

RELEASE | 3T 2019

RE SUL TA DOS

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



TELECONFERÊNCIA DE RESULTADOS COM WEBCAST

14 DE NOVEMBRO DE 2019

Português
14h (Brasília)
12h (EDT)

Inglês
15h (Brasília)
13h (EDT)

Brasil: +55 11 2188 0155
Demais localidades: +1 646 843 6054
Código: Light

LUCRO LÍQUIDO
R\$1.519 MM

DÍVIDA LÍQUIDA
R\$6.541 MM

EBITDA
R\$1.084 MM

Índice
Brasil **IBRX**

ISEB3
2019

Índice de
Energia
Elétrica **IEE**

Índice de
Ações com Governança
Corporativa Diferenciada **IGC**

Índice de
Ações com Tag Along
Diferenciado **ITAG**

Rio de Janeiro, 13 de novembro de 2019.

Light S.A. consolida-se como uma *True Corporation*

Perdas totais estabilizam-se e PMSO da distribuidora cai 8,3% no trimestre

Resultados positivamente impactados por trânsito em julgado de processo judicial

Destaques Financeiros

- O EBITDA ajustado consolidado atingiu R\$1.084 milhões no 3T19, aumento de R\$749 milhões, decorrente da receita do reconhecimento do trânsito em julgado do processo judicial de exclusão do ICMS da base de cálculo de PIS/COFINS, no valor de R\$1.086 milhões. Excluindo os efeitos não-recorrentes, o EBITDA seria de R\$291 milhões, redução de 13,2% em relação ao 3T18, explicado pelo aumento das contingências. Já no acumulado do ano, o EBITDA está em linha em comparação ao 9M18.
- O lucro líquido consolidado do 3T19 foi de R\$1.519 milhões, frente a R\$6 milhões registrado no 3T18. A Receita Financeira com a atualização do crédito de PIS/COFINS atingiu R\$1.461 milhões e o impacto total da causa no resultado foi de R\$1.636 milhões, líquido de impostos.
- O PMSO encerrou o período em R\$252 milhões, mesmo valor apurado no 3T18, e no 9M19 em R\$715 milhões, uma redução de 2,2% no acumulado do ano. O PMSO da distribuidora caiu 8,3% no 3T19 em comparação ao 3T18.
- A PECLD no 3T19 foi de R\$371 milhões (vs. R\$89 milhões no 3T18), em virtude da provisão dos créditos que a LigthCom detinha com a Renova, no valor de R\$278 milhões. Desconsiderando este item extraordinário, a PECLD seria de R\$93 milhões neste trimestre, representando 1,8% da receita bruta (12 meses). O índice está em linha com o valor registrado em junho/19.
- O indicador de Dívida Líquida/EBITDA encerrou o 3T19 em 3,0x, uma melhora em relação ao valor apurado no 2T19 (3,69x). Os recursos do *follow-on*, recebidos em julho/19, permitiram uma redução do saldo da dívida e levaram a uma posição de caixa mais robusta. A dívida líquida no final do 3T19 ficou em R\$6.541 milhões.

Destaques Financeiros (R\$ MM)	3T19	3T18	Variação 3T19/3T18	9M19	9M18	Variação 9M19/9M18
Receita Líquida*	3.754	2.993	25,4%	9.565	8.614	11,0%
PMSO	252	252	0,2%	715	731	-2,2%
EBITDA para Covenants (12 meses) ¹	2.183	2.277	-4,1%	2.183	2.277	-4,1%
EBITDA Ajustado ²	1.084	335	223,3%	2.044	1.254	63,0%
EBITDA Pró-Forma	291	335	-13,2%	1.251	1.254	-0,2%
Lucro/Prejuízo Líquido	1.519	6	24678,9%	1.694	73	2207,2%
Dívida Líquida/EBITDA - covenants (x)	3,00	3,57	-16,1%	3,00	3,57	-16,1%
PECLD/ROB (12 meses)**	1,8%	2,3%	-0,5 p.p.	1,8%	2,3%	-0,5 p.p.
CAPEX Light	236	213	10,6%	602	521	15,7%
Geração Líquida de Caixa Operacional	(161)	59	-	239	(93)	-

* Desconsiderando receita de construção.

** Desconsiderando provisão dos créditos da Renova

Destaques Operacionais

- As perdas totais sobre a carga fio (12 meses) em setembro/19 totalizaram 25,93%, praticamente em linha com o resultado de junho/19, de 25,76%. Com relação ao volume de perdas totais média móvel 12 meses, observa-se uma estabilização no 3T19 (9.737 GWh) em comparação com o 2T19 (9.739 GWh). Já o indicador perdas totais/carga fio das áreas possíveis apresentou suave queda neste trimestre, encerrando em 16,8%, vs. 17,1% no 2T19.
- O mercado faturado registrou um declínio de 3,5% em relação ao 3T18, sendo as maiores reduções nas classes residencial e industrial, impactadas, principalmente, pelo menor volume de REN realizado e pela retração de dois clientes no setor de siderurgia.
- O DEC (12 meses) foi de 8,40 horas no 3T19, um aumento de 0,5% em relação ao reportado no 2T19, ainda impactado pelas intempéries do início do ano, enquanto o FEC (12 meses) foi de 4,36x no 2T19, 0,5% abaixo do resultado do 2T19.
- O incremento de 6,9% do número de funcionários próprios é explicado pela estratégia de primarização de mão de obra ligada às atividades de manutenção de rede e leitura/entrega de contas.

Destaques Operacionais	3T19	3T18	Variação 3T19/3T18	9M19	9M18	Variação 9M19/9M18
Carga Fio* (GWh)	8.023	8.285	-3,2%	28.059	27.371	2,5%
Mercado Faturado (GWh)	6.228	6.455	-3,5%	20.831	21.073	-1,1%
Energia Vendida - Geração (MWm)	552	545	1,4%	541	541	0,1%
Energia Comercializada - Com (MWm)	704	862	-18,3%	663	789	-16,1%
Perdas Totais/Carga Fio (12 meses)	25,93%	23,15%	2,78 p.p.	25,93%	23,15%	2,78 p.p.
DEC - Horas (12 meses)	8,40	7,67	9,5%	8,40	7,67	9,5%
FEC - Vezes (12 meses)	4,36	4,60	-5,2%	4,36	4,60	-5,2%
Número de colaboradores próprios	4.861	4.548	6,9%	4.861	4.548	6,9%
Número de colaboradores terceirizados	7.435	7.904	-5,9%	7.435	7.904	-5,9%

* Carga própria + uso da rede.

1- EBITDA para covenants representa o EBITDA CVM menos equivalência patrimonial, provisões e outras receitas/despesas operacionais

2- EBITDA Ajustado representa o EBITDA CVM ajustado pela equivalência patrimonial e outras receitas e despesas operacionais (antigo resultado não operacional). A Companhia adotou o EBITDA Ajustado para realizar as análises descritas ao decorrer deste documento.

Aviso importante

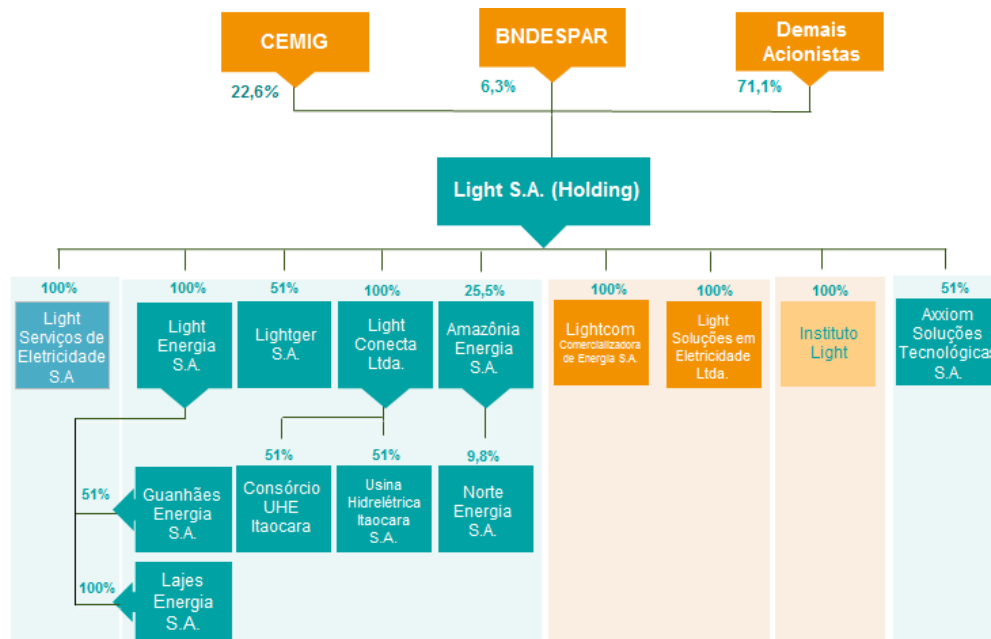
As informações operacionais e as referentes expectativas da Administração quanto a desempenho futuro da Companhia não foram revisadas pelos auditores independentes. As declarações sobre eventos futuros estão sujeitas a riscos e incertezas. Tais declarações têm como base crenças e suposições de nossa 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 SA.

Índice

1. Perfil e Estrutura Acionária.....	4
2. Eventos relevantes do período.....	5
3. Eventos subsequentes.....	5
4.1. Desempenho Financeiro Consolidado	7
4.2. Resultado Pró-Forma do 3T19	8
4.3. EBITDA Ajustado Consolidado	9
4.4. Resultado Consolidado	11
5. Light SESA - Distribuição	13
5.1. Desempenho Operacional	13
5.1.1. Mercado	13
5.1.2. Balanço Energético.....	16
5.1.3. Perdas de Energia.....	17
5.1.4. Arrecadação	20
5.1.5. Qualidade Operacional.....	22
5.2. Desempenho Financeiro	23
5.2.1. Receita Líquida	23
5.2.2. Custos e Despesas	24
5.2.2.1. Custos e Despesas Gerenciáveis.....	24
5.2.2.2. Custos e Despesas Não Gerenciáveis	26
5.2.3. Conta de Compensação de Variação de Itens da Parcela A – CVA	26
5.2.4. Resultado Financeiro.....	27
6. Light Energia – Geração	28
6.1. Desempenho Operacional	28
6.1.1. Compra e Venda de Energia.....	28
6.2. Desempenho Financeiro	30
6.2.1. Receita Líquida e Custos e Despesas.....	30
6.2.2. Resultado Financeiro.....	31
6.2.3. Resultado Líquido.....	31
7. Light Com - Comercialização.....	32
7.1. Desempenho Operacional	32
7.2. Desempenho Financeiro	32
8. Endividamento.....	33
8.1. Light S.A.	33
8.2. Abertura do Endividamento	37
9. Investimento Consolidado.....	38
10. Mercado de Capitais	39
ANEXO I – Projetos de Geração	39
ANEXO II- Conciliação EBITDA CVM.....	41
ANEXO III – Demonstração de Resultado	42
ANEXO IV – Resultado Financeiro.....	44
ANEXO V – Balanço Patrimonial	45
ANEXO VI – Fluxo de Caixa	48

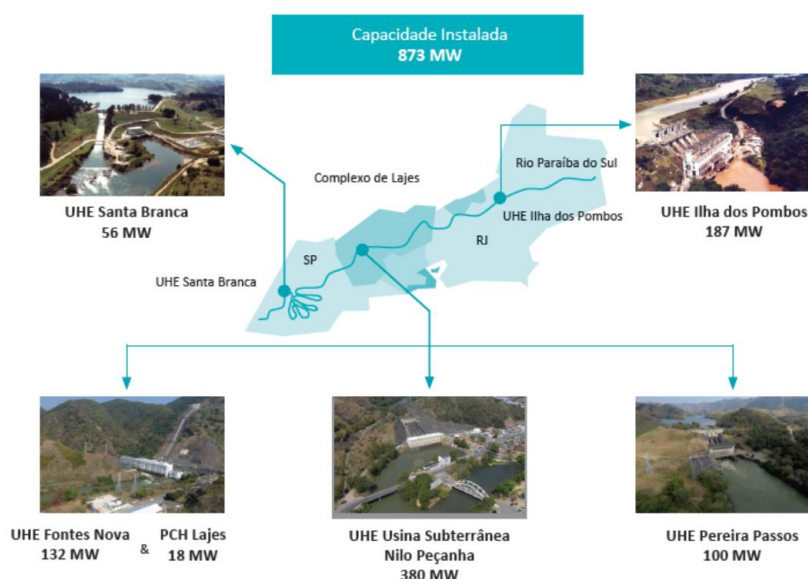
1. Perfil e Estrutura Acionária

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



O Estado do Rio de Janeiro tem área de 43.781 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 4,4 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, em Belo Monte e em Guanhães, a Companhia possui um total de 1.158 MW de capacidade instalada.



2. Eventos relevantes do período

2.1. Conclusão de Oferta Pública de Ações (*Follow-on*)

Em 1º de julho, foi aprovada pelo Conselho de Administração a realização de oferta pública de distribuição primária e secundária de ações. A distribuição primária compreendeu em emissão de 100.000.000 novas ações ordinárias pela Companhia e já a secundária abrangeu, inicialmente, alienação de 11.111.111 ações ordinárias de emissão da Companhia e de titularidade da CEMIG.

Em 11 de julho, o Conselho de Administração aprovou o *follow-on* ao preço R\$18,75/ação. Deste modo, o aumento do capital social foi da ordem de R\$1.875 milhões, equivalente à emissão de 100.000.000 novas ações da Companhia e alienação de 33.333.333 ações detidas pela CEMIG. Por conseguinte, o novo capital social da Light passou a ser de R\$4.051 milhões, dividido em 303.934.060 ações ordinárias. As ações objeto do *follow-on* passaram a ser negociadas na B3 em 15 de julho e a liquidação física e financeira das ações ocorreram no dia 16 de julho.

2.2. Decisão Favorável em Processo Judicial – Exclusão do ICMS da base do PIS/COFINS

Em 7 de agosto, transitou em julgado, no Tribunal Regional Federal da Segunda Região, o processo judicial com decisão favorável à Light SESA, reconhecendo seu direito de excluir o ICMS da base de cálculo do PIS e COFINS, com efeito retroativo a janeiro de 2002.

3. Eventos subsequentes

3.1 Encerramento da transação Alto Sertão III

Em 10 de outubro, foi encerrada a operação para alienação do Complexo Eólico Alto Sertão III e determinados projetos em desenvolvimento pela Renova à AES Tietê, pois as partes não chegaram a um acordo em relação às condições comerciais da operação.

3.2. Venda da participação da Light Energia na Renova

Em 13 de outubro, a Light Energia assinou um contrato para vender a totalidade de suas ações na Renova equivalentes a 17,17% do capital social dessa companhia pelo valor de R\$1,00 (um real), ao CG I Fundo de Investimento. Também no âmbito desta operação, a Lightcom cedeu todos os créditos detidos contra a Renova ao CG I pelo valor de R\$1,00 (um real).

Após notificações à BNDESPAR quanto ao direito de *tag along* total e à Cemig GT quanto ao direito de preferência e de *tag along*, a transação foi concluída com a efetiva transferência de ações em 15 de outubro.

As operações acima descritas estão em linha com a estratégia de desinvestimento de ativos *non-core* e, assim, seguir com foco na geração de valor aos seus acionistas pela melhoria operacional no seu ativo de distribuição.

3.3. Aquisição de 449 MW médios no Leilão A-6 pela Light SESA

No 30º Leilão de Energia Nova A-6, realizado pela CCEE em 18 de outubro, a Light SESA adquiriu o montante total de 449 MW médios, com início de fornecimento em janeiro de 2025 e vigência de até 30 anos, ao preço médio de R\$176,09/MWh. Essa energia irá substituir contratos atualmente em vigor que possuem vencimento em dezembro/24 e preço médio atualizado de cerca de R\$280,00/MWh, representando assim uma redução de aproximadamente 38%. O menor custo de aquisição de energia beneficia os planos de combate a perdas e de redução da inadimplência, além de diminuir a pressão sobre o caixa da companhia.

3.4 Regaste parcial antecipado dos *bonds*

Em 4 de novembro, ocorreu o resgate antecipado de 35% dos *bonds* no montante equivalente a USD210 milhões, sendo USD140 milhões para a Light SESA e USD70 milhões para a Light Energia. O saldo remanescente dos *bonds*, no valor de USD390 milhões, permanece com o vencimento original de maio/23, com opção de resgate a partir de maio/21.

3.5 PDV

Em 25 de outubro, a Companhia lançou um Programa de Demissão Voluntário (PDV) para os seus empregados. As principais condições para a adesão ao PDV são as seguintes: (i) ser funcionário da Light por mais de 10 anos e reunir condições legais para se aposentar ou já estar aposentado; ou (ii) ter pelo menos 30 anos de serviços prestados à Companhia. Os benefícios são, além das verbas rescisórias legais, de 1,5 a 5 salários base e a prorrogação no plano de saúde por um período de até 24 meses. A adesão ao programa foi autorizada até o 22/11/19, sendo que as rescisões dos contratos de trabalho ocorrerão até abril/20. O PDV terá um custo estimado em R\$35 milhões.

3.6 Convocação de Assembleia Geral Extraordinária (AGE)

Em 4 de novembro, a Companhia recebeu correspondência de acionistas que representam mais de 5% do seu capital social requerendo a convocação de assembleia de acionistas para deliberar sobre a recomposição do Conselho de Administração por meio da nova eleição de 8 membros. Em 11 de novembro, foram divulgados o Edital de Convocação da assembleia, o Boletim de Voto a Distância e a Proposta da Administração.

4. Light S.A - Consolidado

4.1. Desempenho Financeiro Consolidado

Informações Financeiras Seleccionadas (R\$ MM)	3T19	3T18	Var. %	9M19	9M18	Var. %
Receita Operacional Bruta	5.466	4.927	10,9%	15.518	14.587	6,4%
Deduções	(1.711)	(1.934)	-11,5%	(5.953)	(5.973)	-0,3%
Receita Operacional Líquida	3.754	2.993	25,4%	9.565	8.614	11,0%
Despesa Operacional	(2.817)	(2.796)	0,7%	(7.961)	(7.767)	2,5%
PMSO	(252)	(252)	0,2%	(715)	(731)	-2,2%
Pessoal	(103)	(106)	-2,4%	(327)	(302)	8,3%
Material	(5)	(3)	77,0%	(18)	(36)	-50,8%
Serviço de Terceiros	(141)	(145)	-2,8%	(407)	(403)	1,0%
Outros	(3)	2	-	36	9	296,3%
Energia Comprada	(1.940)	(2.251)	-13,8%	(6.022)	(6.089)	-1,1%
Depreciação	(147)	(139)	5,9%	(440)	(406)	8,2%
Provisões - Contingências	(106)	(66)	61,7%	(270)	(174)	55,9%
Provisões - PECLD	(93)	(89)	4,6%	(237)	(366)	-35,3%
Provisões - PECLD Renova	(278)	-	-	(278)	-	-
EBITDA Ajustado*	1.084	335	223,3%	2.044	1.254	63,0%
Resultado Financeiro	1.277	(142)	-	1.015	(593)	-
Outras Receitas/Despesas Operacionais	(17)	(5)	239,3%	(29)	(35)	-17,2%
Resultado Antes dos Impostos e Equivalência Patrimonial	2.197	50	4326,3%	2.590	219	1081,7%
IR/CS	(2)	10	-	(139)	(41)	236,3%
IR/CS Diferido	(747)	(27)	2667,1%	(747)	(39)	1793,2%
Equivalência Patrimonial	71	(26)	-	(10)	(65)	-84,1%
Lucro Líquido	1.519	6	24678,9%	1.694	73	2207,2%

Obs: Não considera Receita/Custo de Construção

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

4.2.Resultado Pró-Forma do 3T19

Na tabela abaixo, os valores pró-forma desconsideram os efeitos não-recorrentes e extraordinários da decisão favorável em processo judicial da exclusão do ICMS da base do PIS/COFINS e daqueles ligados à venda da Renova.

Informações Financeiras Seleccionadas (R\$ MM)	3T19	3T19 Pró-Forma	3T18	Variação Pró-Forma/3T18
Receita Operacional Bruta	5.466	4.379	4.927	-11,1%
Deduções	(1.711)	(1.711)	(1.934)	-11,5%
Receita Operacional Líquida	3.754	2.668	2.993	-10,9%
Despesa Operacional	(2.817)	(2.524)	(2.796)	-9,7%
PMSO	(252)	(237)	(252)	-6,0%
Pessoal	(103)	(103)	(106)	-2,4%
Material	(5)	(5)	(3)	77,0%
Serviço de Terceiros	(141)	(141)	(145)	-2,8%
Outros	(3)	13	2	591,0%
Energia Comprada	(1.940)	(1.940)	(2.251)	-13,8%
Depreciação	(147)	(147)	(139)	5,9%
Provisões - Contingências	(106)	(106)	(66)	61,7%
Provisões - PECLD	(93)	(93)	(89)	4,6%
Provisões - PECLD Renova	(278)	-	-	-
EBITDA Ajustado*	1.084	291	335	-13,2%
Resultado Financeiro	1.277	(116)	(142)	-17,8%
Outras Receitas/Despesas Operacionais	(17)	(17)	(5)	239,3%
IR/CS	(2)	-	10	-
IR/CS Diferido	(747)	(0)	(27)	-
Equivalência Patrimonial	71	(21)	(26)	-20,6%
Lucro Líquido	1.519	(11)	6	-

Obs: Não considera Receita/Custo de Construção

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

4.3. EBITDA Ajustado Consolidado⁴

O EBITDA no 3T19 registrou um aumento de R\$749 milhões em relação ao 3T18 que pode ser explicado pelos eventos extraordinários a seguir:

EBITDA Ajustado Por Segmento (R\$ MM)	3T19	3T18	Variação 3T19/3T18	9M19	9M18	Variação 9M19/9M18
Distribuição	1.286	285	351,2%	1.797	895	100,8%
Geração	54	24	131,2%	433	300	44,3%
Comercialização	(236)	29	-	(159)	70	-
Outros e eliminações	(21)	(4)	491,1%	(27)	(15)	76,2%
Total	1.084	335	223,3%	2.044	1.254	63,0%
Margem EBITDA (%)	28,9%	11,2%	17,68 p.p.	21,4%	14,6%	6,81 p.p.

- **Distribuição:** em agosto/19 transitou em julgado o processo judicial que deu direito à exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS/COFINS, com efeito retroativo a janeiro/02. Com isso, a distribuidora constituiu no 3T19 créditos de PIS/COFINS a recuperar de R\$6.169 milhões. Com base em pareceres de assessores legais e na legislação vigente, a Companhia entende que parte dos créditos a serem recebidos devem ser objeto de restituição aos seus consumidores (R\$3.573 milhões), considerando um período de devolução dos últimos 10 anos (setembro/09 a agosto/19). Já a parcela que compete à Light, referente ao período de janeiro/02 a agosto/09, foi contabilizada parte em outras receitas (R\$1.086 milhões) e parte em receita financeira (R\$1.461 milhões), conforme explicado na seção 4.4.

Os valores deverão ser restituídos aos consumidores a partir da efetiva compensação dos créditos fiscais, ainda pendentes de habilitação pela Receita Federal. Importante ressaltar que os mecanismos e critérios de ressarcimento ainda estão em discussão junto à ANEEL.

- **Comercialização:** em virtude da deterioração da situação financeira da Renova, foi provisionado o montante de R\$278 milhões, originários de créditos detidos pela LightCom junto à Renova. Posteriormente, no âmbito da venda da participação da Light Energia na Renova para o CG I Fundo de Investimentos, a LightCom assinou um termo de cessão em que transferiu os TARDs (Termo de Acordo e Reconhecimento de Dívida) detidos contra a Renova para o CG I por R\$1,00.
- **Outros (Light S.A.):** pagamento de R\$15,6 milhões referente ao exercício da fiança bancária dada pela Light S.A. como garantia de dívida da Renova ao Itaú e Bradesco.

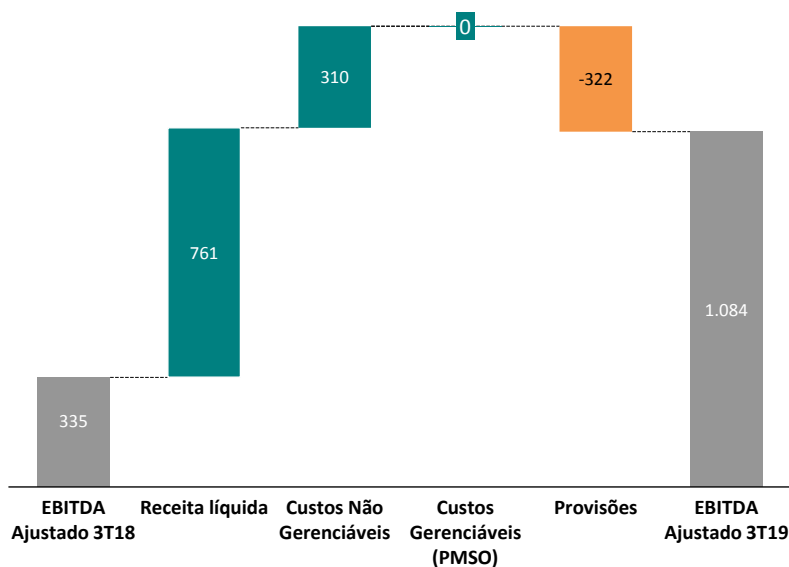
Desconsiderando os itens não-recorrentes e extraordinários, o EBITDA Pró-Forma Ajustado do 3T19 é de R\$291 milhões, R\$44 milhões abaixo do registrado no 3T18, conforme tabela abaixo.

EBITDA Ajustado Por Segmento (R\$ MM)	3T19	3T19 Pró-Forma	3T18	Variação Pró-Forma/3T18
Distribuição	1.286	200	285	-29,8%
Geração	54	54	24	131,2%
Comercialização	(236)	42	29	43,6%
Outros e eliminações	(21)	(5)	(3)	106,9%
Total	1.084	291	335	-13,2%

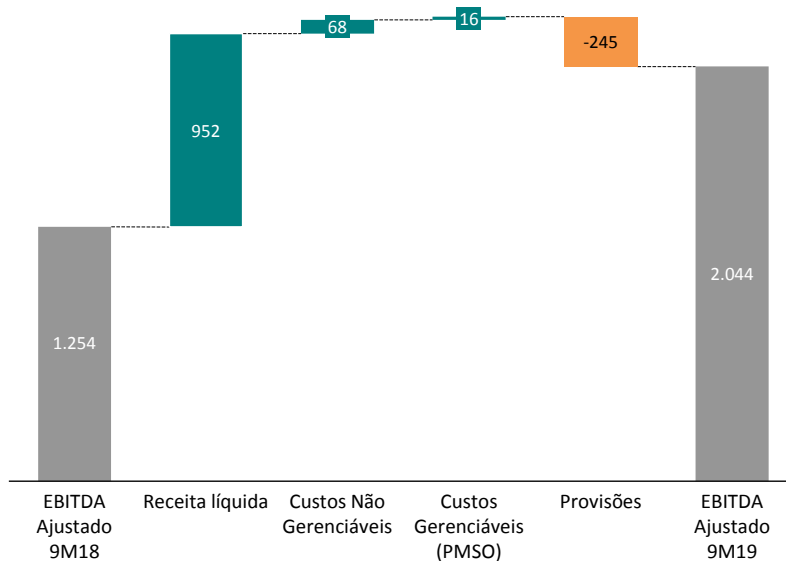
⁴ EBITDA Ajustado é calculado a partir do lucro líquido antes do imposto de renda e contribuição social, equivalência patrimonial, outras receitas/despesas operacionais, despesas financeiras líquidas, depreciação e amortização.

A redução do EBITDA pró-forma em relação ao 3T18 é explicada, principalmente, pelo incremento das provisões para contingências. No entanto, tal queda foi parcialmente compensada pela melhora do EBITDA da geradora e da comercializadora em função do menor gasto com compra de energia pela estratégia de comercialização e pelo PLD médio 3T19 de R\$214,1/MWh vs. R\$494,4/MWh no 3T18.

EBITDA ajustado consolidado 3T18 / 3T19 - R\$MM



EBITDA ajustado consolidado 9M18 / 9M19 - R\$MM



4.4. Resultado Consolidado

Lucro/Prejuízo Líquido Por Segmento (R\$ MM)	3T19	3T18	Variação 3T19/3T18	9M19	9M18	Variação 9M19/9M18
Distribuição	1.593	21	7419,5%	1.558	25	6013,7%
Geração	114	(47)	-	263	7	3547,8%
Comercialização	(151)	26	-	(87)	53	-
Serviços	-	1	-	-	(11)	-
Outros e eliminações	(37)	5	-	(40)	(2)	1858,1%
Total	1.519	6	24678,9%	1.694	73	2207,2%
Margem Líquida (%)	40,5%	0,2%	40,26 p.p.	17,7%	0,9%	16,86 p.p.

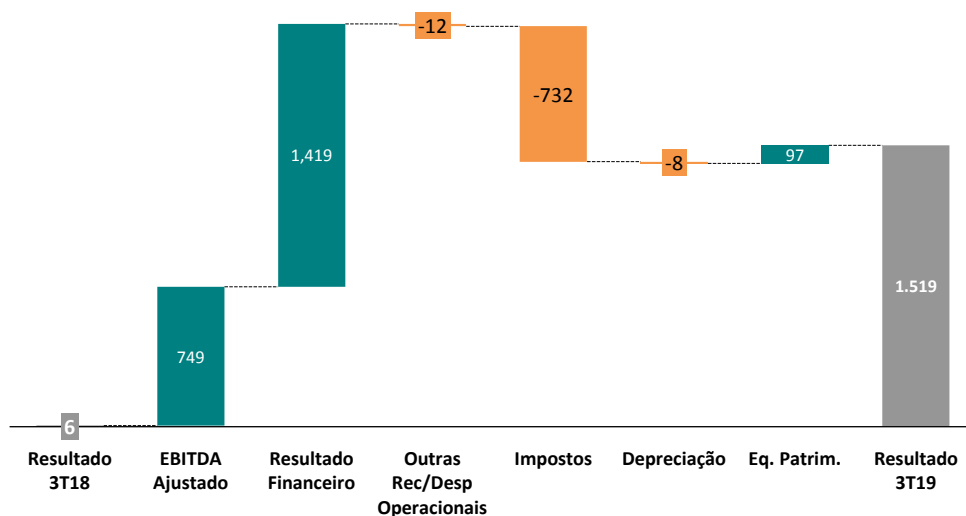
Em continuidade aos efeitos não-recorrentes descritos na seção 4.3, ressaltamos os seguintes eventos extraordinários que impactaram o Lucro Líquido no 3T19:

- **Distribuição:** Receita Financeira decorrente da atualização monetária do crédito de PIS/COFINS no montante de R\$1.461 milhões referente ao período de janeiro/02 a julho/09. Adicionalmente, sobre a atualização financeira do total da causa, no valor de R\$2.499 milhões, houve incidência de PIS/COFINS, no montante de R\$116 milhões, sendo R\$68 milhões relativos ao valor da parcela da Light. A diferença, de R\$48 milhões, referente à parcela do consumidor, foi reduzida do passivo correspondente aos créditos fiscais a serem ressarcidos. Com relação ao recolhimento de IRPJ/CSSL, no montante de R\$843 milhões, foi diferido para o momento da habilitação dos créditos pela Receita Federal.
- **Geração:** reversão da provisão da Renova valor de R\$92 milhões que havia sido contabilizada no 2T19 como equivalência patrimonial. Desse modo, o efeito foi neutro no acumulado.
- **Comercialização:** IRPJ/CSSL diferidos no valor de R\$94 milhões em virtude da provisão de perdas dos TARDs.

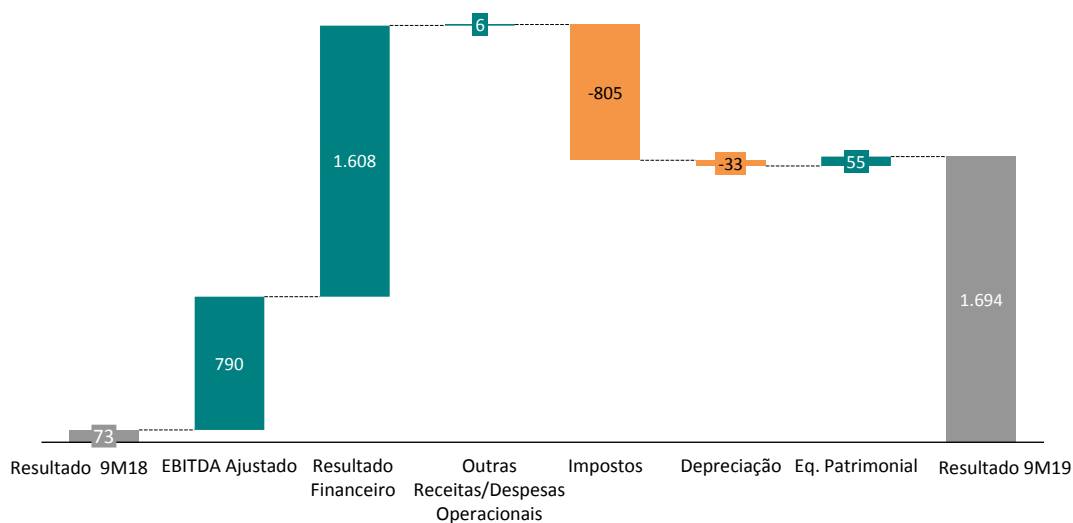
Desconsiderando os itens não-recorrentes e extraordinários, o resultado líquido do 3T19 seria um prejuízo de R\$11 milhões, frente um lucro líquido de R\$6 milhões no 3T18, conforme tabela abaixo.

Resultado Líquido Por Segmento (R\$ MM)	3T19	3T19 Pró-Forma	3T18	Variação Pró-Forma/3T18
Distribuição	1.593	(44)	21	-
Geração	114	22	(47)	-
Comercialização	(151)	32	26	26,4%
Outros e eliminações	(37)	(21)	6	-
Total	1.519	(11)	6	-

Resultado líquido consolidado 3T18 / 3T19 - R\$MM



Resultado líquido consolidado 9M18 / 9M19 - R\$MM



5. Light SESA - Distribuição

5.1. Desempenho Operacional

Destaques Operacionais	3T19	3T18	Variação 3T19/3T18
Nº de Consumidores (Mil) ¹	4.431	4.422	0,2%
Nº de Empregados	4.612	4.299	7,3%
Tarifa média de fornecimento ² - R\$/MWh	826	864	-4,4%
Tarifa média de fornecimento ² - R\$/MWh (s/ impostos)	583	582	0,2%
Custo médio de contratos* - R\$/MWh	224,0	240,3	-6,8%
Custo médio de compra de energia ** - R\$/MWh	228,0	193,9	17,6%

¹ Considera a quantidade de contratos ativos da distribuidora

² Referente ao mercado cativo

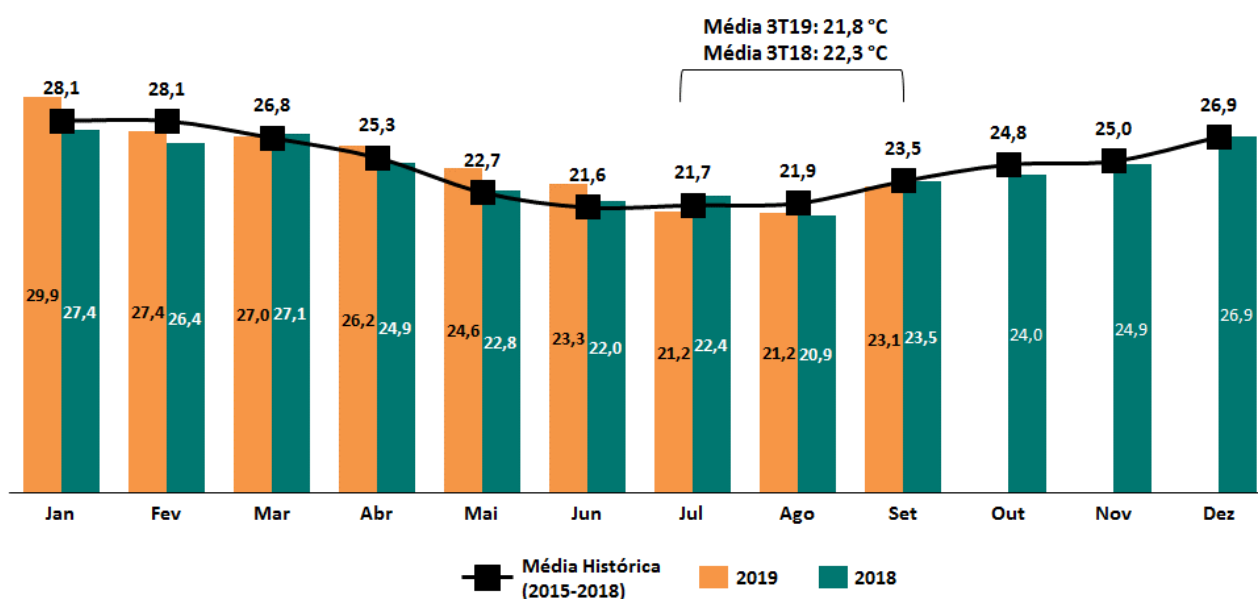
* Não inclui compra no spot e risco hidrológico

** Não inclui Risco hidrológico

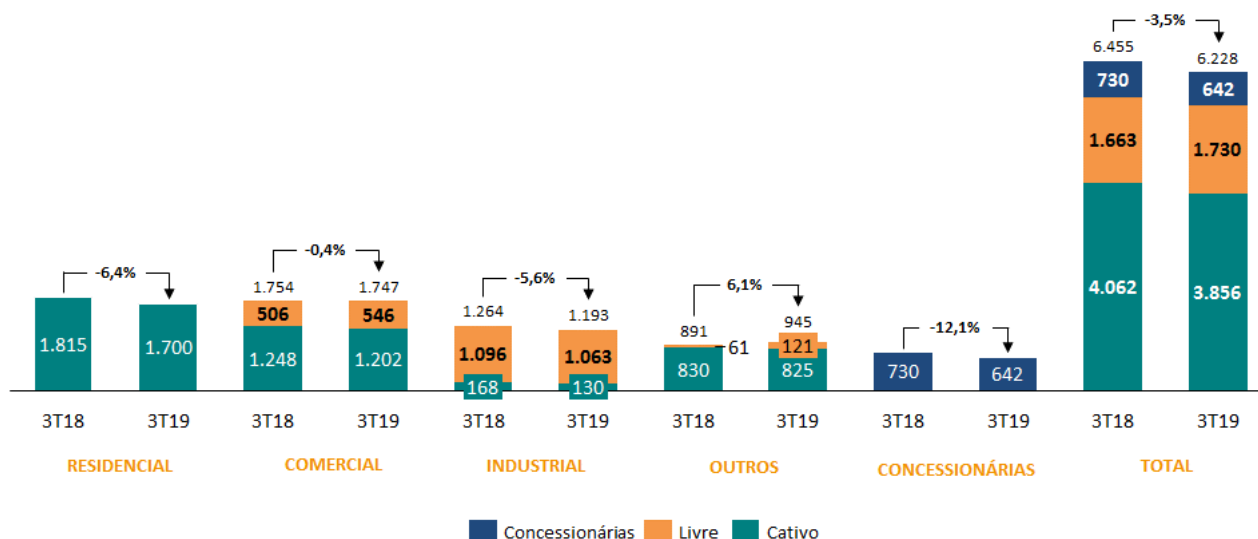
O incremento do número de funcionários próprios é explicado pela primarização de mão de obra ocorrida, principalmente, nas atividades de manutenção de rede e leitura/entrega de conta. O objetivo da maior primarização é obter ganhos de produtividade e permitir um melhor controle ético e de gestão dos times de campo. Já o aumento do custo médio de compra de energia de 17,6% é justificado pela queda na receita de venda no mercado spot a um PLD mais baixo no 3T19.

5.1.1. Mercado

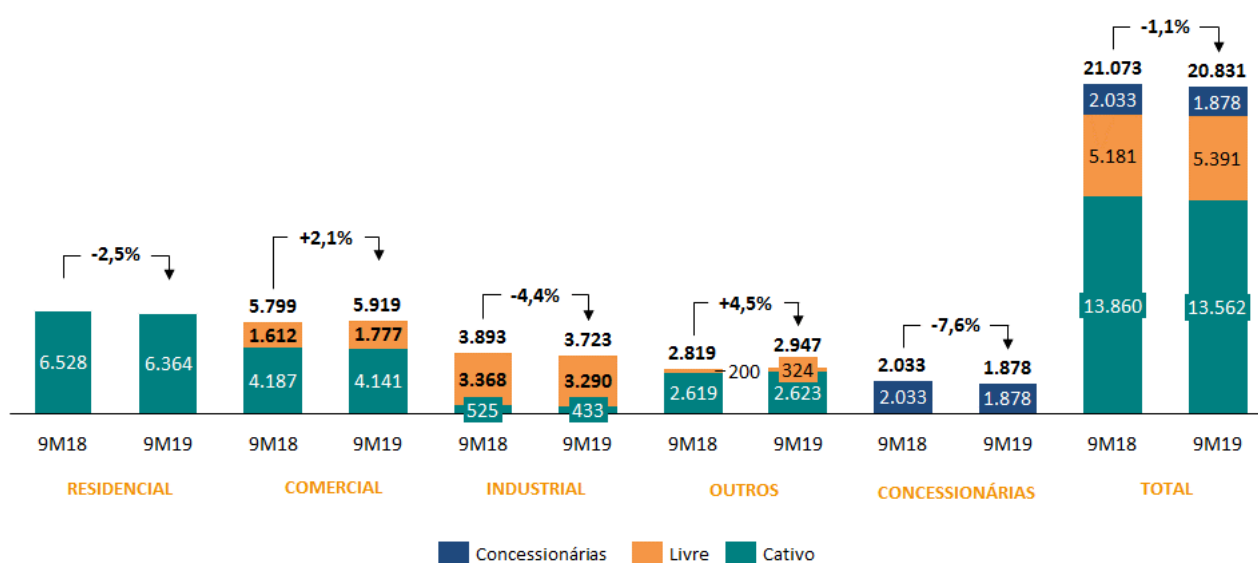
Temperatura (C°)



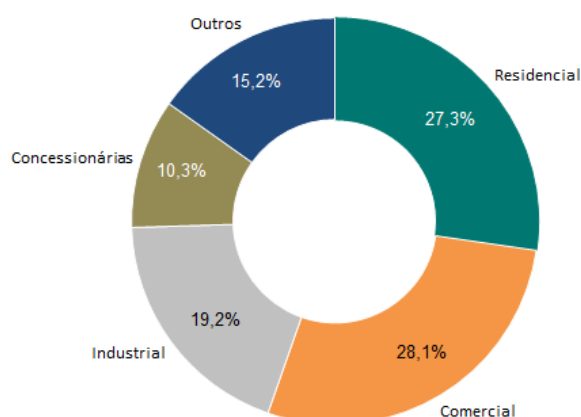
Mercado faturado (GWh) 3T19



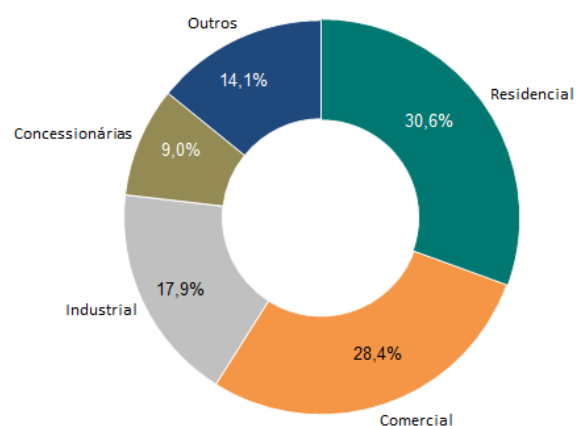
Mercado faturado (GWh) 9M19



**Mercado de energia
3T19**



**Mercado de energia
9M19**



O mercado total de energia no 3T19 foi de 6.228 GWh, 3,5% inferior ao 3T18, fato observado também pela redução de 3,2% da carga fio no período. Desconsiderando a REN, o mercado no 3T19 apresentou uma queda de 2,8% na comparação com o mesmo trimestre do ano anterior.

No acumulado do ano, o volume totalizou 20.831 GWh, ficando 1,1% abaixo do registrado no 9M18. Se for expurgado o faturamento de REN, o mercado total cresceria 0,7% em relação ao ano anterior.

A classe residencial apresentou um volume de 1.700 GWh no 3T19, um decréscimo de 6,4% em relação ao mesmo trimestre de 2018. Esta redução explica-se por um faturamento de REN 37,4% menor no 3T19 (84 GWh no 3T19 contra 135 GWh no 3T18). Expurgando esse efeito, a queda teria sido de 1,5%, explicada, principalmente, pela menor quantidade de dias faturados neste trimestre.

Já a classe comercial, encerrou o 3T19 praticamente em linha com o 3T18 no consolidado de clientes cativos e livres. No acumulado até setembro, a classe cresceu 2,1% em comparação ao 9M18 com destaque para o desempenho positivo dos setores bancário, varejista e condomínios.

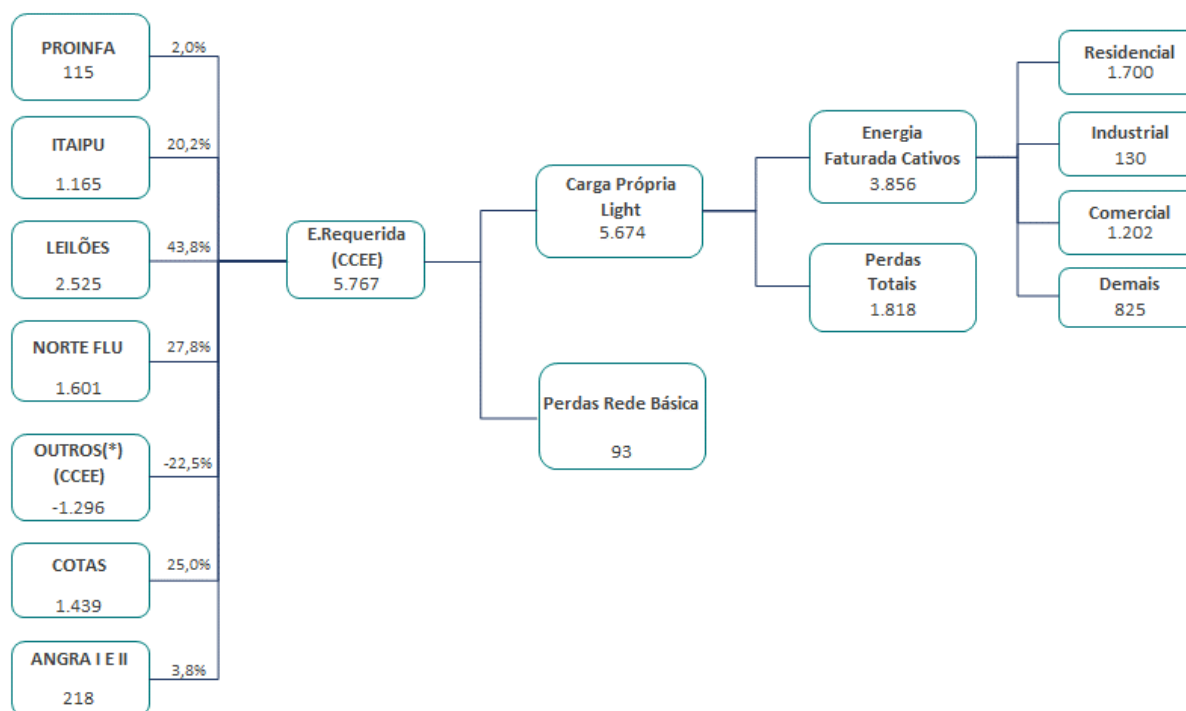
O mercado da classe industrial registrou uma queda de 5,6% no 3T19 em relação ao 3T18. O resultado foi impactado, sobretudo, pela retração de 10% no consumo do setor de siderurgia, com concentração em dois grandes clientes.

A classe Outros registrou um incremento de 6,1% no 3T19 devido, principalmente, ao aumento do consumo das classes de Poder Público, iluminação pública e água/esgoto.

O mercado livre finalizou o trimestre representando 27,8% do mercado total da distribuidora. A migração de clientes cativos para o mercado livre é neutra para a margem da Companhia, uma vez que a energia continua sendo transportada pela concessionária, que é remunerada pela TUSD.

5.1.2. Balanço Energético

Balanço energético de distribuição (GWh) 3º trimestre 2019

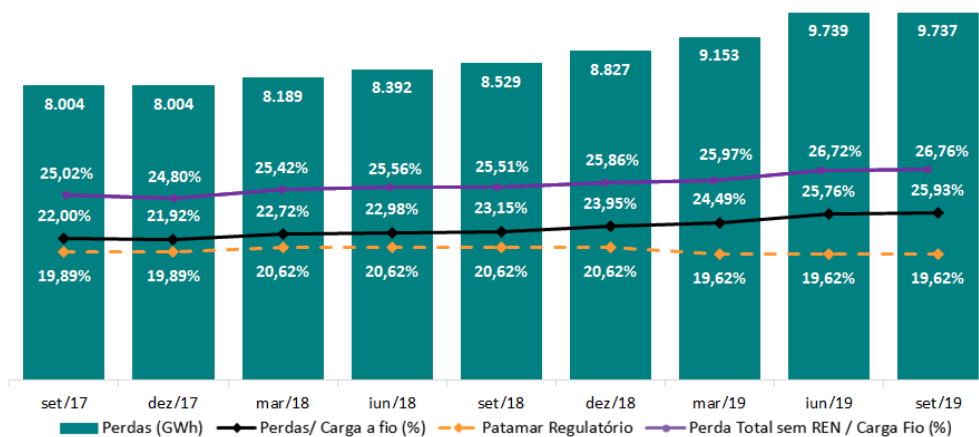


(*) Outros inclui Compra no Spot - Venda no Spot.

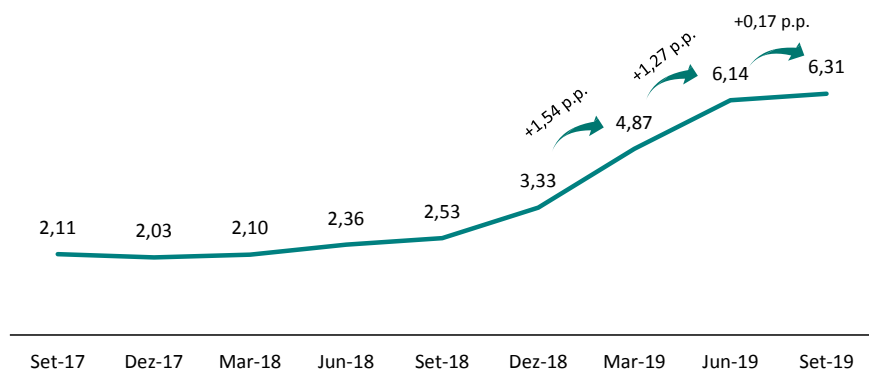
Balanço Energético (GWh)	3T19	3T18	Variação 3T19/3T18	9M19	9M18	Variação 9M19/9M18
= Carga Fio	8.023	8.285	-3,2%	28.059	27.371	2,5%
- Energia medida transportada para concessionárias	642	730	-12,1%	1.878	2.033	-7,6%
- Energia medida transportada para clientes livres	1.707	1.673	2,0%	5.386	5.155	4,5%
= Carga Própria	5.674	5.882	-3,5%	20.795	20.183	3,0%
- Energia Faturada (Cativo)	3.856	4.062	-5,1%	13.562	13.860	-2,1%
Mercado Baixa Tensão	2.882	2.975	-3,1%	10.251	10.336	-0,8%
Mercado Média e Alta Tensão	974	1.087	-10,4%	3.311	3.524	-6,0%
= Perdas Totais	1.818	1.820	-0,1%	7.234	6.323	14,4%

5.1.3. Perdas de Energia

**Evolução das perdas totais
12 meses**



Evolução da diferença entre perda real e regulatória (p.p.)



Com foco na melhoria da gestão, a Companhia passou por um processo de reestruturação da sua área comercial nos últimos meses. Além da mudança de cerca de 78% nos cargos de liderança dentro da área comercial, as equipes foram descentralizadas por regionais a fim de aumentar a agilidade, utilizar o conhecimento da área local e facilitar a priorização das atividades.

Com objetivo de melhorar os resultados de perdas comerciais, atendimento aos clientes e arrecadação, várias iniciativas foram implementadas a partir de agosto/19. Os contratos com as empresas prestadoras de serviço de combate a perdas foram renegociados. Anteriormente, estes contratos tinham sua remuneração associada à quantidade de inspeções realizadas documentadas em termos de ocorrência (TOI). Com intuito de melhorar a qualidade da REN, os contratos passaram a ser remunerados por *fee* de sucesso, isto é, além da parcela fixa (para cobrir os custos fixos) os prestadores contam com um pagamento atrelado à incorporação de energia (IEN).

Outra iniciativa que também mostrou resultado foi a revisão feita nos clientes BTI (baixa tensão indireta), que representam cerca de 5,5% do faturamento. 12% destes clientes estavam sem leitura real de consumo de

energia, sendo faturados pela média histórica ou consumo mínimo. No final do período, este patamar reduziu para 3,4%.

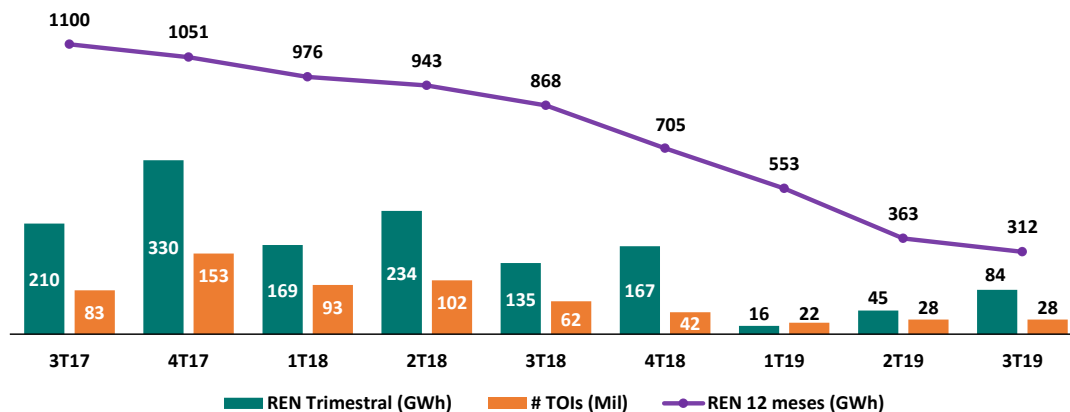
Com isso, já podemos observar uma estabilização nas perdas totais no 3T19 (visão 12 meses) que foi de 9.737 GWh vs. 9.739 GWh no 2T19. O indicador de perdas totais sobre a carga fio em setembro/19 encerrou em 25,93%, praticamente em linha com o resultado do 2T19, de 25,76%. Já as perdas totais ex-REN (12 meses) encerraram o 3T19 em 26,76% apenas 0,04 p.p. acima do indicador do 2T19. O volume de perdas totais ex-REN (12 meses) reduziu 53 GWh no 3T19.

A Companhia está 6,31 p.p. acima do percentual de repasse regulatório na tarifa, de 19,62%⁵, conforme parâmetros definidos pela Aneel na Revisão Tarifária (RTP) de março/17, já ajustados pelo mercado de referência para os próximos 12 meses homologado pela Aneel na ocasião do reajuste tarifário (IRT) de março/19. A diferença de 1 p.p. do patamar regulatório de 2018 para 2019 é explicada pelo aumento da carga fio e pela redução do mercado de baixa tensão verificada no IRT 2019.

Com relação ao combate às perdas, as atividades de campo foram gradualmente retomadas a partir de agosto/19. Também houve um reposicionamento da sua estratégia de execução priorizando a qualidade da REN com objetivo de evitar cancelamentos futuros e incrementar a incorporação de energia (IEN).

A IEN do 3T19 foi de 50 GWh, 66,6% acima do registrado no 2T19. O volume de REN, por sua vez, apresentou um crescimento de 86,6% no trimestre em relação ao trimestre anterior, atingindo 84 GWh.

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



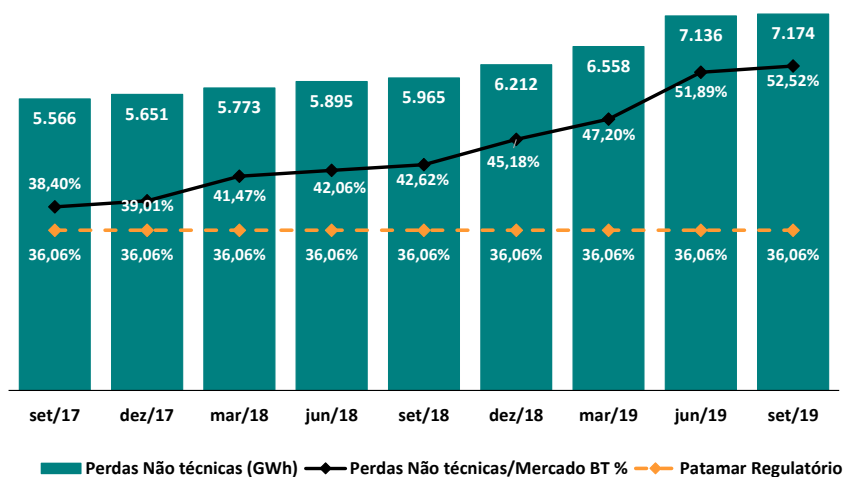
Além das atividades de campo convencionais, contamos com outras ações de combate às perdas. Alguns exemplos que estão em curso são: (i) projeto piloto com substituição de 3 mil medidores eletromecânicos depreciados (idade média superior a 45 anos), (ii) blindagem de rede de clientes de poder aquisitivo médio com elevada reincidência de furto de energia em áreas possíveis e (iii) conclusão da inspeção dos clientes que representam 50% do faturamento até o final deste ano, tendo já sido vistoriados 90% desse grupo.

Ao final do 3T19, as perdas não-técnicas (12 meses) das áreas de risco representaram 54% ou 3.906 GWh. A medição nessas áreas será aprimorada com a conclusão da instalação de medidores de fronteira, atualmente em curso. Nas áreas possíveis, as perdas não-técnicas encerraram o 3T19 em 3.267 GWh (46%), uma queda de

⁵ Calculado com base nos patamares de repasse de perdas fixados pela ANEEL na 4ª Revisão Tarifária Periódica (4ª RTP), homologada em 15 de março de 2017 para o período 2017-2022, quais sejam: 6,34% de perdas técnicas sobre a carga fio e 36,06% de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão. Esse percentual pode variar ao longo do ciclo em função do desempenho do mercado de baixa tensão e da carga fio.

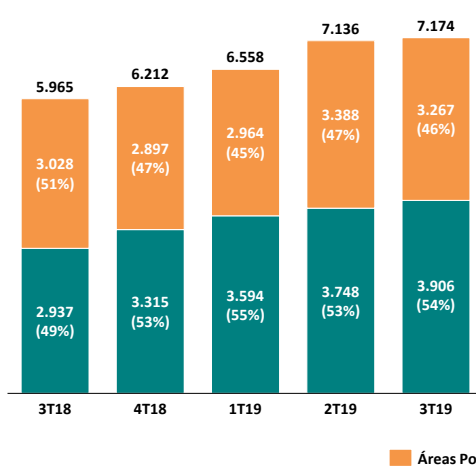
121 GWh em relação ao 2T19. O indicador de perda total/carga fio (12 meses) nessas áreas apresentou suave redução, passando de 17,1% (2T19) para 16,8% no 3T19. Esta diminuição é fruto das iniciativas implementadas a partir de agosto, conforme citado acima.

Evolução de perdas não técnicas/mercado BT 12 meses

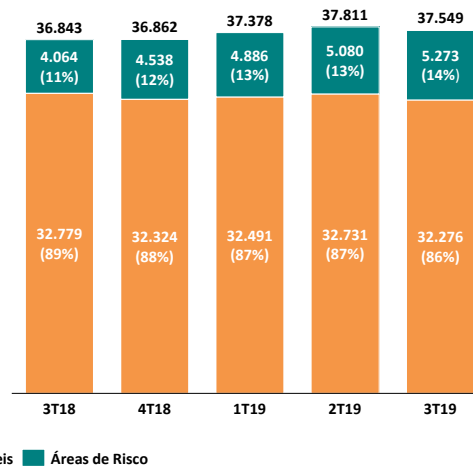


O volume de perdas não técnicas subiu 38 GWh (3T19 vs. 2T19 visão 12 meses), impactado pelo menor volume de REN.

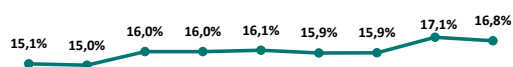
Perdas Não-Técnicas 12 Meses (GWh)



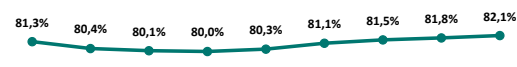
Carga Fio 12 Meses (GWh)



Perda Total / Cfo – Áreas Possíveis 12 Meses



Perda Total / Cfo – Áreas de Risco 12 Meses

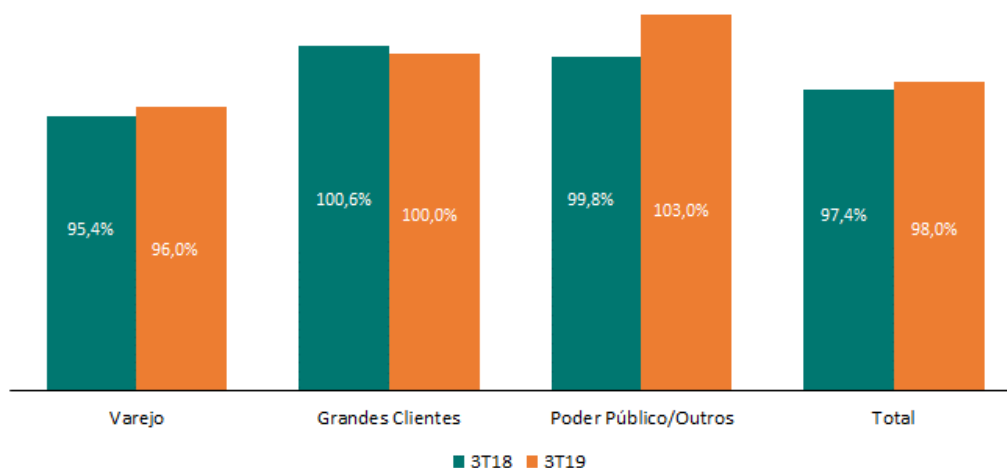


Set-17 Dez-17 Mar-18 Jun-18 Set-18 Dez-18 Mar-19 Jun-19 set/19

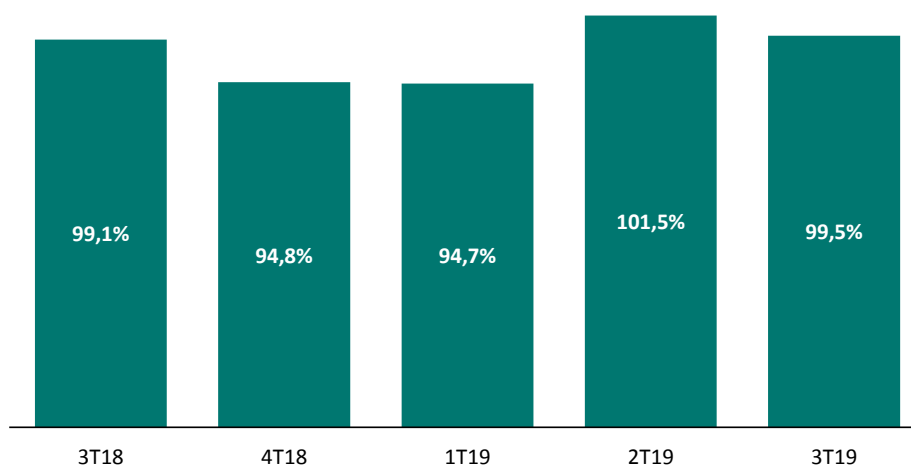
Set-17 Dez-17 Mar-18 Jun-18 Set-18 Dez-18 Mar-19 Jun-19 set/19

5.1.4. Arrecadação

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



**Histórico da taxa de arrecadação total
(Considerando parcelas vencidas de REN)**



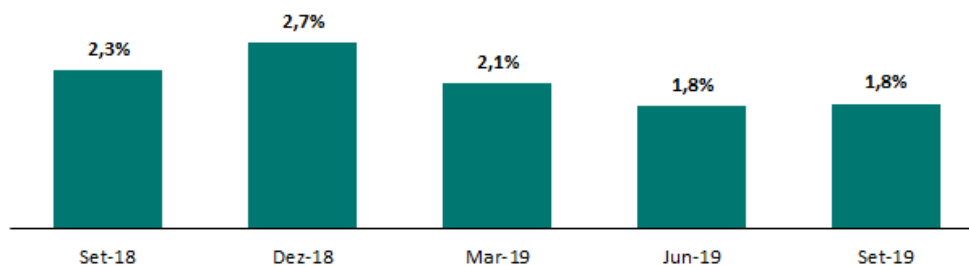
O índice de arrecadação total média móvel 12 meses com término em setembro/19 atingiu 98,0%, em linha com o trimestre anterior e 0,6 p.p. acima da apresentada no 3T18 (97,4%). A melhora pode ser observada nos segmentos do varejo e poder público, conforme apresentado no primeiro gráfico.

A taxa de arrecadação acumulada 12 meses do Poder Público foi 3,2 p.p. superior ao mesmo período do ano anterior devido às negociações com o Governo do Estado e com a Prefeitura do Rio de Janeiro, que estão sendo pagas regularmente.

Com relação ao segundo gráfico, a taxa de arrecadação trimestral no 2T19 foi superior ao 3T19 devido à sazonalidade característica do mercado.

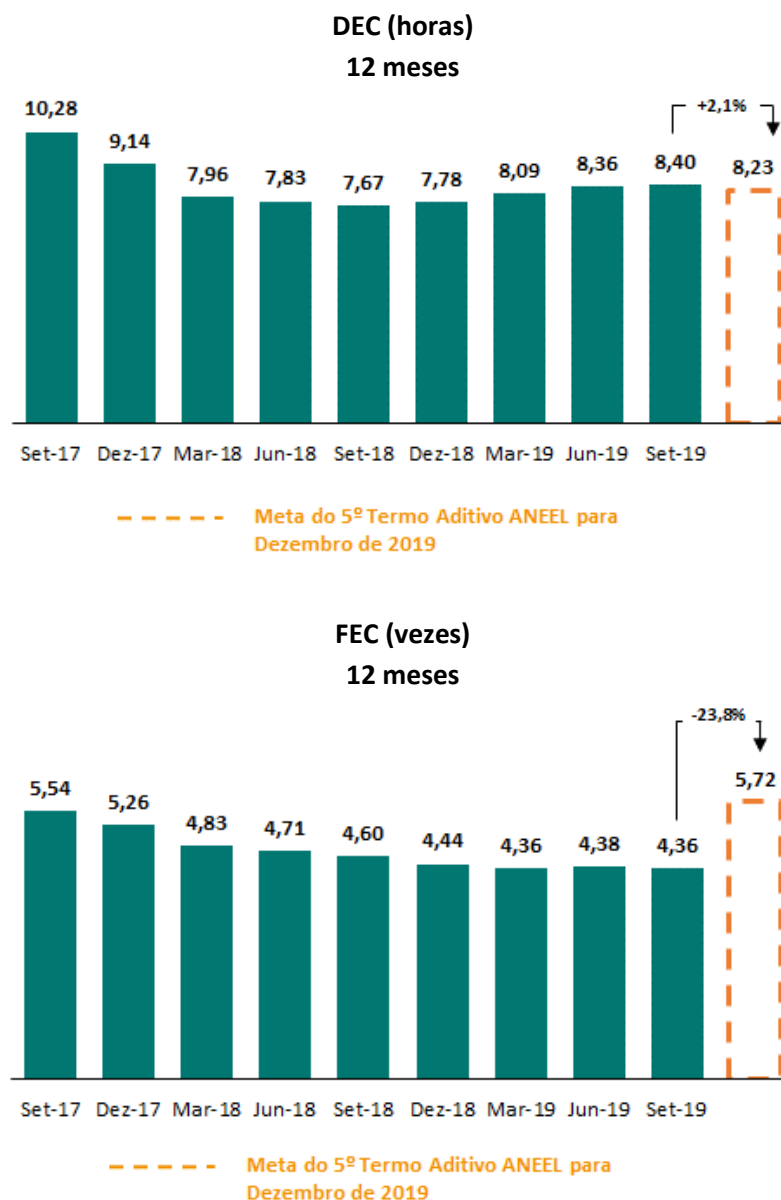
O indicador PECLD sobre Receita Operacional Bruta 12 meses encerrado em setembro/19 foi de 1,8%, mesmo patamar do 2T19 e 0,5 p.p. abaixo do índice do 3T18. Essa melhoria na PECLD reflete o volume de REN.

PECLD/ROB⁶
(Fornecimento - 12 Meses)



⁶ Receita Bruta do Mercado Cativo + Mercado Livre.

5.1.5. Qualidade Operacional



O DEC (12 meses) em setembro/19 foi de 8,40 horas, um aumento de 0,5% se comparado a junho/19, ainda impactado pelas intempéries do início do ano. Com relação ao limite estabelecido pela ANEEL de 8,23 horas, o indicador está atualmente 2,1% acima. No entanto, sua medição é anual, ocorrendo no fim de 2019.

O FEC (12 meses) em setembro/19 foi de 4,36x, redução de 0,5% em relação ao resultado do trimestre anterior e 22,7% abaixo da meta regulatória.

5.2. Desempenho Financeiro

Informações Financeiras Seleccionadas (R\$ MM)	3T19	3T18	Variação 3T19/3T18	9M19	9M18	Variação 9M19/9M18
Receita Operacional Líquida	3.383	2.465	37,2%	8.499	7.411	14,7%
Despesa Operacional	(2.246)	(2.307)	-2,6%	(7.126)	(6.893)	3,4%
EBITDA Ajustado	1.286	285	351,2%	1.797	895	100,8%
Resultado Financeiro	1.274	(124)	-	993	(476)	-
Outras Receitas/Despesas Operacionais	(17)	(2)	622,0%	(27)	(14)	90,2%
Resultado antes do IR e CS	2.410	35	6886,7%	2.367	43	5382,9%
IR/CSLL	(818)	(13)	6329,0%	(808)	(17)	4628,4%
Lucro/Prejuízo Líquido	1.593	21	7419,5%	1.558	25	6013,7%
Margem EBITDA	38,0%	11,6%	26,47 p.p.	21,1%	12,1%	9,07 p.p.

Obs: Não considera Receita/Custo de Construção

5.2.1. Receita Líquida⁷

Receita Líquida (R\$ MM)	3T19	3T18	Variação 3T19/3T18	9M19	9M18	Variação 9M19/9M18
Clientes Cativos	1.841	1.815	1,4%	6.239	5.913	5,5%
Energia Não Faturada	(22)	(12)	85,1%	(45)	(43)	5,3%
Clientes Livres	310	250	23,9%	902	739	22,2%
Conta CCRBT	76	(23)	-	89	(48)	-
CVA	62	367	-83,0%	94	655	-85,7%
Diversos	1.116	68	1539,8%	1.220	195	525,9%
Valor Justo do Ativo Indenizável da Concessão - VNR	15	46	-68,3%	111	134	-17,4%
Outras Receitas	1.101	22	4880,0%	1.110	61	1720,5%
Subtotal	3.383	2.465	37,2%	8.499	7.411	14,7%
Receita de Construção*	182	183	-1,1%	529	467	13,2%
Total	3.564	2.649	34,6%	9.028	7.877	14,6%

* 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.

Em virtude da decisão favorável referente ao processo judicial que reconheceu o direito de exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS/COFINS, no 3T19, a Companhia contabilizou uma receita de R\$1.086 milhões referente aos valores dos créditos a serem restituídos de janeiro/02 a agosto/09. Com isso, a receita líquida no 3T19, desconsiderando a receita de construção, apresentou um incremento de 37,2% (R\$917 milhões) em relação ao 3T18. Expurgando o efeito não-recorrente, a receita líquida no 3T19 encerrou em R\$2.296 milhões, R\$169 milhões abaixo do registrado no 3T18, e, nesse sentido, destacam-se:

- Redução da CVA em R\$305 milhões no 3T19 quando comparada com o 3T18 em razão, principalmente, da menor formação de CVA Energia associada às despesas com risco hidrológico;
- Diminuição em R\$31 milhões no valor justo do ativo indenizável da concessão (VNR) explicado pela menor variação do IPCA no 3T19 em relação ao 3T18;
- Incremento de R\$60 milhões na rubrica de clientes livres em função da migração de um cliente cativo do setor de transporte para o mercado livre.

⁷ 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.

5.2.2. Custos e Despesas

Custos e Despesas (R\$ MM)	3T19	3T18	Variação 3T19/3T18	9M19	9M18	Variação 9M19/9M18
Custos e Despesas Não Gerenciáveis	(1.676)	(1.787)	-6,2%	(5.547)	(5.320)	4,3%
Custos de Compra de Energia	(1.806)	(1.724)	4,8%	(5.994)	(5.054)	18,6%
Custos com Encargos e Transmissão	(236)	(223)	6,0%	(664)	(731)	-9,2%
Crédito de PIS/COFINS sobre compra de Energia	179	159	12,4%	535	466	15,0%
Crédito ICMS sobre compra de Energia	187	-	-	576	-	-
Custos e Despesas Gerenciáveis	(570)	(520)	9,7%	(1.579)	(1.573)	0,4%
PMSO	(218)	(238)	-8,3%	(646)	(658)	-1,9%
Pessoal	(92)	(97)	-5,3%	(296)	(273)	8,1%
Material	(5)	(5)	-8,5%	(17)	(15)	9,2%
Serviço de Terceiros	(136)	(139)	-2,3%	(392)	(394)	-0,7%
Outros	15	4	283,4%	58	25	132,5%
Provisões - Contingências	(108)	(66)	65,0%	(272)	(173)	57,5%
Provisões - PECLD	(93)	(89)	4,6%	(237)	(366)	-35,3%
Depreciação e Amortização	(133)	(124)	6,6%	(397)	(362)	9,7%
Outras Receitas/Despesas Operacionais	(17)	(2)	622,0%	(27)	(14)	90,2%
Custos Totais Sem Custo de Construção	(2.246)	(2.307)	-2,6%	(7.126)	(6.893)	3,4%
Custo de Construção	(182)	(183)	-1,1%	(529)	(467)	13,2%
Custos Totais	(2.428)	(2.490)	-2,5%	(7.655)	(7.360)	4,0%

5.2.2.1. Custos e Despesas Gerenciáveis

Neste trimestre, os custos/despesas gerenciáveis totalizaram R\$570 milhões, um aumento de 9,7% (R\$50 milhões) em relação ao 3T18, principalmente pelo incremento de provisões/contingências de R\$42 milhões.

O PMSO registrou uma queda de 8,3% em comparação ao 3T18. Houve redução na rubrica de Pessoal e em Serviços de Terceiros, resultado de melhorias de processos. Foram registrados menores gastos com poda de árvore e leitura/entrega de contas decorrentes da primarização, o que garante um melhor controle ético e de gestão, e também menor despesa com serviços de REN.

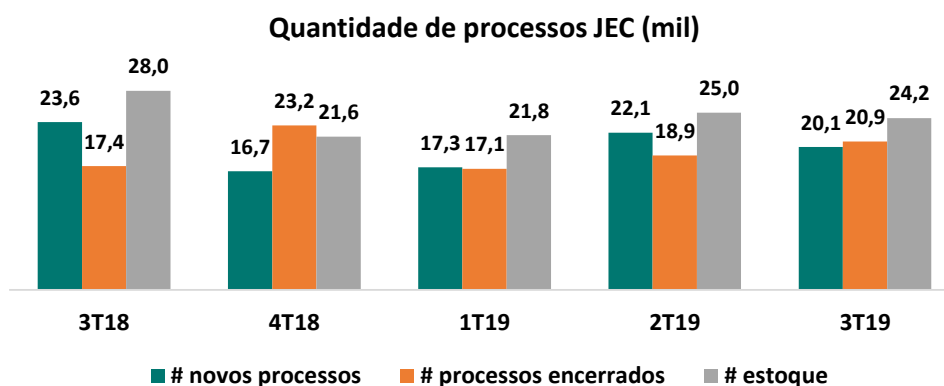
Na linha de “Outros” a variação é explicada: (i) por glosas de contratos com fornecedores no valor de R\$7 milhões e (ii) pelo crédito da ordem de R\$6,3 milhões em função da norma IFRS 16 que entrou em vigor em janeiro/19.

No que tange à PECLD, no 3T19, houve um reconhecimento de R\$93 milhões, praticamente em linha com o registrado no 3T18, de R\$89 milhões.

Provisões (R\$ MM)	3T19	2T19	Variação 3T19/ 2T19	3T18	Variação 3T19/ 3T18
JEC	(51)	(54)	-5,7%	(48)	6,3%
Cível	(30)	(32)	-5,4%	5	-
Outras	(28)	(2)	1300,0%	(23)	21,7%
Total	(108)	(88)	23,5%	(66)	64,2%

As provisões/contingências aumentaram R\$42 milhões na comparação trimestral (3T19 vs. 3T18) devido a processos judiciais na área Cível. Em relação ao 2T19, a variação é decorrente da provisão de multa regulatória de R\$25 milhões em função do julgamento pela Aneel de processo administrativo referente à manutenção e operação da rede subterrânea da Light.

Excluindo esta multa, a variação reportada nos resultados decorrentes das contingências judiciais provisionadas no 3T19 seria de uma melhora de R\$5 milhões em comparação ao 2T19, sendo explicada pela redução do estoque e da entrada de novos processos do Juizado Especial Cível.



A entrada de novos processos JEC foi 9% menor no 3T19 em relação ao 2T19 e 15% inferior ao 3T18. Tal redução reflete a melhoria dos processos internos da Companhia, principalmente, relacionados à aplicação de TOIs e mudança de titularidade. A quantidade de processos encerrados no trimestre foi de 21 mil, 10% maior que o registrado no 2T19, com aumento do número de acordos. Com isso, o estoque encerrou o período com 24 mil processos. Vale ressaltar que o tempo médio de encerramento dos processos de JEC é de 4 meses.

5.2.2.2. Custos e Despesas Não Gerenciáveis

Custos e Despesas Não Gerenciáveis (R\$ MM)	3T19	3T18	Variação 3T19/3T18	9M19	9M18	Variação 9M19/9M18
Encargos de uso da Rede Básica e ONS	(216)	(208)	3,8%	(610)	(695)	-12,3%
Encargos de conexão - Transmissão	(20)	(14)	37,7%	(55)	(36)	51,3%
Itaipu	(305)	(303)	0,4%	(870)	(816)	6,6%
Transporte de Energia - Itaipu	(31)	(30)	5,4%	(88)	(83)	6,3%
UTE Norte Fluminense	(606)	(365)	65,8%	(1.819)	(1.084)	67,7%
PROINFA	(42)	(38)	10,6%	(131)	(121)	7,9%
Cotas de Garantia Física	(168)	(164)	2,2%	(479)	(443)	8,0%
Cota de Nucleares	(55)	(54)	1,9%	(164)	(161)	1,9%
Leilões de Energia	(482)	(606)	-20,4%	(1.513)	(1.646)	-8,1%
Contratos por Quantidade	(267)	(323)	-17,3%	(883)	(1.005)	-12,2%
Contratos por Disponibilidade	(215)	(283)	-24,0%	(630)	(640)	-1,6%
Mercado de Curto Prazo CCEE	(118)	(163)	-28,0%	(930)	(698)	33,2%
Vendas/Compras no Spot	270	535	-49,6%	(180)	597	-
Riscos Hidrológicos	(264)	(673)	-60,7%	(380)	(1.002)	-62,1%
Efeito de Contratos por Disponibilidade	(94)	(78)	20,7%	(270)	(293)	-7,7%
ESS	7	(36)	-	(10)	(53)	-82,0%
Energia de Reserva	(15)	89	-	(54)	12	-
Outros	(21)	(1)	2795,4%	(37)	41	-
Crédito de PIS/COFINS sobre compra de Energia	179	159	12,4%	535	466	15,0%
Crédito ICMS sobre compra de Energia	187	-	-	576	-	-
Total	(1.676)	(1.787)	-6,2%	(5.547)	(5.320)	4,3%

Os custos e despesas não gerenciáveis no 3T19 foi de R\$1.676 milhão, 6,2% abaixo do registrado no mesmo período do ano anterior. O principal motivo foi a queda do PLD médio no Sudeste no 3T19 (R\$214,1/MWh) se comparado com 3T18 (R\$494,4/MWh), diminuindo os pagamentos de risco hidrológico e compensando, inclusive, a redução da receita com a venda no mercado spot.

Houve também redução de R\$124 milhões, na comparação trimestral, na rubrica de leilões de energia em virtude da (i) queda nos pagamentos dos contratos por quantidade, fruto do fim do suprimento do 15º Leilão de Energia Existente e (ii) redução no pagamento dos contratos por disponibilidade, pelo menor despacho das usinas térmicas.

Além disto, o volume de energia contratada encerrou o 3T19 praticamente em linha com relação ao 3T18, uma vez que as reduções observadas em Itaipu, nas cotas de garantia física e nos contratos de compra de energia no ambiente regulado (CCEARs) que venceram em 2018 foram compensadas pela entrada de novos CCEARs.

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

Ativo/Passivo Regulatório Líquido (R\$ MM)	3T19	2T19	1T19	4T18	3T18
Ativos Regulatórios	1.380	1.486	1.728	2.028	2.157
Passivos Regulatórios	(560)	(754)	(1.002)	(1.318)	(1.423)
Ativo/Passivo Regulatório Líquido	819	732	725	710	734

O saldo da conta de compensação de variação de itens da Parcela A – CVA no final do 3T19 totalizou R\$819 milhões e incorpora (i) o saldo remanescente da CVA e dos itens financeiros homologados pela Aneel e repassados à tarifa no reajuste tarifário de 15 de março/19, que serão faturados e amortizados nos meses subsequentes e (ii) a formação da CVA ainda não repassada à tarifa, majoritariamente constituída nas competências de janeiro a setembro/19, que serão consideradas pela Aneel no processo tarifário de março/20.

5.2.4. Resultado Financeiro

Resultado Financeiro (R\$ MM)	3T19	3T18	Variação 3T19/3T18	9M19	9M18	Variação 9M19/9M18
Receitas Financeiras	1.731	194	790,8%	1.821	454	301,4%
Juros sobre Aplicações Financeiras	18	11	55,3%	30	20	50,2%
Operações de Swap	205	120	71,1%	242	269	-9,8%
Juros sobre contas de energia e parcelamento de débito	16	48	-65,9%	60	94	-36,5%
Atualização de ativos e passivos financeiros do setor	25	11	124,9%	14	59	-75,7%
Atualização de ICMS Base Cálculo PIS/COFINS	1.461	-	-	1.461	-	-
Outras Receitas Financeiras	6	4	41,5%	12	11	2,4%
Despesas Financeiras	(457)	(319)	43,3%	(828)	(930)	-10,9%
Encargos da dívida (Moeda Nacional)	(102)	(114)	-10,6%	(328)	(337)	-2,6%
Encargos da dívida (Moeda Estrangeira)	(52)	(45)	14,4%	(132)	(62)	112,4%
Variação Monetária	(10)	(20)	-50,2%	(75)	(44)	68,7%
Variação Cambial	(186)	(97)	91,5%	(150)	(379)	-60,6%
Operações de Swap	-	-	-	(1)	-	-
Variação Cambial Itaipu	(11)	(7)	57,3%	(4)	(33)	-88,9%
Atualização de provisões para contingências	(6)	(2)	140,1%	(12)	(8)	47,0%
Atualização pela Selic P&D/PEE/FNDCT	(3)	(3)	5,7%	(10)	(9)	7,8%
Juros sobre Tributos	(3)	(4)	-22,8%	(7)	(12)	-42,1%
Parcelamento- multas e juros Lei.11.941/09 (REFIS)	(1)	(1)	-21,4%	(3)	(4)	-20,2%
Outras Despesas Financeiras (inclui IOF)	(83)	(24)	244,3%	(108)	(39)	174,6%
Braslight	-	-	-	-	(2)	-
Total	1.274	(124)	-	993	(476)	-

O resultado financeiro no 3T19 foi positivo em R\$1.274 milhões, ante R\$124 milhões negativos no 3T18 devido à atualização financeira do valor a ser restituído em função da decisão favorável de exclusão do ICMS da base de PIS/COFINS. O montante de R\$1.461 milhões, que cabe à Light, é referente à atualização pela Taxa Selic do período de janeiro/02 a agosto/09. Sobre os valores da atualização financeira total (janeiro/02 a agosto/19) houve incidência de PIS/COFINS de R\$116 milhões. Deste montante, R\$68 milhões é referente à parcela da Light e estão contemplados na rubrica de outras despesas financeiras.

Expurgando este item não-recorrente, o resultado financeiro do trimestre seria negativo em R\$119 milhões em linha com valor registrado no 3T18.

6. Light Energia – Geração

Destaques Operacionais	3T19	3T18	Variação 3T19/3T18
Nº de Empregados	219	216	1,4%
Capacidade Instalada (MW)	1.158	1.043	11,0%
Light Energia ¹	873	873	0,1%
Participações*	285	188	51,4%
Garantia Física (MWmédio)	860	782	9,9%
Light Energia	724	638	13,5%
Participações*	136	144	-5,7%
Perdas internas e Bombeamento (MWmédio)	119	102	16,7%
Energia disponível Light Energia (MWmédio)	605	536	12,9%

¹ Inclui Capacidade Instalada de Lajes

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

A capacidade instalada das participações registrou um aumento de 51,4% no 3T19 em relação ao 3T18 em virtude da entrada em operação de usinas do Complexo de Belo Monte e das PCHs de Guanhães. No 3T19, desconsiderou-se a participação da Light Energia na Renova, que foi alienada em outubro/19.

A Garantia Física da Light Energia aumentou 86 MWm na comparação trimestral devido à política de sazonalização adotada pela Companhia que tem como objetivo mitigar o risco de exposição a flutuações de PLD.

6.1. Desempenho Operacional

6.1.1. Compra e Venda de Energia

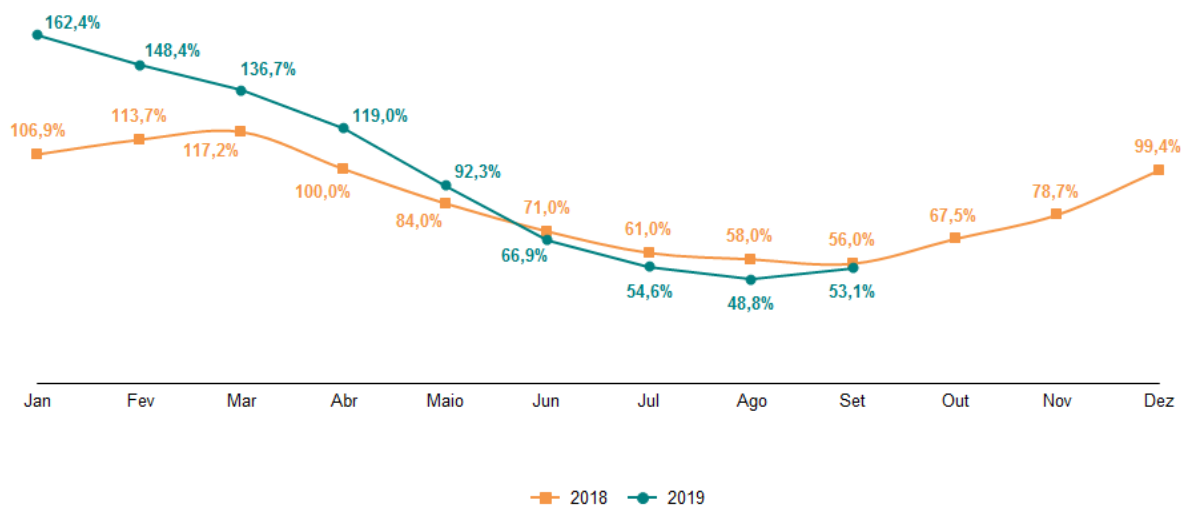
Compra e Venda de Energia (MWm)	3T19	3T18	Variação 3T19/3T18	9M19	9M18	Variação 9M19/9M18
Venda no Ambiente de Contratação Livre (ACL)	552	545	1,4%	541	541	0,1%
Compra/Venda no Spot (CCEE)	(39)	(62)	-36,5%	39	15	169,9%

No 3T19, observamos uma menor compra de energia no spot comparada com o 3T18 em função de uma maior alocação de garantia física devido à política de sazonalização, além de um maior volume de energia contratada no ACL para mitigação do risco hidrológico.

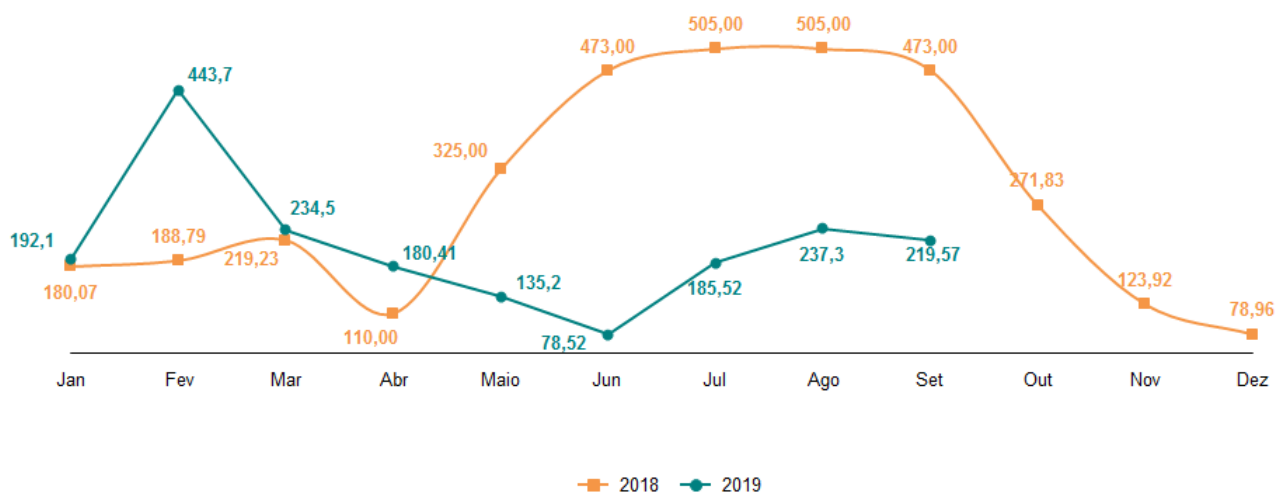
A Light Energia está amparada por uma decisão que a desobriga de realizar os pagamentos relativos a eventuais exposições nas liquidações mensais da CCEE. Com este mecanismo, evita o pagamento da energia no mercado spot, protegendo seu fluxo de caixa. No entanto, a totalidade do custo e da receita é regularmente provisionada no resultado. O saldo do passivo em aberto em setembro/19, referente ao período de maio/15 a setembro/19, era de aproximadamente R\$1,1 bilhão na rubrica comercialização no mercado de curto prazo. Em contrapartida, a Geradora possui um saldo a receber de R\$467 milhões, resultando em um passivo líquido, em setembro/19, de R\$645 milhões.

Há que se considerar a conclusão da tramitação do Projeto de Lei 10.985/18, que, em junho/19, já foi aprovado pela Câmara dos Deputados com uma emenda sobre outro tema que não guarda relação com o da repactuação. Unicamente em razão de tal emenda, o Projeto de Lei retornou ao Senado, que não poderá apresentar novas alterações ao texto, mas apenas acatar ou rejeitar as modificações da Câmara, antes do envio à Presidência da República para sanção. O texto prevê que a Aneel regulamentará o tema em até 90 dias após a publicação da Lei.

GSF - Generation Scaling Factor



PLD Médio Mensal SE/CO (R\$/MWh)



6.2. Desempenho Financeiro

Informações Financeiras Seleccionadas (R\$ MM)	3T19	3T18	Variação 3T19/3T18	9M19	9M18	Variação 9M19/9M18
Receita Operacional Líquida	284	364	-22,1%	778	831	-6,3%
Despesa Operacional	(244)	(349)	-30,2%	(389)	(568)	-31,6%
EBITDA Ajustado	54	24	131,2%	433	300	44,3%
Resultado Financeiro	(5)	(28)	-82,2%	(8)	(129)	-93,6%
Outras Receitas/Despesas Operacionais	-	5	-	(1)	3	-
Resultado antes dos Impostos e Equivalência Patrimonial	35	(8)	-	381	136	180,2%
IR/CSLL	(9)	9	-	(122)	(38)	222,7%
Equivalência Patrimonial	87	(43)	-	5	(88)	-
Lucro/Prejuízo Líquido	114	(47)	-	263	7	3547,8%
Margem EBITDA	19,2%	6,5%	12,70 p.p.	55,6%	36,1%	19,50 p.p.

6.2.1. Receita Líquida e Custos e Despesas

Receita Líquida (R\$ MM)	3T19	3T18	Variação 3T19/3T18	9M19	9M18	Variação 9M19/9M18
Venda no Ambiente de Contratação Livre (ACL)	204	196	3,8%	610	565	8,1%
Spot (CCEE)	78	165	-53,0%	160	259	-38,1%
Diversos	3	3	-6,2%	8	7	5,9%
Total	284	364	-22,1%	778	831	-6,3%

Custos e Despesas Operacionais (R\$ MM)	3T19	3T18	Variação 3T19/3T18	9M19	9M18	Variação 9M19/9M18
Pessoal	(7)	(5)	28,7%	(19)	(18)	9,4%
Material e Serviço de Terceiros	(4)	(4)	-18,8%	(12)	(12)	-1,4%
Energia Comprada / CUSD / CUST	(220)	(329)	-33,3%	(311)	(495)	-37,1%
Depreciação	(14)	(14)	5,8%	(42)	(41)	4,2%
Outras Receitas/Despesas Operacionais	-	5	-	(1)	3	-
Outras (inclui provisões)	0	(2)	-	(3)	(6)	-48,4%
Total	(244)	(349)	-30,2%	(389)	(568)	-31,6%

No 3T19, houve redução de R\$80 milhões (22,1%) na receita líquida em comparação ao mesmo período do ano anterior devido, principalmente, à redução das vendas no mercado spot⁸ (R\$87 milhões) em função do menor PLD médio SE/CO (R\$214,1/MWh no 3T19 vs. R\$494,4/MWh no 3T18).

Por outro lado, os custos e despesas do 3T19 reduziram em R\$105 milhões em relação ao 3T18, em função, principalmente, do menor gasto com compra de energia, justificado pela estratégia de comercialização e pelo menor preço no mercado.

Com isso, o EBITDA Ajustado aumentou em R\$30 milhões no trimestre, quando comparado ao 3T18, e R\$133 milhões (44,3%) no acumulado do ano em relação ao mesmo período do ano passado.

⁸ 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.

6.2.2. Resultado Financeiro

Resultado Financeiro (R\$ MM)	3T19	3T18	Variação 3T19/3T18	9M19	9M18	Variação 9M19/9M18
Receitas Financeiras	86,5	56,4	53,4%	145,6	113,8	28,0%
Juros sobre Aplicações Financeiras	11,5	9,9	15,6%	28,7	18,3	56,6%
Operações de Swap	74,8	46,4	61,1%	116,4	91,8	26,8%
Outras Receitas Financeiras	0,2	0,0	564,7%	0,5	3,6	-86,2%
Despesas Financeiras	(91,5)	(84,2)	8,7%	(154,1)	(245,9)	-37,3%
Encargos da dívida (Moeda Nacional)	(2,8)	(12,2)	-76,8%	(14,5)	(48,5)	-70,0%
Encargos da dívida (Moeda Estrangeira)	(17,5)	(16,5)	5,6%	(48,3)	(28,9)	67,0%
Variação Cambial	(65,1)	(32,6)	99,9%	(54,0)	(119,9)	-55,0%
Atualização de provisões para contingências	(0,0)	(0,0)	-87,5%	(0,1)	(0,0)	6,4%
Atualização pela Selic P&D/PEE/FNDCT	(0,2)	(0,2)	20,4%	(0,5)	(0,5)	18,1%
Juros sobre Tributos	0,0	(0,1)	-	0,0	(0,6)	-
Atualização do GSF	(4,7)	(21,2)	-77,6%	(28,0)	(45,1)	-37,9%
Outras Despesas Financeiras (inclui IOF)	(1,2)	(1,5)	-22,7%	(8,7)	(2,1)	308,6%
Total	(5,0)	(27,8)	-82,2%	(8,5)	(129,4)	-93,4%

No 3T19, o resultado financeiro foi negativo em R\$5 milhões, o que representou uma melhora de 82,2%, explicado pela diminuição dos encargos da dívida em moeda nacional pela redução do volume de dívida (liquidação da 2ª e 5ª Emissão de Debêntures e das 3ª e 4ª Notas Promissórias) no período.

Além disto, verificou-se uma redução na atualização do saldo do GSF em virtude da menor variação do IGP-M no 3T19 em relação ao 3T18.

6.2.3. Resultado Líquido

Lucro/Prejuízo Líquido (R\$MM)	3T19	3T18	Variação 3T19/3T18	9M19	9M18	Variação 9M19/9M18
Resultado Light Energia (sem Participações)	26	(4)	-	259	95	173,1%
Guanhães - Equivalência Patrimonial	(5)	(2)	199,6%	5	(3)	-
Renova Energia - Equivalência Patrimonial	92	(41)	-	-	(85)	-
Lucro/Prejuízo Líquido	114	(47)	-	264	7	3552,0%

A Light Energia, excluindo participações, obteve um lucro líquido de R\$26 milhões no 3T19 frente a um prejuízo de R\$4 milhões no 3T18. Considerando o efeito da equivalência patrimonial, apurou-se um lucro líquido de R\$114 milhões no 3T19. Com a venda da Renova em outubro/19, houve a reversão dos R\$92 milhões contabilizados no 2T19 referentes à expectativa de perda na participação, tendo um efeito neutro no acumulado do ano.

7. Light Com - Comercialização

7.1. Desempenho Operacional

Destaques Operacionais	3T19	3T18	Variação 3T19/3T18	9M19	9M18	Variação 9M19/9M18
Volume Comercializado - MWh	704	862	-18,3%	663	789	-16,1%
Preço Médio de Venda (Líquido de Impostos) - R\$/MWh	190,5	205,3	-7,2%	186,6	188,7	-1,1%

O volume comercializado no 3T19 performou 18,3% abaixo se comparado ao 3T18 em razão do término da vigência de alguns contratos de longo prazo para consumidores finais e redução das operações de curto prazo com comercializadoras.

O preço médio de venda neste período reduziu 7,2% em relação ao praticado no 3T18, em função da diminuição do volume de operações de curto prazo e da redução de 60% do preço de curto prazo. Esse preço é uma função do PLD, cujos valores realizados no período em questão foram R\$214,1/MWh no 3T19 e R\$494,4/MWh no 3T18.

7.2. Desempenho Financeiro

Informações Financeiras Selecionadas (R\$ MM)	3T19	3T18	Variação 3T19/3T18	9M19	9M18	Variação 9M19/9M18
Receita Operacional Líquida	296	390	-24,1%	833	981	-15,1%
Revenda	296	390	-24,1%	810	981	-17,4%
Outros	0	0	10,4%	22	1	4042,4%
Despesas Operacionais	(532)	(361)	47,3%	(992)	(911)	8,9%
Pessoal	(1)	(1)	24,9%	(3)	(3)	1,9%
Material e Serviço de Terceiro	(0)	(0)	5100,0%	(0)	(0)	143,1%
Outros	(0)	(0)	79,0%	(1)	(1)	35,8%
Energia Comprada	(253)	(360)	-29,8%	(710)	(907)	-21,7%
Provisões - PECLD Renova	(278)	-	-	(278)	-	-
EBITDA Ajustado	(236)	29	-	(159)	70	-
Margem EBITDA	-79,6%	7,5%	-87,04 p.p.	-19,1%	7,2%	-26,26 p.p.
Resultado Financeiro	7	10	-25,6%	27	11	147,7%
Receita Financeira	8	11	-28,5%	29	12	130,8%
Despesa Financeira	(0)	(1)	-59,9%	(1)	(1)	2,9%
Resultado antes do IR e CS	(228)	39	-	(132)	81	-
Lucro/Prejuízo Líquido	(151)	26	-	(87)	53	-

A Comercializadora registrou um EBITDA negativo de R\$236 milhões no 3T19 em virtude da provisão de perda dos valores referentes a adiantamentos de faturas de energia e indenização operacional em favor da Renova, cuja situação econômico-financeira se deteriorou ao longo do período.

Resultado excluindo não-recorrente (R\$ MM)	3T19	3T18	Variação 3T19/3T18	9M19	9M18	Variação 9M19/9M18
EBITDA Pró-Forma	42	29	43,6%	119	70	68,8%
Lucro Líquido Pró-Forma	32	26	26,4%	96	53	79,9%

Retirando o efeito não-recorrente, o EBITDA 3T19 foi de R\$42 milhões, R\$13 milhões acima do 3T18 decorrente da estratégia de sazonalização, que proporcionou melhores oportunidades de compra e venda de energia.

8. Endividamento

8.1. Light S.A.

R\$ MM	Custo	Circulante	%	Não Circulante	%	Total	%
Light SESA		1.316	100,0%	6.539	100,0%	7.856	100,0%
Moeda Nacional		1.275	96,8%	4.534	69,3%	5.808	73,9%
Debêntures 8ª Emissão	CDI + 1,18%	39	3,0%	235	3,6%	274	3,5%
Debêntures 9ª Emissão Série A	CDI + 1,15%	250	19,0%	250	3,8%	500	6,4%
Debêntures 9ª Emissão Série B	IPCA + 5,74%	212	16,1%	635	9,7%	846	10,8%
Debêntures 10ª Emissão	115% CDI	250	19,0%	-	0,0%	250	3,2%
Debêntures 12ª Emissão Série 3	IPCA + 9,09%	58	4,4%	-	0,0%	58	0,7%
Debêntures 13ª Emissão	IPCA + 7,44%	0	0,0%	493	7,5%	493	6,3%
Debêntures 15ª Emissão Série 1	IPCA + 6,83%	0	0,0%	555	8,5%	555	7,1%
Debêntures 15ª Emissão Série 2	CDI + 2,20%	0	0,0%	160	2,4%	160	2,0%
Debêntures 16ª Emissão Série 1	CDI + 0,90%	0	0,0%	133	2,0%	133	1,7%
Debêntures 16ª Emissão Série 2	CDI + 1,25%	0	0,0%	423	6,5%	423	5,4%
Debêntures 16ª Emissão Série 3	CDI + 1,35%	0	0,0%	63	1,0%	63	0,8%
CCB Bradesco	CDI + 3,50%	15	1,1%	-	0,0%	15	0,2%
CCB IBM 2017	CDI + 3,84%	11	0,8%	-	0,0%	11	0,1%
CCB IBM 2019	CDI	1	0,0%	1	0,0%	2	0,0%
Leasing IBM	CDI	1	0,0%	-	0,0%	1	0,0%
BNDES (CAPEX) TJLP **	TJLP + 3,52%	82	6,2%	136	2,1%	218	2,8%
BNDES (CAPEX) SELIC **	Selic + 3,08%	62	4,7%	110	1,7%	172	2,2%
BNDES (CAPEX) TLP **	IPCA + 6,14%	42	3,2%	235	3,6%	277	3,5%
BNDES (CAPEX) Pré-fixada **	6,00%	14	1,1%	55	0,8%	69	0,9%
BNDES Olimpíadas TJLP **	TJLP + 2,89%	14	1,0%	9	0,1%	22	0,3%
BNDES Olimpíadas SELIC **	SELIC + 2,58%	5	0,4%	3	0,0%	8	0,1%
BNDES Olimpíadas Pré-fixada **	3,50%	2	0,1%	5	0,1%	7	0,1%
FINEP - Inovação e Pesquisa	4,00%	23	1,8%	39	0,6%	62	0,8%
FIDC 2018 Série A	CDI + 1,20%	169	12,8%	791	12,1%	960	12,2%
FIDC 2018 Série B	IPCA + 5,75%	84	6,4%	315	4,8%	400	5,1%
Outros	-	-57	-4,4%	(112)	-1,7%	-169	-2,1%
Moeda Estrangeira *		42	3,2%	2.006	30,7%	2.047	26,1%
Tesouro Nacional	64,05% CDI	0	0,0%	27	0,4%	27	0,3%
Citibank	CDI + 1,50%	42	3,2%	333	5,1%	375	4,8%
Emissão de Bonds	142,79% CDI	0	0,0%	1.666	25,5%	1.666	21,2%
Outros	-	0	0,0%	(20)	-0,3%	-21	-0,3%
Light Energia		23	100,0%	1.191	100,0%	1.214	100,0%
Moeda Nacional		23	100,0%	35	3,0%	58	4,8%
Debêntures 3ª Emissão	CDI + 1,18%	3	10,9%	15	1,3%	18	1,4%
Debêntures 6ª Emissão	CDI + 3,50%	17	72,9%	-	0,0%	17	1,4%
BNDES Lajes	TJLP + 2,95%	4	16,9%	21	1,7%	24	2,0%
Moeda Estrangeira *		0	0,0%	1.156	97,0%	1.156	95,2%
Citibank	CDI + 1,30%	0	0,0%	333	28,0%	333	27,4%
Emissão de Bonds	143,01% CDI	0	0,0%	833	69,9%	833	68,6%
Outros	-	0	0,0%	(10)	-0,9%	-10	-0,9%
Light Conecta		1	100,0%	1	100,0%	1	100,0%
BNDES - Conecta (Moeda Nacional) **	TJLP + 0,53%	1	100,0%	1	100,0%	1	100,0%
Total		1.340		7.731		9.071	

R\$ MM	Light SESA	Light Energia	Conecta	Outros Light S.A.	Light S.A. 3T19	Light S.A. 2T19	Δ %
Moeda Nacional	5.808	58	1	0	5.868	6.391	-8,2%
Moeda Estrangeira	2.047	1.156	0	0	3.203	3.019	6,1%
(+) Empréstimos e Financiamentos	4.167	1.180	1	0	5.348	5.220	2,5%
(+) Debêntures	3.689	34	0	0	3.723	4.191	-11,2%
(+) Juros Devidos	169	26	0	0	195	98	98,8%
(+) Operações de Swap	-451	-222	0	0	-673	-369	82,5%
Dívida Bruta	7.574	1.018	1	0	8.593	9.140	-6,0%
(-) Disponibilidades	995	958	9	90	2.052	1.151	78,4%
Dívida Líquida	6.579	60	-7	-90	6.541	7.989	-18,1%

A dívida líquida consolidada no final do 3T19 era de R\$6.541 milhões, representando uma queda de 18,1% em relação ao fechamento do 2T19. Essa redução é explicada, sobretudo, pelo aumento do caixa em virtude do aumento de capital de R\$1,9 bilhão decorrente do *follow-on* e pelo resgate antecipado da 14ª Emissão de Debênture da Light SESA.

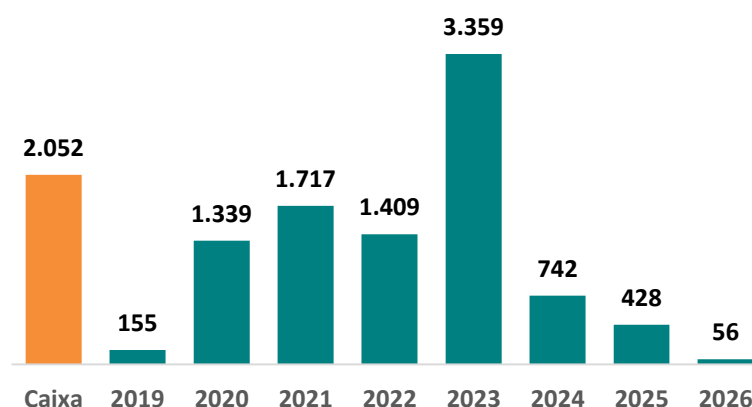
Com objetivo de otimizar seu perfil de dívida, reduzir os custos financeiros e propiciar geração de valor para seus acionistas, a Light realizou no 3T19 diversas atividades de *liability management*, dentre as quais destacam-se:

- I. Resgate antecipado da 14ª emissão de debênture da Light Sesa no montante de R\$328 milhões, cujo custo era de CDI + 3,5% a.a. e vencimento original em março/2021;
- II. Encerramento de operações de swap referentes à 9ª emissão de debênture da Light Sesa, 1ª série, pelo montante total de R\$101 milhões, cujo valor nocional era de R\$500 milhões com custo de IPCA + 7,82% a.a. e vencimento em maio/2021;
- III. Pagamento antecipado de USD90 milhões, de um total de USD180 milhões, do financiamento da Light Sesa com o Citibank cujo custo era de CDI + 2,2% a.a., sendo o saldo remanescente reperfilado a CDI + 1,5% a.a., com vencimento em agosto/2021; e
- IV. Captação pela Light Energia com o Citibank de USD 80 milhões ao custo de CDI + 1,30% a.a. e vencimento tipo *bullet* em 2 anos.

Em complemento a estas iniciativas, em 27 de setembro, o Conselho de Administração da Companhia aprovou as seguintes operações financeiras:

- I. A 17ª emissão de debêntures simples da Light Sesa com colocação de esforços restritos, nos termos da Instrução CVM 476/09, no valor total de até R\$1,0 bilhão. Os recursos serão destinados, principalmente, para o refinanciamento de dívidas existentes e reforço de capital de giro; e
- II. O resgate antecipado de 35% dos bonds emitidos pela Light Sesa e Light Energia, no montante equivalente a USD210 milhões.

Amortização dos empréstimos, financiamentos e debêntures (R\$MM)
prazo médio: 3,0 anos

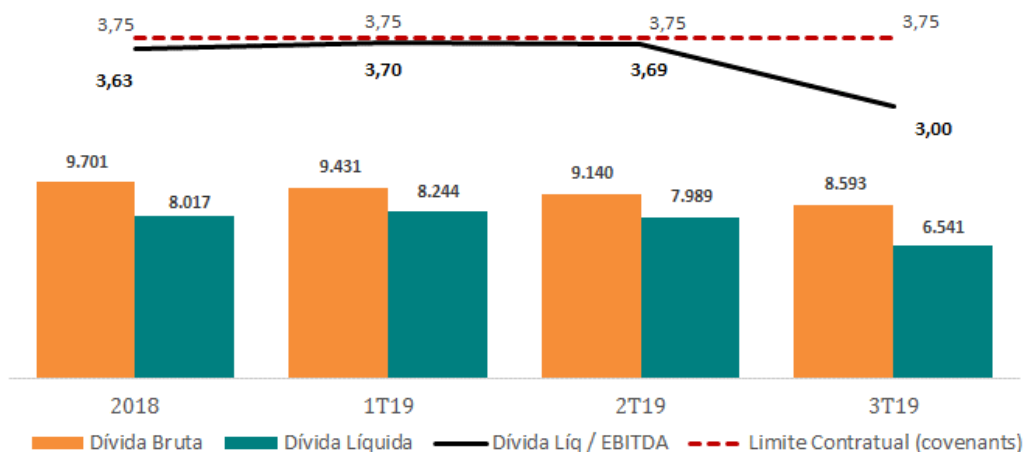


O indicador de *covenants* Dívida Líquida/EBITDA encerrou o 3T19 em 3,00x, uma melhora em relação ao valor apurado no 2T19 (3,69x) devido à entrada dos recursos do *follow-on* que permitiram uma redução do saldo da dívida e uma posição de caixa mais robusta. Destaque-se que para o cálculo do EBITDA para *covenants* foi desconsiderada a receita não-recorrente de R\$1.086 milhões, conforme apresentado na tabela a seguir.

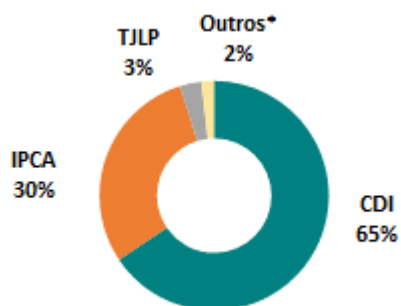
Vale lembrar que o limite máximo dos *covenants* estabelecido contratualmente para a maioria dos contratos é de 3,75x.

Com relação ao indicador EBITDA/Juros, a Companhia encerrou o 3T19 no patamar de 3,12x, acima do limite contratual mínimo para a maioria dos contratos de 2,0x.

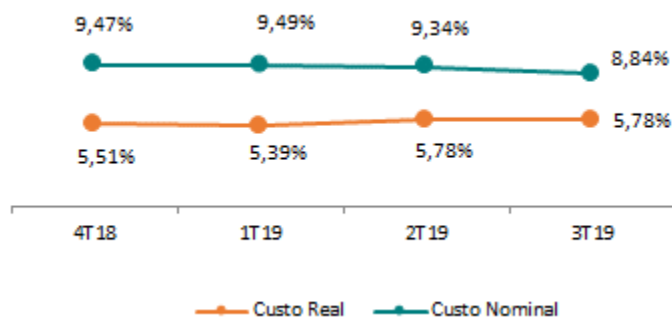
Dívida bruta e líquida consolidada (R\$MM)



Indexadores da dívida¹



Custo da dívida



¹Considerado Hedge

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

Cálculo dos Covenants - R\$ MM		set/19	jun/19	mar/19	dez/18	set/18
Empréstimos e Financiamentos	+	5.417	5.293	5.367	5.561	5.876
Custos de Operações Financeiras de Empréstimos e Financia	-	(68)	(72)	-	-	-
Encargos Devidos de Empréstimos e Financiamentos	+	88	39	88	62	109
Debêntures	+	3.788	4.265	4.137	4.356	3.766
Custos de Operações Financeiras de Debêntures	-	(65)	(74)	-	-	-
Encargos Devidos de Debêntures	+	107	59	99	49	106
Operação de Swap	+	(673)	(369)	(260)	(328)	(312)
Dívida Bruta	=	8.593	9.140	9.431	9.701	9.545
Disponibilidades	-	2.052	1.151	1.187	1.684	1.406
Dívida Líquida (a)	=	6.541	7.989	8.244	8.017	8.139
EBITDA CVM (12 meses)		2.358	1.524	1.645	1.507	1.707
Equivalência Patrimonial (12 meses)	-	(31)	(128)	(59)	(85)	(254)
Provisões (12 meses)	-	(919)	(597)	(627)	(674)	(594)
Outras Receitas/Despesas Operacionais (12 meses)	-	(85)	(73)	(82)	(91)	(63)
Valor justo do ativo indenizável da concessão (12 meses)	+	(124)	(155)	(185)	(147)	(341)
Outras Receitas - crédito PIS/COFINS	-	1.086	-	-	-	-
EBITDA para Covenants (12 meses) (b)	=	2.183	2.167	2.229	2.211	2.277
Juros (c)		699	726	718	697	629
Dívida Líquida/EBITDA para covenants (a/b)		3,00	3,69	3,70	3,63	3,57
Limite Superior Contratual Dívida Líquida/EBITDA		3,75	3,75	3,75	3,75	3,75
EBITDA para covenants/Juros (b/c)		3,12	2,99	3,10	3,17	3,62
Limite Inferior Contratual EBITDA/Juros		2,00	2,00	2,00	2,00	2,00

Ratings	Escala		Data de Publicação
	Nacional	Internacional	
Fitch	A+	BB-	16/07/2019
Standard & Poors	AA+	-	15/07/2019
Moody's	A2.br	Ba3	04/09/2019

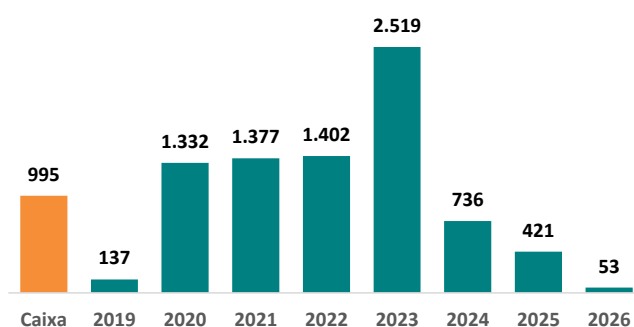
No 3T19, a Companhia teve alteração de rating em relação ao divulgado no último trimestre. Como consequência do *follow-on*, a Moody's elevou o rating na escala nacional para A2.br de A3.br e afirmou na escala internacional o rating de Ba3, mantendo ambos com a perspectiva estável.

Em setembro/19, a S&P Global atribuiu o rating AA+ na escala nacional à 17ª emissão de debêntures da Light Sesa.

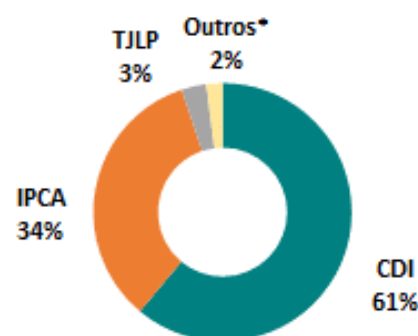
8.2. Abertura do Endividamento

Light SESA

Amortização¹ (R\$MM)
prazo médio: 3,0 anos

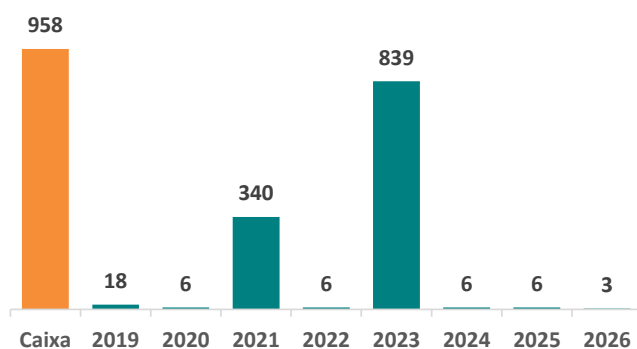


Indexadores de Dívida²

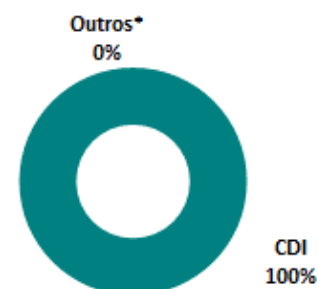


Light Energia

Amortização¹ (R\$MM)
prazo médio: 3,2 anos



Indexadores da dívida²



¹ Principal de empréstimos e financiamentos e debêntures.

² Considerando Hedge

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

9. Investimento Consolidado

Investimento Consolidado (R\$MM)	3T19	3T18	Variação 3T19/3T18	9M19	9M18	Variação 9M19/9M18
Distribuição	202	176	14,2%	522	447	16,7%
Engenharia	135	110	22,2%	369	289	27,6%
Comercial	67	66	0,9%	153	158	-3,2%
Ativos Não Elétricos	19	23	-17,6%	46	46	-0,8%
Geração (Light Energia & Lajes)	16	14	10,8%	34	27	26,6%
Total	236	213	10,6%	602	521	15,7%
Aportes	23	17	37,6%	50	81	-38,2%
Belo Monte	-	-	-	0	24	-99,9%
Itaocara	23	-	-	23	4	554,9%
Guanhães	-	17	-	21	53	-61,3%
Axxiom	-	-	-	6	-	-
Total do Investimento (incluindo aportes)	259	230	12,6%	652	601	8,5%

O investimento consolidado da Companhia, excluindo os aportes, registrou um aumento de 10,6% no 3T19 contra o 3T18. O incremento pode ser explicado, principalmente, por um maior volume de novas ligações de clientes e de recursos dispendidos em projetos voltados para melhoria de qualidade, manutenção corretiva da rede e aumento de capacidade nas subestações.

Dando prosseguimento à decisão de não implantação da UHE Itaocara, foi realizado um aporte em Itaocara de R\$23 milhões no 3T19 para pagamento do acordo do cancelamento dos contratos de venda de energia ainda remanescentes. Desse modo, todos os contratos da usina foram rescindidos.

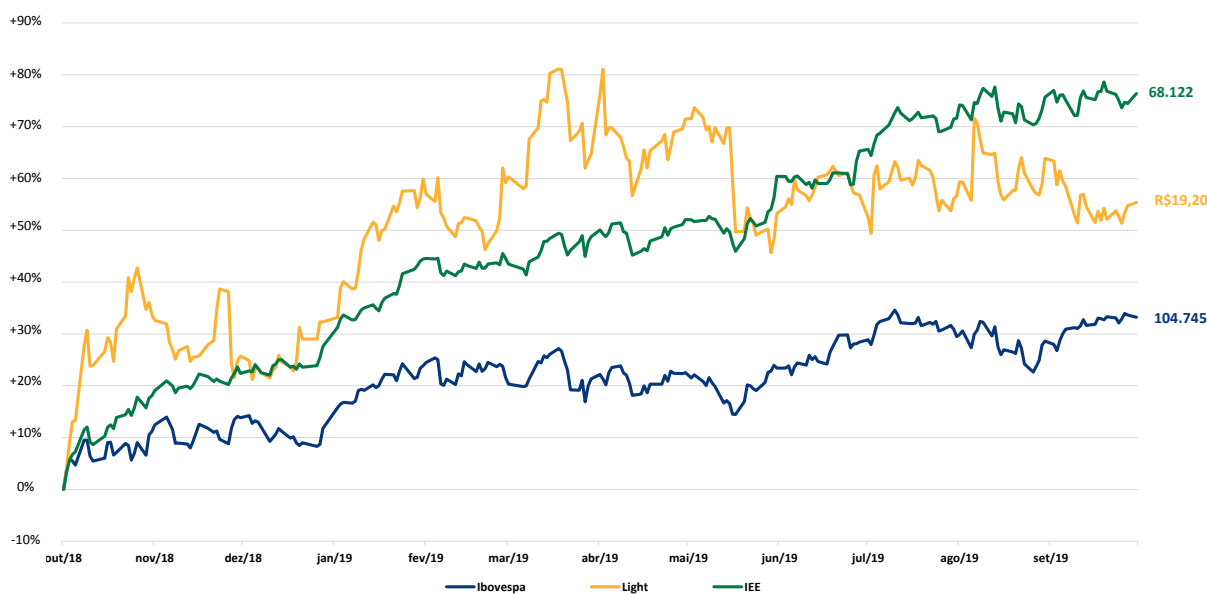
A decisão de não implantação de Itaocara faz parte da estratégia de desinvestimentos de ativos *non-core*, que inclui as participações com controle compartilhado.

10. Mercado de Capitais

As ações da Light S.A. (LIGT3) estavam cotadas a R\$19,20 ao final de setembro/19. O valor de mercado da Companhia encerrou o trimestre em R\$5,8 bilhões.

Performance da ação da Light vs. Ibovespa vs. IEE

Base 100 em 01/10/18



Informações do Mercado	3T19	3T18
Média do Volume Negociado - LIGT3 (R\$ MM)	59,2	16,2
Média da Cotação por ação - LIGT3 (R\$ / ação)	19,6	12,7
ADTV 90 dias (R\$ MM)	48,0	16,9
Variação no preço - LIGT3	1,9%	13,5%
Variação no preço - IEE	6,5%	2,1%
Variação no preço - IBOV	3,4%	9,0%

ANEXO I – Projetos de Geração

Parque Gerador Atual					
Usinas Hidrelétricas Existentes	Capacidade Instalada (MW) ¹	Garantia Física (MWm) ¹²	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	249	114	2016	2045	2,49%
Guanhães	22	12	2018	2047	51%
Total	1158	672	-	-	-

Novos Projetos	Capacidade Instalada (MW) ¹	Garantia Física (MWm) ¹²	Início Operacional	Ano de Vencimento da Concessão / Autorização	% de Participação da Light
Belo Monte	30	0	2016	2045	2,49%
Total	30	0	-	-	-

¹Participação proporcional da Light¹²Garantia Física a partir de 1º de jan/18(MWm)

ANEXO II- Conciliação EBITDA CVM

EBITDA CVM (R\$ MM)	3T19	3T18	Variação 3T19/3T18	9M19	9M18	Variação 9M19/9M18
Lucro/Prejuízo Líquido (A)	1.519	6	24678,9%	1.694	73	2207,2%
IR/CS (B)	(2)	10	-	(139)	(41)	236,3%
IR/CS DIFERIDO (C)	(747)	(27)	2667,1%	(747)	(39)	1793,2%
EBT (A - (B + C))	2.268	23	9654,7%	2.580	154	1574,0%
Depreciação e Amortização (D)	(147)	(139)	5,9%	(440)	(406)	8,2%
Despesa Financeira Líquida (E)	1.277	(142)	-	1.015	(593)	-
EBITDA CVM ((A) - (B) - (C) - (D) - (E))	1.138	304	274,5%	2.004	1.153	73,8%

ANEXO III – Demonstração de Resultado

Light SESA

Demonstração do Resultado (R\$ MM)	3T19	3T18	Variação 3T19/3T18	9M19	9M18	Variação 9M19/9M18
Receita Operacional Bruta	5.228	4.526	15,5%	14.839	13.693	8,4%
Fornecimento de Energia	3.262	3.445	-5,3%	11.272	11.012	2,4%
CVA	62	367	-83,0%	94	655	-85,7%
Receita de Construção	182	183	-1,1%	529	467	13,2%
Outras Receitas - ICMS base PIS/COFINS	1.086	-	-	1.086	-	-
Outras Receitas	636	531	19,9%	1.859	1.558	19,3%
Deduções da Receita Operacional	(1.664)	(1.877)	-11,3%	(5.812)	(5.815)	-0,1%
Receita Operacional Líquida	3.564	2.649	34,6%	9.028	7.878	14,6%
Custo do Serviço de Energia Elétrica	(1.858)	(1.971)	-5,7%	(6.076)	(5.786)	5,0%
Custo/Despesa Operacional	(420)	(393)	6,8%	(1.155)	(1.197)	-3,5%
Pessoal	(92)	(97)	-5,3%	(296)	(273)	8,1%
Material	(5)	(5)	-8,5%	(17)	(15)	9,2%
Serviços de terceiros	(136)	(139)	-2,3%	(392)	(394)	-0,7%
Provisões	(202)	(155)	30,2%	(509)	(539)	-5,6%
Outros	15	4	283,4%	58	25	132,5%
EBITDA Ajustado	1.286	285	351,2%	1.797	895	100,8%
Depreciação e amortização	(133)	(124)	6,6%	(397)	(362)	9,7%
Outras receitas/despesas operacionais	(17)	(2)	622,0%	(27)	(14)	90,2%
Resultado do Serviço	1.136	158	617,6%	1.373	519	164,8%
Resultado Financeiro	1.274	(124)	-	993	(476)	-
Receita Financeira	1.731	194	790,8%	1.821	454	301,4%
Despesa Financeira	(457)	(319)	43,3%	(828)	(930)	-10,9%
Resultado antes dos impostos	2.410	35	6886,7%	2.367	43	5382,9%
IR/CS	2	-	-	2	-	-
IR/CS Diferido	(819)	(13)	6342,6%	(809)	(17)	4638,5%
Lucro/Prejuízo Líquido	1.593	21	7419,5%	1.558	25	6013,7%

Light Energia

Demonstração do resultado (R\$ MM)	3T19	3T18	Variação 3T19/3T18	9M19	9M18	Variação 9M19/9M18
Receita Operacional Bruta	319	402	-20,6%	882	933	-5,4%
Suprimento - Venda de energia própria	229	217	6,0%	693	636	8,9%
Suprimento - Energia de Curto Prazo	87	182	-52,4%	181	288	-37,4%
Outras - TUSD	2	3	-6,8%	7	6	16,7%
Outras	1	1	5,8%	1	2	-28,4%
Deduções da Receita Operacional	(36)	(38)	-6,4%	(104)	(102)	1,9%
Receita Operacional Líquida	284	364	-22,1%	778	831	-6,3%
Custo do Serviço de Energia Elétrica	(220)	(329)	-33,3%	(311)	(495)	-37,1%
Custo/Despesa Operacional	(10)	(11)	-13,5%	(34)	(36)	-4,3%
Pessoal	(7)	(5)	28,7%	(19)	(18)	9,4%
Material	(0)	(0)	67,2%	(1)	(0)	38,4%
Serviços de terceiros	(3)	(4)	-21,5%	(11)	(11)	-3,1%
Provisões	2	(0)	-	2	(1)	-
Outros	(2)	(2)	-2,9%	(5)	(5)	-9,4%
EBITDA Ajustado	54	24	131,2%	433	300	44,3%
Depreciação e amortização	(14)	(14)	5,8%	(42)	(41)	4,2%
Outras receitas/despesas operacionais	-	5	-	(1)	3	-
Resultado do Serviço	40	15	165,0%	390	262	48,6%
Equivalência Patrimonial	87	(43)	-	5	(88)	-
Resultado Financeiro	(5)	(28)	-82,2%	(8)	(129)	-93,6%
Receita Financeira	87	56	53,4%	146	114	28,0%
Despesa Financeira	(91)	(84)	8,7%	(154)	(246)	-37,4%
Resultado antes dos Impostos	122	(56)	-	386	45	754,9%
IR/CS	13	23	-41,8%	(91)	(12)	633,2%
IR/CS Diferido	(22)	(14)	54,0%	(32)	(26)	24,4%
Lucro/Prejuízo Líquido	114	(47)	-	263	7	3547,8%

ANEXO IV – Resultado Financeiro

Light S.A.

Resultado Financeiro (R\$ MM)	3T19	3T18	Variação 3T19/3T18	9M19	9M18	Variação 9M19/9M18
Receitas Financeiras	1.827	257	612,1%	2.000	577	246,5%
Juros sobre Aplicações Financeiras	31	22	40,7%	63	41	56,2%
Operações de Swap	279	160	74,2%	358	355	0,8%
Acréscimo Moratório sobre débitos	16	48	-65,9%	60	94	-36,5%
Atualização de ativos e passivos financeiros do setor	25	11	124,9%	15	59	-73,7%
Atualização de ICMS Base Cálculo PIS/COFINS	1.461	-	-	1.461	-	-
Outras Receitas Financeiras	13	15	-10,3%	42	29	45,8%
Despesas Financeiras	(550)	(398)	-38,0%	(984)	(1.170)	-15,9%
Encargos da dívida (Moeda Nacional)	(105)	(126)	-16,8%	(343)	(383)	-10,4%
Encargos da dívida (Moeda Estrangeira)	(69)	(62)	12,1%	(180)	(91)	97,9%
Variação Monetária	(10)	(20)	-50,3%	(75)	(44)	68,0%
Variação Cambial	(251)	(130)	93,6%	(204)	(499)	-59,2%
Variação Cambial Itaipu	(11)	(7)	57,3%	(4)	(33)	-88,9%
Atualização de provisões para contingências	(6)	(2)	168,9%	(13)	(8)	55,5%
Atualização pela Selic P&D/PEE/FNDCT	(4)	(3)	6,4%	(11)	(10)	8,3%
Juros sobre Tributos	(3)	(5)	-30,5%	(7)	(14)	-47,6%
Parcelamento- multas e juros Lei.11.941/09 (REFIS)	(1)	(1)	-21,4%	(3)	(4)	-20,2%
Atualização do GSF	0	(21)	-	(23)	(45)	-49,1%
Outras Despesas Financeiras (inclui IOF)	(89)	(20)	336,6%	(124)	(38)	227,3%
Braslight	-	-	-	-	(2)	-
Total	1.277	(142)	-	1.015	(593)	-

ANEXO V – Balanço Patrimonial

Light S.A. (R\$ milhões)

ATIVO	30/09/2019	31/12/2018
Circulante	5.619	5.635
Caixa e equivalentes de caixa	456	707
Títulos e valores mobiliários	1.597	977
Consumidores, concessionárias, permissionárias e clientes	2.382	2.855
Estoques	42	38
Tributos e contribuições a recuperar	139	75
Imposto de renda e contribuição social a recuperar	82	30
Ativos financeiros do setor	545	564
Despesas pagas antecipadamente	24	30
Dividendos a receber	-	0
Serviços prestados a receber	81	90
Instrumentos financeiros derivativos swap	1	15
Outros créditos	271	254
Não Circulante	19.117	12.228
Consumidores, concessionárias, permissionárias e clientes	1.364	1.013
Tributos e contribuições a recuperar	6.224	52
Tributos diferidos	97	405
Ativos financeiros do setor	274	148
Ativo financeiro da concessão	4.505	4.272
Depósitos vinculados a litígios	279	295
Instrumentos financeiros derivativos swap	685	424
Outros créditos	-	84
Ativo de contrato	639	330
Ativo de direito de uso	85	0
Investimentos	582	547
Imobilizado	1.551	1.560
Intangível	2.831	3.096
Ativo Total	24.735	17.864
PASSIVO	30/09/2019	31/12/2018
Circulante	4.988	5.278
Fornecedores	2.258	2.120
Tributos e contribuições a pagar	436	339
Imposto de renda e contribuição social a pagar	65	14
Empréstimos e financiamentos	619	1.041
Debêntures	916	955
Passivos financeiros do setor	-	3
Dividendos a pagar	39	39
Obrigações trabalhistas	101	77
Obrigações por arrendamento	31	0
Outros débitos	522	691
Não Circulante	12.837	9.196
Empréstimos e financiamentos	4.817	4.582
Debêntures	2.914	3.451
Instrumentos financeiros derivativos swap	13	112
Tributos e contribuições a pagar	259	305
Tributos diferidos	647	208
Provisões para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios	500	476
Obrigações por arrendamento	56	0
Valores a serem restituídos a consumidores	3.573	0
Outros débitos	56	62
Patrimônio Líquido	6.911	3.389
Capital Social	4.051	2.226
Reservas de capital	2	0
Reservas de lucros	929	929
Ajustes de avaliação patrimonial	324	336
Outros resultados abrangentes	(101)	(101)
Lucros acumulados	1.706	0
Passivo Total	24.735	17.864

Light SESA (R\$ milhões)

ATIVO	30/09/2019	31/12/2018
Circulante	3.938	4.357
Caixa e equivalentes de caixa	289	491
Títulos e valores mobiliários	706	493
Consumidores, concessionárias, permissionárias e clientes	1.778	2.335
Estoques	37	34
Tributos e contribuições	133	67
Imposto de renda e contribuição social	81	29
Ativos financeiros do setor	545	564
Despesas pagas antecipadamente	24	28
Serviços prestados a receber	81	90
Instrumentos financeiros derivativos swap	1	1
Outros créditos	264	226
Não Circulante	16.863	10.046
Consumidores, concessionárias, permissionárias e clientes	1.323	875
Tributos e contribuições	6.224	52
Tributos diferidos	-	402
Ativos financeiros do setor	274	148
Ativo financeiro de concessões	4.505	4.272
Depósitos vinculados a litígios	275	292
Instrumentos financeiros derivativos swap	457	324
Ativo Contratual	639	330
Direito de uso	82	0
Investimentos	28	30
Imobilizado	229	230
Intangível	2.826	3.091
Ativo Total	20.801	14.402

PASSIVO	30/09/2019	31/12/2018
Circulante	3.582	3.791
Fornecedores	1.068	1.133
Tributos e contribuições	429	329
Imposto de renda e contribuição social	1	1
Empréstimos e financiamentos	589	814
Debêntures	896	777
Passivos financeiros do setor	-	3
Dividendos a pagar	18	18
Obrigações trabalhistas	91	68
Arrendamento mercantil	30	0
Outros débitos	460	648
Não Circulante	11.383	8.165
Empréstimos e financiamentos	3.640	3.792
Debêntures	2.899	3.433
Instrumentos financeiros derivativos swap	7	112
Tributos e contribuições	259	305
Tributos diferidos	407	0
Provisões para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios	496	471
Arrendamento mercantil	54	0
Valores a serem restituídos a consumidores	3.573	0
Outros débitos	48	53
Patrimônio Líquido	5.836	2.446
Capital social	4.146	2.314
Reservas de capital	7	7
Reservas de lucro	222	222
Outros resultados abrangentes	(97)	-97
Prejuízos acumulados	1.558	0
Passivo Total	20.801	14.402

Light Energia (R\$ milhões)

ATIVO	30/09/2019	31/12/2018
Circulante	1.666	1.265
Caixa e equivalentes de caixa	105	90
Títulos e valores mobiliários	853	483
Concessionárias, permissionárias e clientes	695	663
Tributos e contribuições	4	6
Instrumentos financeiros derivativos swap	0	14
Estoques	5	4
Despesas pagas antecipadamente	0	2
Outros créditos	4	4
Não Circulante	1.655	1.507
Instrumentos financeiros derivativos swap	228	101
Depósitos vinculados a litígios	3	3
Investimentos	136	111
Imobilizado	1.281	1.289
Intangível	3	3
Ativo de direito de uso	3	0
Ativo Total	3.321	2.772

PASSIVO	30/09/2019	31/12/2018
Circulante	1.329	1.466
Fornecedores	1.172	1.013
Tributos e contribuições	3	3
Imposto de renda e contribuição social	54	1
Empréstimos e financiamentos	29	224
Debêntures	20	178
Obrigações trabalhistas	8	6
Obrigações por arrendamento	1	0
Outros débitos	43	40
Não Circulante	1.452	1.030
Empréstimos e financiamentos	1.176	789
Debêntures	15	17
Tributos diferidos	240	208
Rendas a pagar - <i>swap</i>	6	0
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	4	5
Outros débitos	9	10
Obrigações por arrendamento	2	0
Patrimônio Líquido	540	276
Capital Social	77	77
Reservas de lucro	25	25
Ajustes de avaliação patrimonial	324	336
Outros resultados abrangentes	(4)	-4
Prejuízos acumulados	116	-159
Passivo Total	3.321	2.772

ANEXO VI – Fluxo de Caixa

Light S.A.

R\$ MM	9M19	9M18
Caixa Líquido gerado das Atividades Operacionais	239	(93)
Caixa gerado (aplicado) nas operações	1.322	1.117
Lucro (Prejuízo) antes do imposto de renda e da contribuição social	2.580	154
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	515	366
Depreciação e amortização	440	406
Perda na venda ou baixa de intangível / imobilizado / investimento	45	11
Perdas cambiais e monetárias de atividades financeiras	278	544
Provisão e atualização financeira para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios e baixas e atualização financeira de depósitos vinculados a litígios	278	174
Ajuste a valor presente e antecipações de recebíveis	(1)	(13)
Despesa de juros sobre empréstimos, financiamentos e debêntures	523	475
Encargos e variação monetária de obrigações pós-emprego	-	2
Juros sobre obrigações de arrendamento	6	-
Variação swap	(358)	(355)
Resultado de equivalência patrimonial	10	65
Reavaliação dos ativos disponíveis para venda	-	13
Efeito dos créditos de PIS/COFINS sobre ICMS	(2.480)	-
Opções de ações outorgadas	2	-
Ganho (Perda) em investimentos avaliados pelo custo	1	-
Valor justo do ativo indenizável da concessão	(111)	(134)
Constituição e atualização de ativos e passivos financeiros do setor	(404)	(592)
Variações nos Ativos e Passivos	(1.083)	(1.210)
Títulos e valores mobiliários	(128)	(67)
Consumidores, concessionárias e permissionárias	(113)	(747)
Dividendos recebidos	3	2
Tributos, contribuições e impostos a recuperar	(118)	58
Ativos e passivos financeiros do setor	295	(40)
Estoques	(4)	(3)
Serviços prestados a receber	9	(11)
Despesas pagas antecipadamente	6	3
Depósitos vinculados a litígios	(11)	(42)
Outros ativos	(115)	(192)
Ativos e passivos classificados como mantidos para venda	-	(44)
Fornecedores	148	210
Obrigações trabalhistas	24	19
Tributos, contribuições e impostos a pagar	(68)	167
Pagamento das provisões para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios	(227)	(121)
Outros passivos	(274)	41
Juros pagos	(427)	(337)
Imposto de renda e contribuição social pagos	(84)	(107)
Caixa Líquido aplicado nas Atividades de Investimento	(1.130)	(1.484)
Recebimento pela venda de participação	14	-
Aquisições de bens do ativo imobilizado	(40)	(44)
Aquisições de bens do ativo intangível e do ativo contratual	(563)	(464)
Aumento de capital	(50)	(77)
Resgate de aplicações financeiras	1.513	658
Aplicações financeiras	(2.004)	(1.557)
Caixa Líquido aplicado nas Atividades de Financiamento	640	1.663
Recebimento pela emissão de ações	1.825	-
Dividendos pagos	-	(30)
Pagamento de obrigações por arrendamento	(28)	-
Captação de empréstimos, financiamentos e debêntures	1.212	4.900
Amortização de empréstimos, financiamentos e debêntures	(2.370)	(3.153)
Amortização de dívida contratual com plano de pensão	-	(54)
Aumento (redução) de Caixa e Equivalentes de Caixa	(251)	87
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	707	270
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	456	357

Light SESA

R\$ MM	9M19	9M18
Caixa Líquido gerado das Atividades Operacionais	(202)	(324)
Caixa gerado (aplicado) nas operações	774	780
Lucro (Prejuízo) antes do imposto de renda e da contribuição social	2.366	43
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	237	366
Depreciação e amortização	397	362
Perda na venda ou baixa de intangível / imobilizado	43	9
Perdas cambiais e monetárias de atividades financeiras	224	424
Provisão para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios e depósitos judiciais	279	173
Ajuste a valor presente e antecipações de recebíveis	(1)	(13)
Despesa de juros sobre empréstimos, financiamentos e debêntures	460	404
Encargos e variação monetária de obrigações pós-emprego	0	2
Efeito dos créditos de PIS e COFINS sobre ICMS	(2.480)	-
Valor justo do ativo indenizável da concessão	(111)	(134)
Juros sobre obrigações de arrendamentos	6	0
Variação swap	(242)	(263)
Constituição e atualização de ativos e passivos financeiros do setor	(404)	(592)
Ganho (Perda) em investimentos avaliados pelo custo	1	0
Variações nos Ativos e Passivos	(976)	(1.104)
Títulos e valores mobiliários	(107)	(60)
Consumidores, concessionárias e permissionárias	(128)	(546)
Tributos, contribuições e impostos a compensar	(121)	37
Ativos e passivos financeiros do setor	295	(40)
Estoques	(3)	(8)
Serviços prestados a receber	9	(11)
Despesas pagas antecipadamente	4	2
Depósitos vinculados a litígios	(10)	(42)
Outros ativos	70	(85)
Fornecedores	(56)	(150)
Obrigações trabalhistas	23	17
Tributos, contribuições e impostos a pagar	(60)	193
Provisões para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios	(227)	(121)
Outros passivos	(297)	26
Juros pagos	(369)	(317)
Caixa Líquido aplicado nas Atividades de Investimento	(677)	(960)
Aquisições de bens do ativo imobilizado	(8)	(17)
Aquisições de bens do ativo intangível e do ativo contratual	(563)	(463)
Resgate de aplicações financeiras	1.049	426
Aplicações financeiras	(1.155)	(906)
Caixa Líquido aplicado nas Atividades de Financiamento	678	1.248
Aumento de capital	1.832	-
Dividendos pagos	-	(22)
Pagamento de obrigações por arrendamento	(27)	-
Captação de empréstimos, financiamentos e debêntures	878	4.024
Amortização de empréstimos, financiamentos e debêntures	(2.006)	(2.612)
Amortização de dívida contratual com plano de pensão	-	(52)
Amortização de mútuo - partes relacionadas	-	(90)
Aumento (redução) de Caixa e Equivalentes de Caixa	(202)	(35)
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	491	160
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	289	124

Light Energia

R\$ MM	9M19	9M18
Caixa Líquido gerado das Atividades Operacionais	448	201
Caixa gerado (aplicado) nas operações	423	278
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	386	45
Depreciação e amortização	42	41
Perda na venda de intangível / Imobilizado	0	2
Perdas (ganhos) cambiais e monetárias (os) de atividades financeiras	54	120
Provisão de contingências e atualizações	(2)	1
Despesa de juros sobre empréstimos, financiamentos e debêntures	63	74
Variação swap	(116)	(92)
Resultado de equivalência patrimonial	(5)	88
Variações nos Ativos e Passivos	25	(77)
Títulos e valores mobiliários	(20)	(12)
Concessionárias e permissionárias	(32)	(373)
Tributos, contribuições e impostos a compensar	2	(8)
Estoques	(1)	(0)
Despesas pagas antecipadamente	2	2
Depósitos vinculados a litígios	(1)	(0)
Outros ativos	2	(9)
Fornecedores	158	365
Obrigações trabalhistas	1	2
Tributos, contribuições e impostos a pagar	(5)	9
Outros passivos	8	28
Juros pagos	(58)	(50)
Juros recebidos	-	31
Imposto de renda e contribuição social pagos	(34)	(61)
Caixa Líquido aplicado nas Atividades de Investimento	(403)	(501)
Aquisições de bens do ativo imobilizado	(32)	(28)
Resgate de aplicações financeiras	457	177
Aplicações financeiras	(808)	(596)
Aplicações/Aquisições no investimento	(21)	(53)
Caixa Líquido aplicado nas Atividades de Financiamento	(29)	0
Pagamento de obrigações por arrendamento financeiro	(1)	877
Captação de empréstimos, financiamentos e debêntures	334	(532)
Amortização de empréstimos, financiamentos e debêntures	(361)	90
Mútuo recebido - Partes Relacionadas	-	(3)
Aumento (redução) de Caixa e Equivalentes de Caixa	16	133
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	90	53
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	105	186

Lista de Abreviaturas e Siglas

- **ACL** - Ambiente de Contratação Livre
- **ANEEL** - Agência Nacional de Energia Elétrica
- **BNDES** - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
- **CCEE** - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
- **CCRB** - Conta Centralizadora de Recursos da Bandeira Tarifária
- **CDE** - Conta de Desenvolvimento Energético
- **Conta-ACR** - Conta no Ambiente de Contratação Regulada
- **CUSD** - Contrato de Uso do Sistema de Distribuição
- **CUST** - Contrato de Uso do Sistema de Transmissão
- **CVA** - Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A”
- **CVM** - Comissão de Valores Mobiliários
- **DDSD** – Delegacia de Defesa dos Serviços Delegados
- **DEC** - Duração Equivalente de Interrupção
- **DIC** - Duração de Interrupção Individual por unidade Consumidora
- **DIT** – Demais Instalações de Distribuição
- **ESS** - Encargo de Serviço do Sistema
- **FEC** - Frequência Equivalente de Interrupção
- **FIC** - Frequência de Interrupção Individual por unidade Consumidora
- **GSF** - *Generation Scaling Factor* ou Fator de ajuste da Garantia Física
- **IRT** - Índice de Reajuste Tarifário Anual
- **O&M** - Operação e Manutenção
- **PCH** - Pequena Central Hidrelétrica
- **PECLD** - Provisões Estimada para Crédito de Liquidação Duvidosa
- **PLD** - Preço de Liquidação das Diferenças
- **PMSO** - Pessoal, Material, Serviços e Outros
- **REN** - Recuperação de Energia
- **TOI** - Termo de Ocorrência e Inspeção
- **TUSD** - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
- **TUST** - Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão
- **UHE** - Usina Hidrelétrica
- **UTE** - Usina Térmica
- **VNR** - Valor Novo de Reposição

Rio de Janeiro, November 13, 2019.

Light S.A. consolidates as a True Corporation

Total losses stabilize and PMSO of the distribution decrease 8.3% in the quarter

Results were positively affected by the final and unappealable decision rendered in a lawsuit

Financial Highlights

- **Consolidated adjusted EBITDA totaled R\$1,084 million** in 3Q19, representing an increase of R\$749 million, due to revenue related to the recognition of the final and unappealable decision rendered in the lawsuit seeking the exclusion of ICMS from the calculation basis of PIS/COFINS, in the amount of R\$1,086 million. Excluding non-recurring effects, EBITDA totaled R\$291 million, representing a 13.2% decrease compared to 3Q18, due to the increase in contingencies. In 9M19, EBITDA is in line with that of 9M18.
- **In 3Q19, consolidated net income totaled R\$1,519 million**, compared to R\$6 million in 3Q18. Financial revenues from the adjustment of PIS/COFINS credit totaled R\$1,461 million and the total impact of the lawsuit on result was R\$1,636 million, net of taxes.
- **In 3Q19, PMSO totaled R\$252 million**, the same amount as in 3Q18; in 9M19 PMSO totaled R\$715 million, representing a 2.2% decrease compared to 9M18. **In 3Q19, PMSO of the distribution company decreased by 8.3%** compared to 3Q18.
- **In 3Q19, PECLD totaled R\$371 million (compared to R\$89 million in 3Q18)**, due to the provision for credits held by LigthCom against Renova, in the amount of R\$278 million. Excluding this extraordinary item, PECLD totaled R\$93 million in 3Q19, **accounting for 1.8% of gross revenue (12 months)**. This percentage is in line with the amount recorded in June 2019.
- **In 3Q19, Net Debt/EBITDA ratio was 3.0x**, representing an improvement compared to the ratio recorded in 2Q19 (3.69x). Funds from the follow-on transaction, received in July 2019, allowed a reduction in the debt balance and provided a more robust cash position. **In 3Q19, net debt totaled R\$6,541 million.**

Financial Highlights (R\$ MN)	3Q19	3Q18	% Change 3Q19/3Q18	9M19	9M18	% Change 9M19/9M18
Net Revenue*	3,754	2,993	25.4%	9,565	8,614	11.0%
PMSO	252	252	0.2%	715	731	-2.2%
EBITDA for Covenants (12 months)**	2,183	2,277	-4.1%	2,183	2,277	-4.1%
Adjusted EBITDA ²	1,084	335	223.3%	2,044	1,254	63.0%
Pro Forma EBITDA	291	335	-13.2%	1,251	1,254	-0.2%
Net Income	1,519	6	24678.9%	1,694	73	2207.2%
Net Debt/EBITDA - covenants (x)	3.00	3.57	-16.1%	3.00	3.57	-16.1%
PECLD/ROB	1.8%	2.3%	-0.5 p.p.	1.8%	2.3%	-0.5 p.p.
CAPEX Light	236	213	10.6%	602	521	15.7%
Net operating cash generation	(161)	59	-	239	(93)	-

* Does not consider construction revenue.

** Does not consider Renova's credit provision

Operating Highlights

- **Total losses on grid load (12 months) in September 2019 totaled 25.93%**, virtually in line with the result recorded in June 2019, of 25.76%. The moving average volume of total losses in the last 12 months stabilized in 3Q19 (9,737 GWh) compared to 2Q19 (9,739 GWh). The total losses/grid load indicator of possible areas decreased slightly in 3Q19 to 16.8%, compared to 17.1% in 2Q19.
- **The billed market decreased by 3.5% compared to 3Q18**, especially in the residential and industrial segments, which were primarily affected by a decreased volume of REN and a decrease related to two customers from the steel industry.
- **In 3Q19, DEC (12 months) was 8.40 hours**, representing a 0.5% increase compared to 2Q19, still affected by the bad weather in the beginning of the year, and **FEC (12 months) was 4.36x in 2Q19**, representing a 0.5% decrease compared to 2Q19.
- **The 6.9% increase in the number of employees** is due to the insourcing strategy regarding network maintenance and reading/delivery of bills.

Operational Highlights	3Q19	3Q18	% Change 3Q19/3Q18	9M19	9M18	% Change 9M19/9M18
Grid Load* (GWh)	8,023	8,285	-3.2%	28,059	27,371	2.5%
Billed Market (GWh)	6,228	6,455	-3.5%	20,831	21,073	-1.1%
Sold Energy - Generation (MWm)	552	545	1.4%	541	541	0.1%
Commercialized Energy - Com (MWm)	704	862	-18.3%	663	789	-16.1%
Total Losses/Grid Load (12 months)	25.93%	23.15%	2.78 p.p.	25.93%	23.15%	2.78 p.p.
DEC - Hours (12 Months)	8.40	7.67	9.5%	8.40	7.67	9.5%
FEC - Times (12 Months)	4.36	4.60	-5.2%	4.36	4.60	-5.2%
Number of own staff	4,861	4,548	6.9%	4,861	4,548	6.9%
Number of outsourced staff	7,435	7,904	-5.9%	7,435	7,904	-5.9%

* Own Load + Use of Network

1- EBITDA for covenants purposes is CVM EBITDA less equity income, provisions and other operating income (expenses).

2- Adjusted EBITDA is CVM EBITDA adjusted by equity income and other operating income (expenses) (previously known as non-operating result). The Company adopted Adjusted EBITDA to conduct the analyses described in this document.

Disclaimer

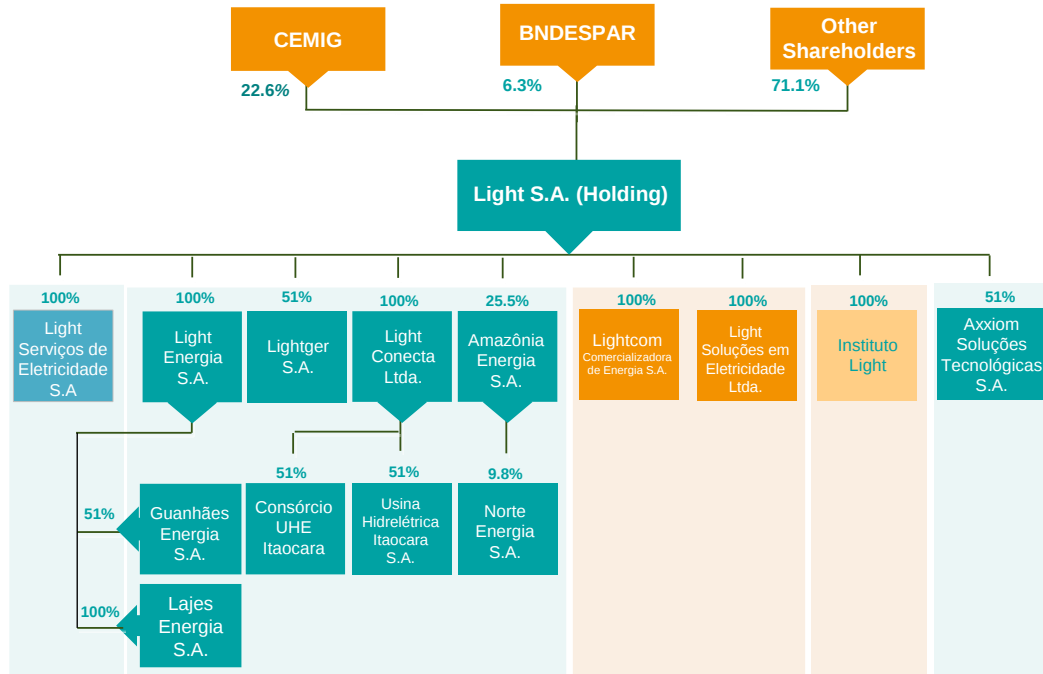
Operating information and information relating to Management's expectations on the future performance of the Company have not been reviewed by the independent auditors. Forward-looking statements are subject to risks and uncertainties. These statements are based on Management's judgment and assumptions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

Table of Contents

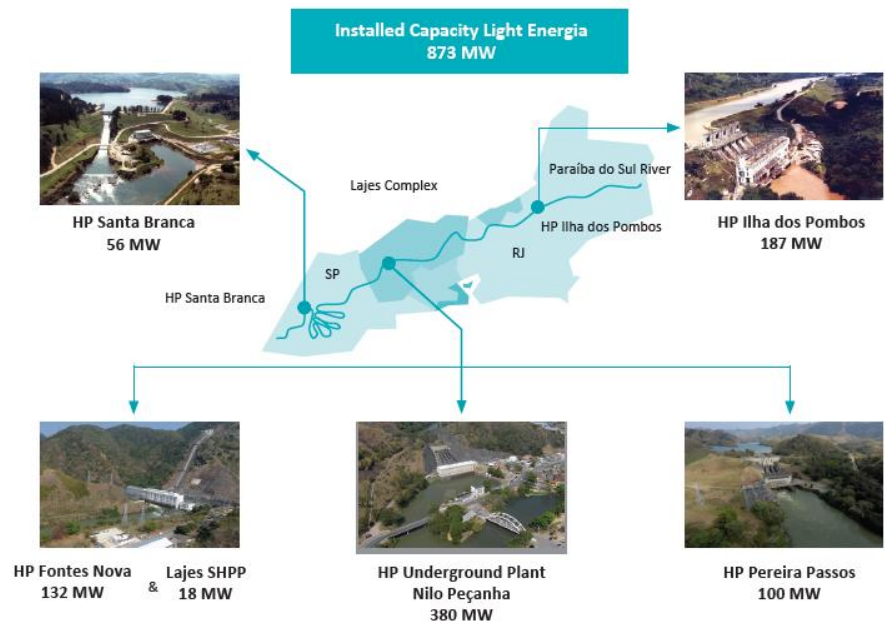
1. Profile and Corporate Structure	4
2. Material Events in the Period	5
3. Subsequent Events	5
4. Light S.A. - Consolidated	7
4.1. Consolidated Financial Performance	7
4.2. 3Q19 Pro Forma Result	8
4.3. Consolidated Adjusted EBITDA	9
4.4. Consolidated Net Income	11
5. Light SESA – Distribution	13
5.1. Operating Performance	13
5.1.1. Market	13
5.1.2. Energy Balance	15
5.1.3. Energy Losses	17
5.1.4. Collection	19
5.1.5. Quality Indicators	22
5.2. Financial Performance	22
5.2.1. Net Revenue	23
5.2.2. Costs and Expenses	24
5.2.2.1. Manageable Costs and Expenses	24
5.2.2.2. Non-Manageable Costs and Expenses	26
5.2.3. “A Component” Variation Offset Account – CVA	26
5.2.4. Financial Result	27
6. Light Energia – Generation	28
6.1. Operating Performance	28
6.1.1. Energy Purchases and Sales	28
6.2. Financial Performance	30
6.2.1. Net Revenue and Costs and Expenses	30
6.2.2. Financial Result	31
6.2.3. Net Income (Loss)	31
7. Light Com - Trading	31
7.1. Operating Performance	31
7.2. Financial Performance	32
8. Indebtedness	33
8.1. Light S.A.	33
8.2. Debt Breakdown	37
9. Consolidated Capital Expenditure	38
10. Capital Markets	39
ANNEX I – Generation Projects	40
ANNEX II – CVM EBITDA Reconciliation	41
ANNEX III – Income Statement	42
ANNEX IV – Statement of Financial Result	44
ANNEX V – Statement of Financial Position	45
ANNEX VI – Statement of Cash Flows	47

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.



The State of Rio de Janeiro has an area of 43,781 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 4.4 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 SHPP Lajes, which comprise the Lajes Complex (in the city of Pirai); (ii) Ilha dos Pombos, in the city of Carmo, State of Rio de Janeiro; and (iii) Santa Branca, in the city of Santa Branca, State of São Paulo. The Lajes Complex also comprises two pumping plants: Santa Cecília and Vigário. Including the interest held in SHPP Paracambi, Belo Monte and Guanhões, the Company has a total installed capacity of 1,158 MW.

2. Material Events in the Period

2.1. Completion of the Public Offering of Shares (*Follow-on Transaction*)

On July 1, our Board of Directors approved the primary and secondary offering of shares. The primary offering comprised the issuance of 100,000,000 new common shares issued by us and the secondary offering initially comprised the sale of 11,111,111 common shares issued by us and held by CEMIG.

On July 11, the Board of Directors approved the follow-on transaction at a price per share of R\$18.75. Accordingly, the capital increase totaled R\$1,875 million, equivalent to the issuance of 100,000,000 new shares by us and the sale of 33,333,333 shares held by CEMIG. As a result, Light's new capital stock totals R\$4,051 million, divided in 303,934,060 common shares. The shares under the follow-on transactions started to be traded on B3 on July 15 and the delivery and settlement of the shares occurred on July 16.

2.2. Favorable Decision in a Judicial Proceeding – Exclusion of ICMS from the calculation basis of PIS/COFINS

On August 7, the Federal Regional Court of the Second Region (*Tribunal Regional Federal da Segunda Região*) rendered a final and unappealable decision that was favorable to Light SESA, recognizing its right to exclude ICMS from the calculation basis of PIS and COFINS, with a retroactive effect to January 2002.

3. Subsequent Events

3.1 Termination of the Alto Sertão III Transaction

On October 10, the sale transaction of Alto Sertão III Wind Farm and certain projects under development by Renova with AES Tietê were terminated, as the parties did not reach an agreement regarding the commercial conditions of the transaction.

3.2 Sale of Equity Interest Held by Light Energia in Renova

On October 13, Light Energia executed an agreement for the sale of all shares it held in Renova, equivalent to 17.17% of Renova's capital stock, for one *real* (R\$1.00), to CG I Fundo de Investimento. Under this transaction, Lightcom assigned all credits held against Renova to CG I for one *real* (R\$1.00).

After BNDESPAR was notified about its full tag along right and Cemig GT was notified about its preemptive and tag along rights, the transaction was completed with the effective transfer of shares on October 15.

The transactions described above are in line with the strategy of divestment of non-core assets and focus on the creation of value to shareholders through operational improvements in its distribution asset.

3.3 Purchase of 449 MWa at the A-6 Auction by Light SESA

At the 30th A-6 New Energy Auction, held by CCEE on October 18, Light SESA purchased a total amount of 449 MWa, supply beginning in January 2025, for a term of up to 30 years, at an average price of R\$176.09/MWh. This energy will replace the agreements currently in effect, which expire in December 2024, at an adjusted average price of approximately R\$280.00/MWh, representing a decrease of approximately 38%. Decreased energy purchase expenses benefit the plans to combat losses and decrease default, in addition to decrease the pressure on the Company's cash.

3.4 Partial Early Redemption of Bonds

On November 4, 35% of the bonds were early redeemed, in an amount equivalent to US\$210 million, of which US\$140 million corresponded to Light SESA and US\$70 million corresponded to Light Energia. The outstanding balance of the bonds, in the amount of US\$390 million, matures in the original maturity date of May 2023, with optional redemption as of May 2021.

3.5 PDV

On October 25, the Company launched a Voluntary Dismissal Program (*Programa de Demissão Voluntária*) (PDV) for its employees. The main conditions to adhere to the PDV are: (i) to have been an employee of Light for more than ten years and fulfill the legal conditions to retire or already be retired; or (ii) to have worked for at least 30 years for the Company. The benefits are, in addition to severance pay, 1.5 to 5 base salaries and the extension of the health care plan for a period of up to 24 months. Employees may adhere to the program until November 22, 2019, and employment contracts will be terminated by April 2020. The PDV has an estimated cost of R\$35 million.

3.6 Extraordinary Shareholders' Meeting Calling

On November 4, the Company received a letter set by shareholders representing more than 5% of its capital stock requiring the convening of an Extraordinary Shareholders' to resolve on the recomposition of the Board of Directors' through the new election of 8 members. On November 11, the Call Notice, the Distance Voting Ballot and the Management Proposal were released.

4. Light S.A. - Consolidated

4.1. Consolidated Financial Performance

Income Statement (R\$ MN)	3Q19	3Q18	Var. %	9M19	9M18	Var. %
Gross Operating Revenue	5,466	4,927	10.9%	15,518	14,587	6.4%
Deductions	(1,711)	(1,934)	-11.5%	(5,953)	(5,973)	-0.3%
Net Operating Revenue	3,754	2,993	25.4%	9,565	8,614	11.0%
Operating Expense	(2,817)	(2,796)	0.7%	(7,961)	(7,767)	2.5%
PMSO	(252)	(252)	0.2%	(715)	(731)	-2.2%
Personnel	(103)	(106)	-2.4%	(327)	(302)	8.3%
Material	(5)	(3)	77.0%	(18)	(36)	-50.8%
Outsourced Services	(141)	(145)	-2.8%	(407)	(403)	1.0%
Others	(3)	2	-	36	9	296.3%
Purchased Energy	(1,940)	(2,251)	-13.8%	(6,022)	(6,089)	-1.1%
Depreciation	(147)	(139)	5.9%	(440)	(406)	8.2%
Provisions - Contingencies	(106)	(66)	61.7%	(270)	(174)	55.9%
Provisions - PECLD	(93)	(89)	4.6%	(237)	(366)	-35.3%
Provisions - PECLD Renova	(278)	-	-	(278)	-	-
Adjusted EBITDA*	1,084	335	223.3%	2,044	1,254	63.0%
Financial Result	1,277	(142)	-	1,015	(593)	-
Non Operating Result	(17)	(5)	239.3%	(29)	(35)	-17.2%
Result Before Taxes and Interest	2,197	50	4326.3%	2,590	219	1081.7%
Social Contributions and Income Tax	(2)	10	-	(139)	(41)	236.3%
Deferred Income Tax	(747)	(27)	2667.1%	(747)	(39)	1793.2%
Equity Income	71	(26)	-	(10)	(65)	-84.1%
Net Income	1,519	6	24678.9%	1,694	73	2207.2%

Note: excludes Construction Revenue/Expenses.

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

4.2. 3Q19 Pro Forma Result

In the table below, the pro forma amounts exclude the non-recurring and extraordinary effects from the favorable decision rendered in a lawsuit excluding ICMS from the calculation basis of PIS/COFINS and those related to the sale of Renova.

Income Statement (R\$ MN)	3Q19	3Q19 Pro Forma	3Q18	Var. % Pro Forma/3Q18
Gross Operating Revenue	5,466	4,379	4,927	-11.1%
Deductions	(1,711)	(1,711)	(1,934)	-11.5%
Net Operating Revenue	3,754	2,668	2,993	-10.9%
Operating Expense	(2,817)	(2,524)	(2,796)	-9.7%
PMSO	(252)	(237)	(252)	-6.0%
Personnel	(103)	(103)	(106)	-2.4%
Material	(5)	(5)	(3)	77.0%
Outsourced Services	(141)	(141)	(145)	-2.8%
Others	(3)	13	2	591.0%
Purchased Energy	(1,940)	(1,940)	(2,251)	-13.8%
Depreciation	(147)	(147)	(139)	5.9%
Provisions - Contingencies	(106)	(106)	(66)	61.7%
Provisions - PECLD	(93)	(93)	(89)	4.6%
Provisions - PECLD Renova	(278)	-	-	-
Adjusted EBITDA*	1,084	291	335	-13.2%
Financial Result	1,277	(116)	(142)	-17.8%
Non Operating Result	(17)	(17)	(5)	239.3%
Social Contributions and Income Tax	(2)	-	10	-
Deferred Income Tax	(747)	-	(27)	-
Equity Income	71	(21)	(26)	-20.6%
Net Income	1,519	(11)	6	-

4.3. Consolidated Adjusted EBITDA ⁴

Consolidated EBITDA by Segment (R\$ MN)	3Q19	3Q18	% Change 3Q19/3Q18	9M19	9M18	% Change 9M19/9M18
Distribution	1,286	285	351.2%	1,797	895	100.8%
Generation	54	24	131.2%	433	300	44.3%
Trading	(236)	29	-	(159)	70	-
Others and eliminations	(21)	(4)	491.1%	(27)	(15)	76.2%
Total	1,084	335	223.3%	2,044	1,254	63.0%
EBITDA Margin (%)	28.9%	11.2%	17.68 p.p.	21.4%	14.6%	6.81 p.p.

In 3Q19, EBITDA increased by R\$749 million compared to 3Q18 due to the following extraordinary events:

- **Distribution:** in August 2019, a final and unappealable decision was rendered in a lawsuit seeking the exclusion of ICMS from the calculation basis of PIS/COFINS, with a retroactive effect to January 2002. Accordingly, in 3Q19, the distribution company established recoverable PIS/COFINS credits in the amount of R\$6,169 million. Based on the opinion of legal counsel and pursuant to applicable law, the Company understands that a portion of the credits receivable must be returned to consumers (R\$3,573 million), in connection with a period of ten years (September 2009 to August 2019). The portion corresponding to Light, in connection with the period between January 2002 and August 2009, was recorded in other revenue (R\$1,086 million) and financial revenues (R\$1,461 million), as described in section 4.4.

The amounts will be returned to consumers as of the effective payment of tax credits, which are still pending validation by the Brazilian Federal Revenue Office (*Receita Federal*). It is noteworthy that the mechanisms and criteria regarding the return are still under discussion with ANEEL.

- **Trading:** in view of the deterioration of the financial condition of Renova, an amount of R\$278 million was provisioned regarding the credits held by LightCom against Renova. Subsequently, under the sale of equity interest held by Light Energia in Renova to CG I Fundo de Investimentos, LightCom executed an assignment instrument that transferred debt recognition and agreement instruments (*Termo de Acordo e Reconhecimento de Dívida – TARDe*) held against Renova to CG I for R\$1.00.
- **Others (Light S.A.):** payment of R\$15.6 million regarding a bank guarantee provided by Light S.A. as collateral for the debt incurred by Renova with Itaú and Bradesco.

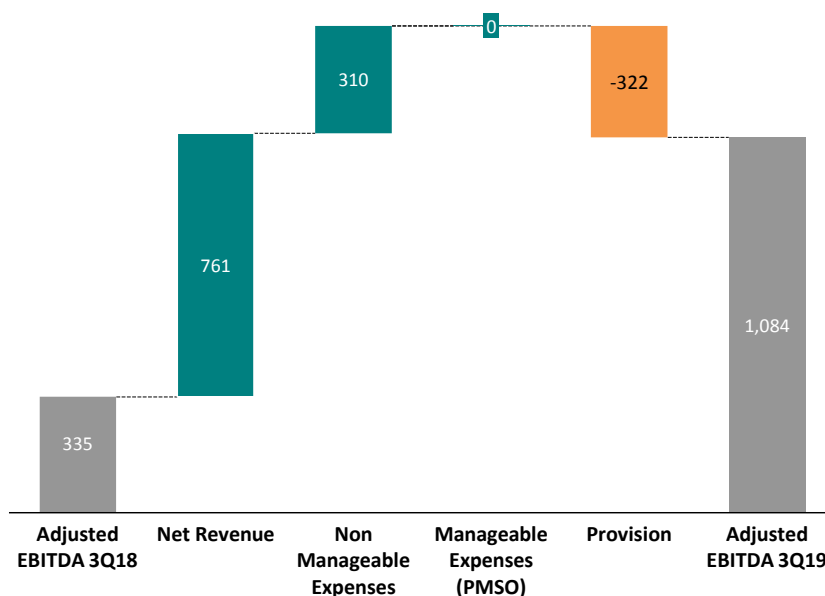
Excluding non-recurring and extraordinary items, pro forma Adjusted EBITDA in 3Q19 totaled R\$291 million, representing a decrease of R\$44 million compared to 3Q18, as set forth in the table below.

Consolidated EBITDA by Segment (R\$ MN)	3Q19	3Q19 Pro Forma	3Q18	Var. % Pro Forma/3Q18
Distribution	1,286	200	285	-29.8%
Generation	54	54	24	131.2%
Trading	(236)	42	29	43.6%
Others and eliminations	(21)	(5)	(3)	106.9%
Total	1,084	291	335	-13.2%

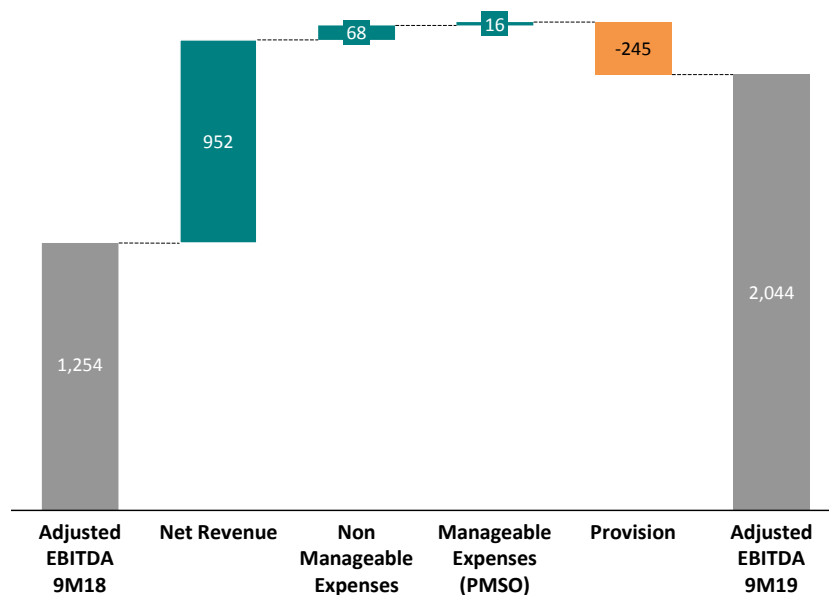
⁴ Adjusted EBITDA is calculated as net income before income tax and social contribution, equity income, other operating income (expenses), net financial result, depreciation and amortization.

The decrease in pro forma EBITDA compared to 3Q18 is primarily due to the increase in provisions for contingencies. However, this decrease was partially offset to improve EBITDA of the generation and trading companies due to decreased expenses with energy purchase, as a result of the trading strategy and the average PLD in 3Q19 of R\$214.1/MWh, compared to R\$494.4/MWh in 3Q18.

Consolidated Adjusted EBITDA 3Q18 / 3Q19 – R\$MN



Consolidated Adjusted EBITDA 9M18 / 9M19 – R\$MN



4.4. Consolidated Net Income

Consolidated Net Income/Loss by Segment (R\$ MN)	3Q19	3Q18	% Change 3Q19/3Q18	9M19	9M18	% Change 9M19/9M18
Distribution	1,593	21	7419.5%	1,558	25	6013.7%
Generation	114	(47)	-	263	7	3547.8%
Trading	(151)	26	-	(87)	53	-
Services	-	1	-	-	(11)	-
Others and eliminations	(37)	5	-	(40)	(2)	1858.1%
Total	1,519	6	24678.9%	1,694	73	2207.2%
Net Margin (%)	40.5%	0.2%	40.26 p.p.	17.7%	0.9%	16.86 p.p.

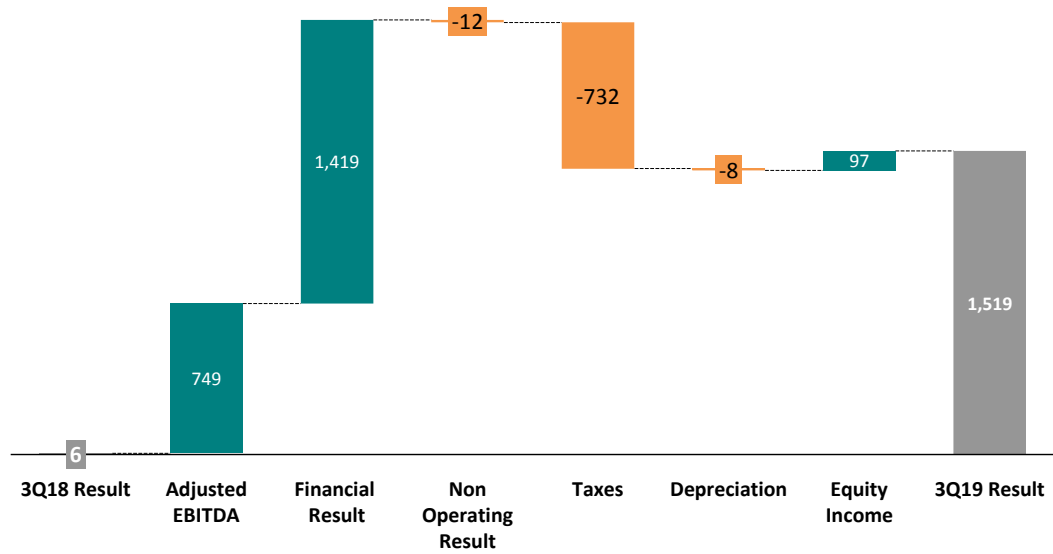
Following the non-recurring effects described in section 4.3, we highlight the following extraordinary events that affected Net Income in 3Q19:

- **Distribution:** Financial Revenues from the adjustment for inflation of PIS/COFINS credits in the amount of R\$1,461 million for the period between January 2002 and July 2009. Additionally, on the financial adjustment of the total amount under discussion, in the amount of R\$2,499 million, PIS/COFINS in the amount of R\$116 million were charged, of which R\$68 million corresponded to Light. The balance of R\$48 million, corresponding to consumers, was deducted from the liabilities related to the tax credits to be returned. Payment of income tax and social contribution, in the amount of R\$843 million, was deferred to the amount of credit validation by the Brazilian Federal Revenue Office.
- **Generation:** reversal of Renova's provision in the amount of R\$92 million, which had been recorded in 2Q19 as equity income. Accordingly, the effect was neutral in 9M19.
- **Trading:** deferred income tax and social contribution in the amount of R\$94 million due to the provision for losses related to TARDs.

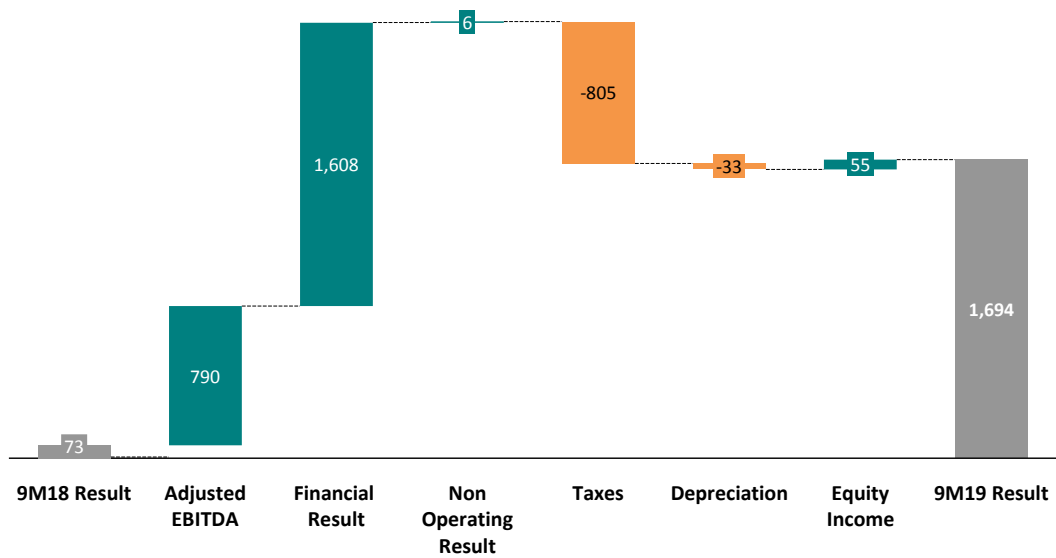
Excluding non-recurring and extraordinary items, net loss in 3Q19 totaled R\$11 million, compared to net income of R\$6 million in 3Q18, as set forth in the table below.

Consolidated Net Income/Loss by Segment (R\$ MN)	3Q19	3Q19 Pro Forma	3Q18	Var. % Pro Forma/3Q18
Distribution	1,593	(44)	21	-
Generation	114	22	(47)	-
Trading	(151)	32	26	26.4%
Others and eliminations	(37)	(21)	6	-
Total	1,519	(11)	6	-

Consolidated Net Income
3Q18 / 3Q19 – R\$MN



Consolidated Net Income 9M18 / 9M19 – R\$MM



5. Light SESA – Distribution

5.1. Operating Performance

Operating Highlights	3Q19	3Q18	% Change 3Q19/3Q18
Nº of Consumers (thousand)	4,431	4,422	0.2%
Nº of Employees	4,612	4,299	7.3%
Average provision tariff* - R\$/MWh	826	864	-4.4%
Average provision tariff* - R\$/MWh (w/out taxes)	583	582	0.2%
Average bilateral contracts cost** - R\$/MWh	224.0	240.3	-6.8%
Average energy purchase cost with Spot*** - R\$/MWh	228.0	193.9	17.6%

¹ Considers the number of active contracts

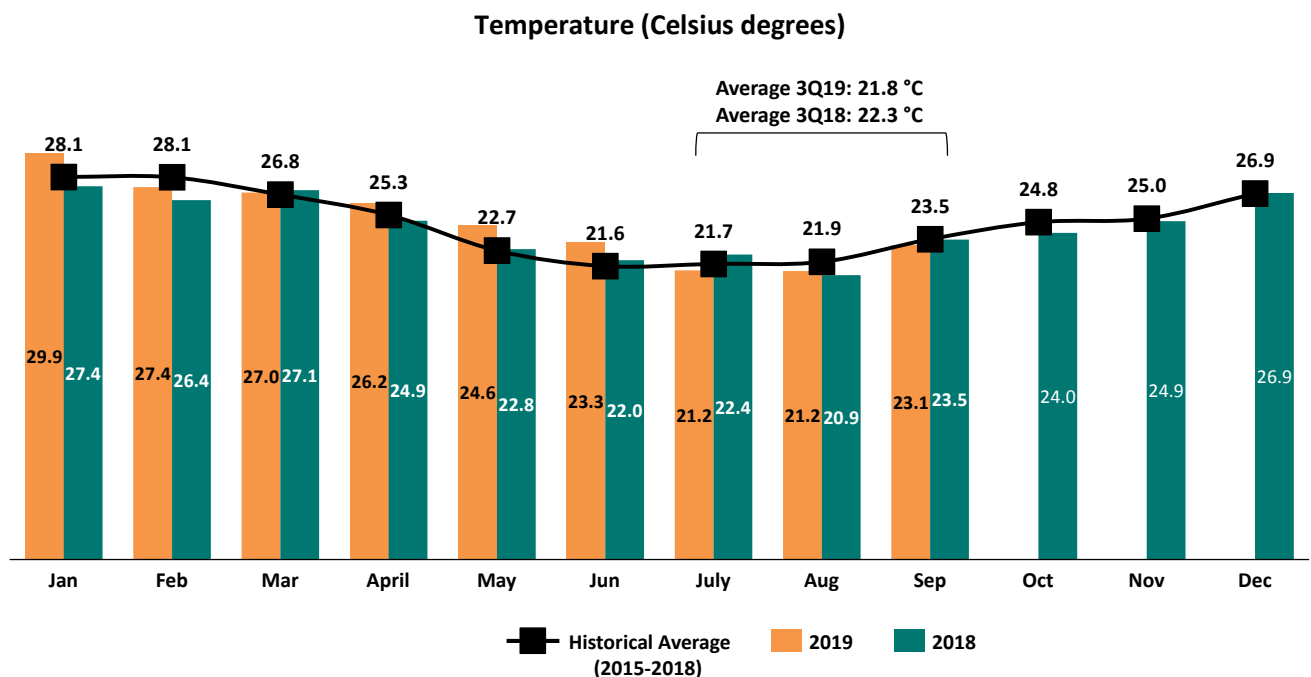
³ Captive market

* Does not include purchase in the spot market and hydrological risk

**Does not include hydrological risk

The increase in the number of employees is due to the insourcing strategy primarily regarding network maintenance and reading/delivery of bills. The objective of increased insourcing is to obtain productivity gains and allow a better ethical control and management of field teams. The 17.6% increase in average energy purchase expenses is due to the decrease in sales in the spot market at a decreased PLD in 3Q19.

5.1.1. Market

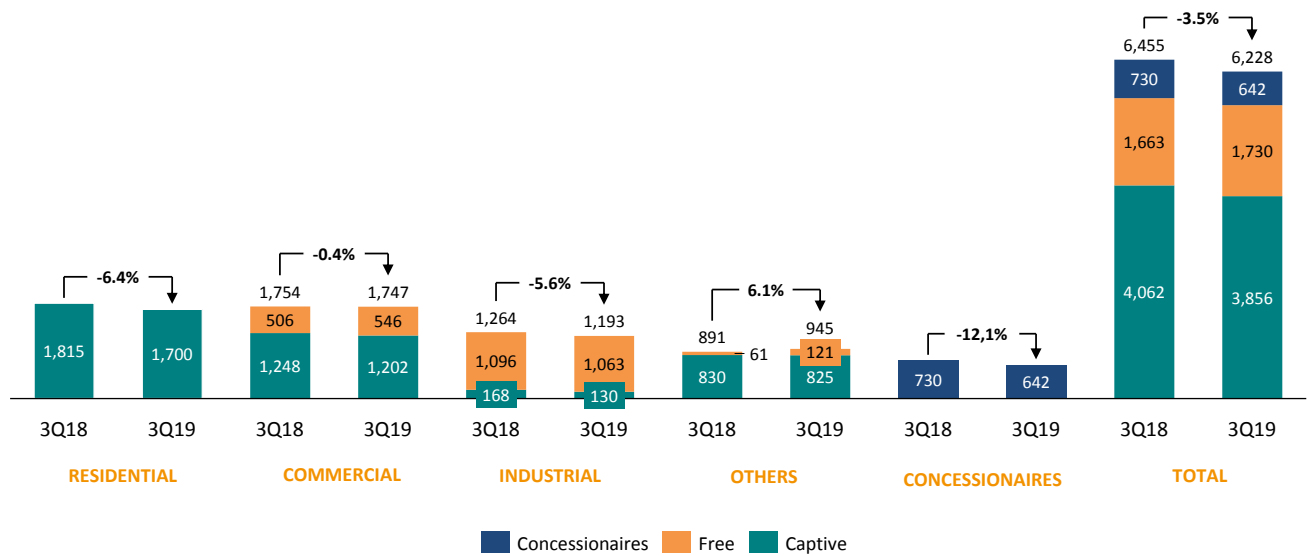


Billed Market (GWh)

3Q19 | EARNINGS RESULTS

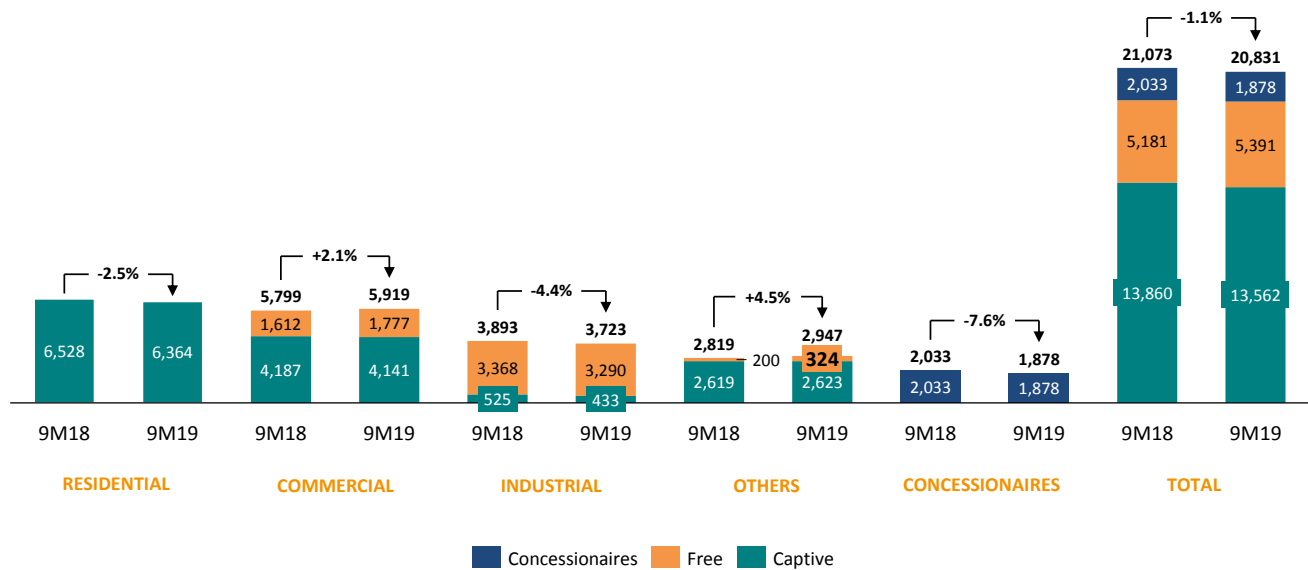


3Q19



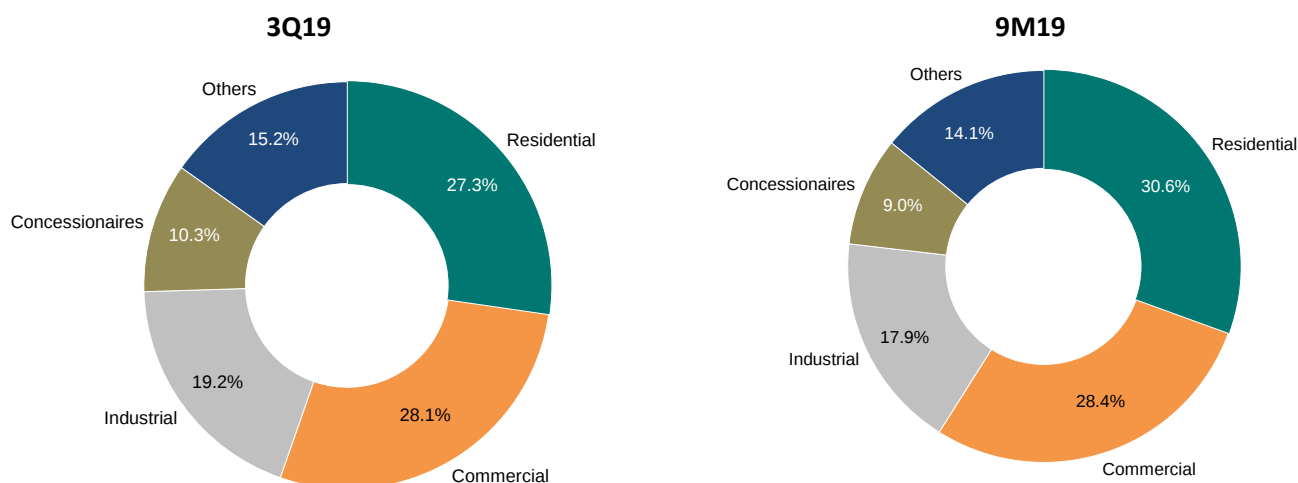
Billed Market (GWh)

9M19



Energy Market

Energy Market



In 3Q19, the total energy market amounted to 6,228 GWh, representing a 3.5% decrease compared to 3Q18, also due to the 3.2% decrease in grid load in the period. Excluding the effect of REN, in 3Q19, the market decreased by 2,8% compared to 3Q18.

In 9M19, the volume totaled 20,831 GWh, representing a 1.1% decrease compared to 9M18. Excluding the effect of REN, total market increased by 0.7% in 9M19 compared to the previous year.

In 3Q19, the consumption of the residential segment totaled 1,700 GWh in 3Q19, representing a 6.4% decrease compared to 3Q18. This decrease is due to the 37.4% decrease in REN in 3Q19 (84 GWh in 3Q19 compared to 135 GWh in 3Q18). Excluding the effect of REN, the residential segment decreased by 1.5%, primarily due to fewer billed days in 3Q19.

In 3Q19, the consumption of the commercial segment remained virtually in line with that of 3Q18 regarding consolidated consumption of captive and free customers. In 9M19, the consumption of the commercial segment increased by 2.1% compared to 9M18, highlighting the positive performance of the banking, retail and condominium sectors.

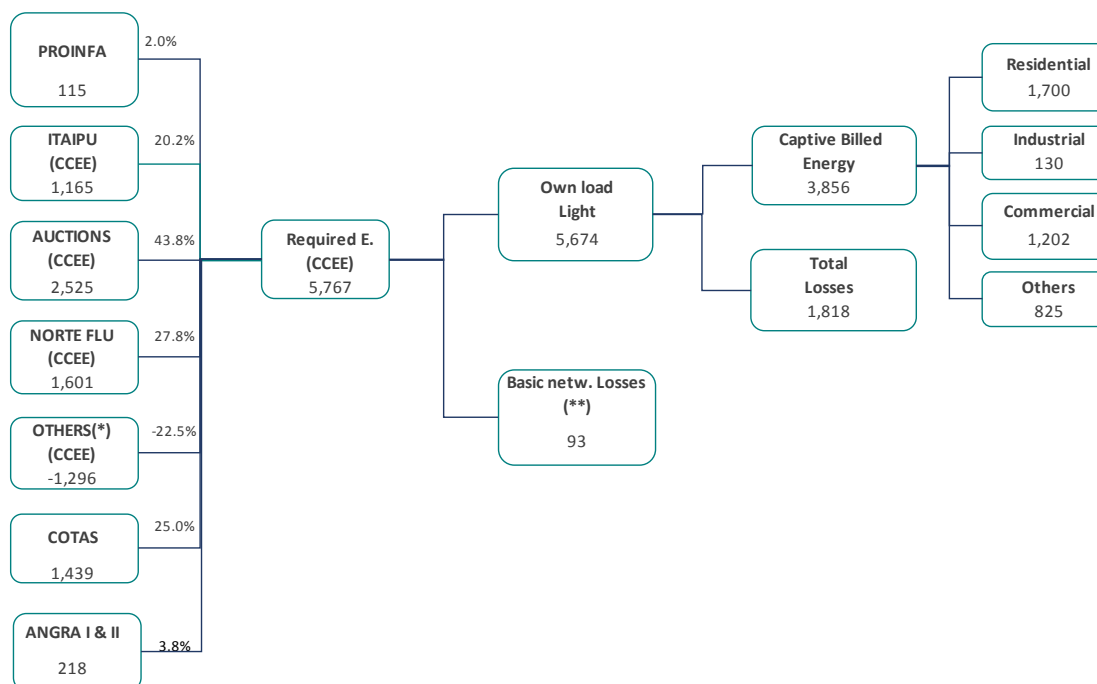
In 3Q19, the consumption of the industrial segment decreased by 5.6% compared to 3Q18, primarily due to the 10% decrease in consumption of the steel industry, especially in regard to two large customers.

In 3Q19, the Others segment increased by 6.1%, primarily due to the increase in consumption of the Public Sector, public lighting and water/sewage utilities.

At the end of 3Q19, the free market accounted for 27.8% of the total market of the distribution company. The migration of captive customers to the free market does not affect margin, as energy continues to be transported by the Company, which receives TUSD.

5.1.2. Energy Balance

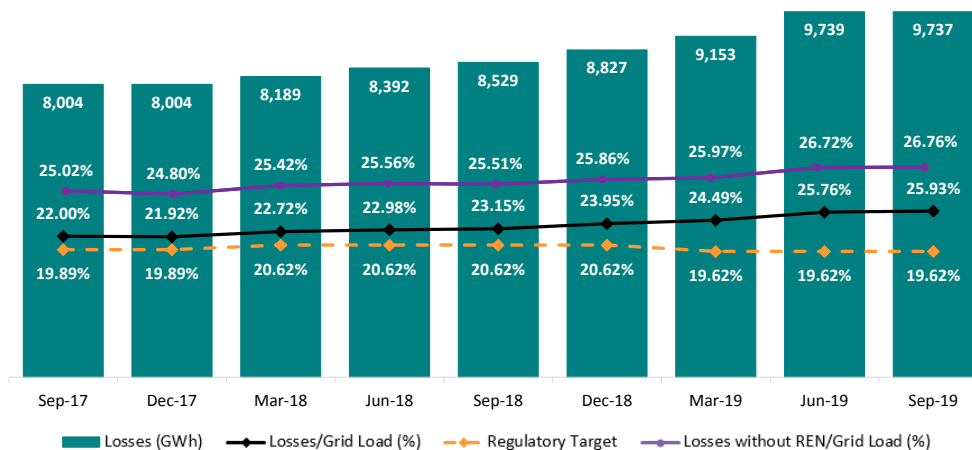
Energy Distribution Balance (GWh) 3Q19



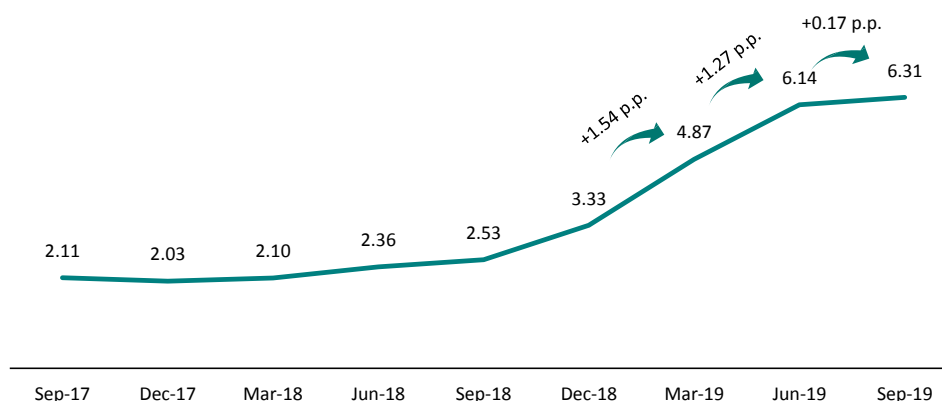
Energy Balance (GWh)	3Q19	3Q18	% Change 3Q19/3Q18	9M19	9M18	% Change 9M19/9M18
= Grid Load	8,023	8,285	-3.2%	28,059	27,371	2.5%
- Energy transported to utilities	642	730	-12.1%	1,878	2,033	-7.6%
- Energy transported to free customers	1,707	1,673	2.0%	5,386	5,155	4.5%
= Own Load	5,674	5,882	-3.5%	20,795	20,183	3.0%
- Billed Energy (Captive Market)	3,856	4,062	-5.1%	13,562	13,860	-2.1%
Low Voltage Market	2,882	2,975	-3.1%	10,251	10,336	-0.8%
Medium and High Voltage Market	974	1,087	-10.4%	3,311	3,524	-6.0%
= Total Losses	1,818	1,820	-0.1%	7,234	6,323	14.4%

5.1.3. Energy Losses

Changes in Total Losses
12 months



Profile of the difference between actual losses and regulatory losses (p.p.)



Focused on improving management, the Company's commercial area underwent a restructuring process in the last months. In addition to the change of approximately 78% of leadership positions in the commercial area, teams were decentralized per region to increase their agility, use their knowledge of local areas and facilitate prioritization of activities.

In order to improve the results regarding commercial losses, customer service and collection, a number of initiatives were implemented as of August 2019. The agreements entered into with companies providing services to combat losses were renegotiated. Previously, the compensation under these agreements was based on the number of inspections conducted and documented in inspection reports (*termos de ocorrência*) (TOI). In order to improve the quality of REN, compensation under these agreements is now based on a success fee, i.e., in addition to a fixed portion (to cover fixed costs), service providers receive payment based on IEN.

Another initiative that also showed results was the review of indirect low voltage (*baixa tensão indireta* – BTI) customers, which account for approximately 5.5% of sales. 12% of these customers had no actual energy consumption readings and were billed based on a historical average or minimum consumption. At the end of 3Q19, this percentage decreased to 3.4%.

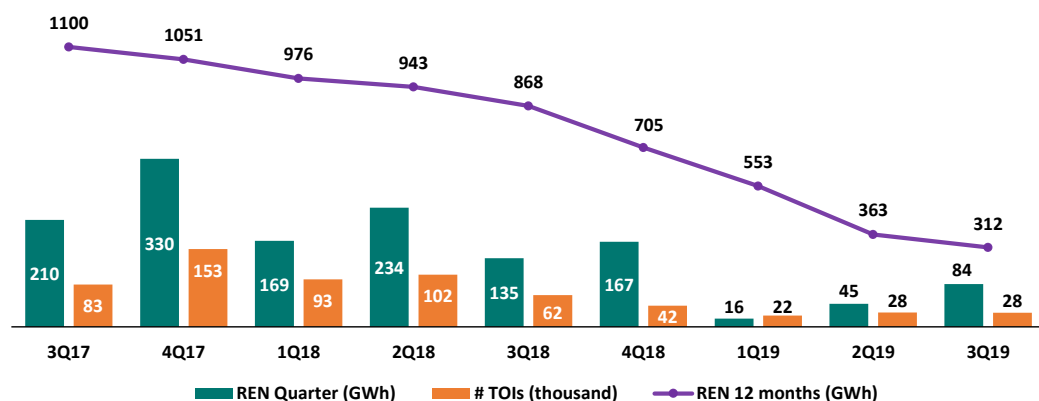
Accordingly, total losses have already stabilized in 3Q19 (12 months), totaling 9,737 GWh, compared to 9,739 GWh in 2Q19. At the end of September 2019, the total losses on grid load indicator was 25.93%, virtually in line with 25.76% in 2Q19. Excluding REN, at the end of September 2019, the total losses on grid load indicator (12 months) was 26.76%, representing an increase of only 0.04 p.p. compared to 2Q19. The volume of total losses (12 months), excluding REN, decreased by 53 GWh in 3Q19.

The Company is 6.31 p.p. above the percentage of regulatory transfer to tariffs, of 19.62%⁵, pursuant to the parameters established by Aneel in the Periodic Tariff Adjustment (RTP) of March 2017, already adjusted by the reference market for the next 12 months and ratified by Aneel at the time of the tariff adjustment (IRT) in March 2019. The 1 p.p. difference in the regulatory level in 2018 compared to 2019 is due to the increase in the grid load and decrease in the low voltage market in the 2019 tariff adjustment (IRT).

In regard to combatting losses, field activities gradually resumed as of August 2019. The Company repositioned its execution strategy, prioritizing the quality of REN to avoid future cancellations and increase IEN.

In 3Q19, IEN totaled 50 GWh, representing a 66.6% increase compared to 2Q19. In 3Q19, REN increased by 86.6% compared to 2Q19, totaling 84 GWh.

Changes in REN in the Quarter and in the Last 12 Months (GWh) and Number of TOIs (thousands)

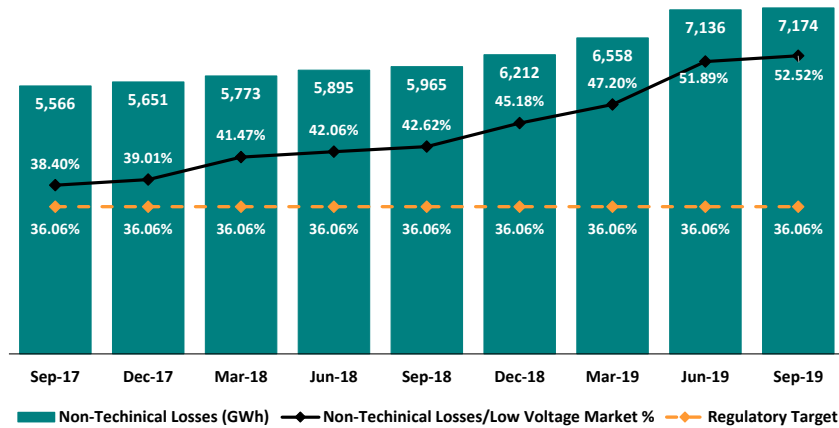


In addition to conventional field activities, we also have other ongoing actions to combat losses, including: (i) a pilot project, with the replacement of 3,000 depreciated electromechanical meters (average age above 45 years); (ii) shielding of networks of customers with medium purchasing power and high levels of repeated energy theft in possible areas; and (iii) completion of inspection of customers that account for 50% of revenue until the end of the year, 90% of which have already been inspected.

At the end of 3Q19, non-technical losses (12 months) in risk areas accounted for 54% or 3,906 GWh. Metering in these areas will improve upon completion of the ongoing installation of border meters. In 3Q19, in possible areas, non-technical losses totaled 3,267 GWh (46%), representing a decrease of 121 GWh compared to 2Q19. The total loss/grid load indicator (12 months) in these areas slightly decreased, from 17.1% in 2Q19 to 16.8% in 3Q19, due to the initiatives implemented as of August, as described above.

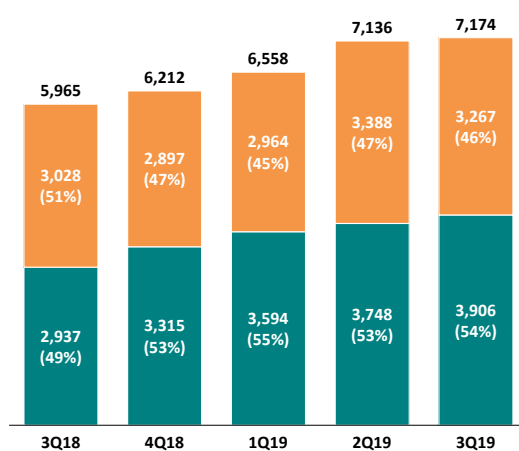
⁵ Calculated based on loss pass-through levels established by ANEEL in the 4th Periodic Tariff Revision (4th RTP), ratified on March 15, 2017 for the 2017-2022 period, as follows: 6.34% for technical losses on the grid load and 36.06% for non-technical losses on the low voltage market. These percentages may vary during the cycle due to the performance of the low voltage market and the grid load.

Changes in Non-Technical Losses/Low Voltage Market 12 Months



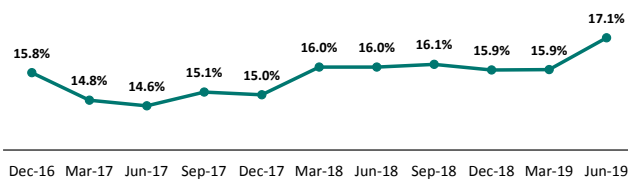
The volume of non-technical losses increased by 38 GWh (3Q19 vs. 2Q19 in the 12-month period), affected by the decreased volume of REN.

Non Technical Losses (GWh) 12 months

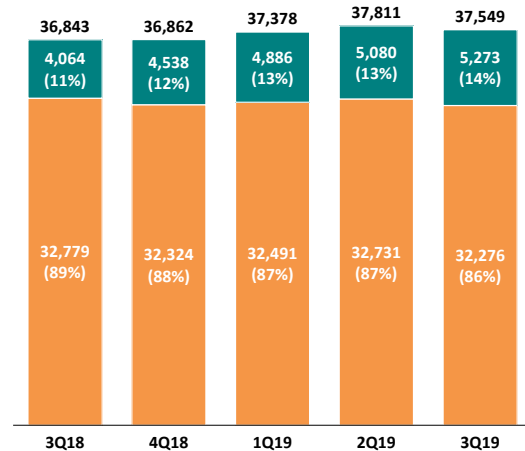


Possible Areas Risk Areas

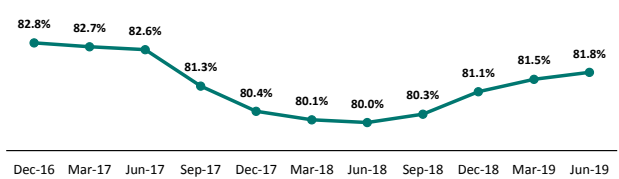
Total Losses / Grid Load – Possible Areas 12 Months



Grid Load (GWh) 12 months



Total Losses / Grid Load – Risk Areas 12 Months



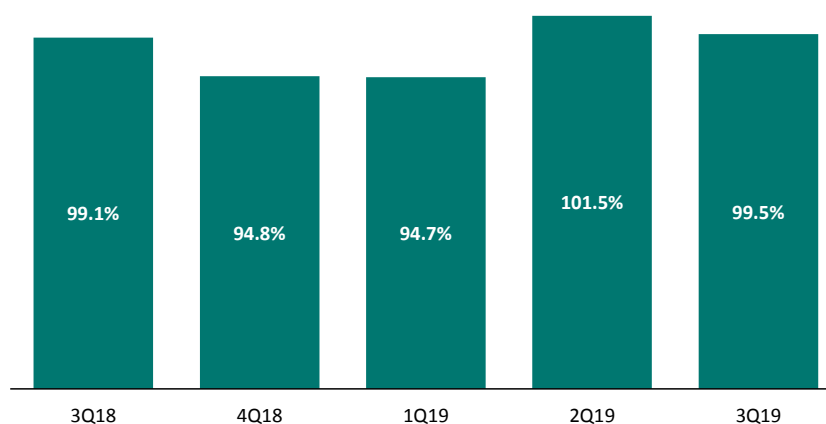
5.1.4. Collection

Collection Rate by Segment – 12 months

(Considering REN overdue bills)



Historical Total Collection Rate (Considering REN overdue bills)



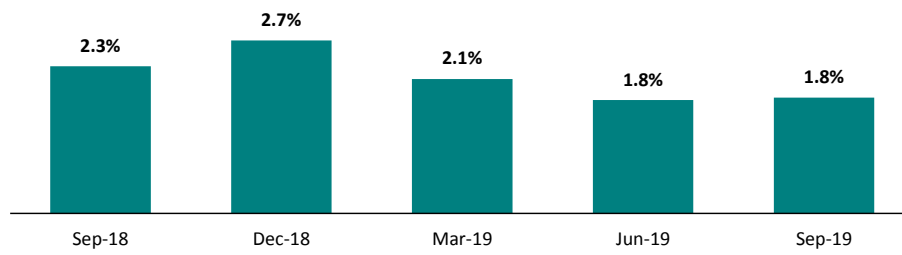
In the 12 months ended September 30, 2019, the total moving average collection rate was 98.0%, in line with that of the previous quarter and representing a 0.6 p.p. increase compared to 97.4% in 3Q18. This improvement occurred in the retail and public sectors, as set forth in the first chart above.

In the 12 months ended September 30, 2019, the accumulated collection rate regarding the Public Sector increased by 3.2 p.p. compared to the same period in the previous year, due to negotiations with the Rio de Janeiro State and City Governments, which amounts are being regularly paid.

As set forth in the second chart above, the collection rate in 2Q19 was higher than in 3Q19, due to market seasonality.

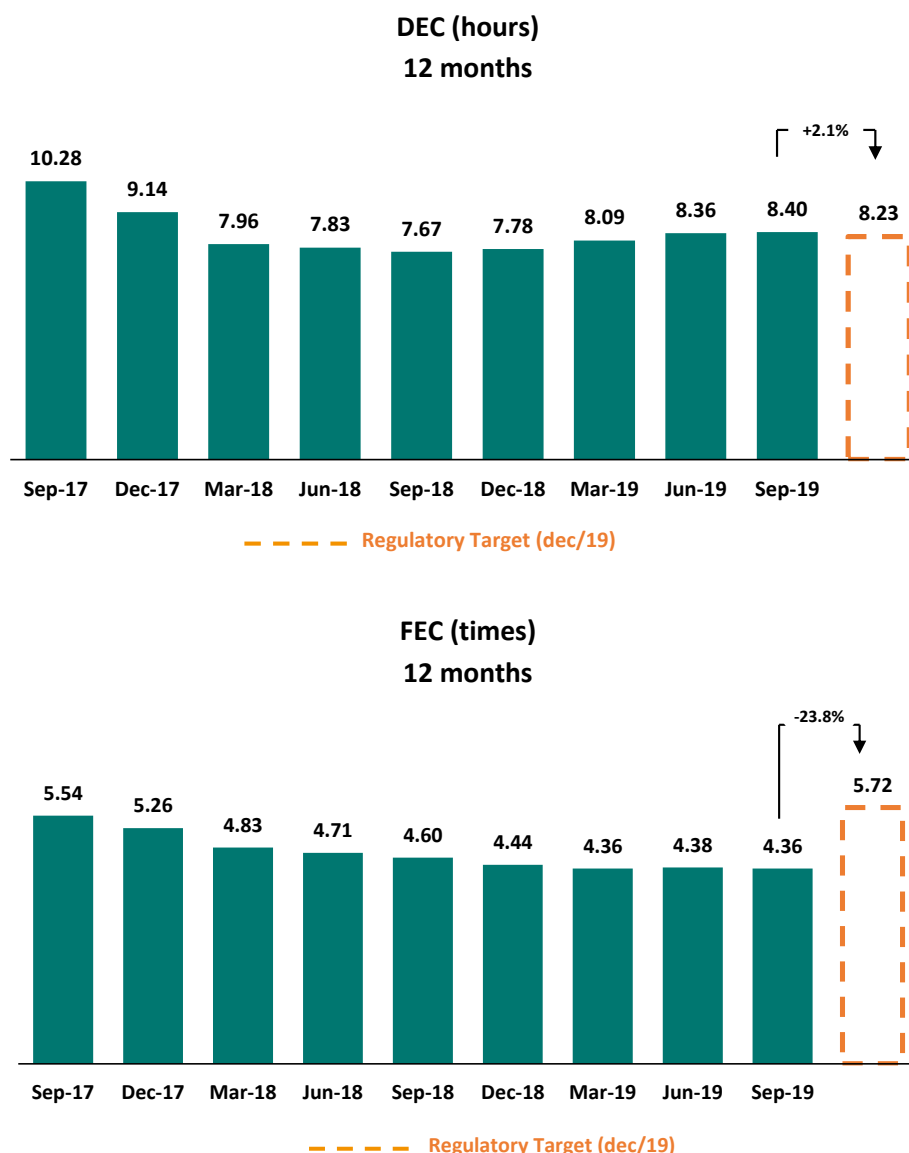
In the 12 months ended September 30, 2019, the PECLD/Gross Revenue ratio was 1.8%, in the same level as that of 2Q19, and 0.5 p.p. below the PECLD/Gross Revenue ratio of 3Q18. This improvement in PECLD reflects the volume of REN.

PECLD/Gross Revenue⁶ (Supply – 12 Months)



⁶ Gross Revenue from the Captive Market + Free Market.

5.1.5. Quality Indicators



In September 2019, DEC (12 months) was 8.40 hours, representing a 0.5% increase compared to June 2019, still affected by the bad weather in the beginning of the year. DEC is currently 2.1% above the limit established by ANEEL, of 8.23 hours. However, DEC is assessed annually and will be measured at the end of 2019.

In September 2019, FEC (12 months) was 4.36x, representing a 0.5% decrease compared to 2Q19, and 22.7% below the regulatory target.

5.2. Financial Performance

Income Statement (R\$ MN)	3Q19	3Q18	% Change 3Q19/3Q18	9M19	9M18	% Change 9M19/9M18
Net Operating Revenue	3,383	2,465	37.2%	8,499	7,411	14.7%
Operating Expense	(2,246)	(2,307)	-2.6%	(7,126)	(6,893)	3.4%
Adjusted EBITDA	1,286	285	351.2%	1,797	895	100.8%
Financial Result	1,274	(124)	-	993	(476)	-
Non Operating Result	(17)	(2)	622.0%	(27)	(14)	90.2%
Result before taxes and interest	2,410	35	6886.7%	2,367	43	5382.9%
Income Tax/Social Contribution	(818)	(13)	6329.0%	(808)	(17)	4628.4%
Net Income/Loss	1,593	21	7419.5%	1,558	25	6013.7%
EBITDA Margin*	38.0%	11.6%	26.47 p.p.	21.1%	12.1%	9.07 p.p.

* Does not consider construction revenue

5.2.1. Net Revenue⁷

Net Revenue (R\$ MN)	3Q19	3Q18	% Change 3Q19/3Q18	9M19	9M18	% Change 9M19/9M18
Captive Customers	1,841	1,815	1.4%	6,239	5,913	5.5%
Non billed Energy	(22)	(12)	85.1%	(45)	(43)	5.3%
Free Clients	310	250	23.9%	902	739	22.2%
CCRBT Account	76	(23)	-	89	(48)	-
CVA	62	367	-83.0%	94	655	-85.7%
Others	1,116	68	1539.8%	1,220	195	525.9%
Concession Right of Use	15	46	-68.3%	111	134	-17.4%
Others Revenues	1,101	22	4880.0%	1,110	61	1720.5%
Subtotal	3,383	2,465	37.2%	8,499	7,411	14.7%
Construction Revenue*	182	183	-1.1%	529	467	13.2%
Total	3,564	2,649	34.6%	9,028	7,877	14.6%

* 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 view of the favorable decision recognizing the right to exclude ICMS from the calculation basis of PIS/COFINS, in 3Q19, the Company recorded a revenue of R\$1,086 million regarding the credits to be returned in connection with the period between January 2002 and August 2009. Accordingly, in 3Q19, net revenue, excluding construction revenue, increased by 37.2% (R\$917 million) compared to 3Q18. Excluding the non-recurring effect, in 3Q19, net revenue totaled R\$2,296 million, representing a decrease of R\$169 million compared to 3Q18, including the following highlights:

- a decrease of R\$305 million in CVA in 3Q19 compared to 3Q18, primarily due to the decrease in formation of energy CVA regarding expenses with hydrological risk;
- a decrease of R\$31 million in the fair value of the concession indemnifiable asset (VNR), due to the lower variation of IPCA in 3Q19 compared to 3Q18;
- an increase of R\$60 million in the free customers segment, due to the migration of a captive customer of the transportation sector to the free market.

⁷ 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.

5.2.2. Costs and Expenses

Costs and Expenses (R\$ MN)	3Q19	3Q18	% Change 3Q19/3Q18	9M19	9M18	% Change 9M19/9M18
Non-Manageable Costs and Expenses	(1,676)	(1,787)	-6.2%	(5,547)	(5,320)	4.3%
Energy Purchase Costs	(1,806)	(1,724)	4.8%	(5,994)	(5,054)	18.6%
Costs with Charges and Transmission	(236)	(223)	6.0%	(664)	(731)	-9.2%
PIS/COFINS Credit on purchase	179	159	12.4%	535	466	15.0%
Crédito ICMS sobre compra de Energia	187	-	-	576	-	-
Manageable Costs and Expenses	(570)	(520)	9.7%	(1,579)	(1,573)	0.4%
PMSO	(218)	(238)	-8.3%	(646)	(658)	-1.9%
Personnel	(92)	(97)	-5.3%	(296)	(273)	8.1%
Material	(5.0)	(5.4)	-8.5%	(17)	(15)	9.2%
Outsourced Services	(136)	(139)	-2.3%	(392)	(394)	-0.7%
Others	15	4	283.4%	58	25	132.5%
Provisions - Contingencies	(108)	(66)	65.0%	(272)	(173)	57.5%
Provisions - PECLD	(93)	(89)	4.6%	(237)	(366)	-35.3%
Depreciation and Amortization	(133)	(124)	6.6%	(397)	(362)	9.7%
Non Operating Result	(17)	(2)	622.0%	(27)	(14)	90.2%
Total costs without Construction Revenue	(2,246)	(2,307)	-2.6%	(7,126)	(6,893)	3.4%
Construction Revenue	(182)	(183)	-1.1%	(529)	(467)	13.2%
Total Costs	(2,428)	(2,490)	-2.5%	(7,655)	(7,360)	4.0%

5.2.2.1. Manageable Costs and Expenses

In 3Q19, manageable costs and expenses totaled R\$570 million, representing an increase of 9.7% (R\$50 million) compared to 3Q18, primarily due to the increase in provisions/contingencies in the amount of R\$42 million.

PMSO decreased by 8.3% compared to 3Q18. The decrease in personnel expenses and outsourced services expenses is due to improved processes. The Company recorded decreased expenses with tree pruning and reading/delivery of bills, as a result of insourcing, which ensures a better ethical control and management, and decreased expenses with REN services.

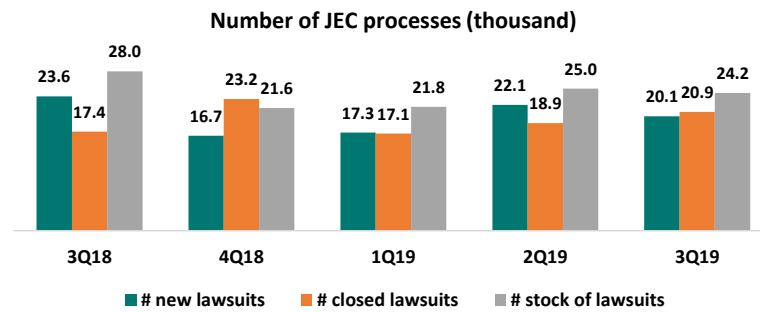
The variation in "Others" is due to: (i) the reversal of supplier agreements in the amount of R\$7 million; and (ii) credit in the amount of R\$6.3 million as a result of the adoption of IFRS 16, which took effect in January 2019.

In 3Q19, PECLD totaled R\$93 million, virtually in line with R\$89 million recorded in 3Q18.

Provision (R\$ MN)	3Q19	2Q19	% Change 3Q19/ 2Q19	3Q18	% Change 3Q19/ 3Q18
JEC	(51)	(54)	-5.7%	(48)	6.3%
Civil	(30)	(32)	-5.4%	5	-
Others	(28)	(2)	1300.0%	(23)	21.7%
Total	(108)	(88)	23.5%	(66)	64.2%

Provisions/contingencies increased by R\$42 million in the quarterly comparison (3Q19 vs. 3Q18) due to civil lawsuits. In relation to 2Q19, this variation is due to the regulatory provision for a fine in the amount of R\$25 million resulting from an administrative proceeding judged by Aneel regarding the maintenance and operation of Light's underground network.

Excluding this fine, the variation reported in the results due to provisions for contingencies established in 3Q19 corresponded to an improvement of R\$5 million compared to 2Q19, due to the decrease in inventory and new lawsuits filed with the Civil Special Court (*Juizado Especial Cível*).



In 3Q19, the number of new lawsuits filed with special civil courts decreased by 9% compared to 2Q19 and by 15% compared to 3Q18. This decrease reflects the improvement in the Company's internal processes, primarily related to the application of TOIs and changes in ownership. In 3Q19, the number of closed lawsuits totaled 21,000, representing a 10% increase compared to 2Q19, including an increase in the number of settlements. Accordingly, at the end of the period, there were 24,000 lawsuits. It is noteworthy that the average time to close a lawsuit filed with the Special Civil Court is 4 months.

5.2.2.2. Non-Manageable Costs and Expenses

Non-Manageable Costs and Expenses (R\$ MN)	3Q19	3Q18	% Change 3Q19/3Q18	9M19	9M18	% Change 9M19/9M18
Use of Basic Network and ONS Charges	(216)	(208)	3.8%	(610)	(695)	-12.3%
Connection Charges - Transmission	(20)	(14)	37.7%	(55)	(36)	51.3%
Itaipu	(305)	(303)	0.4%	(870)	(816)	6.6%
Transported Energy - Itaipu	(31)	(30)	5.4%	(88)	(83)	6.3%
TPP Norte Fluminense	(606)	(365)	65.8%	(1,819)	(1,084)	67.7%
PROINFA	(42)	(38)	10.6%	(131)	(121)	7.9%
Assured energy Quotas	(168)	(164)	2.2%	(479)	(443)	8.0%
Nuclear Quotas	(55)	(54)	1.9%	(164)	(161)	1.9%
Energy auction	(482)	(606)	-20.4%	(1,513)	(1,646)	-8.1%
Contracts by Availabilities	(267)	(323)	-17.3%	(883)	(1,005)	-12.2%
Contracts by Quantity	(215)	(283)	-24.0%	(630)	(640)	-1.6%
Costs with Charges and Transmission	(118)	(163)	-28.0%	(930)	(698)	33.2%
Sale/ Purchase (Spot)	270	535	-49.6%	(180)	597	-
Hydrological Risk	(264)	(673)	-60.7%	(380)	(1,002)	-62.1%
Effects of Contracts by Availabilities	(94)	(78)	20.7%	(270)	(293)	-7.7%
ESS	7	(36)	-	(10)	(53)	-82.0%
Reserve Power	(15)	89	-	(54)	12	-
Other	(21)	(1)	2795.4%	(37)	41	-
PIS / COFINS Credit on Purchase	179	159	12.4%	535	466	15.0%
ICMS Credit on Purchase	187	-	-	576	-	-
Total	(1,676)	(1,787)	-6.2%	(5,547)	(5,320)	4.3%

In 3Q19, non-manageable costs and expenses totaled R\$1,676 million, representing a 6.2% decrease compared to 3Q18, primarily due to a decreased average PLD in the Southeast in 3Q19 (R\$214.1/MWh) compared to 3Q18 (R\$494.4/MWh), decreasing payments regarding hydrological risk and offsetting the decrease in revenue from sales in the spot market.

In the quarterly comparison, energy auctions decreased by R\$124 million, due to: (i) decreased payments under agreements by volume, as a result of the end of supply related to the 15th Existing Energy Auction; and (ii) decreased payments in agreements by availability, as a result of decreased use of thermal power plants.

Additionally, in the end of 3Q19, the volume of contracted energy was virtually in line with that of 3Q18, as the decreases in contracted energy from Itaipu, physical guarantee quotas and agreements for the purchase of energy in the regulated market (*Contratos de Compra de Energia no Ambiente Regulado – CCEARs*) that expired in 2018 were offset by the execution of new CCEARs.

5.2.3. “A Component” Variation Offset Account – CVA

Net Regulatory Assets/ Liabilities (R\$ MN)	3Q19	2Q19	1Q19	4Q18	3Q18
Regulatory Assets	1,380	1,486	1,728	2,028	2,157
Regulatory Liabilities	(560)	(754)	(1,002)	(1,318)	(1,423)
Net Regulatory Assets/ Liabilities	819	732	725	710	734

In the end of 3Q19, the “A Component” Variation Offset Account – CVA totaled R\$819 million, encompassing (i) the remaining balance of CVA and financial items ratified by Aneel and transferred to tariffs in the tariff adjustment of March 15, 2019, which will be invoiced and amortized in subsequent months, and (ii) the formation of CVA not yet transferred to tariffs, primarily comprised of amounts regarding the period from January to September 2019, which Aneel will take into account in the tariff process of March 2020.

5.2.4. Financial Result

Financial Result (R\$ MN)	3Q19	3Q18	% Change 3Q19/3Q18	9M19	9M18	% Change 9M19/9M18
Financial Revenues	1,731	194	790.8%	1,821	454	301.4%
Income from Financial Investments	18	11	55.3%	30	20	50.2%
Swap Operations	205	120	71.1%	242	269	-9.8%
Interest on energy accounts and debt installments	16	48	-65.9%	60	94	-36.5%
Restatement of Sector's Assets and Liabilities	25	11	124.9%	14	59	-75.7%
Restatement of ICMS calculation basis of PIS/COFINS	1,461	-	-	1,461	-	-
Others Financial Revenues	6	4	41.5%	12	11	2.4%
Financial Expenses	(457)	(319)	43.3%	(828)	(930)	-10.9%
Debt Expenses (Local Currency)	(102)	(114)	-10.6%	(328)	(337)	-2.6%
Debt Expenses (Foreign Currency)	(52)	(45)	14.4%	(132)	(62)	112.4%
Monetary Variation	(10)	(20)	-50.2%	(75)	(44)	68.7%
Exchange Rate Variation	(186)	(97)	91.5%	(150)	(379)	-60.6%
Swap Operations	-	-	-	(1)	-	-
Itaipu Exchange Rate Variation	(11)	(7)	57.3%	(4)	(33)	-88.9%
Restatement of provision for contingencies	(6)	(2)	140.1%	(12)	(8)	47.0%
Restatement of R&D/PEE/FNDCT	(3)	(3)	5.7%	(10)	(9)	7.8%
Interest and Fines on Taxes	(3)	(4)	-22.8%	(7)	(12)	-42.1%
Installment Payment - Fines and Interest Rates Law 11.9	(1)	(1)	-21.4%	(3)	(4)	-20.2%
Other Financial Expenses (Includes IOF)	(83)	(24)	244.3%	(108)	(39)	174.6%
Braslight (Private Pension Fund)	-	-	-	-	(2)	-
Total	1,274	(124)	-	993	(476)	-

In 3Q19, financial result totaled net financial revenues of R\$1,274 million compared to net financial expenses of R\$124 million in 3Q18, due to the financial adjustment of the amount to be returned as a result of the favorable decision authorizing the exclusion of ICMS from the calculation basis of PIS/COFINS. The amount of R\$1,461 million, which corresponds to Light, refers to the adjustment based on the Selic Rate for the period between January 2002 and August 2009. PIS/COFINS in the amount of R\$116 million were charged on the total financial adjustment amounts for the period between January 2002 and August 2019. From this amount, R\$68 million corresponds to Light and is recorded under other financial expenses.

Excluding this non-recurring item, financial result totaled net financial expenses of R\$119 million in 3Q19, in line with that of 3Q18.

6. Light Energia – Generation

Operating Highlights	3Q19	3Q18	% Change 3Q19/3Q18
Nº of Employees	219	216	1.4%
Installed capacity (MW)	1,158	1,043	11.0%
Light Energia	873	873	0.1%
Participation*	285	188	51.4%
Assured energy (Average MW)	860	782	9.9%
Light Energia	724	638	13.5%
Participation*	136	144	-5.7%
Pumping and internal losses (Average MW)	119	102	16.7%
Available energy Light Energia (Average MW)	605	536	12.9%

¹ Includes The Installed Capacity of Lajes

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

The installed capacity of stakes increased by 51.4% in 3Q19 compared to 3Q18, due to the commencement of operations of the power plants of the Belo Monte Complex and SHPP Guanhões. In 3Q19, the equity interest held by Light Energia in Renova was excluded, as Renova was sold in October 2019. The Assured Energy of Light Energia increased by 86 MWm in the quarterly comparison due to the seasonality policy adopted by the Company to mitigate the risk of exposure to fluctuations in PLD.

6.1. Operating Performance

6.1.1. Energy Purchases and Sales

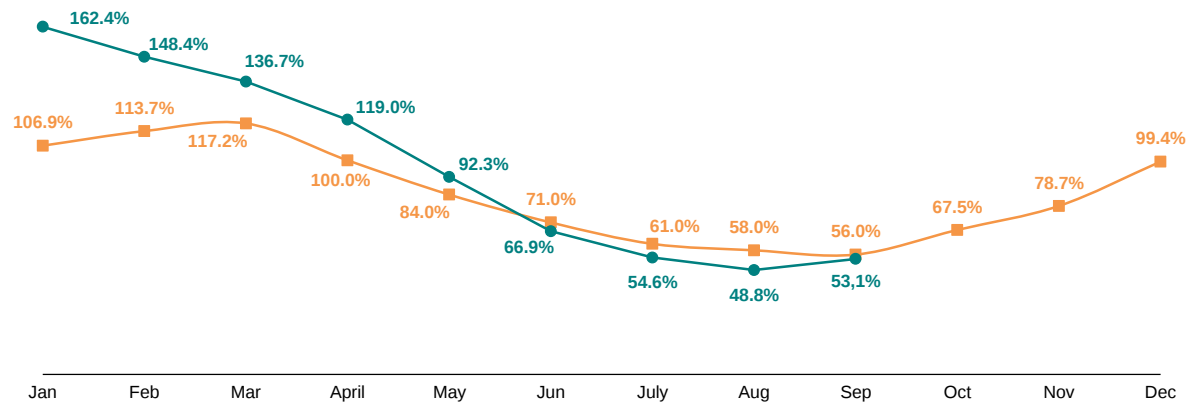
Energy Sale (MWm)	3Q19	3Q18	% Change 3Q19/3Q18	9M19	9M18	% Change 9M19/9M18
Free Contracting Environment Sales	552	545	1.4%	541	541	0.1%
Spot Sales/Purchase (CCEE)	(39)	(62)	-36.5%	39	15	2

In 3Q19, energy purchases in the spot market decreased compared to 3Q18 due to a higher allocation of assured energy due to the adopted seasonality policy, as well as a higher volume of energy purchase in the ACL to mitigate hydrological risk.

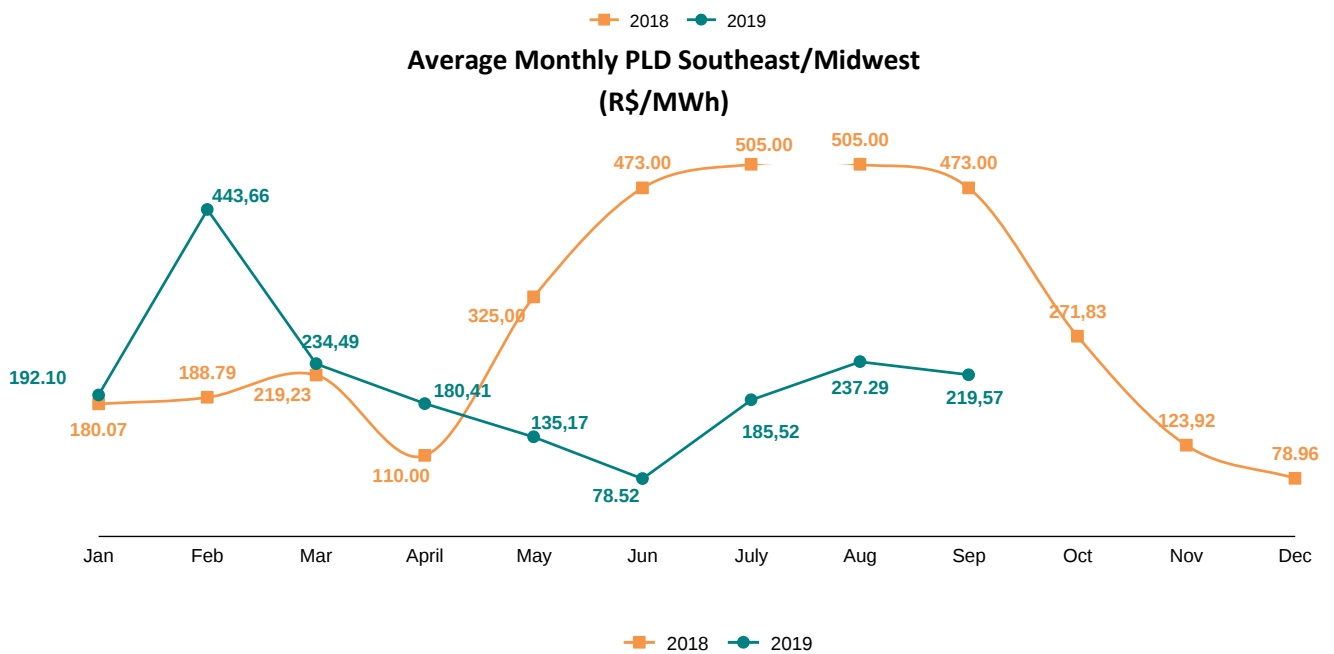
Pursuant to a court decision, Light Energia does not have to make payments relating to any exposure in monthly CCEE settlements, exempting it from making payments in the spot market and protecting its cash flows, even though this cost and revenue are regularly fully recognized in its result. As of September 2019, the outstanding balance of the liabilities for the period between May 2015 and September 2019 totaled approximately R\$1.1 billion under trading in the short-term market. On the other hand, the balance of receivables of the Generation Company totaled R\$467 million, resulting in net liabilities of R\$645 million as of September 2019.

The completion of discussions on Bill 10,985/18 must be taken into account. This bill had already been approved in June 2019 by the Brazilian Congress, including an amendment about another matter that does not concern renegotiation. The Bill returned to the Brazilian Senate solely as a result of this amendment. The Senate cannot present new amendments, it can only accept or reject the changes proposed by Congress before submitting the Bill to the Brazilian President for approval. The Bill sets forth that Aneel must regulate the matter within 90 days from the date of publication of the Law.

GSF – Generation Scaling Factor



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



6.2. Financial Performance

Income Statement (R\$ MN)	3Q19	3Q18	% Change 3Q19/3Q18	9M19	9M18	% Change 9M19/9M18
Net Operating Revenue	284	364	-22.1%	778	831	-6.3%
Operating Expense	(244)	(349)	-30.2%	(389)	(568)	-31.6%
Adjusted EBITDA	54	24	131.2%	433	300	44.3%
Financial Result	(5)	(28)	-82.2%	(8)	(129)	-93.6%
Non Operating Result	-	5	-	(1)	3	-
Result before taxes and Equity Income	35	(8)	-	381	136	180.2%
Income Tax/Social Contribution	(9)	9	-	(122)	(38)	222.7%
Equity Income	87	(43)	-	5	(88)	-
Net Income/Loss	114	(47)	-	263	7	3547.8%
EBITDA Margin	19.2%	6.5%	12.70 p.p.	55.6%	36.1%	19.50 p.p.

6.2.1. Net Revenue, Costs and Expenses

Net Revenue (R\$ MN)	3Q19	3Q18	% Change 3Q19/3Q18	9M19	9M18	% Change 9M19/9M18
Generation Sale (ACL)	204	196	3.8%	610	565	8.1%
Short-Term	78	165	-53.0%	160	259	-38.1%
Others	3	3	-6.2%	8	7	5.9%
Total	284	364	-22.1%	778	831	-6.3%

Operating Costs and Expenses (R\$ MN)	3Q19	3Q18	% Change 3Q19/3Q18	9M19	9M18	% Change 9M19/9M18
Personnel	(7)	(5)	28.7%	(19)	(18)	9.4%
Material and Outsourced Services	(4)	(4)	-18.8%	(12)	(12)	-1.4%
Purchased Energy / CUSD / CUST	(220)	(329)	-33.3%	(311)	(495)	-37.1%
Depreciation	(14)	(14)	5.8%	(42)	(41)	4.2%
Non Operating Result	-	5	-	(1)	3	-
Others (includes provisions)	0	(2)	-	(3)	(6)	-48.4%
Total	(244)	(349)	-30.2%	(389)	(568)	-31.6%

In 3Q19, net revenue decreased by R\$80 million (22.1%) compared to the same period in the previous year, primarily due to the decrease in sales in the spot market⁸ (R\$87 million), as a result of a lower average PLD in the Southeast and Midwest regions (R\$214.1/MWh in 3Q19 compared to R\$494.4/MWh in 3Q18).

On the other hand, in 3Q19, costs and expenses decreased by R\$105 million compared to 3Q18, primarily due to lower energy purchase expenses, as a result of the trading strategy and lower market prices.

Accordingly, in 3Q19, Adjusted EBITDA increased by R\$30 million compared to 3Q18 and, in 9M19, Adjusted EBITDA increased by R\$133 million (44.3%) compared to the same period in the last year.

⁸ For purposes of recording with the CCEE, GSF=1 is used as reference at the monthly closing. In the subsequent month, CCEE informs the required adjustment in revenue, based on the actual GSF assessed.

6.2.2. Financial Result

Financial Result (R\$ MN)	3Q19	3Q18	% Change 3Q19/3Q18	9M19	9M18	% Change 9M19/9M18
Financial Revenues	86.5	56.4	53.4%	145.6	113.8	28.0%
Income from Financial Investments	11.5	9.9	15.6%	28.7	18.3	56.6%
Swap Operations	74.8	46.4	61.1%	116.4	91.8	26.8%
Others Financial Revenues	0.2	0.0	564.7%	0.5	0.2	191.7%
Financial Expenses	(91.5)	(84.2)	8.7%	(154.1)	(245.9)	-37.3%
Debt Expenses (Local Currency)	(2.8)	(12.2)	-76.8%	(14.5)	(48.5)	-70.0%
Debt Expenses (Foreign Currency)	(17.5)	(16.5)	5.6%	(48.3)	(28.9)	67.0%
Exchange Rate Variation	(65.1)	(32.6)	99.9%	(54.0)	(119.9)	-55.0%
Restatement of provision for contingencies	(0.0)	(0.0)	-87.5%	(0.1)	(0.0)	6.4%
Restatement of R&D/PEE/FNDCT	(0.2)	(0.2)	20.4%	(0.5)	(0.5)	18.1%
Interest and Fines on Taxes	0.0	(0.1)	-	0.0	(0.6)	-
Restatement of GSF	(4.7)	(21.2)	-77.6%	(28.0)	(45.1)	-37.9%
Other Financial Expenses (Includes IOF)	(1.2)	(1.5)	-22.7%	(8.7)	(2.1)	308.6%
Braslight (Private Pension Fund)	-	-	-	-	(0.1)	-
Total	(5.0)	(27.8)	-82.2%	(8.5)	(129.4)	-93.4%

In 3Q19, net financial expenses totaled R\$5 million, representing an improvement of 82.2%, due to decreased debt charges in Brazilian currency, as a result of a decrease in debt (settlement of the 2nd and 5th Issuance of Debentures and the 3rd and 4th Promissory Notes) in the period.

Moreover, the adjustment in the GSF balance decreased, due to a lower variation of IGP-M in 3Q19 compared to 3Q18.

6.2.3. Net Income (Loss)

Net Income/Loss (R\$MN)	3Q19	3Q18	% Change 3Q19/3Q18	9M19	9M18	% Change 9M19/9M18
Light Energia (without Stakes)	26	(4)	-	259	95	173.1%
Guanhães - Equity Income	(5)	(2)	199.6%	5	(3)	-
Renova Energia - Equity Income	92	(41)	-	-	(85)	-
Net Result	114	(47)	-	264	7	3552.0%

In 3Q19, Light Energia's net income, excluding equity income, totaled R\$26 million, compared to net loss of R\$4 million in 3Q18. Including the effect of equity income, Light Energia's net income totaled R\$114 million in 3Q19. Upon the sale of Renova in October 2019, there was a reversal of R\$92 million, which was recorded in 2Q19 in regard to expected equity income losses, having no effect in 9M19.

7. Light Com - Trading

7.1. Operating Performance

Operating Highlights	3Q19	3Q18	% Change 3Q19/3Q18	9M19	9M18	% Change 9M19/9M18
Volume Sold - MWh	704	862	-18.3%	663	789	-16.1%
Average Selling Price (Net of Taxes) - R\$/MWh	190.5	205.3	-7.2%	186.6	188.7	-1.1%

In 3Q19, sales volume decreased by 18.3% compared to 3Q18, due to the expiration of certain long-term agreements entered into with end consumers and a reduction in short-term transactions with trading companies.

In 3Q19, average sales price decreased by 7.2% compared to 3Q18, due to the decrease in the volume of short-term transactions and the 60% decrease in the short-term price. This price results from PLD, which totaled R\$214.1/MWh in 3Q19 and R\$494.4/MWh in 3Q18.

7.2. Financial Performance

Income Statement (R\$ MN)	3Q19	3Q18	% Change 3Q19/3Q18	9M19	9M18	% Change 9M19/9M18
Net Operating Revenue	296	390	-24.1%	833	981	-15.1%
Energy Supply	296	390	-24.1%	810	981	-17.4%
Others	0	0	10.4%	22	1	4042.4%
Operating Expenses	(532)	(361)	47.3%	(992)	(911)	8.9%
Personnel	(1)	(1)	24.9%	(3)	(3)	1.9%
Material and Outsourced Services	(0)	(0)	5100.0%	(0)	(0)	143.1%
Others	(0)	(0)	79.0%	(1)	(1)	35.8%
Purchased Energy	(253)	(360)	-29.8%	(710)	(907)	-21.7%
Provisions - PECLD Renova	(278)	-	-	(278)	-	-
Adjusted EBITDA	(236)	29	-	(159)	70	-
EBITDA Margin	-79.6%	7.5%	-87.04 p.p.	-19.1%	7.2%	-26.26 p.p.
Financial Result	7	10	-25.6%	27	11	147.7%
Financial Revenue	8	11	-28.5%	29	12	130.8%
Financial Expense	(0)	(1)	-59.9%	(1)	(1)	2.9%
Result Before Taxes and Interests	(228)	39	-	(132)	81	-
Net Income/Loss	(151)	26	-	(87)	53	-

In 3Q19, EBITDA of the Trading Company totaled a negative amount of R\$236 million, due to the provision for losses regarding advances on energy bills and operating indemnification in favor of Renova, whose economic and financial conditions deteriorated during the period.

Results excluding non recurring (R\$ MN)	3Q19	3Q18	% Change 3Q19/3Q18	9M19	9M18	% Change 9M19/9M18
EBITDA Pro Forma	42	29	43.6%	119	70	68.8%
Net Income Pro Forma	32	26	26.4%	96	53	79.9%

Excluding the non-recurring effect, in 3Q19, EBITDA totaled R\$42 million, representing an increase of R\$13 million compared to 3Q18, due to the seasonality strategy, which provided better opportunities to purchase and sell energy.

8. Indebtedness

8.1. Light S.A.

R\$ Million	Cost	Current	%	Non Current	%	Total	%
Light SESA		1,316	100.0%	6,539	100.0%	7,856	100.0%
Domestic Currency		1,275	96.8%	4,534	69.3%	5,808	73.9%
Debentures 8th Issuance	CDI + 1,18%	39	3.0%	235	3.6%	274	3.5%
Debentures 9th Issuance - Serie A	CDI + 1,15%	250	19.0%	250	3.8%	500	6.4%
Debentures 9th Issuance - Serie B	IPCA + 5,74%	212	16.1%	635	9.7%	846	10.8%
Debentures 10th Issuance	115% CDI	250	19.0%	-	0.0%	250	3.2%
Debentures 12 ^a Issuance 3	IPCA + 9,09%	58	4.4%	-	0.0%	58	0.7%
Debentures 13 ^a Issuance	IPCA + 7,44%	-	0.0%	493	7.5%	493	6.3%
Debentures 15 ^a Issuance 1	IPCA + 6,83%	-	0.0%	555	8.5%	555	7.1%
Debentures 15 ^a Issuance 2	CDI + 2,20%	-	0.0%	160	2.4%	160	2.0%
Debentures 16 ^a Issuance 1	CDI + 0,90%	-	0.0%	133	2.0%	133	1.7%
Debentures 16 ^a Issuance 2	CDI + 1,25%	-	0.0%	423	6.5%	423	5.4%
Debentures 16 ^a Issuance 3	CDI + 1,35%	-	0.0%	63	1.0%	63	0.8%
CCB Bradesco	CDI + 3,50%	15	1.1%	-	0.0%	15	0.2%
CCB IBM 2017	CDI + 3,84%	11	0.8%	-	0.0%	11	0.1%
CCB IBM 2019	CDI	1	0.0%	1	0.0%	2	0.0%
Leasing IBM	CDI	1	0.0%	-	0.0%	1	0.0%
BNDES (CAPEX) TJLP **	TJLP + 3,52%	82	6.2%	136	2.1%	218	2.8%
BNDES (CAPEX) SELIC **	Selic + 3,08%	62	4.7%	110	1.7%	172	2.2%
BNDES (CAPEX) TLP **	IPCA + 6,14%	42	3.2%	235	3.6%	277	3.5%
BNDES (CAPEX) Prefixed **	6.00%	14	1.1%	55	0.8%	69	0.9%
BNDES Olimpíadas TJLP **	TJLP + 2,89%	14	1.0%	9	0.1%	22	0.3%
BNDES Olimpíadas SELIC **	SELIC + 2,58%	5	0.4%	3	0.0%	8	0.1%
BNDES Olimpíadas Prefixed **	3.50%	2	0.1%	5	0.1%	7	0.1%
FINEP - Innovation and Research	4.00%	23	1.8%	39	0.6%	62	0.8%
FIDC 2018 Série A	CDI + 1,20%	169	12.8%	791	12.1%	960	12.2%
FIDC 2018 Série B	IPCA + 5,75%	84	6.4%	315	4.8%	400	5.1%
Others	-	(57)	-4.4%	(112)	-1.7%	(169)	-2.1%
Foreign Currency		42	3.2%	2,006	30.7%	2,047	26.1%
Tesouro Nacional	64,05% CDI	-	0.0%	27	0.4%	27	0.3%
Citibank	CDI + 1,50%	42	3.2%	333	5.1%	375	4.8%
Notes Units	142,79% CDI	-	0.0%	1,666	25.5%	1,666	21.2%
Others	-	(0)	0.0%	(20)	-0.3%	(21)	-0.3%
Light Energia		23	100.0%	1,191	100.0%	1,214	100.0%
Domestic Currency		23	100.0%	35	3.0%	58	4.8%
Debentures 3rd Issuance	CDI + 1,18%	3	10.9%	15	1.3%	18	1.4%
Debentures 6th Issuance	CDI + 3,50%	17	72.9%	-	-	17	1.4%
BNDES Lajes	TJLP + 2,95%	4	16.9%	21	0	24	2.0%
Foreign Currency		-	0.0%	1,156	1	1,156	95.2%
Citibank	CDI + 1,30%	-	0.0%	333	0	333	27.4%
Notes Units	143,01% CDI	-	0.0%	833	1	833	68.6%
Others	-	-	0.0%	(10)	(0)	(10)	-0.9%
Light Conecta		1	100.0%	1	100.0%	1	100.0%
BNDES - Conecta (Domestic Currency)	TJLP + 0,53%	1	100%	1	100%	1	100%
Total		1,340		7,731		9,071	

R\$ MM	Light SESA	Light Energia	Conecta	Others Light S.A.	Light S.A. 2Q19	Light S.A. 1Q19	Δ %
Domestic Currency	5,808	58	1	-	5,868	6,391	-8.2%
Foreign Currency	2,047	1,156	-	-	3,203	3,019	6.1%
Loans and Financing	4,167	1,180	1	-	5,348	5,220	2.5%
Debentures	3,689	34	-	-	3,723	4,191	-11.2%
Interest	169	26	0	-	195	98	98.8%
Swap Operations	-451	-222	-	-	-673	(369)	82.5%
Gross Debt	7,574	1,018	1	-	8,593	9,140	-6.0%
Cash and Cash Equivalents	995	958	9	90	2,052	1,151	78.4%
Net Debt	6,579	60	-7	-90	6,541	7,989	-18.1%

At the end of 3Q19, the Company's consolidated net debt totaled R\$6,541 million, representing an 18.1% decrease compared to 2Q19. This decrease is primarily due to the increase in cash, as a result of the capital

increase of R\$1.9 billion resulting from the follow-on transaction and the early redemption regarding the 14th Issuance of Debentures of Light SESA.

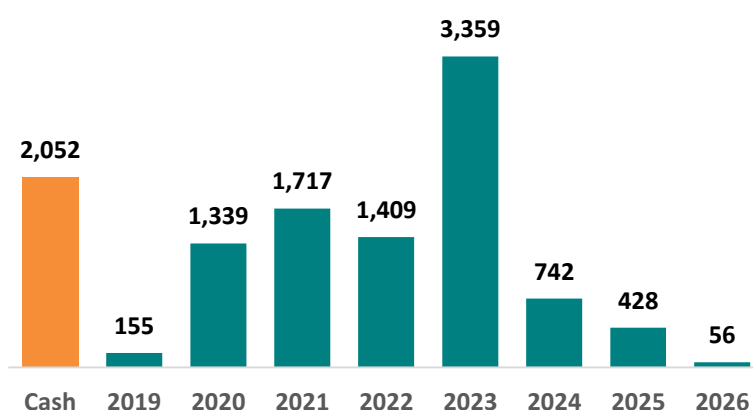
In order to optimize its debt profile, reduce financial costs and create value to its shareholders, Light conducted a number of liability management activities in 3Q19, amongst which we highlight:

- I. Early redemption regarding the 14th issuance of debentures of Light Sesa, in the amount of R\$328 million, which accrued interest at CDI + 3.5% p.a. and originally matured in March 2021;
- II. Completion of the swap transactions regarding the 9th issuance of debentures of Light Sesa, 1st series, for the total amount of R\$101 million, with a notional amount of R\$500 million, accruing interest at IPCA + 7.82% p.a. and maturing in May 2021;
- III. Early repayment of USD90 million, from a total of USD180 million, under the financing of Light Sesa with Citibank, which accrued interest at CDI + 2.2% p.a. and the remaining balance accrues interest at CDI + 1.5% p.a., maturing in August 2021; and
- IV. Loan obtained by Light Energia with Citibank in the amount of US\$80 million, accruing interest at CDI + 1.30% p.a. and bullet repayments within two years.

In addition to these initiatives, on September 27, the Board of Directors of the Company approved the following financial transactions:

- I. 17th issuance of simple debentures of Light Sesa, with restricted placement efforts, pursuant to CVM Instruction No. 476/09, in the total amount of up to R\$1.0 billion. Funds will be primarily used to refinance existing debt and reinforce working capital; and
- II. Early redemption of 35% of the bonds issued by Light Sesa and Light Energia, in an amount equivalent to USD210 million.

Amortization of Loans and Financing and Debentures (R\$MM)
Average Maturity: 3.0 years

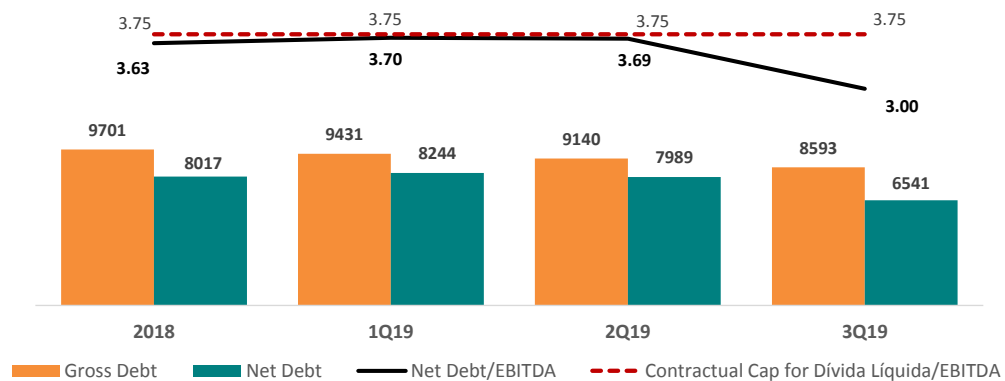


At the end of 3Q19, the Net Debt/EBITDA ratio was 3.00x, an improvement compared to 2Q19 (3.69x), due to an inflow of funds from the follow-on transaction, which allowed a reduction in the debt balance and provided a more robust cash position. The calculation of EBITDA for covenants excluded non-recurring revenue of R\$1,086 million, as set forth in the table below.

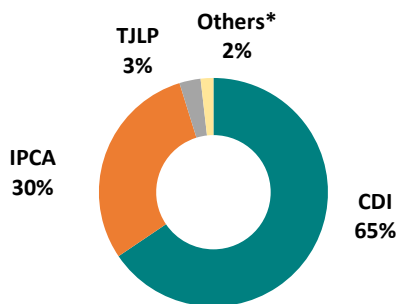
It is important to highlight that the contractual maximum covenant limit is 3.75x under most agreements.

At the end of 3Q19, EBITDA/Interest ratio was 3.12x, above the minimum contractual limit of 2.0x under most agreements.

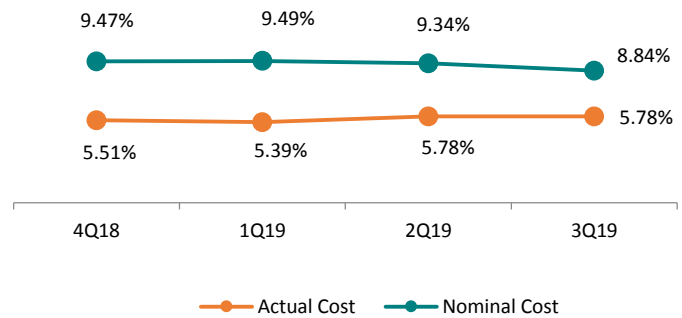
Consolidated Gross and Net Debt (R\$MN)



Debt Indices¹



Debt Service Costs



¹Considering Hedge

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

3Q19 | EARNINGS RESULTS



Covenants Multiple - R\$ MN		sep/19	jun/19	mar/19	dec/18	sep/18
Loans and Financing	+	5,417	5,293	5,367	5,561	5,876
Loans and Financing Cost	-	(68)	(72)	-	-	-
Interest related to Loans and Financing	+	88	39	88	62	109
Debentures	+	3,788	4,265	4,137	4,356	3,766
Debentures Cost	-	(65)	(74)	-	-	-
Interest related to Debentures	+	107	59	99	49	106
Swap Operations	+	(673)	(369)	(260)	(328)	(312)
Gross Debt	=	8,593	9,140	9,431	9,701	9,545
Cash	-	2,052	1,151	1,187	1,684	1,406
Net Debt (a)	=	6,541	7,989	8,244	8,017	8,139
EBITDA CVM (12 months)		2,358	1,524	1,645	1,507	1,707
Equity Income (12 months)	-	(31)	(128)	(59)	(85)	(254)
Provision (12 months)	-	(919)	(597)	(627)	(674)	(594)
Other Operational Revenues/Expenses (12 months)	-	(85)	(73)	(82)	(91)	(63)
Regulatory Assets and Liabilities (12 months)	+	(124)	(155)	(185)	(147)	(341)
Other Revenue -PIS/COFINS credit		1,086	-	-	-	-
EBITDA for Covenants (12 months) (b)	=	2,183	2,167	2,229	2,211	2,277
Interests (c)		699	726	718	697	629
Net Debt/EBITDA for Covenants (a/b)		3.00	3.69	3.70	3.63	3.57
Contractual Cap for Dívida Líquida/EBITDA		3.75	3.75	3.75	3.75	3.75
EBITDA for Covenants/Interest (b/c)		3.12	2.99	3.10	3.17	3.62
Contractual Lower Limit for EBITDA/Juros		2.00	2.00	2.00	2.00	2.00

Ratings	Grade		Date
	National	Foreign	
Fitch	A+	BB-	07/16/2019
Standard & Poors	AA+	-	07/15/2019
Moody's	A2.br	Ba3	09/04/2019

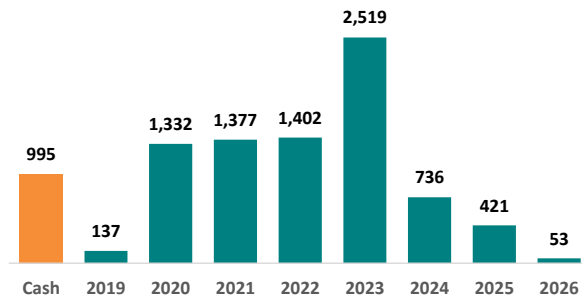
In 3Q19, the Company's credit ratings changed compared to 2Q19. As a consequence of the follow-on transaction, Moody's upgraded the Company's rating from A3.br to A2.br in the national scale and confirmed the Ba3 rating in the international scale, maintaining both ratings with a stable prospect.

In September 2019, S&P Global rated the 17th issuance of debentures of Light Sesa as AA+ in the national scale.

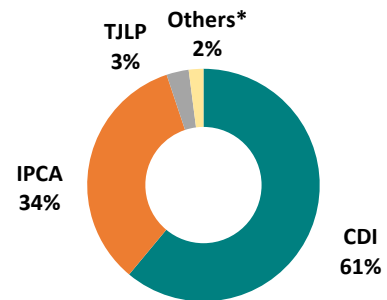
8.2. Debt Breakdown

Light SESA

Amortization¹ (R\$MN)
Average Maturity: 3.0 years

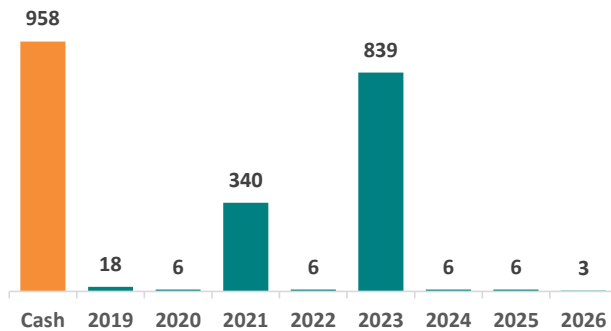


Debt Indices²



Light Energia

Amortization¹ (R\$MN)
Average Maturity: 3.2 years



Debt Indices²



¹ Principal of loans and financing and debentures.

² Considering Hedge

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

9. Consolidated Capital Expenditure

Capex (R\$ MM)	3Q19	3Q18	% Change 3Q19/3Q18	9M19	9M18	% Change 9M19/9M18
Distribution	202	176	14.2%	522	447	16.7%
Engineering	135	110	22.2%	369	289	27.6%
Commercial	67	66	0.9%	153	158	-3.2%
Non-electrical Assets	19	23	-17.6%	46	46	-0.8%
Generation	16	14	10.8%	34	27	26.6%
Total	236	213	10.6%	602	521	15.7%
Capital Contribution	23	17	37.6%	50	81	-38.2%
Belo Monte	-	-	-	0	24	-99.9%
Itaocara	23	-	-	23	4	554.9%
Guanhães	-	17	-	21	53	-61.3%
Axxiom	-	-	-	6	-	-
Total Capex (includes transfers to subsidiaries)	259	230	12.6%	652	601	8.5%

The Company's consolidated capital expenditure, excluding contributions, increased by 10.6% in 3Q19 compared to 3Q18, primarily due to an increased number of new customer connections and investments in projects focused on improved quality, corrective maintenance of the network and increased capacity of substations.

In continuation to the decision of not implementing UHE Itaocara, Itaocara received a contribution of R\$23 million in 3Q19 to pay for the termination of energy sales agreements still outstanding. Accordingly, all agreements of UHE Itaocara were terminated.

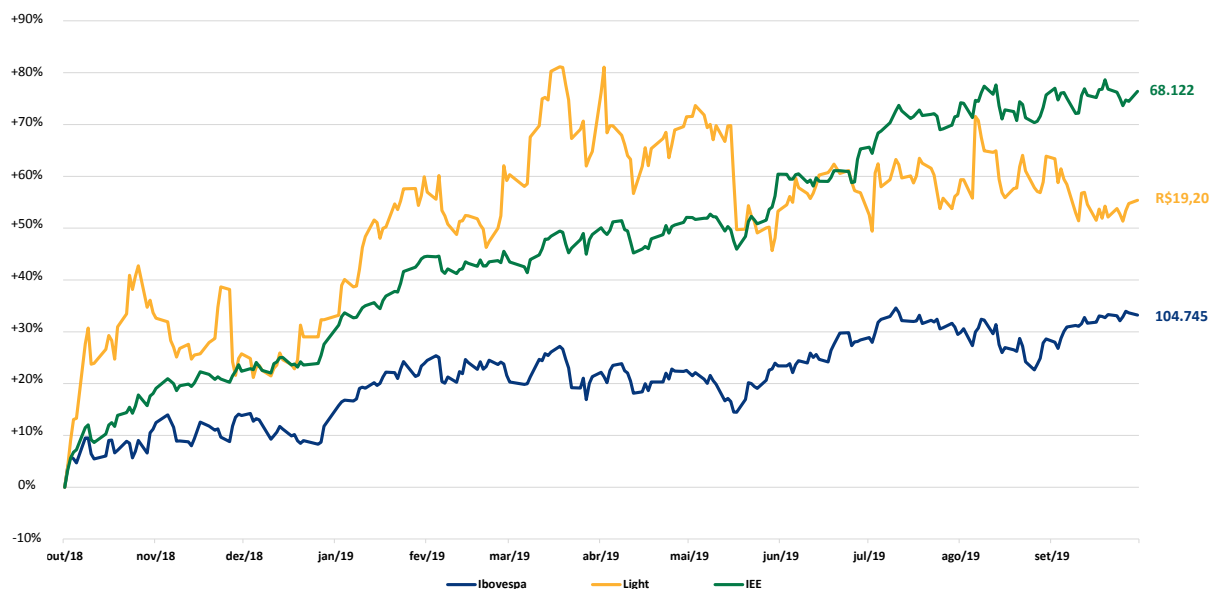
The decision not to implement Itaocara is part of the strategy of divestment of non-core assets, including shared-controlled equity interest.

10. Capital Markets

Light S.A.'s shares (LIGT3) were priced at R\$19.20 at the end of September 2019. At the end of 3Q19, the Company's market value was R\$5.8 billion.

Performance Light's shares vs. Ibovespa vs. IEE

On a 100 basis on October 1, 18



Market Information	3Q19	3Q18
Volume Average - LIGT3 (R\$ MN)	59.2	16.2
Shares Average - LIGT3 (R\$ / share)	19.6	12.7
ADTV 90 days (R\$ MN)	48.0	16.9
Price Change - LIGT3	1.9%	13.5%
Price Change - IEE	6.5%	2.1%
Price Change - IBOV	3.4%	9.0%

ANNEX I – Generation Projects

Current Generation Park					
Existing Power Plants	Installed Capacity (MW) ¹	Assured Energy (MWm) ²	Operation Start	Concession / Authorization Expiration Date	Light's stake
Fontes Nova	132	99	1940	2026	100%
Nilo Peçanha	380	334	1953	2026	100%
Pereira Passos	100	49	1962	2026	100%
Ilha dos Pombos	187	109	1924	2026	100%
Santa Branca	56	30	1999	2026	100%
Elevatórias	-	(101)	-	-	-
SHPP Lajes	18	17	2018	2026	100%
SHPP Paracambi	13	10	2012	2031	51%
Belo Monte	249	114	2016	2045	2.49%
Guanhães	22	12	2018	2047	51%
Total	1158	672	-	-	-

New Projects	Installed Capacity (MW) ¹	Assured Energy (MWm) ¹²	Operation Start	Concession / Authorization Expiration Date	Light's stake
Belo Monte	30	0	2016	2045	2.49%
Total	30	0	-	-	-

¹Light's proportional stake²Assured Energy as of Jan 1st, 2018 (MWm)

ANNEX II – CVM EBITDA Reconciliation

CVM EBITDA (R\$ MN)	3Q19	3Q18	% Change 3Q19/3Q18	9M19	9M18	% Change 9M19/9M18
Net Operating Revenue (A)	1,519	6	24678.9%	1,694	73	2207.2%
Social Contributions & Income Tax (B)	(2)	10	-	(139)	(41)	236.3%
Deferred Income Tax (C)	(747)	(27)	2667.1%	(747)	(39)	1793.2%
EBT (A - (B + C))	2,268	23	9654.7%	2,580	154	1574.0%
Depreciation (D)	(147)	(139)	5.9%	(440)	(406)	8.2%
Financial Expenses Revenue (E)	1,277	(142)	-	1,015	(593)	-
CVM EBITDA ((A) - (B) - (C) - (D) - (E))	1,138	304	274.5%	2,004	1,153	73.8%

ANNEX III – Income Statement

Light SESA

Income Statement (R\$ MN)	3Q19	3Q18	% Change 3Q19/3Q18	9M19	9M18	% Change 9M19/9M18
Operating Revenues	5,228	4,526	15.5%	14,839	13,693	8.4%
Electricity Sales	3,262	3,445	-5.3%	11,272	11,012	2.4%
CVA	62	367	-83.0%	94	655	-85.7%
Construction Revenues	182	183	-1.1%	529	467	13.2%
Other Revenues - PIS/COFINS credits	1,086	-	-	1,086	-	-
Other Revenues	636	531	19.9%	1,859	1,558	19.3%
Deductions From Operating Revenues	(1,664)	(1,877)	-11.3%	(5,812)	(5,815)	-0.1%
Net Operating Revenues	3,564	2,649	34.6%	9,028	7,878	14.6%
Electricity Costs	(1,858)	(1,971)	-5.7%	(6,076)	(5,786)	5.0%
Operating Expenses	(420)	(393)	6.8%	(1,155)	(1,197)	-3.5%
Personnel	(92)	(97)	-5.3%	(296)	(273)	8.1%
Material	(5)	(5)	-8.5%	(17)	(15)	9.2%
Third party services	(136)	(139)	-2.3%	(392)	(394)	-0.7%
Provisions	(202)	(155)	30.2%	(509)	(539)	-5.6%
Others	15	4	283.4%	58	25	132.5%
Adjusted EBITDA	1,286	285	351.2%	1,797	895	100.8%
Depreciation and amortization	(133)	(124)	6.6%	(397)	(362)	9.7%
Other operating revenues/expenses	(17)	(2)	622.0%	(27)	(14)	90.2%
Operating Income	1,136	158	617.6%	1,373	519	164.8%
Net Financial Result	1,274	(124)	-	993	(476)	-
Financial Revenues	1,731	194	790.8%	1,821	454	301.4%
Financial Expenses	(457)	(319)	43.3%	(828)	(930)	-10.9%
Income before tax	2,410	35	6886.7%	2,367	43	5382.9%
Income Tax / Social Contribution	2	-	-	2	-	-
Deferred Taxes	(819)	(13)	6342.6%	(809)	(17)	4638.5%
Net Income	1,593	21	7419.5%	1,558	25	6013.7%

Light Energia

Income Statement (R\$ MN)	3Q19	3Q18	% Change 3Q19/3Q18	9M19	9M18	% Change 9M19/9M18
Operating Revenues	319	402	-20.6%	882	933	-5.4%
Energy supply - Energy sales	229	217	6.0%	693	636	8.9%
Energy supply - Spot	87	182	-52.4%	181	288	-37.4%
Others - TUSD	2	3	-6.8%	7	6	16.7%
Others	1	1	5.8%	1	2	-28.4%
Deductions from Operating Revenues	(36)	(38)	-6.4%	(104)	(102)	1.9%
Net Operating Revenues	284	364	-22.1%	778	831	-6.3%
Electricity Costs	(220)	(329)	-33.3%	(311)	(495)	-37.1%
Operating Expenses	(10)	(11)	-13.5%	(34)	(36)	-4.3%
Personnel	(7)	(5)	28.7%	(19)	(18)	9.4%
Material	(0)	(0)	67.2%	(1)	(0)	38.4%
Third party services	(3)	(4)	-21.5%	(11)	(11)	-3.1%
Provisions	2	(0)	-	2	(1)	-
Others	(2)	(2)	-2.9%	(5)	(5)	-9.4%
Adjusted EBITDA	54	24	131.2%	433	300	44.3%
Depreciation and amortization	(14)	(14)	5.8%	(42)	(41)	4.2%
Other operating revenues/expenses	-	5	-	(1)	3	-
Operating income	40	15	165.0%	390	262	48.6%
Equity Income	87	(43)	-	5	(88)	-
Net Financial Result	(5)	(28)	-82.2%	(8)	(129)	-93.6%
Financial Revenues	87	56	53.4%	146	114	28.0%
Financial Expenses	(91)	(84)	8.7%	(154)	(246)	-37.4%
Income before Tax	122	(56)	-	386	45	754.9%
Income Tax / Social Contribution	13	23	-41.8%	(91)	(12)	633.2%
Deferred Taxes	(22)	(14)	54.0%	(32)	(26)	24.4%
Net Income	114	(47)	-	263	7	3547.8%

ANNEX IV – Statement of Financial Result

Light S.A.

Financial Result (R\$ MN)	3Q19	3Q18	% Change 3Q19/3Q18	9M19	9M18	% Change 9M19/9M18
Financial Revenues	1,827	257	612.1%	2,000	577	246.5%
Income from Financial Investments	31	22	40.7%	63	41	56.2%
Swap Operations	279	160	74.2%	358	355	0.8%
Moratory Increase / Debts Penalty	16	48	-65.9%	60	94	-36.5%
Restatement of Sector's Assets and Liabilities	25	11	124.9%	15	59	-73.7%
Restatement of ICMS calculation basis of PIS/COFINS	1,461	-	-	1,461	-	-
Others Financial Revenues	13	15	-10.3%	42	29	45.8%
Financial Expenses	(550)	(398)	-38.0%	(984)	(1,170)	-15.9%
Debt Expenses (Local Currency)	(105)	(126)	-16.8%	(343)	(383)	-10.4%
Debt Expenses (Foreign Currency)	(69)	(62)	12.1%	(180)	(91)	97.9%
Monetary Variation	(10)	(20)	-50.3%	(75)	(44)	68.0%
Exchange Rate Variation	(251)	(130)	93.6%	(204)	(499)	-59.2%
Itaipu Exchange Rate Variation	(11)	(7)	57.3%	(4)	(33)	-88.9%
Restatement of provision for contingencies	(6)	(2)	168.9%	(13)	(8)	55.5%
Restatement of R&D/PEE/FNDCT	(4)	(3)	6.4%	(11)	(10)	8.3%
Interest and Fines on Taxes	(3)	(5)	-30.5%	(7)	(14)	-47.6%
Installment Payment - Fines and Interest Rates Law 11.9	(1)	(1)	-21.4%	(3)	(4)	-20.2%
Restatement of GSF	0	(21)	-	(23)	(45)	-49.1%
Other Financial Expenses (Includes IOF)	(89)	(20)	336.6%	(124)	(38)	227.3%
Braslight (Private Pension Fund)	-	-	-	-	(2)	-
Total	1,277	(142)	-	1,015	(593)	-

ANNEX V – Statement of Financial Position

Light S.A. (R\$ million)

ASSETS	09/30/2019	12/31/2018
Current	5,619	5,635
Cash & cash equivalents	456	707
Marketable securities	1,597	977
Receivable accounts	2,382	2,855
Inventories	42	38
Taxes and contributions recoverable	139	75
Income tax and social contribution recoverable	82	30
Sector's financial assets	545	564
Prepaid expenses	24	30
Dividends receivable	0	0
Receivables from services rendered	81	90
Swap derivative financial instruments	1	15
Other current assets	271	254
Non-current	19,117	12,228
Receivable accounts	1,364	1,013
Taxes and contributions recoverable	6,224	52
Deferred taxes	97	405
Sector's financial assets	274	148
Concession financial asset	4,505	4,272
Deposits related to litigation	279	295
Swap derivative financial instruments	685	424
Other current assets	0	84
Contractual asset	639	330
Right of use asset	85	0
Investments	582	547
Fixed assets	1,551	1,560
Intangible	2,831	3,096
Total Assets	24,735	17,864
LIABILITIES	09/30/2019	12/31/2018
Current	4,988	5,278
Suppliers	2,258	2,120
Taxes and contributions	436	339
Income tax and social contribution	65	14
Loans and financing	619	1,041
Debentures	916	955
Financial liabilities of the sector	0	3
Dividends payable	39	39
Labor obligations	101	77
Leasing	31	0
Other obligations	522	691
Non-current	12,837	9,196
Loans and financing	4,817	4,582
Debentures	2,914	3,451
Swap derivative financial instruments	13	112
Taxes and contributions	259	305
Deferred taxes	647	208
Provisions for tax, civil, labor and regulatory risks	500	476
Leasing	56	0
Amounts to be refunded to consumers	3,573	0
Other obligations	56	62
Shareholders' Equity	6,911	3,389
Capital Stock	4,051	2,226
Capital reserves	2	0
Profit reserves	929	929
Asset valuation adjustments	324	336
Other comprehensive income	(101)	(101)
Retained Earnings	1,706	0
Total Liabilities	24,735	17,864

Light SESA (R\$ million)

ASSETS	09/30/2019	12/31/2018
Current	3,938	4,357
Cash & cash equivalents	289	491
Marketable securities	706	493
Receivable accounts	1,778	2,335
Inventories	37	34
Taxes and contributions	133	67
Income tax and social contribution	81	29
Sector's financial assets	545	564
Prepaid expenses	24	28
Receivables from services rendered	81	90
Swap derivative financial instruments	1	1
Other current assets	264	226
Non-current	16,863	10,046
Receivable accounts	1,323	875
Taxes and contributions	6,224	52
Deferred taxes	0	402
Sector's financial assets	274	148
Concession financial asset	4,505	4,272
Deposits related to litigation	275	292
Swap derivative financial instruments	457	324
Contractual asset	639	330
Right of use asset	82	0
Investments	28	30
Fixed assets	229	230
Intangible	2,826	3,091
Total Assets	20,801	14,402

LIABILITIES	09/30/2019	12/31/2018
Current	3,582	3,791
Suppliers	1,068	1,133
Taxes and contributions	429	329
Income tax and social contribution	1	1
Loans and financing	589	814
Debentures	896	777
Financial liabilities of the sector	0	3
Dividends payable	18	18
Labor obligations	91	68
Leasing	30	0
Other obligations	460	648
Non-current	11,383	8,165
Loans and financing	3,640	3,792
Debentures	2,899	3,433
Swap derivative financial instruments	7	112
Taxes and contributions	259	305
Deferred taxes	407	0
Provisions for tax, civil, labor and regulatory risks	496	471
Leasing	54	0
Amounts to be refunded to consumers	3,573	0
Other obligations	48	53
Shareholders' Equity	5,836	2,446
Capital Stock	4,146	2,314
Capital reserves	7	7
Profit reserves	222	222
Other comprehensive income	-97	-97
Accumulated losses	1,558	0
Total Liabilities	20,801	14,402

Light Energia (R\$ million)

ASSETS	09/30/2019	12/31/2018
Current	1,666	1,265
Cash & cash equivalents	105	90
Marketable securities	853	483
Receivable accounts	695	663
Taxes and contributions	4	6
Swap derivative financial instruments	0	14
Inventories	5	4
Prepaid expenses	0	2
Other current assets	4	4
Non-current	1,655	1,507
Swap derivative financial instruments	228	101
Contingency deposits	3	3
Investments	136	111
Fixed assets	1,281	1,289
Intangible	3	3
Right of use asset	3	0
Total Assets	3,321	2,772
LIABILITIES	09/30/2019	12/31/2018
Current	1,330	1,466
Suppliers	1,172	1,013
Taxes and contributions	3	3
Income tax and social contribution	54	1
Loans and financing	29	224
Debentures	20	178
Labor obligations	8	6
Leasing obligations	1	0
Other obligations	43	40
Non-current	1,452	1,030
Loans and financing	1,176	789
Debentures	15	17
Deferred taxes	240	208
Swap	6	0
Provisions for tax, civil, labor and regulatory risks	4	5
Other obligations	9	10
Leasing obligations	2	0
Shareholders' Equity	540	276
Capital Stock	77	77
Profit reserves	25	25
Asset valuation adjustments	324	336
Other comprehensive income	-4	-4
Accumulated losses	116	-159
Total Liabilities	3,321	2,772

ANNEX VI – Statement of Cash Flows

Light S.A.

3Q19 | EARNINGS RESULTS



R\$ MN	9M19	9M18
Net cash generated by operating activities	239	(93)
Cash generated by (used in) operations	1,322	1,117
Net income (loss) before income tax and social contribution	2,580	154
Allowance for doubtful accounts	515	366
Depreciation and amortization	440	406
Loss from the sale or write-off of intangible assets/property, plant and equipment/investment	45	11
Exchange and inflation adjustment losses from financial activities	278	544
Financial provisions and update for tax, civil, labor and regulatory risks and financial update of deposits related to litigation	278	174
Adjustment to present value and prepayment of receivables	(1)	(13)
Interest expense on loans, borrowings and debentures	523	475
Charges and inflation adjustment of post-employment obligations	-	2
Interest over lease obligations	6	-
Swap variation	(358)	(355)
Equity in the earnings of subsidiaries	10	65
Provision for investment losses	-	13
Effect of PIS/COFINS Credits	(2,480)	-
Stock option granted	2	-
Gain (loss) on investments valued at cost	1	-
Fair value of the concession's indemnifiable assets	(111)	(134)
Recognition and restatement of financial assets and liabilities of the sector	(404)	(592)
Changes in assets and liabilities	(1,083)	(1,210)
Marketable securities	(128)	(67)
Consumers, concessionaires and permissionaires	(113)	(747)
Dividends received	3	2
Taxes, fees and contributions to offset	(118)	58
Financial assets and liabilities of the sector	295	(40)
Inventories	(4)	(3)
Receivables from services rendered	9	(11)
Prepaid expenses	6	3
Deposits related to litigation	(11)	(42)
Other assets	(115)	(192)
Assets and liabilities classified for sale	-	(44)
Suppliers	148	210
Labor obligations	24	19
Taxes, fees and contributions payable	(68)	167
Payment of provisions for tax, civil, labor and regulatory risks	(227)	(121)
Other liabilities	(274)	41
Interest paid	(427)	(337)
Income tax and social contribution paid	(84)	(107)
Net cash used in investing activities	(1,130)	(1,484)
Receivables from sale of equity stakes	14	-
Acquisition of property, plant and equipment	(40)	(44)
Acquisition of intangible and contractual assets	(563)	(464)
Capital Increase	(50)	(77)
Redemption of financial investments	1,513	658
Financial investments	(2,004)	(1,557)
Net cash generated by (used in) financing activities	640	1,663
Receipt for the issue of shares	1,825	-
Dividends paid	-	(30)
Payment of lease obligations	(28)	-
Loans, borrowings and debentures	1,212	4,900
Amortization of loans, borrowings and debentures	(2,370)	(3,153)
Amortization of pension plan contractual debt	-	(54)
Net increase (decrease) in cash and cash equivalents	(251)	87
Cash and cash equivalents at the beginning of the year	707	270
Cash and cash equivalents at the end of the year	456	357

Light SESA

R\$ MN	9M19	9M18
Net cash generated by operating activities	(202)	(324)
Cash generated by (used in) operations	774	780
Net income (loss) before income tax and social contribution	2,366	43
Allowance for doubtful accounts	237	366
Depreciation and amortization	397	362
Loss from the sale or write-off of intangible assets/property, plant and equipment	43	9
Exchange and inflation adjustment losses from financial activities	224	424
Provisions for tax, civil, labor and regulatory risks and judicial deposits	279	173
Adjustment to present value and prepayment of receivables	-1	-13
Interest expense on loans, borrowings and debentures	460	404
Charges and inflation adjustment of post-employment obligations	0	2
	-2,480	0
Fair value of the concession's indemnifiable assets	-111	-134
Interest over lease obligations	6	0
Swap variation	-242	-263
Recognition and restatement of financial assets and liabilities of the sector	-242	-592
Gain (loss) on investments valued at cost	1	0
Changes in assets and liabilities	(976)	(1,104)
Marketable securities	-107	-60
Consumers, concessionaires and permissionaires	-128	-546
Taxes, fees and contributions to offset	-121	37
Financial assets and liabilities of the sector	295	-40
Inventories	-3	-8
Receivables from services rendered	9	-11
Prepaid expenses	4	2
Deposits related to litigation	-10	-42
Other assets	70	-85
Suppliers	-56	-150
Labor obligations	23	17
Taxes, fees and contributions payable	-60	193
Provisions for tax, civil, labor and regulatory risks	-227	-121
Other liabilities	-297	26
Interest paid	-369	-317
Net cash used in investing activities	(677)	(960)
Acquisition of property, plant and equipment	-8	-17
Acquisition of intangible and contractual assets	-563	-463
Redemption of financial investments	1,049	426
Financial investments	-1,155	-906
Net cash generated by (used in) financing activities	678	1,248
Capital increase	1,832	0
Dividends Paid	0	-22
Payment of lease obligations	-27	0
Loans, borrowings and debentures	878	4,024
Amortization of loans, borrowings and debentures	-2,006	-2,612
Amortization of pension plan debt	0	-52
Amortization of loans - related parties	0	-90
	-	-
Net increase (decrease) in cash and cash equivalents	(202)	(35)
Cash and cash equivalents at the beginning of the year	491	160
Cash and cash equivalents at the end of the year	289	124

Light Energia

R\$ MN	9M19	9M18
Net cash generated by operating activities	448	201
Cash generated by (used in) operations	423	278
Net income before income tax and social contribution	386	45
Depreciation and amortization	42	41
Loss from the sale of intangible assets/property, plant and equipment	0	2
Exchange rate and monetary losses (gains) from financial activities	54	120
Provision for contingencies and restatement	(2)	1
Interest expense on loans, borrowings and debentures	63	74
Swap variation	(116)	(92)
Equity in the earnings of subsidiaries	(5)	88
Changes in assets and liabilities	25	(77)
Marketable securities	(20)	(12)
Concessionaires and licensees	(32)	(373)
Taxes, fees and contributions	2	(8)
Inventories	(1)	(0)
Prepaid expenses	2	2
Deposits related to litigation	(1)	(0)
Other assets	2	(9)
Suppliers	158	365
Labor liabilities	1	2
Taxes, fees and contributions payable	(5)	9
Other liabilities	8	28
Interest paid	(58)	(50)
Interest received	-	31
Income tax and social contribution paid	(34)	(61)
Net cash used in investing activities	(403)	(501)
Acquisition of property, plant and equipment	(32)	(28)
Redemption of financial investments	457	177
Financial investments	(808)	(596)
Investments/Acquisition of investments	(21)	(53)
Net cash generated by (used in) financing activities	(29)	0
Obligation payment of finance lease	(1)	877
Loans, borrowings and debentures	334	(532)
Amortization of loans, borrowings and debentures	(361)	90
Received loans - Related parties	-	(3)
Net increase (decrease) in cash and cash equivalents	16	133
Cash and cash equivalents at the beginning of the year	90	53
Cash and cash equivalents at the end of the year	105	186

List of Abbreviations and Acronyms

- **ACL** – Free Contracting Environment
- **ANEEL** – National Electric Energy Agency
- **BNDES** – Brazilian Development Bank
- **CCEE** – Brazilian Electricity Trading Chamber
- **CCRBT** – Rate Tier Fund Account
- **CDE** – Energy Development Account
- **ACR Account** – Regulated Market Account
- **CUSD** – Distribution System Utilization Agreement
- **CUST** – Transmission System Utilization Agreement
- **CVA** – “A Component” Variation Offset Account
- **CVM** – Brazilian Securities Commission
- **DDSD** – Delegated Services Defense Office
- **DEC** – Equivalent Outage Duration
- **DIC** – Individual Outage Duration per Consumer Unit
- **DIT** – Other Distribution Facilities
- **ESS** – System Service Charges
- **FEC** – Equivalent Outage Frequency
- **FIC** – Individual Outage Frequency per Consumer Unit
- **GSF** – Generation Scaling Factor
- **IRT** – Annual Tariff Adjustment Index
- **O&M** – Operation and Maintenance
- **PCH** – Small Hydro Plant
- **PECLD** – Estimated Allowance for Doubtful Accounts
- **PLD** – Difference Settlement Price
- **PMSO** – Personnel, Materials, Services and Others
- **REN** – Energy Recovery
- **TOI** – Inspection Report
- **TUSD** – Distribution System Usage Charge
- **TUST** – Transmission System Usage Charge
- **UHE** – Hydropower Plant
- **UTE** – Thermal Power Plant
- **VNR** – New Replacement Value