

São Paulo, 10 de maio de 2018 – A Alupar Investimento S.A. (B3: ALUP11), divulga hoje seus resultados do 1T18. As informações trimestrais (ITR) e as demonstrações financeiras padronizadas (DFP) são apresentadas de acordo com as práticas adotadas no Brasil, em observância às disposições contidas na Lei das Sociedades por Ações, nas normas IFRS e nas normas do Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC).

## 1T18

### Teleconferências: 11 de maio Português

15h00 (Horário de Brasília)  
14h00 (Horário de Nova Iorque)  
Telefone: + 55 (11) 2188-0155  
Senha: Alupar  
Replay: +55 (11) 2188-0400  
Senha: Alupar

### Inglês (tradução simultânea)

15h00 (Horário de Brasília)  
14h00 (Horário de Nova Iorque)  
Telefone: +1 (646) 843-6054  
Senha: Alupar  
Replay: +55 (11) 2188-0400  
Senha: Alupar

### Contato RI

José Luiz de Godoy Pereira  
Luiz Coimbra  
Kassia Orsi Amendola  
Lucas Menezes  
Tel.: (011) 4571-2400  
[ri@alupar.com.br](mailto:ri@alupar.com.br)

Webcast ao vivo pela internet:  
[www.alupar.com.br/ri](http://www.alupar.com.br/ri)

### Cotação em 10/05/2018

ALUP11: R\$ 17,00

Total de UNITS<sup>1</sup>: 293.037.090

Market-Cap: R\$ 4,982 bilhões

(1) Units Equivalentes

## Destaques do Período

• **Resultado Societário (IFRS):** No 1T18, a Receita Líquida Ajustada atingiu R\$ 345,9 milhões, ante os R\$ 372,1 milhões apurados no 1T17.

No 1T18, o EBITDA atingiu R\$ 257,4 milhões, ante os R\$ 305,9 milhões apurados no 1T17.

No 1T18, o Lucro Líquido totalizou R\$ 60,3 milhões, ante os R\$ 73,7 milhões registrados no 1T17.

• **Resultado Regulatório:** No 1T18, a Receita Líquida atingiu R\$ 388,7 milhões, ante os R\$ 432,4 milhões apurados no 1T17.

No 1T18, o EBITDA atingiu R\$ 298,7 milhões, ante os R\$ 365,9 milhões apurados no 1T17.

No 1T18, o Lucro Líquido totalizou R\$ 67,3 milhões, ante os R\$ 92,4 milhões registrados no 1T17.

• **Em 06 de abril de 2018, a agência de classificação de risco Fitch Ratings atribuiu pela primeira vez para a Companhia o rating em escala internacional para moeda estrangeira “BB” e para moeda local “BBB-”, mantendo a perspectiva estável.**

• **Em 26 de março de 2018, a Companhia comunicou que, em complemento ao disposto no Fato Relevante divulgado em 17 de novembro de 2017, que, após a obtenção de anuência do CADE e ANEEL, foi concluída a transferência para a controlada da Companhia, ENTE, a participação acionária de 50,10% do capital social da IB. Com a conclusão da Operação, a Alupar passa a deter indiretamente 25,06% da IB (EDTE).**

• **Em 26 de abril de 2018, foi aprovado em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária a Distribuição de dividendos no montante de R\$ 158,2 milhões (equivalente a R\$ 0,54 por Unit), referente a 50,3% do lucro líquido do exercício de 2017, sendo:**

**1 - R\$ 61.537.788,83, equivalente a R\$ 0,07 por ação ou R\$ 0,21 por Unit, a título de dividendos intercalares:**

- Ex - dividendo a partir de 02 de fevereiro de 2018;
- Pagamento em 16 de fevereiro de 2018.

**2 - R\$ 96.702.239,59, equivalente a R\$ 0,11 por ação ou R\$ 0,33 por Unit, a título de dividendos:**

- Ex - dividendo a partir de 27 de abril de 2018;
- Pagamento até 30 de julho de 2018.

## Principais Indicadores Consolidados

Principais Indicadores "SOCIETÁRIO (IFRS)"			
R\$ MM	1T18	1T17	Var.%
Receita Líquida Ajustada	345,9	372,1	(7,0%)
<b>EBITDA (CVM 527)</b>	<b>257,4</b>	<b>305,9</b>	<b>(15,9%)</b>
<b>Margem Ebitda Ajustada</b>	<b>74,4%</b>	<b>82,2%</b>	<b>(7,8 p.p)</b>
Resultado Financeiro	(62,2)	(93,8)	(33,7%)
Lucro Líquido consolidado	137,4	165,2	(16,9%)
Minoritários Subsidiárias	77,0	91,5	(15,8%)
<b>Lucro Líquido Alupar</b>	<b>60,3</b>	<b>73,7</b>	<b>(18,2%)</b>
<b>Lucro Líquido por UNIT (R\$)*</b>	<b>0,21</b>	<b>0,25</b>	<b>(18,2%)</b>
Dívida Líquida**	2.700,7	3.534,6	(23,6%)
Dív. Líquida / Ebitda***	2,6	2,9	

Principais Indicadores "REGULATÓRIO"			
R\$ MM	1T18	1T17	Var.%
Receita Líquida	388,7	432,4	(10,1%)
<b>EBITDA (CVM 527)</b>	<b>298,7</b>	<b>365,9</b>	<b>(18,4%)</b>
<b>Margem Ebitda</b>	<b>76,8%</b>	<b>84,6%</b>	<b>(7,8 p.p)</b>
Resultado Financeiro	(62,2)	(93,8)	(33,7%)
Lucro Líquido consolidado	154,4	197,6	(21,9%)
Minoritários Subsidiárias	87,0	105,2	(17,3%)
<b>Lucro Líquido Alupar</b>	<b>67,3</b>	<b>92,4</b>	<b>(27,1%)</b>
<b>Lucro Líquido por UNIT (R\$)*</b>	<b>0,23</b>	<b>0,32</b>	<b>(27,1%)</b>
Dívida Líquida**	2.700,7	3.534,6	(23,6%)
Dív. Líquida / Ebitda***	2,3	2,4	

\*Para efeito de análise comparativa foi ajustada a qtd. de ações para o 1T18. Lucro Líquido / Units Equivalentes (293.037.090) \*\* Considera TVM do Ativo Não Circulante \*\*\*Ebitda Anualizado.

### Notas:

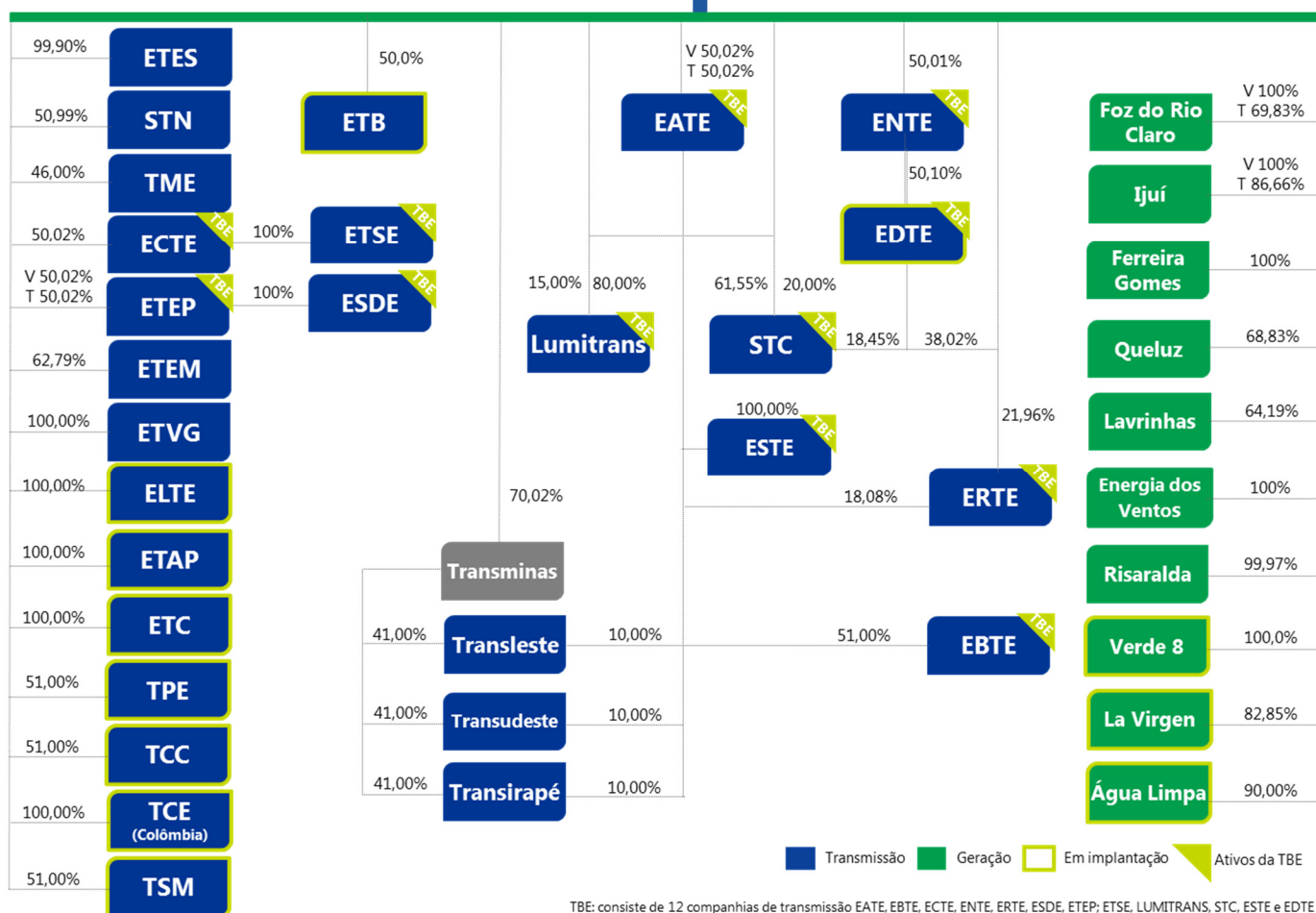
**1) Conceito de "Ajustado" nos números dos demonstrativos societários:** De acordo com as normas do IFRS (ICPC 01 – IFRIC 12) os investimentos (Capex) das transmissoras devem ser contabilizados como receita e como custo. Contudo, por se tratar de investimento e, no caso da Alupar, não ter nenhum efeito no resultado da Companhia (valor da receita e do custo são iguais => margem zero), por razões analíticas, não é considerado este efeito na análise das receitas da Companhia. Os três principais efeitos são as figuras da Receita Líquida Ajustada, a qual é a Receita Líquida com a exclusão da Receita de Infraestrutura (Capex), o Custo Operacional Ajustado, dentro do mesmo conceito da Receita e a Margem EBITDA Ajustada, a qual é a divisão do EBITDA pela Receita Líquida Ajustada.

**2) Conceito de "Regulatório":** Refere-se aos números provenientes dos demonstrativos contábeis regulatórios das nossas subsidiárias, e cuja principal diferença é a não aplicação do ICPC 01 (IFRIC 12). O ICPC 01 tem um impacto material em relação às nossas empresas do segmento de transmissão, com a criação da conta patrimonial de "Ativo Financeiro", extinção do "Ativo Imobilizado" e várias modificações na estrutura e apresentação das "Receitas" na Demonstração de Resultados.

## Visão Geral

A Alupar Investimento S.A. é uma holding de controle nacional privado que atua nos segmentos de transmissão e geração de energia elétrica. Tem como objetivo a construção e operação de projetos de infraestrutura relacionados ao setor de energia no Brasil e em países selecionados da América Latina, que apresentam estabilidade econômica, institucional e regulatória. No segmento de transmissão de energia elétrica no Brasil, a Alupar é uma das maiores companhias em termos de Receita Anual Permitida (RAP), sendo a maior Companhia nacional 100% de controle privado.

Abaixo a estrutura societária da Companhia:



A Companhia busca maximizar o retorno dos acionistas por meio de moderada alavancagem financeira e perfil de dívida compatível com a natureza de baixo risco de negócios da Companhia, alta previsibilidade de receitas e forte geração de caixa operacional dos segmentos de transmissão e geração de energia elétrica.

Como consequência, os ratings de crédito corporativo da Alupar refletem essa sólida estrutura de capital e a previsibilidade da forte geração de caixa: **AAA (bra) na escala nacional e BB na escala internacional, pela Fitch Ratings.**

Comprometida em gerar valor para o acionista e para a sociedade, a Alupar possui grande competência técnica, forte disciplina financeira e responsabilidade social para continuar com o seu crescimento sustentável através do desenvolvimento de projetos de geração e sistemas de transmissão.

## Transmissão

A Alupar possui participação em concessões de 29 sistemas de transmissão de energia elétrica, totalizando 7.736 km de linhas de transmissão, por meio de concessões com prazo de 30 anos, localizados no Brasil e um perpétuo localizado na Colômbia, sendo 18 operacionais e 11 em fase de implantação, que possuem cronograma de entrada em operação comercial até 2022.

Abaixo, seguem principais características dos sistemas de transmissão da Alupar:

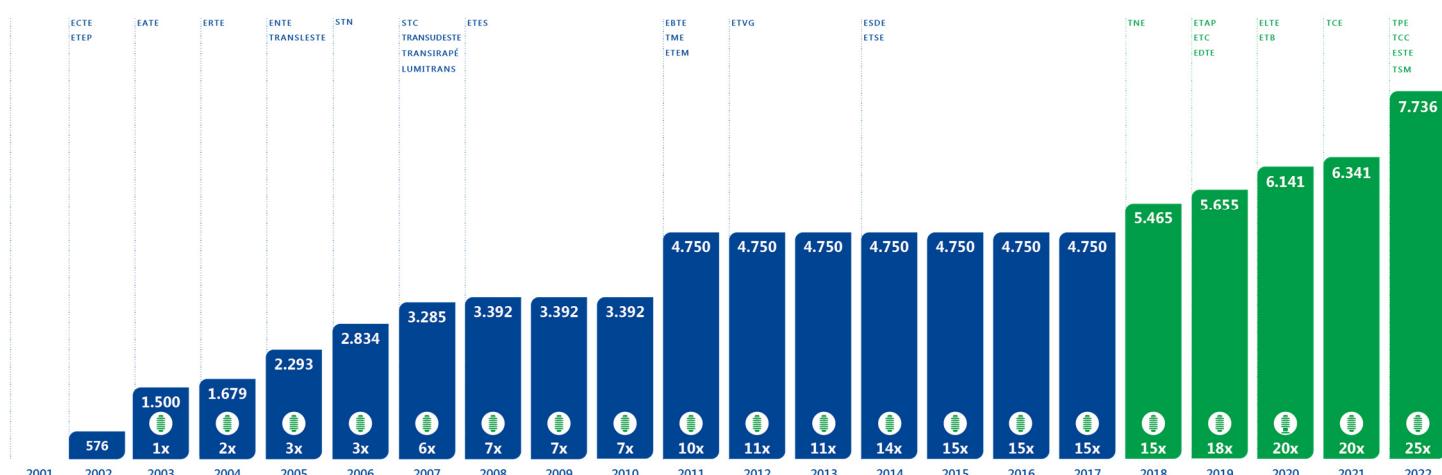
Empresa	Prazo da Concessão		Início da Operação	Extensão da Linha	RAP/RBNI (Ciclo 2015-16)	RAP/RBNI (Ciclo 2016-17)	RAP/RBNI (Ciclo 2017-18)	Índice
	Início	Fim						
ETEP	12/06/2001	12/06/2031	25/08/2002	323 km	R\$ 86,9	R\$ 96,5	R\$ 56,4	IGP-M
ENTE	11/12/2002	11/12/2032	12/02/2005	464 km	R\$ 199,5	R\$ 221,6	R\$ 225,1	IGP-M
ERTE	11/12/2002	11/12/2032	15/09/2004	179 km	R\$ 44,8	R\$ 49,8	R\$ 50,5	IGP-M
EATE	12/06/2001	12/06/2031	10/03/2003	924 km	R\$ 381,3	R\$ 422,3	R\$ 354,3	IGP-M
ECTE	01/11/2000	01/11/2030	26/03/2002	252,5 km	R\$ 84,2	R\$ 79,7	R\$ 47,5	IGP-M
STN	18/02/2004	18/02/2034	01/01/2006	541 km	R\$ 159,6	R\$ 177,3	R\$ 180,1	IGP-M
Transleste	18/02/2004	18/02/2034	18/12/2005	150 km	R\$ 36,2	R\$ 40,2	R\$ 40,8	IGP-M
Transudeste	04/03/2005	04/03/2035	23/02/2007	140 km	R\$ 22,4	R\$ 24,9	R\$ 25,3	IGP-M
Transirapé	15/03/2005	15/03/2035	23/05/2007	65 km	R\$ 26,3	R\$ 29,2	R\$ 33,1	IGP-M
STC	27/04/2006	27/04/2036	08/11/2007	195 km	R\$ 36,9	R\$ 41,5	R\$ 44,0	IPCA
Lumitrans	18/02/2004	18/02/2034	03/10/2007	51 km	R\$ 23,6	R\$ 26,2	R\$ 26,6	IGP-M
ETES	20/04/2007	20/04/2037	12/12/2008	107 km	R\$ 13,1	R\$ 14,3	R\$ 14,1	IPCA
EBTE	16/10/2008	16/10/2038	11/07/2011	775 km	R\$ 40,6	R\$ 44,4	R\$ 47,0	IPCA
TME	19/11/2009	19/11/2039	22/11/2011	348 km	R\$ 43,7	R\$ 48,3	R\$ 50,1	IPCA
ESDE	19/11/2009	19/11/2039	22/01/2014	Subestação	R\$ 11,5	R\$ 12,6	R\$ 13,1	IPCA
ETEM	12/07/2010	12/07/2040	16/12/2011	235 km	R\$ 12,3	R\$ 12,0	R\$ 12,5	IPCA
ETVG	23/12/2010	23/12/2040	23/12/2012	Subestação	R\$ 9,4	R\$ 10,2	R\$ 10,7	IPCA
TNE	25/01/2012	25/01/2042	Pré-Oper.	715 km	R\$ 155,2	R\$ 169,6	R\$ 147,5	IPCA
ETSE	10/05/2012	10/05/2042	01/12/2014	Subestação	R\$ 19,7	R\$ 21,6	R\$ 19,6	IPCA
ELTE	05/09/2014	05/09/2044	Pré-Oper.	Subestação+40km	R\$ 31,4	R\$ 34,3	R\$ 35,6	IPCA
ETAP (Lote I)	02/09/2016	02/09/2046	Pré-Oper.	Subestação+20km	R\$ 48,5	R\$ 50,5	R\$ 52,3	IPCA
ETC (Lote T)	02/09/2016	02/09/2046	Pré-Oper.	Subestação	R\$ 28,1	R\$ 29,3	R\$ 30,3	IPCA
TPE (Lote 2)	10/02/2017	10/02/2047	Pré-Oper.	541km	-	R\$ 214,7	R\$ 221,6	IPCA
TCC (Lote 6)	10/02/2017	10/02/2047	Pré-Oper.	288km	-	R\$ 146,0	R\$ 150,7	IPCA
ESTE (Lote 22)	10/02/2017	10/02/2047	Pré-Oper.	236km	-	R\$ 101,0	R\$ 104,3	IPCA
TCE (Colômbia)	22/11/2016	Perpétua	Pré-Oper.	200km	-	R\$ 73,1*	R\$ 73,1*	PPI
TSM (Lote 19)	11/08/2017	11/08/2047	Pré-Oper	330 km	-	R\$ 99,1	R\$ 101,3	IPCA
ETB (Lote E)	27/09/2016	27/09/2046	Pré-Oper	446 km	-	-	R\$ 131,1	IPCA
EDTE (Lote M)	01/12/2016	01/12/2046	Pré-Oper	170 km	-	-	R\$ 64,2	IPCA
<b>TOTAL</b>				<b>7.736 km</b>	<b>R\$1.515,3</b>	<b>R\$ 2.290,2</b>	<b>R\$ 2.362,8</b>	

\*USD 1,0 - BRL 3,25

Abaixo, segue evolução da extensão em Km das transmissoras da Companhia:

### Evolução das Transmissoras Alupar (em quilômetros)

subestações próprias em implantação em operação



## Geração

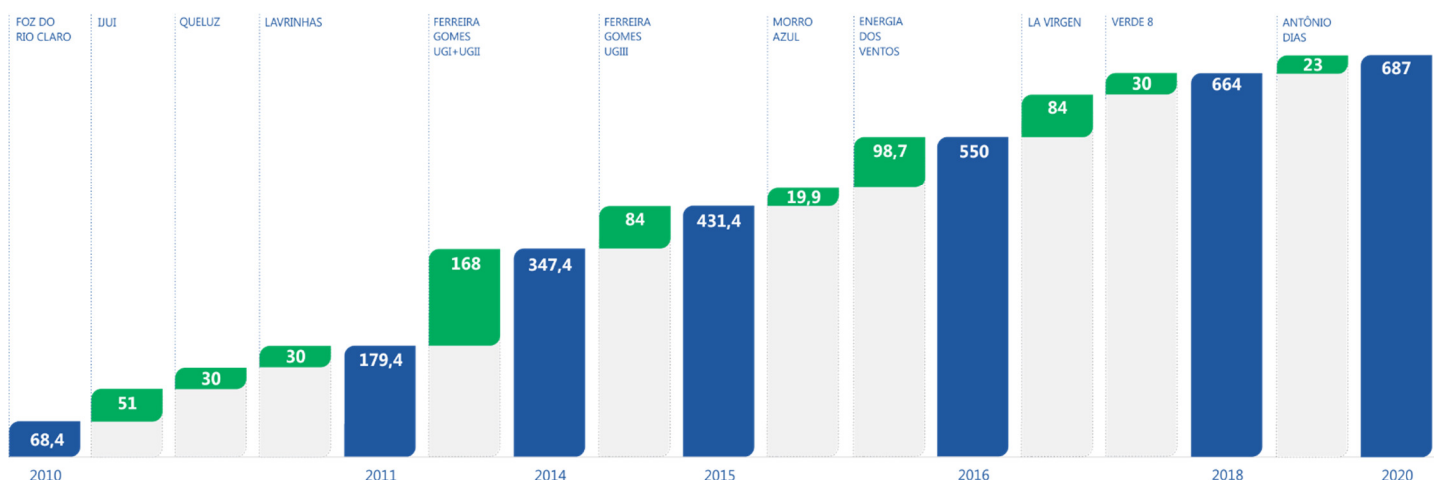
Atualmente a Alupar atua no segmento de geração de energia elétrica por meio de UHEs, PCHs e parques eólicos, localizados no Brasil, Colômbia e Peru. O portfólio de ativos totaliza uma capacidade instalada de 550,0 MW em operação, 114,0 MW em implantação e um projeto (Antônio Dias) de 23 MW em fase de licenciamento.

Abaixo, seguem principais características dos ativos de geração da Alupar:

	Prazo da Concessão		Início da Operação	Capital		Capacidade Instalada - MW	Garantia Física - MW
	Início	Fim		Votante	Total		
Queluz	Abr/04	Abr/34	Ago/11	68,83%	68,83%	30,0	21,4
Lavrinhas	Abr/04	Abr/34	Set/11	64,19%	64,19%	30,0	21,4
Foz do Rio Claro	Ago/06	Ago/41	Ago/10	100,00%	69,83%	68,4	39,0
São José - Ijuí	Ago/06	Ago/41	Mar/11	100,00%	86,66%	51,0	30,4
Ferreira Gomes	Nov/10	Nov/45	Nov/14	100,00%	100,00%	252,0	153,1
Energia dos Ventos	Jul/12	Jul/47	Mar/16	100,00%	100,00%	98,7	50,9
Morro Azul (Risaralda)	Jan/09	Vitalícia	Set/16	99,97%	99,97%	19,9	13,2
Verde 08	Out/12	Jun/44	Pré - Operacional	99,90%	99,90%	30,0	18,7
La Virgen	Out/05	Vitalícia	Pré - Operacional	82,85%	82,85%	84,0	49,3
Antônio Dias	Jul/14	Jul/49	Pré - Operacional	90,00 %	90,00 %	23,0	11,4
<b>TOTAL</b>						<b>687,0</b>	<b>408,8</b>

Abaixo, segue evolução da capacidade de geração da Companhia:

## Expansão da capacidade de Geração (em MW)



## Análise do Desempenho Combinado – Segmento de Transmissão

Os números abaixo refletem o somatório de 100% dos números de cada uma das subsidiárias de Transmissão nas quais a Alupar possui participação, da mesma forma que está apresentada na **Nota Explicativa 35** de “Informações por Segmento” das demonstrações financeiras do 1T18.

Em razão das questões já comentadas sobre as diferenças que ocorrem entre os números Regulatórios e Societários (vide “Notas” na página 2 deste Relatório), o foco da análise do segmento de transmissão é sobre o desempenho Regulatório, à exceção dos comentários feitos sobre as receitas, EBITDA e o lucro na demonstração do resultado Societário.

Principais Indicadores "SOCIETÁRIO (IFRS)"			
R\$ MM	1T18	1T17	Var.%
Receita Líquida Ajustada	250,7	268,2	(6,5%)
Custos Operacionais Ajustados*	(19,8)	(20,8)	(5,1%)
Depreciação / Amortização	(0,7)	(0,7)	-
Despesas Operacionais	(8,8)	(9,4)	(6,1%)
<b>EBITDA (CVM 527)</b>	<b>222,1</b>	<b>238,0</b>	<b>(6,7%)</b>
<b>Margem Ebitda Ajustada</b>	<b>88,6%</b>	<b>88,7%</b>	<b>(0,1 p.p)</b>
Resultado Financeiro	(25,3)	(44,0)	(42,5%)
<b>Lucro Líquido</b>	<b>165,5</b>	<b>162,4</b>	<b>1,9%</b>
Dívida Líquida**	1.238,1	1.472,2	(15,9%)
Div. Líquida / EBITDA***	1,4	1,5	

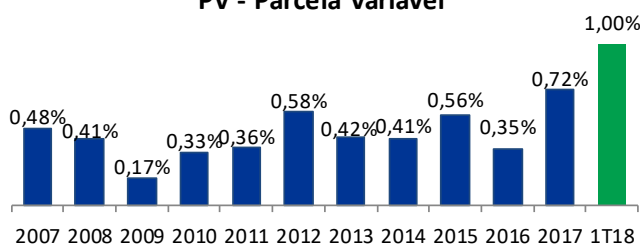
Principais Indicadores "REGULATÓRIO"			
R\$ MM	1T18	1T17	Var.%
Receita Líquida	290,8	326,6	(11,0%)
Custos Operacionais	(18,4)	(20,0)	(8,2%)
Depreciação / Amortização	(31,9)	(32,2)	(0,9%)
Despesas Operacionais	(8,8)	(9,4)	(6,1%)
<b>EBITDA (CVM 527)</b>	<b>263,7</b>	<b>297,2</b>	<b>(11,3%)</b>
<b>Margem Ebitda</b>	<b>90,7%</b>	<b>91,0%</b>	<b>(0,3 p.p)</b>
Resultado Financeiro	(25,3)	(44,0)	(42,5%)
<b>Lucro Líquido</b>	<b>182,1</b>	<b>193,4</b>	<b>(5,8%)</b>
Dívida Líquida**	1.238,1	1.472,2	(15,9%)
Div. Líquida / EBITDA***	1,2	1,2	

\*Custos Operacionais Ajustados: Excluindo o custo de infraestrutura \*\* Considera Tít. e Valores Mobiliários do Ativo Não Circulante  
\*\*\*Ebitda Anualizado

As transmissoras da Companhia apresentaram um desempenho operacional consistente ao longo do 1T18, mantendo a disponibilidade física superior a 99,77%.

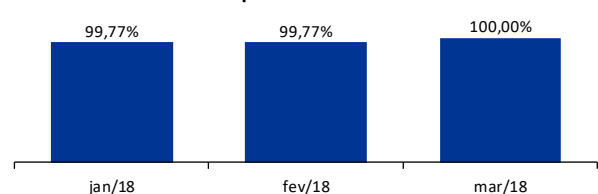
O PV é o indicador que mostra o impacto da indisponibilidade no resultado da empresa.

### PV - Parcela Variável



A disponibilidade física da linha é um indicador operacional, que demonstra o percentual de horas em que a linha esteve disponível ao longo de um determinado período.

### Disponibilidade Física

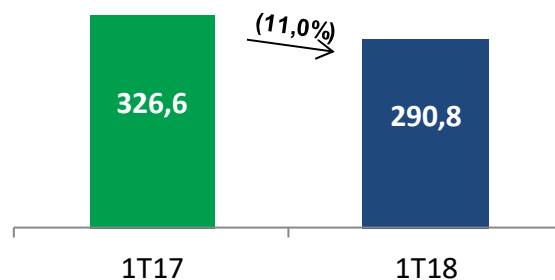


## Análise do Desempenho Combinado de Transmissão - Regulatório

### Receita Líquida

No 1T18, a receita líquida totalizou R\$ 290,8 milhões, ante os R\$ 326,6 milhões apurados no 1T17. Esta variação deve-se: (a) redução de R\$ 25,5 milhões na receita líquida das transmissoras EATE e ETEP, em razão da queda de 50% da Receita Anual Permitida - RAP, pro rata temporis para o ciclo 2017/2018, em função do aniversário de 15 anos da entrada em operação (EATE: mar/18; ETEP: ago/17); (b) redução de R\$ 7,4 milhões na receita líquida da ECTE, em razão da queda de 50% da RAP, devido ao aniversário de 15 anos da entrada em operação (mar/17). Para mais informações vide tabela da seção "Transmissão" (pag.4); (c) redução de R\$ 1,5 milhão nas transmissoras TNE, ETES e ETSE, devido a revisão tarifária; (d) redução de R\$ 5,7 milhões na transmissora ETVG, dado que no 1T17 ocorreu a contabilização de uma receita extraordinária, a qual foi revertida no 2T17; (e) incremento de R\$ 0,8 milhão na transmissora TME, principalmente em razão da entrada em operação de seu RBNI, em fev/17 e; (f) aumento de R\$ 3,6 milhões na receita líquida das demais transmissoras, devido ao reajuste das RAPs, conforme Resolução Homologatória nº 2.258 de 27 de junho de 2017 que estabeleceu reajuste de 3,60% para contratos indexados em IPCA e 1,57% para contratos indexados em IGP-M.

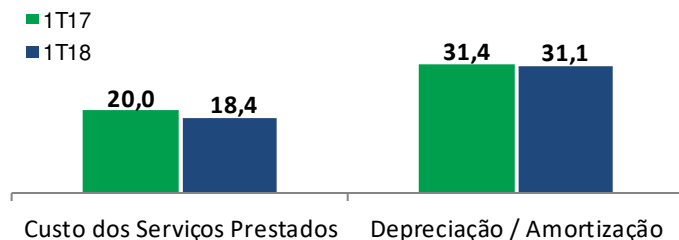
### Receita Líquida (R\$ MM)



### Custo do Serviço

Totalizou R\$ 49,4 milhões no 1T18, 3,8% inferior aos R\$ 51,4 milhões apurados no 1T17.

### Custos Operacionais (R\$ MM)



Na conta **Depreciação / Amortização** foi contabilizada uma redução de R\$ 0,3 milhão, principalmente, em razão da: (i) redução de R\$ 0,7 milhão na transmissora ETES, em virtude da adequação à resolução 674/2015 – Aneel, que gerou impacto retroativo na rubrica de depreciação no 1T17 e; (ii) aumento de R\$ 0,3 milhão na transmissora TME, em razão dos investimentos realizados no reforço (RBNI), que teve sua entrada em operação em fev/17. A conta **Custo dos Serviços Prestados**, apresentou uma redução de R\$ 1,6 milhão, principalmente em função da: (i) reduções de R\$ 0,5 milhão na transmissora STN, R\$ 0,5

milhão na transmissora ENTE e R\$ 0,4 milhão na transmissora EATE, em decorrência de algumas manutenções terem sido realizadas no 1T17 e neste ano, serão realizadas no segundo trimestre e; (ii) redução de R\$ 0,3 milhão na transmissora ECTE, em razão da redução com custos de limpeza de faixa e recuperação de acessos.

### Despesas Operacionais

Totalizaram R\$ 9,6 milhões no 1T18, 5,5% inferior aos R\$ 10,2 milhões apurados no 1T17.

### Despesas Operacionais (R\$ MM)



A variação mais significativa foi registrada na conta **Administrativas e Gerais**, que totalizou R\$ 2,8 milhões neste trimestre, R\$ 0,5 milhão inferior aos R\$ R\$ 3,3 milhões registrados no 1T17. Essa variação é explicada principalmente pela redução de R\$ 0,4 milhão na transmissora ETVG, em decorrência de um ressarcimento referente a readequação de instalação para compartilhamento de infraestrutura (CCI), que será pago

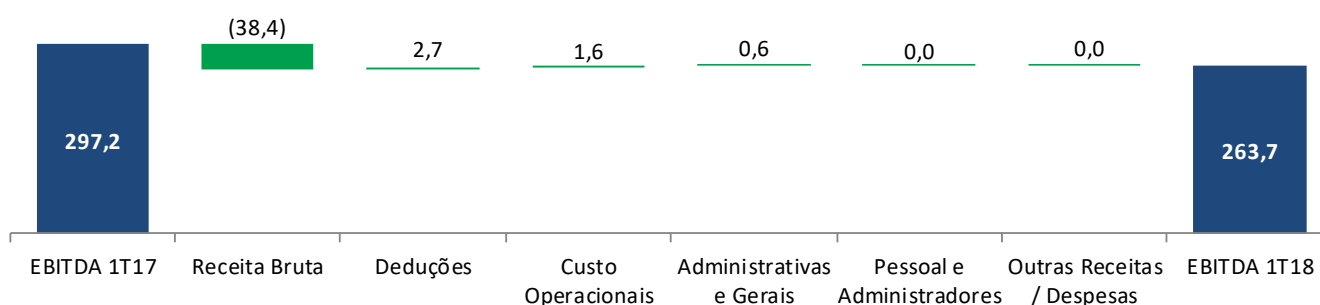
em dez parcelas de R\$ 0,1 milhão, sendo a última a ser paga em agosto/18.

## EBITDA e Margem EBITDA

Totalizou R\$ 263,7 milhões no 1T18, ante aos R\$ 297,2 milhões apurados no 1T17. Esta variação deve-se, principalmente a redução de R\$ 38,4 milhões na **Receita Bruta**, ocasionada principalmente pela: (i) redução de R\$ 27,6 milhões na receita bruta das transmissoras EATE e ETEP, em razão da queda de 50% da Receita Anual Permitida - RAP, pro rata temporis para o ciclo 2017/2018 (resolução homologatória da Aneel nº 2.258 de 27 de junho de 2017), em função do aniversário de 15 anos da entrada em operação (EATE: mar/18; ETEP: ago/17) e; (ii) redução de R\$ 8,0 milhões na receita bruta da transmissora ECTE, em razão da queda de 50% da RAP, devido ao aniversário de 15 anos da entrada em operação (mar/17). Para mais informações, vide explicações realizadas anteriormente na seção “Receita Líquida”.

A margem EBITDA atingiu 90,7% no 1T18, em linha com os 91,0% registrados no 1T17.

### Formação do EBITDA 1T18 (R\$ MM)

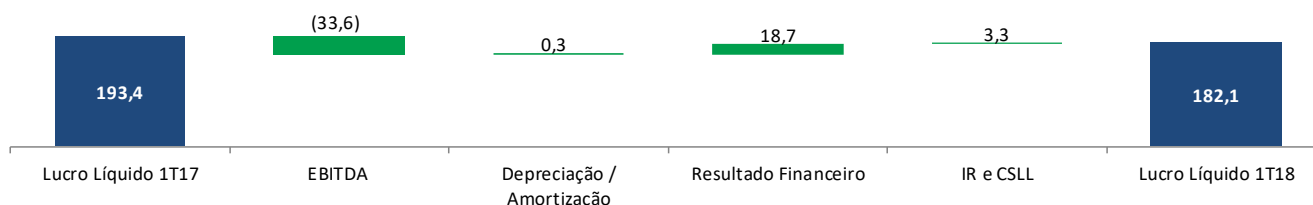


## Lucro Líquido

Totalizou R\$ 182,1 milhões no 1T18 ante os R\$ 193,4 milhões apurados no 1T17.

O lucro foi impactado pela: (a) redução de R\$ 33,6 milhões no **EBITDA**, em decorrência, principalmente da queda da receita bruta, conforme explicado acima; (b) redução de R\$ 18,7 milhões no **Resultado Financeiro** devido a: (i) redução de R\$ 234 milhões da dívida líquida, que totalizou R\$ 1,238 bi neste trimestre, ante os R\$ 1,472 bi registrados no 1T17; (ii) redução da taxa média dos depósitos interfinanceiros (“CDI”), que registrou 1,59% no acumulado do 1T18, ante os 2,98% no acumulado do 1T17 e; (iii) redução da taxa de juros de longo prazo (“TJLP”), que estava em 7,5% a.a, ao longo do 1T17 para 6,75% a.a ao longo do 1T18 e; (c) redução de R\$ 3,3 milhões no **IRPJ/CSLL**, sendo R\$ 4,8 milhões nas transmissoras EATE, ETEP e ECTE, em razão da redução dos resultados, em função da queda na receita, proveniente dos respectivos aniversários de 15 anos.

### Formação do Lucro 1T18 (R\$ MM)



## Consolidação de Resultado 1T18 - Transmissão Regulatório

	Trimestre findo em 31/03/2018						
	Transmissão Combinado	Controle Compartilhado			Equivalência Patrimonial - TNE / TME / ETB	Equivalência Patrimonial - Investimentos Indiretos	Transmissão Consolidado
		TNE	TME	ETB			
<b>Receita operacional bruta</b>	<b>316.607</b>	<b>678</b>	<b>13.668</b>	-	-	<b>302.261</b>	
Receita de transmissão de energia	319.679	1.526	13.849	-	-	304.304	
(-) Parcela variável	(3.072)	(848)	(181)	-	-	(2.043)	
<b>Deduções da receita operacional bruta</b>	<b>(25.771)</b>	<b>(114)</b>	<b>(1.736)</b>	-	-	<b>(23.921)</b>	
PIS	(2.389)	(15)	(215)	-	-	(2.159)	
COFINS	(11.022)	(68)	(991)	-	-	(9.963)	
Quota para Reserva Global de Reversão - RGR	(8.168)	(18)	(355)	-	-	(7.795)	
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(1.169)	(2)	(48)	-	-	(1.119)	
Fundo nacional de des. científico e tecnológico - FNDCT	(1.169)	(2)	(48)	-	-	(1.119)	
Ministério de minas e energia - MME	(582)	(1)	(24)	-	-	(557)	
Taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica - TFSEE	(1.272)	(8)	(55)	-	-	(1.209)	
<b>Receita operacional líquida</b>	<b>290.836</b>	<b>564</b>	<b>11.932</b>	-	-	<b>278.340</b>	
<b>Custo de operação</b>	<b>(49.431)</b>	<b>(1.321)</b>	<b>(3.267)</b>	-	-	<b>(44.843)</b>	
Custo dos serviços prestados	(18.354)	(434)	(1.148)	-	-	(16.772)	
Depreciação / Amortização	(31.077)	(887)	(2.119)	-	-	(28.071)	
<b>Lucro bruto</b>	<b>241.405</b>	<b>(757)</b>	<b>8.665</b>	-	-	<b>233.497</b>	
<b>Despesas e receitas operacionais</b>	<b>(9.639)</b>	<b>(262)</b>	<b>(452)</b>	-	<b>3.005</b>	<b>4.093</b>	
Administrativas e gerais	(2.780)	(57)	(86)	-	-	(2.637)	
Pessoal	(6.043)	(205)	(366)	-	-	(5.472)	
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	-	3.005	4.093	
Depreciação / Amortização	(816)	-	-	-	-	(816)	
Outras receitas	-	-	-	-	-	-	
Outras despesas	-	-	-	-	-	-	
<b>EBIT</b>	<b>231.766</b>	<b>(1.019)</b>	<b>8.213</b>	-	<b>3.005</b>	<b>4.093</b>	
Depreciação / Amortização	(31.893)	(887)	(2.119)	-	-	(28.887)	
<b>EBITDA</b>	<b>263.659</b>	<b>(132)</b>	<b>10.332</b>	-	<b>3.005</b>	<b>4.093</b>	
<b>Despesas financeiras</b>	<b>(30.354)</b>	<b>(3)</b>	<b>(2.743)</b>	-	-	<b>(27.608)</b>	
Encargos de dívidas	(28.807)	-	(2.594)	-	-	(26.213)	
Variações cambiais	(16)	-	-	-	-	(16)	
Outras	(1.531)	(3)	(149)	-	-	(1.379)	
<b>Receitas financeiras</b>	<b>5.062</b>	<b>111</b>	<b>219</b>	-	-	<b>4.732</b>	
Receitas de aplicações financeiras	4.520	111	217	-	-	4.192	
Outras	542	-	2	-	-	540	
	<b>(25.292)</b>	<b>108</b>	<b>(2.524)</b>	-	-	<b>(22.876)</b>	
<b>EBT</b>	<b>206.474</b>	<b>(911)</b>	<b>5.689</b>	-	<b>3.005</b>	<b>4.093</b>	
IR / CSLL	(24.401)	-	(496)	-	-	(23.905)	
Imposto de renda	(11.314)	-	-	-	-	(11.314)	
Contribuição social	(13.087)	-	(496)	-	-	(12.591)	
Imposto de renda diferido	-	-	-	-	-	-	
CSLL diferido	-	-	-	-	-	-	
<b>Lucro líquido Consolidado</b>	<b>182.073</b>	<b>(911)</b>	<b>5.193</b>	-	<b>3.005</b>	<b>4.093</b>	
Participação de não controladores	-	-	-	-	-	(91.370)	
<b>Lucro líquido Alupar</b>						<b>93.519</b>	

## Análise da Receita e Lucro Combinado de Transmissão - Societário IFRS

Com a adoção do IFRS, a Receita pela Disponibilização (RAP – PV) foi substituída por 3 novas receitas: Receita de Infraestrutura, Receita de Transmissão de Energia (O&M) e Receita de Remuneração do Ativo da Concessão.

### Receita de Infraestrutura

Volume de investimento (CAPEX) efetuado nas empresas de transmissão

### Receita de Trans. de Energia

Receita que remunera os custos de operação e manutenção dos ativos de transmissão

### Remuneração do Ativo

É o resultado da multiplicação da taxa de remuneração de um determinado ativo de transmissão pelo saldo do seu ativo financeiro

Dessa forma, o balanço das empresas de transmissão passou a apresentar uma conta de Ativo Financeiro, a qual tem a sua movimentação prevista conforme exemplo detalhado abaixo:

<b>Ativo Financeiro em 31/12/2017</b>
+
<b>Receita de Infraestrutura entre 01/01/2018 e 31/03/2018</b>
+
<b>Remuneração do Ativo Financeiro entre 01/01/2018 e 31/03/2018</b>
+
<b>Receita de Transmissão de Energia entre 01/01/2018 e 31/03/2018</b>
-
<b>RAP entre 01/01/2018 e 31/03/2018</b>
-
<b>Caso exista, Valor Residual recebido entre 01/01/2018 e 31/03/2018</b>
=
<b>Ativo Financeiro em 31/03/2018</b>

**Nota sobre valor residual:** caso exista entrada de recursos na companhia, relacionada a uma possível indenização ocorrida pelo advento do término da concessão, este valor também é redutor do Ativo Financeiro. No caso da Alupar, as subsidiárias possuem concessões de longo prazo, sendo o 1º vencimento em nov/30.

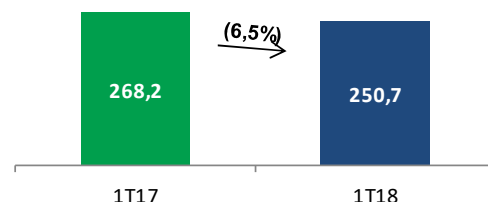
## Receita Líquida Ajustada - IFRS

Totalizou R\$ 250,7 milhões no 1T18, ante os R\$ 268,2 milhões apurados no 1T17.

Redução de R\$ 16,3 milhões na **Receita de Remuneração do Ativo de Concessão**, que totalizou R\$ 248,6 milhões no 1T18 ante os R\$ 265,0 milhões registrados no mesmo período do ano anterior. Esta queda deve-se basicamente à redução da taxa de remuneração do ativo financeiro de algumas transmissoras em decorrência da: (i) redução dos indicadores macroeconômicos (IGP-M / IPCA), utilizados nas projeções para cálculo da receita do 1T18 quando comparado com as utilizados para o 1T17 e; (ii) amortização do ativo financeiro em razão dos recebimentos da RAPs. Para mais informações, favor, verificar nota explicativa 10 “Ativo Financeiro da Concessão”.

Redução de R\$ 3,8 milhões na **Receita de Transmissão de Energia**, que totalizou R\$ 27,9 milhões no 1T18 ante R\$ 31,7 milhões registrados no 1T17, basicamente, em função da parcela variável (PV) que totalizou R\$ 3,1 milhões no 1T18 ante R\$ 1,9 milhão no 1T17, em função de desligamentos programados nas transmissoras EATE, STC e ENTE.

Receita Líquida Ajustada (R\$ MM)

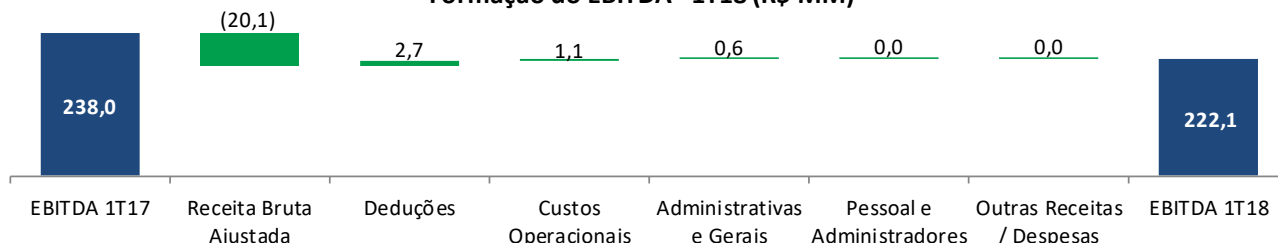


## EBITDA e Margem EBITDA - IFRS

Totalizou R\$ 222,1 milhões no 1T18, ante os R\$ 238,0 milhões apurados no 1T17. Esta variação deve-se, principalmente, a: (a) redução de R\$ 20,1 milhões na **Receita Bruta Ajustada**, em função da: (i) redução de R\$ 3,8 milhões na **Receita de Transmissão de Energia** e; (ii) redução de R\$ 16,3 milhões na **Receita de Remuneração do Ativo de Concessão**, conforme detalhado anteriormente na seção “Receita Líquida Ajustada”; (b) redução de R\$ 1,1 milhão nos **Custos Operacionais**, em razão de algumas manutenções nas transmissoras STN e ENTE, terem sido realizadas no 1T17 e neste ano, serão realizadas no segundo trimestre, impacto de R\$ 0,9 milhão; (ii) redução de R\$ 0,5 milhão na transmissora ECTE, em razão da redução com custos de limpeza de faixa e recuperação de acessos e; (c) redução de R\$ 0,6 milhão nas despesas **Administrativas e Gerais**, basicamente pela redução de R\$ 0,4 milhão na transmissora ETVG, em decorrência de um ressarcimento referente a readequação de instalação para compartilhamento de infraestrutura (CCI).

A margem EBITDA atingiu 88,6% no 1T18, em linha com 88,7% registrado no 1T17.

Formação do EBITDA - 1T18 (R\$ MM)

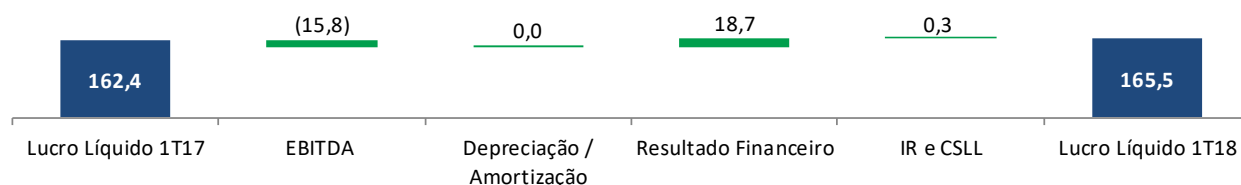


## Lucro Líquido - IFRS

Totalizou R\$ 165,5 milhões no 1T18, 1,9% superior aos R\$ 162,4 milhões apurados no 1T17.

O lucro do trimestre foi impactado pela: (a) redução de R\$ 15,8 milhão no **EBITDA**, explicado principalmente pela redução de R\$ 20,1 milhões na receita bruta ajustada, conforme detalhado acima e; (b) redução de R\$ 18,7 milhões no **Resultado Financeiro** devido à: (i) redução de R\$ 234 milhões da dívida líquida, que totalizou R\$ 1,238 bi neste trimestre, ante os R\$ 1,472 bi registrados no 1T17; (ii) redução da taxa média dos depósitos interfinanceiros (“CDI”), que registrou 1,59% no acumulado do 1T18, ante os 2,98% no acumulado do 1T17 e; (iii) redução da taxa de juros de longo prazo (“TJLP”), que estava em 7,5% a.a, ao longo do 1T17 para 6,75% a.a ao longo do 1T18.

Formação do Lucro 1T18 (R\$ MM)



## Consolidação de Resultado 1T18 - Transmissão Societário IFRS

Transmissão Combinado	Trimestre findo em 31/03/2018					Transmissão Consolidado	
	Controle Compartilhado			Equivalência Patrimonial - TNE / TME / ETB	Equivalência Patrimonial - Investimentos Indiretos		
	TNE	TME	ETB				
<b>Receita operacional bruta</b>	<b>300.300</b>	<b>1.103</b>	<b>15.923</b>	<b>4.466</b>		<b>278.808</b>	
Receita de transmissão de energia	30.965	1.192	1.678	-		28.095	
Receita de infraestrutura	23.785	397	-	4.018		19.370	
Remuneração do ativo financeiro da concessão	248.622	362	14.426	448		233.386	
( - ) Parcela variável	(3.072)	(848)	(181)	-		(2.043)	
<b>Deduções da receita operacional bruta</b>	<b>(25.771)</b>	<b>(114)</b>	<b>(1.736)</b>	<b>-</b>		<b>(23.921)</b>	
PIS	(2.389)	(15)	(215)	-		(2.159)	
COFINS	(11.022)	(68)	(991)	-		(9.963)	
Quota para Reserva Global de Reversão - RGR	(8.168)	(18)	(355)	-		(7.795)	
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(1.169)	(2)	(48)	-		(1.119)	
Fundo nacional de des. científico e tecnológico - FNDCT	(1.169)	(2)	(48)	-		(1.119)	
Ministério de minas e energia - MME	(582)	(1)	(24)	-		(557)	
Taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica - TFSEE	(1.272)	(8)	(55)	-		(1.209)	
<b>Receita operacional líquida</b>	<b>274.529</b>	<b>989</b>	<b>14.187</b>	<b>4.466</b>		<b>254.887</b>	
<b>Custo de operação</b>	<b>(43.562)</b>	<b>(830)</b>	<b>(1.148)</b>	<b>(4.018)</b>		<b>(37.566)</b>	
Custo dos serviços prestados	(19.777)	(434)	(1.148)	-		(18.195)	
Custo de infraestrutura	(23.784)	(396)	-	(4.018)		(19.370)	
Depreciação / Amortização	(1)	-	-	-		(1)	
<b>Lucro bruto</b>	<b>230.967</b>	<b>159</b>	<b>13.039</b>	<b>448</b>		<b>217.321</b>	
<b>Despesas e receitas operacionais</b>	<b>(9.518)</b>	<b>(262)</b>	<b>(452)</b>	<b>-</b>	<b>6.333</b>	<b>3.793</b>	<b>1.322</b>
Administrativas e gerais	(2.780)	(57)	(86)	-			(2.637)
Pessoal	(6.043)	(205)	(366)	-			(5.472)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	-	6.333	3.793	10.126
Depreciação / Amortização	(695)	-	-	-			(695)
Outras receitas	-	-	-	-			-
Outras despesas	-	-	-	-			-
<b>EBIT</b>	<b>221.449</b>	<b>(103)</b>	<b>12.587</b>	<b>448</b>	<b>6.333</b>	<b>3.793</b>	<b>218.643</b>
Depreciação / Amortização	(696)	-	-	-			(696)
<b>EBITDA</b>	<b>222.145</b>	<b>(103)</b>	<b>12.587</b>	<b>448</b>	<b>6.333</b>	<b>3.793</b>	<b>219.339</b>
<b>Despesas financeiras</b>	<b>(30.354)</b>	<b>(3)</b>	<b>(2.743)</b>	<b>-</b>			<b>(27.608)</b>
Encargos de dívidas	(28.807)	-	(2.594)	-			(26.213)
Variações cambiais	(16)	-	-	-			(16)
Outras	(1.531)	(3)	(149)	-			(1.379)
<b>Receitas financeiras</b>	<b>5.062</b>	<b>111</b>	<b>219</b>	<b>-</b>			<b>4.732</b>
Receitas de aplicações financeiras	4.520	111	217	-			4.192
Outras	542	-	2	-			540
	<b>(25.292)</b>	<b>108</b>	<b>(2.524)</b>	<b>-</b>			<b>(22.876)</b>
<b>EBT</b>	<b>196.157</b>	<b>5</b>	<b>10.063</b>	<b>448</b>	<b>6.333</b>	<b>3.793</b>	<b>195.767</b>
IR / CSLL	<b>(30.614)</b>	<b>(81)</b>	<b>(2.615)</b>	<b>-</b>			<b>(27.918)</b>
Imposto de renda	(11.314)	-	-	-			(11.314)
Contribuição social	(13.088)	-	(496)	-			(12.592)
Imposto de renda diferido	(4.902)	(60)	(1.709)	-			(3.133)
CSLL diferido	(1.310)	(21)	(410)	-			(879)
<b>Lucro líquido Consolidado</b>	<b>165.543</b>	<b>(76)</b>	<b>7.448</b>	<b>448</b>	<b>6.333</b>	<b>3.793</b>	<b>167.849</b>
Participação de não controladores							(81.358)
<b>Lucro líquido Alupar</b>							<b>86.491</b>

## Projetos em Construção:

Transmissoras em Implantação	Extensão (Km)	RAP (MM) <sup>(3)</sup>	Investimento Previsto ANEEL (MM)*	Investimento Realizado (MM) <sup>(4)</sup>	Entrada em Operação (Regulatória)	Entrada em Operação (Previsão Gerencial)
TNE <sup>(1)</sup>	715	R\$ 147,5	R\$ 1.427,9 <sup>(2)</sup>	R\$ 284,2	2015	-
ELTE	40	R\$ 35,6	R\$ 262,0	R\$ 9,0	2017	2020
ETAP	20	R\$ 52,3	R\$ 284,9	R\$ 15,5	2019	2019
ETC	-	R\$ 30,3	R\$ 151,0	R\$ 7,9	2019	2019
TPE <sup>(5)</sup>	541	R\$ 221,6	R\$ 1.268,7	R\$ 13,7	2022	2022
TCC <sup>(5)</sup>	288	R\$ 150,7	R\$ 698,8	R\$ 7,1	2022	2022
ESTE <sup>(6)</sup>	236	R\$ 104,3	R\$ 485,8	R\$ 2,5	2022	2022
TCE	200	U\$ 22,5	U\$ 130,0	U\$ 4,0 <sup>(7)</sup>	2021	2021
TSM <sup>(5)</sup>	330	R\$ 101,3	R\$ 889,0	R\$ 3,1	2022	2022
ETB	446	R\$ 131,1	R\$ 720,5	R\$ 11,6	2020	2020
EDTE <sup>(8)</sup>	170	R\$ 64,2	R\$ 368,0	-	2019	2019

(1) Investimento total. Este empreendimento tem participação de 51% da Alupar e 49% da Eletronorte.

(2) Investimento inicial de R\$ 969,0 em set/11, atualizado pelo IPCA dez/17.

(3) Ciclo 2017/2018

(4) Considerando o valor imobilizado do ativo apresentado nas demonstrações financeiras regulatórias.

(5) Investimento total. Estes empreendimentos tem participações de 51% da Alupar e 49% do Perfin.

(6) Empreendimento da subsidiária EATE (ESTE). Não haverá desembolso de equity da Alupar.

(7) Considerando U\$ 1,0 = R\$ 3,32 (Base 29/03/2018)

(8) Empreendimento da subsidiária ENTE (EDTE). Não haverá desembolso de equity da Alupar.

\* Investimento data base prevista no edital dos respectivos leilões.

## Status dos Projetos:

Transmissoras em Implantação	Assinatura do Contrato de Concessão	Estado	Estudos Ambientais em Elaboração	Enquadramento REIDI		Projeto Prioritário
				MME	RFB	MME
ETAP (Lote I)	02/09/2016	RN	LI IDEMA - 20/09/17 LS IDEMA - 01/12/17	Aprovado 21/03/2017	Aprovado 27/07/2017	Aprovado 30/03/17
ETC (Lote T)	02/09/2016	ES	LI IEMA - 23/03/2018	Aprovado 23/03/2017	Aprovado 27/07/2017	Aprovado 21/02/17
TPE (Lote 2)	10/02/2017	MG/BA	IBAMA Protocolo RAS - 05/01/18	Aprovado 11/07/2017	Aprovado 04/10/2017	Aprovado 13/10/17
TCC (Lote 6)	10/02/2017	MG/ES	IBAMA Protocolo EIA - 28/11/17	Aprovado 12/07/2017	Aprovado 06/11/2017	Aprovado 13/10/17
ESTE (Lote 22)	10/02/2017	MG/ES	IBAMA Protocolo EIA - 31/01/18	Aprovado 24/07/2017	Aprovado 29/09/2017	Aprovado 14/09/17
TSM (Lote 19)	11/08/2017	SP/RJ	IBAMA	Aprovado 06/11/17	Aprovado 06/04/18	Aprovado 14/11/17
ETB (Lote E)	27/09/2016	BA	INEMA - Protocolo EMI Trecho 1 - 24/01/18 Trecho 2 - 02/02/18	Aprovado 21/02/2017	Aprovado 10/08/2017	Aprovado 06/12/2017
EDTE (Lote M)	01/12/2016	BA	INEMA Protocolo EMI - 23/01/18	Aprovado 08/05/2017	Aprovado 10/08/2017	Aprovado 06/12/2017
TCE (Colômbia)	23/11/2016	Risaralda / Tolima / Cundinamarca / Caldas	ANLA	-	-	-



**TNE:** É uma SPE formada pela parceria entre Alupar (51%)/Eletronorte (49%), para a implantação do sistema de transmissão que conectará o Estado de Roraima ao Sistema Interligado Nacional (SIN), na subestação Lechuga, no estado do Amazonas, cobrindo aproximadamente 715,0 km de linha de 500 kV, em circuito duplo, com 02 novas subestações, a SE Equador – 500 kV, a ser instalada no Município de Rorainópolis (RR) e a SE Boa Vista - 500/230 kV – 800 MVA, situada no Município de Boa Vista (RR).

Devido aos problemas no licenciamento ambiental, o consórcio protocolou na ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), em 02 de setembro de 2015, o requerimento para rescisão amigável do Contrato de Concessão 003/2012 – ANEEL, devido a não manifestação da FUNAI no que tange o componente indígena.

No entanto, em 06 de novembro de 2015, a FUNAI encaminhou ao IBAMA, Ofício com o não óbice. Tendo em vista o recebimento deste ofício, no dia 09 de dezembro de 2015, o IBAMA emitiu a Licença Prévia do empreendimento. Contudo, não há previsão para emissão da Licença de Instalação, principal condicionante para o início da obra.

Em 19 de dezembro de 2016, foi publicado o Despacho Aneel nº 3.265, refletindo a decisão de sua diretoria, tomada na reunião realizada em 13 de dezembro de 2016, que trata da rescisão amigável ao contrato de concessão da TNE, com recomendação para: (i) acolher o pedido da TNE e, no mérito, dar-lhe parcial provimento reconhecendo que há elementos para extinção do Contrato de Concessão nº 003/2012- ANEEL; e (ii) encaminhar os autos do presente Processo Administrativo ao Ministério de Minas e Energia com recomendações para: (a) extinguir o referido Contrato de Concessão, mediante distrato, nos termos do artigo 472 do Código Civil, ou outra forma que entender adequada; (b) na hipótese de extinção do Contrato, designar um órgão ou entidade da administração federal, neste caso a Eletronorte, para dar continuidade à prestação do serviço público de transmissão referente ao CER da SE Boa Vista, até que ulterior decisão estabeleça a reversão onerosa dos bens em serviço, sendo facultado ao Poder Concedente outorgar a concessão sem efetuar a reversão prévia dos bens vinculados ao respectivo serviço público; e (c) na hipótese de extinção do Contrato, considerar como referência para a indenização dos ativos em serviço, o critério do valor novo de reposição, abatida a depreciação ocorrida no período, em laudo contábil a ser fiscalizado pela ANEEL, sendo vedada a indenização de ativos que não estavam em serviço.

Atualmente, o consórcio está aguardando a definição do Ministério de Minas e Energia (MME) quanto a extinção da concessão e do valor da indenização.

Destacamos que a SE Boa Vista encontra-se em operação comercial desde maio de 2015, gerando uma receita equivalente a 4% da Receita Anual Permitida - RAP total do Empreendimento.

**ELTE:** É uma SPE para exploração da concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica através das subestações Domênico Rangoni 345/138 kV e Manoel da Nóbrega 230/88kV, contemplando ainda 40 km de linha de transmissão. O empreendimento será conectado ao Sistema Interligado Nacional e irá reforçar as redes das distribuidoras, além de atender o aumento da demanda de energia elétrica da região da baixada santista, composta por nove municípios (Bertioga, Cubatão, Guarujá, Itanhaém, Mongaguá, Peruíbe, Praia Grande, Santos e São Vicente).

Este projeto possui um deslocamento justificável no cronograma, no que tange o licenciamento ambiental. Embora a ELTE venha envidando seus melhores esforços para à obtenção das Licenças Ambientais junto ao órgão ambiental do Estado de São Paulo – Companhia Ambiental do Estado de São Paulo (“CETESB”), o processo de licenciamento ambiental tem se prolongado por questões não gerenciáveis por parte da ELTE, resultando no deslocamento do cronograma previsto originalmente no Contrato de Concessão nº 016/2014.

A emissão da Licença Prévia (“LP”) da subestação Domênico Rangoni 345/138 kV e suas respectivas linhas de transmissão estava prevista para outubro de 2015, porém, devido a manifestação desfavorável do Serviço Regional de Proteção ao Vão de São Paulo (SRPV-SP), responsável pelo Plano de Zoneamento Aeroportuário da Base Aérea de Santos, a emissão da Licença Prévia permanece pendente.

Adicionalmente, a emissão da Licença Prévia da subestação Manoel da Nóbrega 230/88 kV e sua respectiva linha de transmissão, também prevista para outubro de 2015, foi emitida em março de 2017.

**ETAP:** É uma SPE para exploração da concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica através da ampliação do setor de 500kV da subestação João Câmara III, e implantação da Linha de Transmissão de 230 kV João Câmara II - João Câmara III, em circuito duplo, com extensão de 10 km. Localizada entre os municípios de Parazinho e João Câmara, no Estado do Rio Grande do Norte, o empreendimento será conectado ao Sistema Interligado Nacional e irá reforçar a rede de transmissão da área leste da Região Nordeste, de forma a escoar os potenciais eólicos vislumbrados para essa região, com prazo de implementação até 27 de dezembro de 2019. A Licença de Instalação da Subestação João Câmara III foi emitida em 20/09/2017



e a licença simplificada da LT 230kV foi emitida 01/12/2017. A terraplenagem foi concluída em março/18 e as obras civis iniciadas no mesmo mês. A ordem de serviço para o projeto e fabricação dos equipamentos foi dada em novembro/17.

**ETC:** É uma SPE para exploração da concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica através da subestação Rio Novo do Sul. Localizada no município de Rio Novo do Sul, Estado do Espírito Santo, o empreendimento será conectado ao Sistema Interligado Nacional e atenderá à região Sul do Espírito Santo, visando garantir o atendimento da Rede Básica e da Rede Básica de Fronteira até o ano de 2022, com prazo de implementação até 27 de junho de 2019. A Licença de Instalação foi emitida em 23/03/2018. A ordem de serviço para os projetos elétrico e eletromecânico foi emitida em dezembro/2017 e a ordem de serviço para fabricação dos equipamentos foi emitida em abril de 2018.

**TPE:** É uma SPE para exploração da concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica através da Linha de Transmissão de 500 kV Poções III - Padre Paraíso 2, com 334 km de extensão e da Linha de Transmissão de 500 kV Padre Paraíso 2 - Governador Valadares 6, com 207 km de extensão e; da Subestação de 500 kV Padre Paraíso 2 e da Subestação de 500/230 kV Governador Valadares 6. Localizada entre os municípios de Poções e Governador Valadares, nos Estados da Bahia e Minas Gerais, com prazo de implementação até 09 de fevereiro de 2022. O pedido da licença prévia foi realizado em 05 de janeiro de 2018. Ressaltamos que o licenciamento ambiental da TPE foi enquadrado no processo simplificado, substituindo o estudo EIA/RIMA pelo RAS (Relatório Ambiental Simplificado) que possui prazo legal de análise mais curto.

**TCC:** É uma SPE para exploração da concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica através da linha de transmissão de 500 kV Governador Valadares 6 – Mutum, com 156 km de extensão, da linha de transmissão de 500 kV Mutum - Rio Novo do Sul, com 132 km extensão e; da Subestação de 500 kV Mutum e da Subestação de 500/345 kV Rio Novo do Sul. Localizada entre os municípios de Governador Valadares e Rio Novo do Sul, nos Estados de Minas Gerais e Espírito Santo, com prazo de implementação até 09 de fevereiro de 2022. O protocolo do estudo ambiental foi realizado em 28 de novembro de 2017.

**ESTE:** É uma SPE para exploração da concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica através da linha de transmissão de 500 kV Mesquita - João Neiva 2, com 236 km de extensão e a subestação João Neiva 2, 500/345 kV. Localizada entre os municípios de Santana do Paraíso e João Neiva, nos Estados de Minas Gerais e Espírito Santo, com prazo de implementação até 09 de fevereiro de 2022. O protocolo do estudo ambiental foi realizado em 31 de janeiro de 2018.

**TCE:** É uma SPE para exploração da concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica através da *Transmisora Colombiana de Energia S.A.S* que é composta por uma linha de transmissão de 500kV ligando a Subestação Nueva Esperanza (próximo à Bogotá) e a Subestação La Virginia (próximo à Pereira), com aproximadamente 200 km de extensão e prazo de implementação até novembro de 2021.

No 1T18 foram iniciados os trabalhos de campo para a elaboração do EIA (Estudo de Impacto Ambiental) e o projeto executivo da linha de transmissão e das subestações. Adicionalmente no período, foi aprovado a licença de resgate arqueológico na SE Nueva Esperanza e prospecção arqueológica na SE La Virginia, desta forma, tanto o resgate quanto a prospecção já foram iniciados e seguem conforme cronograma.

**TSM:** É uma SPE para exploração da concessão de serviço público de transmissão de energia elétrica através da linha de transmissão de 500kV Fernão Dias – Terminal Rio, com 330 km de extensão. O empreendimento visa atender os reforços necessários na região Sudeste, que possibilitará o recebimento do excedente de energia da região Norte. A linha está localizada nos Estados de São Paulo e Rio de Janeiro, sendo o prazo de implementação até 11 de agosto de 2022.

**ETB:** É uma SPE para exploração da concessão do serviço público de transmissão de energia para implementação e exploração da Linha de Transmissão Juazeiro III - Ourorândia II, em 500 kV, com extensão aproximada de 186 km; e pela Linha de Transmissão Bom Jesus da Lapa II - Gentio do Ouro II, em 500 kV, com extensão aproximada de 260 km. Os benefícios que a ETB trará serão reforços para aumento da capacidade de Transmissão da interligação Nordeste - Sudeste, visando o adequado escoamento dos atuais e futuros empreendimentos de geração previstos para serem implantados na região Nordeste, com prazo de implementação até 27 de junho de 2020. O protocolo do estudo ambiental EMI (Estudo de Médio Impacto) para o trecho 1 foi realizado em 24 de janeiro de 2018 e do trecho 2 em 2 de fevereiro de 2018.

**EDTE:** É uma SPE para exploração da concessão do serviço público de transmissão de energia para implementação e exploração da Linha de Transmissão de 500 kV Ibicoara - Poções III, pela Linha de Transmissão 230 kV Poções III - Poções II e pela Subestação 500/230 kV Poções III, possuindo uma extensão total de aproximadamente 170km. Os benefícios que a EDTE trará ao sistema é a expansão do sistema de transmissão da região sul do estado da Bahia, visando o adequado atendimento elétrico aos consumidores dessa região. O prazo de implementação é até dezembro de 2019. O protocolo do estudo ambiental EMI (Estudo de Médio Impacto) foi realizado em 23 de janeiro de 2018.

## Análise do Desempenho Combinado da Geração - Societário (IFRS)

Apresentamos abaixo os números combinados do segmento de Geração da Alupar. Cabe ressaltar que estes números refletem a soma de 100% dos números de cada uma das subsidiárias de Geração, da mesma forma que está apresentada na **Nota Explicativa 35** de "Informações por Segmento" das demonstrações financeiras de 1T18.

No segmento de Geração, diferentemente do segmento de Transmissão, os efeitos da adoção do ICPC 01 nos números societários não trazem efeitos materiais em relação aos números regulatórios. Dessa forma, a análise Regulatória é basicamente a mesma do desempenho demonstrado pelos números Societários.

Principais Indicadores "SOCIETÁRIO (IFRS)"			
R\$ MM	1T18	1T17	Var.%
Receita Líquida	118,7	122,6	(3,2%)
Custos Operacionais	(42,9)	(19,3)	121,8%
Depreciação / Amortização	(23,4)	(22,9)	2,1%
Compra de Energia	(23,5)	(13,1)	79,1%
Despesas Operacionais	(3,5)	(4,9)	(29,2%)
<b>EBITDA (CVM 527)</b>	<b>48,8</b>	<b>85,2</b>	<b>(42,7%)</b>
<b>Margem Ebitda</b>	<b>41,1%</b>	<b>69,5%</b>	<b>(28,4 p.p)</b>
Resultado Financeiro	(29,3)	(35,9)	(18,5%)
<b>Lucro Líquido / Prejuízo</b>	<b>(9,2)</b>	<b>31,9</b>	-
Dívida Líquida*	1.571,9	1.660,1	(5,3%)
Dívida Líquida / EBITDA**	8,0	4,9	

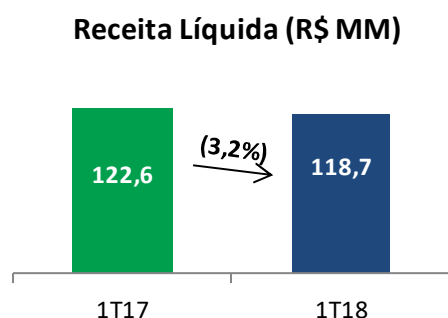
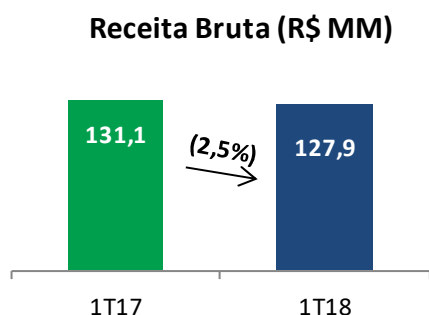
\* Considera Títulos e Valores Mobiliários do Ativo Não Circulante

\*\*EBITDA Anualizado

### Receita Líquida

Totalizou R\$ 118,7 milhões no 1T18, ante os R\$ 122,6 milhões apurados no 1T17.

Esta redução deve-se: (i) queda de R\$ 1,1 milhão na PCH Morro Azul, em função da menor geração de energia em decorrência da hidrologia desfavorável no período e; (ii) redução de R\$ 2,0 milhões na UHE Ijuí e na PCH Lavrinhas, que apresentaram um registro negativo na CCEE de R\$ 0,3 milhão no 1T18, ante um registro positivo no 1T17 de R\$ 2,1 milhões.

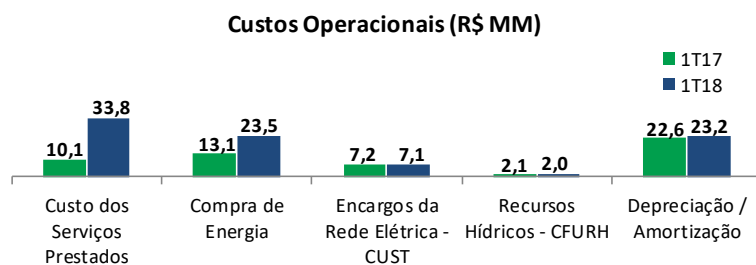


Segue abaixo abertura do Faturamento das geradoras:

Faturamento Geradoras / Comercialização	Energia Faturada (MWh)	Preço Médio (R\$/MWh)	Receita Bruta (R\$ milhões)
<b>1. Longo Prazo - Faturamento de Contratos Bilaterais</b>	<b>705.619</b>	<b>173,75</b>	<b>122,6</b>
1.1 ACR	474.965	150,75	71,6
1.2 ACL	195.500	228,52	44,7
1.3 ACL - Comercialização	35.154	180,01	6,3
<b>2. SPOT / CCEE</b>			<b>5,3</b>
<b>3. IMPOSTOS (ICMS)</b>			<b>0,0</b>
<b>4. TOTAL GERAÇÃO BRUTO</b>			<b>127,9</b>
<b>5. COMERCIALIZAÇÃO ALUPAR</b>			<b>15,5</b>
<b>6. TOTAL GERAÇÃO / COMERCIALIZAÇÃO</b>			<b>143,4</b>
<b>7. ELIMINAÇÕES</b>			<b>(22,1)</b>
<b>8. GERAÇÃO CONSOLIDADO</b>			<b>121,3</b>

## Custo do Serviço

Totalizou R\$ 89,5 milhões no 1T18, ante os R\$ 55,1 milhões registrados no 1T17.

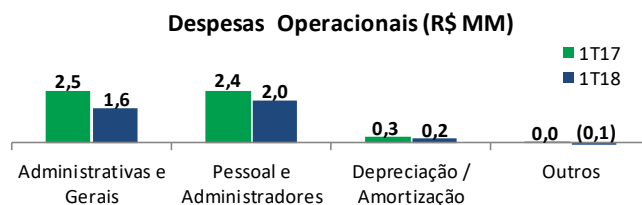


Esta variação é explicada, principalmente, pelo: (a) aumento de R\$ 23,7 milhões nos **Custos dos Serviços Prestados**, que registrou R\$ 33,8 milhões no 1T18 ante os R\$ 10,1 milhões registrados no 1T17. Este aumento deve-se a provisão de R\$ 23,0 milhões, de uma exposição negativa frente ao GSF, que está sendo discutido através de Ação Ordinária proposta pelas PCHs Queluz e Lavrinhas, objetivando que até o trânsito em julgado da presente ação, aloque mensalmente à

autora, no âmbito do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, o montante de energia elétrica equivalente a no mínimo, 95% da garantia física. Para efeito desta provisão foram consideradas a lei 13.203, de 8 de dezembro de 2015, modificada pela lei 13.360, de 17 de novembro de 2016 e a REN nº 764, de 18 de abril de 2017. Esta provisão representa a melhor estimativa da administração da Companhia e considerando que este tema está em evolução e que nossa liminar está vigente desde julho de 2015, a Companhia não prevê impactos significativos acima dessa expectativa e; (b) aumento de R\$ 10,4 milhões na **Compra de Energia**, basicamente em decorrência da estratégia de sazonalização adotada: (i) aumento de R\$ 15,9 milhões nas PCHs Queluz e Lavrinhas, dado que não houve alocação de energia neste primeiro trimestre, tendo a necessidade de compra de 42,0 MW médios de energia no período, ao preço médio de R\$ 192,55, totalizando uma compra de R\$ 17,5 milhões; (ii) redução de R\$ 3,9 milhões na UHE Foz do Rio Claro que não alocou energia no 1T17 e apresentou uma compra de R\$ 5,8 milhões naquele período, e para este ano adotou uma estratégia de alocação diferente, não tendo a necessidade de compra de energia para honrar os CCEARs. Adicionalmente foi registrada uma compra de R\$ 1,8 milhão no 1T18, referente a necessidade de reposição de lastro de energia e da revisão da garantia física e; (iii) redução de R\$ 1,7 milhão na UHE Ferreira Gomes devido a maior alocação de energia no 1T18 quando comparado com o 1T17.

## Despesas Operacionais

Totalizaram R\$ 3,7 milhões no 1T18, ante os R\$ 5,3 milhões apurados no 1T17. A conta **Administrativas e Gerais** apresentou uma redução de R\$ 0,9 milhão, principalmente pela: (i) redução de R\$ 0,2 milhão na UHE Ferreira Gomes, basicamente pela redução de gastos com assessoria e consultoria e; (ii) redução de R\$ 0,3 milhão nos parques de Energia dos Ventos, principalmente pelos custos com as publicações das Demonstrações Financeiras, terem sido realizados em abr/18. A conta **Pessoal e Administradores** apresentou uma redução de R\$ 0,4 milhão, explicado, principalmente, pela redução de R\$ 0,6 milhão na PCH Morro Azul, em função do término da obra e consequentemente, realocação de funcionários para a transmissora TCE, que está em fase inicial de implantação.

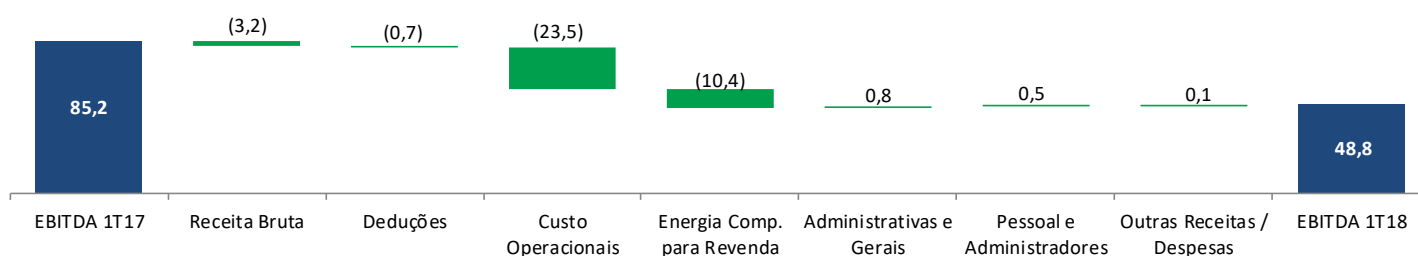


## EBITDA e Margem EBITDA

No 1T18, o EBITDA totalizou R\$ 48,8 milhões, frente aos R\$ 85,2 milhões registrados no 1T17.

O EBITDA foi impactado principalmente pela: (a) queda de R\$ 3,2 milhões na **Receita Bruta**, devido: (i) queda de R\$ 1,2 milhão na PCH Morro Azul, em função da menor geração de energia em decorrência da hidrologia desfavorável no período e; (ii) redução de R\$ 1,9 milhão na UHE Ijuí e na PCH Lavrinhas, que apresentaram um registro negativo na CCEE de R\$ 0,3 milhão no 1T18, ante um registro positivo, no 1T17, de R\$ 2,1 milhões; (b) aumento de R\$ 23,5 milhões nos **Custos Operacionais**, principalmente em razão da provisão de R\$ 23,0 milhões de uma exposição negativa frente ao GSF, conforme detalhado acima na seção “Custo do Serviço”; (c) aumento de R\$ 10,4 milhões na **Energia Comprada para Revenda**, devido ao aumento de R\$ 15,9 milhões nas PCHs Queluz e Lavrinhas, a redução de R\$ 3,9 milhões na UHE Foz do Rio Claro e R\$ 1,7 milhão na UHE Ferreira Gomes, em decorrência da estratégia de sazonalização adotada, conforme detalhado na seção “Custo do Serviço”; (d) redução de R\$ 0,8 milhão nas despesas de **Administrativas e Gerais**, em razão da: (i) redução de R\$ 0,2 milhão na UHE Ferreira Gomes, devido a menores gastos com assessoria e consultoria e; (ii) redução de R\$ 0,3 milhão nos parques de Energia dos Ventos, principalmente pelos custos com as publicações das Demonstrações Financeiras, terem sido realizados em abr/18 e; (e) redução de R\$ 0,5 milhão nas despesas de **Pessoal e Administradores**, principalmente em razão do término da obra da PCH Morro Azul e consequentemente, realocação de funcionários para a transmissora TCE, que está em fase inicial de implantação.

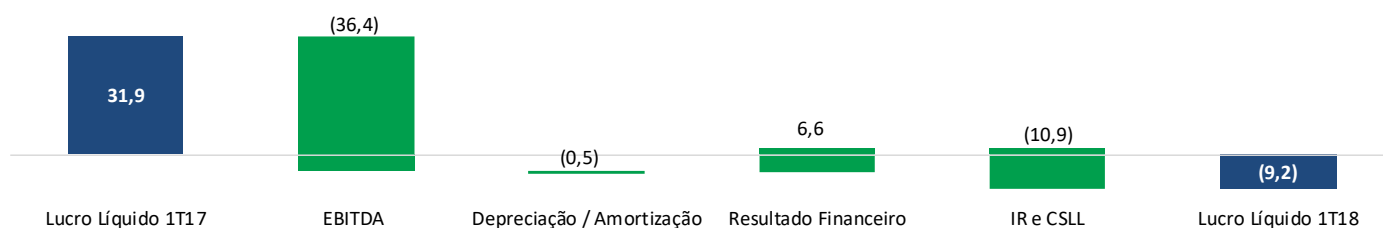
Formação do EBITDA 1T18 (R\$ milhões)



## Lucro Líquido Geração

No 1T18, o segmento de geração registrou um prejuízo de R\$ 9,2 milhões, ante um lucro de R\$ 31,9 milhões registrados no 1T17. Este resultado é explicado pela: (a) redução de R\$ 36,4 milhões no **EBITDA**, conforme explicado acima; (b) redução de R\$ 6,6 milhões no **Resultado Financeiro**, em função da: (i) redução de R\$ 23,4 milhões nas despesas financeiras, explicado principalmente, pela: (i.a) redução de R\$ 17,9 milhões na PCH Morro Azul, que registrou uma despesa de R\$ 2,8 milhões neste trimestre, ante R\$ 20,7 milhões registrados no 1T17, no qual foi contabilizado a provisão acumulada de juros do ano de 2016 e do 1T17 e; (i.b) redução de R\$ 3,5 milhões nas demais geradoras, em decorrência da redução da dívida bruta, em função das amortizações dos empréstimos e da redução das taxas de juros que incidem sobre os contratos de financiamento e; (ii) redução de R\$ 16,8 milhões nas receitas financeiras, principalmente, em razão da redução de R\$ 15,9 milhões na UHE La Virgen, que não apresentou valor neste trimestre e teve um registro de R\$ 15,9 milhões no 1T17, em decorrência da variação cambial positiva em provisões para aquisições de bens relacionadas ao projeto e; (c) aumento de R\$ 10,9 milhões no **IR/CSLL**, explicado na PCH Morro Azul, que teve a constituição do imposto diferido no 1T17, sendo contabilizado R\$ 9,9 milhões naquele período, frente a R\$ (1,0) milhão contabilizado neste trimestre.

Formação do Lucro 1T18 (R\$ MM)



## Indicadores Operacionais – Geração

A disponibilidade inferior a 100% é resultado dos desligamentos para manutenções preventivas anuais dos equipamentos e manutenções contratuais programadas com o fornecedor.

O balanço energético da Companhia, demonstra o impacto de uma garantia secundária de 18,3 GWh, em razão de um GSF médio no 1T18 de 112,5%.

**Disponibilidade Geradoras - 1T18**  
Considerando paradas programadas



**Contratos de Venda X Energia Gerada (GWh) - 1T18**

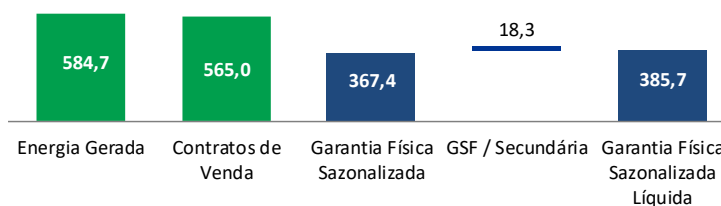


Gráfico Contratos de Venda X Energia Gerada exclui os parques eólicos Energia dos Ventos.

## Comercialização

A comercializadora Alupar registrou um **faturamento** de R\$ 15,5 milhões, ante os R\$ 27,2 milhões registrados no 1T17.

Esse faturamento refere-se: (a) venda de 29 MW de energia no 15º Leilão de Energia Existente, realizado em dez/15, totalizando R\$ 10,3 milhões; (b) venda para mercado de 3,0 MW, totalizando R\$ 1,3 milhões e; (c) liquidação no ambiente da CCEE, impacto de R\$ 4,0 milhões.

As **compras** totalizaram R\$ 15,5 milhões neste trimestre ante os R\$ 29,6 milhões resgistrados no 1T17.

As compras referem-se: (a) compra de 39,9 MW de Ferreira Gomes pela comercializadora da Alupar, referente ao 15º Leilão de Energia Existente, totalizando R\$ 15,8 milhões; (b) compra de 6,4 MW, devido a operações realizadas no mercado, totalizando R\$ 3,2 milhões (c); liquidação positiva na CCEE, impacto de R\$ 0,2 milhão e; (d) crédito de impostos no montante de R\$ 3,7 milhões.

## Eliminações

No 1T18 as eliminações entre operações “intercompany” totalizaram R\$ 22,1 milhões, conforme detalhado abaixo:

Empresas	Valores (Milhões de R\$)
Ferreira Gomes ↔ Alupar	R\$ 15,8
Ferreira Gomes ↔ Foz do Rio Claro	R\$ 0,5
Ferreira Gomes ↔ Ijuí	R\$ 0,2
Ferreira Gomes ↔ Queluz/Lavrinhas	R\$ 5,6
<b>Total</b>	<b>R\$ 22,1</b>

## Consolidação de Resultado 1T18 – Geração

	Trimestre findo em 31/03/2018				Geração Consolidado
	Geração Combinado	Comercialização	AF Energia + ACE	Eliminações Intercompany	
<b>Receita operacional bruta</b>	<b>127.905</b>	<b>15.505</b>	<b>2.435</b>	<b>(24.553)</b>	<b>121.292</b>
Suprimento de Energia	127.905	15.505	-	(22.118)	121.292
Consultoria e assessoramento na área regulatória	-	-	-	-	-
Serviços de operação e manutenção	-	-	2.435	(2.435)	-
<b>Deduções da receita operacional bruta</b>	<b>(9.207)</b>	<b>(1.386)</b>	<b>(321)</b>	<b>-</b>	<b>(10.914)</b>
PIS	(1.418)	(256)	(40)	-	(1.714)
COFINS	(6.537)	(1.130)	(185)	-	(7.852)
ICMS	-	-	-	-	-
ISS	-	-	(96)	-	(96)
IVA	(122)	-	-	-	(122)
Quota para Reserva Global de Reversão - RGR	-	-	-	-	-
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(311)	-	-	-	(311)
Fundo nacional de des. científico e tecnológico - FNDCT	(311)	-	-	-	(311)
Ministério de minas e energia - MME	(156)	-	-	-	(156)
Taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica - TFSEE	(352)	-	-	-	(352)
<b>Receita operacional líquida</b>	<b>118.698</b>	<b>14.119</b>	<b>2.114</b>	<b>(24.553)</b>	<b>110.378</b>
<b>Custo dos Serviços</b>	<b>(89.546)</b>	<b>(15.670)</b>	<b>(3.889)</b>	<b>24.553</b>	<b>(84.552)</b>
Compra de Energia	(23.515)	(15.481)	-	22.118	(16.878)
Encargos do uso da rede elétrica - CUST	(7.077)	-	-	-	(7.077)
Compensação fin. pela utilização de recursos hídricos - CFURH	(1.993)	-	-	-	(1.993)
Custo dos serviços prestados	(33.785)	(189)	(3.883)	2.435	(35.422)
Depreciação/Amortização	(23.045)	-	(6)	-	(23.051)
Utilização do Bem Público - UBP	(131)	-	-	-	(131)
<b>Lucro bruto</b>	<b>29.152</b>	<b>(1.551)</b>	<b>(1.775)</b>	<b>-</b>	<b>25.826</b>
<b>Despesas e receitas operacionais</b>	<b>(3.714)</b>	<b>-</b>	<b>(3)</b>	<b>-</b>	<b>(3.717)</b>
Administrativas e gerais	(1.631)	-	(2)	-	(1.633)
Depreciação / Amortização	(215)	-	(1)	-	(216)
Pessoal	(1.979)	-	-	-	(1.979)
Resultado de Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-
Outras receitas	134	-	-	-	134
Outras despesas	(23)	-	-	-	(23)
<b>EBIT</b>	<b>25.438</b>	<b>(1.551)</b>	<b>(1.778)</b>	<b>-</b>	<b>22.109</b>
Depreciação / Amortização	(23.391)	-	(7)	-	(23.398)
<b>EBITDA</b>	<b>48.829</b>	<b>(1.551)</b>	<b>(1.771)</b>	<b>-</b>	<b>45.507</b>
<b>Despesa Financeira</b>	<b>(32.599)</b>	<b>-</b>	<b>(13)</b>	<b>-</b>	<b>(32.612)</b>
Encargos de dívidas	(32.875)	-	-	-	(32.875)
Variações cambiais	2.142	-	-	-	2.142
Outras	(1.866)	-	(13)	-	(1.879)
<b>Receitas financeiras</b>	<b>3.306</b>	<b>-</b>	<b>10</b>	<b>-</b>	<b>3.316</b>
Receitas de aplicações financeiras	3.226	-	10	-	3.236
Outras	80	-	-	-	80
<b>EBT</b>	<b>(29.293)</b>	<b>-</b>	<b>(3)</b>	<b>-</b>	<b>(29.296)</b>
<b>EBT</b>	<b>(3.855)</b>	<b>(1.551)</b>	<b>(1.781)</b>	<b>-</b>	<b>(7.187)</b>
<b>IR / CSLL</b>	<b>(5.320)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(5.320)</b>
Imposto de renda	(2.058)	-	-	-	(2.058)
Contribuição social	(1.467)	-	-	-	(1.467)
Imposto de renda diferido	(1.592)	-	-	-	(1.592)
CSLL diferido	(203)	-	-	-	(203)
<b>Lucro líquido Consolidado</b>	<b>(9.175)</b>	<b>(1.551)</b>	<b>(1.781)</b>	<b>-</b>	<b>(12.507)</b>
Participação de não controladores	-	-	-	-	6.187
<b>Lucro líquido Alupar</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(6.320)</b>

## Projetos em Construção:

Geradoras	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MW)	Investimento Previsto (Milhões)**	Investimento Realizado (Milhões)	Entrada em Operação (Regulatório)	Entrada em Operação (Previsão Gerencial)
Verde 08	30,0	18,7	R\$ 199,0	R\$ 215,9	2018	2018
Antônio Dias	23,0	11,9	R\$ 125,0	R\$ 7,5	2018	-
La Virgen	84,0	49,3	US\$ 145,0	US\$ 141,9*	N/A	2018

\*Considerando U\$ 1,0 = R\$ 3,32 (Base 29/03/2017)

\*\* Investimento previsto pela área de implantação na data base do projeto.

**Verde 08:** É uma SPE constituída para o desenvolvimento e implantação da PCH Verde 08, localizada no município de Santa Helena de Goiás, no Estado de Goiás, com capacidade instalada de 30,0 MW e garantia física de 18,7 MW. Foi comercializada 100% da energia no 26º Leilão de Energia Nova A-5 de 2017, pelo prazo de 30 anos, com entrega a partir de Janeiro de 2023 ao preço de R\$ 218,89/MWh (base: Dezembro/2017), reajustado ao longo da autorização pela inflação (IPCA).

No 1T18, foram concluídas a execução da barragem, da linha de transmissão e do enchimento do reservatório. A montagem eletromecânica atingiu um avanço de 66%.

**La Virgen:** É uma SPE constituída para a implantação da UHE La Virgen, com capacidade instalada total de 84,0 MW e garantia física de 49,3 MW na província de Chanchamayo, Perú, a ser desenvolvido em virtude do “Contrato de Concesión de Generación No. 253-2005, datado em 07 de outubro de 2005 firmado com o Ministério de Minas e Energia” e o “Contrato de Concesión de Transmisión No. 313-2008, datado em 11 de junho de 2008, firmado com o Ministério de Minas e Energia”.

Atualmente estão sendo executados reforços no túnel, sendo que o avanço geral da obra atingiu 98%. O sistema de transmissão entrou em operação em janeiro/2018 e todos os equipamentos eletromecânicos da usina estão montados com as provas em seco já executadas.

**Água Limpa:** É uma SPE constituída para o desenvolvimento e implantação da PCH Antônio Dias, localizada no município de Antônio Dias, no Estado de Minas Gerais, com capacidade instalada de 23,0 MW e garantia física de 11,4 MW. Ressaltamos que a construção desse projeto ainda não foi iniciada.

## Análise do Resultado Consolidado

### Receita Operacional Líquida - IFRS

A Alupar e suas subsidiárias registraram uma Receita Líquida Ajustada de R\$ 345,9 milhões no 1T18, ante os R\$ 372,1 milhões registrados no 1T17. Quando analisada a Receita Líquida da Companhia, verifica-se que no 1T18 totalizou R\$ 365,3 milhões, ante os R\$ 376,8 milhões registrados no 1T17. Contudo, essa redução na Receita Líquida, inferior a redução na Receita Líquida Ajustada, deve-se, exclusivamente, pelo fato de que, de acordo com as normas do IFRS, todo volume de investimentos (Capex) efetuados pelas nossas empresas de transmissão são contabilizados como receita. Em contrapartida, por se tratar de investimentos e não ter nenhum efeito no resultado da Companhia, o mesmo valor da receita é excluído no Custo – Custo de Infraestrutura. Desconsideramos esse efeito nas receitas da Companhia por razões analíticas, conforme detalhado abaixo:

Receita Líquida Ajustada (R\$ MM)			
	1T18	1T17	Var.%
Receita de Transmissão de Energia	26,1	28,9	(9,9%)
Receita de Infraestrutura	19,4	4,8	-
Remuneração do Ativo de Concessão	233,4	251,2	(7,1%)
Suprimento de Energia	121,3	129,9	(6,6%)
<b>Receita Bruta</b>	<b>400,1</b>	<b>414,7</b>	<b>(3,5%)</b>
Deduções	34,8	37,9	(8,1%)
<b>Receita Líquida</b>	<b>365,3</b>	<b>376,8</b>	<b>(3,1%)</b>
Exclusão da Receita de Infraestrutura	19,4	4,8	-
<b>Receita Bruta Ajustada</b>	<b>380,7</b>	<b>410,0</b>	<b>(7,1%)</b>
<b>Receita Líquida Ajustada</b>	<b>345,9</b>	<b>372,1</b>	<b>(7,0%)</b>

A variação na Receita Líquida Ajustada é explicada principalmente pelo:

Redução de R\$ 8,6 milhões na **Receita de Suprimento de Energia**, que totalizou R\$ 121,3 milhões no 1T18 ante os R\$ 129,9 milhões registrados no 1T17, devido: (i) queda de R\$ 1,1 milhão na PCH Morro Azul, em função da menor geração de energia em decorrência da hidrologia desfavorável no período; (ii) redução de R\$ 2,0 milhões na UHE Ijuí e na PCH Lavrinhas, que apresentaram um registro negativo na CCEE de R\$ 0,3 milhão no 1T18, ante um registro positivo, no 1T17, de R\$ 2,1 milhões e; (iii) redução de R\$ 11,7 milhões na receita da comercializadora, que totalizou R\$ 15,5 milhões neste trimestre, ante os R\$ 27,2 milhões registrados no 1T17. Em contrapartida também ocorreu uma redução de R\$ 6,4 milhões na linha de eliminações, em razão de menores operações intercompany. Para mais informações sobre as variações na receita de geração, favor, verificar a seção “Segmento de Geração”.

Redução de R\$ 17,8 milhões na **Receita de Remuneração do Ativo de Concessão**, em função da redução da taxa de remuneração do ativo financeiro de algumas transmissoras em decorrência da: (i) redução dos indicadores macroeconômicos (IGP-M / IPCA), utilizados nas projeções para cálculo da receita do 1T18 quando comparado com as utilizados para o 1T17 e; (ii) amortização do ativo financeiro em razão dos recebimentos da RAPs. Para mais informações, favor, verificar nota explicativa 10 “Ativo Financeiro da Concessão”.

A Receita Líquida totalizou R\$ 365,3 milhões no 1T18, ante os R\$ 376,8 milhões registrados no 1T17. Esta variação é explicada, além dos fatores mencionados acima, pelo aumento de R\$ 14,6 milhões na **Receita de Infraestrutura**, em razão do: (i) aumento de R\$ 5,1 milhões, em função da implantação do reforço (RBNI) na transmissora EBTE e; (ii) aumento de R\$ 9,6 milhões, em razão da implantação das transmissoras, ETAP, ETC, TPE, TCC, ESTE e TSM, adquiridas nos leilões de 2016 e 2017. Para mais informações sobre as variações na Receita de Infraestrutura (CAPEX), favor verificar a seção “Investimentos” mais adiante.

## Custo dos Serviços - IFRS

No 1T18, os Custos dos Serviços totalizaram R\$ 122,1 milhões, ante os R\$ 80,7 milhões apurados no 1T17.

Esta variação é decorrente do: (a) aumento de R\$ 23,7 milhões nos **Custos dos Serviços Prestados**, devido a provisão realizada de R\$ 23,0 milhões, de uma exposição negativa frente ao GSF, que está sendo discutido através de Ação Ordinária proposta pelas PCHs Queluz e Lavrinhas, objetivando que até o trânsito em julgado da presente ação, aloque mensalmente à autora, no âmbito do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, o montante de energia elétrica equivalente a no mínimo, 95% da garantia física. Para efeito desta provisão foram consideradas a lei 13.203, de 8 de dezembro de 2015, modificada pela lei 13.360, de 17 de novembro de 2016 e a REN nº 764, de 18 de abril de 2017. Esta provisão representa a melhor estimativa da administração da Companhia e considerando que este tema está em evolução e que nossa liminar está vigente desde julho de 2015, a Companhia não prevê impactos significativos acima dessa expectativa; (b) aumento de R\$ 2,6 milhões na conta **Energia Comprada para Revenda**, devido à estratégia de alocação de energia adotada para 2018, conforme detalhado na seção “Segmento de Geração” e; (c) aumento de R\$ 14,6 milhões nos **Custos de Infraestrutura**, devido ao: (i) aumento de R\$ 5,1 milhões, em função da implantação do reforço (RBNI) na transmissora EBTE e; (ii) aumento de R\$ 9,6 milhões, em razão da implantação das transmissoras, ETAP, ETC, TPE, TCC, ESTE e TSM, adquiridas nos leilões de 2016 e 2017.

Custo dos Serviços R\$ (MM)			
Custo dos Serviços	1T18	1T17	Var. %
Custo dos Serviços Prestados	53,6	29,9	79,6%
Energia Comprada para Revenda	16,9	14,3	18,4%
Encargos da Rede Elétrica - CUST	7,1	7,2	(1,0%)
Recursos Hídricos - CFURH	2,0	2,1	(4,8%)
Custo de Infraestrutura	19,4	4,8	-
Depreciação / Amortização	23,2	22,6	2,5%
<b>Total</b>	<b>122,1</b>	<b>80,7</b>	<b>51,3%</b>

## Despesas Operacionais - IFRS

No 1T18, as Despesas Operacionais totalizaram de R\$ 10,2 milhões, 27,4% inferior aos R\$ 14,1 milhões apurados no 1T17.

A redução nesta conta deve-se: (a) redução de R\$ 1,1 milhão na conta **Administrativas e Gerais**, principalmente, em razão da: (i) redução de R\$ 0,4 milhão na transmissora ETVG, em decorrência de um ressarcimento referente a readequação de instalação para compartilhamento de infraestrutura (CCI), que será pago em dez parcelas de R\$ 0,1 milhão, sendo a última a ser paga em agosto/18; (ii) redução de R\$ 0,2 milhão na UHE Ferreira Gomes, basicamente pela redução de gastos com assessoria e consultoria e; (iii) redução de R\$ 0,3 milhão nos parques de Energia dos Ventos, principalmente pelos custos com as publicações das Demonstrações Financeiras, terem sido realizado em abr/18; (b) redução de R\$ 0,4 milhão nas despesas de **Pessoal e Administradores**, em decorrência da redução de R\$ 0,6 milhão na PCH Morro Azul, em função do término da obra e consequentemente, realocação de funcionários para a transmissora TCE, que está em fase inicial de implantação e; (c) aumento de R\$ 2,8 milhões na **Equivalência Patrimonial**, em decorrência do saldo de R\$ 2,9 milhões referente a transmissora ETB, em razão do início da contabilização desta transmissora, que após a obtenção da anuência da ANEEL, em 8 de fevereiro de 2018, foi concluída a transferência para a Alupar da participação acionária de 50,0% do capital da companhia, a qual não será consolidada nas demonstrações financeiras da Companhia e terá seu resultado via equivalência patrimonial.

Despesas Operacionais R\$ (MM)			
Despesas Operacionais	1T18	1T17	Var. %
Administrativas e Gerais	7,4	8,5	(12,0%)
Pessoal e Administradores	11,5	11,9	(4,1%)
Equivalência Patrimonial	(10,1)	(7,3)	38,0%
Outros	0,1	(0,3)	-
Depreciação / Amortização	1,3	1,3	-
<b>Total</b>	<b>10,2</b>	<b>14,1</b>	<b>(27,4%)</b>

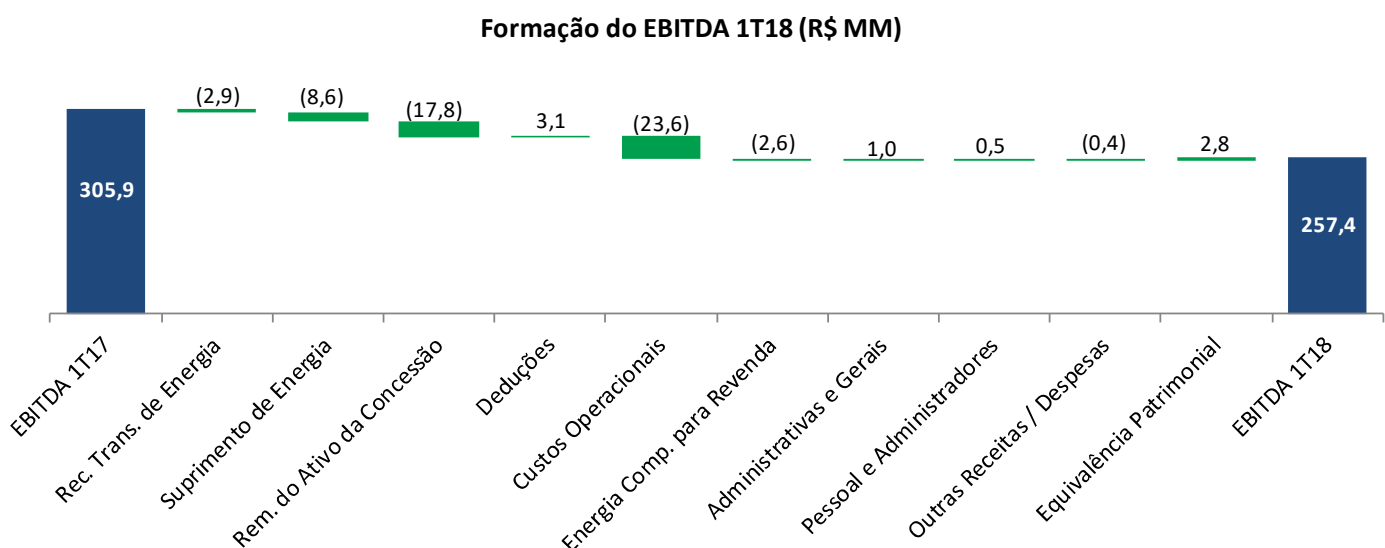
## EBITDA - IFRS

No 1T18, o EBITDA totalizou R\$ 257,4 milhões, ante os R\$ 305,9 milhões registrados no 1T17. A Margem EBITDA Ajustada, excluindo a Receita de Infraestrutura atingiu 74,4% ante os 82,2% registrados no mesmo período do ano anterior.

Esta variação no EBITDA, deve-se: (a) redução de R\$ 26,2 milhões na **Receita Líquida Ajustada**, principalmente em razão da: (i) redução de R\$ 8,6 milhões na receita de suprimento de energia, devido a: (i.a) queda de R\$ 1,2 milhão na PCH Morro Azul, em função da menor geração de energia em decorrência da hidrologia desfavorável no período; (i.b) redução de R\$ 1,9 milhão na UHE Ijuí e na PCH Lavrinhas, que apresentaram um registro negativo na CCEE de R\$ 0,3 milhão no 1T18, ante um registro positivo, no 1T17, de R\$ 2,1 milhões e; (i.c) redução de R\$ 11,7 milhões na receita da comercializadora, que totalizou R\$ 15,5 milhões neste trimestre, ante os R\$ 27,2 milhões registrados no 1T17. Em contrapartida também ocorreu uma redução de R\$ 6,4 milhões na linha de eliminações, em razão de menores operações intercompany e; (ii) redução de R\$ 20,7 milhões na receita do segmento de transmissão, principalmente pela queda de R\$ 17,8 milhões registrada na receita de remuneração do ativo da concessão, em decorrência da redução da taxa de remuneração do ativo financeiro de algumas transmissoras pela redução das projeções dos indicadores macroeconômicos (IGP-M / IPCA) e das amortização do ativo financeiro em razão dos recebimentos da RAPs; (b) aumento de R\$ 23,6 milhões nos **Custos Operacionais**, visto a provisão realizada de R\$ 23,0 milhões, de uma exposição negativa frente ao GSF, que está sendo discutida através de Ação Ordinária proposta pelas PCHs, conforme detalhado acima na seção “ Custos dos Serviços – IFRS”; e (c) aumento de R\$ 2,6 milhões na **Compra de Energia**, que totalizou de R\$ 16,9 milhões no 1T18, ante os R\$ 14,3 milhões registrados no 1T17, devido à estratégia de alocação de energia adotada para 2018, conforme detalhado na seção “Segmento de Geração - IFRS”.

EBITDA - IFRS (R\$ MM)			
	1T18	1T17	Var. %
Receita Líquida Ajustada	345,9	372,1	(7,0%)
Custos Operacionais	(62,7)	(39,1)	60,3%
Compra de Energia	(16,9)	(14,3)	18,4%
Despesas Operacionais	(19,0)	(20,1)	(5,5%)
Equivalência Patrimonial	10,1	7,3	38,0%
<b>EBITDA</b>	<b>257,4</b>	<b>305,9</b>	<b>(15,9%)</b>
<b>Margem EBITDA Ajustada</b>	<b>74,4%</b>	<b>82,2%</b>	<b>(7,8 p.p)</b>

Segue abaixo a formação do EBITDA:



## EBITDA - Regulatório

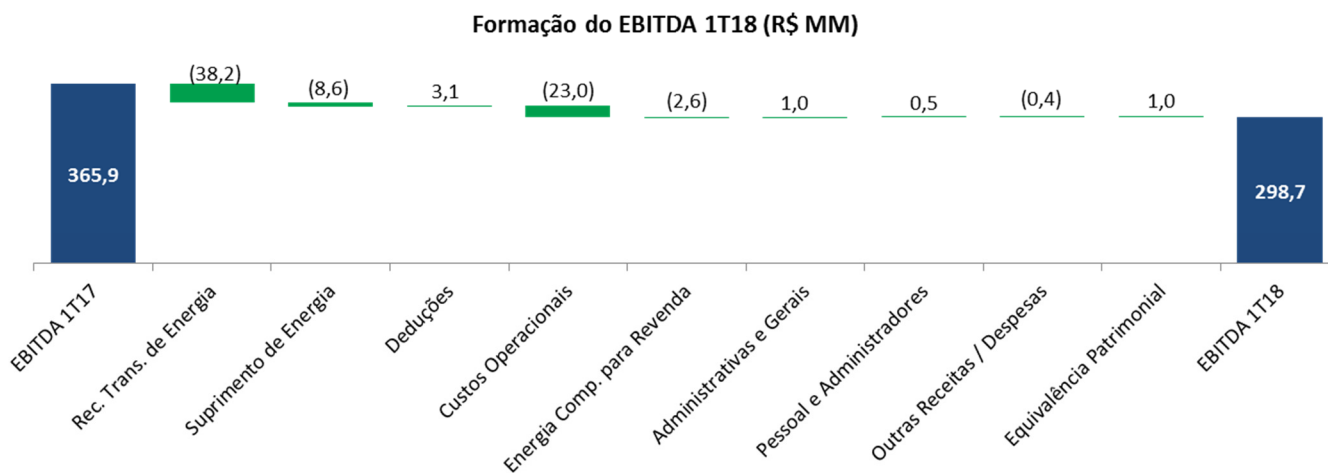
No 1T18, o EBITDA totalizou R\$ 298,7 milhões, ante os R\$ 365,9 milhões registrados no 1T17. Já a Margem EBITDA atingiu 76,8% ante os 84,6% registrados no mesmo período do ano anterior.

A principal variação no EBITDA Regulatório, quando comparado ao EBITDA – IFRS, ocorre na linha da receita. Enquanto nos números societários foi registrado uma redução de R\$ 26,2 milhões na receita líquida ajustada, conforme explicado anteriormente, na análise da “Receita Operacional Líquida – IFRS”, nos números regulatórios foi registrado uma redução de R\$ 43,7 milhões na receita líquida, sendo esta variação, exclusivamente, na receita do segmento de transmissão, que apresentou uma redução de R\$ 38,2 milhões nos números regulatórios, ante uma redução de R\$ 20,7 milhões nos números societários.

A redução de R\$ 38,2 milhões na **Receita de Transmissão de Energia**, deve-se, principalmente: (i) redução de R\$ 25,5 milhões na receita líquida das transmissoras EATE e ETEP, em razão da queda de 50% da Receita Anual Permitida - RAP, pro rata temporis para o ciclo 2017/2018, em função do aniversário de 15 anos da entrada em operação (EATE: mar/18; ETEP: ago/17); (ii) redução de R\$ 7,4 milhões na receita líquida da ECTE, em razão da queda de 50% da RAP, devido ao aniversário de 15 anos da entrada em operação (mar/17) e; (c) redução de R\$ 5,7 milhões na transmissora ETVG, dado que no 1T17 ocorreu a contabilização de uma receita extraordinária, a qual foi revertida no 2T17. Para mais detalhes, favor, verificar a seção “Segmento de Transmissão”.

EBITDA Regulatório (R\$ MM)			
	1T18	1T17	Var. %
Receita Líquida	388,7	432,4	(10,1%)
Custos Operacionais	(61,3)	(38,3)	60,1%
Compra de Energia	(16,9)	(14,3)	18,4%
Despesas Operacionais	(19,0)	(20,1)	(5,5%)
Equivalência Patrimonial	7,1	6,1	16,1%
<b>EBITDA</b>	<b>298,7</b>	<b>365,9</b>	<b>(18,4%)</b>
<b>Margem EBITDA</b>	<b>76,8%</b>	<b>84,6%</b>	<b>(7,8 p.p)</b>

Segue abaixo a formação do EBITDA:



## Resultado Financeiro

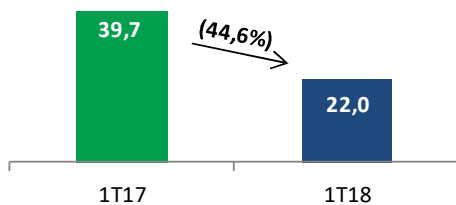
Totalizou R\$ (62,2) milhões no 1T18, ante os R\$ (93,8) milhões registrados no mesmo período do ano anterior.

Esta variação no resultado financeiro foi proveniente da:

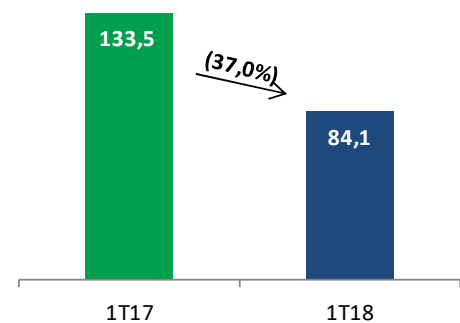
(a) redução de R\$ 49,4 milhões nas despesas financeiras, em razão da: (i) redução de R\$ 4,6 milhões na Alupar – Holding, principalmente em decorrência da quitação da IV emissão de debêntures, montante de R\$ 150,0 milhões; (ii) redução da taxa de juros de longo prazo (“TJLP”), que incide sobre 28% da dívida consolidada, que estava em 7,5% a.a. ao longo do 1T17 para 6,75% a.a. ao longo do 1T18; (iii) redução da taxa média dos depósitos interfinanceiros (“CDI”), o qual incide sobre 31% da dívida consolidada, que registrou 1,59% no acumulado do 1T18, ante os 2,98% no acumulado do 1T17 e; (iv) redução de R\$ 17,9 milhões na PCH Morro Azul, que registrou uma despesa de R\$ 2,8 milhões neste trimestre, ante R\$ 20,7 milhões registrados no 1T17, no qual foi contabilizado a provisão acumulada de juros do ano de 2016 e do 1T17;

(b) redução de R\$ 17,7 milhões nas receitas financeiras, em razão do: (i) queda de R\$ 15,9 milhões na UHE La Virgen, que não apresentou saldo neste trimestre e registrou R\$ 15,9 milhões no 1T17, em decorrência da variação cambial positiva em provisões para aquisições de bens relacionadas ao projeto; e (ii) redução da taxa média dos depósitos interfinanceiros (“CDI”) que registrou 1,59% no acumulado do 1T18, ante 2,98% no acumulado do 1T17.

Receita Financeira (R\$ MM)



Despesa Financeira (R\$ MM)

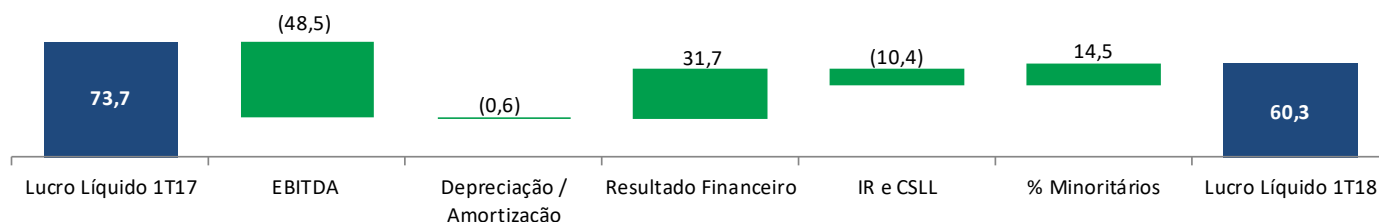


## Lucro Líquido - IFRS

No 1T18, o lucro líquido totalizou R\$ 60,3 milhões, ante os R\$ 73,7 milhões registrados no 1T17.

Essa variação é resultado da: (a) variação negativa de R\$ 48,5 milhões no **EBITDA**, explicada, principalmente, pela: (i) redução de R\$ 26,2 milhões na Receita Líquida Ajustada, em razão da: (i.a) redução de R\$ 8,6 milhões na receita de suprimento de energia e; (i.b) redução de R\$ 20,7 milhões na receita do segmento de transmissão, conforme detalhado anteriormente na seção “Receita Operacional Líquida – IFRS” e; (ii) aumento de R\$ 23,6 milhões nos “Custos dos Serviços Prestados”, em razão da provisão de R\$ 23,0 milhões, de uma exposição negativa frente ao GSF, que está sendo discutido através de Ação Ordinária proposta pelas PCHs Queluz e Lavrinhas objetivando que até o trânsito em julgado da presente ação, aloque mensalmente à autora, no âmbito do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, o montante de energia elétrica equivalente a no mínimo, 95% da garantia física. Para efeito desta provisão foram consideradas a lei 13.203, de 8 de dezembro de 2015, modificada pela lei 13.360, de 17 de novembro de 2016 e a REN nº 764, de 18 de abril de 2017. Esta provisão representa a melhor estimativa da administração da Companhia e considerando que este tema está em evolução e que nossa liminar está vigente desde julho de 2015, a Companhia não prevê impactos significativos acima dessa expectativa; (b) redução de R\$ 31,7 milhões no “**Resultado Financeiro**”, conforme explicados anteriormente; (c) aumento de R\$ 10,4 milhões no **IR/CSLL**, em razão da constituição, no 1T17, do imposto diferido na PCH Morro Azul, sendo contabilizado R\$ 9,9 milhões naquele período, frente a R\$ (1,0) milhão contabilizado neste trimestre e; (d) redução de R\$ 14,5 milhões na **% Minoritários**, principalmente, em razão da redução no lucro das PCHs Queluz e Lavrinhas, devido a provisão referente ao mecanismo de GSF, que juntas impactaram em R\$ 13,3 milhões esta conta.

Formação do Lucro 1T18 (R\$ MM)

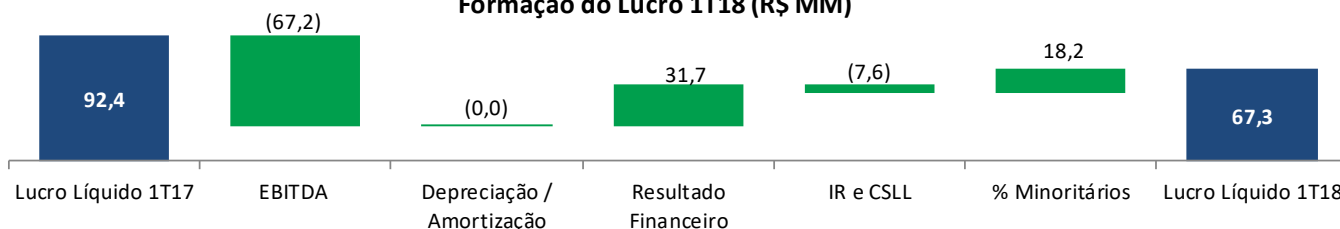


## Lucro Líquido – Regulatório

No 1T18, o lucro líquido totalizou R\$ 67,3 milhões, ante os R\$ 92,4 milhões registrados no 1T17.

A principal variação no lucro regulatório, quando comparado ao Lucro – IFRS, ocorre na linha do **EBITDA**. Enquanto nos números societários foi registrado uma redução de R\$ 48,5 milhões, no regulatório foi contabilizado uma redução de R\$ 67,2 milhões, sendo esta variação, exclusivamente, na receita do segmento de transmissão, que apresentou uma redução de R\$ 38,2 milhões nos números regulatórios, ante uma redução de R\$ 20,7 milhões nos números societários.

Formação do Lucro 1T18 (R\$ MM)



## Consolidação de Resultado – IFRS

	Trimestre findo em 31/03/2018				Consolidado
	Transmissão Consolidado	Geração Consolidado	Holding Alupar	Holdings Windpar / Transminas / Alupar Peru e Colômbia	
<b>Receita operacional bruta</b>	<b>278.808</b>	<b>121.292</b>			<b>400.100</b>
Receita de transmissão de energia	28.095				28.095
Receita de infraestrutura	19.370				19.370
Rem. ativo financeiro da concessão	233.386				233.386
Suprimento de energia		121.292			121.292
( - ) Parcela variável	(2.043)				(2.043)
<b>Deduções da receita operacional bruta</b>	<b>(23.921)</b>	<b>(10.914)</b>			<b>(34.835)</b>
PIS	(2.159)	(1.714)			(3.873)
COFINS	(9.963)	(7.852)			(17.815)
ICMS		-			-
ISS		(96)			(96)
IVA		(122)			(122)
Reserva Global de Reversão - RGR	(7.795)	-			(7.795)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(1.119)	(311)			(1.430)
FNDCT	(1.119)	(311)			(1.430)
Ministério de minas e energia - MME	(557)	(156)			(713)
TFSEE	(1.209)	(352)			(1.561)
<b>Receita operacional líquida</b>	<b>254.887</b>	<b>110.378</b>			<b>365.265</b>
<b>Custo do serviço</b>	<b>(37.566)</b>	<b>(84.552)</b>			<b>(122.118)</b>
Energia comprada para revenda		(16.878)			(16.878)
Encargos do uso da rede elétrica - CUST		(7.077)			(7.077)
CFURH		(1.993)			(1.993)
Custo dos serviços prestados	(18.195)	(35.422)			(53.617)
Custo de infraestrutura	(19.370)				(19.370)
Depreciação / Amortização	(1)_	(23.051)_			(23.052)
Utilização do Bem Público - UBP	-	(131)_			(131)
<b>Lucro bruto</b>	<b>217.321</b>	<b>25.826</b>	-	-	<b>243.147</b>
<b>Despesas e receitas operacionais</b>	<b>1.322</b>	<b>(3.717)</b>	<b>(6.881)</b>	<b>(968)</b>	<b>(10.244)</b>
Administrativas e gerais	(2.637)	(1.633)	(2.428)	(749)	(7.447)
Pessoal	(5.472)	(1.979)	(3.916)	(85)	(11.452)
Resultado de equivalência patrimonial	10.126				10.126
Depreciação / Amortização	(695)	(216)	(304)	(134)	(1.349)
Outras receitas	-	134	-	-	134
Outras despesas	-	(23)	(233)	-	(256)
<b>EBIT</b>	<b>218.643</b>	<b>22.109</b>	<b>(6.881)</b>	<b>(968)</b>	<b>232.903</b>
Depreciação / Amortização	(696)	(23.398)	(304)	(134)	(24.532)
<b>EBITDA</b>	<b>219.339</b>	<b>45.507</b>	<b>(6.577)</b>	<b>(834)</b>	<b>257.435</b>
<b>Despesas financeiras</b>	<b>(27.608)</b>	<b>(32.612)</b>	<b>(20.507)</b>	<b>(3.413)</b>	<b>(84.140)</b>
Encargos de dívidas	(26.213)	(32.875)	(20.253)	(3.328)	(82.669)
Variações cambiais	(16)	2.142	4	-	2.130
Outras	(1.379)	(1.879)	(258)	(85)	(3.601)
<b>Receitas financeiras</b>	<b>4.732</b>	<b>3.316</b>	<b>13.336</b>	<b>589</b>	<b>21.973</b>
Receitas de aplicações financeiras	4.192	3.236	12.800	593	20.821
Outras	540	80	536	(4)	1.152
	<b>(22.876)</b>	<b>(29.296)</b>	<b>(7.171)</b>	<b>(2.824)</b>	<b>(62.167)</b>
<b>EBT</b>	<b>195.767</b>	<b>(7.187)</b>	<b>(14.052)</b>	<b>(3.792)</b>	<b>170.736</b>
<b>IR / CSLL</b>	<b>(27.918)</b>	<b>(5.320)</b>	-	<b>(145)</b>	<b>(33.383)</b>
Imposto de renda	(11.314)	(2.058)		(105)	(13.477)
Contribuição social	(12.592)	(1.467)		(40)	(14.099)
Imposto de renda diferido	(3.133)_	(1.592)		-	(4.725)
CSLL diferido	(879)_	(203)		-	(1.082)
<b>Lucro líquido Consolidado</b>	<b>167.849</b>	<b>(12.507)</b>	<b>(14.052)</b>	<b>(3.937)</b>	<b>137.353</b>
Participação de não controladores					(77.017)
<b>Lucro líquido Alupar</b>					<b>60.336</b>

## Consolidação de Resultado – Regulatório

	Trimestre findo em 31/03/2018				
	Transmissão Consolidado	Geração Consolidado	Holding Alupar	Holdings Windpar / Transminas / Alupar Peru e Colômbia	Consolidado
<b>Receita operacional bruta</b>	<b>302.261</b>	<b>121.292</b>			<b>423.553</b>
Receita de transmissão de energia	304.304				304.304
( - ) Parcela variável	(2.043)				(2.043)
Suprimento de energia		121.292			121.292
<b>Deduções da receita operacional bruta</b>	<b>(23.921)</b>	<b>(10.914)</b>			<b>(34.835)</b>
PIS	(2.159)	(1.714)			(3.873)
COFINS	(9.963)	(7.852)			(17.815)
ICMS		-			-
ISS		(96)			(96)
IVA		(122)			(122)
Quota para Reserva Global de Reversão - RGR	(7.795)	-			(7.795)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(1.119)	(311)			(1.430)
FNDCT	(1.119)	(311)			(1.430)
Ministério de minas e energia - MME	(557)	(156)			(713)
TFSEE	(1.209)	(352)			(1.561)
<b>Receita operacional líquida</b>	<b>278.340</b>	<b>110.378</b>			<b>388.718</b>
<b>Custo do serviço</b>	<b>(44.843)</b>	<b>(84.552)</b>			<b>(129.395)</b>
Energia comprada para revenda		(16.878)			(16.878)
Encargos do uso da rede elétrica - CUST		(7.077)			(7.077)
CFURH		(1.993)			(1.993)
Custo dos serviços prestados	(16.772)	(35.422)			(52.194)
Depreciação / Amortização	(28.071)	(23.051)			(51.122)
Utilização do Bem Público - UBP	-	(131)			(131)
<b>Lucro bruto</b>	<b>233.497</b>	<b>25.826</b>	-	-	<b>259.323</b>
<b>Despesas e receitas operacionais</b>	<b>(1.827)</b>	<b>(3.717)</b>	<b>(6.881)</b>	<b>(969)</b>	<b>(13.394)</b>
Administrativas e gerais	(2.637)	(1.633)	(2.428)	(750)	(7.448)
Pessoal	(5.472)	(1.979)	(3.916)	(85)	(11.452)
Resultado de equivalência patrimonial	7.098	-	-	-	7.098
Depreciação / Amortização	(816)	(216)	(304)	(134)	(1.470)
Outras receitas	-	134	-	-	134
Outras despesas	-	(23)	(233)	-	(256)
<b>EBIT</b>	<b>231.670</b>	<b>22.109</b>	<b>(6.881)</b>	<b>(969)</b>	<b>245.929</b>
Depreciação / Amortização	(28.887)	(23.398)	(304)	(134)	(52.723)
<b>EBITDA</b>	<b>260.557</b>	<b>45.507</b>	<b>(6.577)</b>	<b>(835)</b>	<b>298.652</b>
<b>Despesas financeiras</b>	<b>(27.608)</b>	<b>(32.612)</b>	<b>(20.507)</b>	<b>(3.413)</b>	<b>(84.140)</b>
Encargos de dívidas	(26.213)	(32.875)	(20.253)	(3.328)	(82.669)
Variáveis cambiais	(16)	2.142	4	-	2.130
Outras	(1.379)	(1.879)	(258)	(85)	(3.601)
<b>Receitas financeiras</b>	<b>4.732</b>	<b>3.316</b>	<b>13.336</b>	<b>589</b>	<b>21.973</b>
Receitas de aplicações financeiras	4.192	3.236	12.800	593	20.821
Outras	540	80	536	(4)	1.152
<b>EBT</b>	<b>208.794</b>	<b>(7.187)</b>	<b>(14.052)</b>	<b>(3.793)</b>	<b>183.762</b>
<b>IR / CSLL</b>	<b>(23.905)</b>	<b>(5.320)</b>	-	<b>(145)</b>	<b>(29.370)</b>
Imposto de renda	(11.314)	(2.058)	-	(105)	(13.477)
Contribuição social	(12.591)	(1.467)	-	(40)	(14.098)
Imposto de renda diferido	-	(1.592)	-	-	(1.592)
CSLL diferido	-	(203)	-	-	(203)
<b>Lucro líquido Consolidado</b>	<b>184.889</b>	<b>(12.507)</b>	<b>(14.052)</b>	<b>(3.938)</b>	<b>154.392</b>
Participação de não controladores					(87.043)
<b>Lucro líquido Alupar</b>					<b>67.349</b>

## Investimentos

No 1T18 foram realizados investimentos totais da ordem de R\$ 68,6 milhões em nossas empresas, sendo R\$ 22,0 milhões investidos no segmento de transmissão, R\$ 39,3 milhões no segmento de geração e R\$ 7,2 milhões no desenvolvimento de novos negócios, ante os R\$ 46,4 milhões registrados no 1T17, quando R\$ 4,9 milhões foram investidos no segmento de transmissão, R\$ 35,4 milhões foram investidos no segmento de geração e R\$ 6,1 milhões no desenvolvimento de novos negócios.

O volume de investimentos realizados no 1T18 reflete, principalmente, a implantação da PCH Verde 08, da linha de transmissão dos parques eólicos Energia dos Ventos e do início da implantação das linhas de transmissão adquiridas nos leilões de 2016 e 2017.

Investimentos (R\$ MM)		
	1T18	1T17
<b>Transmissão*</b>	<b>22,0</b>	<b>4,9</b>
ELTE	0,2	0,1
ETAP	4,2	1,2
ETC	3,2	1,4
TCC	1,2	0,4
TPE	3,3	0,6
TCE	2,7	0,1
ESTE	0,7	1,0
TSM	1,3	-
EBTE	5,1	-
Outros	0,0	0,1
<b>Geração</b>	<b>39,3</b>	<b>35,4</b>
Energia dos Ventos	15,9	1,6
La Virgen	2,8	8,7
Verde 08	18,5	22,7
Outros	2,1	2,4
<b>Holding</b>	<b>7,2</b>	<b>6,1</b>
<b>Total</b>	<b>68,6</b>	<b>46,4</b>

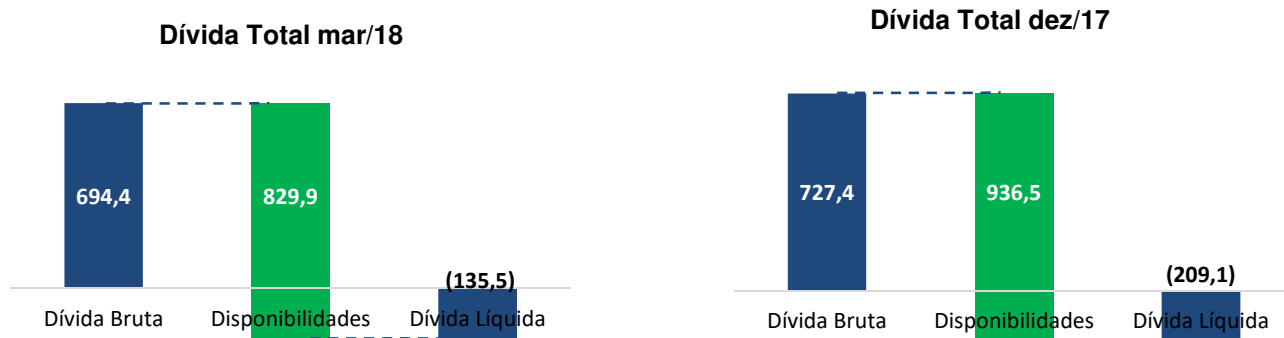
\*Com exceção da TCE o valor do investimento das transmissoras é exatamente o valor contabilizado como receita de infraestrutura.

## Endividamento

### Alupar - Holding:

No 1T18, a dívida bruta da Alupar – Holding totalizou R\$ 694,4 milhões, R\$ 33,0 milhões inferior aos R\$ 727,4 milhões registrados em dez/17. Esta variação é explicada pela: (i) quitação da IV emissão de debêntures, com o pagamento da última parcela, sendo R\$ 50,0 milhões de principal e R\$ 2,3 milhões de juros; (ii) amortização parcial e pagamento de juros do contrato de financiamento junto ao FINEP, totalizando R\$ 0,9 milhão e; (iii) provisões de encargos e variações monetárias, totalizando R\$ 20,2 milhões.

As disponibilidades da Alupar - Holding totalizaram R\$ 829,9 milhões, R\$ 106,6 milhões inferior aos R\$ 936,5 milhões registrados em dez/17. Esta variação é explicada principalmente pela: (i) amortizações e pagamento de juros das dívidas da holding, conforme detalhado acima, totalizando R\$ 53,2 milhões; (ii) pagamento de dividendos intercalares, em 16 de fevereiro de 2018, no montante de R\$ 61,5 milhões; (iii) recebimento de dividendos no montante de R\$ 61,7 milhões e; (iv) aportes realizados nos projetos, totalizando R\$ 51,1 milhões .

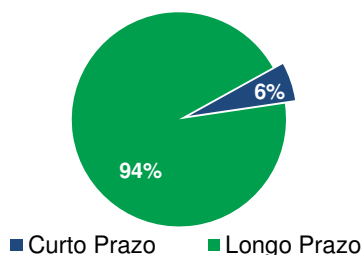


A dívida bruta da Alupar - Holding consiste praticamente em emissões de debêntures (99,9%), sendo todas indexadas por CDI, com um perfil bem alongado, sendo aproximadamente 25% dos vencimentos após 2023.

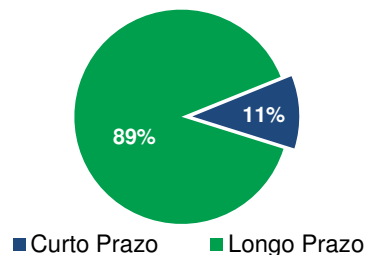
A dívida de curto prazo totalizou R\$ 39,5 milhões, ante os R\$ 79,7 milhões contabilizados no 4T17, sendo esta redução explicada principalmente pelo pagamento da última parcela, no montante de R\$ 50,0 milhões e consequentemente da quitação da IV emissão de debêntures. Para mais informações sobre o Endividamento da Alupar - Holding, favor verificar as Notas Explicativas 23 “Empréstimos e Financiamentos” e 24 “Debêntures” das demonstrações financeiras do 1T18.

Abaixo o perfil da dívida da Alupar - Holding:

Perfil da Dívida Alupar - Holding mar/18



Perfil da Dívida Alupar - Holding dez/17



## Consolidado:

A dívida bruta consolidada da Alupar e suas subsidiárias totalizou R\$ 4.362,2 milhões no 1T18, R\$ 401,0 milhões inferior aos R\$ 4.763,2 milhões apurados em dez/17. Esta variação é explicada principalmente pela: (i) amortização e pagamento de juros das dívidas da Alupar – Holding no montante de R\$ 53,2 milhões; (ii) provisões de encargos e variações monetárias nas dívidas da Alupar - Holding, no montante de R\$ 20,2 milhões; (iii) amortização das dívidas das subsidiárias, no montante de R\$ 377,5 milhões, sendo R\$ 258,4 milhões referentes a quitação dos bridges da usina La Virgen, que haviam sido captados junto ao Santander e foram quitados em janeiro de 2018; (iv) pagamentos dos encargos das dívidas das subsidiárias, no montante de R\$ 62,5 milhões e; (v) provisões de encargos e variações monetárias das subsidiárias, totalizando R\$ 70,2 milhões.

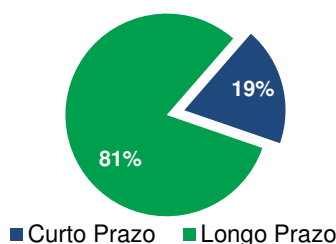
As disponibilidades totalizaram R\$ 1.661,5 milhões, ante os R\$ 2.074,5 milhões registrados em dez/17. Esta variação de R\$ 413,0 milhões no caixa, deve-se, principalmente: (i) redução de 106,6 milhões no caixa da Alupar – Holding, conforme explicado anteriormente e; (ii) redução de R\$ 268,6 milhões no caixa da Alupar Peru / La Virgen, em razão das amortizações dos bridges captados para implantação da usina de La Virgen, junto ao Santander, em decorrência da liberação em dez/17, do empréstimo de longo prazo.

A dívida líquida registrada no 1T18 foi de R\$ 2.700,7 milhões, ante os R\$ 2.688,6 milhões registrados em dez/17.

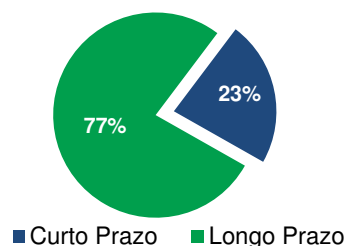


A dívida de curto prazo registrada no 1T18 totalizou R\$ 823,9 milhões, R\$ 267,5 milhões inferior aos R\$ 1.091,4 milhões registrados em dez/17, sendo que esta variação ocorre em decorrência das quitações da V emissão de debentures da Alupar – Holding e dos bridges para implantação da UHE La Virgen.

Perfil da Dívida Consolidada mar/17



Perfil da Dívida Consolidada dez/17



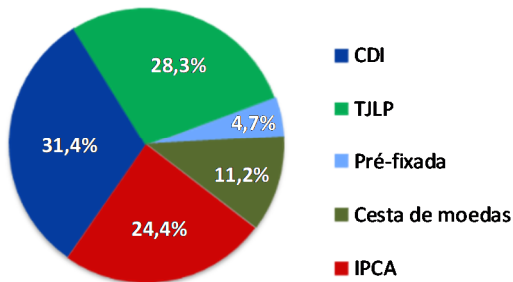
Dos 19% da dívida de curto prazo, 36% ou R\$ 298,9 milhões são referentes a empréstimos ponte.

Da dívida bruta consolidada, R\$ 694,4 milhões referem-se à Alupar - Holding, conforme detalhado acima, outros R\$ 2.939,6 milhões estão alocados nas empresas operacionais, que possuem fluxo de pagamento compatível com as respectivas gerações de caixa e por fim R\$ 728,2 milhões referem-se aos projetos em implantação, sendo que R\$ 349,0 milhões estão alocados na Alupar Peru / La Virgen para implantação da UHE La Virgen; R\$ 105,0 milhões alocados na implantação da PCH Verde 8; R\$ 20,6 milhões alocados na implantação do reforço da ETVG; R\$ 152,2 milhões alocados na implantação da transmissora ETAP e; R\$ 101,4 milhões na implantação da transmissora ETC.

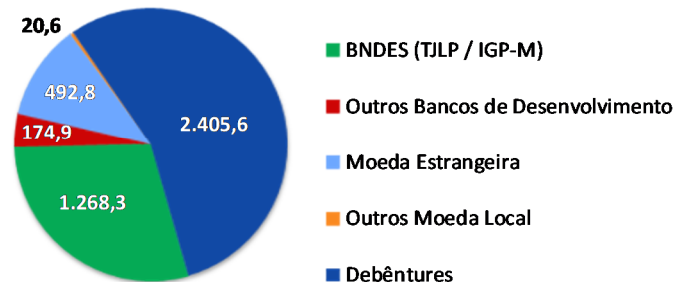
No 1T18, as emissões de debêntures corresponderam a R\$ 2.405,6 milhões ou 55,1% do total da dívida. As debêntures de emissão da Alupar - Holding representam um saldo de R\$ 693,8 milhões e as emissões das subsidiárias EATE, ECTE, ENTE, ETEP, STN, Ferreira Gomes, Transirapé, Transleste, Transudeste, Energia dos Ventos, Verde 8, ETAP e ETC representam um saldo de R\$ 1.711,8 milhões.

A dívida em moeda estrangeira totalizou R\$ 492,8 milhões ou 11,3% do total da dívida, sendo que a mesma está alocada nos projetos de geração no Peru e na Colômbia.

### Composição Dívida Total por Indexador (%)

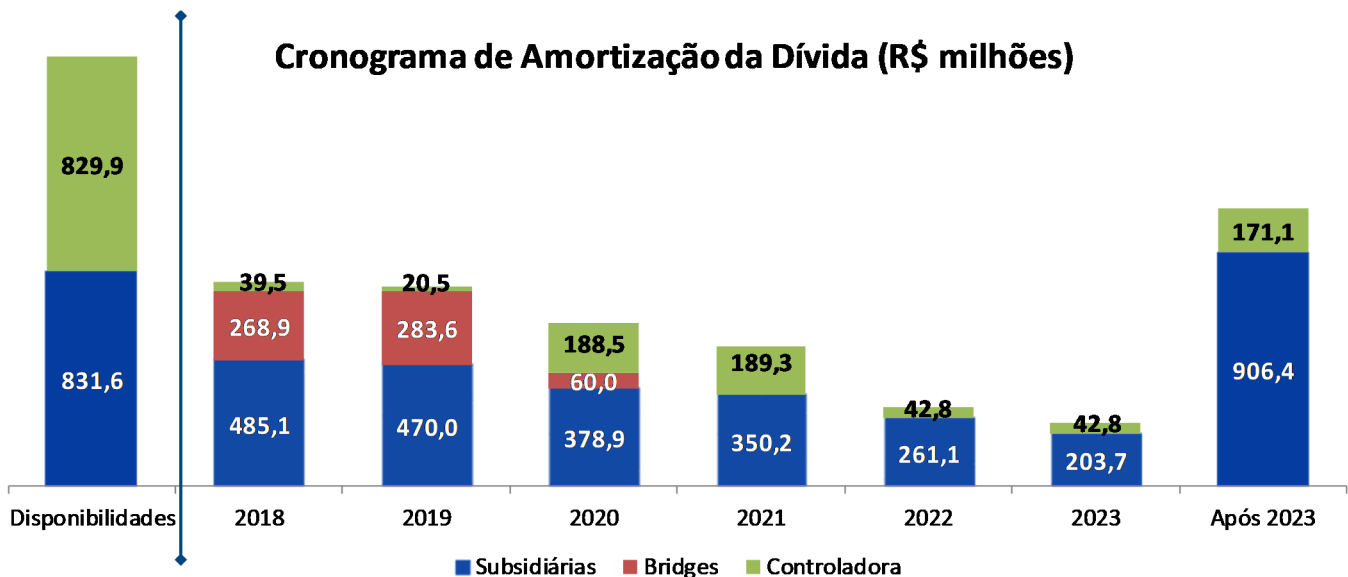


### Composição da Dívida Total (Em milhares de R\$)



O perfil de dívida consolidada da Alupar é bastante alongado, compatível com a natureza de baixo risco de negócios da Companhia, alta previsibilidade de receitas e forte geração de caixa operacional dos segmentos de transmissão e geração de energia elétrica.

### Cronograma de Amortização da Dívida (R\$ milhões)



BRIDGES (R\$ MM)	2018	2019	2020
La Virgen / Alupar Inversiones	-	30,0	60,0
Risaralda	143,4	-	-
Verde 8	105,0	-	-
ETVG	20,6	-	-
ETAP	-	152,2	-
ETC	-	101,4	-
<b>TOTAL</b>	<b>268,9</b>	<b>283,6</b>	<b>60,0</b>

## Fitch Ratings

✓ Corporativo (escala nacional) **AAA**

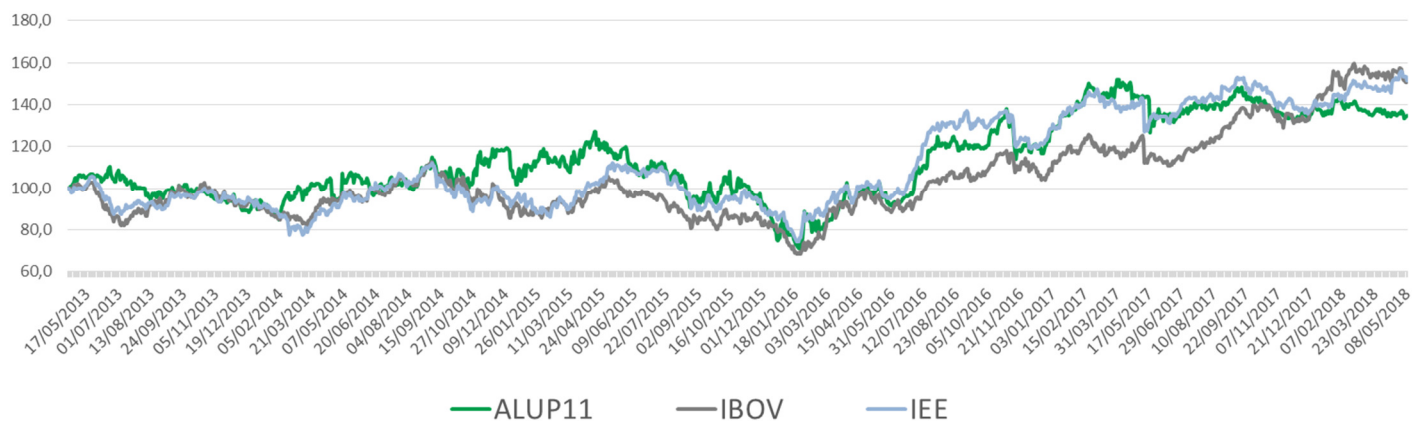
✓ Escala Internacional **BB**



## Mercado de Capitais

A Alupar foi registrada na Bolsa de Valores de São Paulo - BM&FBOVESPA no dia 23 de Abril de 2013. Suas UNITS são negociadas sob o código **ALUP11** e são compostas por 1 ação ordinária e 2 ações preferenciais (1 UNIT = 1 ON + 2 PN).

Performance ALUP11 x IBOV x IEE - Base 100



Em todos os pregões desde nossa listagem, as Units da Alupar tiveram negociação, apresentando um volume médio diário de R\$ 6,1 milhões. Destacamos que ao longo do 1T18 o volume médio diário foi de R\$ 9,3 milhões.

No dia 10 de maio de 2018, o valor de mercado da Alupar era de R\$ 4,982 bilhões.

## Próximos Eventos

### Teleconferência de Resultados do 1T18

Data: 11 de maio de 2018

#### Português

15h00 (Horário de Brasília)  
 14h00 (Horário de Nova Iorque)  
 Telefone: + 55 (11) 2188-0155  
 Senha: Alupar  
 Replay: +55 (11) 2188-0400  
 Senha: Alupar

#### Inglês (tradução simultânea)

15h00 (Horário de Brasília)  
 14h00 (Horário de Nova Iorque)  
 Telefone: +1 (646) 843-6054  
 Senha: Alupar  
 Replay: +55 (11) 2188-0400  
 Senha: Alupar

## ANEXO 01 – REGULATÓRIO

	Controladora		Consolidado	
	31/03/2018	31/12/2017	31/03/2018	31/12/2017
<b>ATIVO</b>				
<b>CIRCULANTE</b>	<b>1.008.838</b>	<b>1.141.349</b>	<b>2.070.195</b>	<b>2.490.351</b>
Caixa e equivalentes de caixa	515.979	570.694	1.215.387	1.580.070
Investimentos de curto prazo	313.930	365.765	313.930	365.765
Títulos e valores mobiliários	-	-	127.451	124.002
Contas a receber de clientes	43.976	63.026	255.645	234.647
Contas a receber com partes relacionadas	4	4	267	546
Dividendos a receber	97.676	97.208	14.118	16.878
Juros sobre capital próprio	-	-	-	-
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	27.394	30.120	50.504	59.577
Outros tributos compensáveis	1.712	(7)	3.915	2.442
Adiantamento a fornecedores	51	6.141	11.949	19.445
Estoques	-	-	772	602
Despesas pagas antecipadamente	52	43	10.180	6.957
Cauções e depósitos judiciais	-	-	-	-
Ativo financeiro da concessão	-	-	-	-
Ativos mantidos para venda	-	-	-	-
Outros ativos	8.064	8.355	66.077	79.420
<b>NÃO CIRCULANTE</b>	<b>3.176.297</b>	<b>3.044.264</b>	<b>7.425.335</b>	<b>7.317.908</b>
Contas a receber de clientes	-	-	12.646	12.799
Contas a receber com partes relacionadas	-	-	-	-
Adiantamento para futuro aumento de capital	153.735	193.565	-	-
Títulos e valores mobiliários	-	-	4.775	4.703
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	-	-	3.187	3.187
Outros tributos compensáveis	-	-	2.774	2.774
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	12.770	13.443
Adiantamento a fornecedores	-	-	1.012	868
Estoques	-	-	556	556
Cauções e depósitos judiciais	2.732	2.671	16.015	15.049
Ativo financeiro da concessão	-	-	-	-
Outros ativos	-	-	25.039	26.681
Investimentos em coligadas e controladas em conjunto	251.094	203.427	309.304	255.882
Investimentos em controladas	2.667.665	2.550.445	-	-
Propriedades para investimento	7.786	7.786	7.786	7.786
Imobilizado	1.560	1.758	6.802.239	6.754.480
Intangível	91.725	84.612	227.232	219.700
<b>ATIVO TOTAL</b>	<b>4.185.135</b>	<b>4.185.613</b>	<b>9.495.530</b>	<b>9.808.259</b>

	Controladora		Consolidado	
	31/03/2018	31/12/2017	31/03/2018	31/12/2017
<b>PASSIVO</b>				
<b>CIRCULANTE</b>	<b>202.318</b>	<b>282.431</b>	<b>1.459.414</b>	<b>1.749.991</b>
Empréstimos e financiamentos	591	1.471	368.797	619.446
Debêntures	38.944	78.271	454.744	471.937
Fornecedores	62.435	37.334	251.456	141.599
Salários, férias e encargos sociais	3.125	3.106	15.354	19.763
Imposto de renda e contribuição social a pagar	-	-	28.597	71.137
Outros tributos a pagar	493	3.982	27.405	35.788
Provisões de constituição dos ativos	-	-	33.871	38.877
Dividendos a pagar	96.705	158.242	161.878	213.404
Provisão para gastos ambientais	-	-	14.705	15.228
Taxas regulamentares e setoriais	-	-	60.234	58.776
Provisões para contingências	-	-	77	77
Adiantamentos de clientes	-	-	22.571	44.155
Outras obrigações	25	25	19.725	19.804
<b>NÃO CIRCULANTE</b>	<b>667.858</b>	<b>660.386</b>	<b>3.656.394</b>	<b>3.765.905</b>
Empréstimos e financiamentos	-	-	1.587.834	1.659.989
Debêntures	654.862	647.643	1.950.854	2.011.799
Fornecedores	-	-	-	-
Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	2.228	(1)
Outros tributos a pagar	-	-	647	649
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	8.874	4.783
Provisões para contingências	3.607	3.354	9.183	7.531
Adiantamentos de clientes	-	-	62.498	46.506
Provisão para gastos ambientais	-	-	734	734
Taxas regulamentares e setoriais	-	-	-	-
Provisões de constituição dos ativos	-	-	6.677	6.677
Outras obrigações	-	-	26.865	27.238
Provisão para passivo a descoberto	9.389	9.389	-	-
<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>3.314.959</b>	<b>3.242.796</b>	<b>3.314.959</b>	<b>3.242.796</b>
Capital social subscrito e integralizado	2.981.996	2.981.996	2.981.996	2.981.996
(-) Gastos com emissão de ações	(65.225)	(65.225)	(65.225)	(65.225)
Reserva de capital	5.595	5.595	5.595	5.595
Reservas de lucros	309.974	309.974	309.974	309.974
Dividendo adicional proposto	-	-	-	-
Lucros acumulados	67.349	-	67.349	-
Outros resultados abrangentes	15.270	10.456	15.270	10.456
Participação de acionistas não controladores	-	-	1.064.763	1.049.567
<b>Patrimônio líquido + participação de acionistas não controladores</b>	<b>3.314.959</b>	<b>3.242.796</b>	<b>4.379.722</b>	<b>4.292.363</b>
<b>PASSIVO TOTAL</b>	<b>4.185.135</b>	<b>4.185.613</b>	<b>9.495.530</b>	<b>9.808.259</b>

### RECEITA OPERACIONAL BRUTA

Sistema de transmissão de energia  
Sistema de geração de energia  
Prestação de serviços

Controladora		Consolidado	
Período findo em		Período findo em	
31/03/2018	31/03/2017	31/03/2018	31/03/2017
-	-	302.261	340.460
15.505	27.218	121.292	129.855
-	-	-	-
<b>15.505</b>	<b>27.218</b>	<b>423.553</b>	<b>470.315</b>
<b>(1.386)</b>	<b>(2.561)</b>	<b>(34.835)</b>	<b>(37.901)</b>
<b>14.119</b>	<b>24.657</b>	<b>388.718</b>	<b>432.414</b>

### DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL BRUTA

#### RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

### CUSTO DO SERVIÇO

#### Custo com energia elétrica

Energia comprada para revenda  
Encargos do uso da rede elétrica - CUST  
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos - CFURH

#### Custo de operação

Custo dos serviços prestados  
Custo de infraestrutura  
Depreciação / amortização

### LUCRO BRUTO

### DESPESAS E RECEITAS OPERACIONAIS

Administrativas e gerais  
Equivalência patrimonial  
Outras receitas  
Outras despesas

### LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO

Despesas financeiras  
Receitas financeiras

### LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS

Imposto de renda e contribuição social correntes  
Imposto de renda e contribuição social diferidos

### LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO

Atribuído a sócios da empresa controladora  
Atribuído a sócios não controladores

(15.481)	(29.610)	(16.878)	(14.253)
-	-	(7.077)	(7.150)
-	-	(1.993)	(2.094)
(189)	(254)	(52.194)	(29.011)
-	-	-	-
-	-	(51.253)	(51.278)
<b>(15.670)</b>	<b>(29.864)</b>	<b>(129.395)</b>	<b>(103.786)</b>
<b>(1.551)</b>	<b>(5.207)</b>	<b>259.323</b>	<b>328.628</b>
(6.648)	(6.725)	(20.370)	(21.842)
82.952	117.031	7.098	6.112
-	387	134	401
(233)	(94)	(256)	(118)
<b>76.071</b>	<b>110.599</b>	<b>(13.394)</b>	<b>(15.447)</b>
<b>74.520</b>	<b>105.392</b>	<b>245.929</b>	<b>313.181</b>
(20.507)	(25.101)	(84.140)	(133.498)
13.336	12.063	21.973	39.672
<b>(7.171)</b>	<b>(13.038)</b>	<b>(62.167)</b>	<b>(93.826)</b>
<b>67.349</b>	<b>92.354</b>	<b>183.762</b>	<b>219.355</b>
-	-	(27.575)	(30.915)
-	-	(1.795)	9.153
-	-	(29.370)	(21.762)
<b>67.349</b>	<b>92.354</b>	<b>154.392</b>	<b>197.593</b>
67.349	92.354	67.349	92.354
-	-	87.043	105.239
<b>67.349</b>	<b>92.354</b>	<b>154.392</b>	<b>197.593</b>

## ANEXO 02 – SOCIETÁRIO

	Controladora		Consolidado	
	31/03/2018	31/12/2017	31/03/2018	31/12/2017
<b>ATIVO</b>				
<b>CIRCULANTE</b>	<b>1.008.860</b>	<b>1.141.355</b>	<b>3.188.715</b>	<b>3.597.227</b>
Caixa e equivalentes de caixa	515.979	570.694	1.215.387	1.580.070
Investimentos de curto prazo	313.930	365.765	313.930	365.765
Títulos e valores mobiliários	-	-	127.451	124.002
Contas a receber de clientes	43.976	63.026	255.645	234.647
Contas a receber com partes relacionadas	4	4	-	-
Dividendos a receber - partes relacionadas	97.676	97.208	14.118	16.878
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	27.395	30.113	52.504	61.569
Outros tributos compensáveis	1.710	-	3.914	2.449
Adiantamento a fornecedores	51	6.141	11.949	19.445
Estoques	-	-	1.979	662
Despesas pagas antecipadamente	52	43	10.180	6.956
Ativo financeiro da concessão	-	-	1.115.557	1.105.358
Outros ativos	8.087	8.361	66.101	79.426
<b>NÃO CIRCULANTE</b>	<b>3.812.095</b>	<b>3.685.312</b>	<b>7.954.875</b>	<b>7.866.145</b>
Contas a receber de clientes	-	-	12.211	12.092
Adiantamento para futuro aumento de capital - partes relacionadas	152.715	193.564	-	-
Títulos e valores mobiliários	-	-	4.775	4.703
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	-	-	30.710	31.187
Outros tributos compensáveis	-	-	2.774	2.774
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	12.677	13.443
Adiantamento a fornecedores	-	-	1.012	868
Estoques	-	-	26.081	26.081
Cauções e depósitos judiciais	2.732	2.671	15.955	14.988
Ativo financeiro da concessão	-	-	3.189.504	3.218.152
Outros ativos	-	-	25.633	28.421
Investimentos em coligadas e controladas em conjunto	313.129	252.999	388.843	331.674
Investimentos em controladas	3.242.460	3.141.927	-	-
Propriedades para investimento	7.786	7.786	7.786	7.786
Imobilizado	1.560	1.758	4.080.920	4.025.510
Intangível	91.713	84.607	155.994	148.466
<b>ATIVO TOTAL</b>	<b>4.820.955</b>	<b>4.826.667</b>	<b>11.143.590</b>	<b>11.463.372</b>

	Controladora		Consolidado	
	31/03/2018	31/12/2017	31/03/2018	31/12/2017
<b>PASSIVO</b>				
<b>CIRCULANTE</b>	<b>202.316</b>	<b>282.431</b>	<b>1.436.593</b>	<b>1.705.261</b>
Empréstimos e financiamentos	591	1.471	368.797	619.446
Debêntures	38.944	78.271	454.744	471.937
Fornecedores	62.435	37.334	251.451	141.599
Salários, férias e encargos sociais	3.125	3.106	15.354	19.763
Imposto de renda e contribuição social	-	-	28.669	71.206
Outros tributos a pagar	493	3.982	27.404	35.788
Provisões de constituição dos ativos	-	-	33.871	38.877
Dividendos a pagar - partes relacionadas	96.705	158.242	161.878	213.404
Provisão para gastos ambientais	-	-	14.705	15.228
Taxas regulamentares e setoriais	-	-	60.234	58.776
Provisões para contingências	-	-	77	77
Outras obrigações	23	25	19.409	19.160
<b>NÃO CIRCULANTE</b>	<b>669.559</b>	<b>660.306</b>	<b>4.030.172</b>	<b>4.151.314</b>
Empréstimos e financiamentos	-	-	1.587.834	1.659.989
Debêntures	654.862	647.643	1.950.854	2.011.799
Adiantamento para futuro aumento de capital - partes relacionadas	-	-	3.248	-
Outros tributos a pagar	-	-	647	649
Imposto de renda e contribuição social	-	-	1.483	1.483
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	442.685	435.151
Provisões para contingências	3.607	3.354	9.183	7.531
Provisão para gastos ambientais	-	-	734	734
Provisões de constituição dos ativos	-	-	6.677	6.677
Outras obrigações	-	-	26.827	27.301
Provisão para passivo a descoberto	11.090	9.309	-	-
<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>3.949.080</b>	<b>3.883.930</b>	<b>5.676.825</b>	<b>5.606.797</b>
Capital social subscrito e integralizado	2.981.996	2.981.996	2.981.996	2.981.996
(-) Gastos com emissão de ações	(65.225)	(65.225)	(65.225)	(65.225)
Reserva de capital	48.953	48.953	48.953	48.953
Reservas de lucros	907.750	907.750	907.750	907.750
Lucros acumulados	60.336	-	60.336	-
Outros resultados abrangentes	15.270	10.456	15.270	10.456
<b>DA CONTROLADORA</b>				
Participação de acionistas não controladores	-	-	1.727.745	1.722.867
<b>TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>4.820.955</b>	<b>4.826.667</b>	<b>11.143.590</b>	<b>11.463.372</b>

	Controladora		Consolidado	
	Período findo em		Período findo em	
	31/03/2018	31/03/2017	31/03/2018	31/03/2017
<b>RECEITA OPERACIONAL BRUTA</b>				
Sistema de transmissão de energia	-	-	278.808	284.891
Sistema de geração de energia	15.505	27.218	121.292	129.855
Prestação de serviços	-	-	-	-
	<b>15.505</b>	<b>27.218</b>	<b>400.100</b>	<b>414.746</b>
<b>DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL BRUTA</b>	<b>(1.386)</b>	<b>(2.561)</b>	<b>(34.835)</b>	<b>(37.901)</b>
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>14.119</b>	<b>24.657</b>	<b>365.265</b>	<b>376.845</b>
<b>CUSTO DO SERVIÇO</b>				
<b>Custo com energia elétrica</b>				
Energia comprada para revenda	(15.481)	(29.610)	(16.878)	(14.253)
Encargos do uso da rede elétrica - CUST	-	-	(7.077)	(7.150)
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos - CFURH	-	-	(1.993)	(2.094)
<b>Custo de operação</b>				
Custo dos serviços prestados	(189)	(254)	(53.617)	(29.857)
Custo de infraestrutura	-	-	(19.370)	(4.758)
Depreciação / amortização	-	-	(23.183)	(22.612)
	<b>(15.670)</b>	<b>(29.864)</b>	<b>(122.118)</b>	<b>(80.724)</b>
<b>LUCRO BRUTO</b>	<b>(1.551)</b>	<b>(5.207)</b>	<b>243.147</b>	<b>296.121</b>
<b>DESPESAS E RECEITAS OPERACIONAIS</b>				
Administrativas e gerais	(6.648)	(6.725)	(20.248)	(21.724)
Equivalência patrimonial	75.939	98.416	10.126	7.338
Outras receitas	-	387	134	392
Outras despesas	(233)	(94)	(256)	(119)
	<b>69.058</b>	<b>91.984</b>	<b>(10.244)</b>	<b>(14.113)</b>
<b>LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO</b>	<b>67.507</b>	<b>86.777</b>	<b>232.903</b>	<b>282.008</b>
Despesas financeiras	(20.507)	(25.101)	(84.140)	(133.498)
Receitas financeiras	13.336	12.063	21.973	39.673
	<b>(7.171)</b>	<b>(13.038)</b>	<b>(62.167)</b>	<b>(93.825)</b>
<b>LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS</b>	<b>60.336</b>	<b>73.739</b>	<b>170.736</b>	<b>188.183</b>
Imposto de renda e contribuição social correntes	-	-	(27.576)	(30.973)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	(5.807)	8.027
	-	-	(33.383)	(22.946)
<b>LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO</b>	<b>60.336</b>	<b>73.739</b>	<b>137.353</b>	<b>165.237</b>
Atribuído a sócios da empresa controladora	60.336	73.739	60.336	73.739
Atribuído a sócios não controladores	-	-	77.017	91.498
	<b>60.336</b>	<b>73.739</b>	<b>137.353</b>	<b>165.237</b>