

Rio de Janeiro, 12 de novembro de 2018.

Light registra EBITDA ajustado consolidado de R\$ 335 milhões no 3T18, o volume de REN registra redução de 43,2% ante o 2T18, em linha com estratégia de reequilíbrio no combate a perdas, e DEC/FEC seguem consistente trajetória de melhoria

Destaques Financeiros e Operacionais

- **O EBITDA ajustado consolidado atingiu R\$ 335 milhões no 3T18, registrando uma queda de 33,4% contra o mesmo período do ano anterior, tendo sido impactado principalmente pelo aumento de perdas e provisões da Distribuidora no período.**

- **A Companhia reduziu o volume de REN para o menor patamar dos últimos 2 anos de forma a aprimorar o resultado do programa de combate a perdas. No 3T18, o volume de REN foi de 155 GWh, representando uma queda de 43,2% em comparação ao volume do 2T18.**

- **A evolução da estratégia citada acima somada ao acordo realizado neste trimestre com a Prefeitura do Rio de Janeiro (vide seção 2.1.4), resultou na constituição de PECLD no 3T18 de R\$ 89 milhões, abaixo dos valores do 1T18, de R\$ 152 milhões, e do 2T18, de R\$ 125 milhões. Na visão 12 meses, o indicador PECLD/ROB foi de 2,3%, 0,5 p.p. inferior ao indicador do 3T17.**

- **O Mercado Total Faturado registrou um aumento de 2,7% em relação ao 3T17.** Expurgando o efeito da REN, o mercado total no 3T18 foi de 6.300 GWh, um aumento de 4,1% contra o 3T17. Nos 9M18, mesmo com um primeiro trimestre desfavorável em razão da temperatura abaixo da média histórica para o período, o consumo total atingiu 21.072 GWh, ficando apenas 0,5% abaixo do acumulado de 2017.

- **O DEC (12 meses) foi de 7,67 horas no 3T18, representando uma melhora de 2,0% em relação ao 2T18 e já se encontrando 21,7% abaixo do nível pactuado com a ANEEL no contrato de concessão para final de 2018 (9,80 horas). O FEC (12 meses) também melhorou, atingindo 4,60 vezes no 3T18, queda de 2,3% em relação ao 2T18 e 23,5% abaixo do nível pactuado com a ANEEL para 2018 (6,01 vezes).**

- **O índice de perdas totais sobre a carga fio (12 meses) em setembro de 2018 foi de 23,15%, representando um ligeiro aumento em relação ao período encerrado no 2T18 (22,98%). Com isso, a diferença para o nível regulatório incluído na tarifa (20,62%) ficou em 2,53 p.p.**

- **A Companhia segue com sua estratégia de melhoria do perfil da dívida e, em outubro de 2018, realizou a 15ª emissão de debêntures da Light SESA, dividida em duas séries, a 1ª série no valor de R\$ 540 milhões com custo IPCA + 6,83% a.a., com prazo de sete anos, e a 2ª série no valor de R\$ 160 milhões com custo CDI + 2,2% a.a., com prazo de quatro anos.**

- **O indicador de covenants Dívida Líquida/EBITDA encerrou o 3T18 em 3,57x, abaixo do limite máximo de 3,75x estabelecido contratualmente para as dívidas com covenants de manutenção. Os Bonds possuem cláusulas restritivas por incorrência de dívida, e no 3T18 a Companhia ultrapassou o limite de 3,50x, sendo obrigada a respeitar os limites de franquia para novas dívidas até reenquadrar o indicador. A dívida líquida no final do 3T18 ficou em R\$ 8.139 milhões. Já o indicador de covenants EBITDA/Juros, encerrou o 3T18 em 3,62x, acima do limite mínimo de 2,00x.**

Destaques Financeiros (R\$ MM)	3T18	3T17	Variação 3T18/3T17	9M18	9M17	Variação 9M18/9M17
Receita Líquida*	2.993	2.627	13,9%	8.614	7.473	15,3%
EBITDA CVM ¹	304	478	-36,5%	1.153	1.140	1,2%
EBITDA para Covenants (12 meses) ²	2.277	2.220	2,6%	2.277	2.220	2,6%
EBITDA Ajustado ³	335	503	-33,4%	1.254	1.206	4,0%
Margem EBITDA**	11,2%	19,2%	-7,9 p.p.	14,6%	16,1%	-1,6 p.p.
Lucro/Prejuízo Líquido	6	59	-89,7%	73	33	122,4%
Endividamento Líquido***	8.139	6.889	18,1%	8.139	6.889	18,1%
Dívida Líquida/EBITDA - covenants (x)	3,57	3,10	16,1%	3,57	3,10	16,1%
EBITDA/Juros - covenants (x)	3,62	3,29	9,1%	3,62	3,29	9,1%
PECLD/ROB (12 meses)	2,3%	2,8%	-0,5 p.p.	2,3%	2,8%	-0,5 p.p.
CAPEX Light	213	206	3,6%	521	487	6,9%
Aportes em Investidas	17	16	7,7%	81	135	-40,1%

* Des considerando receita de construção.

** Considera o EBITDA Ajustado.

*** Para fins de covenants.

Destaques Operacionais	3T18	3T17	Variação 3T18/3T17	9M18	9M17	Variação 9M18/9M17
Carga Fio* (GWh)	8.285	7.962	4,1%	27.371	27.037	1,2%
Mercado Total Faturado (GWh)	6.455	6.287	2,7%	21.072	21.179	-0,5%
Mercado Cativo Faturado (GWh)	4.062	4.129	-1,6%	13.860	14.757	-6,1%
Energia Transportada - TUSD (GWh)	1.663	1.554	7,0%	5.181	4.531	14,3%
Energia Vendida - Geração (MWm)	545	550	-0,9%	541	517	4,7%
Energia Comercializada - Esco e Com (MWm)	862	864	-0,3%	789	800	-1,3%
Perdas Totais/Carga Fio (12 meses)	23,15%	22,00%	1,15 p.p.	23,15%	22,00%	1,15 p.p.
DEC - Horas (12 meses)	7,67	10,28	-25,2%	7,67	10,28	-25,2%
FEC - Vezes (12 meses)	4,60	5,54	-16,4%	4,60	5,54	-16,4%

* Carga própria + uso da rede.

1- EBITDA não é uma medida reconhecida pelo BRGAAP ou pelo IFRS e é utilizado como medida adicional de desempenho de suas operações, e não deve ser considerado isoladamente ou como uma alternativa ao Lucro Líquido ou Lucro Operacional, como indicador de desempenho operacional ou como indicador de liquidez. De acordo com a Instrução da CVM 527/2012, o EBITDA CVM apresentado é calculado a partir do lucro líquido antes do imposto de renda e contribuição social, despesas financeiras líquidas, depreciação e amortização, conforme conciliação do Anexo VII. 2- EBITDA para covenants representa o EBITDA CVM menos equivalência patrimonial, provisões e outras receitas/despesas operacionais. 3- EBITDA Ajustado representa o EBITDA CVM menos equivalência patrimonial e outras receitas/despesas operacionais. A Companhia adotou o EBITDA Ajustado para realizar as análises descritas ao decorrer deste documento.

BM&FBOVESPA: LIGT3 OTC: LGSXY Total de ações: 203.934.060 ações Free Float Total: 97.629.475 ações (47,87%) Valor de Mercado (30/09/18): R\$ 2,6 bilhões	Teleconferência: Data: 13/11/2018 Horário: 14:30hs Brasil / 11:30hs US ET Telefones: +55 (11) 2188 0155 / +1 (646) 843 6054 Webcast: ri.light.com.br	Fernanda Crespo (Superintendente de RI): +55 (21) 2211-4940 Marcio Loures Penna (Coordenador de RI): +55 (21) 2211-2828 Camilla Gonzaga (Analista de RI): +55 (21) 2211-2728 Regiane Abreu (Especialista de Sustentabilidade): +55 (21) 2211-2732
---	---	--

Índice

1. Light S.A. - Consolidado	3
1.1. Desempenho Financeiro Consolidado	3
1.2. EBITDA Ajustado Consolidado	4
1.3. Resultado Consolidado	5
2. Light SESA – Distribuição	6
2.1. Desempenho Operacional	6
2.1.1. Mercado	6
2.1.2. Balanço Energético	9
2.1.3. Perdas de Energia Elétrica	10
2.1.4. Arrecadação	13
2.1.5. Qualidade Operacional	15
2.2. Desempenho Financeiro	16
2.2.1. Receita Líquida	16
2.2.2. Custos e Despesas	17
2.2.2.1. Custo e Despesas Não Gerenciáveis	17
2.2.2.2. Custos e Despesas Gerenciáveis	18
2.2.3. Conta de Compensação de Variação de Itens da Parcela A – CVA	19
2.2.4. Resultado Financeiro	19
3. Light Energia – Geração	20
3.1. Desempenho Operacional	20
3.1.1. Compra e Venda de Energia	20
3.2. Desempenho Financeiro	22
3.2.1. Receita Líquida	22
3.2.2. Custos e Despesas	22
3.2.3. Resultado Financeiro	23
3.2.4. Resultado Líquido	23
4. Light Com – Comercialização	24
4.1. Desempenho Operacional	24
4.2. Desempenho Financeiro	24
5. Serviços	25
5.1. Desempenho Financeiro	25
6. Endividamento Consolidado	26
6.1. Light S.A.	26
6.2. Abertura de Endividamento	30
7. Investimento Consolidado	31
8. Estrutura Acionária, Societária, e Mercado de Capitais	32
9. Eventos Subsequentes	33
10. Programa de Divulgação	34
ANEXO I. Projetos de Geração	35
ANEXO II. Conciliação EBITDA CVM	36
ANEXO III. DRE	37
ANEXO IV. Resultado Financeiro - Light S.A.	39
ANEXO V. Balanço Patrimonial	40
ANEXO VI. Fluxo de Caixa	43

1. Light S.A - Consolidado

1.1. Desempenho Financeiro Consolidado

Informações Financeiras Seleccionadas (R\$ MM)	3T18	3T17	Var. %	9M18	9M17	Var. %
Receita Operacional Bruta	4.927	4.281	15,1%	14.587	12.808	13,9%
Deduções	(1.934)	(1.654)	-16,9%	(5.973)	(5.335)	-11,9%
Receita Operacional Líquida	2.993	2.627	13,9%	8.614	7.473	15,3%
Despesa Operacional	(2.796)	(2.255)	-24,0%	(7.767)	(6.655)	-16,7%
PMSO	(252)	(244)	-3,3%	(731)	(763)	4,2%
Pessoal	(106)	(81)	-30,8%	(302)	(297)	-1,4%
Material	(3)	(17)	83,1%	(36)	(53)	32,6%
Serviço de Terceiros	(145)	(122)	-18,9%	(403)	(370)	-8,9%
Outros	2	(24)	-	9	(43)	-
Energia Comprada	(2.251)	(1.806)	-24,6%	(6.089)	(4.980)	-22,3%
Depreciação	(139)	(131)	-6,0%	(406)	(388)	-4,7%
Provisões	(155)	(74)	-108,5%	(540)	(523)	-3,1%
EBITDA Ajustado*	335	503	-33,4%	1.254	1.206	4,0%
Resultado Financeiro	(142)	(244)	41,8%	(593)	(694)	14,6%
Outras Receitas/Despesas Operacionais	(5)	19	-	(35)	(55)	35,6%
Resultado Antes dos Impostos e Equivalência Patrimonial	50	148	-66,4%	219	68	221,4%
IR/CS	10	(7)	-	(41)	(95)	56,5%
IR/CS Diferido	(27)	(37)	27,8%	(39)	70	-
Equivalência Patrimonial	(26)	(44)	-39,9%	(65)	(11)	-502,8%
Lucro Líquido	6	59	-89,7%	73	33	122,4%

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, despesas financeiras líquida, depreciação e amortização

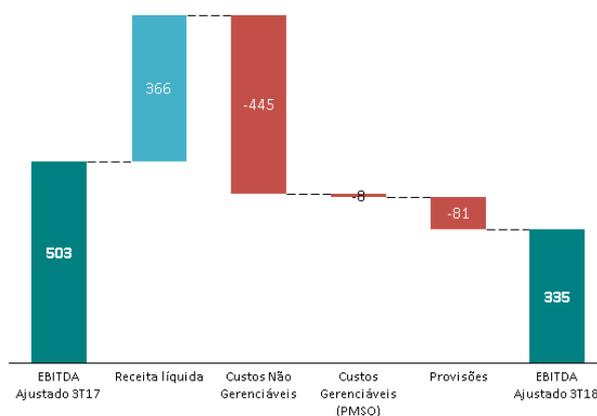
Para facilitar a compreensão, os percentuais de variação positivos nos quadros de resultado operacional e financeiro indicam melhoria (i.e., aumento de receita ou queda de custos e despesas), enquanto que os percentuais negativos indicam piora (i.e., queda de receita ou aumento de custos e despesas).

1.2. EBITDA Ajustado Consolidado⁴

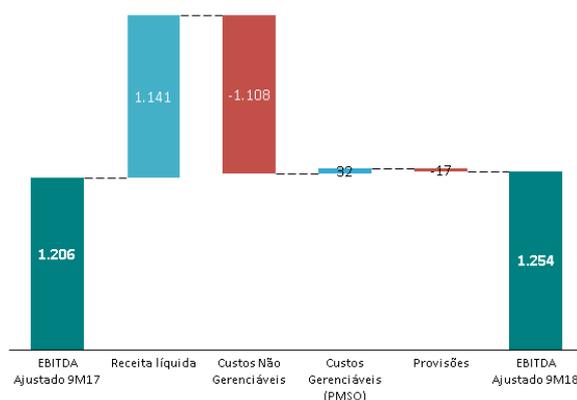
EBITDA Ajustado Por Segmento (R\$ MM)	3T18	3T17	Varição 3T18/3T17	9M18	9M17	Varição 9M18/9M17
Distribuição	285	461	-38,2%	895	847	5,7%
Geração	24	13	86,5%	300	269	11,4%
Comercialização	29	33	-12,0%	70	87	-18,9%
Serviços	1	(1)	-	4	10	-57,8%
Outros e eliminações	(4)	(3)	12,9%	(15)	(7)	-113,9%
Total	335	503	-33,4%	1.254	1.206	4,0%
Margem EBITDA (%)	11,2%	19,2%	-7,95 p.p.	14,6%	16,1%	-1,58 p.p.

No 3T18, o EBITDA da Distribuidora foi negativamente impactado principalmente pelo maior *gap* de perdas no 3T18 quando comparado ao do 3T17 (vide seção 2.1.3) e pelo aumento de R\$ 80 milhões nas provisões em relação ao mesmo período do ano anterior (vide seção 2.2.2). O EBITDA da Geradora, apesar do nível mais desafiador do GSF no 3T18, apresentou um aumento de R\$ 11 milhões em comparação ao 3T17 em consequência da estratégia de recomposição do *hedge* hidrológico por meio de compra de energia no 3T18 (vide Seções 3.1.1 e 3.2.1).

**EBITDA Ajustado Consolidado
3T17 / 3T18 - R\$ Milhões**



**EBITDA Ajustado Consolidado
9M17 / 9M18 - R\$ Milhões**



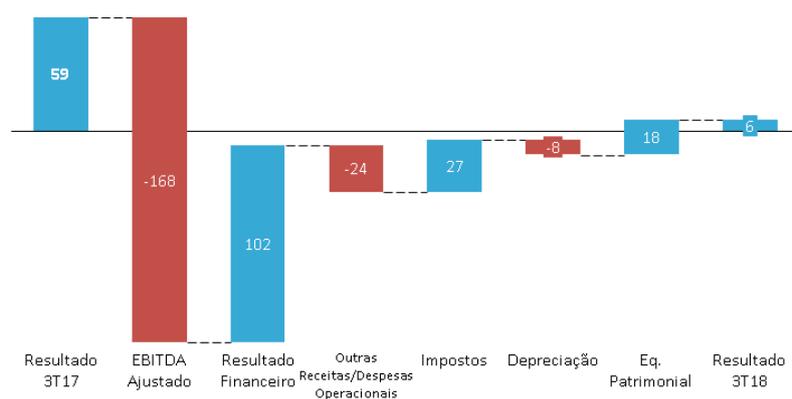
⁴ EBITDA Ajustado é calculado a partir do lucro líquido antes do imposto de renda e contribuição social, equivalência patrimonial, outras receitas/despesas operacionais, despesas financeiras líquidas, depreciação e amortização.

1.3. Resultado Consolidado

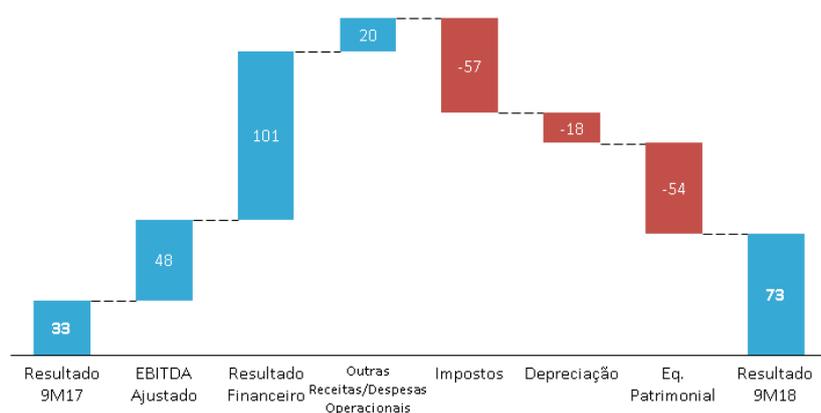
Lucro/Prejuízo Líquido Por Segmento (R\$ MM)	3T18	3T17	Varição 3T18/3T17	9M18	9M17	Varição 9M18/9M17
Distribuição	21	84	-74,7%	25	(111)	-
Geração	(47)	(57)	18,3%	7	76	-90,5%
Comercialização	26	23	9,8%	53	60	-10,4%
Serviços	1	17	-93,1%	(11)	23	-
Outros e eliminações	5	(8)	-	(2)	(15)	-86,5%
Total	6	59	-89,7%	73	33	122,4%
Margem Líquida (%)	0,2%	2,3%	-2,06 p.p.	0,9%	0,4%	0,41 p.p.

No 3T18, o resultado consolidado da Companhia foi majoritariamente impactado pela piora do EBITDA da Distribuidora, apesar de ter sido parcialmente compensado pela melhora no resultado financeiro no período, de R\$ 94 milhões (vide seção 2.2.4). Apesar da melhora do EBITDA da Geração no 3T18, a Geradora registrou prejuízo líquido de R\$ 47 milhões devido, principalmente ao resultado negativo de equivalência patrimonial (vide seção 3.2.4).

Resultado Líquido Consolidado 3T17 / 3T18 - R\$ Milhões



Resultado Líquido Consolidado 9M17 / 9M18 - R\$ Milhões



2. Light SESA - Distribuição

2.1. Desempenho Operacional

Destaques Operacionais	3T18	3T17	Varição 3T18/3T17
Nº de Consumidores (Mil)	4.449	4.430	0,4%
Nº de Empregados	4.299	3.829	12,3%
Tarifa média de fornecimento* - R\$/MWh	864	718	20,5%
Tarifa média de fornecimento* - R\$/MWh (s/ impostos)	582	489	18,9%
Custo médio de contratos** - R\$/MWh	231,8	194,4	-19,2%
Custo médio de compra de energia com SPOT*** - R\$/MWh	277,1	241,6	-14,7%

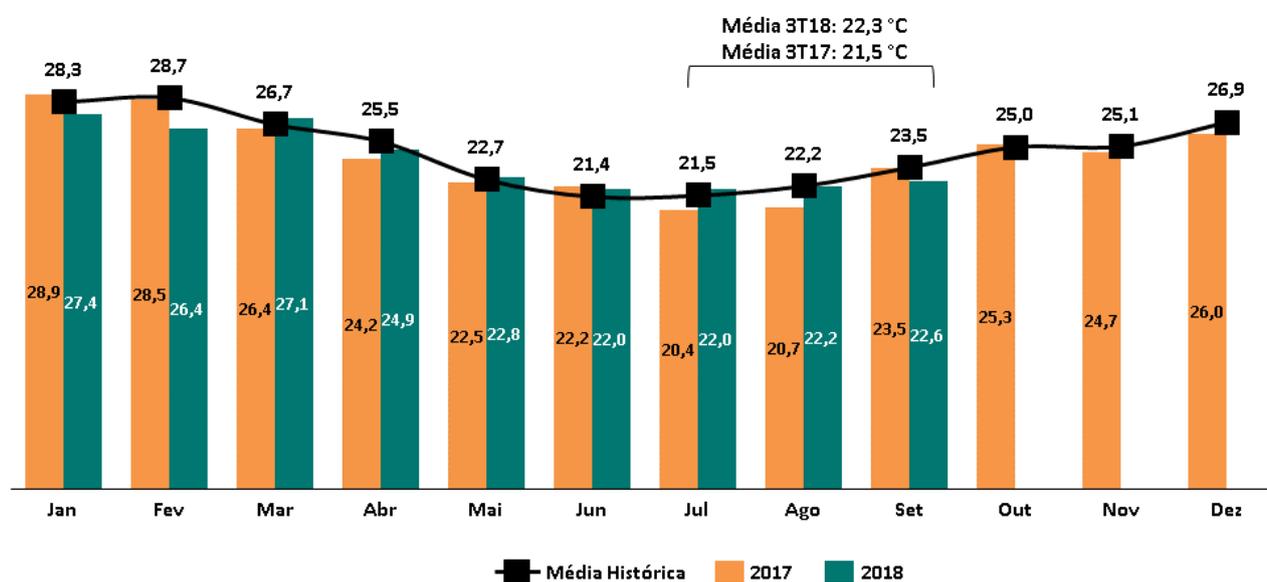
* Referente ao mercado cativo

** Não inclui compra no spot e risco hidrológico

*** Inclui Risco hidrológico

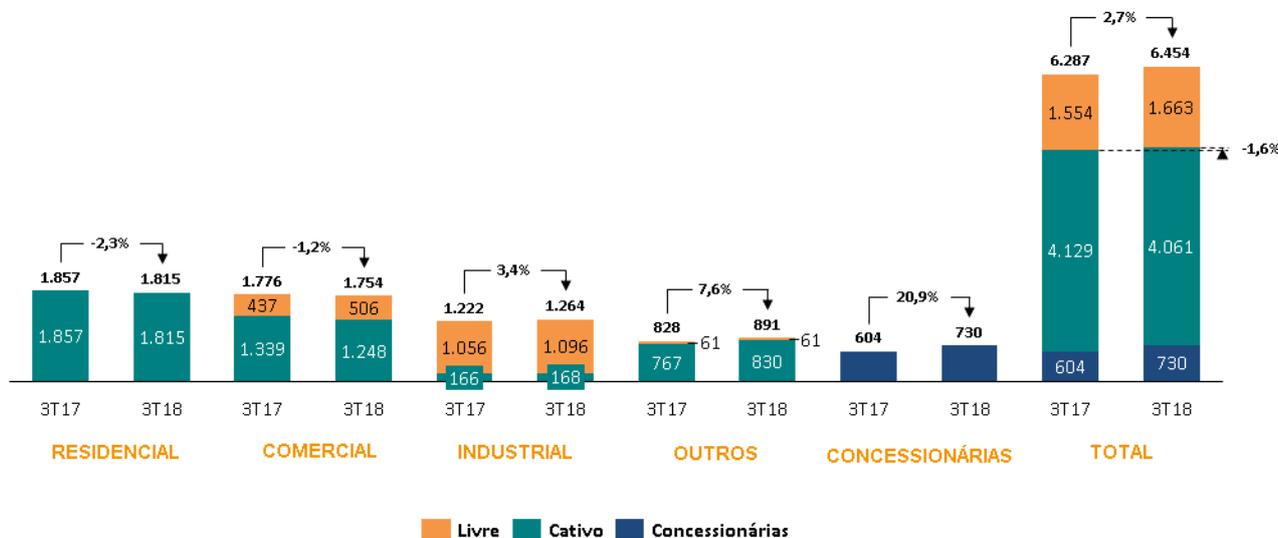
2.1.1. Mercado

Temperatura (C°)



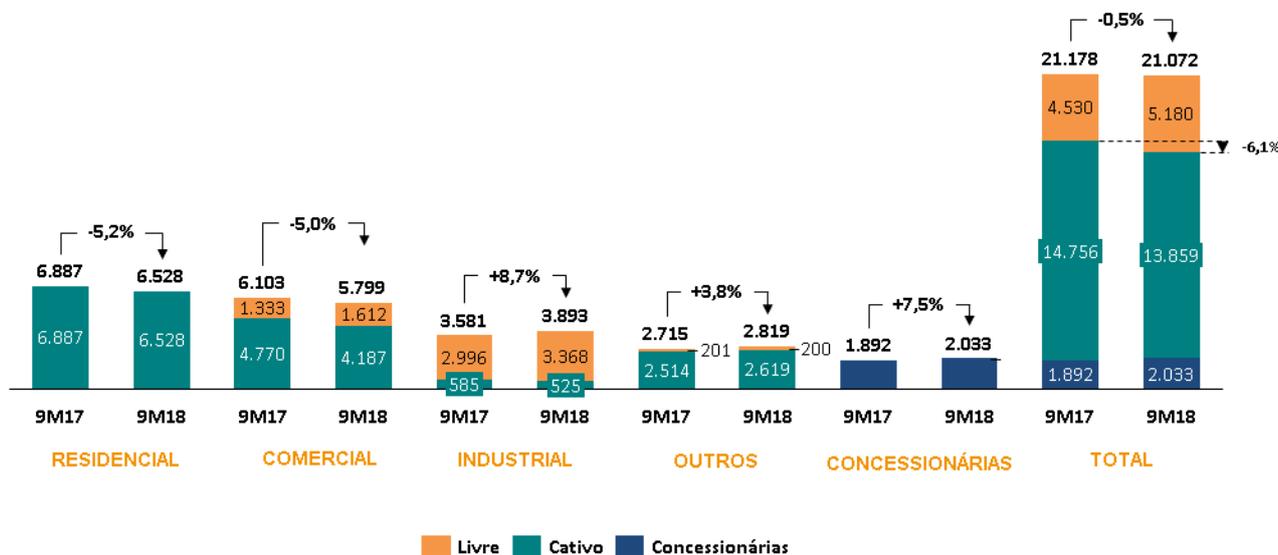
Mercado Faturado Total (GWh)

3T18

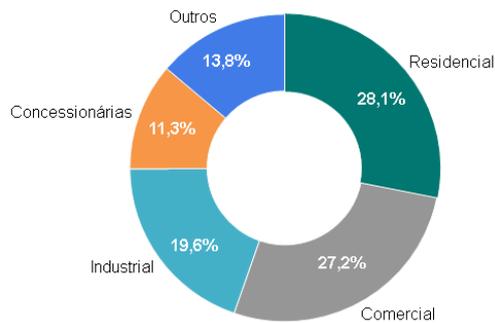


Mercado Faturado Total (GWh)

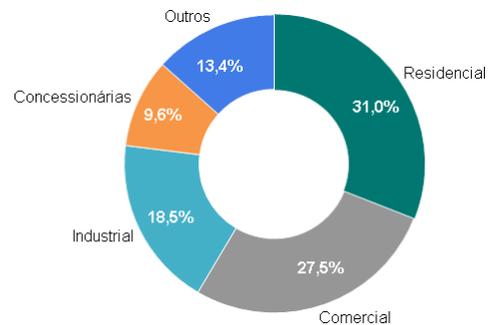
9M18



**Mercado de Energia Elétrica
3T18**



**Mercado de Energia Elétrica
9M18**



A partir do 1T18, o volume referente ao consumo das Concessionárias foi incluído na apresentação do mercado de energia elétrica com objetivo de torná-lo similar ao que é regularmente reportado à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Para efeito de análise, a base do volume retroativo (3T17) também foi alterada.

O mercado total de energia no 3T18 foi de 6.454 GWh, representando um aumento de 2,7% em relação ao 3T17. Expurgando o efeito da REN, o mercado total de energia no 3T18 foi de 6.300 GWh, representando um aumento de 4,1% contra os 6.055 GWh do 3T17. No acumulado de 2018, mesmo com um primeiro trimestre negativamente atípico em razão da temperatura abaixo da média histórica para o período, o mercado total atingiu 21.072 GWh, ficando apenas 0,5% abaixo do acumulado de 2017.

Ainda que de forma mais modesta, o mercado livre continuou seguindo sua trajetória de alta representando 26% do mercado total no 3T18 contra 25% no 3T17. Tal aumento está relacionado principalmente ao movimento de migração de clientes cativos da classe comercial e industrial. Cabe lembrar que o movimento migratório dos clientes do ambiente regulado para o livre não afeta a margem da Distribuidora, uma vez que a energia continua sendo transportada pela Companhia e tais clientes pagam a TUSD à Companhia.

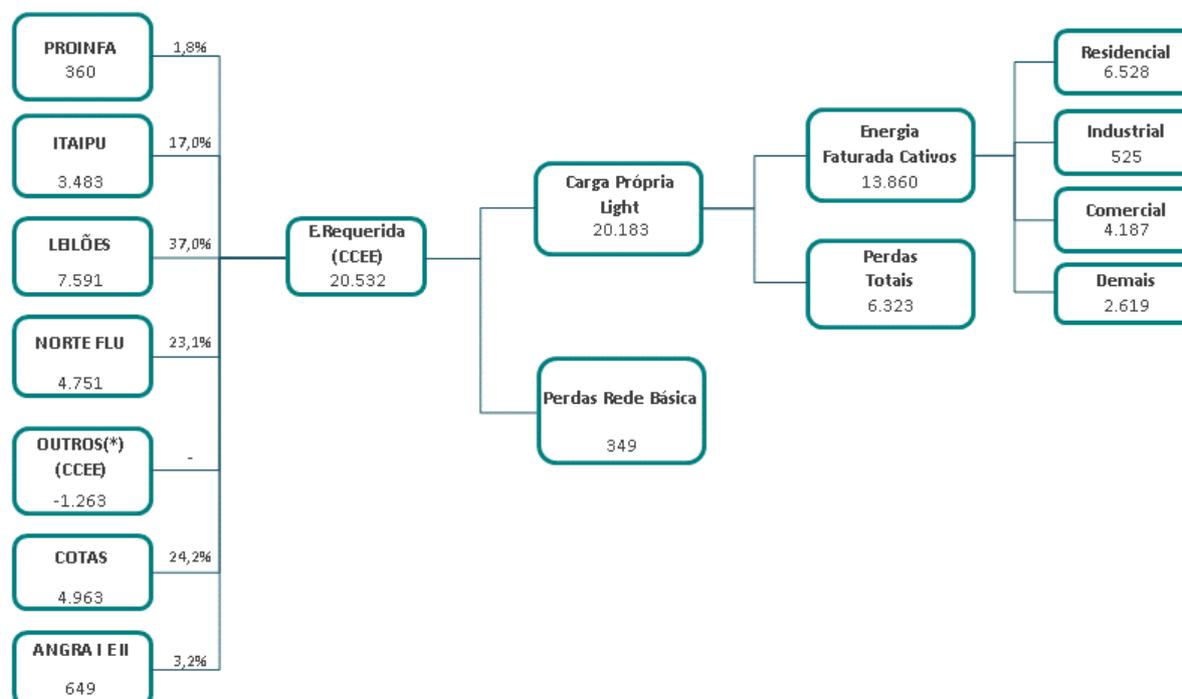
Já o mercado cativo, que representou 63% do mercado total no 3T18, apresentou uma redução de 68 GWh em comparação ao mesmo período do ano anterior devido fundamentalmente à estratégia da Companhia de reduzir o volume de REN a partir deste trimestre. Apesar da temperatura média no 3T18 ter sido 0,8 °C superior em comparação ao mesmo período do ano anterior, a classe residencial apresentou uma redução de 2,3% no mercado faturado entre o 3T17 e o 3T18, no entanto, desconsiderando o efeito da REN a classe registrou crescimento de consumo de 2,5%.

O mercado da classe Comercial apresentou uma ligeira retração de 1,2% em relação ao mesmo período do ano anterior, porém já demonstrando recuperação em relação à performance dos dois primeiros trimestres de 2018, que haviam registrado quedas mais expressivas na comparação com os respectivos períodos de 2017.

O mercado da classe Industrial continua seguindo sua tendência de alta com a expectativa de recuperação econômica do Rio de Janeiro: observamos um aumento de 3,4% no 3T18 em relação ao 3T17, principalmente impulsionado pelo setor siderúrgico, que representou 64% do consumo do mercado livre nessa classe.

No 3T18 foram recuperados (REN) 155 GWh em todas as classes, contra 232 GWh no 3T17.

2.1.2. Balanço Energético

**Balanço Energético de Distribuição (GWh)
Acumulado 2018**


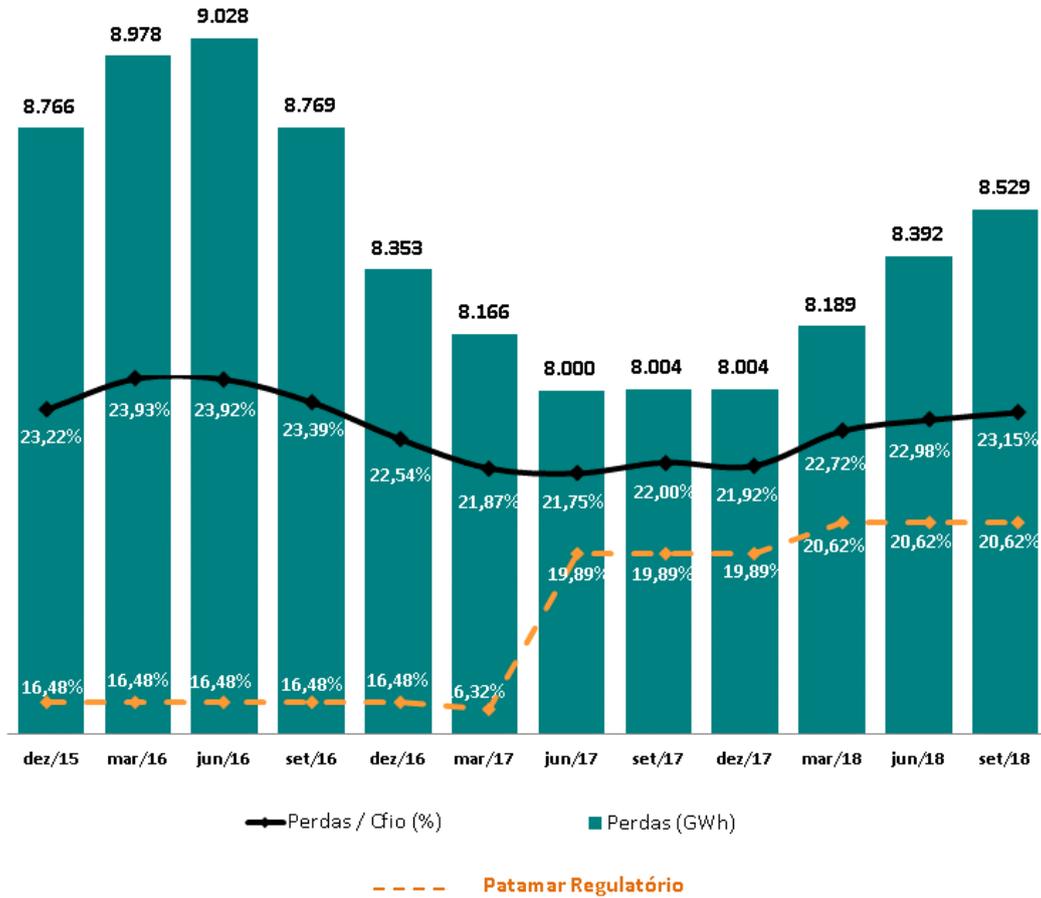
(*) Outros inclui Compra no Spot - Venda no Spot.

OBS: Na Light S.A existe eliminação de venda/compra de Energia Elétrica entre as empresas.

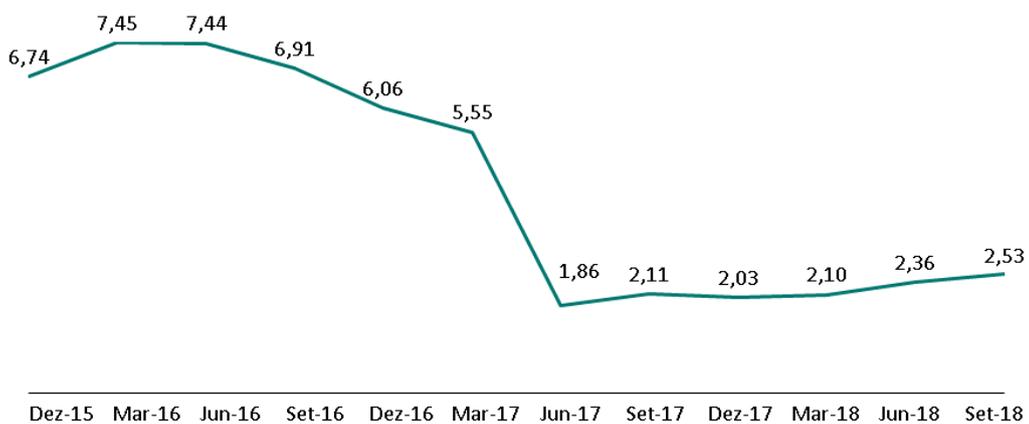
Balanço Energético (GWh)	3T18	3T17	Variação 3T18/3T17	9M18	9M17	Variação 9M18/9M17
= Carga Fio	8.285	7.962	4,1%	27.371	27.037	1,2%
- Energia medida transportada para concessionárias	730	604	20,8%	2.033	1.892	7,4%
- Energia medida transportada para clientes livres	1.673	1.545	8,3%	5.155	4.592	12,3%
= Carga Própria	5.882	5.812	1,2%	20.183	20.553	-1,8%
- Energia Faturada (Cativo)	4.062	4.129	-1,6%	13.860	14.757	-6,1%
Mercado Baixa Tensão	2.975	2.997	-0,7%	10.336	10.827	-4,5%
Mercado Média e Alta Tensão	1.087	1.133	-4,1%	3.524	3.930	-10,3%
= Perdas Totais	1.820	1.683	8,2%	6.323	5.797	9,1%

2.1.3. Perdas de Energia Elétrica

Evolução das Perdas Totais
12 Meses



Evolução do Gap entre
Perda Real e Perda Regulatória
(p.p.)



O programa de combate a perdas, além de ser medido efetivamente pelo nível de redução de perdas, é um processo que envolve também a melhora da taxa de arrecadação e do gerenciamento da provisão esperada para créditos de liquidação duvidosa (PECLD). Em continuidade a estratégia de combate a perdas, a Companhia reduziu o volume de REN para o menor patamar dos últimos 2 anos e, por consequência, o indicador de perdas sobre carga fio dos últimos 12 meses encerrados em setembro de 2018 sofreu um ligeiro aumento para 23,15%. É importante lembrar que enquanto o volume de REN continuar sua tendência de queda o indicador de perdas sobre carga fio deve permanecer estável.

Atualmente, a Companhia encontra-se 2,53 p.p. acima do percentual de repasse regulatório na tarifa, de 20,62%⁵, conforme parâmetros definidos pela Aneel na Revisão Tarifária (RTP) de março de 2017, já ajustados pelo mercado de referência para os próximos 12 meses homologado pela ANEEL quando do reajuste tarifário (IRT) de março de 2018.

No 3T18, o programa de perdas combateu 287 GWh - sendo 155 GWh referentes à recuperação de energia, 94 GWh à incorporação de energia (IEN) e 38 GWh à redução de carga, representando uma redução de 2% quando comparado com os 293 GWh combatidos no 3T17 (sendo 232 GWh de REN, 41 GWh de IEN e 20 GWh de redução de carga).

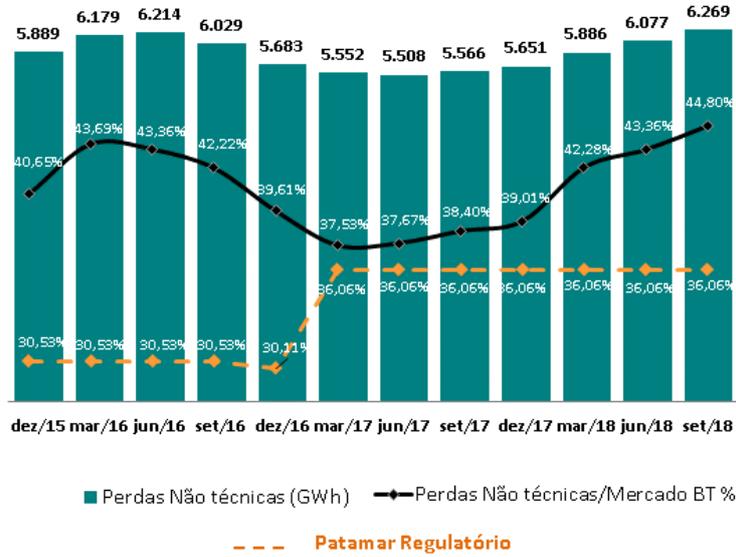
Nas áreas possíveis⁶, as perdas não-técnicas fecharam o 3T18 em 3.331 GWh (53,1% das perdas não técnicas da Light) e as perdas totais atingiram 16,1% da carga fio (vs 16,0% no 2T18). Já nas áreas de risco, as perdas totais fecharam o 3T18 em 80,3% da carga fio (vs. 80,0% no 2T18).

A Companhia atualmente conta com um parque de 898 mil medidores eletrônicos instalados. Com isso, já é possível controlar remotamente cerca de 67% do faturamento da distribuidora através do centro de controle de medição. Este monitoramento é de fundamental importância para identificar dos alvos para inspeções, disciplinar o mercado e evitar reincidências no furto de energia.

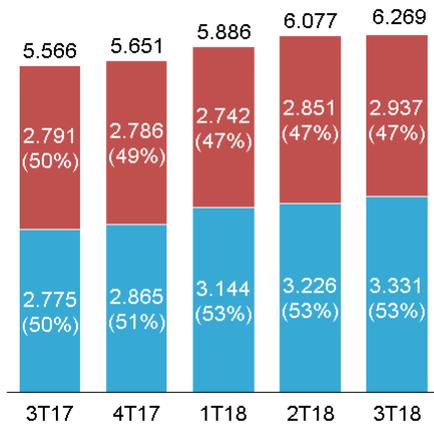
⁵ Calculado com base nos patamares de repasse de perdas fixados pela ANEEL na 4ª Revisão Tarifária Periódica (4ª RTP), homologada em 15 de março de 2017 para o período 2017-2022, quais sejam: 6,34% de perdas técnicas sobre a carga fio e 36,06% de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão. Esse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

⁶ Áreas da concessão da Light onde existem condições mínimas de segurança para a operação da distribuidora.

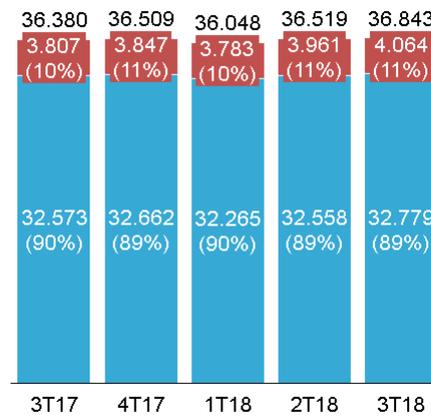
**Evolução de Perdas Não Técnicas/Mercado BT
12 Meses**



**Perdas Não-Técnicas 12 Meses
(GWh)**



**Carga Fio 12 Meses
(GWh)**

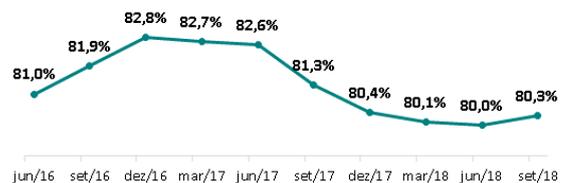


■ Áreas de Risco ■ Áreas Possíveis

**Perda Total / Cfo - Áreas Possíveis
12 Meses**

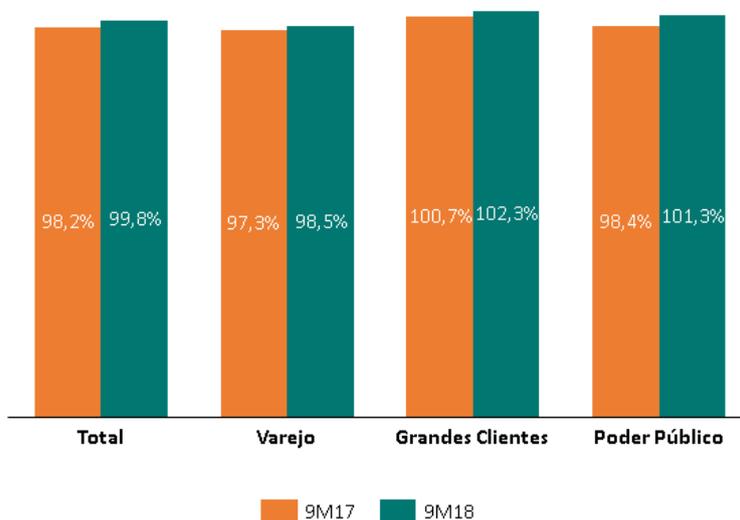


**Perda Total / Cfo - Área de Risco
12 Meses**

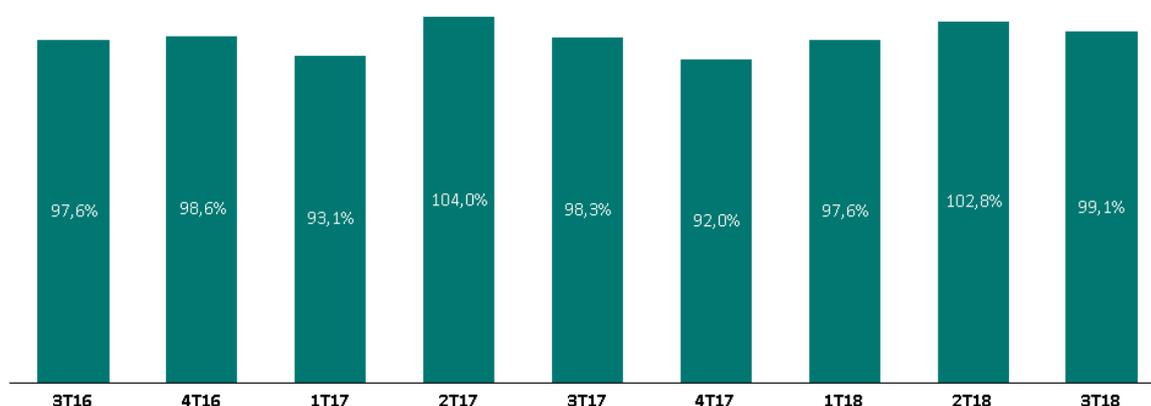


2.1.4. Arrecadação

Taxa de Arrecadação por Segmento
(Considerando parcelas vencidas de REN)



Histórico da Taxa de Arrecadação Total
(Considerando parcelas vencidas de REN)



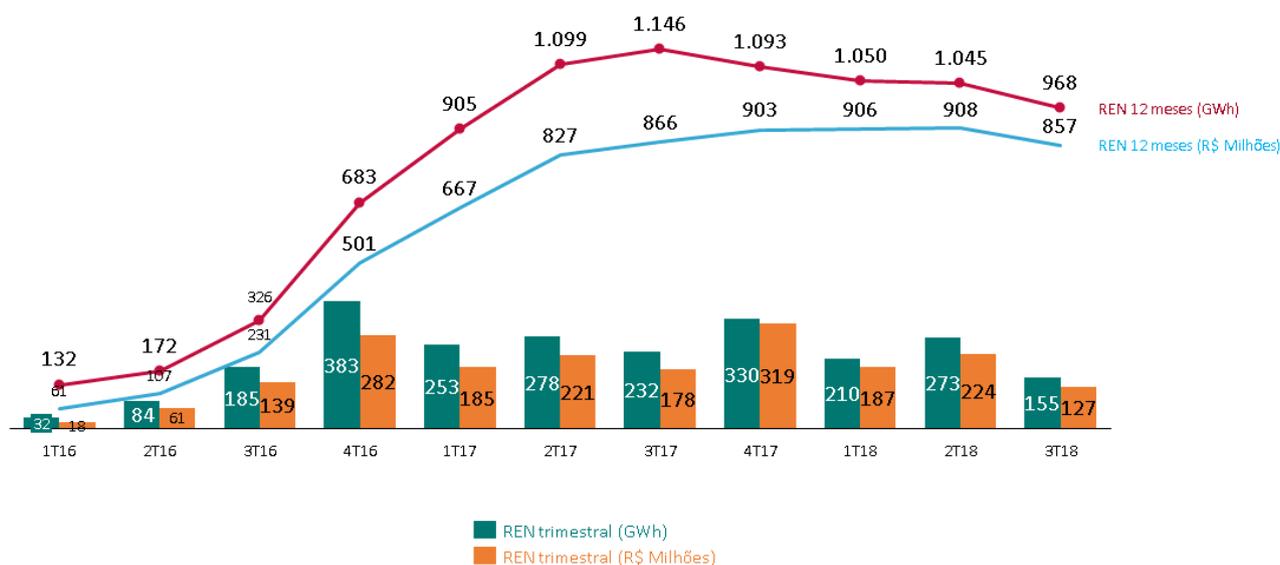
A Companhia vem apresentando melhorias contínuas no nível de arrecadação no ano de 2018. Nesse sentido, a arrecadação total aumentou de 98,2% no 9M17 para 99,8% nos 9M18, com ganho em todos os segmentos. No segundo gráfico também podemos visualizar essa melhora: a taxa de arrecadação de 99,1% no 3T18 foi 0,8 p.p. superior à observada no 3T17, de 98,3%. Devido à sazonalidade característica do mercado, a taxa de arrecadação no 2T18 foi superior ao 3T18.

Cabe lembrar que o índice de arrecadação é diretamente impactado pela atual estratégia de combate a perdas, que possui como pilar o faturamento do consumo retroativo não faturado no segmento de varejo (residencial e comercial). Desde o trimestre anterior, a Companhia passou a reportar a taxa de arrecadação considerando apenas as parcelas vencidas de REN, ou seja, não cabendo incluir no denominador do cálculo parcelas de REN que ainda estavam a vencer. Nesse conceito, a taxa fica coerente com a real capacidade de arrecadação da Companhia.

A constituição do PECLD no 3T18 foi de R\$ 89 milhões (vs R\$ 23 milhões no 3T17). Na visão 12 meses, o indicador PECLD/ROB foi de 2,3%, um ligeiro aumento quando comparado ao valor registrado no 2T18 (2,0%), mas com uma redução de 0,5 p.p. quando comparado com o 3T17.

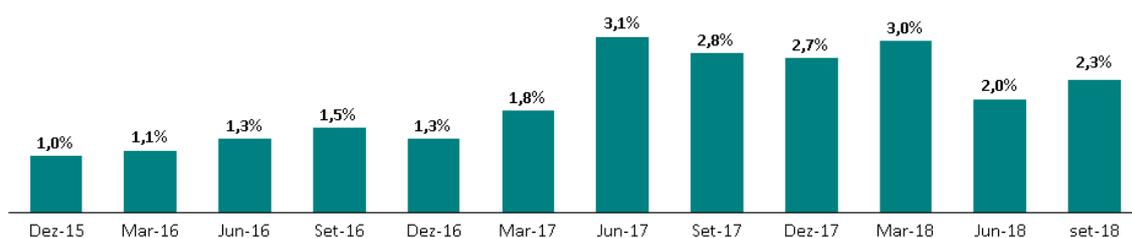
A evolução da estratégia de combate a perdas - com a redução do volume de REN - somada ao acordo realizado neste trimestre com a Prefeitura do Rio de Janeiro, permitiram que a PECLD do 3T18 (de R\$ 89 milhões) ficasse abaixo dos valores do 1T18, de R\$ 152 milhões, e do 2T18, de R\$ 125 milhões.

Evolução da REN Trimestral e Últimos 12 Meses



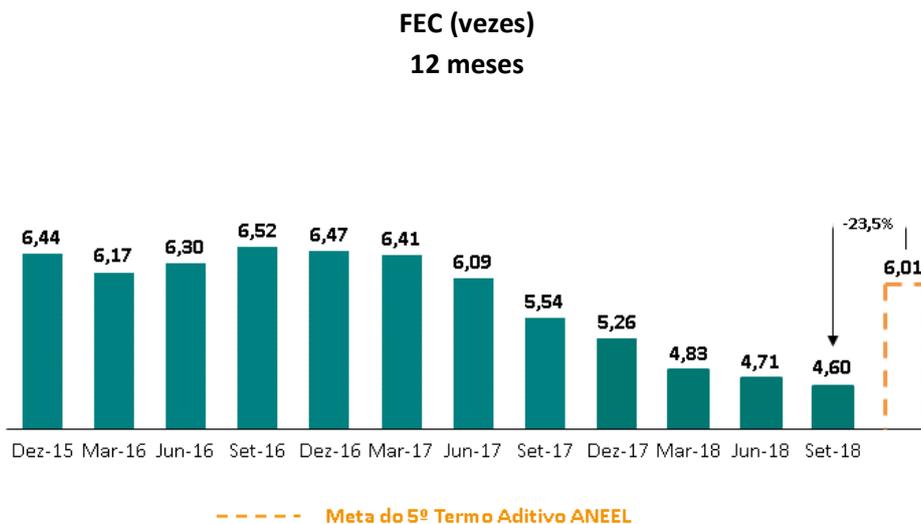
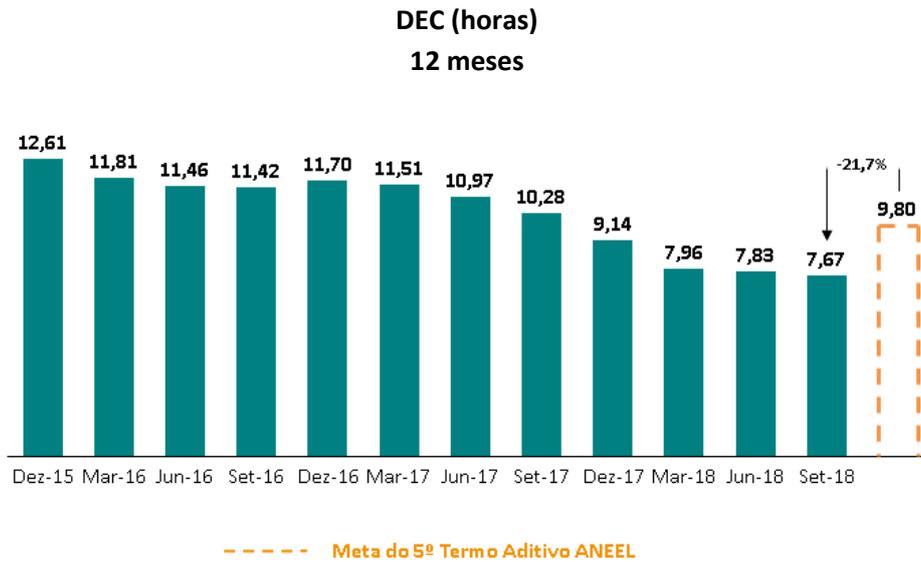
Considerando que o faturamento de REN dentro da atual estratégia de perdas também implica em aumento na PECLD, nas contingências judiciais (associadas à contestação de clientes) e no opex das equipes de campo, o EBITDA marginal associado ao volume faturado de REN de R\$ 857 milhões nos últimos 12 meses foi de aproximadamente R\$ 99 milhões, ou seja, cerca de 6,4% do EBITDA ajustado da Light SESA nos últimos 12 meses.

PECLD/ROB⁷ (Fornecimento - 12 Meses)



⁷ Receita Bruta do Mercado Cativo + TUSD.

2.1.5. Qualidade Operacional



Os índices de qualidade continuam mantendo trajetória consistente de bons resultados em função das melhorias operacionais e investimentos realizados ao longo dos últimos períodos. O DEC (12 meses) em setembro de 2018 foi de 7,67 horas, representando uma melhora de 2,0% em relação a junho de 2018 e de 25,4% em relação a setembro de 2017, bem como 21,7% abaixo do limite estabelecido pela ANEEL no Contrato de Concessão da Light para o final do ano de 2018, de 9,80 horas. O FEC (12 meses) em setembro de 2018 foi de 4,60 vezes, o que representou uma melhora de 2,3% em relação ao resultado de junho de 2018 e de 17,0% em relação a setembro de 2017, e também 23,5% abaixo do limite estabelecido no Contrato de Concessão para 2018, de 6,01 vezes.

2.2. Desempenho Financeiro

Informações Financeiras Selecionadas (R\$ MM)	3T18	3T17	Varição 3T18/3T17	9M18	9M17	Varição 9M18/9M17
Receita Operacional Líquida	2.465	2.258	9,2%	7.411	6.481	14,3%
Despesa Operacional	(2.307)	(1.913)	-20,6%	(6.892)	(5.978)	-15,3%
EBITDA Ajustado	285	461	-38,2%	895	847	5,7%
Resultado Financeiro	(124)	(218)	43,0%	(476)	(595)	20,0%
Outras Receitas/Despesas Operacionais	(2)	1	-	(14)	(71)	80,1%
Resultado antes do IR e CS	34	128	-73,5%	43	(162)	-
IR/CSLL	(13)	(44)	71,3%	(17)	52	-
Lucro/Prejuízo Líquido	21	84	-74,7%	26	(111)	-
Margem EBITDA	11,6%	20,4%	-8,86 p.p.	12,1%	13,1%	-0,99 p.p.

Obs: Não considera Receita/Custo de Construção

2.2.1. Receita Líquida⁸

Receita Líquida (R\$ MM)	3T18	3T17	Varição 3T18/3T17	9M18	9M17	Varição 9M18/9M17
Energia Vendida	1.815	1.600	13,5%	5.913	5.604	5,5%
Energia Não Faturada	(12)	31	-	(43)	(32)	-35,8%
Uso da Rede (TUSD)	250	195	28,5%	739	563	31,1%
Curto Prazo (Spot)	-	0	-	-	3	-
Conta CCRBT	(23)	(67)	66,0%	(48)	(157)	69,4%
CVA	367	453	-19,0%	655	361	81,5%
Diversos	68	46	47,7%	195	139	40,4%
Valor Justo do Ativo Indenizável da Concessão - VNR	46	18	152,2%	134	54	147,7%
Outras Receitas	22	28	-21,1%	61	85	-28,4%
Subtotal	2.465	2.258	9,2%	7.411	6.481	14,3%
Receita de Construção*	183	166	10,5%	467	432	8,0%
Total	2.649	2.424	9,3%	7.878	6.914	13,9%

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

A receita líquida, desconsiderando a receita de construção, apresentou um aumento de 9,2% (R\$ 207 milhões) no 3T18 contra o 3T17, com os seguintes destaques:

- Aumento de R\$ 215 milhões em Energia Vendida principalmente devido ao reajuste tarifário realizado em março de 2018.
- Aumento de R\$ 55 milhões no Uso da Rede (TUSD) em função da migração de clientes cativos para o mercado livre com destaque para a forte demanda do setor siderúrgico, que permaneceu impulsionando o consumo do segmento industrial.
- Redução de R\$ 44 milhões no repasse da Light SESA para a Conta CCRBT em função do novo critério de rateio definido pela Resolução Normativa nº 826 de 13 de agosto de 2018, quando a receita faturada com as Bandeiras Tarifárias passou a ser alocada prioritariamente na própria área de concessão.

⁸ 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.

Os aumentos acima descritos foram parcialmente impactados pelo menor valor de CVA no período, de R\$ 367 milhões contra R\$ 453 milhões no 3T17.

2.2.2. Custos e Despesas

Custos e Despesas (R\$ MM)	3T18	3T17	Varição 3T18/3T17	9M18	9M17	Varição 9M18/9M17
Custos e Despesas Não Gerenciáveis	(1.787)	(1.508)	-18,6%	(5.319)	(4.420)	-20,3%
Custos de Compra de Energia	(1.710)	(1.389)	-23,1%	(4.808)	(4.283)	-12,3%
Custos com Encargos e Transmissão	(236)	(264)	10,6%	(976)	(538)	-81,6%
Crédito de PIS/COFINS sobre compra de Energia	159	146	9,1%	466	400	16,3%
Custos e Despesas Gerenciáveis	(520)	(404)	-28,6%	(1.573)	(1.629)	3,4%
PMSO	(238)	(215)	-10,9%	(658)	(679)	3,0%
Pessoal	(97)	(72)	-35,8%	(273)	(268)	-2,1%
Material	(5)	(4)	-50,0%	(15)	(13)	-15,8%
Serviço de Terceiros	(139)	(118)	-18,2%	(394)	(361)	-9,2%
Outros	4	(22)	-	25	(36)	-
Provisões - Contingências	(66)	(52)	-26,6%	(173)	(139)	-24,3%
Provisões - PECLD	(89)	(23)	-293,4%	(366)	(397)	7,7%
Depreciação e Amortização	(124)	(116)	-7,2%	(362)	(343)	-5,5%
Outras Receitas/Despesas Operacionais	(2)	1	-	(14)	(71)	80,1%
Custos Totais Sem Custo de Construção	(2.307)	(1.912)	-20,7%	(6.892)	(6.049)	-13,9%
Custo de Construção	(183)	(166)	-10,5%	(467)	(432)	-8,0%
Custos Totais	(2.490)	(2.078)	-19,9%	(7.359)	(6.481)	-13,5%

2.2.2.1. Custos e Despesas Não Gerenciáveis

Custos e Despesas Não Gerenciáveis (R\$ MM)	3T18	3T17	Varição 3T18/3T17	9M18	9M17	Varição 9M18/9M17
Custos de Compra de Energia	(1.710)	(1.389)	-23,1%	(4.808)	(4.283)	-12,3%
Itaipu	(303)	(259)	-17,3%	(816)	(762)	-7,0%
UTE Norte Fluminense	(365)	(362)	-0,8%	(1.084)	(1.076)	-0,8%
Energia de Curto Prazo (Spot)	(138)	(152)	8,8%	(405)	(405)	-0,1%
Risco Hidrológico	(170)	(157)	-8,3%	(248)	(199)	-24,2%
Demais	32	5	507,7%	(158)	(206)	23,3%
Leilão de energia	(903)	(616)	-46,5%	(2.502)	(2.040)	-22,7%
Contratos por Disponibilidade	(416)	(339)	-22,9%	(1.097)	(996)	-10,2%
Contratos por Quantidade	(323)	(266)	-21,5%	(1.005)	(784)	-28,3%
Demais	(163)	(11)	-1319,1%	(399)	(260)	-53,5%
Custos com Encargos e Transmissão	(236)	(264)	10,6%	(976)	(538)	-81,6%
ESS + EER	54	44	22,6%	(41)	60	-
Transporte de Energia	(232)	(255)	9,2%	(756)	(448)	-68,8%
Outros Encargos	(58)	(53)	-10,3%	(179)	(150)	-20,0%
Crédito de PIS/COFINS sobre compra de Energia	159	146	9,1%	466	400	16,3%
Total	(1.787)	(1.508)	-18,6%	(5.319)	(4.420)	-20,3%

Os custos e despesas não gerenciáveis no 3T18 aumentaram em 18,6% na comparação com o mesmo período do ano passado. Dentre os principais desvios, é possível destacar o aumento de R\$ 287 milhões entre o 3T18 e o 3T17 na rubrica de leilão de energia, que foi ocasionado principalmente pelos novos leilões com início de suprimento em 2018, elevação da tarifa das Cotas de Garantia Física das usinas com concessão prorrogada e correção anual dos valores da CCEARs pelo IPCA. Além disso, os custos de compra de energia derivados de Itaipu apresentaram um aumento de R\$ 44 milhões no 3T18 devido à apreciação do dólar neste período.

2.2.2.2. Custos e Despesas Gerenciáveis

Neste trimestre, os Custos e Despesas Gerenciáveis - representados por PMSO (Pessoal, Material, Serviços de Terceiros e Outros), Provisões, Depreciação e Outras Receitas/Despesas Operacionais - totalizaram R\$ 520 milhões, representando um aumento de R\$ 116 milhões em relação ao 3T17.

O PMSO registrou um aumento de R\$ 23 milhões em comparação ao 3T17, muito em função de um volume mais expressivo de capitalização de mão-de-obra própria e serviços de terceiros ocorrido no 3T17, mas também devido a maiores gastos com custas judiciais e com cobrança no 3T18.

No 3T18, houve um reconhecimento de PECLD no valor de R\$ 89 milhões, abaixo da média de R\$ 139 milhões dos dois primeiros trimestres de 2018, devido principalmente à diminuição do volume de REN realizado a partir deste período, conforme explicado no capítulo referente a arrecadação (“2.1.4. Arrecadação”), e ao acordo com a Prefeitura do Rio de Janeiro. No entanto, a PECLD ficou R\$ 66 milhões acima do 3T17, quando o valor foi atipicamente baixo quando comparado a média histórica, principalmente em função de renegociações de saldos vencidos ocorridas naquele período.

Vale lembrar que desde o 1T18 a Companhia adota nova metodologia para a rubrica provisões - PECLD que, desde 1º de janeiro de 2018 substitui o modelo de “perdas incorridas” por um modelo prospectivo de “perdas de crédito esperadas”, em linha com o IFRS 9. Essa alteração do modelo tem como objetivo reconhecer perdas de crédito esperadas para todos os instrumentos financeiros para os quais houve aumentos significativos no risco de crédito desde o reconhecimento inicial, avaliados de forma individual ou coletiva, considerando todas as informações razoáveis e sustentáveis, incluindo informações prospectivas.

2.2.3. Conta de Compensação de Variação de Itens da Parcela A - CVA

Ativo/Passivo Regulatório Líquido (R\$ MM)	3T18	2T18	1T18	4T17	3T17
Ativos Regulatórios	2.157	1.693	1.327	1.589	1.432
Passivos Regulatórios	(1.423)	(1.337)	(1.142)	(1.488)	(1.592)
Ativo/Passivo Regulatório Líquido	734	356	185	101	(160)

2.2.4. Resultado Financeiro

Resultado Financeiro (R\$ MM)	3T18	3T17	Variação 3T18/3T17	9M18	9M17	Variação 9M18/9M17
Receitas Financeiras	194	22	775,7%	454	120	279,7%
Juros sobre Aplicações Financeiras	11	5	150,0%	20	14	40,3%
Resultado Swap	120	-	-	269	-	-
Juros sobre contas de energia e parcelamento de débitos	48	14	251,1%	94	41	132,3%
Atualização de ativos e passivos financeiros do setor	11	(3)	-	59	4	1420,5%
Outras Receitas Financeiras	4	7	-40,3%	11	16	-30,2%
Despesas Financeiras	(319)	(240)	-32,7%	(930)	(714)	-30,1%
Encargos da dívida (Moeda Nacional)	(114)	(116)	1,5%	(337)	(371)	9,3%
Encargos da dívida (Moeda Estrangeira)	(45)	(12)	-283,9%	(62)	(35)	-74,9%
Variação Monetária	(20)	(13)	-50,0%	(44)	(35)	-28,1%
Variação Cambial	(97)	25	-	(379)	19	-
Resultado Swap	-	(77)	-	-	(189)	-
Variação Cambial Itaipu	(7)	7	-	(33)	(3)	-1107,4%
Atualização de provisões para contingências	(2)	(3)	23,3%	(8)	(11)	29,8%
Atualização pela Selic P&D/PEE/FNDCT	(3)	(4)	10,8%	(9)	(12)	19,1%
Juros sobre Tributos	(4)	(6)	23,2%	(12)	(16)	23,9%
Parcelamento- multas e juros Lei.11.941/09 (REFIS)	(1)	(3)	51,9%	(4)	(9)	52,3%
Outras Despesas Financeiras (inclui IOF)	(24)	(37)	35,6%	(39)	(48)	18,0%
Braslight	-	(2)	-	(2)	(4)	54,5%
Total	(124)	(218)	43,0%	(476)	(595)	20,0%

O resultado financeiro foi negativo em R\$ 124 milhões no 3T18, ante R\$ 218 milhões negativos no 3T17. A melhoria no resultado financeiro ocorreu principalmente pelo (i) ganho no resultado do *swap* em função da marcação a mercado do *hedge* dos *Bonds*, decorrente do fechamento na curva futura do CDI no período; (ii) aumento da receita com juros sobre conta de energia e parcelamento de débitos no valor de R\$ 34 milhões e (iii) aumento de receita referente a atualização de ativos e passivos financeiros do setor (CVA), no valor de R\$ 14 milhões.

3. Light Energia - Geração

Destaques Operacionais	3T18	3T17	Varição 3T18/3T17
Nº de Empregados	216	181	19,3%
Capacidade Instalada (MW)	1.043	1.043	0,0%
Light Energia	855	855	0,0%
Participações*	188	188	0,0%
Garantia Física (MWmédio)	794	815	-2,6%
Light Energia	650	671	-3,2%
Participações*	144	144	0,0%
Perdas internas e Bombeamento (MWmédio)	101	103	-1,9%
Energia disponível Light Energia (MWmédio)*	549	568	-3,4%
Geração Líquida Light Energia (MWmédio)	381	365	4,2%

*Participação proporcional nas caligadas: Renova, Belo Monte e PCH Paracambi.

3.1. Desempenho Operacional

3.1.1. Compra e Venda de Energia

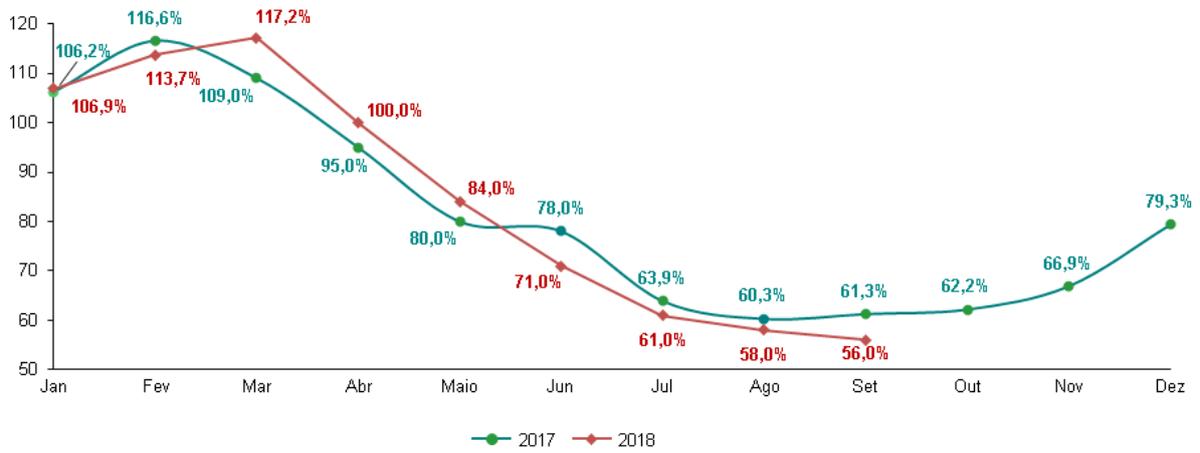
Compra e Venda de Energia (MWm)	3T18	3T17	Varição 3T18/3T17	9M18	9M17	Varição 9M18/9M17
Venda no Ambiente de Contratação Livre (ACL)	545	550	-0,9%	541	517	4,7%
Compra no Spot (CCEE)	(62)	(110)	43,6%	15	(20)	-

No 3T18, o volume de venda de energia no ACL ficou ligeiramente inferior ao mesmo período do ano anterior.

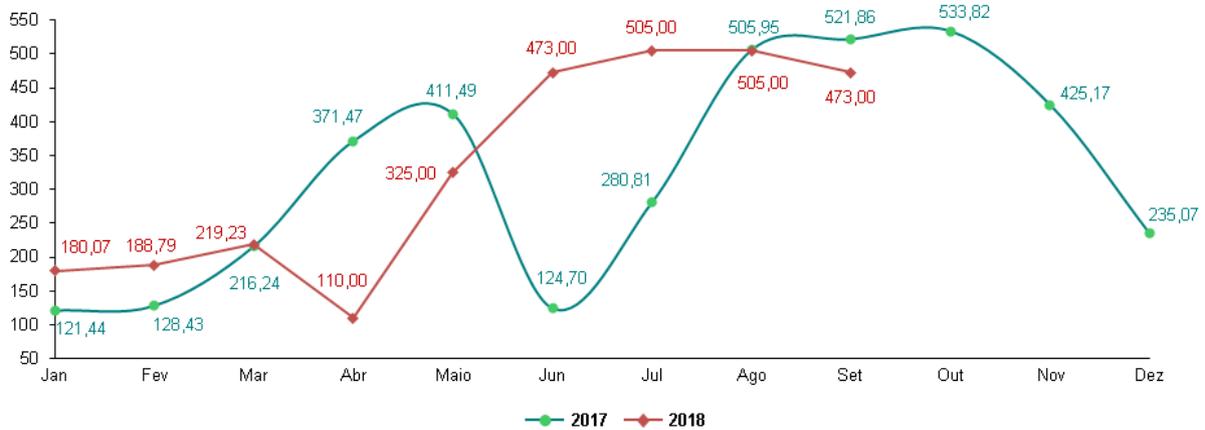
Ao longo do 3T18 foram realizadas aquisições de energia na ordem de 162 MWm, com o objetivo de recompor o *hedge* hidrológico da Light Energia que, no trimestre, ficou em aproximadamente 30%.

A Light Energia encontra-se amparada por uma decisão que a desobriga de realizar os pagamentos relativos a eventuais exposições nas liquidações mensais da CCEE que evita o pagamento da energia no mercado spot, protegendo seu fluxo de caixa, embora este custo seja regularmente integralmente reconhecido no resultado. O saldo bruto do passivo provisionado em 30 de setembro de 2018, referente ao período de maio de 2015 a junho de 2018, era de aproximadamente R\$ 887 milhões (ou R\$ 481 milhões, já líquidos dos valores a receber).

GSF - Generation Scaling Factor



PLD Médio Mensal SE/CO (R\$/MWh)



3.2. Desempenho Financeiro

Informações Financeiras Selecionadas (R\$ MM)	3T18	3T17	Variação 3T18/3T17	9M18	9M17	Variação 9M18/9M17
Receita Operacional Líquida	364	235	55,2%	831	603	37,7%
Despesa Operacional	(349)	(236)	-48,0%	(568)	(375)	-51,5%
EBITDA Ajustado	24	13	86,5%	300	269	11,4%
Resultado Financeiro	(28)	(27)	-2,6%	(129)	(103)	-25,8%
Outras Receitas/Despesas Operacionais	(1)	0	-	(3)	1	-
Resultado antes dos Impostos e Equivalência Patrimonial	(13)	(28)	51,6%	131	126	3,3%
IR/CSLL	9	10	-14,9%	(38)	(43)	11,4%
Equivalência Patrimonial	(43)	(40)	-8,3%	(88)	(8)	-1036,4%
Lucro/Prejuízo Líquido	(47)	(57)	18,3%	7	76	-90,5%
Margem EBITDA	6,5%	5,4%	1,09 p.p.	36,1%	44,7%	-8,54 p.p.

3.2.1. Receita Líquida

Receita Líquida (R\$ MM)	3T18	3T17	Variação 3T18/3T17	9M18	9M17	Variação 9M18/9M17
Venda no Ambiente de Contratação Livre (ACL)	196	187	5,1%	565	517	9,2%
Spot (CCEE)	165	46	259,9%	259	80	225,3%
Diversos	3	2	33,3%	7	6	14,1%
Total	364	235	55,2%	831	603	37,7%

Neste trimestre houve um aumento de R\$ 129 milhões na receita líquida em comparação ao mesmo período no ano anterior, devido ao aumento da venda de energia no ACL (R\$ 9 milhões) e, principalmente, ao aumento da venda no mercado spot (R\$ 119 milhões)⁹, associado à estratégia de aquisição de energia para constituição de *hedge*.

3.2.2. Custos e Despesas

Custos e Despesas Operacionais (R\$ MM)	3T18	3T17	Variação 3T18/3T17	9M18	9M17	Variação 9M18/9M17
Pessoal	(5)	(6)	10,2%	(18)	(19)	9,3%
Material e Serviço de Terceiros	(4)	(4)	2,3%	(12)	(13)	7,0%
CUSD / CUST / Energia Comprada	(329)	(210)	-57,1%	(495)	(298)	-66,1%
Depreciação	(14)	(14)	0,7%	(41)	(41)	0,5%
Outras Receitas/Despesas Operacionais	(2)	0	-	(5)	1	-
Outras (inclui provisões)	5	(2)	-	3	(4)	-
Total	(349)	(235)	-48,2%	(568)	(374)	-51,9%

O aumento de R\$ 114 milhões no total de custos e despesas no 3T18 em relação ao 3T17 ocorreu principalmente em função de um aumento na despesa com compra de energia de R\$ 119 milhões, decorrente da estratégia de assegurar maior proteção ao longo do ano contra patamares de GSF mais desafiadores.

O preço médio de compra de energia no 3T18 foi de R\$ 276/MWh contra um PLD médio de R\$ 494/MWh no período.

⁹ 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.

3.2.3. Resultado Financeiro

Resultado Financeiro (R\$ MM)	3T18	3T17	Varição 3T18/3T17	9M18	9M17	Varição 9M18/9M17
Receitas Financeiras	56	7	683,3%	114	32	261,3%
Juros sobre Aplicações Financeiras	10	3	230,0%	18	7	177,3%
Resultado Swap	46	-	-	92	11	734,5%
Encargos Repasse Financiamento (moeda nacional)	-	4	-	3	14	-75,5%
Outras Receitas Financeiras	0	0	-100,0%	0	0	100,0%
Despesas Financeiras	(84)	(34)	-144,8%	(246)	(135)	-82,8%
Encargos da dívida (Moeda Nacional)	(12)	(20)	38,1%	(48)	(66)	27,0%
Encargos da dívida (Moeda Estrangeira)	(17)	(4)	-358,3%	(29)	(9)	-210,8%
Varição Cambial	(33)	14	-	(120)	11	-
Resultado Swap	-	(20)	-	-	(46)	-
Atualização de provisões para contingências	(0)	(0)	-	(0)	(0)	-
Atualização pela Selic P&D/PEE/FNDCT	(0)	(0)	0,0%	(0)	(1)	16,7%
Juros sobre Tributos	(0)	-	-	(1)	(4)	84,6%
Outras Despesas Financeiras (inclui IOF)	(23)	(5)	-363,3%	(47)	(19)	-150,3%
Braslight	-	(0)	-	(0)	(0)	50,0%
Total	(28)	(27)	-2,6%	(129)	(103)	-25,6%

O resultado financeiro foi negativo em R\$ 28 milhões no 3T18, permanecendo em linha com os R\$ 27 milhões negativos registrados no 3T17.

3.2.4. Resultado Líquido

Lucro/Prejuízo Líquido (R\$MM)	3T18	3T17	Varição 3T18/3T17	9M18	9M17	Varição 9M18/9M17
Resultado Light Energia (sem Participações)	(4)	(18)	77,5%	95	85	11,8%
Guanhães - Equivalência Patrimonial	(2)	(3)	54,5%	(3)	(4)	41,9%
Renova Energia - Equivalência Patrimonial	(41)	(36)	-14,0%	(85)	(4)	-1831,8%
Lucro/Prejuízo Líquido	(47)	(57)	18,3%	7	76	-90,5%

A Light Energia, excluindo Participações, obteve um prejuízo líquido de R\$ 4 milhões no 3T18, registrando uma melhora de R\$ 14 milhões em comparação ao 3T17. Incluindo o efeito da equivalência patrimonial de Renova e Guanhães, apurou-se um prejuízo líquido de R\$ 47 milhões no 3T18, ante R\$ 57 milhões no mesmo período do ano anterior.

4. Light Com - Comercialização

4.1. Desempenho Operacional

Destaques Operacionais	3T18	3T17	Variação 3T18/3T17	9M18	9M17	Variação 9M18/9M17
Volume Comercializado - MWm	862	864	-0,3%	789	800	-1,3%
Preço Médio de Venda (Líquido de Impostos) - R\$/MWh	205,3	182,7	12,4%	188,7	176,4	7,0%

No 3T18, o volume de comercialização permaneceu em linha se comparado ao mesmo período do ano anterior. O aumento no preço médio de venda foi causado pelo repasse da energia adquirida para recomposição do *hedge* da Light Energia assim como pelo reajuste anual de preços dos contratos existentes.

4.2. Desempenho Financeiro

Informações Financeiras Selecionadas (R\$ MM)	3T18	3T17	Variação 3T18/3T17	9M18	9M17	Variação 9M18/9M17
Receita Operacional Líquida	390	349	12,0%	981	927	5,9%
Revenda	390	349	12,0%	981	926	5,9%
Serviços	0	0	0,0%	1	0	0,0%
Despesas Operacionais	(361)	(315)	-14,5%	(911)	(840)	-8,4%
Pessoal	(1)	(1)	-14,3%	(3)	(2)	-33,3%
Material e Serviço de Terceiro	(0)	(0)	100,0%	(0)	(0)	66,7%
Outros	(0)	(0)	50,0%	(1)	(1)	30,0%
Energia Comprada	(360)	(314)	-14,6%	(907)	(837)	-8,5%
EBITDA Ajustado	29	33	-12,0%	70	87	-18,9%
Margem EBITDA	7,5%	9,5%	-2,05 p.p.	7,2%	9,4%	-2,19 p.p.
Resultado Financeiro	10	1	900,0%	11	2	400,0%
Receita Financeira	11	1	990,0%	12	3	300,0%
Despesa Financeira	(1)	(0)	-	(1)	(1)	-55,6%
Resultado antes do IR e CS	39	34	14,6%	81	89	-8,7%
Lucro/Prejuízo Líquido	26	23	9,8%	53	60	-10,4%

A redução da Margem EBITDA da Light COM ao longo do ano tem sido fundamentalmente proporcionada pelo repasse da energia adquirida para recomposição do *hedge* da Light Energia. O aumento em R\$ 3 milhões no lucro líquido da Light Com entre o 3T18 e o 3T17 se deveu principalmente pelo ganho do resultado financeiro no período.

5. Serviços¹⁰

5.1. Desempenho Financeiro

Informações Financeiras Selecionadas (R\$ MM)	3T18	3T17	Varição 3T18/3T17	9M18	9M17	Varição 9M18/9M17
Receita Operacional Bruta	1	13	-93,9%	33	39	-16,7%
Revenda	-	5	-	15	8	102,6%
Serviços	1	8	-90,2%	18	32	-44,8%
Despesas Operacionais	0	(15)	-	(32)	(31)	-1,9%
Pessoal	-	(1)	-	(1)	(2)	43,5%
Material e Serviço de Terceiro	(1)	(12)	-93,4%	(17)	(31)	46,2%
Outros	1	(0)	-	(8)	(1)	-925,0%
Depreciação	(0)	(1)	-93,3%	(3)	(4)	31,8%
Provisões	-	0	-	-	11	-
Energia Comprada	-	(1)	-	(2)	(3)	24,2%
EBITDA Ajustado	1	(1)	-	4	13	-66,1%
Resultado Financeiro	0	1	-50,0%	4	3	57,7%
Receita Financeira	0	2	-77,8%	6	6	1,7%
Despesa Financeira	(0)	(1)	-91,7%	(2)	(3)	41,2%
Resultado antes do IR e CS	1	(1)	-	5	8	-37,6%
Lucro/Prejuízo Líquido	1	17	-93,1%	(11)	23	-

Conforme divulgado em fato relevante pela Companhia, a operação de venda da Light Esco para a Ecogen foi concluída no dia 4 de outubro de 2018 (vide seção 9.1).

¹⁰ Contabiliza projetos em operação que não foram parte da referida venda da Light Esco para a Ecogen.

6. Endividamento

6.1. Light S.A.

R\$ MM	Circulante	%	Não Circulante	%	Total	%
Light SESA	1.565	100,0%	6.536	100,0%	8.101	100,0%
Moeda Nacional	1.239	79,2%	4.433	67,8%	5.673	70,0%
Debêntures 8ª Emissão	39	2,5%	274	4,2%	313	3,9%
Debêntures 9ª Emissão Série A	250	16,0%	500	7,6%	750	9,3%
Debêntures 9ª Emissão Série B	0	0,0%	600	9,2%	600	7,4%
Debêntures 10ª Emissão	250	16,0%	250	3,8%	500	6,2%
Debêntures 11ª Emissão	0	0,0%	0	0,0%	0	0,0%
Debêntures 12ª Emissão	99	6,4%	0	0,0%	99	1,2%
Debêntures 12ª Emissão	0	0,0%	148	2,3%	148	1,8%
Debêntures 12ª Emissão	0	0,0%	53	0,8%	53	0,7%
Debêntures 13ª Emissão	0	0,0%	458	7,0%	458	5,7%
Debêntures 14ª Emissão	131	8,4%	294	4,5%	425	5,2%
Eletrobras	1	0,1%	0	0,0%	1	0,0%
CCB Bradesco	60	3,8%	15	0,2%	75	0,9%
CCB Banco do Brasil	15	1,0%	0	0,0%	15	0,2%
CCB Santander	0	0,0%	0	0,0%	0	0,0%
CCB IBM	41	2,6%	11	0,2%	52	0,6%
Leasing IBM	2	0,1%	0	0,0%	2	0,0%
BNDES (CAPEX)	228	14,6%	448	6,9%	676	8,3%
BNDES Olimpíadas	20	1,3%	36	0,6%	56	0,7%
FINEP - Inovação e Pesquisa	23	1,5%	62	0,9%	85	1,0%
4ª Nota Promissória	86	5,5%	0	0,0%	86	1,1%
FIDC 2018 Série A	40	2,5%	960	14,7%	1.000	12,3%
FIDC 2018 Série B	20	1,3%	386	5,9%	407	5,0%
Outros	-66	-4,2%	-63	-1,0%	-129	-1,6%
Moeda Estrangeira	326	20,8%	2.103	32,2%	2.428	30,0%
Tesouro Nacional	0	0,0%	41	0,6%	41	0,5%
Citibank	280	17,9%	480	7,4%	761	9,4%
China Construction Bank	51	3,3%	0	0,0%	51	0,6%
Emissão de Bonds	0	0,0%	1.602	24,5%	1.602	19,8%
Outros	-6	-0,4%	-21	-0,3%	-27	-0,3%
Light Energia	452	100,0%	849	100,0%	1.301	100,0%
Moeda Nacional	375	82,9%	58	6,9%	433	33,3%
Debêntures 2ª Emissão	106	23,5%	0	0,0%	106	8,2%
Debêntures 3ª Emissão	2	0,6%	18	2,1%	20	1,5%
Debêntures 4ª Emissão	0	0,0%	0	0,0%	0	0,0%
Debêntures 5ª Emissão	38	8,3%	0	0,0%	38	2,9%
Debêntures 6ª Emissão	67	14,8%	17	2,0%	83	6,4%
2ª Nota Promissória	0	0,0%	0	0,0%	0	0,0%
3ª Nota Promissória	50	11,1%	0	0,0%	50	3,8%
4ª Nota Promissória	100	22,1%	0	0,0%	100	7,7%
BNDES (CAPEX)	1	0,2%	0	0,0%	1	0,1%
BNDES Lajes	4	0,9%	24	2,9%	28	2,2%
Mútuo - Light S.A.	10	2,2%	0	0,0%	10	0,8%
Outros	-3	-0,6%	0	0,0%	-3	-0,2%
Moeda Estrangeira	77	17,1%	790	93,1%	868	66,7%
Citibank	80	17,7%	0	0,0%	80	6,2%
Emissão de Bonds	0	0,0%	801	94,4%	801	61,6%
Outros	-3	-0,6%	-10	-1,2%	-13	-1,0%
Light ESCO	7	100,0%	21	100,0%	28	100,0%
BNDES - PROESCO (Moeda Nacion:	7	100,0%	21	100,0%	28	100,0%
Light Itaocara	3	43,4%	1	6,8%	4	100,0%
BNDES - PROESCO (Moeda Nacion:	3	43,4%	1	6,8%	4	100,0%

R\$ MM	Light SESA	Light Energia	Light ESCO	Light Itaocara	Outros Light S.A.	Light S.A. Set/18	Light S.A. Jun/18
Moeda Nacional	5.673	433	28	4	0	6.138	6.495
Moeda Estrangeira	2.428	868	0	0	0	3.296	3.221
(+) Empréstimos e Financiamentos	4.798	1.056	28	4	-10	5.876	5.951
(+) Debêntures	3.521	245	0	0	0	3.766	3.756
(+) Juros Devidos	176	40	0	0	0	215	334
(+) Operações de Swap	-216	-96	0	0	0	-312	-155
(+) Fundo de Pensão	0	0	0	0	0	0	0
Dívida Bruta	8.278	1.244	28	4	-10	9.545	9.886
(-) Disponibilidades	711	636	11	0	48	1.406	1.951
Dívida Líquida	7.567	609	17	4	-58	8.139	7.935

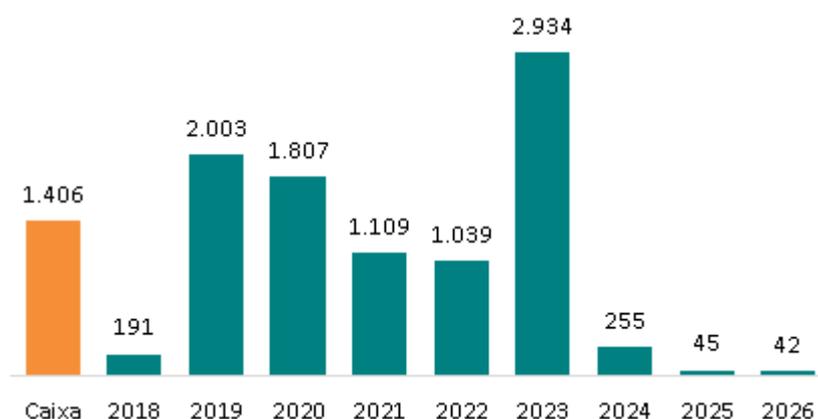
A dívida líquida da Companhia no final do 3T18 foi de R\$ 8.139 milhões, representando um aumento de 2,6% em relação ao fechamento do 2T18. Esse aumento é decorrente principalmente pela saída de caixa na formação de CVA (Ativos financeiros do setor), que no 3T18 foi de R\$ 370 milhões. A Companhia continua sua estratégia de melhora do perfil da dívida que tem como objetivos principais: (i) estender o vencimento de empréstimos e financiamentos; (ii) reforçar a liquidez e (iii) reduzir o custo da dívida. Nesse contexto, em outubro de 2018, a Companhia realizou a 15ª emissão de debêntures da Light SESA dividida em duas séries, a 1ª série no valor de R\$ 540 milhões com custo IPCA + 6,83% a.a., com prazo de sete anos, e a 2ª série no valor de R\$ 160 milhões com custo CDI + 2,2% a.a, com prazo de quatro anos.

Desde que iniciou o processo de refinanciamento da dívida, as seguintes operações foram concluídas:

- Julho de 2017: Captação de debêntures no montante de R\$ 400 milhões na Light SESA, sendo R\$ 200 milhões com prazo de 18 meses e R\$ 200 milhões com prazo de 3 anos;
- Novembro de 2017: Captação de debêntures de infraestrutura no valor de R\$ 459 milhões na Light SESA e prazo de 5 anos;
- Dezembro de 2017: Captação de Notas Promissórias no montante de R\$ 400 milhões na Light SESA, com vencimento de 13 meses;
- Fevereiro de 2018: Rolagem de R\$ 727 milhões junto ao Citibank, sendo R\$ 632 milhões na Light SESA e R\$ 92 milhões na Light Energia, ambas com prazo de 3 anos;
- Março de 2018: Rolagem de R\$ 425 milhões na Light SESA junto ao Banco do Brasil, com prazo de 3 anos, sendo R\$ 325 milhões desembolsados em março de 2018 e R\$ 100 milhões em maio de 2018;
- Maio de 2018: Emissão de US\$ 600 milhões de *bonds* no mercado externo, sendo US\$ 400 milhões na Light SESA e US\$ 200 milhões na Light Energia, já internalizados e com hedge integral para CDI (tanto o montante do principal quanto os juros), ao custo de 142,8% do CDI;
- Junho de 2018: Captação de FIDC no valor de R\$ 1,4 bilhão em 2 séries (i) R\$ 1,0 bilhão com custo CDI + 1,20% a.a. e (ii) R\$ 400 milhões com custo IPCA + 5,75% a.a.

Amortização dos Empréstimos, Financiamentos e Debêntures (R\$ MM)

Prazo Médio: 3,2 anos

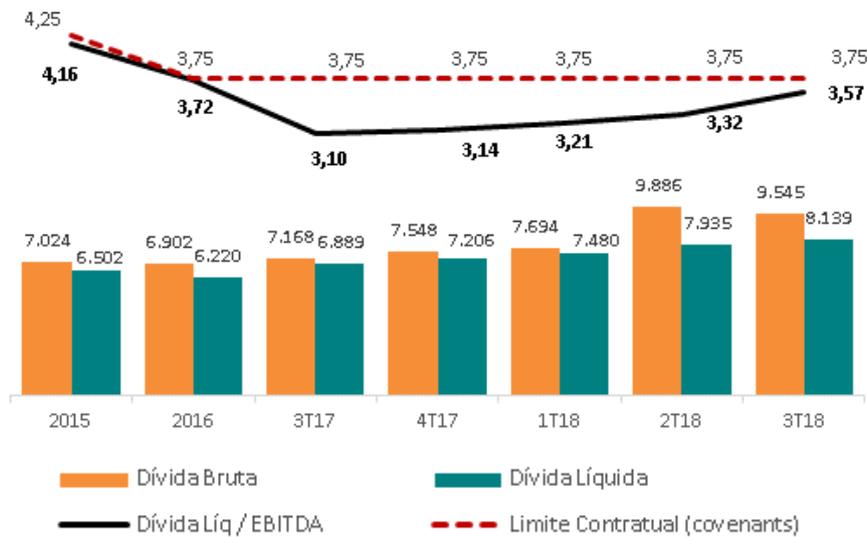


O indicador de *covenants* Dívida Líquida/EBITDA encerrou o 3T18 em 3,57x, devido principalmente ao desembolso referente a CVA - que será repassado ao cliente final no reajuste tarifário de março de 2019 -, permanecendo abaixo do limite máximo de 3,75x estabelecido contratualmente. Os *bonds* possuem cláusulas restritivas por incorrência de dívida, no 3T18, a Companhia ultrapassou o limite de 3,50x do

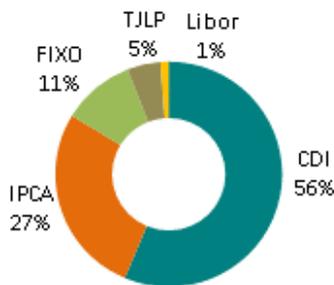
indicador dívida líquida/EBITDA, sendo obrigada a respeitar os limites de franquia para novas dívidas até reenquadrar o indicador.

O indicador EBITDA/Juros foi de 3,62x no 3T18, acima do limite mínimo de 2,0x estabelecido contratualmente.

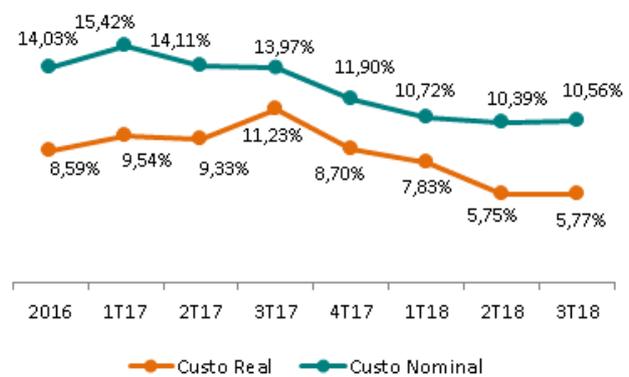
Dívida Bruta e Líquida Consolidada (R\$ MM)



Indexadores da Dívida



Custo da Dívida



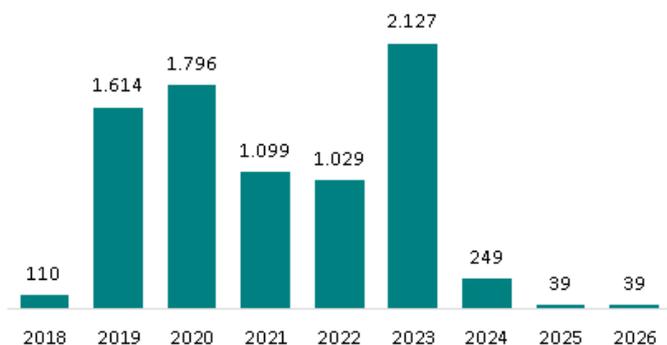
Cálculo dos Covenants - R\$ MM		set/18	jun/18	mar/18	dez/17	set/17
Empréstimos e Financiamentos	+	5.876	5.951	3.137	3.094	3.112
Encargos Devidos de Empréstimos e Financiamentos	+	109	58	38	22	26
Debêntures	+	3.766	3.756	4.254	4.037	3.547
Encargos Devidos de Debêntures	+	106	276	121	258	309
Operação de Swap	+	(312)	(155)	90	85	122
Fundo de Pensão	+	0	0	54	53	51
Dívida Bruta	=	9.545	9.886	7.694	7.548	7.168
Disponibilidades	-	1.406	1.951	214	342	279
Dívida Líquida (a)	=	8.139	7.935	7.480	7.206	6.889
EBITDA CVM (12 meses)		1.707	1.882	1.683	1.694	1.363
Equivalência Patrimonial (12 meses)	-	(254)	(271)	(202)	(199)	(238)
Provisões (12 meses)	-	(594)	(513)	(632)	(577)	(436)
Outras Receitas/Despesas Operacionais (12 meses)	-	(63)	(39)	(72)	(83)	(99)
Valor justo do ativo indenizável da concessão (12 meses)	+	(341)	(313)	(256)	(261)	85
EBITDA para Covenants (12 meses) (b)	=	2.277	2.392	2.334	2.292	2.220
Juros (c)		629	577	574	632	675
Dívida Líquida/EBITDA para covenants (a/b)		3,57	3,32	3,21	3,14	3,10
Limite Superior Contratual Dívida Líquida/EBITDA		3,75	3,75	3,75	3,75	3,75
EBITDA para covenants/Juros (b/c)		3,62	4,14	4,07	3,63	3,29
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-	19/04/2018
Standard & Poors	AA+	-	27/04/2018
Moody's	A3	Ba3	04/09/2018

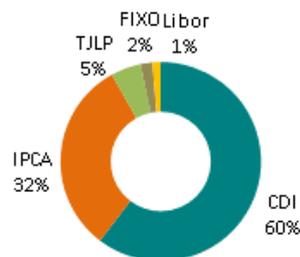
6.2. Abertura do Endividamento

Light SESA

Amortização¹ (R\$ MM)
Prazo Médio: 3,2 anos

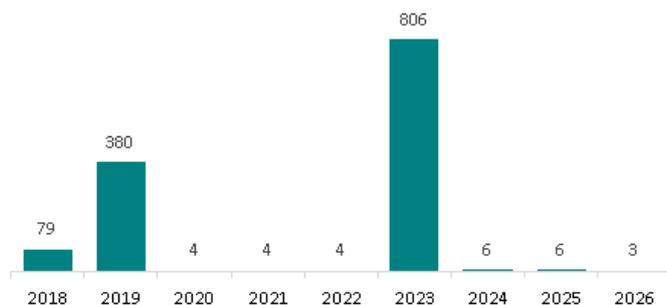


Indexadores de Dívida

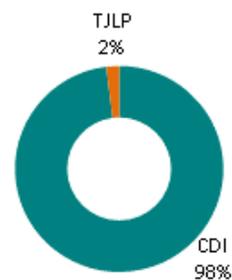


Light Energia

Amortização¹ (R\$ MM)
Prazo Médio: 3,6 anos



Indexadores da Dívida



1- Principal de empréstimos e financiamentos e debêntures.

7. Investimento Consolidado

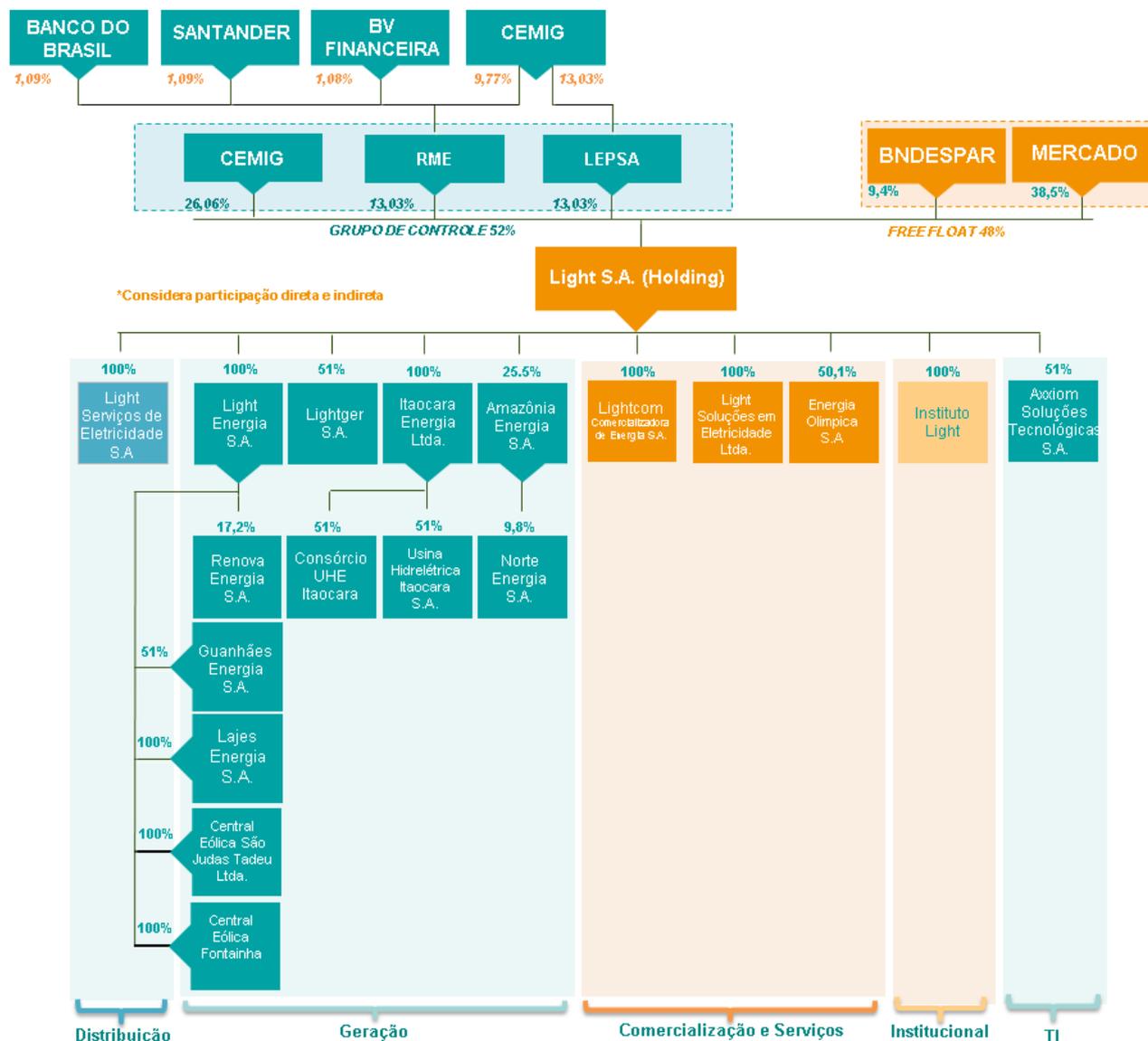
Investimento Consolidado (R\$MM)	3T18	3T17	Var. %	9M18	9M17	Var. %
Distribuição	176	179	-1,3%	447	422	6,0%
Reforço da rede e expansão	110	112	-1,3%	289	279	3,7%
Perdas	66	65	1,8%	158	141	12,3%
Outros	-	2	-	0	2	-91,7%
Administração	23	17	34,7%	46	45	3,6%
Comerc./ Eficiência Energética (Light Com & Esco)	0	-	-	0	0	-66,7%
Geração (Light Energia & Lajes)	14	11	36,8%	27	20	32,7%
Total	213	206	3,6%	521	487	6,9%
Aportes	17	16	7,7%	81	135	-40,1%
Belo Monte	-	7	-	24	26	-8,8%
Renova	-	-	-	-	18	-
Itaocara	-	1	-	4	1	483,3%
Guanhães	17	8	110,0%	53	90	-40,8%
Total do Investimento (incluindo aportes)	230	222	3,9%	601	622	-3,3%

Abertura do Investimento da Light SESA (Distribuição e Administração) (R\$ MM)



O investimento consolidado da Companhia, excluindo os aportes, registrou um ligeiro aumento de 3,6% (R\$ 7 milhões) no 3T18 contra o 3T17. Os aportes ficaram em linha na comparação trimestral, mas continuam apresentando uma forte queda no acumulado (redução de 40,1%).

8. Estrutura Acionária, Societária, e Mercado de Capitais



As ações da Light S.A. (LIGT3) estavam cotadas a R\$ 12,77 ao final de setembro de 2018. O valor de mercado da Companhia encerrou o trimestre em R\$ 2,6 bilhões.

Informações do Mercado	3T18	3T17
Média do Volume Negociado - LIGT3 (R\$ Milhões)	15,8	23,7
Média da Cotação por ação - LIGT3 (R\$ / ação)	12,8	22,0
Variação no preço - LIGT3	13,5%	-12,4%
Variação no preço - IEE	2,1%	7,8%
Variação no preço - IBOV	9,0%	17,4%

9. Eventos Subsequentes

9.1. Light Esco: Alienação da Totalidade das Ações

Em 4 de outubro de 2018, a Companhia concluiu a operação de alienação da totalidade das ações detidas no capital social da Light Esco - Prestação de Serviços S.A., sua subsidiária integral, à Ecogen Brasil Soluções Energéticas S.A. ("Ecogen").

A operação foi concluída com o pagamento pela Ecogen de R\$ 43 milhões à Companhia, já descontados os saldos da dívida, após o cumprimento de todas as condições suspensivas previstas no Contrato de Compra e Venda de Ações, incluindo a aprovação do Conselho Administrativo de Defesa Econômica – CADE, sendo certo que em até 60 dias será preparado balanço final, oportunidade na qual eventual diferença de preço poderá ser apurada e ajustada entre as partes.

9.2. Emissão da 15ª Debênture da Light SESA

Em 24 de outubro de 2018, foi liquidada a 15ª emissão de debêntures incentivadas, ICVM nº 400, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, com garantia fidejussória adicional, da controlada Light SESA, no montante de R\$ 700 milhões. A debênture foi dividida em duas séries, a 1ª série no valor de R\$ 540 milhões com custo IPCA + 6,83% a.a., com prazo de sete anos, e a 2ª série no valor de R\$ 160 milhões com custo CDI + 2,2% a.a, com prazo de quatro anos.

10. Programa de Divulgação

Divulgação dos Resultados

Teleconferência

13/11/2018, terça-feira, às 14:30hs (horário de Brasília) -
11:30hs em Nova Iorque - com tradução simultânea para inglês

Conexão

Webcast: link no site www.light.com.br/ri (português e inglês)
Telefone no Brasil: + 55 11 2188-0155

Contato	E-mail	Telefone
Fernanda Crespo	fernanda.crespo@light.com.br	+55 21 2211-4940
Marcio Loures Penna	marcio.loures@light.com.br	+55 21 2211-2828
Camilla Gonzaga	camilla.gonzaga@light.com.br	+55 21 2211-2728
Regiane Abreu - Sustentabilidade	regiane.abreu@light.com.br	+55 21 2211-2732

Aviso

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.

ANEXO I

Projetos de Geração

Parque Gerador Atual						
Usinas Hidrelétricas Existentes	Capacidade Instalada (MW)*	Garantia Física (MWm)*	Início Operacional	Ano de Vencimento da Concessão / Autorização	% de Participação da Light	Garantia Física a partir de 1º de jan/18(MWm)*
Fontes Nova	132	104	1942	2026	100%	99
Nilo Peçanha	380	335	1953	2026	100%	334
Pereira Passos	100	51	1962	2026	100%	49
Ilha dos Pombos	187	115	1924	2026	100%	109
Santa Branca	56	32	1999	2026	100%	30
Elevatórias	-	(95)	-	-	-	-
PCH Paracambi	13	10	2012	2031	51%	-
Renova	33	20	2008	2033	17%	-
Belo Monte	143	114	2016	2045	2%	-
Total	1043	686	-	-	-	621

Projetos de Expansão da Geração					
Novos Projetos	Capacidade Instalada (MW)*	Garantia Física (MWm)*	Início Operacional	Ano de Vencimento da Concessão / Autorização	% de Participação da Light
PCH Lajes	17	15	mar-18	2026	100%
Belo Monte	137	0	2016	2045	2,49%
Itaocara	77	48	jan-20	2050	51%
Guanhães	22	12			51%
Dores de Guanhães	7	4	2018	2047	-
Senhora do Porto	6	3	2018	2047	-
Jacaré	5	3	2019	2047	-
Fortuna II	5	2	2018	2047	-
Renova	75	65			17,2%
LER 2013	27	13	2019	2049	-
PPA	40	19	2019	2051	-
Mercado Livre I	0	30	2019	2051	-
LER 2014 (Eólica)	7	4	2019	2050	-
HÍBRIDO-SOLAR	1	0	2019	2050	-
Total	328	140	-	-	-

*Participação proporcional da Light

ANEXO II

Conciliação EBITDA CVM

EBITDA CVM (R\$ MM)	3T18	3T17	Varição 3T18/3T17	9M18	9M17	Varição 9M18/9M17
Lucro/Prejuízo Líquido (A)	6	59	-89,7%	73	33	122,4%
IR/CS (B)	10	(7)	-	(41)	(95)	56,5%
IR/CS DIFERIDO (C)	(27)	(37)	27,8%	(39)	70	-
EBT (A - (B + C))	23	104	-77,6%	154	57	168,5%
Depreciação e Amortização (D)	(139)	(131)	-6,0%	(406)	(388)	-4,7%
Despesa Financeira Líquida (E)	(142)	(244)	41,8%	(593)	(694)	14,6%
EBITDA CVM ((A) - (B) - (C) - (D) - (E))	304	478	-36,5%	1.153	1.140	1,2%

ANEXO III

DRE - Light SESA

Demonstração do Resultado (R\$ MM)	3T18	3T17	Varição 3T18/3T17	9M18	9M17	Varição 9M18/9M17
Receita Operacional Bruta	4.526	4.008	12,9%	13.693	12.047	13,7%
Fornecimento de energia elétrica	3.445	3.002	14,8%	11.012	10.153	8,5%
CVA	367	453	-19,0%	655	361	81,5%
Receita de Construção	183	166	10,5%	467	432	8,0%
Outras Receitas	531	387	37,1%	1.558	1.100	41,6%
Deduções da Receita Operacional	(1.877)	(1.584)	-18,5%	(5.815)	(5.133)	-13,3%
Receita Operacional Líquida	2.649	2.424	9,3%	7.878	6.914	13,9%
Custo do Serviço de Energia Elétrica	(1.971)	(1.673)	-17,8%	(5.786)	(4.853)	-19,2%
Energia elétrica comprada para revenda	(1.787)	(1.508)	-18,6%	(5.013)	(4.233)	-18,4%
Encargos de conexão e uso da rede	-	-	-	(306)	(188)	-63,2%
Custo de construção	(183)	(166)	-10,5%	(467)	(432)	-8,0%
Custo/Despesa Operacional	(393)	(289)	-35,9%	(1.197)	(1.214)	1,4%
Pessoal	(97)	(72)	-35,8%	(273)	(268)	-2,1%
Material	(5)	(4)	-50,0%	(15)	(13)	-15,8%
Serviços de terceiros	(139)	(118)	-18,2%	(394)	(361)	-9,2%
Provisões	(155)	(74)	-108,2%	(539)	(536)	-0,6%
Outros	4	(22)	-	25	(36)	-
EBITDA Ajustado	285	461	-38,2%	895	847	5,7%
Depreciação e amortização	(124)	(116)	-7,2%	(362)	(343)	-5,5%
Outras receitas/despesas operacionais	(2)	1	-	(14)	(71)	80,1%
Resultado do Serviço	158	346	-54,2%	518	432	19,9%
Resultado Financeiro	(124)	(218)	43,0%	(476)	(595)	20,0%
Receita Financeira	194	58	232,9%	454	111	308,0%
Despesa Financeira	(319)	(277)	-15,3%	(930)	(706)	-31,7%
Resultado antes dos impostos	34	128	73,5%	43	(162)	-
IR/CS	-	-	-	-	-	-
IR/CS Diferido	(13)	(44)	71,3%	(17)	52	-
Lucro/Prejuízo Líquido	21	84	-74,7%	25	(111)	-

DRE - Light Energia

Demonstração do resultado (R\$ MM)	3T18	3T17	Varição 3T18/3T17	9M18	9M17	Varição 9M18/9M17
Receita Operacional Bruta	402	268	49,9%	933	693	34,5%
Suprimento - Venda de energia própria	217	213	1,5%	636	594	7,0%
Suprimento - Energia de Curto Prazo	182	52	248,1%	288	91	215,4%
Outras - TUSD	3	2	36,8%	6	6	10,5%
Outras	1	1	0,0%	2	2	5,9%
Deduções da Receita Operacional	(38)	(34)	-12,8%	(102)	(90)	-13,1%
Receita Operacional Líquida	364	235	55,2%	831	603	37,7%
Custo do Serviço de Energia Elétrica	(329)	(210)	-57,1%	(495)	(298)	-66,1%
Custo/Despesa Operacional	(11)	(13)	8,8%	(36)	(36)	0,0%
Pessoal	(5)	(6)	10,2%	(18)	(19)	9,3%
Material	(0)	(0)	0,0%	(0)	(0)	-66,7%
Serviços de terceiros	(4)	(4)	2,3%	(11)	(12)	8,8%
Provisões	(0)	(0)	33,3%	(1)	2	-
Outros	(2)	(2)	15,8%	(5)	(5)	-5,8%
EBITDA Ajustado	24	13	86,5%	300	269	11,4%
Depreciação e amortização	(14)	(14)	0,7%	(41)	(41)	0,5%
Outras receitas/despesas operacionais	5	0	1600,0%	3	1	163,6%
Resultado do Serviço	15	(1)	-	262	229	14,3%
Equivalência Patrimonial	(43)	(40)	-8,3%	(88)	(8)	-1036,4%
Resultado Financeiro	(28)	(27)	2,6%	(129)	(103)	-25,8%
Receita Financeira	56	7	683,3%	114	21	455,1%
Despesa Financeira	(84)	(34)	-144,8%	(246)	(123)	-99,1%
Resultado antes dos Impostos	(56)	(67)	17,8%	45	119	-62,0%
IR/CS	23	4	458,5%	(12)	(65)	80,9%
IR/CS Diferido	(14)	6	-	(26)	22	-
Lucro/Prejuízo Líquido	(47)	(57)	18,3%	7	76	-90,5%

ANEXO IV

Resultado Financeiro - Light S.A.

Resultado Financeiro (R\$ MM)	3T18	3T17	Variação 3T18/3T17	9M18	9M17	Variação 9M18/9M17
Receitas Financeiras	262	64	307,1%	583	127	358,5%
Juros sobre Aplicações Financeiras	22	9	154,0%	41	24	69,5%
Resultado Swap	166	-	-	361	-	-
Acréscimo Moratório sobre débitos	48	14	251,1%	94	41	132,3%
Atualização de ativos e passivos financeiros do setor	11	(3)	-	59	4	1444,7%
Outras Receitas Financeiras	15	45	-67,2%	29	59	-51,6%
Despesas Financeiras	(404)	(253)	-60,0%	(1.175)	(822)	-43,1%
Encargos da dívida (Moeda Nacional)	(126)	(132)	4,6%	(382)	(428)	10,8%
Encargos da dívida (Moeda Estrangeira)	(62)	(15)	-301,3%	(91)	(47)	-93,0%
Variação Monetária	(20)	(14)	-49,6%	(44)	(35)	-26,9%
Variação Cambial	(130)	39	-	(499)	30	-
Resultado Swap	-	(41)	-	-	(180)	-
Variação Cambial Itaipu	(7)	7	-	(33)	(3)	-1153,8%
Atualização de provisões para contingências	(2)	(3)	23,3%	(8)	(11)	28,9%
Atualização pela Selic P&D/PEE/FNDCT	(3)	(4)	12,8%	(10)	(12)	20,5%
Juros sobre Tributos	(5)	(42)	88,5%	(14)	(57)	76,1%
Parcelamento- multas e juros Lei.11.941/09 (REFIS)	(1)	(3)	51,9%	(4)	(9)	52,9%
Outras Despesas Financeiras (inclui IOF)	(48)	(43)	-11,7%	(88)	(65)	-36,6%
Braslight	-	(2)	-	(2)	(5)	53,3%
Total	(142)	(188)	24,6%	(593)	(694)	14,6%

ANEXO V

Balanço Patrimonial - Light S.A. (R\$ milhões)

ATIVO	30/09/2018	31/12/2017
Circulante	5.500	4.138
Caixa e equivalentes de caixa	357	270
Títulos e valores mobiliários	1.038	72
Consumidores, concessionárias, permissionárias e clientes	2.934	3.122
Estoques	39	37
Tributos e contribuições	73	87
Imposto de renda e contribuição social	36	52
Ativos financeiros do setor	428	167
Despesas pagas antecipadamente	25	28
Dividendos a receber	0	0
Serviços prestados a receber	94	83
Rendas a receber swap	28	8
Outros créditos	340	212
Ativos classificados como mantidos para venda	109	0
Não Circulante	12.061	10.807
Consumidores, concessionárias, permissionárias e clientes	910	585
Tributos e contribuições	54	54
Tributos diferidos	425	365
Despesas pagas antecipadamente	0	0
Ativos financeiros do setor	306	33
Ativo financeiro de concessões	4.091	3.764
Depósitos vinculados a litígios	296	274
Rendas a receber swap	407	9
Investimentos	538	536
Imobilizado	1.536	1.613
Intangível	3.501	3.574
Ativo Total	17.561	14.945
PASSIVO	30/09/2018	31/12/2017
Circulante	5.427	5.493
Fornecedores	2.224	2.023
Tributos e contribuições	282	204
Imposto de renda e contribuição social	7	63
Empréstimos e financiamentos	1.152	1.395
Debêntures	1.073	1.074
Passivos financeiros do setor	0	99
Rendas a pagar swap	0	1
Dividendos a pagar	0	30
Obrigações estimadas	85	66
Benefícios pós-emprego	0	0
Outros débitos	565	540
Passivos diretamente associados a ativos mantidos para venda	39	0
Não Circulante	8.797	6.019
Empréstimos e financiamentos	4.805	1.721
Debêntures	2.799	3.221
Rendas a pagar swap	122	101
Tributos e contribuições	318	224
Tributos diferidos	205	179
Provisões	484	450
Benefícios pós-emprego	0	52
Outros débitos	65	70
Patrimônio Líquido	3.337	3.432
Capital Social	2.226	2.226
Reservas de lucros	955	955
Ajustes de avaliação patrimonial	340	353
Outros resultados abrangentes	-101	-101
Prejuízos acumulados	-83	0
Passivo Total	17.561	14.945

Balanço Patrimonial - Light SESA (R\$ milhões)

ATIVO	30/09/2018	31/12/2017
Circulante	3.946	3.552
Caixa e equivalentes de caixa	124	160
Títulos e valores mobiliários	587	47
Consumidores, concessionárias, permissionárias e clientes	2.313	2.698
Tributos e contribuições	68	78
Imposto de renda e contribuição social	22	50
Ativos financeiros do setor	428	167
Estoques	36	28
Rendas a receber swap	11	8
Serviços prestados a receber	93	83
Despesas pagas antecipadamente	24	26
Outros créditos	238	208
Não Circulante	10.050	8.800
Consumidores, concessionárias, permissionárias e clientes	828	508
Tributos e contribuições	54	53
Tributos diferidos	422	352
Ativos financeiros do setor	306	33
Ativo financeiro de concessões	4.091	3.764
Rendas a receber swap	322	5
Depósitos vinculados a litígios	292	271
Investimentos	19	23
Imobilizado	221	224
Intangível	3.495	3.567
Ativo Total	13.996	12.352
PASSIVO	30/09/2018	31/12/2017
Circulante	3.860	4.245
Fornecedores	1.250	1.408
Tributos e contribuições	275	175
Imposto de renda e contribuição social	1	1
Empréstimos e financiamentos	882	1.207
Debêntures	858	771
Passivos financeiros do setor	0	99
Dividendos a pagar	0	22
Obrigações estimadas	77	59
Outros débitos	517	504
Não Circulante	7.722	5.550
Empréstimos e financiamentos	3.989	1.639
Debêntures	2.765	3.030
Rendas a pagar swap	117	101
Tributos e contribuições	318	224
Provisões	479	447
Benefícios pós-emprego	0	50
Outros débitos	55	59
Patrimônio Líquido	2.413	2.557
Capital social	2.314	2.314
Reservas de capital	7	7
Reservas de lucro	332	332
Outros resultados abrangentes	-97	-97
Prejuízos acumulados	-144	0
Passivo Total	13.996	12.352

Balanco Patrimonial - Light Energia (R\$ milhões)

ATIVO	30/09/2018	31/12/2017
Circulante	1.311	466
Caixa e equivalentes de caixa	186	53
Títulos e valores mobiliários	449	17
Concessionárias e permissionárias	636	262
Tributos e contribuições	3	7
Imposto de renda e contribuição social	12	0
Rendas a receber swap	17	0
Dividendos a receber	0	0
Estoques	3	3
Despesas pagas antecipadamente	0	2
Outros créditos	4	3
Mútuos a receber	0	118
Não Circulante	1.491	1.457
Rendas a receber swap	85	4
Depósitos vinculados a litígios	3	2
Investimentos	127	161
Imobilizado	1.273	1.284
Intangível	4	5
Ativo Total	2.802	1.922
PASSIVO	30/09/2018	31/12/2017
Circulante	1.481	1.242
Fornecedores	934	569
Tributos e contribuições	4	4
Imposto de renda e contribuição social	0	39
Empréstimos e financiamentos	278	303
Debêntures	214	302
Rendas a pagar - Swap	0	1
Obrigações estimadas	7	5
Benefícios pós-emprego	0	0
Outros débitos	44	20
Não Circulante	1.073	440
Empréstimos e financiamentos	815	53
Debêntures	34	191
Tributos diferidos	205	179
Rendas a pagar - Swap	5	0
Provisões	4	4
Benefícios pós-emprego	0	3
Outros débitos	10	11
Patrimônio Líquido	248	240
Capital Social	77	77
Reservas de lucro	25	25
Ajustes de avaliação patrimonial	340	353
Outros resultados abrangentes	-4	-4
Prejuízos acumulados	-192	-212
Passivo Total	2.802	1.922

ANEXO VI

Fluxo de Caixa - Light S.A.

R\$ MM	9M18	9M17
Caixa Líquido gerado das Atividades Operacionais	-93	164
Caixa gerado (aplicado) nas operações	1.117	1.754
Lucro (Prejuízo) antes do imposto de renda e da contribuição social	154	57
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	366	386
Depreciação e amortização	406	388
Perda na venda ou baixa de intangível / imobilizado / investimento	11	48
Perdas (ganhos) cambiais e monetárias de atividades financeiras	544	5
Provisão (reversão) de contingências, depósitos judiciais e atualizações	174	141
Ajuste a valor presente e antecipações de recebíveis	-13	-7
Despesa de juros sobre empréstimos, financiamentos e debêntures	475	519
Encargos e variação monetária de obrigações pós-emprego	2	3
Variação swap	-355	180
Resultado de equivalência patrimonial	65	11
Provisão para perda de investimentos	13	0
Valor justo do ativo indenizável da concessão	-134	-54
Constituição e atualização de ativos e passivos financeiros do setor	-592	78
Variações nos Ativos e Passivos	-1.210	-1.590
Títulos e valores mobiliários	-67	-16
Consumidores, concessionárias e permissionárias	-747	-636
Dividendos recebidos	2	3
Tributos, contribuições e impostos a compensar	58	5
Ativos e passivos financeiros do setor	-40	-442
Estoques	-3	-0
Serviços prestados a receber	-11	8
Despesas pagas antecipadamente	3	5
Depósitos vinculados a litígios	-42	-38
Outros ativos	-192	160
Ativos e passivos classificados como mantidos para venda	-44	0
Fornecedores	210	319
Obrigações estimadas	19	14
Tributos, contribuições e impostos a pagar	167	5
Provisões	-121	-88
Benefícios pós-emprego	-0	0
Outros passivos	41	-243
Juros pagos	-337	-469
Imposto de renda e contribuição social pagos	-107	-177
Caixa Líquido aplicado nas Atividades de Investimento	-1.484	-549
Aquisições de bens do ativo imobilizado	-44	-54
Aquisições de bens do ativo intangível	-464	-364
Aplicações/Aquisições no investimento permanente - Aporte nas investidas	-77	-134
Resgate de aplicações financeiras	658	3
Aplicações financeiras	-1.557	0
Caixa Líquido aplicado nas Atividades de Financiamento	1.663	-31
Dividendos pagos	-30	0
Captação de empréstimos, financiamentos e debêntures	4.900	1.891
Amortização de empréstimos, financiamentos e debêntures	-3.153	-1.922
Amortização de dívida contratual com plano de pensão	-54	0
Aumento (redução) de Caixa e Equivalentes de Caixa	87	-417
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	270	668
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	357	252

Fluxo de Caixa - Light SESA

R\$ MM	9M18	9M17
Caixa Líquido gerado das Atividades Operacionais	-324	-93
Caixa gerado (aplicado) nas operações	780	1.383
Lucro (Prejuízo) antes do imposto de renda e da contribuição social	43	-162
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	366	397
Depreciação e amortização	362	343
Perda na venda ou baixa de intangível / imobilizado	9	40
Perdas (ganhos) cambiais e monetárias de atividades financeiras	424	15
Provisão (reversão) para contingências, depósitos judiciais e atualizações	173	141
Ajuste a valor presente e antecipações de recebíveis	-13	-7
Despesa de juros sobre empréstimos, financiamentos e debêntures	404	446
Encargos e variação monetária de obrigações pós-emprego	2	3
Valor justo do ativo indenizável da concessão	-134	-54
Variação swap	-263	145
Constituição e atualização de ativos e passivos financeiros do setor	-592	78
Variações nos Ativos e Passivos	-1.104	-1.477
Títulos e valores mobiliários	-60	-5
Consumidores, concessionárias e permissionárias	-546	-539
Tributos, contribuições e impostos a compensar	37	5
Ativos e passivos financeiros do setor	-40	-442
Estoques	-8	1
Serviços prestados a receber	-11	12
Despesas pagas antecipadamente	2	3
Depósitos vinculados a litígios	-42	-38
Outros ativos	-85	115
Fornecedores	-150	41
Obrigações estimadas	17	15
Tributos, contribuições e impostos a pagar	193	19
Provisões	-121	-88
Benefícios pós-emprego	0	0
Outros passivos	26	-203
Juros pagos	-317	-373
Caixa Líquido aplicado nas Atividades de Investimento	-960	-373
Aquisições de bens do ativo imobilizado	-17	-9
Aquisições de bens do ativo intangível	-463	-363
Resgate de aplicações financeiras	426	0
Aplicações financeiras	-906	0
Caixa Líquido aplicado nas Atividades de Financiamento	1.158	-48
Dividendos pagos	-22	0
Captação de empréstimos, financiamentos e debêntures	4.024	1.304
Amortização de empréstimos, financiamentos e debêntures	-2.702	-1.353
Amortização de dívida contratual com plano de pensão	-52	0
Amortização de mútuo - partes relacionadas	-90	0
Aumento (redução) de Caixa e Equivalentes de Caixa	-35	-514
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	160	562
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	124	48

Fluxo de Caixa - Light Energia

R\$ MM	9M18	9M17
Caixa Líquido gerado das Atividades Operacionais	201	192
Caixa gerado (aplicado) nas operações	278	207
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	45	119
Depreciação e amortização	41	41
Perda na venda de intangível / Imobilizado	2	1
Perdas (ganhos) cambiais e monetárias (os) de atividades financeiras	120	-11
Provisão de contingências e atualizações	1	0
Ajuste a valor presente	0	0
Despesa de juros sobre empréstimos, financiamentos e debêntures	74	84
Variação swap	-92	-35
Encargos e variação monetária de obrigações pós-emprego	0	0
Resultado de equivalência patrimonial	88	8
Variações nos Ativos e Passivos	-77	-15
Títulos e valores mobiliários	-12	0
Concessionárias e permissionárias	-373	-106
Tributos, contribuições e impostos a compensar	-8	19
Estoques	0	0
Despesas pagas antecipadamente	2	2
Depósitos vinculados a litígios	0	0
Outros ativos	-9	30
Fornecedores	365	265
Obrigações estimadas	2	0
Tributos, contribuições e impostos a pagar	9	-34
Provisões	0	0
Benefícios pós-emprego	0	0
Outros passivos	28	36
Juros pagos	-50	-94
Juros recebidos	31	0
Imposto de renda e contribuição social pagos	-61	-134
Caixa Líquido aplicado nas Atividades de Investimento	-501	-129
Aquisições de bens do ativo imobilizado	-28	-21
Aquisições de bens do ativo intangível	0	0
Resgate de aplicações financeiras	177	0
Aplicações financeiras	-596	0
Aplicações/Aquisições no investimento	-53	-108
Caixa Líquido aplicado nas Atividades de Financiamento	433	27
Captação de empréstimos, financiamentos e debêntures	877	586
Amortização de empréstimos, financiamentos e debêntures	-532	-560
Amortização de dívida contratual com plano de pensão	-3	0
Mútuo recebido - Partes Relacionadas	90	0
Aumento (redução) de Caixa e Equivalentes de Caixa	133	89
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	53	68
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	186	158

Lista de Abreviaturas e Siglas

- **ACL** - Ambiente de Contratação Livre
- **ANEEL** - Agência Nacional de Energia Elétrica
- **APZ** - Área de Perda Zero
- **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
- **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 12, 2018.

Light records consolidated adjusted EBITDA of R\$335 million in 3Q18. The volume of decreased by 43.2% compared to 2Q18, in line with the rebalancing strategy to combat losses, and DEC/FEC continue to improve

Operating and Financial Highlights

- Consolidated adjusted EBITDA totaled R\$335 million in 3Q18, representing a 33.4% decrease compared to 3Q17, primarily due to the increase in losses and provisions of the Distribution company in the period.

- The Company decreased the volume of REN to the lowest level in the last two years, improving the result of the program to combat losses. In 3Q18, the volume of REN totaled 155 GWh, representing a 43.2% decrease compared to 2Q18.

- The evolution of the strategy mentioned above, together with the agreement entered into with the City Government of Rio de Janeiro (see section 2.1.4) in 3Q18, resulted in the establishment of PECLD of R\$89 million in 3Q18, representing a decrease compared to R\$152 million in 1Q18 and R\$125 million in 2Q18. In the 12-month period, the PECLD/Gross Revenue ratio was 2.3%, representing a 0.5 p.p. decrease compared to 3Q17.

- Total Billed Market increased by 2.7% compared to 3Q17. Excluding the effect of REN, total billed market in 3Q18 amounted to 6,300 GWh, representing a 4.1% increase compared to 3Q17. In 9M18, notwithstanding an unfavorable quarter due to temperatures below historical averages for the period, total consumption reached 21,072 GWh, representing a decrease of only 0.5% compared to 9M17.

- DEC (12 months) totaled 7.67 hours in 3Q18, representing a 2.0% increase compared to 2Q18, 21.7% below the level agreed with ANEEL in the concession agreement for the end of 2018 (9.80 hours). FEC (12 months) also improved, reaching 4.60 times in 3Q18, representing a 2.3% decrease compared to 2Q18, 23.5% below the level agreed with ANEEL for 2018 (6.01 times).

- In September 2018, total losses on grid load (12 months) was 23.15%, representing a slight increase compared to the period ended 2Q18 (22.98%). Accordingly, the difference from the regulatory level included in the tariff (20.62%) was 2.53 p.p.

- The Company continues to implement its strategy to improve its debt profile and, in October 2018, it completed the 15th issuance of debentures of Light SESA, in two series, as follows: the 1st series in the amount of R\$540 million, accruing interest at IPCA + 6.83% p.a., maturing in seven years; and the 2nd series in the amount of R\$160 million, accruing interest at the CDI rate + 2.2% p.a., maturing in four years.

- At the end of 3Q18, the Net Debt/EBITDA ratio was 3.57x, below the contractual maximum covenant limit of 3.75x established for debts providing for maintenance covenants. The Bonds set forth restrictions on additional debt and, in 3Q18, the Company exceeded the limit of 3.50x and was required to follow the franchise limits for additional debt until it adjusts to this ratio limit again. At the end of 3Q18, net debt totaled R\$8,139 million and the EBITDA/Interest ratio was 3.62x, above the minimum limit of 2.00x.

Financial Highlights (R\$ MN)	3Q18	3Q17	% Change 3Q18/3Q17	9M18	9M17	% Change 9M18/9M17
Net Revenue*	2,993	2,627	13.9%	8,614	7,473	15.3%
CVM EBITDA ¹	304	478	-36.5%	1,153	1,140	1.2%
EBITDA for Covenants (12 months) ²	2,277	2,220	2.6%	2,277	2,220	2.6%
Adjusted EBITDA ³	335	503	-33.4%	1,254	1,206	4.0%
EBITDA Margin**	11.2%	19.2%	-7.9 p.p.	14.6%	16.1%	-1.6 p.p.
Net Income	6	59	-89.7%	73	33	122.4%
Net Debt***	8,139	6,889	18.1%	8,139	6,889	18.1%
Net Debt/EBITDA - covenants (x)	3.57	3.10	16.1%	3.57	3.10	16.1%
EBITDA/Interest - covenants (x)	3.62	3.29	9.1%	3.62	3.29	9.1%
PECLD/ROB	2.3%	2.8%	-0.5 p.p.	2.3%	2.8%	-0.5 p.p.
CAPEX Light	213	206	3.6%	521	487	6.9%
Transfers to Subsidiaries	17	16	7.7%	81	135	-40.1%

* Does not consider construction revenue.

** Considers Adjusted EBITDA

*** For covenants purposes

Operational Highlights	3Q18	3Q17	% Change 3Q18/3Q17	9M18	9M17	% Change 9M18/9M17
Grid Load* (GWh)	8,285	7,962	4.1%	27,371	27,037	1.2%
Energy Consumption (GWh)	6,455	6,287	2.7%	21,072	21,179	-0.5%
Captive Market (GWh)	4,062	4,129	-1.6%	13,860	14,757	-6.1%
Transported Energy - TUSD (GWh)	1,663	1,554	7.0%	5,181	4,531	14.3%
Sold Energy - Generation (MWm)	545	550	-0.9%	541	517	4.7%
Commercialized Energy - Esco & Com (MWm)	862	864	-0.3%	789	800	-1.3%
Total Losses/Grid Load (12 months)	23.15%	22.00%	1.15 p.p.	23.15%	22.00%	1.15 p.p.
DEC - Hours (12 Months)	7.67	10.28	-25.2%	7.67	10.28	-25.2%
FEC - Times (12 Months)	4.60	5.54	-16.4%	4.60	5.54	-16.4%

* Own Load + Use of Network

1- EBITDA is a non-GAAP and non-IFRS financial measure used by the Company as an additional measure of operating performance. It should not be considered in isolation or as an alternative to net income or operating income or as a measure of operating performance or liquidity. CVM EBITDA is calculated in accordance with CVM Instruction 527/2012 and represents net income before income and social contribution tax, net financial expense, depreciation and amortization. A reconciliation is provided in Appendix VII. 2 - EBITDA for covenant purposes is CVM EBITDA less equity income, provisions and other operating income (expenses). 3 - Adjusted EBITDA is CVM EBITDA less equity income and other operating income (expenses). Adjusted EBITDA has been used for the analyses included in this release.

BM&FBOVESPA: LIGT3
OTC: LGSXY
Total shares: 203,934,060 shares
Total free float: 97,629,475 shares (47.87%)
Market Cap (9/30/18): R\$2.6 billion

Conference Call:
Date: 11/13/2018
Time: 2:30 pm Brazil / 11:30 am US ET
Phone: +55 (11) 2188 0155 / +1 (646) 843 6054
Webcast: ri.light.com.br

Fernanda Crespo (IR Superintendent): +55 (21) 2211-4940
Marcio Loures Penna (IR Coordinator): +55 (21) 2211-2828
Camilla Gonzaga (IR Analyst): +55 (21) 2211-2728
Regiane Abreu (Sustainability Specialist): +55 (21) 2211-2732

Table of Contents

1. Light S.A. – Consolidated	3
1.1. Consolidated Financial Performance	3
1.2. Consolidated Adjusted EBITDA	4
1.3. Consolidated Net Income (Loss)	5
2. Light SESA – Distribution	6
2.1. Operating Performance	6
2.1.1. Market.....	6
2.1.2. Energy Balance.....	9
2.1.3. Energy Losses	10
2.1.4. Collection	13
2.1.5. Quality Indicators.....	15
2.2. Financial Performance	16
2.2.1. Net Revenue	16
2.2.2. Costs and Expenses	17
2.2.2.1. Non-Manageable Costs and Expenses	17
2.2.2.2. Manageable Costs and Expenses	18
2.2.3. “A Component” Variation Offset Account – CVA	19
2.2.4. Financial Result	19
3. Light Energia – Generation	20
3.1. Operating Performance	20
3.1.1. Energy Sales	20
3.2. Financial Performance	22
3.2.1. Net Revenue	22
3.2.2. Costs and Expenses	22
3.2.3. Financial Result	23
3.2.4. Net Income (Loss)	23
4. Light Com – Trading	24
4.1. Operating Performance	24
4.2. Financial Performance	24
5. Services	25
5.1. Financial Performance	25
6. Consolidated Indebtedness	26
6.1. Light S.A.	26
6.2. Debt Breakdown	30
7. Consolidated Capital Expenditure	31
8. Ownership and Corporate Structure and Capital Market	32
9. Subsequent Events	33
10. Reporting Schedule	34
APPENDIX I. Generation Projects	35
APPENDIX II. CVM EBITDA Reconciliation	36
APPENDIX III. Income Statement	37
APPENDIX IV. Statement of Financial Result – Light S.A.	39
APPENDIX V. Statement of Financial Position	40
APPENDIX VI. Statement of Cash Flows	43

1. Light S.A – Consolidated

1.1. Consolidated Financial Performance

Income Statement (R\$ MN)	3Q18	3Q17	Var. %	9M18	9M17	Var. %
Gross Operating Revenue	4,927	4,281	15.1%	14,587	12,808	13.9%
Deductions	(1,934)	(1,654)	-16.9%	(5,973)	(5,335)	-11.9%
Net Operating Revenue	2,993	2,627	13.9%	8,614	7,473	15.3%
Operating Expense	(2,796)	(2,255)	-24.0%	(7,767)	(6,655)	-16.7%
PMSO	(252)	(244)	-3.3%	(731)	(763)	4.2%
Personnel	(106)	(81)	-30.8%	(302)	(297)	-1.4%
Material	(3)	(17)	83.1%	(36)	(53)	32.6%
Outsourced Services	(145)	(122)	-18.9%	(403)	(370)	-8.9%
Others	2	(24)	-	9	(43)	-
Purchased Energy	(2,251)	(1,806)	-24.6%	(6,089)	(4,980)	-22.3%
Depreciation	(139)	(131)	-6.0%	(406)	(388)	-4.7%
Provisions	(155)	(74)	-108.5%	(540)	(523)	-3.1%
Adjusted EBITDA*	335	503	-33.4%	1,254	1,206	4.0%
Financial Result	(142)	(244)	41.8%	(593)	(694)	14.6%
Non Operating Result	(5)	19	-	(35)	(55)	35.6%
Result Before Taxes and Interest	50	148	-66.4%	219	68	221.4%
Social Contributions and Income Tax	10	(7)	-	(41)	(95)	56.5%
Deferred Income Tax	(27)	(37)	27.8%	(39)	70	-
Equity Pickup	(26)	(44)	-39.9%	(65)	(11)	-502.8%
Net Income	6	59	-89.7%	73	33	122.4%

Obs: Does not consider Construction Revenue/Cost

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

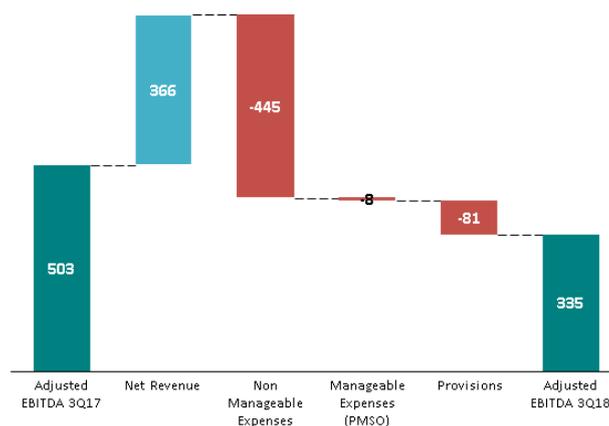
For ease of understanding, positive percentage variations in the tables setting forth operating and financial results indicate an improvement (i.e., an increase in income or decrease in costs and expenses), while negative percentage variations indicate a deterioration (i.e., a decrease in income or increase in costs and expenses).

1.2. Consolidated Adjusted EBITDA⁴

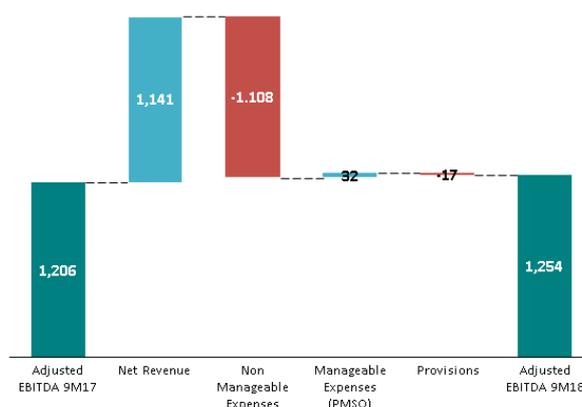
Consolidated EBITDA by Segment (R\$ MN)	3Q18	3Q17	% Change 3Q18/3Q17	9M18	9M17	% Change 9M18/9M17
Distribution	285	461	-38.2%	895	847	5.7%
Generation	24	13	86.5%	300	269	11.4%
Commercialization	29	33	-12.0%	70	87	-18.9%
Services	1	(1)	-	4	10	-57.8%
Others and eliminations	(4)	(3)	12.9%	(15)	(7)	-113.9%
Total	335	503	-33.4%	1,254	1,206	4.0%
EBITDA Margin (%)	11.2%	19.2%	-7.95 p.p.	14.6%	16.1%	-1.58 p.p.

In 3Q18, EBITDA of the Distribution company was negatively affected primarily due to a larger gap of losses (see section 2.1.3) and the R\$80 million increase in provisions compared to 3Q17 (see section 2.2.2). EBITDA of the Generation company, notwithstanding a more challenging GSF level in 3Q18, increased by R\$11 million compared to 3Q17, due to the strategy to rebalance the hydrological hedge by purchasing energy in 3Q18 (see sections 3.1.1 and 3.2.1).

**Consolidated Adjusted EBITDA
3Q17 / 3Q18 – R\$ Million**



**Consolidated Adjusted EBITDA
9M17 / 9M18 – R\$ Million**



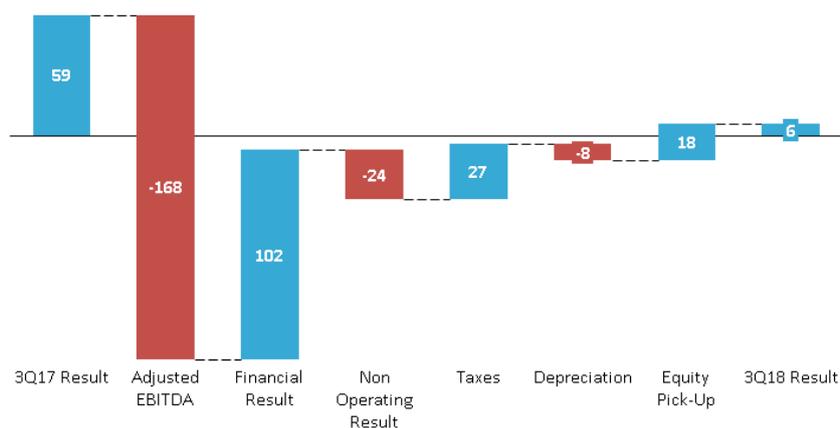
⁴ Adjusted EBITDA is calculated as net income (loss) before income tax and social contribution, equity income, other operating income (expenses), net financial result, depreciation and amortization.

1.3. Consolidated Net Income (Loss)

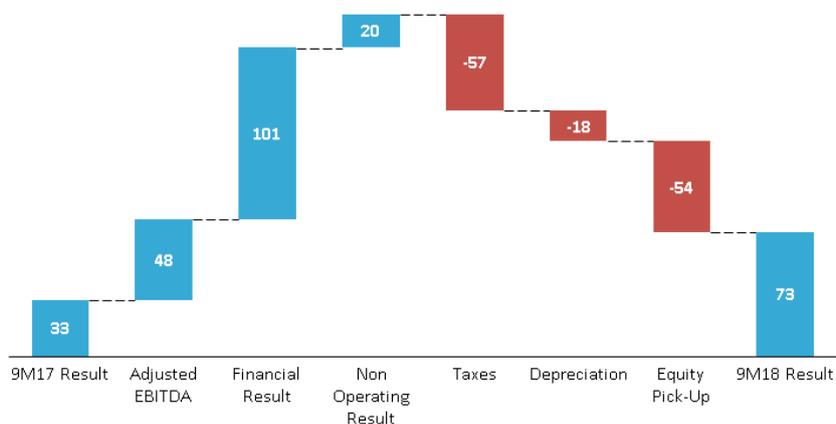
Consolidated Net Income/Loss by Segment (R\$ MN)	3Q18	3Q17	% Change 3Q18/3Q17	9M18	9M17	% Change 9M18/9M17
Distribution	21	84	-74.7%	25	(111)	-
Generation	(47)	(57)	18.3%	7	76	-90.5%
Commercialization	26	23	9.8%	53	60	-10.4%
Services	1	17	-93.1%	(11)	23	-
Others and eliminations	5	(8)	-	(2)	(15)	-86.5%
Total	6	59	-89.7%	73	33	122.4%
Net Margin (%)	0.2%	2.3%	-2.06 p.p.	0.9%	0.4%	0.41 p.p.

In 3Q18, the Company's consolidated result was primarily affected by the decrease in EBITDA of the Distribution company, although it was partially offset by the R\$94 million increase in financial result in the period (see section 2.2.4). Notwithstanding the improvement in its EBITDA in 3Q18, the Generation segment had net loss of R\$47 million, primarily due to the negative result in equity income (see section 3.2.4).

Consolidated Net Income (Loss)
3Q17 / 3Q18 – R\$ Million



Consolidated Net Income (Loss)
9M17 / 9M18 – R\$ Million



2. Light SESA – Distribution

2.1. Operating Performance

Operating Highlights	3Q18	3Q17	% Change 3Q18/3Q17
Nº of Consumers (thousand)	4,449	4,430	0.4%
Nº of Employees	4,299	3,829	12.3%
Average provision tariff* - R\$/MWh	864	718	20.5%
Average provision tariff* - R\$/MWh (w/out taxes)	582	489	18.9%
Average bilateral contracts cost** - R\$/MWh	231.8	194.4	-19.2%
Average energy purchase cost with Spot*** - R\$/MWh	277.1	241.6	-14.7%

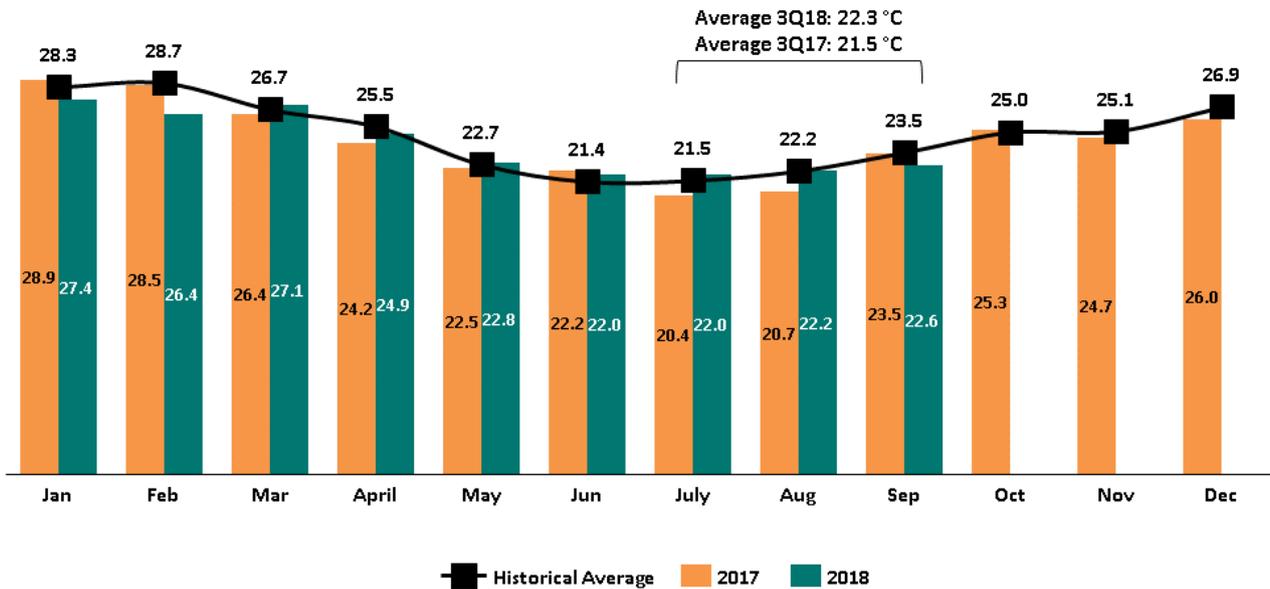
* Captive market

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

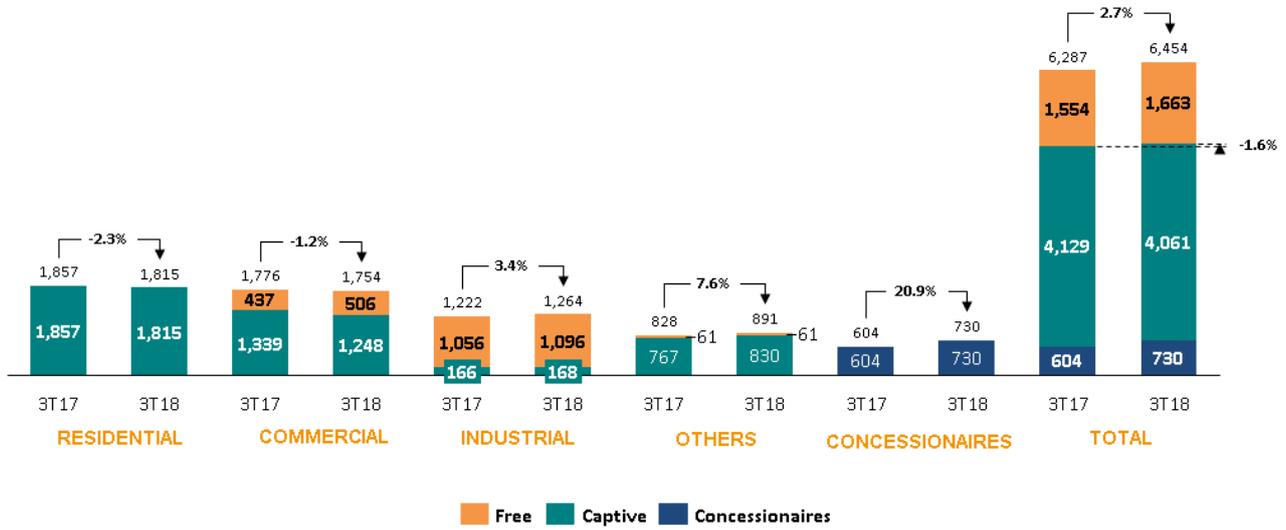
*** Includes hydrological risk

2.1.1. Market

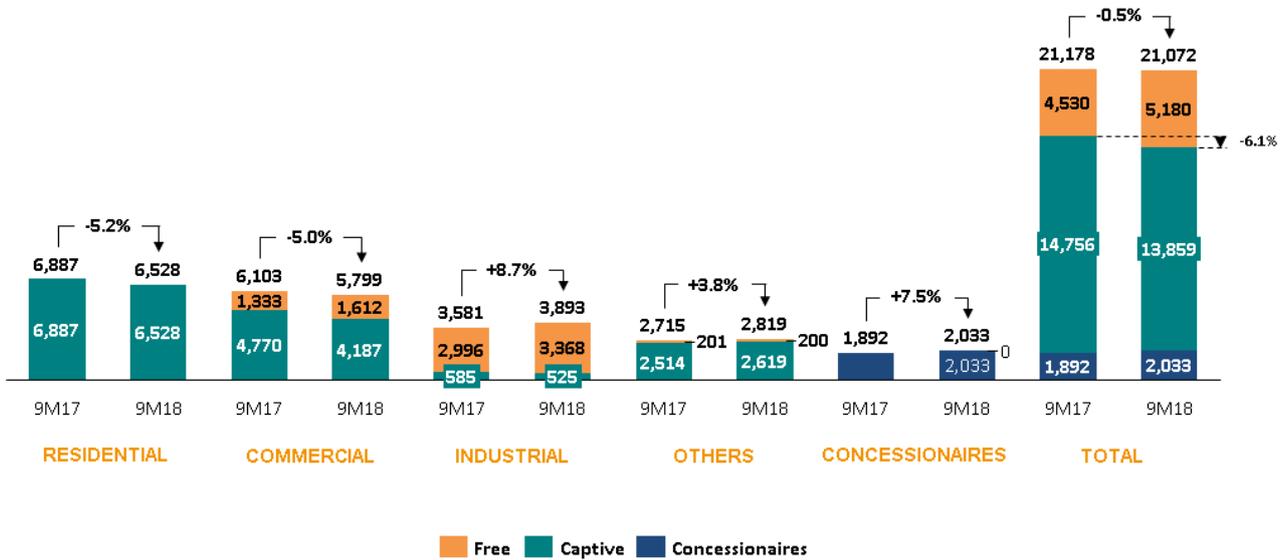
Temperature (C°)



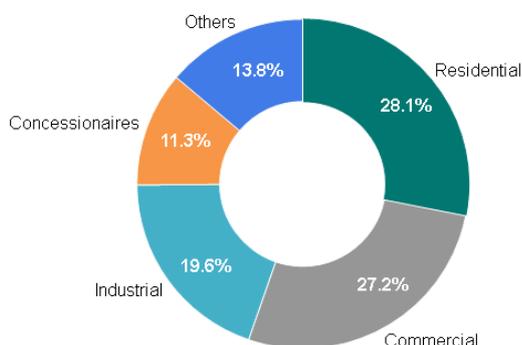
**Total Billed Market (GWh)
3Q18**



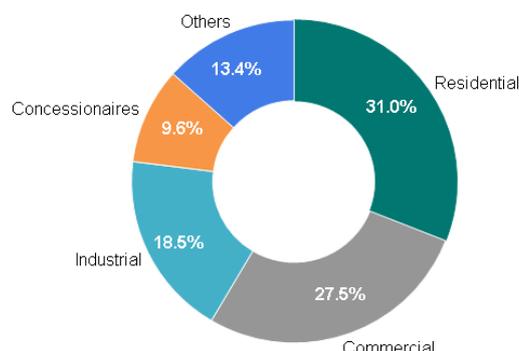
**Total Billed Market (GWh)
9M18**



**Energy Market
3Q18**



**Energy Market
9M18**



As of 1Q18, we started to include in the presentation of the energy market the consumption of energy of the Concessionaires to align this volume of consumption with the volume that is regularly reported to ANEEL. For purposes of analysis, we also adjusted the retroactive volume basis (3Q17).

In 3Q18, the total energy market amounted to 6,454 GWh, representing a 2.7% increase compared to 3Q17. Excluding the effect of REN, the total energy market amounted to 6,300 GWh in 3Q18, representing a 4.1% increase compared to 6,055 GWh in 3Q17. In 9M18, notwithstanding a first quarter that was negatively atypical due to temperatures below the historical average for the period, the total energy market amounted to 21,072 GWh, representing a decrease of only 0.5% compared to 9M17.

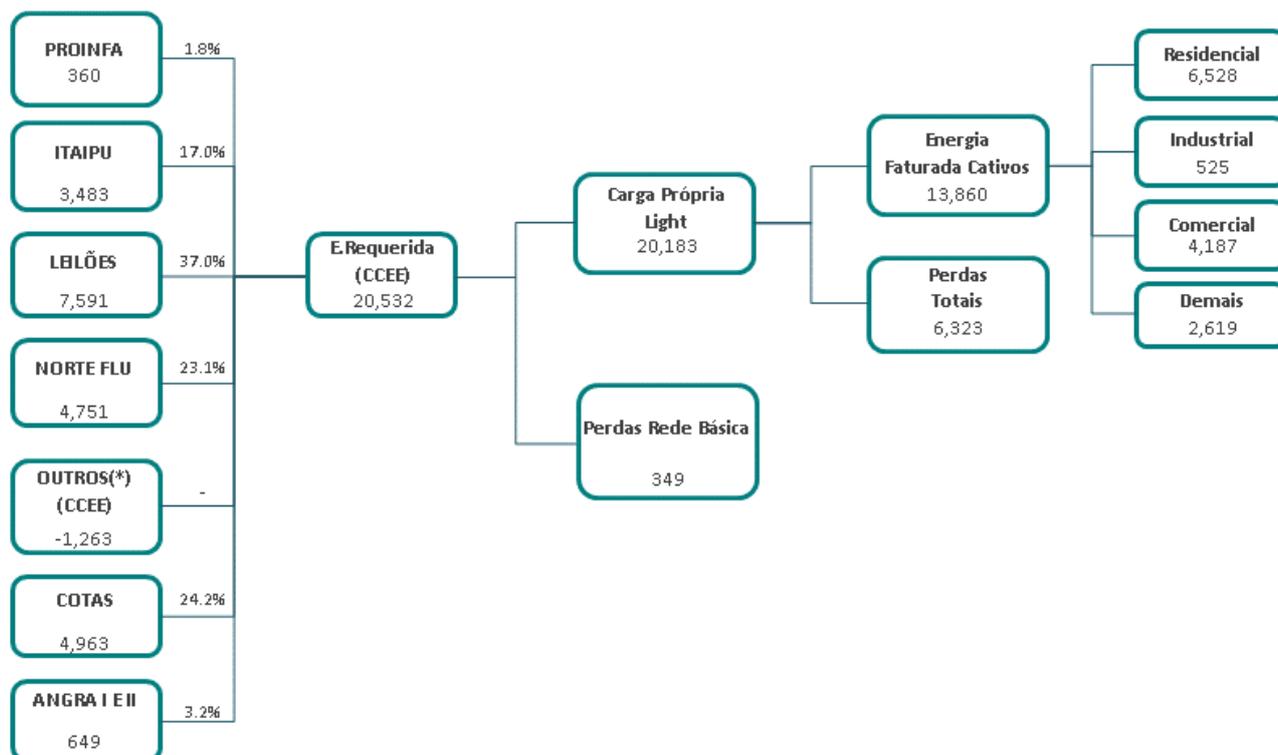
Although in a more modest way, the free market continued with its upward trend, accounting for 26% of the total market in 3Q18, compared to 25% in 3Q17. This increase is primarily due to the migration of captive customers from the commercial and industrial segments. It is worth noting that the migration of customers from the regulated market to the free market does not affect the margin of the Distribution company, as energy continues to be transported by the Company and these customers pay TUSD to the Company.

In 3Q18, the captive market accounted for 63% of the total market, representing a 68 GWh decrease compared to 3Q17, primarily due to the strategy of the Company of reducing the volume of REN as of 3Q18. Although the average temperature in 3Q18 was 0.8°C higher compared to 3Q17, the Residential segment recorded a decrease in consumption of 2.3% in the billed market in 3Q18 compared to 3Q17. Excluding the effect of REN, the Residential segment recorded an increase in consumption of 2.5%.

In 3Q18, the market of the Commercial segment decreased slightly by 1.2% compared to 3Q17; however, it has already shown a recovery in performance compared to the first two quarters of 2018, when more significant decreases were recorded compared to the same periods in 2017.

In 3Q18, the market of the Industrial segment continued with its upward trend, expecting the economic recovery of Rio de Janeiro. In 3Q18, the Industrial segment recorded an increase in consumption of 3.4% compared to 3Q17, primarily driven by the steel sector, which accounted for 64% of the consumption in the Industrial segment in the free market.

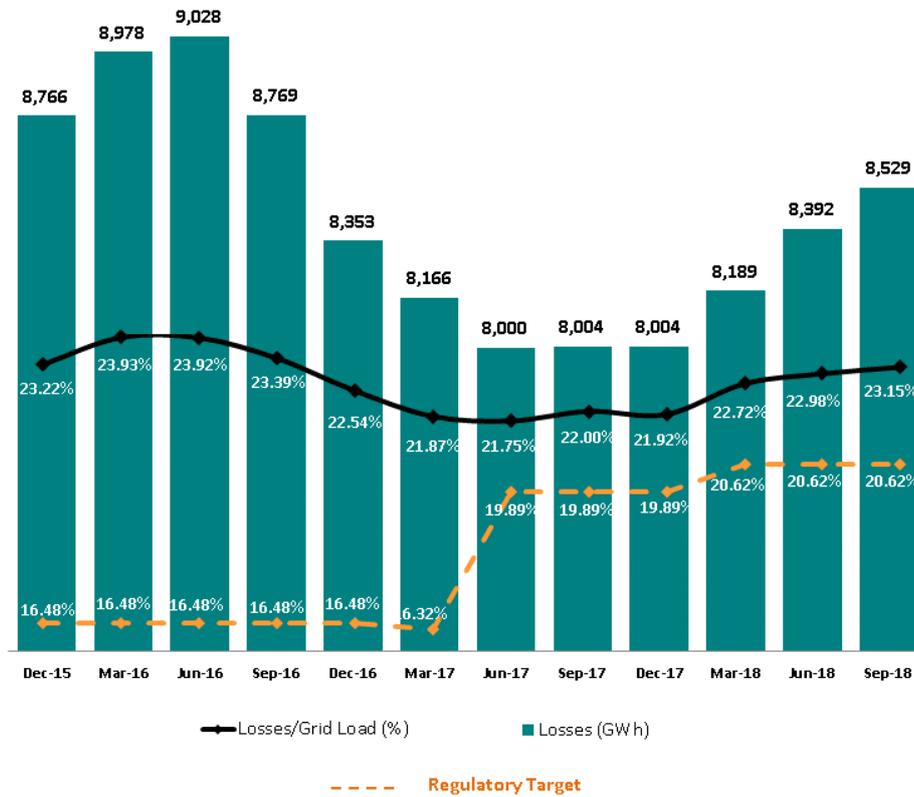
In 3Q18, energy recovery (REN) totaled 155 GWh in all segments, compared to 232 GWh in 3Q17.

2.1.2. Energy Balance
**Energy Distribution Balance (GWh)
Accumulated in 2018**


Energy Balance (GWh)	3Q18	3Q17	% Change 3Q18/3Q17	9M18	9M17	% Change 9M18/9M17
= Grid Load	8,285	7,962	4.1%	27,371	27,037	1.2%
- Energy transported to utilities	730	604	20.8%	2,033	1,892	7.4%
- Energy transported to free customers	1,673	1,545	8.3%	5,155	4,592	12.3%
= Own Load	5,882	5,812	1.2%	20,183	20,553	-1.8%
- Billed Energy (Captive Market)	4,062	4,129	-1.6%	13,860	14,757	-6.1%
Low Voltage Market	2,975	2,997	-0.7%	10,336	10,827	-4.5%
Medium and High Voltage Market	1,087	1,133	-4.1%	3,524	3,930	-10.3%
= Total Losses	1,820	1,683	8.2%	6,323	5,797	9.1%

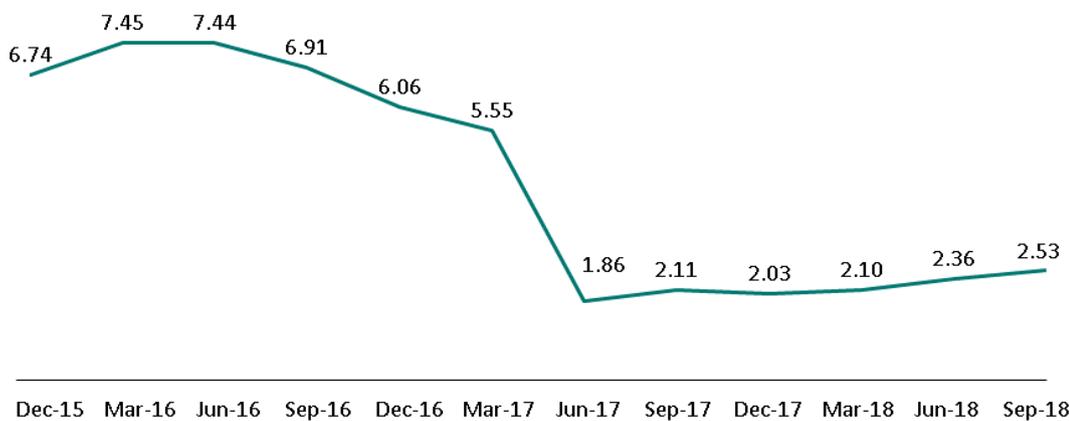
2.1.3. Energy Losses

Changes in Total Losses
12 Months



— Losses/Grid Load (%) ■ Losses (GWh)
- - - - Regulatory Target

Changes in Gap between
Actual Losses and Regulatory Losses
(p.p.)



2.1.3. Energy Losses

The program to combat losses is effectively assessed by the level of loss reduction. Moreover, it is a process that also involves the improvement in collection rate and management of estimated allowance for doubtful accounts (PECLD). In continuation of its strategy to combat losses, the Company reduced the volume of REN to the lowest level in the last two years. Consequently, in the last 12 months ended September 2018, the indicator of losses on grid load increased slightly to 23.15%. It is important to remember that as long as the volume of REN continues with its downward trend, the indicator of losses on grid load should remain stable.

Currently, the Company is 2.53 p.p. above the percentage of regulatory transfer to tariffs of 20.62%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 2018.

In 3Q18, the program to combat losses avoided the loss of 287 GWh (of which 155 GWh refers to energy recovery, 94 GWh refers to energy incorporation (IEN) and 38 GWh refers to load reduction), representing a 2% decrease compared to 293 GWh of losses avoided in 3Q17 (of which 232 GWh refers to REN, 41 GWh refers to IEN and 20 GWh refers to load reduction).

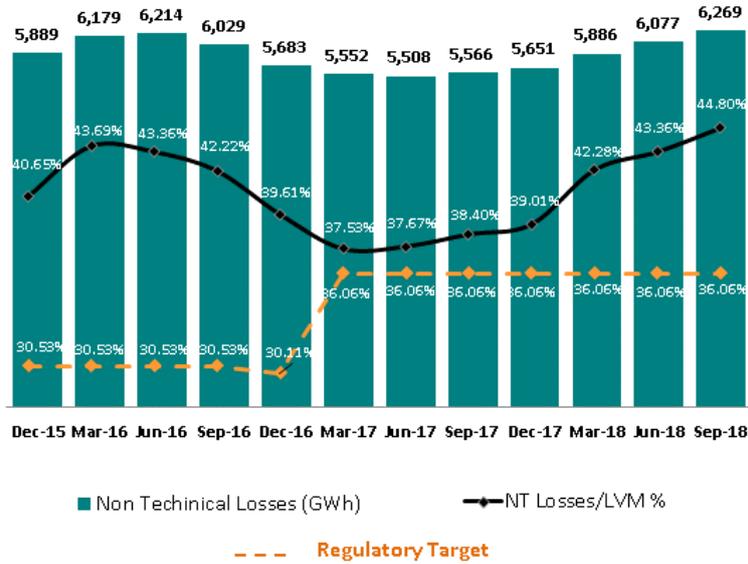
In 3Q18, in possible areas⁶, non-technical losses totaled 3,331 GWh (53.1% of Light's non-technical losses) and total losses reached 16.1% of the grid load (compared to 16.0% in 2Q18). In 3Q18, in risk areas, total losses reached 80.3% of the grid load (compared to 80.0% in 2Q18).

The Company currently has 898,000 installed electronic meters. Accordingly, the Company remotely controls approximately 67% of the bills of the distribution company through the metering control center. This monitoring is key to identify targets for inspections, discipline the market and avoid recurrent energy theft.

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.

⁶ Light's concession areas where minimum safety conditions for the operation of the distribution company exist.

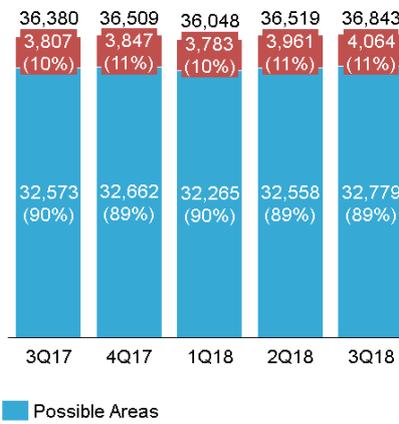
Changes in Non-Technical Losses/Low Voltage Market 12 Months



Non Technical Losses (GWh)
12 months



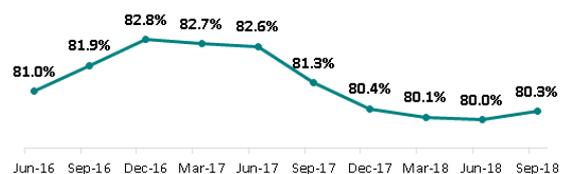
Grid Load (GWh)
12 months



Total Losses / Grid Load - Possible Areas
12 Months

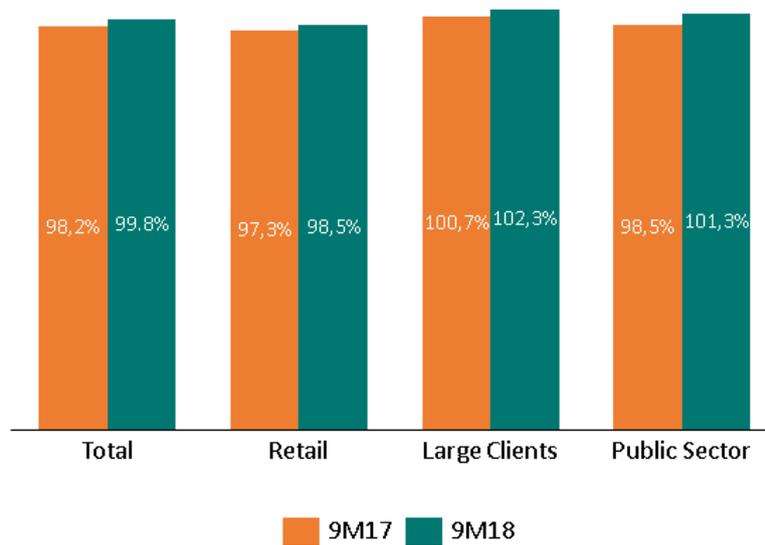


Total Losses / Grid Load - Risk Areas
12 Months

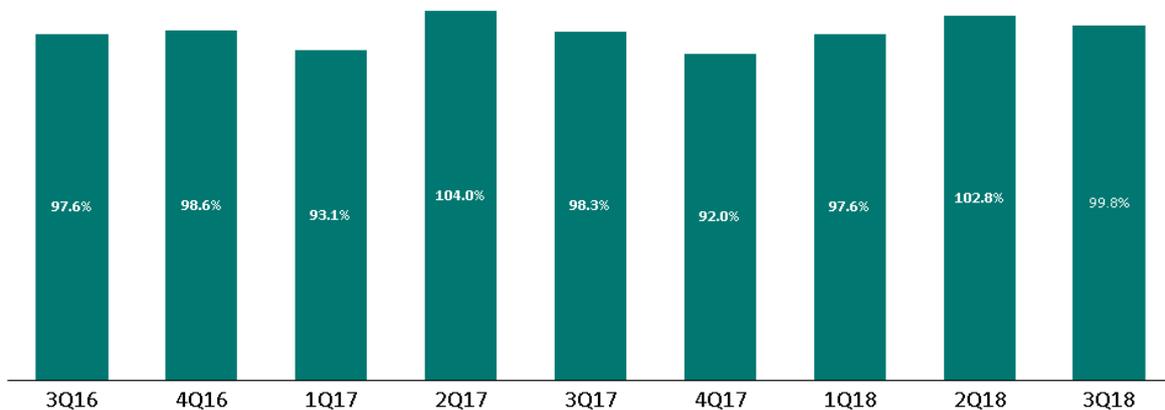


2.1.4. Collection

**Collection Rate by Segment
(Considering REN overdue bills)**



**Historical Total Collection Rate
(Considering REN overdue bills)**



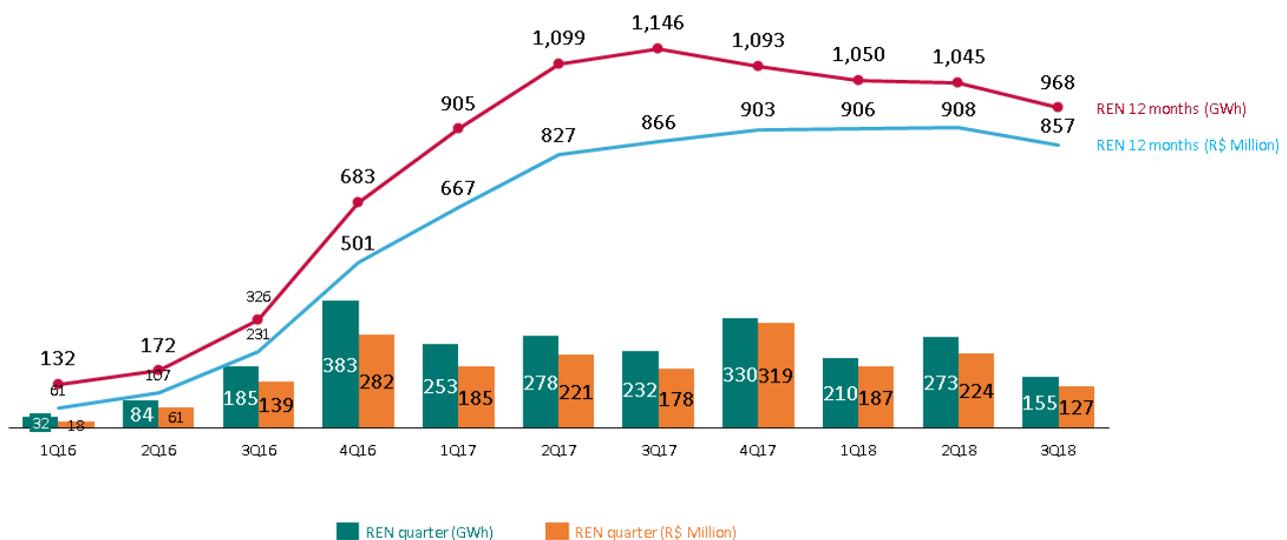
The Company has been presenting continuous improvements in collection rates in 2018. Accordingly, total collection increased from 98.2% in 9M17 to 99.8% in 9M18, including increases in all segments. The second chart also shows this improvement: the collection rate increased by 0.8 p.p., from 98.3% in 3Q17 to 99.1% in 3Q18. Due to the seasonality that is characteristic of the market, the collection rate was higher in 2Q18 compared to 3Q18.

It is worth noting that the collection rate is directly affected by the Company’s current strategy to combat losses, fundamentally based on the retroactive billing of unbilled consumption in the retail segment (residential and commercial segments). Since 2Q18, the Company started to report its collection rate taking into account only REN overdue bills, i.e., excluding from the calculation REN bills that are not yet due. Accordingly, the collection rate is consistent with the Company’s actual collection capacity.

In 3Q18, PECLD totaled R\$89 million (compared to R\$23 million in 3Q17). In the 12-month period, the PECLD/Gross Revenue ratio was 2.3%, representing a slight increase compared to 2.0% in 2Q18 and a 0.5 p.p. decrease compared to 3Q17.

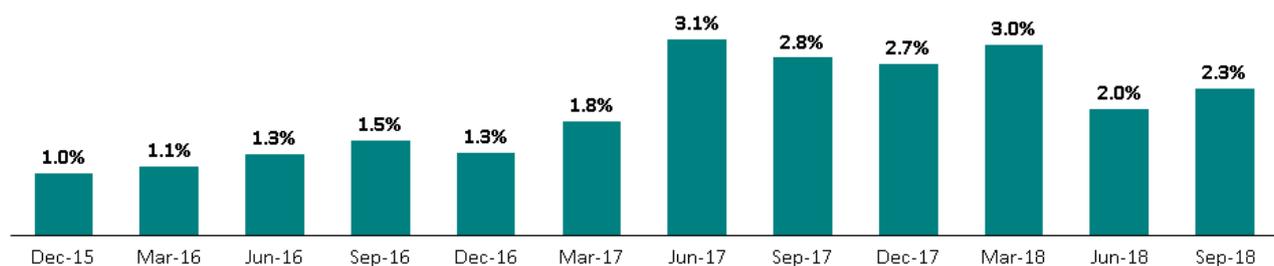
The evolution of the strategy to combat losses, reducing the volume of REN, together with the agreement entered into in 3Q18 with the City Government of Rio de Janeiro, allowed a decrease in PECLD in 3Q18 (R\$89 million) compared to R\$152 million in 1Q18 and R\$125 million in 2Q18.

Changes in REN in the Quarter and in the Last 12 Months



Considering that the billing of REN under the Company’s current strategy to combat losses also resulted in increases in (i) PECLD, (ii) judicial contingencies (associated with customers’ questionings) and (iii) operating expenses of field teams, marginal EBITDA, associated with a billed REN volume of R\$857 million in the last 12 months, totaled approximately R\$99 million, i.e., approximately 6.4% of Light SESA’s adjusted EBITDA for the last 12 months.

PECLD/Gross Revenue⁷ (Supply – 12 Months)



⁷ Gross Revenue from the Captive Market + TUSD.

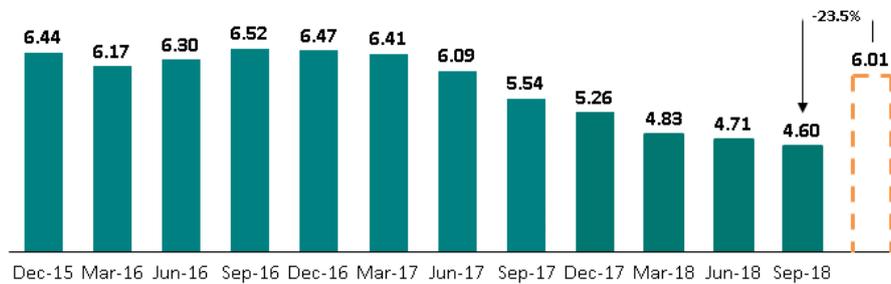
2.1.5. Quality Indicators

DEC (hours)
12 months



----- Target set at the 5th amendment to the concession contract

FEC (times)
12 months



----- Target set at the 5th amendment to the concession contract

Quality indicators remain consistently at good levels due to the operating improvements and investments made in the last periods. In September 2018, DEC (12 months) was 7.67 hours, representing an improvement of 2.0% compared to June 2018 and 25.4% compared to September 2017. In September 2018, DEC (12 months) was 21.7% below the limit of 9.80 hours established by ANEEL in Light’s Concession Agreement for the end of 2018. In September 2018, FEC (12 months) was 4.60 times, representing an improvement of 2.3% compared to June 2018 and 17.0% compared to September 2017. In September 2018, FEC (12 months) was 23.5% below the limit of 6.01 times established in the Concession Agreement for 2018.

2.2. Financial Performance

Income Statement (R\$ MN)	3Q18	3Q17	% Change 3Q18/3Q17	9M18	9M17	% Change 9M18/9M17
Net Operating Revenue	2,465	2,258	9.2%	7,411	6,481	14.3%
Operating Expense	(2,307)	(1,913)	-20.6%	(6,892)	(5,978)	-15.3%
Adjusted EBITDA	285	461	-38.2%	895	847	5.7%
Financial Result	(124)	(218)	43.0%	(476)	(595)	20.0%
Non Operating Result	(2)	1	-	(14)	(71)	80.1%
Result before taxes and interest	34	128	-73.5%	43	(162)	-
Income Tax/Social Contribution	(13)	(44)	71.3%	(17)	52	-
Net Income/Loss	21	84	-74.7%	25	(111)	-
EBITDA Margin*	11.6%	20.4%	-8.86 p.p.	12.1%	13.1%	-0.99 p.p.

* Does not consider construction revenue

2.2.1. Net Revenue⁸

Net Revenue (R\$ MN)	3Q18	3Q17	% Change 3Q18/3Q17	9M18	9M17	% Change 9M18/9M17
Billed Consumption	1,815	1,600	13.5%	5,913	5,604	5.5%
Non billed Energy	(12)	31	-	(43)	(32)	-35.8%
Network Use (TUSD)	250	195	28.5%	739	563	31.1%
Short Term (Spot)	-	0	-	-	3	-
CCRB Account	(23)	(67)	66.0%	(48)	(157)	69.4%
CVA	367	453	-19.0%	655	361	81.5%
Others	68	46	47.7%	195	139	40.4%
Concession Right of Use	46	18	152.2%	134	54	147.7%
Others Revenues	22	28	-21.1%	61	85	-28.4%
Subtotal	2,465	2,258	9.2%	7,411	6,481	14.3%
Construction Revenue*	183	166	10.5%	467	432	8.0%
Total	2,649	2,424	9.3%	7,878	6,914	13.9%

* 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 3Q18, net revenue, excluding construction revenue, increased by 9.2% (R\$207 million) compared to 3Q17, including the following highlights:

- an increase of R\$215 million in Energy Sold, primarily due to the tariff adjustment that occurred in March 2018;
- an increase of R\$55 million in Network Usage (TUSD), due to the migration of captive customers to the free market and the especially strong demand from the steel industry, which continued to drive consumption in the industrial segment; and

⁸ 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 or deducted from the indemnification amount, allowing the recognition of the balances of these regulatory assets and liabilities.

- a decrease of R\$44 million in Light SESA's transfers to the CCRBT Account, due to the new apportionment criteria set forth by Normative Resolution No. 826, dated August 13, 2018, pursuant to which billed revenue under Tariff Flags started to be primarily allocated in the concession area itself.

The increases described above were partially offset by a lower CVA amount in 3Q18, which totaled R\$367 million, compared to R\$453 million in 3Q17.

2.2.2. Costs and Expenses

Costs and Expenses (R\$ MN)	3Q18	3Q17	% Change 3Q18/3Q17	9M18	9M17	% Change 9M18/9M17
Non-Manageable Costs and Expenses	(1,787)	(1,508)	-18.6%	(5,319)	(4,420)	-20.3%
Energy Purchase Costs	(1,710)	(1,389)	-23.1%	(4,808)	(4,283)	-12.3%
Costs with Charges and Transmission	(236)	(264)	10.6%	(976)	(538)	-81.6%
PIS/COFINS Credit on purchase	159	146	9.1%	466	400	16.3%
Manageable Costs and Expenses	(520)	(404)	-28.6%	(1,573)	(1,629)	3.4%
PMSO	(238)	(215)	-10.9%	(658)	(679)	3.0%
Personnel	(97)	(72)	-35.8%	(273)	(268)	-2.1%
Material	(5)	(4)	-50.0%	(15)	(13)	-15.8%
Outsourced Services	(139)	(118)	-18.2%	(394)	(361)	-9.2%
Others	4	(22)	-	25	(36)	-
Provisions - Contingencies	(66)	(52)	-26.6%	(173)	(139)	-24.3%
Provisions - PECLD	(89)	(23)	-293.4%	(366)	(397)	7.7%
Depreciation and Amortization	(124)	(116)	-7.2%	(362)	(343)	-5.5%
Non Operating Result	(2)	1	-	(14)	(71)	80.1%
Total costs without Construction Revenue	(2,307)	(1,912)	-20.7%	(6,892)	(6,049)	-13.9%
Construction Revenue	(183)	(166)	-10.5%	(467)	(432)	-8.0%
Total Costs	(2,490)	(2,078)	-19.9%	(7,359)	(6,481)	-13.5%

2.2.2.1. Non-Manageable Costs and Expenses

Non-Manageable Costs and Expenses (R\$ MN)	3Q18	3Q17	% Change 3Q18/3Q17	9M18	9M17	% Change 9M18/9M17
Energy Purchase costs	(1,710)	(1,389)	-23.1%	(4,808)	(4,283)	-12.3%
Itaipu	(303)	(259)	-17.3%	(816)	(762)	-7.0%
TPP Norte Fluminense	(365)	(362)	-0.8%	(1,084)	(1,076)	-0.8%
Short-Term Energy (Spot)	(138)	(152)	8.8%	(405)	(405)	-0.1%
Hydrological Risk	(170)	(157)	-8.3%	(248)	(199)	-24.2%
Others	32	5	507.7%	(158)	(206)	23.3%
Energy auction	(903)	(616)	-46.5%	(2,502)	(2,040)	-22.7%
Contracts by Availabilities	(416)	(339)	-22.9%	(1,097)	(996)	-10.2%
Contracts by Quantity	(323)	(266)	-21.5%	(1,005)	(784)	-28.3%
Others	(163)	(11)	-1319.1%	(399)	(260)	-53.5%
Costs with Charges and Transmission	(236)	(264)	10.6%	(976)	(538)	-81.6%
ESS + EER	54	44	22.6%	(41)	60	-
Transported Energy	(232)	(255)	9.2%	(756)	(448)	-68.8%
Other Charges	(58)	(53)	-10.3%	(179)	(150)	-20.0%
PIS / COFINS Credit on Purchase	159	146	9.1%	466	400	16.3%
Total	(1,787)	(1,508)	-18.6%	(5,319)	(4,420)	-20.3%

In 3Q18, non-manageable costs and expenses increased by 18.6% compared to 3Q17, primarily due to: (i) the R\$287 million increase in the energy auctions line item in 3Q18, mainly as a result of new auctions, whose

supply began in 2018; (ii) increase in tariffs related to Physical Guarantee Quotas of power plants under extended concession terms; and (iii) annual adjustment of CCEAR amounts based on IPCA. Moreover, the cost of energy purchased from Itaipu increased by R\$44 million in 3Q18 due to the appreciation of the U.S. dollar in the period.

2.2.2.2. Manageable Costs and Expenses

In 3Q18, Manageable Costs and Expenses, which include PMSO (Personnel, Materials, Outsourced Services and Others), Provisions, Depreciation and Other Operating Revenue (Expenses), totaled R\$520 million, representing an increase of R\$116 million compared to 3Q17.

PMSO increased by R\$23 million compared to 3Q17, primarily due to a more significant amount of capitalization of own labor and outsourced services in 3Q17 and higher expenses with judicial costs and collection in 3Q18.

In 3Q18, PECLD totaled R\$89 million, below the R\$139 million average of the first two quarters of 2018, primarily due to the decrease in the volume of REN realized as of 3Q18, as explained in the section describing collection (“2.1.4. Collection”), and the agreement entered into with the City Government of Rio de Janeiro. However, PECLD increased by R\$66 million in 3Q18 compared to 3Q17, when PECLD was atypically low compared to the historical average, primarily due to renegotiations of overdue balances in that period.

It is worth noting that since 1Q18, the Company has been adopting a new method for PECLD, which, since January 1, 2018, replaced the “incurred losses” model by an “expected credit losses” forward-looking model, in line with IFRS 9. The purpose of this change is to recognize expected credit losses from all financial instruments whose credit risk increased significantly since their initial recognition, assessed individually or collectively, taking into account all reasonable and sustainable information, including forward-looking information.

2.2.3. “A Component” Variation Offset Account – CVA

Net Regulatory Assets / Liabilities	3Q18	3Q17
Regulatory Assets	2,157	1,432
Regulatory Liabilities	(1,423)	(1,592)
Net Regulatory Assets/Liabilities	734	(160)

2.2.4. Financial Result

Financial Result (R\$ MN)	3Q18	3Q17	% Change 3Q18/3Q17	9M18	9M17	% Change 9M18/9M17
Financial Revenues	194	22	775.7%	454	120	279.7%
Income from Financial Investments	11	5	150.0%	20	14	40.3%
Swap Operations	120	-	-	269	-	-
Interest on energy accounts and debt installments	48	14	251.1%	94	41	132.3%
Restatement of Sector's Assets and Liabilities	11	(3)	-	59	4	1420.5%
Others Financial Revenues	4	7	-40.3%	11	16	-30.2%
Financial Expenses	(319)	(240)	-32.7%	(930)	(714)	-30.1%
Debt Expenses (Local Currency)	(114)	(116)	1.5%	(337)	(371)	9.3%
Debt Expenses (Foreign Currency)	(45)	(12)	-283.9%	(62)	(35)	-74.9%
Monetary Variation	(20)	(13)	-50.0%	(44)	(35)	-28.1%
Exchange Rate Variation	(97)	25	-	(379)	19	-
Swap Operations	-	(77)	-	-	(189)	-
Itaipu Exchange Rate Variation	(7)	7	-	(33)	(3)	-1107.4%
Restatement of provision for contingencies	(2)	(3)	23.3%	(8)	(11)	29.8%
Restatement of R&D/PEE/FNDCT	(3)	(4)	10.8%	(9)	(12)	19.1%
Interest and Fines on Taxes	(4)	(6)	23.2%	(12)	(16)	23.9%
Installment Payment - Fines and Interest Rates Law 11.941/09 (REFIS)	(1)	(3)	51.9%	(4)	(9)	52.3%
Other Financial Expenses (Includes IOF)	(24)	(37)	35.6%	(39)	(48)	18.0%
Braslight (Private Pension Fund)	-	(2)	-	(2)	(4)	54.5%
Total	(124)	(218)	43.0%	(476)	(595)	20.0%

In 3Q18, net financial expenses totaled R\$124 million compared to net financial expenses of R\$218 million in 3Q17. This improvement is primarily due to: (i) a gain from the mark-to-market of the swap agreement that hedged the Bonds, as a result of the closing of the CDI rate future curve in the period; (ii) the increase in interest revenue on energy bills and installment payments of debits in the amount of R\$34 million; and (iii) the increase in revenue from the adjustment of sector assets and liabilities (CVA) in the amount of R\$14 million.

3. Light Energia – Generation

Operating Highlights	3Q18	3Q17	% Change 3Q18/3Q17
Nº of Employees	216	181	19.3%
Installed capacity (MW)	1,043	1,043	0.0%
Light Energia	855	855	0.0%
Participation*	188	188	0.0%
Assured energy (Average MW)	794	815	-2.6%
Light Energia	650	671	-3.2%
Participation*	144	144	0.0%
Pumping and internal losses (Average MW)	101	103	-1.9%
Available energy Light Energia (Average MW)*	549	568	-3.4%
Net Generation Light Energia (GWh)	381	365	4.2%

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

3.1. Operating Performance

3.1.1. Energy Sales

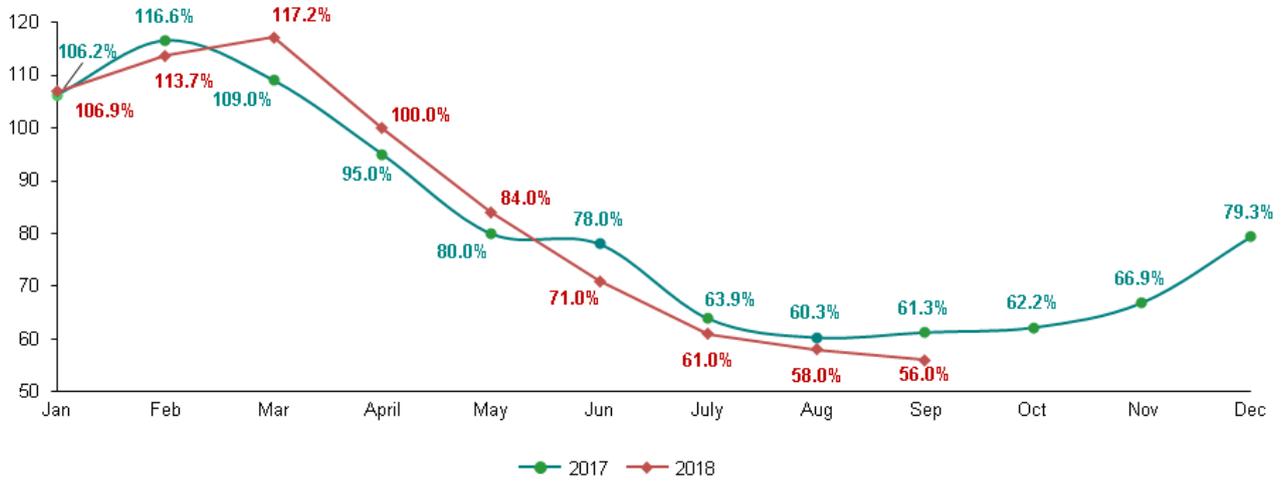
Energy Sale (MWm)	3Q18	3Q17	% Change 3Q18/3Q17	9M18	9M17	% Change 9M18/9M17
Free Contracting Environment Sales	545	550	-0.9%	541	517	4.7%
Spot Sales (CCEE)	(62)	(110)	43.6%	15	(20)	-

In 3Q18, energy sales in the ACL decreased slightly compared to 3Q17.

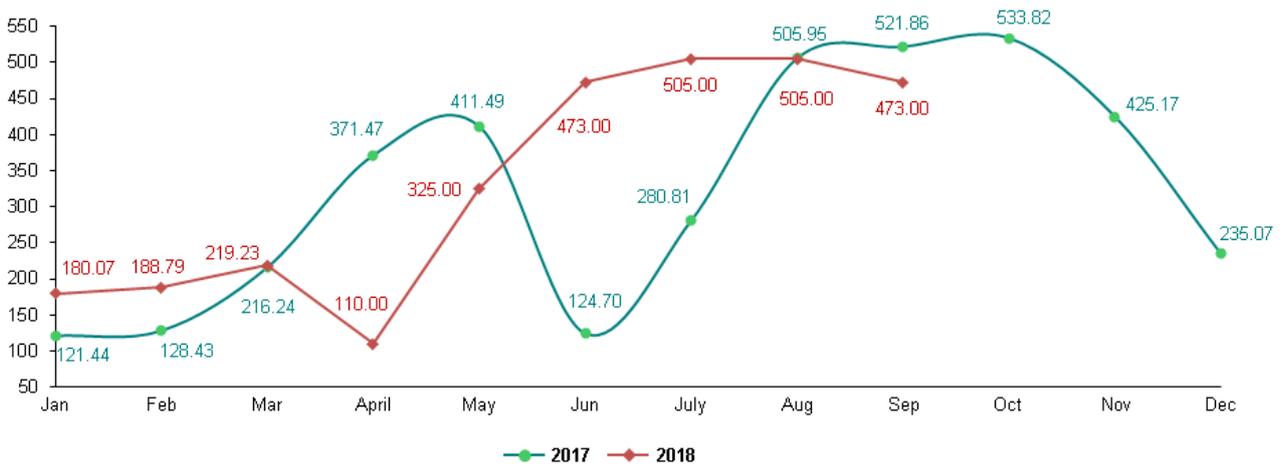
During 3Q18, approximately 162 MWm of energy was purchased to restore Light Energia's reserves. In 3Q18, Light Energia's hydrological hedge totaled approximately 30%.

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 is regularly fully recognized in its result. As of September 30, 2018, the gross balance of the provision for liabilities for the period between May 2015 and June 2018 totaled approximately R\$887 million (or R\$481 million, net of amounts receivable).

GSF – Generation Scaling Factor



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



3.2. Financial Performance

Income Statement (R\$ MN)	3Q18	3Q17	% Change 3Q18/3Q17	9M18	9M17	% Change 9M18/9M17
Net Operating Revenue	364	235	55.2%	831	603	37.7%
Operating Expense	(349)	(236)	-48.0%	(568)	(375)	-51.5%
Adjusted EBITDA	24	13	86.5%	300	269	11.4%
Financial Result	(28)	(27)	-2.6%	(129)	(103)	-25.8%
Non Operating Result	(1)	0	-	(3)	1	-
Result before taxes and Equity Pickup	(13)	(28)	51.6%	131	126	3.3%
Income Tax/Social Contribution	9	10	-14.9%	(38)	(43)	11.4%
Equity Pickup	(43)	(40)	-8.3%	(88)	(8)	-1036.4%
Net Income/Loss	(47)	(57)	18.3%	7	76	-90.5%
EBITDA Margin	6.5%	5.4%	1.09 p.p.	36.1%	44.7%	-8.54 p.p.

3.2.1. Net Revenue

Net Revenue (R\$ MN)	3Q18	3Q17	% Change 3Q18/3Q17	9M18	9M17	% Change 9M18/9M17
Generation Sale (ACL)	196	187	5.1%	565	517	9.2%
Short-Term	165	46	259.9%	259	80	225.3%
Others	3	2	33.3%	7	6	14.1%
Total	364	235	55.2%	831	603	37.7%

In 3Q18, net revenue increased by R\$129 million compared to 3Q17, due to the increase in the sale of energy in the ACL (R\$9 million) and primarily in the spot market (R\$119 million)⁹, together with the strategy to purchase energy to establish a reserve.

3.2.2. Costs and Expenses

Operating Costs and Expenses (R\$ MN)	3Q18	3Q17	% Change 3Q18/3Q17	9M18	9M17	% Change 9M18/9M17
Personnel	(5)	(6)	10.2%	(18)	(19)	9.3%
Material and Outsourced Services	(4)	(4)	2.3%	(12)	(13)	7.0%
CUSD / CUST / Purchased Energy	(329)	(210)	-57.1%	(495)	(298)	-66.1%
Depreciation	(14)	(14)	0.7%	(41)	(41)	0.5%
Non Operating Result	(2)	0	-	(5)	1	-
Others (includes provisions)	5	(2)	-	3	(4)	-
Total	(349)	(235)	-48.2%	(568)	(374)	-51.9%

In 3Q18, costs and expenses increased by R\$114 million compared to 3Q17, primarily due to a R\$119 million increase in energy purchase expenses, as a result of the strategy to ensure higher protection during the year against more challenging GSF levels

In 3Q18, the average price of energy purchases was R\$276/MWh compared to an average PLD of R\$494/MWh in the period.

⁹ For purposes of CCEE accounting, GSF=1 at the closing of each month. In the subsequent month, CCEE indicates the billing adjustment required to reflect the actually assessed GSF.

3.2.3. Financial Result

Financial Result (R\$ MN)	3Q18	3Q17	% Change 3Q18/3Q17	9M18	9M17	% Change 9M18/9M17
Financial Revenues	56	7	683.3%	114	32	261.3%
Income from Financial Investments	10	3	230.0%	18	7	177.3%
Swap Operations	46	-	-	92	11	734.5%
Restatement of Parcel A and other Financial Items	-	4	-	3	14	-75.5%
Others Financial Revenues	0	0	-100.0%	0	0	100.0%
Financial Expenses	(84)	(34)	-144.8%	(246)	(135)	-82.8%
Debt Expenses (Local Currency)	(12)	(20)	38.1%	(48)	(66)	27.0%
Debt Expenses (Foreign Currency)	(17)	(4)	-358.3%	(29)	(9)	-210.8%
Exchange Rate Variation	(33)	14	-	(120)	11	-
Swap Operations	-	(20)	-	-	(46)	-
Restatement of provision for contingencies	(0)	(0)	-	(0)	(0)	-
Restatement of R&D/PEE/FNDCT	(0)	(0)	0.0%	(0)	(1)	16.7%
Interest and Fines on Taxes	(0)	-	-	(1)	(4)	84.6%
Other Financial Expenses (Includes IOF)	(23)	(5)	-363.3%	(47)	(19)	-150.3%
Braslight (Private Pension Fund)	-	(0)	-	(0)	(0)	50.0%
Total	(28)	(27)	-2.6%	(129)	(103)	-25.6%

In 3Q18, net financial expenses totaled R\$28 million, remaining in line with net financial expenses of R\$27 million in 3Q17.

3.2.4. Net Income (Loss)

Net Income/Loss (R\$MN)	3Q18	3Q17	% Change 3Q18/3Q17	9M18	9M17	% Change 9M18/9M17
Light Energia (without Stakes)	(4)	(18)	77.5%	95	85	11.8%
Guanhães - Equity Income	(2)	(3)	54.5%	(3)	(4)	41.9%
Renova Energia -Equity Income	(41)	(36)	-14.0%	(85)	(4)	-1831.8%
Net Result	(47)	(57)	18.3%	7	76	-90.5%

In 3Q18, Light Energia's net loss, excluding equity income, totaled R\$4 million, representing a R\$14 million improvement compared to 3Q17. Light Energia's net loss, including the effect of Renova and Guanhães equity income, totaled R\$47 million in 3Q18, compared to R\$57 million in 3Q17.

4. Light Com – Trading

4.1. Operating Performance

Operating Highlights	3Q18	3Q17	% Change 3Q18/3Q17	9M18	9M17	% Change 9M18/9M17
Volume Sold - MWh	862	864	-0.3%	789	800	-1.3%
Average Selling Price (Net of Taxes) - R\$/MWh	205.3	182.7	12.4%	188.7	176.4	7.0%

In 3Q18, sales volume remained stable compared to 3Q17. The increase in the average sales price was due to the transfer of energy purchased to restore Light Energia's reserves and the annual price adjustment under existing contracts.

4.2. Financial Performance

Income Statement (R\$ MN)	3Q18	3Q17	% Change 3Q18/3Q17	9M18	9M17	% Change 9M18/9M17
Net Operating Revenue	390	349	12.0%	981	927	5.9%
Energy Supply	390	349	12.0%	981	926	5.9%
Others	0	0	0.0%	1	0	0.0%
Operating Expenses	(361)	(315)	-14.5%	(911)	(840)	-8.4%
Personnel	(1)	(1)	-14.3%	(3)	(2)	-33.3%
Material and Outsourced Services	(0)	(0)	100.0%	(0)	(0)	66.7%
Others	(0)	(0)	50.0%	(1)	(1)	30.0%
Purchased Energy	(360)	(314)	-14.6%	(907)	(837)	-8.5%
Adjusted EBITDA	29	33	-12.0%	70	87	-18.9%
EBITDA Margin	7.5%	9.5%	-2.05 p.p.	7.2%	9.4%	-2.19 p.p.
Financial Result	10	1	900.0%	11	2	400.0%
Financial Revenue	11	1	990.0%	12	3	300.0%
Financial Expense	(1)	(0)	-	(1)	(1)	-55.6%
Result Before Taxes and Interests	39	34	14.6%	81	89	-8.7%
Net Income/Loss	26	23	9.8%	53	60	-10.4%

The decrease in Light COM's EBITDA Margin during the year is primarily due to the transfer of energy purchased to restore Light Energia's reserves. The R\$3 million increase in Light Com's net income in 3Q18 compared to 3Q17 is primarily due to the increase in financial result in the period.

5. Services¹⁰

5.1. Financial Performance

Income Statement (R\$ MN)	3Q18	3Q17	% Change 3Q18/3Q17	9M18	9M17	% Change 9M18/9M17
Gross Operating Revenue	1	13	-93.9%	33	39	-16.7%
Energy Supply	-	5	-	15	8	102.6%
Others	1	8	-90.2%	18	32	-44.8%
Operating Expenses	0	(15)	-	(32)	(31)	-1.9%
Personnel	-	(1)	-	(1)	(2)	43.5%
Material and Outsourced Services	(1)	(12)	-93.4%	(17)	(31)	46.2%
Others	1	(0)	-	(8)	(1)	-925.0%
Depreciation	(0)	(1)	-93.3%	(3)	(4)	31.8%
Provisions	-	0	-	-	11	-
Purchased Energy	-	(1)	-	(2)	(3)	24.2%
Adjusted EBITDA	1	(1)	-	4	13	-66.1%
Financial Result	0	1	-50.0%	4	3	57.7%
Financial Revenue	0	2	-77.8%	6	6	1.7%
Financial Expense	(0)	(1)	-91.7%	(2)	(3)	41.2%
Result Before Taxes and Interests	1	(1)	-	5	8	-37.6%
Net Income/Loss	1	17	-93.1%	(11)	23	-

As disclosed by the Company in a material fact, the sale of Light Esco to Ecogen was completed on October 4, 2018 (see section 9.1).

¹⁰ Projects in operation that were not part of the mentioned sale of Light Esco to Ecogen.

6. Indebtedness

6.1. Light S.A.

R\$ Million	Current	%	Non Current	%	Total	%
Light SESA	1,565	100.0%	6,536	100.0%	8,101	100.0%
Domestic Currency	1,239	79.2%	4,433	67.8%	5,673	70.0%
Debentures 8th Issuance	39	2.5%	274	4.2%	313	3.9%
Debentures 9th Emissão - Series A	250	16.0%	500	7.6%	750	9.3%
Debentures 9th Issuance - Series B	-	0.0%	600	9.2%	600	7.4%
Debentures 10th Issuance	250	16.0%	250	3.8%	500	6.2%
Debentures 11th Issuance	-	0.0%	-	0.0%	-	0.0%
Debentures 12ª Issuance	99	6.4%	-	0.0%	99	1.2%
Debentures 12ª Issuance	-	0.0%	148	2.3%	148	1.8%
Debentures 12ª Issuance	-	0.0%	53	0.8%	53	0.7%
Debentures 13ª Issuance	-	0.0%	458	7.0%	458	5.7%
Debentures 14ª Issuance	131	8.4%	294	4.5%	425	5.2%
Elektrobras	1	0.1%	0	0.0%	1	0.0%
CCB Bradesco	60	3.8%	15	0.2%	75	0.9%
CCB Banco do Brasil	15	1.0%	-	0.0%	15	0.2%
CCB Santander	-	0.0%	-	0.0%	-	0.0%
CCB IBM	41	2.6%	11	0.2%	52	0.6%
Leasing IBM	2	0.1%	0	0.0%	2	0.0%
BNDES (CAPEX)	228	14.6%	448	6.9%	676	8.3%
BNDES Olimpíadas	20	1.3%	36	0.6%	56	0.7%
FINEP - Inovação e Pesquisa	23	1.5%	62	0.9%	85	1.0%
4ª Promissory Notes	86	5.5%	-	0.0%	86	1.1%
FIDC 2018 - serie A	40	2.5%	960	14.7%	1,000	12.3%
FIDC 2018 - serie B	20	1.3%	386	5.9%	407	5.0%
Others	(66)	-4.2%	(63)	-1.0%	(129)	-1.6%
Foreign Currency	326	20.8%	2,103	32.2%	2,428	30.0%
Tesouro Nacional	-	0.0%	41	0.6%	41	0.5%
Citibank	280	17.9%	480	7.4%	761	9.4%
China Construction Bank	51	3.3%	-	0.0%	51	0.6%
Bonds	-	0.0%	1,602	24.5%	1,602	19.8%
Others	(6)	-0.4%	(21)	-0.3%	(27)	-0.3%
Light Energia	452	100.0%	849	100.0%	1,301	100.0%
Domestic Currency	375	82.9%	58	6.9%	433	33.3%
Debentures 2nd Issuance	106	23.5%	-	0.0%	106	8.2%
Debentures 3rd Issuance	2	0.6%	18	2.1%	20	1.5%
Debentures 4th Issuance	-	0.0%	-	0.0%	-	0.0%
Debentures 5th Issuance	38	8.3%	-	0.0%	38	2.9%
Debentures 6th Issuance	67	14.8%	17	2.0%	83	6.4%
2ª Promissory Note	-	0.0%	-	0.0%	-	0.0%
3ª Promissory Note	50	11.1%	-	0.0%	50	3.8%
4ª Promissory Note	100	22.1%	-	0.0%	100	7.7%
BNDES (CAPEX)	1	0.2%	-	0.0%	1	0.1%
BNDES Lajes	4	0.9%	24	2.9%	28	2.2%
Mutual - Light S.A.	10	2.2%	-	0.0%	10	0.8%
Others	(3)	-0.6%	(0)	0.0%	(3)	-0.2%
Foreign Currency	77	17.1%	790	93.1%	868	66.7%
Citibank	80	17.7%	-	0.0%	80	6.2%
Bonds	-	0.0%	801	94.4%	801	61.6%
Others	(3)	-0.6%	(10)	-1.2%	(13)	-1.0%
Light Esco	7	100.0%	21	100.0%	28	100.0%
BNDES - PROESCO	7	100.0%	21	100.0%	28	100.0%
Light Itaocara	3	100.0%	1	100.0%	4	100.0%
BNDES - PROESCO	3	100.0%	1	100.0%	4	100.0%

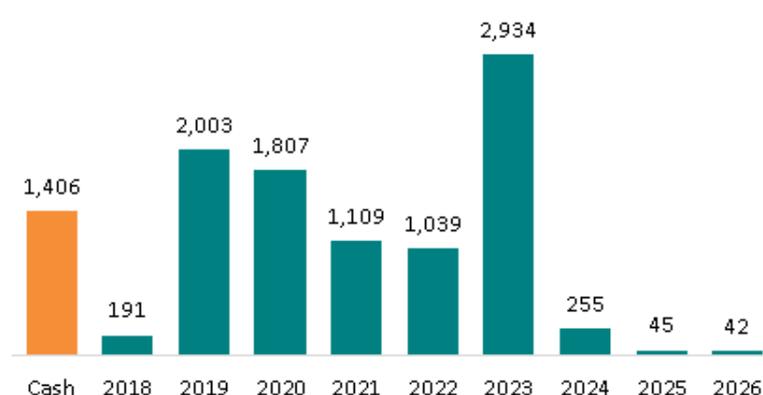
R\$ MN	Light SESA	Light Energia	Light ESCO	Light Itaocara	Others Light S.A.	Light S.A. Sep/18	Light S.A. Jun/18	Δ %
Domestic Currency	5,673	433	28	4	0	6,138	6,495	-5.5%
Foreign Currency	2,428	868	0	0	0	3,296	3,221	2.3%
Loans and Financing	4,798	1,056	28	4	-10	5,876	5,951	-1.3%
Debentures	3,521	245	0	0	0	3,766	3,756	0.2%
Interest	176	40	0	0	0	215	334	-35.6%
Swap Operations	-216	(96)	0	0	0	-312	(155)	100.9%
Pension Fund	0	-	0	0	0	0	0	-25.2%
Gross Debt	8,278	1,244	28	4	-10	9,545	9,886	-3.5%
Cash and Cash Equivalents	711	636	11	0	48	1,406	1,951	-27.9%
Net Debt	7,567	609	17	4	-58	8,139	7,935	2.6%

At the end of 3Q18, the Company's net debt totaled R\$8,139 million, representing a 2.6% increase compared to the Company's net debt at the end of 2Q18. This increase is primarily due to the outflow of cash to form CVA (sector financial assets), which totaled R\$370 million in 3Q18. The Company continues to implement its strategy to improve its indebtedness profile, primarily to: (i) extend the maturity term of loans and financing; (ii) reinforce liquidity; and (iii) reduce the cost of debt. Accordingly, in October 2018, the Company completed the 15th issuance of debentures of Light SESA, in two series: the 1st series, in the amount of R\$540 million, accruing interest at IPCA + 6.83% p.a., maturing in seven years; and the 2nd series, in the amount of R\$160 million, accruing interest at the CDI rate + 2.2% p.a., maturing in four years.

Since the beginning of the debt refinancing process, the following transactions were completed:

- July 2017: issuance of debentures in the amount of R\$400 million by Light SESA, of which R\$200 million matures within 18 months and R\$200 million matures within three years;
- November 2017: issuance of infrastructure debentures in the amount of R\$459 million by Light SESA, maturing within five years;
- December 2017: issuance of Promissory Notes in the amount of R\$400 million by Light SESA, maturing within 13 months;
- February 2018: debt rollover in the amount of R\$727 million with Citibank, of which R\$632 million corresponds to Light SESA and R\$92 million corresponds to Light Energia, both maturing within three years;
- March 2018: debt rollover in the amount of R\$425 million by Light SESA with Banco do Brasil, maturing within three years, of which R\$325 million was disbursed in March 2018 and R\$100 million was disbursed in May 2018
- May 2018: issuance of bonds in the amount of US\$600 million in the foreign market, of which US\$400 million was issued by Light SESA and US\$200 million was issued by Light Energia. These amounts have already been received and were fully hedged, indexed to the CDI rate (both principal and interest), accruing interest at 142.8% of the CDI rate; and
- June 2018: issuance of FIDC quotas in the amount of R\$1.4 billion in two series: (i) R\$1.0 billion, accruing interest at the CDI rate + 1.20% p.a.; and (ii) R\$ 400 million, accruing interest at IPCA + 5.75% p.a.

Amortization of Loans and Financing and Debentures (R\$ MM)
Average Maturity: 3.2 years

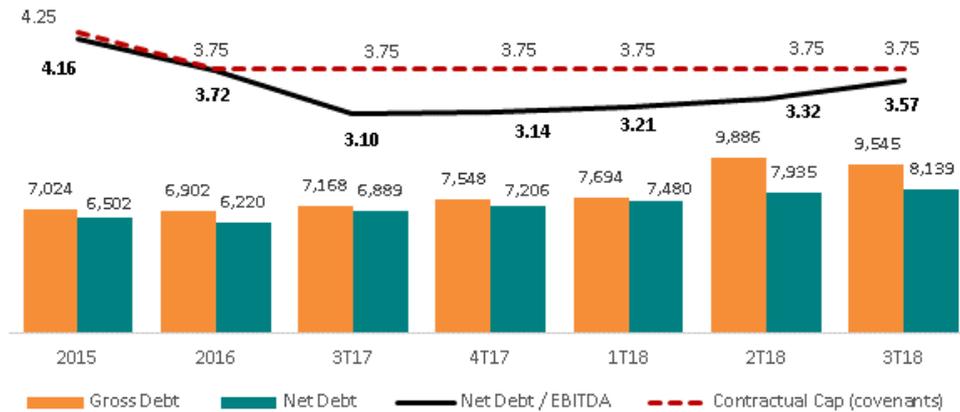


At the end of 3Q18, the Net Debt/EBITDA ratio was 3.57x, primarily due to the CVA disbursement, which will be passed on to final customers in the tariff adjustment in March 2019, below the contractual maximum covenant limit of 3.75x. The bonds set forth restrictions on additional debt and, in 3Q18, the Company

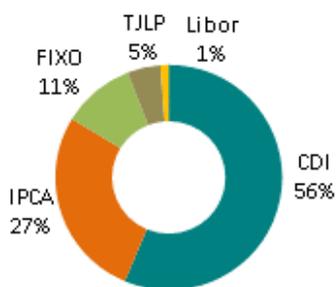
exceeded the Net Debt/EBITDA ratio limit of 3.50x and was required to follow the franchise limits for additional debt until it adjusts this ratio limit again.

In 3Q18, EBITDA/Interest ratio was 3.62x, above the minimum contractual limit of 2.00x.

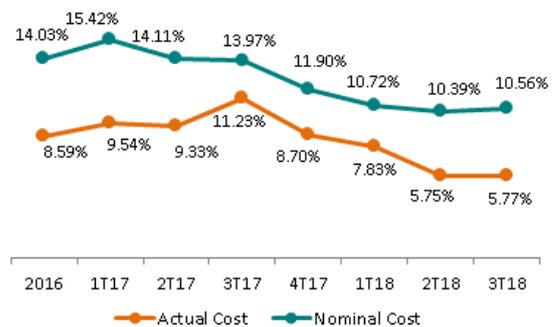
Consolidated Gross and Net Debt (R\$ MM)



Debt Indices



Debt Service Costs



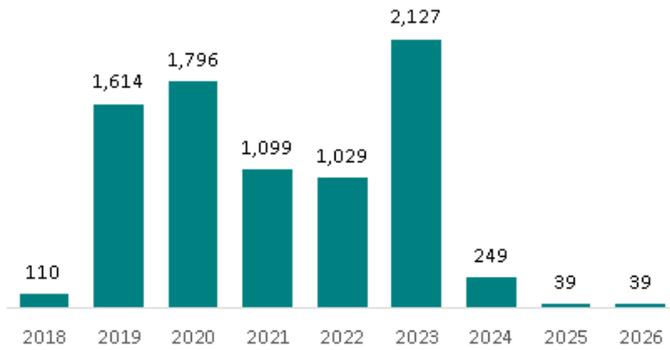
Covenants Multiple - R\$ MN		Sep-18	Jun-18	Mar-18	Dec-17	Sep-17
Loans and Financing	+	5,876	5,951	3,137	3,094	3,112
Interest related to Loans and Financing		109	58	38	22	26
Debentures	+	3,766	3,756	4,254	4,037	3,547
Interest related to Debentures	+	106	276	121	258	309
Swap Operations	+	(312)	(155)	90	85	122
Pension Fund	+	0	0	54	53	51
Gross Debt	=	9,545	9,886	7,694	7,548	7,168
Cash	-	1,406	1,951	214	342	279
Net Debt (a)	=	8,139	7,935	7,480	7,206	6,889
EBITDA CVM (12 months)		1,707	1,882	1,683	1,694	1,363
Equity Pickup (12 months)	-	(254)	(271)	(202)	(199)	(238)
Provision (12 months)	-	(594)	(513)	(632)	(577)	(436)
Other Operational Revenues/Expenses (12 months)	-	(63)	(39)	(72)	(83)	(99)
Regulatory Assets and Liabilities (12 months)	+	(341)	(313)	(256)	(261)	85
EBITDA for Covenants (12 meses) (b)	=	2,277	2,392	2,334	2,292	2,220
Interests (c)		629	577	574	632	675
Net Debt/EBITDA for Covenants (a/b)		3.57	3.32	3.21	3.14	3.10
Contractual Cap for Dívida Líquida/EBITDA		3.75	3.75	3.75	3.75	3.75
EBITDA for Covenants/Interest (b/c)		3.62	4.14	4.07	3.63	3.29
Contractual Lower Limit for EBITDA/Juros		2.00	2.00	2.00	2.00	2.00

Ratings	Grade		Date
	National	Foreign	
Fitch	A+	BB-	4/19/2018
Standard & Poors	AA+	-	4/27/2018
Moody's	A3	Ba3	9/4/2018

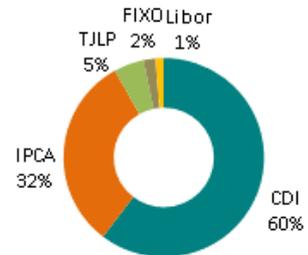
6.2. Debt Breakdown

Light SESA

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

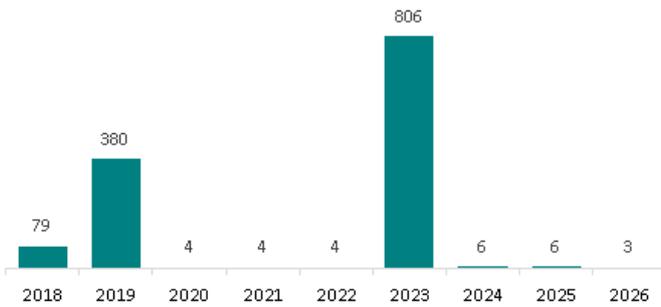


Debt Indices

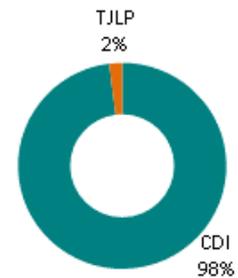


Light Energia

Amortization¹ (R\$ MM)
Average Maturity: 3.6 years



Debt Indices

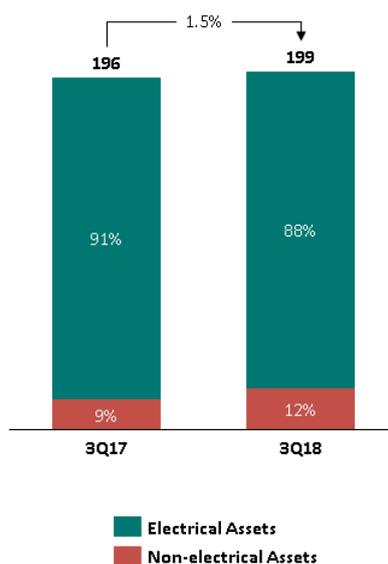


1- Principal of loans and financing and debentures.

7. Consolidated Capital Expenditure

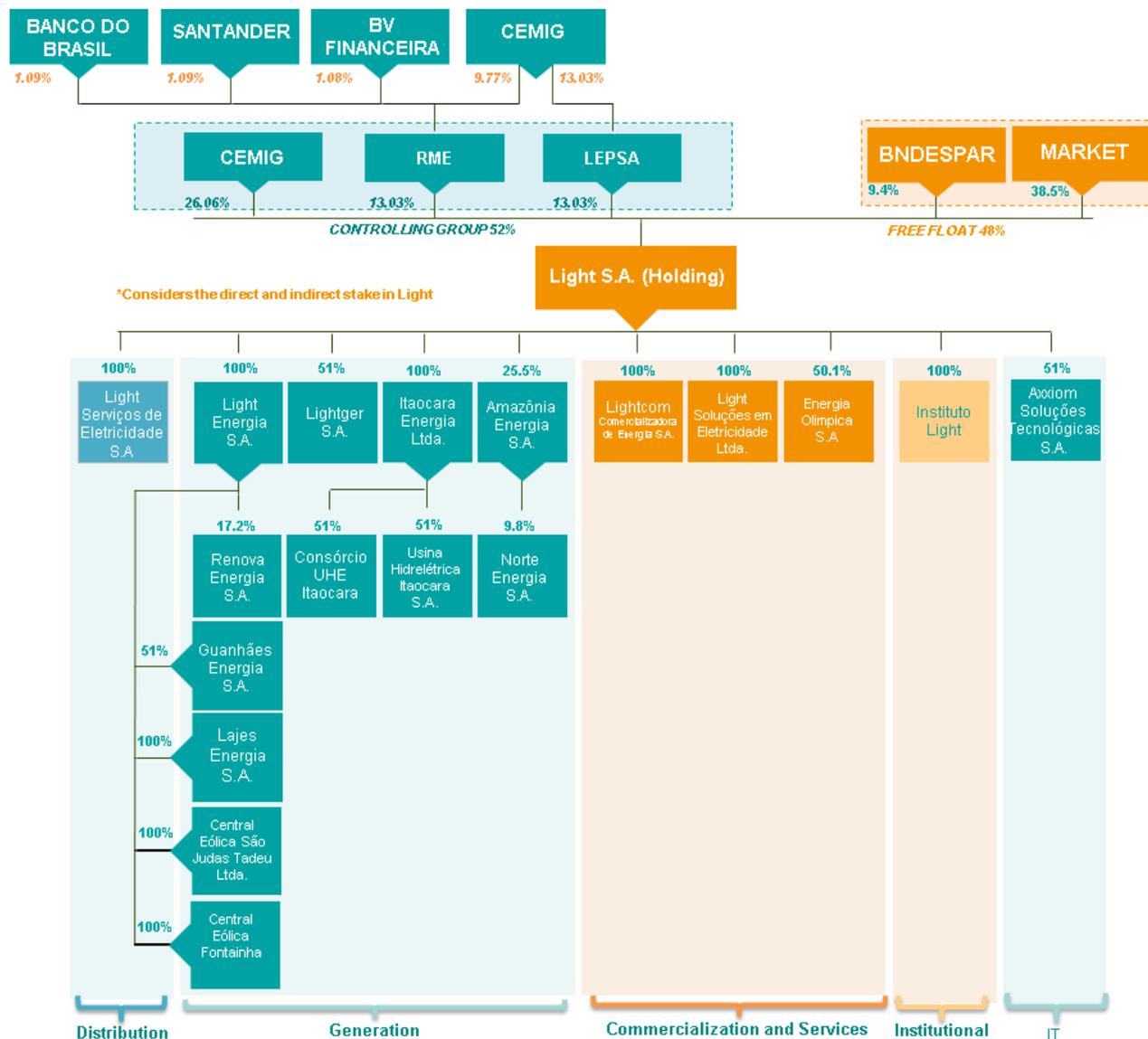
Capex (R\$ MM)	3Q18	3Q17	Var. %	9M18	9M17	Var. %
Distribution	176	179	-1.3%	447	422	6.0%
Network reinforcement and expansion	110	112	-1.3%	289	279	3.7%
Losses	66	65	1.8%	158	141	12.3%
Others	-	2	-	0	2	-91.7%
Administration	23	17	34.7%	46	45	3.6%
Commercial./ Energy Efficiency	0	-	-	0	0	-66.7%
Generation	14	11	36.8%	27	20	32.7%
Total	213	206	3.6%	521	487	6.9%
Transfers to subsidiaries	17	16	7.7%	81	135	-40.1%
Belo Monte	-	7	-	24	26	-8.8%
Renova	-	-	-	-	18	-
Itaocara	-	1	-	4	1	483.3%
Guanhães	17	8	110.0%	53	90	-40.8%
Total Capex (includes transfers to subsidiaries)	230	222	3.9%	601	622	-3.3%

Breakdown of Capital Expenditure at Light SESA (Distribution and Management)
(R\$ MM)



The Company's consolidated investment, excluding contributions, increased slightly by 3.6% (R\$7 million) in 3Q18 compared to 3Q17. Contributions remained stable in the quarterly comparison, but decreased significantly in the aggregate for the year (40.1% decrease).

8. Ownership and Corporate Structure and Capital Market



Light S.A.'s shares (LIGT3) were priced at R\$12.77 at the end of September 2018. The Company's market value closed the quarter at R\$2.6 billion.

Market Information	2Q18	2Q17
Volume Average - LIGT3 (R\$ Million)	21.3	31.9
Shares Average - LIGT3 (R\$/ share)	14.1	22.4
Price Change - LIGT3	-16.3%	29.1%
Price Change - IEE	-7.0%	5.5%
Price Change - IBOV	-14.8%	4.4%

9. Subsequent Events

9.1. Light Esco: Sale of All Shares

On October 4, 2018, the Company completed the sale of all shares held in the capital stock of Light Esco – Prestação de Serviços S.A., its wholly-owned subsidiary, to Ecogen Brasil Soluções Energéticas S.A. (“Ecogen”).

The transaction was completed upon the payment of R\$43 million by Ecogen to the Company, net of debt balances and following the fulfillment of all conditions precedent set forth in the Share Purchase Agreement (*Contrato de Compra e Venda de Ações*), including the approval by the Brazilian Antitrust Authority (*Conselho Administrativo de Defesa Econômica – CADE*). Final financial information will be prepared within 60 days, when any price difference may be assessed and adjusted between the parties.

9.2. 15th Issuance of Debentures of Light SESA

On October 24, 2018, the 15th issuance of incentivized, unsecured, non-convertible debentures of Light SESA was completed, pursuant to ICVM No. 400, with an additional guarantee, in the amount of R\$700 million. The issuance was divided in two series: the 1st series, in the amount of R\$540 million, accruing interest at IPCA + 6.83% p.a., maturing in seven years; and the 2nd series, in the amount of R\$160 million, accruing interest at the CDI rate + 2.2% p.a., maturing in four years.

10. Reporting Schedule

Schedule

Teleconference

11/13/2018, Tuesday, at 14:30 pm (Brazilian Time) - 11:30 am in New York - with simultaneous translation to English

Access conditions

Webcast: link on www.light.com.br/ri (Portuguese and English)

Conference Call - Dial in:

Brazil: + 55 11 2188-0155

EUA: + 1 646 843-6054

Other Countries: + 1 866 890-2584

Access code: Light

Contact	E-mail	Phone
Fernanda Crespo	fernanda.crespo@light.com.br	+55 21 2211-4940
Marcio Loures Penna	marcio.loures@light.com.br	+55 21 2211-2828
Camilla Gonzaga	camilla.gonzaga@light.com.br	+55 21 2211-2728
Regiane Abreu	regiane.abreu@light.com.br	+55 21 2211-2732

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.

APPENDIX I
Generation Projects

Current Generation Park						
Existing Power Plants	Installed Capacity (MW)*	Assured Energy (MWm)*	Operation Start	Concession / Authorization Expiration Date	Light's stake	Physical Guarantee as of Jan 1st, 2018 (MWm)*
Fontes Nova	132	104	1942	2026	1	98.8
Nilo Peçanha	380	335	1953	2026	100%	334
Pereira Passos	100	51	1962	2026	100%	49
Ilha dos Pombos	187	115	1924	2026	100%	109
Santa Branca	56	32	1999	2026	100%	30
Elevatórias	-	(95)	-	-	-	-
SHPP Paracambi ¹	13	10	2012	2031	51%	-
Renova	33	20	2008	2033	17%	-
Belo Monte	143	114	2016	2045	2%	-
Total	1043	686	-	-	-	621

Generation Capacity Expansion Projects					
New Projects	Installed Capacity (MW)*	Assured Energy (MWm)*	Operation Start	Concession / Authorization Expiration Date	Light's stake
SHPP Lajes ²	17	15	43160	2026	1
Belo Monte ⁴	137	0	2016	2045	2.49%
Itaocara	77	48	jan-20	2050	51%
Guanhães ¹	22	12			51%
Dores de Guanhães	7	4	2018	2047	-
Senhora do Porto	6	3	2018	2047	-
Jacaré	5	3	2019	2047	-
Fortuna II	5	2	2018	2047	-
Renova ²	75	65			17.2%
LER 2013	27	13	2019	2049	-
PPA	40	19	2019	2051	-
Free Market I	0	30	2019	2051	-
LER 2014 (Wind Power)	7	4	2019	2050	-
HYBRID-SOLAR	1	0	2019	2050	-
Total	328	140	-	-	-

* Light's proportional stake

APPENDIX II
CVM EBITDA Reconciliation

CVM EBITDA (R\$ MN)	3Q18	3Q17	% Change 3Q18/3Q17	9M18	9M17	% Change 9M18/9M17
Net Operating Revenue (A)	6	59	-89.7%	73	33	122.4%
Social Contributions & Income Tax (B)	10	(7)	-	(41)	(95)	56.5%
Deferred Income Tax (C)	(27)	(37)	27.8%	(39)	70	-
EBT (A - (B + C))	23	104	-77.6%	154	57	168.5%
Depreciation (D)	(139)	(131)	-6.0%	(406)	(388)	-4.7%
Financial Expenses Revenue (E)	(142)	(244)	41.8%	(593)	(694)	14.6%
CVM EBITDA ((A) - (B) - (C) - (D) - (E))	304	478	-36.5%	1,153	1,140	1.2%

APPENDIX III
Income Statement – Light SESA

Income Statement (R\$ MN)	3Q18	3Q17	% Change 3Q18/3Q17	9M18	9M17	% Change 9M18/9M17
Operating Revenues	4,526	4,008	12.9%	13,693	12,047	13.7%
Electricity Sales	3,445	3,002	14.8%	11,012	10,153	8.5%
CVA	367	453	-19.0%	655	361	81.5%
Construction Revenues	183	166	10.5%	467	432	8.0%
Other Revenues	531	387	37.1%	1,558	1,100	41.6%
Deductions From Operating Revenues	(1,877)	(1,584)	-18.5%	(5,815)	(5,133)	-13.3%
Net Operating Revenues	2,649	2,424	9.3%	7,878	6,914	13.9%
Electricity Costs	(1,971)	(1,673)	-17.8%	(5,786)	(4,853)	-19.2%
Purchased Energy	(1,787)	(1,508)	-18.6%	(5,013)	(4,233)	-18.4%
Connection and use of grid charges	-	-	-	(306)	(188)	-63.2%
Construction costs	(183)	(166)	-10.5%	(467)	(432)	-8.0%
Operating Expenses	(393)	(289)	-35.9%	(1,197)	(1,214)	1.4%
Personnel	(97)	(72)	-35.8%	(273)	(268)	-2.1%
Material	(5)	(4)	-50.0%	(15)	(13)	-15.8%
Third party services	(139)	(118)	-18.2%	(394)	(361)	-9.2%
Provisions	(155)	(74)	-108.2%	(539)	(536)	-0.6%
Others	4	(22)	-	25	(36)	-
Adjusted EBITDA	285	461	-38.2%	895	847	5.7%
Depreciation and amortization	(124)	(116)	-7.2%	(362)	(343)	-5.5%
Other operating revenues/expenses	(2)	1	-	(14)	(71)	80.1%
Operating Income	158	346	-54.2%	518	432	19.9%
Net Financial Result	(124)	(218)	43.0%	(476)	(595)	20.0%
Financial Revenues	194	58	232.9%	454	111	308.0%
Financial Expenses	(319)	(277)	-15.3%	(930)	(706)	-31.7%
Income before tax	34	128	73.5%	43	(162)	-
Income Tax / Social Contribution	-	-	-	-	-	-
Deferred Taxes	(13)	(44)	71.3%	(17)	52	-
Net Income	21	84	-74.7%	25	(111)	-

Income Statement – Light Energia

Income Statement (R\$ MN)	3Q18	3Q17	% Change 3Q18/3Q17	9M18	9M17	% Change 9M18/9M17
Operating Revenues	402	268	49.9%	933	693	34.5%
Energy supply - Energy sales	217	213	1.5%	636	594	7.0%
Energy supply - Spot	182	52	248.1%	288	91	215.4%
Others - TUSD	3	2	36.8%	6	6	10.5%
Others	1	1	0.0%	2	2	5.9%
Deductions from Operating Revenues	(38)	(34)	-12.8%	(102)	(90)	-13.1%
Net Operating Revenues	364	235	55.2%	831	603	37.7%
Electricity Costs	(329)	(210)	-57.1%	(495)	(298)	-66.1%
Operating Expenses	(11)	(13)	8.8%	(36)	(36)	0.0%
Personnel	(5)	(6)	10.2%	(18)	(19)	9.3%
Material	(0)	(0)	0.0%	(0)	(0)	-66.7%
Third party services	(4)	(4)	2.3%	(11)	(12)	8.8%
Provisions	(0)	(0)	33.3%	(1)	2	-
Others	(2)	(2)	15.8%	(5)	(5)	-5.8%
Adjusted EBITDA	24	13	86.5%	300	269	11.4%
Depreciation and amortization	(14)	(14)	0.7%	(41)	(41)	0.5%
Other operating revenues/expenses	5	0	1600.0%	3	1	163.6%
Operating income	15	(1)	-	262	229	14.3%
Equity Pickup	(43)	(40)	-8.3%	(88)	(8)	-1036.4%
Net Financial Result	(28)	(27)	2.6%	(129)	(103)	-25.8%
Financial Revenues	56	7	683.3%	114	21	455.1%
Financial Expenses	(84)	(34)	-144.8%	(246)	(123)	-99.1%
Income before Tax	(56)	(67)	17.8%	45	119	-62.0%
Income Tax / Social Contribution	23	4	458.5%	(12)	(65)	80.9%
Deferred Taxes	(14)	6	-	(26)	22	-
Net Income	(47)	(57)	18.3%	7	76	-90.5%

APPENDIX IV
Statement of Financial Result – Light S.A.

Financial Result (R\$ MN)	3Q18	3Q17	% Change 3Q18/3Q17	9M18	9M17	% Change 9M18/9M17
Financial Revenues	262	64	307.1%	583	127	358.5%
Income from Financial Investments	22	9	154.0%	41	24	69.5%
Swap Operations	166	-	-	361	-	-
Moratory Increase / Debts Penalty	48	14	251.1%	94	41	132.3%
Restatement of Sector's Assets and Liabilities	11	(3)	-	59	4	1444.7%
Others Financial Revenues	15	45	-67.2%	29	59	-51.6%
Financial Expenses	(404)	(253)	-60.0%	(1,175)	(822)	-43.1%
Debt Expenses (Local Currency)	(126)	(132)	4.6%	(382)	(428)	10.8%
Debt Expenses (Foreign Currency)	(62)	(15)	-301.3%	(91)	(47)	-93.0%
Monetary Variation	(20)	(14)	-49.6%	(44)	(35)	-26.9%
Exchange Rate Variation	(130)	39	-	(499)	30	-
Swap Operations	-	(41)	-	-	(180)	-
Itaipu Exchange Rate Variation	(7)	7	-	(33)	(3)	-1153.8%
Restatement of provision for contingencies	(2)	(3)	23.3%	(8)	(11)	28.9%
Restatement of R&D/PEE/FNDCT	(3)	(4)	12.8%	(10)	(12)	20.5%
Interest and Fines on Taxes	(5)	(42)	88.5%	(14)	(57)	76.1%
Installment Payment - Fines and Interest Rates La	(1)	(3)	51.9%	(4)	(9)	52.9%
Other Financial Expenses (Includes IOF)	(48)	(43)	-11.7%	(88)	(65)	-36.6%
Braslight (Private Pension Fund)	-	(2)	-	(2)	(5)	53.3%
Total	(142)	(188)	24.6%	(593)	(694)	14.6%

APPENDIX V
Statement of Financial Position – Light S.A. (R\$ million)

ASSETS	09/30/2018	12/31/2017
Current	5,500	4,138
Cash & cash equivalents	357	270
Marketable securities	1,038	72
Receivable accounts	2,934	3,122
Inventories	39	37
Taxes and contributions	73	87
Income tax and social contribution	36	52
Sector's financial assets	428	167
Prepaid expenses	25	28
Dividends receivable	0	0
Receivables from services rendered	94	83
Swap revenue receivable	28	8
Other current assets	340	212
Assets classified as "kept for sale"	109	0
Non-current	12,061	10,807
Receivable accounts	910	585
Taxes and contributions	54	54
Deferred taxes	425	365
Prepaid expenses	0	0
Sector's financial assets	306	33
Concession financial asset	4,091	3,764
Deposits related to litigation	296	274
Swap revenue receivable	407	9
Investments	538	536
Fixed assets	1,536	1,613
Intangible	3,501	3,574
Total Assets	17,561	14,945
LIABILITIES	09/30/2018	12/31/2017
Current	5,427	5,493
Suppliers	2,224	2,023
Taxes and contributions	282	204
Income tax and social contribution	7	63
Loans and financing	1,152	1,395
Debentures	1,073	1,074
Financial liabilities of the sector	0	99
Swap revenue payable	0	1
Dividends payable	0	30
Estimated liabilities	85	66
Post-employment benefits	0	0
Other obligations	565	540
Liabilities directly associated with assets kept for sale	39	0
Non-current	8,797	6,019
Loans and financing	4,805	1,721
Debentures	2,799	3,221
Swap revenue payable	122	101
Taxes and contributions	318	224
Deferred taxes	205	179
Provisions	484	450
Post-employment benefits	0	52
Other obligations	65	70
Shareholders' Equity	3,337	3,432
Realized joint stock	2,226	2,226
Profit reserves	955	955
Asset valuation adjustments	340	353
Other comprehensive income	-101	-101
Accumulated losses	-83	0
Total Liabilities	17,561	14,945

Statement of Financial Position – Light SESA (R\$ million)

ASSETS	09/30/2018	12/31/2017
Current	3,946	3,552
Cash & cash equivalents	124	160
Marketable securities	587	47
Receivable accounts	2,313	2,698
Taxes and contributions	68	78
Income tax and social contribution	22	50
Sector's financial assets	428	167
Inventories	36	28
Swap revenue receivable	11	8
Receivables from services rendered	93	83
Prepaid expenses	24	26
Other current assets	238	208
Non-current	10,050	8,800
Receivable accounts	828	508
Taxes and contributions	54	53
Deferred taxes	422	352
Sector's financial assets	306	33
Concession financial asset	4,091	3,764
Swap revenue receivable	322	5
Deposits related to litigation	292	271
Investments	19	23
Fixed assets	221	224
Intangible	3,495	3,567
Total Assets	13,996	12,352
LIABILITIES	09/30/2018	12/31/2017
Current	3,860	4,245
Suppliers	1,250	1,408
Taxes and contributions	275	175
Income tax and social contribution	1	1
Loans and financing	882	1,207
Debentures	858	771
Financial liabilities of the sector	0	99
Dividends payable	0	22
Estimated liabilities	77	59
Other obligations	517	504
Non-current	7,722	5,550
Loans and financing	3,989	1,639
Debentures	2,765	3,030
Swap revenue payable	117	101
Taxes and contributions	318	224
Provisions	479	447
Post-employment benefits	0	50
Other obligations	55	59
Shareholders' Equity	2,413	2,557
Realized joint stock	2,314	2,314
Capital reserves	7	7
Profit reserves	332	332
Other comprehensive income	-97	-97
Accumulated losses	-144	0
Total Liabilities	13,996	12,352

Statement of Financial Position – Light Energia (R\$ million)

ASSETS	09/30/2018	12/31/2017
Current	1,311	466
Cash & cash equivalents	186	53
Marketable securities	449	17
Receivable accounts	636	262
Taxes and contributions	3	7
Income tax and social contribution	12	0
Swap revenue receivable	17	0
Dividends receivable	0	0
Inventories	3	3
Prepaid expenses	0	2
Other current assets	4	3
Loans receivable	0	118
Non-current	1,491	1,457
Swap revenue receivable	85	4
Contingency deposits	3	2
Investments	127	161
Fixed assets	1,273	1,284
Intangible	4	5
Total Assets	2,802	1,922

LIABILITIES	09/30/2018	12/31/2017
Current	1,481	1,242
Suppliers	934	569
Taxes and contributions	4	4
Income tax and social contribution	0	39
Loans and financing	278	303
Debentures	214	302
Swap revenue payable	0	1
Estimated liabilities	7	5
Post-employment benefits	0	0
Other obligations	44	20
Non-current	1,073	440
Loans and financing	815	53
Debentures	34	191
Deferred taxes	205	179
Swap revenue payable	5	0
Provisions	4	4
Post-employment benefits	0	3
Other obligations	10	11
Shareholders' Equity	248	240
Realized joint stock	77	77
Profit reserves	25	25
Asset valuation adjustments	340	353
Other comprehensive income	-4	-4
Accumulated losses	-192	-212
Total Liabilities	2,802	1,922

APPENDIX VI
Statement of Cash Flows – Light S.A.

R\$ MN	9M18	9M17
Net cash generated by operating activities	-93	164
Cash generated by (used in) operations	1,117	1,754
Net income (loss) before income tax and social contribution	154	57
Allowance for doubtful accounts	366	386
Depreciation and amortization	406	388
Loss from the sale or write-off of intangible assets/property, plant and equipment/investment	11	48
Exchange and inflation adjustment losses (gains) from financial activities	544	5
Provisions for (reversals of) contingencies, judicial deposits and restatement	174	141
Adjustment to present value and prepayment of receivables	-13	-7
Interest expense on loans, borrowings and debentures	475	519
Charges and inflation adjustment of post-employment obligations	2	3
Swap variation	-355	180
Equity in the earnings of subsidiaries	65	11
Provisions for investment losses	13	0
Fair value of the concession's indemnifiable assets	-134	-54
Recognition and restatement of financial assets and liabilities of the sector	-592	78
Changes in assets and liabilities	-1,210	-1,590
Marketable securities	-67	-16
Consumers, concessionaires and permissionaires	-747	-636
Dividends received	2	3
Taxes, fees and contributions to offset	58	5
Financial assets and liabilities of the sector	-40	-442
Inventories	-3	-0
Receivables from services rendered	-11	8
Prepaid expenses	3	5
Deposits related to litigation	-42	-38
Other assets	-192	160
Assets and liabilities classified for sale	-44	0
Suppliers	210	319
Estimated liabilities	19	14
Taxes, fees and contributions payable	167	5
Provisions	-121	-88
Post-employment benefits	-0	0
Other liabilities	41	-243
Interest paid	-337	-469
Income tax and social contribution paid	-107	-177
Net cash used in investing activities	-1,484	-549
Acquisition of property, plant and equipment	-44	-54
Acquisition of intangible assets	-464	-364
Permanent investment acquisitions/financial investments - Investees' contribution	-77	-134
Redemption of financial investments	658	3
Financial investments	-1,557	0
Net cash generated by (used in) financing activities	1,663	-31
Dividends paid	-30	0
Loans, borrowings and debentures	4,900	1,891
Amortization of loans, borrowings and debentures	-3,153	-1,922
Amortization of pension plan contractual debt	-54	0
Net increase (decrease) in cash and cash equivalents	87	-417
Cash and cash equivalents at the beginning of the year	270	668
Cash and cash equivalents at the end of the year	357	252

Statement of Cash Flows – Light SESA

R\$ MN	9M18	9M17
Net cash generated by operating activities	-324	-93
Cash generated by (used in) operations	780	1,383
Net income (loss) before income tax and social contribution	43	-162
Allowance for doubtful accounts	366	397
Depreciation and amortization	362	343
Loss from the sale or write-off of intangible assets/property, plant and equipment	9	40
Exchange and inflation adjustment losses (gains) from financial activities	424	15
Provisions for (reversals of) contingencies, judicial deposits and restatement	173	141
Adjustment to present value and prepayment of receivables	-13	-7
Interest expense on loans, borrowings and debentures	404	446
Charges and inflation adjustment of post-employment obligations	2	3
Fair value of the concession's indemnifiable assets	-134	-54
Swap variation	-263	145
Recognition and restatement of financial assets and liabilities of the sector	-592	78
Changes in assets and liabilities	-1,104	-1,477
Marketable securities	-60	-5
Consumers, concessionaires and permissionaires	-546	-539
Taxes, fees and contributions to offset	37	5
Financial assets and liabilities of the sector	-40	-442
Inventories	-8	1
Receivables from services rendered	-11	12
Prepaid expenses	2	3
Deposits related to litigation	-42	-38
Other assets	-85	115
Suppliers	-150	41
Estimated liabilities	17	15
Taxes, fees and contributions payable	193	19
Provisions	-121	-88
Post-employment benefits	0	0
Other liabilities	26	-203
Interest paid	-317	-373
Net cash used in investing activities	-960	-373
Acquisition of property, plant and equipment	-17	-9
Acquisition of intangible assets	-463	-363
Redemption of financial investments	426	0
Financial investments	-906	0
Net cash generated by (used in) financing activities	1,158	-48
Dividends paid	-22	0
Loans, borrowings and debentures	4,024	1,304
Amortization of loans, borrowings and debentures	-2,702	-1,353
Amortization of pension plan contractual debt	-52	0
Amortization of loans - related parties	-90	0
Net increase (decrease) in cash and cash equivalents	-35	-514
Cash and cash equivalents at the beginning of the year	160	562
Cash and cash equivalents at the end of the year	124	48

Statement of Cash Flows – Light Energia

R\$ MN	9M18	9M17
Net cash generated by operating activities	201	192
Cash generated by (used in) operations	278	207
Net income before income tax and social contribution	45	119
Depreciation and amortization	41	41
Loss from the sale of intangible assets/property, plant and equipment	2	1
Exchange rate and monetary losses (gains) from financial activities	120	-11
Provision for contingencies and restatement	1	0
Adjustment to present value	0	0
Interest expense on loans, borrowings and debentures	74	84
Swap variation	-92	-35
Charges and inflation adjustment of post-employment obligations	0	0
Equity in the earnings of subsidiaries	88	8
Changes in assets and liabilities	-77	-15
Marketable securities	-12	0
Concessionaires and licensees	-373	-106
Taxes, fees and contributions	-8	19
Inventories	0	0
Prepaid expenses	2	2
Deposits related to litigation	0	0
Other assets	-9	30
Suppliers	365	265
Estimated liabilities	2	0
Taxes, fees and contributions payable	9	-34
Provisions	0	0
Post-employment benefits	0	0
Other liabilities	28	36
Interest paid	-50	-94
Interest received	31	0
Income tax and social contribution paid	-61	-134
Net cash used in investing activities	-501	-129
Acquisition of property, plant and equipment	-28	-21
Acquisition of intangible assets	0	0
Redemption of financial investments	177	0
Financial investments	-596	0
Investments/Acquisition of investments	-53	-108
Net cash generated by (used in) financing activities	433	27
Loans, borrowings and debentures	877	586
Amortization of loans, borrowings and debentures	-532	-560
Amortization of pension plan contractual debt	-3	0
Received loans - Related parties	90	0
Net increase (decrease) in cash and cash equivalents	133	89
Cash and cash equivalents at the beginning of the year	53	68
Cash and cash equivalents at the end of the year	186	158

List of Abbreviations and Acronyms

- **ACL** – Free Contracting Environment
- **ANEEL** – National Electric Energy Agency
- **APZ** – Zero Loss Area
- **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 Offsetting 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
- **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