	422	327	29.2%
EBITDA Margin	149.5%	34.1%	115.35 p.p.	96.3%	49.4%	46.91 p.p.

5.2.1. Net Revenue, Costs and Expenses of Light Energia

Net Revenue (R\$ MN)	4Q20	4Q19	% Change 4Q20/4Q19	2020	2019	% Change 2020/2019
Generation Sale (ACL)	202	204	-1.3%	790	815	-3.0%
Short-Term	203	113	79.5%	332	273	21.7%
Others	2	2	-16.4%	8	10	-19.3%
Total	406	320	27.1%	1,131	1,098	3.0%

Operating Costs and Expenses (R\$ MN)	4Q20	4Q19	% Change 4Q20/4Q19	2020	2019	% Change 2020/2019
Personnel	(5)	(6)	-10.5%	(23)	(25)	-8.9%
Material and Outsourced Services	(5)	(6)	-22.9%	(18)	(18)	1.5%
Purchased Energy / CUSD / CUST	216	(195)	-	6	(506)	-
Depreciation	(14)	(14)	-0.7%	(56)	(57)	-0.3%
Non Operating Result	(57)	0	-	(58)	(0)	13928.0%
Others (includes provisions)	(5)	(4)	38.3%	(7)	(7)	1.0%
Total	130	(224)	-	(157)	(613)	-74.4%

In 4Q20, net revenue increased by 27.1% (R\$87 million) compared to 4Q19, primarily due to increased sales in the spot market¹² (R\$90 million), mainly as a result of the management of the hydrological hedge in energy purchase and sale transactions and the increased PLD in 4Q20.

In 4Q20, costs and expenses totaled a positive amount of R\$130 million, compared to a negative amount of R\$224 million in 4Q19, due to the reversal of R\$433.8 million in costs recognized in previous periods and considered undue upon the recognition of the GSF intangible asset, pursuant to ANEEL regulations. Excluding the effect of the GSF gain, costs and expenses increased by R\$79.8 million in 4Q20 compared to 4Q19, due to increased energy purchases and the combination of a lower average GSF (-0.3 p.p.) with a higher average PLD in the Southeast/Midwest regions (R\$352.9/MWh in 4Q20 vs. R\$272.8/MWh in 4Q19).

PMS expenses remained in line with PMS expenses in 4Q19.

In 4Q20, a provision of R\$42.6 million was recognized, regarding the adjustment at fair value of the equity interest held by Light Energia in Guanhães Energia, affecting the line item Other operating income/expenses in the period.

5.2.2. Financial Result of Light Energia

Financial Result (R\$ MN)	4Q20	4Q19	% Change 4Q20/4Q19	2020	2019	% Change 2020/2019
Financial Revenues	5	7	-31.3%	348	98	255.2%
Income from Financial Investments	5	7	-34.3%	17	36	-54.0%
Swap Operations	-	-	-	324	61	429.0%
Restatement of Parcel A and other Financial Items	-	-	-	7	-	-
Others Financial Revenues	0	0	-74.2%	0	1	-78.4%
Financial Expenses	(234)	(74)	215.3%	(690)	(173)	298.0%
Debt Expenses (Local Currency)	(1)	(1)	1.8%	(2)	(15)	-84.7%
Debt Expenses (Foreign Currency)	(20)	(46)	-56.9%	(74)	(95)	-21.4%
Exchange Rate Variation	93	41	127.0%	(245)	(13)	1800.3%
Swap Operations	(92)	(55)	66.8%	-	-	-
Restatement of R&D/PEE/FNDCT	(0)	(0)	-67.7%	(0)	(1)	-46.2%
Restatement of GSF	(210)	(11)	1729.8%	(360)	(39)	811.0%
Other Financial Expenses (Includes IOF)	(5)	(1)	253.8%	(8)	(10)	-21.9%
Total	(229)	(67)	242.8%	(342)	(75)	353.7%

In 4Q20, net financial expenses totaled R\$229 million, compared to net financial expenses of R\$67 million in 4Q19, primarily due to the adjustment of the GSF liability portion, which is adjusted based on IGP-M, which increased by 7.64% in the period.

5.2.3. Net Income (Loss) of Light Energia

Net Income/Loss (R\$MN)	4Q20	4Q19	% Change 4Q20/4Q19	2020	2019	% Change 2020/2019
Light Energia (without Stakes)	203	63	220.2%	423	322	31.5%
Guanhães - Equity Income	(0)	-	-	(2)	5	-
Renova Energia -Equity Income	-	-	-	-	-	-
Net Result	202	63	219.6%	422	327	29.0%

¹² 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.

Light Energia, excluding equity interest, had a net income of R\$202 million in 4Q20, compared to a net income of R\$63 million in 4Q19. Upon the sale of the equity interest held in Renova, in October 2019, Light Energia is no longer exposed to Equity Income related to this asset.

6. Lightcom – Trading

6.1. Operating Performance of Lightcom

Operating Highlights	4Q20	4Q19	% Change 4Q20/4Q19	2020	2019	% Change 2020/2019
Volume Sold - MWm	695	689	0.9%	644	665	-3.0%
Average Selling Price (Net of Taxes) - R\$/MWh	197.4	191	3.6%	185.9	192.8	-3.6%

In 4Q20, sales volume remained in line with sales volume in 4Q19.

In 4Q20, the average sales price increased by 3.6% compared to 4Q19, due to the higher market price for short-term transactions.

6.2. Financial Performance of Lightcom

Income Statement (R\$ MN)	4Q20	4Q19	% Change 4Q20/4Q19	2020	2019	% Change 2020/2019
Net Operating Revenue	303	290	4.4%	1,024	1,123	-8.8%
Energy Supply	303	290	4.4%	1,024	1,100	-7.0%
Others	0	0	-5.1%	1	23	-97.7%
Operating Expenses	(288)	(256)	12.2%	(965)	(1,248)	-22.7%
Personnel	(1)	(1)	10.3%	(5)	(4)	23.4%
Material and Outsourced Services	(1)	(0)	1084.2%	(2)	(0)	388.7%
Others	(0)	(0)	-19.5%	(1)	(1)	0.5%
Purchased Energy	(285)	(255)	11.8%	(957)	(965)	-0.9%
Provisions - PECLD Renova	-	-	-	-	(278)	-
Adjusted EBITDA	15	33	-55.4%	59	(126)	-
EBITDA Margin	4.9%	11.5%	-6.61 p.p.	5.8%	-11.2%	16.97 p.p.
Financial Result	1	1	6.1%	3	28	-89.4%
Financial Revenue	1	1	9.9%	3	30	-88.9%
Financial Expense	(0)	(0)	59.5%	(0)	(2)	-80.0%
Result Before Taxes and Interests	16	35	-53.4%	62	(97)	-
Net Income/Loss	8	23	-65.5%	38	(64)	-

In 4Q20, EBITDA of the Trading Company totaled R\$15 million, compared to R\$33 million in 4Q19, due to higher expenses with energy purchases. Net Income totaled R\$8 million. In 2020, EBITDA and Net Income totaled R\$59 million and R\$38 million, respectively, above our expectations.

7. Indebtedness

R\$ Million	Cost	Current	%	Non Current	%	Total	%
Light SESA		1,828	100.0%	6,636	100.0%	8,464	100.0%
Domestic Currency		1,412	77.3%	5,280	79.6%	6,692	79.1%
Debentures 8th Issuance	CDI + 1,18%	39.2	2.1%	196	3.0%	235	2.8%
Debentures 9th Issuance - Serie A	CDI + 1,15%	250.0	13.7%	-	0.0%	250	3.0%
Debentures 9th Issuance - Serie B	IPCA + 5,74%	222.8	12.2%	446	6.7%	668	7.9%
Debentures 10th Issuance	115% CDI	-	0.0%	-	0.0%	-	0.0%
Debentures 12ª Issuance 3	IPCA + 9,09%	-	0.0%	-	0.0%	-	0.0%
Debentures 13ª Issuance	IPCA + 7,44%	-	0.0%	519	7.8%	519	6.1%
Debentures 15ª Issuance 1	IPCA + 6,83%	-	0.0%	585	8.8%	585	6.9%
Debentures 15ª Issuance 2	CDI + 2,20%	80.0	4.4%	80	1.2%	160	1.9%
Debentures 16ª Issuance 1	CDI + 0,90%	-	0.0%	133	2.0%	133	1.6%
Debentures 16ª Issuance 2	CDI + 1,25%	-	0.0%	423	6.4%	423	5.0%
Debentures 16ª Issuance 3	CDI + 1,35%	-	0.0%	63	0.9%	63	0.7%
Debentures 17ª Issuance 1	CDI + 1,50%	-	0.0%	500	7.5%	500	5.9%
Debentures 17ª Issuance 2	CDI + 1,75%	-	0.0%	50	0.8%	50	0.6%
Debentures 17ª Issuance 4	IPCA + 5,25%	-	0.0%	157	2.4%	157	1.9%
Debentures 18ª	CDI + 2,51%	400.0	21.9%	-	0.0%	400	4.7%
Debentures 19ª	IPCA + 5,8%	-	0.0%	517	7.8%	517	6.1%
Debentures 20ª	IPCA + 5,0867%	-	0.0%	618	9.3%	618	7.3%
Promissory notes - 5ª PN Sesa	CDI + 1,25%	100.0	5.5%	100	1.5%	200	2.4%
CCB IBM 2017	CDI	0.4	0.0%	-	0.0%	0	0.0%
CCB IBM 2019	CDI	-	0.0%	-	0.0%	-	0.0%
BNDES (CAPEX) TJLP **	TJLP + 2,78%	8.5	0.5%	-	0.0%	8	0.1%
BNDES (CAPEX) SELIC **	Selic + 2,78%	5.8	0.3%	-	0.0%	6	0.1%
BNDES (CAPEX) TLP **	IPCA + 6,14%	42.1	2.3%	182	2.7%	225	2.7%
BNDES (CAPEX) Prefixed **	6.00%	13.9	0.8%	37	0.6%	51	0.6%
BNDES Olimpíadas TJLP **	TJLP + 2,89%	5.3	0.3%	-	0.0%	5	0.1%
BNDES Olimpíadas SELIC **	SELIC + 2,58%	1.9	0.1%	-	0.0%	2	0.0%
BNDES Olimpíadas Prefixed **	3.50%	1.6	0.1%	3	0.0%	5	0.1%
FINEP - Innovation and Research	4.00%	23.2	1.3%	10	0.1%	33	0.4%
FIDC 2018 Série A	CDI + 1,20%	189.4	10.4%	557	8.4%	747	8.8%
FIDC 2018 Série B	IPCA + 5,75%	88.3	4.8%	221	3.3%	309	3.6%
Others	-	(60.4)	-3.3%	(116)	-1.7%	(176)	-2.1%
Mutual Liability		-	0.0%	-	0.0%	-	0.0%
Foreign Currency *		415.7	22.7%	1,356	20.4%	1,771	20.9%
Tesouro Nacional	64,05% CDI	-	0.0%	14	0.2%	14	0.2%
Citibank	CDI + 1,50%	415.7	22.7%	-	0.0%	416	4.9%
Notes Units	142,79% CDI	-	0.0%	1,351	20.4%	1,351	16.0%
Others		-	0.0%	(9)	-0.1%	(9)	-0.1%
Light Energia		423.2	100.0%	697.2	100.0%	1,120.4	100.0%
Domestic Currency		7.5	1.8%	26.1	3.7%	33.6	3.0%
Debentures 3rd Issuance	0	2.5	0.6%	12.5	1.8%	15.0	1.3%
BNDES Lajes	0	-	0.0%	-	0.0%	-	0.0%
CCB Santander Lajes	0	5.0	1.2%	13.7	2.0%	18.7	1.7%
Others	CDI + 1,18%	(0.0)	0.0%	(0.1)	0.0%	(0.1)	0.0%
Foreign Currency		415.7	98.2%	671.0	96.3%	1,086.8	97.0%
Citibank	-	415.7	98.2%	-	0.0%	415.7	37.1%
Notes Units	0	-	0.0%	675.6	96.9%	675.6	60.3%
Others	CDI + 1,30%	-	0.0%	(4.5)	-0.7%	(4.5)	-0.4%
Light Conecta		0.1	100.0%	0.3	100.0%	0.4	100.0%
BNDES - Conecta (Domestic Currency)**	0	0.1	100.0%	0.3	100.0%	0.4	100.0%
Total		2,251		7,333		9,584	

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

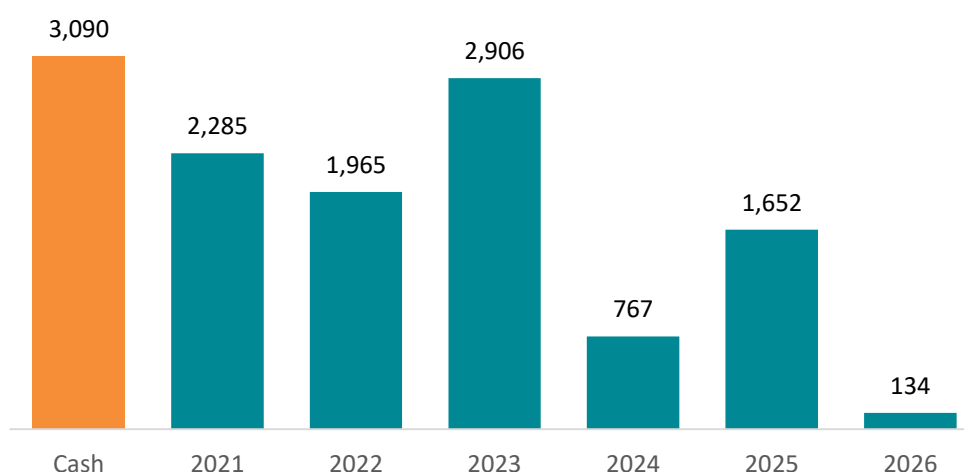
** It was considered the average cost of tranches for each operation

7.1. Light S.A.

R\$ MN	Light SESA	Light Energia	Conecta	Others Light S.A.	Light S.A. 4Q20	Light S.A. 3Q20	Δ %
Domestic Currency	6,692	34	0	0	6,726	6,835	-1.6%
Foreign Currency	1,771	1,087	0	0	2,858	3,103	-7.9%
Loans and Financing	3,265	1,106	0	0	4,371	4,814	-9.2%
Debentures	5,198	15	0	0	5,213	5,123	1.8%
Interest	91	8	0	0	100	211	-52.8%
Swap Operations	(718)	(398)	0	0	(1,117)	(1,425)	-21.6%
Gross Debt	7,837	730	0	0	8,567	8,724	-1.8%
Cash and Cash Equivalents	1,826	1,092	16	156	3,090	2,969	4.1%
Net Debt	6,011	(361)	(16)	(156)	5,478	5,754	-4.8%

In 4Q20, consolidated net debt totaled R\$5,478 million, representing a 4.8% decrease compared to R\$5,754 million recorded in 3Q20.

Amortization of Loans, Financing and Debentures (R\$MN) Average Maturity: 2.4 years



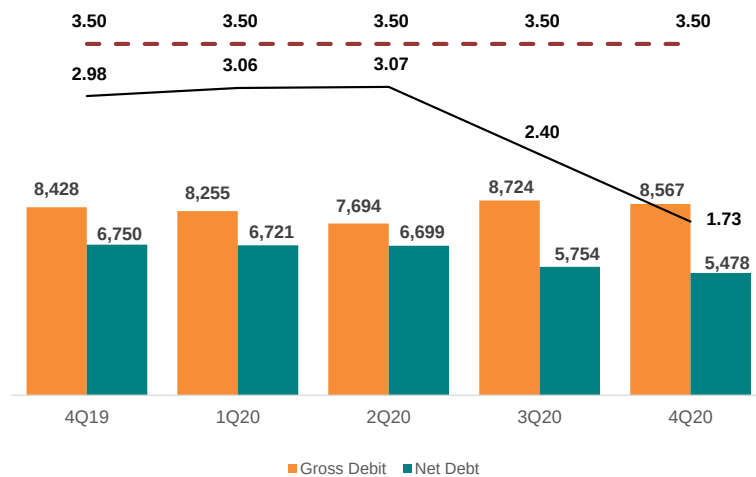
The current cash strength allows the Company to steadily make debt amortizations in 2021. The receipt of the proceeds from the follow-on transaction in January 2021, in the amount of R\$1.34 billion, allowed us to further reinforce the Company's Cash, which will contribute to the good progress of liability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

At the end of 4Q20, the Net Debt/EBITDA ratio was 1.73x, representing a decrease compared to 2.40x in 3Q20, 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.

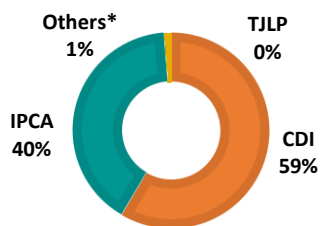
The Company is currently well below the covenant limit of 3.75x set forth under most agreements.

At the end of 4Q20, the EBITDA/Interest ratio was 5.80x, above the minimum contractual limit of 2.0x under most agreements.

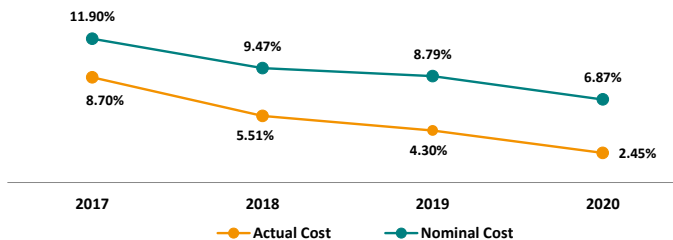
Consolidated Gross and Net Debt (R\$ MN)



Debt Indices ¹



Debt Service Costs



¹Considering Hedge

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

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

Covenants Multiple - R\$ MN		dec/20	sep/20	Jun-20	Mar-20	dec/19
Loans and Financing	+	4,417	4,864	4,875	4,837	4,334
Loans and Financing Cost	-	(45)	(49)	(53)	(57)	(55)
Interest related to Loans and Financing	+	39	90	41	79	28
Debentures	+	5,292	5,210	4,143	4,519	4,487
Debentures Cost	-	(79)	(87)	(60)	(66)	(71)
Interest related to Debentures	+	60	120	63	108	43
Swap Operations	+	(1,117)	(1,425)	(1,315)	(1,166)	(338)
Gross Debt	=	8,567	8,724	7,694	8,255	8,428
Cash	-	3,090	2,969	995	1,534	1,678
Net Debt (a)	=	5,478	5,754	6,699	6,721	6,750
EBITDA CVM (12 months)		2,372	1,030	1,602	1,754	1,875
Equity Income (12 months)	-	(28)	(44)	37	(50)	(38)
Provision (12 months)	-	(912)	(1,393)	(1,718)	(1,586)	(1,540)
Other Operational Revenues/Expenses (12 months)	-	(94)	(42)	(47)	(49)	(49)
Regulatory Assets and Liabilities (12 months)	+	(243)	(114)	(60)	(154)	(153)
Other Revenue -PIS/COFINS credit	-	-	-	1,086	1,086	-
EBITDA for Covenants (12 months) (b)	=	3,164	2,395	2,184	2,199	2,262
Interests (c)		545	572	612	649	669
		-				
Net Debt/EBITDA for Covenants (a/b)		1.73	2.40	3.07	3.06	2.98
Contractual Cap for Dívida Líquida/EBITDA		3.75	3.75	3.75	3.75	3.75
EBITDA for Covenants/Interest (b/c)		5.80	4.18	3.57	3.39	3.38
Contractual Lower Limit for EBITDA/Juros		2.00	2.00	2.00	2.00	2.00

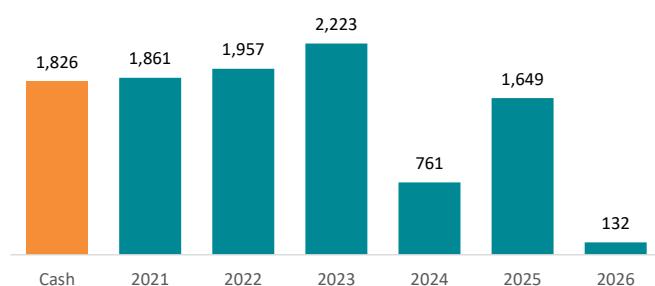
Corporate Ratings

Ratings	Grade		Date
	National	Foreign	
Fitch	AA-	BB-	01/21/2021
Standard & Poors	AA+	-	07/15/2019
Moody's	A2.br	Ba3	09/30/2020

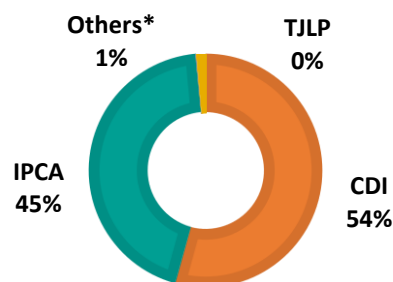
7.2. Debt Breakdown

Light SESA

Amortization¹(R\$MN) Average Maturity: 2.5 years

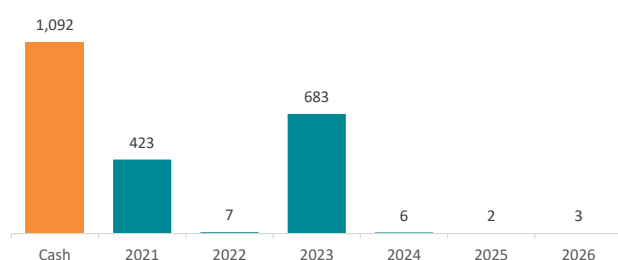


Debt Indices ²



Light Energia

Amortization¹ (R\$MN) Average Maturity: 1.8 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.

8. Consolidated Investment

Capex (R\$ MM)	4Q20	4Q19	% Change 4Q20/4Q19	2020	2019	% Change 2020/2019
Distribution	201	211	-4.6%	745	733	1.6%
Engineering	113	135	-15.9%	456	504	-9.6%
Commercial	88	76	15.4%	289	229	26.3%
Non-electrical Assets	45	36	25.3%	104	82	26.3%
Generation	62	35	76.1%	100	69	43.6%
Total	308	282	9.2%	949	885	7.2%
Capital Contribution	1	4	-86.7%	1	54	-97.6%
Belo Monte	0	0	44.4%	0	0	18.6%
Itaocara	1	1	-36.0%	1	24	-94.9%
Guanhães	-	-	-	-	21	-
Axxiom	-	3	-	-	9	-
Total Capex (includes transfers to subsidiaries)	309	287	7.8%	950	939	1.2%

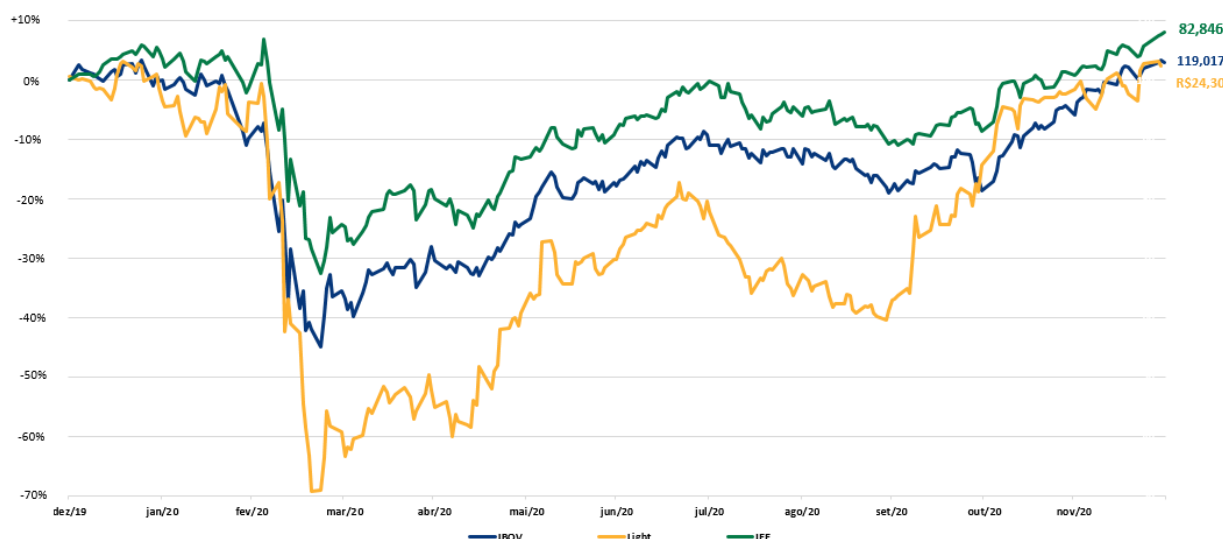
The Company's consolidated capital expenditure, excluding contributions, was 9.2% higher than that in 4Q19. In 4Q20, we highlight works in the spillway of UHE Ilha dos Pombos, which totaled R\$32.6 million in the period.

9. Capital Markets

Light S.A.'s shares (LIGT3) were priced at R\$24.30 at the end of December 2020. At the end of 4Q20, the Company's market value was R\$7.4 billion.

Performance of Light's shares vs. Ibovespa vs. IEE

On a 100 basis on December 31, 2019



Market Information	4Q20	4Q19
Traded Volume Average – LIGT3 (R\$MN)	61.5	47.0
Shares Average – LIGT3 (R\$ / share)	21.1	20.1
ADTV 90 days (R\$MN)	54.6	44.1
Price Change – LIGT3	67.6%	24.9%
Price Change – IEE	20.8%	12.9%
Price Change - IBOV	25.8%	11.1%

10. 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 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.

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	4Q20	4Q19	% Change 4Q20/4Q19	2020	2019	% Change 2020/2019
Environmental						
% of sites certified in the Integrated Management System (Light Energia)	100%	100%	0,0 p.p.	100%	100%	0,0 p.p.
% of sites certified in the Environmental Management System (Light SESA)	88%	88%	0,0 p.p.	88%	88%	0,0 p.p.
% of generation from renewable sources	100%	100%	0,0 p.p.	100%	100%	0,0 p.p.
Water consumption by employee (m3)	4.30	5.71	-24.7%	17.39	26.28	-33.8%
Energy consumption by employee (MWh)	10.79	5.70	89.5%	26.29	22.93	14.6%
Social						
Employees	5,531	5,062	9.3%	5,531	5,062	9.3%
Outsourced employees	6,446	7,417	-13.1%	6,446	7,417	-13.1%
% of women in relation to the total of employees	18.3%	20.9%	-2,6 p.p.	18.3%	20.9%	-2,6 p.p.
% of women in management positions	27.3%	22.2%	5,1 p.p.	27.3%	22.2%	5,1 p.p.
Average hours of employees training	11.6	14.6	-20.5%	51	36.7	39.0%
Turnover rate	2.7%	2.5%	0,2 p.p.	13.0%	8.8%	4,2 p.p.
Accident frequency rate	2.46	2.42	1.7%	2.22	3.27	-32.1%
Accident severity rate	100	117	-14.5%	75	130	-42.3%
Complaints by total customers	11.40%	10.43%	0,97 p.p.	39.71%	64.92%	-25,2 p.p.
Governance						
% of independent directors	88.9%	62.5%	26,4 p.p.	88.9%	62.5%	26,4 p.p.
% of women in top management	25.0%	21.4%	3,6 p.p.	25.0%	21.4%	3,6 p.p.
Shares held by top management	48,000	67,300	-28.7%	37,750	67,300	-43.9%
Average age of top management	57	53	7.5%	57	53	7.5%
Others						
Distribution network (km)	79,640	78,765	1.1%	79,640	78,765	1.1%
Investments in Energy Efficiency (R\$ MN)	11.74	12.29	-4.5%	39.05	31.36	24.5%
Investments in R&D (R\$ MN)	6.42	8.60	-25.3%	21.91	29.13	-24.8%
Universal access to electricity	100%	100%	0,0 p.p.	100%	100%	0,0 p.p.

In 4Q20, among the main changes, we highlight:

- an increased number of independent members of the Board of Directors, portraying the change in the equity structure, including the entry/exit of investors. Currently, out of nine board members, one is a representative of employees and all others are independent members. Additionally, one-fourth of the members of the Senior Management are women.
- Slight increase in the accident frequency rate due to a decrease in worked hours in the period in 2020. We maintained field safety inspections and actions to change culture, which allowed us to significantly reduce accident frequency and severity rates in 2020.
- Decreased number of outsourced employees, due to the insourcing of activities, which increased the number of own employees, and the adjustment of agreements with suppliers, based on the verification of the projected number of workers and Light's effective headcount.
- Decreased percentage of women in Light's personnel due to the insourcing process of relationship agents, electricians and technicians, whose candidates are mostly men. On the other hand, the number of women in leadership positions increased.

- Decreased average number of training hours compared to 4Q19, due to the beginning of the insourcing process of energy recovery teams at the end of 2019. In its turn, in 4Q20, we conducted training for insourced teams working with energy cuts and reconnections. The difference lies in the number of training hours and the number of trained teams. In 2020, trainings increased by 39% due to the insourcing process.
- Increased number of complaints due to the increase in the number of unfounded complaints in the last months. However, in 2020, complaints significantly decreased by 25 p.p., due to the new management model implemented by the Company, focused on the mapping of the root cause of the main offenders, and the creation of action plans focused on the improvement of processes.
- Increased average energy consumption due to the non-recurring effect related to invoicing of own energy.
- Decreased R&D investments due to the impacts resulting from the coronavirus pandemic on the implementation of projects, especially by partner universities, whose laboratories closed during 2020. Moreover, the prospection of new projects was affected by Presidential Provisional Measure (*Medida Provisória*) No. 998/20, providing for the allocation of R&D funds to the CDE account and permitting us to allocate funds to projects that have not been approved yet.
- Decreased investments in energy efficiency in 4Q20, as most of the agreements and initial disbursements related to the projects approved in the Public Call for Proposals (*Chamadas Públicas de Projetos*) were entered into and made by 3Q20.

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 Novas	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	-	-	-

¹Light's proportional interest

ANNEX II – CVM EBITDA Reconciliation

CVM EBITDA (R\$ MN)	4Q20	4Q19	% Change 4Q20/4Q19	2020	2019	% Change 2020/2019
Net Operating Revenue (A)	434	(366)	-	692	1,328	-47.9%
Social Contributions & Income Tax (B)	(144)	42	-	(760)	(96)	690.2%
Deferred Income Tax (C)	(88)	182	-	404	(565)	-
EBT (A - (B + C))	666	(591)	-	1,048	1,989	-47.3%
Depreciation (D)	(146)	(147)	-1.2%	(591)	(587)	0.6%
Financial Expenses Revenue (E)	(401)	(314)	27.8%	(734)	702	-
CVM EBITDA ((A) - (B) - (C) - (D) - (E))	1,213	(130)	-	2,372	1,875	26.5%

ANNEX III – Income Statement

Light SESA

Income Statement (R\$ MN)	4Q20 Recurring	4Q20	4Q19 Recurring	4Q19	% Change 4Q20/4Q19	2020 Recurring	2020	2019 Recurring	2019	% Change 2020/2019
Operating Revenues	5,290	5,749	4,560	4,560	16.0%	18,304	18,763	18,313	19,399	0.0%
Electricity Sales	3,811	3,811	3,906	3,906	-2.4%	14,110	14,110	15,178	15,178	-7.0%
CVA	458	458	(163)	(163)	-	713	713	(69)	(69)	-
Construction Revenues	217	217	198	198	9.8%	788	788	726	726	8.5%
Other Revenues	804	1,263	619	619	29.9%	2,693	3,152	2,477	3,564	8.7%
Deductions From Operating Revenues	(1,885)	(1,927)	(1,675)	(1,675)	12.5%	(6,956)	(6,998)	(7,487)	(7,487)	-7.1%
Net Operating Revenues	3,405	3,822	2,884	2,884	18.1%	11,348	11,764.7	10,826	11,912	4.8%
Electricity Costs	(2,682)	(2,682)	(2,136)	(2,136)	25.5%	(8,680)	(8,680)	(8,212)	(8,212)	5.7%
Purchased Energy	(2,100)	(2,100)	(1,703)	(1,703)	23.4%	(6,691)	(6,691)	(6,586)	(6,586)	1.6%
Connection and use of grid charges	(365)	(365)	(236)	(236)	54.6%	(1,201)	(1,201)	(900)	(900)	33.4%
Construction costs	(217)	(217)	(198)	(198)	9.8%	(788)	(788)	(726)	(726)	8.5%
Operating Expenses	(369)	(463)	(424)	(967)	-13.0%	(1,627)	(1,721)	(1,579)	(2,122)	3.1%
Personnel	(93)	(93)	(93)	(93)	0.4%	(385)	(385)	(389)	(389)	-0.9%
Material	(8)	(8)	(5)	(5)	59.1%	(28)	(28)	(22)	(22)	28.2%
Third party services	(113)	(113)	(125)	(125)	-9.5%	(455)	(455)	(517)	(517)	-12.1%
Provisions	(176)	(270)	(209)	(752)	-15.7%	(817)	(911)	(718)	(1,261)	13.8%
Others	22	22	9	9	156.2%	57	57	67	67	-14.2%
Adjusted EBITDA	354	677	324	(219)	9.4%	1,041	1,364	1,035	1,578	0.6%
Depreciation and amortization	(131)	(131)	(133)	(133)	-1.2%	(534)	(534)	(530)	(530)	0.7%
Other operating revenues/expenses	(13)	(13)	(5)	(5)	147.8%	(34)	(34)	(32)	(32)	4.7%
Operating Income	210	533	186	(357)	13.0%	473	796	472	1,016	0.1%
Net Financial Result	(151)	(173)	(249)	(249)	-39.2%	(377)	(399)	744	744	-
Financial Revenues	(87)	(109)	44	44	-	770	748	1,766	1,766	-56.4%
Financial Expenses	(64)	(64)	(293)	(293)	-78.2%	(1,147)	(1,147)	(1,022)	(1,022)	12.3%
Income before tax	59	360	(63)	(606)	-	96	398	1,217	1,761	-92.1%
Income Tax / Social Contribution	(38)	(141)	-	-	-	(642)	(745)	2	2	-
Deferred Taxes	21	21	201	201	-89.7%	623	623	(608)	(608)	-
Net Income	41	240	138	(405)	-70.3%	76	274.8	610	1,153.9	-87.5%

Light Energia

Income Statement (R\$ MN)	4Q20	4Q19	% Change 4Q20/4Q19	2020	2019	% Change 2020/2019
Operating Revenues	447	357	25.4%	1,273	1,239	2.7%
Energy supply - Energy sales	223	228	-2.4%	894	921	-2.9%
Energy supply - Spot	223	126	76.8%	370	307	20.5%
Others - TUSD	2	2	-7.2%	9	10	-11.7%
Others	0	0	-93.3%	1	2	-66.0%
Deductions from Operating Revenues	(41)	(37)	10.7%	(142)	(141)	0.5%
Net Operating Revenues	406	320	27.1%	1,131	1,098	3.0%
Electricity Costs	216	(195)	-	6	(506)	-
Operating Expenses	(15)	(15)	-3.5%	(48)	(50)	-3.7%
Personnel	(5)	(6)	-10.5%	(23)	(25)	-8.9%
Material	(0)	(0)	-20.5%	(1)	(1)	15.4%
Third party services	(4)	(6)	-23.0%	(17)	(17)	0.7%
Provisions	(3)	(3)	3.0%	(0)	(1)	-45.6%
Others	(3)	(1)	108.2%	(7)	(6)	6.9%
Adjusted EBITDA	608	109	456.9%	1,089	542	100.9%
Depreciation and amortization	(14)	(14)	-0.7%	(56)	(57)	-0.3%
Other operating revenues/expenses	(57)	0	-	(58)	(0)	13928.0%
Operating income	536	95	462.2%	974	485	100.9%
Equity Income	0	0	548.1%	(0)	5	-
Net Financial Result	(229)	(67)	242.8%	(342)	(75)	355.4%
Financial Revenues	(87)	7	-	348	98	255.2%
Financial Expenses	(142)	(74)	91.4%	(690)	(173)	298.0%
Income before Tax	307	29	975.7%	632	415	52.5%
Income Tax / Social Contribution	0	(7)	-	(1)	(98)	-99.3%
Deferred Taxes	(105)	42	-	(210)	10	-
Net Income	202	63	219.6%	422	327	29.2%

ANNEX IV – Statement of Financial Result

Light S.A.

Financial Result (R\$ MN)	4Q20	4Q19	% Change 4Q20/4Q19	2020	2019	% Change 2020/2019
Financial Revenues	(194)	54	-	1,097	1,901	-42.3%
Income from Financial Investments	14	17	-19.6%	48	80	-40.6%
Swap Operations	(240)	-	-	887	206	331.7%
Moratory Increase / Debts Penalty	28	21	36.0%	84	80	4.0%
Restatement of Sector's Assets and Liabilities	(6)	5	-	25	21	18.8%
Restatement of ICMS calculation basis of PIS/COFINS	3	(0)	-	-	1,461	-
Others Financial Revenues	6	11	-44.8%	24	53	-54.8%
Financial Expenses	(207)	(368)	43.8%	(1,830)	(1,200)	52.6%
Debt Expenses (Local Currency)	(83)	(121)	-31.4%	(343)	(464)	-26.1%
Debt Expenses (Foreign Currency)	(63)	(142)	-55.8%	(244)	(322)	-24.4%
Monetary Variation	(90)	(20)	353.2%	(136)	(94)	44.1%
Exchange Rate Variation	246	121	103.0%	(637)	(82)	674.1%
Itaipu Exchange Rate Variation	28	4	566.8%	(35)	1	-
Restatement of provision for contingencies	(44)	(5)	735.5%	(55)	(18)	207.7%
Restatement of R&D/PEE/FNDCT	(1)	(3)	-71.8%	(9)	(13)	-35.6%
Interest and Fines on Taxes	(2)	(2)	-0.2%	(2)	(9)	-74.8%
Installment Payment - Fines and Interest Rates Law 11.941/09	(0)	0	-	(6)	(3)	97.4%
Restatement of GSF	(210)	(0)	185438.1%	(360)	(23)	1456.9%
Other Financial Expenses (Includes IOF)	11	(47)	-	(4)	(171)	-97.9%
Total	(401)	(314)	27.8%	(734)	702	-

ANNEX V – Statement of Financial Position

Light S.A. (R\$ million)

ASSETS	2020	2019
Current	7,974	5,354
Cash and cash equivalent	653	996
Marketable securities	2,436	682
Receivable accounts	3,257	2,537
Inventories	62	60
Taxes and contributions recoverable	656	81
Income tax and social contribution recoverable	137	135
Sector's financial assets	58	550
Prepaid expenses	25	23
Receivables from services rendered	45	31
Swap derivative financial instruments	156	-
Other current assets	339	260
	147	
Non-current	18,424	18,490
Receivable accounts	1,014	1,113
Taxes and contributions recoverable	4,420	6,257
Deferred taxes	450	36
Swap derivative financial instruments	960	373
Deposits related to litigation	242	273
Sector's financial assets	15	113
Concession financial asset	5,197	4,748
Contractual asset	983	497
Investments	366	579
Fixed assets	1,655	1,587
Intangible	2,899	2,837
Right of use asset	102	77
Total Assets	26,397	23,844
LIABILITIES	2020	2019
Current	6,921	5,178
Suppliers	3,440	2,546
Taxes and contributions	167	172
Income tax and social contribution payable	2	38
Loans and financing	1,320	551
Debentures	1,031	836
Dividends payable	164	315
Labor obligations	91	86
Leasing	47	32
Other obligations	659	600
Non-current	12,400	12,436
Loans and financing	3,091	3,756
Debentures	4,243	3,623
Swap derivative financial instruments	-	35
Taxes and contributions	192	348
Deferred taxes	408	400
Uncovered equity income	31	22
Provisions for tax, civil, labor and regulatory risks	648	543
Leasing	59	48
Amounts to be refunded to consumers	3,678	3,606
Other obligations	47	54
Shareholders' Equity	7,076	6,231
Capital Stock	4,051	4,051
Capital reserves	9	3
Profit reserves	2,816	1,958
Asset valuation adjustments	304	320
Other comprehensive income	(105)	(101)
Retained Earnings	-	-
Total Liabilities	26,397	23,844

Light SESA (R\$ million)

ASSETS	2020	2019
Current	5,450	3,780
Caixa e equivalentes de caixa	456	554
Marketable securities	1,370	327
Receivable accounts	2,296	1,824
Inventories	56	56
Taxes and contributions recoverable	653	77
Income tax and social contribution recoverable	84	89
Sector's financial assets	58	550
Prepaid expenses	22	21
Receivables from services rendered	41	31
Swap derivative financial instruments	78	-
Other current assets	335	252
Non-current	15,899	16,402
Receivable accounts	997	1,090
Taxes and contributions recoverable	4,420	6,257
Deferred taxes	422	-
Deposits related to litigation	238	269
Swap derivative financial instruments	640	249
Sector's financial assets	15	113
Concession financial asset	5,197	4,748
Contractual asset	983	497
Other credits	120	-
Investments	31	29
Intangible	276	245
Right of use asset	2,459	2,833
Fixed assets	100	74
Total Assets	21,349	20,182
LIABILITIES	2020	2019
Current	4,462	3,715
Suppliers	1,567	1,242
Taxes and contributions	150	165
Income tax and social contribution payable	1	1
Loans and financing	891	540
Debentures	1,028	833
Dividends payable	65	274
Labor obligations	82	77
Leasing	45	30
Other obligations	634	552
Non-current	11,249	11,310
Loans and financing	2,406	2,896
Debentures	4,230	3,609
Swap derivative financial instruments	-	18
Taxes and contributions	192	348
Deferred taxes	-	202
Provisions for tax, civil, labor and regulatory risks	641	540
Leasing	58	46
Amounts to be refunded to consumers	3,678	3,606
Other obligations	39	46
Shareholders' Equity	5,638	5,158
Capital Stock	4,146	4,146
Capital reserves	7	7
Profit reserves	1,585	1,101
Other comprehensive income	(101)	(97)
Total Liabilities	21,349	20,182

Light Energia (R\$ million)

ASSETS	2020	2019
Circulante	2,268	1,427
Cash and cash equivalent	165	342
Marketable securities	927	338
Receivable accounts	980	734
Taxes and contributions	1	2
Income tax and social contribution recoverable	9	-
Swap derivative financial instruments	78	-
Inventories	6	4
Customer services	3	-
Prepaid expenses	2	2
Other current assets	4	5
Assets classified as held for sale	94	-
Non-current	2,102	1,570
Swap derivative financial instruments	320	124
Contingency deposits	4	3
Right of use asset	2	3
Investments	-	136
Fixed assets	1,339	1,301
Intangible	437	2
Total Assets	4,370	2,998
LIABILITIES	2020	2019
Current	2,516	1,392
Suppliers	1,849	1,285
Taxes and contributions payable	15	4
Income tax and social contribution	1	37
Loans and financing	429	11
Debentures	3	3
Dividends payable	6	-
Labor obligations	189	7
Leasing	2	1
Other obligations	23	45
Non-current	1,118	1,102
Loans and financing	685	860
Debentures	12	15
Deferred taxes	408	199
Derivative financial instruments swap	-	16
Provisions for tax, civil, labor and regulatory risks	6	3
Leasing obligations	-	2
Other obligations	7	8
Shareholders' Equity	736	503
Capital Stock	77	77
Capital reserves	25	25
Proposed additional dividends	332	84
Asset valuation adjustments	304	320
Other comprehensive income	(4)	(4)
Total Liabilities	4,370	2,998

ANNEX VI – Statement of Cash Flows

Light S.A. (R\$ million)

R\$ MN	2020	2019
Net cash generated by operating activities	2,334	239
Cash generated by (used in) operations	1,242	1,894
Net income before income tax and social contribution	1,048	1,989
Allowance for doubtful accounts	619	1,127
Depreciation and amortization	591	587
Loss from the sale or write-off of intangible assets/property, plant and equipment/investment	79	64
Exchange and inflation adjustment losses from financial activities	774	177
Financial provisions and update for tax, civil, labor and regulatory risks and financial update of deposits related to litigation	375	408
Adjustment to present value and prepayment of receivables	(1)	(1)
Interest expense on loans, financing and debentures and amortization of costs	543	692
Interest over lease obligations	7	8
Swap variation	(887)	(206)
Equity in the earnings of subsidiaries	28	38
Effect of PIS/COFINS Credits on ICMS	(28)	(2,479)
Stock option granted	6	3
Loss on investments measured at cost	(3)	(0)
Result from sale of equity stakes	-	-
Recognition of the GSF Agreement - Law 14,052 / 2020	(434)	-
Fair value of the concession's indemnifiable assets	(243)	(153)
Recognition and restatement of financial assets and liabilities of the sector	(1,233)	(360)
Changes in assets and liabilities	1,092	(1,442)
Marketable securities	(18)	(135)
Consumers, concessionaires and permissionaires	(1,239)	(593)
Dividends received	7	3
Taxes fees and contributions to offset	453	(329)
Financial assets and liabilities of the sector	1,821	408
Inventories	(2)	(1)
Receivables from services rendered	(14)	22
Prepaid expenses	(2)	7
Deposits related to litigation	3	(14)
Other assets	(200)	(215)
Suppliers	927	414
Labor obligations	4	10
Payment of provisions for tax, civil, labor and regulatory risks	(243)	(305)
Other liabilities	51	(99)
Swap derivative financial instruments	109	195
Interest paid	(517)	(710)
Income tax and social contribution paid	(51)	(101)
Net cash used in investing activities	(2,707)	(460)
Receivables from sale of equity stakes	-	14
Acquisition of property, plant and equipment	(131)	(92)
Acquisition of intangible and contractual assets	(837)	(758)
contribution	(1)	(54)
Redemption of financial investments	1,620	2,768
Financial investments	(3,357)	(2,338)
Net cash generated by (used in) financing activities	30	298
Receipt for issuing shares	-	1,825
Payment of lease obligations	(46)	(38)
Loans, borrowings and debentures	1,484	2,201
Amortization of loans, borrowings and debentures	(1,408)	(3,651)
Net increase (decrease) in cash and cash equivalents	(343)	289
Cash and cash equivalents at the beginning of the year	996	707
Cash and cash equivalents at the end of the year	653	996

Light SESA (R\$ million)

R\$ MN	2020	2019
Cash generated by (used in) operations	1,766	(79)
Net income before income tax and social contribution	397	1,760
Allowance for doubtful accounts	619	850
Depreciation and amortization	534	530
equipment	31	61
Exchange and monetary losses (gains) from financial activities	529	164
Financial provisions and update for tax, civil, labor and regulatory risks and financial update of deposits related to litigation	371	409
Adjustment to present value and prepayment of receivables	(0)	(1)
Interest expense on loans, borrowings and debentures	485	611
Interest over lease obligations	7	7
Effect of PIS/COFINS Credits on ICMS	(28)	(2,479)
Gains (losses) on investments valued at cost	(3)	(0)
Swap variation	(564)	(144)
Fair value of the concession's indemnifiable assets	(243)	(153)
Recognition and restatement of financial assets and liabilities of the sector	(1,233)	(360)
Changes in assets and liabilities	864	(1,332)
Marketable securities	(9)	(108)
Consumers, concessionaires and permissionaires	(997)	(516)
Taxes, fees and contributions to offset	448	(312)
Financial assets and liabilities of the sector	1,821	408
Inventories	(1)	0
Receivables from services rendered	(10)	22
Prepaid expenses	(1)	7
Deposits related to litigation	3	(13)
Other assets	(202)	(27)
Suppliers	358	96
Labor obligations	5	9
Payment of provisions for tax, civil, labor and regulatory risks	(243)	(304)
Other liabilities	76	(103)
Derivative financial instruments - swaps	76	127
Interest paid	(461)	(619)
Net cash used in investing activities	(1,904)	(511)
Acquisition of property, plant and equipment	(34)	(27)
Acquisition of intangible and contractual assets	(835)	(757)
Redemption of financial investments	1,201	1,763
Financial investments	(2,236)	(1,489)
Net cash generated by (used in) financing activities	40	654
	-	(18)
Aumento de capital	-	1,832
Loans, borrowings and debentures	1,964	1,867
Amortization of loans, borrowings and debentures	(1,880)	(2,991)
Payment of lease obligations	(44)	(36)
Net increase (decrease) in cash and cash equivalents	(98)	64
Cash and cash equivalents at the beginning of the year	554	491
Cash and cash equivalents at the end of the year	456	554

Light Energia (R\$ million)

R\$ MN	2020	2019
Net cash generated by operating activities	514	594
Cash generated by (used in) operations	632	414
Net income before income tax and social contribution	56	57
Depreciation and amortization	6	0
equipment	245	13
Financial provisions and update for tax, civil, labor and regulatory risks and financial update of deposits related to litigation	3	(2)
Interest over lease obligations	0	0
Provision for contingencies and restatement	66	81
Interest expense on loans, borrowings and debentures	7	-
Swap variation	(324)	(61)
Loss on the Disposal of the entire interest in jointly-owned subsidiaries	43	-
Recognition of the GSF Agreement - Law 14,052 / 2020	(434)	-
Equity in the earnings of subsidiaries	0	(5)
Changes in assets and liabilities	213	97
Marketable securities	(8)	(24)
Concessionaires and permissionaires	(246)	(71)
Taxes, contributions and taxes, net	4	(12)
Serviços prestados a receber	(3)	-
Inventories	(2)	(1)
Prepaid expenses	(0)	0
Deposits related to litigation	(0)	(1)
Other assets	(7)	(1)
Suppliers	564	272
Labor obligations	(0)	0
Provisions	(0)	(1)
Other liabilities	(21)	4
Derivative financial instruments - swaps	33	68
Interest paid	(63)	(91)
Income tax and social contribution paid	(38)	(45)
Net cash used in investing activities	(682)	83
Acquisition of property, plant and equipment	(99)	(65)
Acquisition of intangible assets	(2)	(0)
Redemption of financial investments	373	977
Financial investments	(954)	(808)
Investments / acquisitions in permanent investment	-	(21)
Net Cash Generated By (Used In) Financing Activities	(9)	(425)
Dividends paid	-	(100)
Loans, borrowings and debentures	20	334
Amortization of loans, borrowings and debentures	(27)	(658)
Payment of finance lease obligations	(2)	(2)
Net Increase (Decrease) In Cash And Cash Equivalents	(177)	252
Cash and cash equivalents at the beginning of the year	342	90
Cash and cash equivalents at the end of the year	165	342