

São Paulo, 15 de maio de 2017 – A Alupar Investimento S.A. (BM&FBovespa: ALUP11), divulga hoje seus resultados do 1T17. As informações trimestrais (ITR) e as demonstrações financeiras padronizadas (DFP) são apresentadas de acordo com as práticas contábeis 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).

1T17

Teleconferências: 16 de maio Português

15h00 (Horário de Brasília)
14h00 (Horário de Nova Iorque)
Telefone: + 55 (11) 3193-1001 /
+ 55 (11) 2820-4001
Senha: Alupar
Replay: + 55 (11) 3193-1012 /
+ 55 (11) 2820-4012
Senha: 1961907#

Inglês (tradução simultânea)

15h00 (Horário de Brasília)
14h00 (Horário de Nova Iorque)
Telefone: +1 (786) 924-6977
Senha: Alupar
Replay: + 55 (11) 3193-1012 /
+ 55 (11) 2820-4012
Senha: 2774253#

Contato RI

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

Webcast ao vivo pela internet:
www.alupar.com.br/ri

Cotação em 15/05/2017

ALUP11: R\$ 18,88

Total de UNITS¹: 293.037.090

Market-Cap: R\$ 5,533 bilhões

(1) Units Equivalentes

✓ Lucro Líquido: R\$ 73,7 milhões (+) 36,0% no 1T17

Destaques do Período

• **Resultado Societário (IFRS):** No 1T17, a Receita Líquida Ajustada atingiu R\$ 372,1 milhões, ante os R\$ 372,7 milhões apurados no 1T16.

No 1T17, o EBITDA atingiu R\$ 305,9 milhões, 1,7% inferior aos R\$ 311,2 milhões apurados no 1T16.

No 1T17, o Lucro Líquido totalizou R\$ 73,7 milhões, 36,0% superior aos R\$ 54,2 milhões registrados no 1T16.

• **Resultado Regulatório:** No 1T17, a Receita Líquida atingiu R\$ 432,4 milhões, 14,4% superior aos R\$ 377,9 milhões apurados no 1T16.

No 1T17, o EBITDA atingiu R\$ 365,9 milhões, 16,3% superior aos R\$ 314,6 milhões apurados no 1T16.

No 1T17, o Lucro Líquido totalizou R\$ 92,4 milhões, R\$ 47,4 milhões superior aos R\$ 45,0 milhões apurados no 1T16.

• Em 25 de abril, foi aprovado em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária a:

- Distribuição de dividendos no montante de R\$ 150,2 milhões (equivalente a R\$0,51 por Unit), referente a 50,9% do lucro líquido do exercício de 2016;
- Ex - dividendo a partir de 26 de abril de 2017;
- Pagamento de R\$ 90,1MM em 26 de junho de 2017;
- Pagamento de R\$ 60,1 MM ao longo do exercício social de 2017.

• Em 24 de abril a Companhia sagrou-se vencedora do Lote 19, no Leilão de Transmissão Aneel 05/2016. O investimento estimado Aneel é de R\$ 889,0 milhões e a RAP (Receita Anual Permitida) de R\$ 99,1 milhões.

• Em 4 de abril, foi homologado o aumento de capital da Companhia, no âmbito da oferta pública primária, nos termos da Instrução CVM 476, sendo emitidas 128.224.999 novas ações. O preço por Unit foi fixado em R\$19,50 (R\$ 6,50 por ação), sendo o valor total da oferta de R\$ 833.462.493,50.

• Em 21 de março, a Companhia comunicou seus acionistas que as suas controladas TCC e TPE protocolaram na Aneel o pedido de manifestação a respeito da alteração de sua composição acionária para prever: (i) a cessão da participação detida pela Perfin, equivalente a 0,5% do capital social, para a Apollo 11, que, somado à participação atual já detida pela Apollo 11, passará a deter 1% do capital social das Controladas; e (ii) em ato contínuo o aumento de participação no capital social da Apollo 11 nas referidas Controladas de forma que esta passe a deter 49% do capital social.

Principais Indicadores Consolidados

Principais Indicadores "SOCIETÁRIO (IFRS)"			
R\$ MM	1T17	1T16	Var.%
Receita Líquida Ajustada	372,1	372,7	(0,2%)
EBITDA (CVM 527)	305,9	311,2	(1,7%)
Margem Ebitda Ajustada	82,2%	83,5%	(1,3 p.p)
Resultado Financeiro	(93,8)	(109,5)	(14,3%)
Lucro Líquido consolidado	165,2	145,0	14,0%
Minoritários Subsidiárias	91,5	90,7	0,8%
Lucro Líquido Alupar	73,7	54,2	36,0%
Lucro Líquido por UNIT (R\$)*	0,25	0,18	36,0%
Dívida Líquida**	3.534,6	3.979,1	(11,2%)
Dív. Líquida / Ebitda***	2,9	3,2	

Principais Indicadores "REGULATÓRIO"			
R\$ MM	1T17	1T16	Var.%
Receita Líquida	432,4	377,9	14,4%
EBITDA (CVM 527)	365,9	314,6	16,3%
Margem Ebitda	84,6%	83,2%	1,4 p.p
Resultado Financeiro	(93,8)	(109,5)	(14,3%)
Lucro Líquido consolidado	197,6	127,3	55,2%
Minoritários Subsidiárias	105,2	82,3	27,9%
Lucro Líquido Alupar	92,4	45,0	105,3%
Lucro Líquido por UNIT (R\$)*	0,32	0,15	105,3%
Dívida Líquida**	3.534,6	3.979,1	(11,2%)
Dív. Líquida / Ebitda***	2,4	3,2	

*Para efeito de análise comparativa foi ajustada a quantidade de ações para o 1T16. Lucro Líquido / Units Equivalentes (293.037.090) ** Considera TVM do Ativo Não Circulante ***Ebitda Anualizado.

Notas:

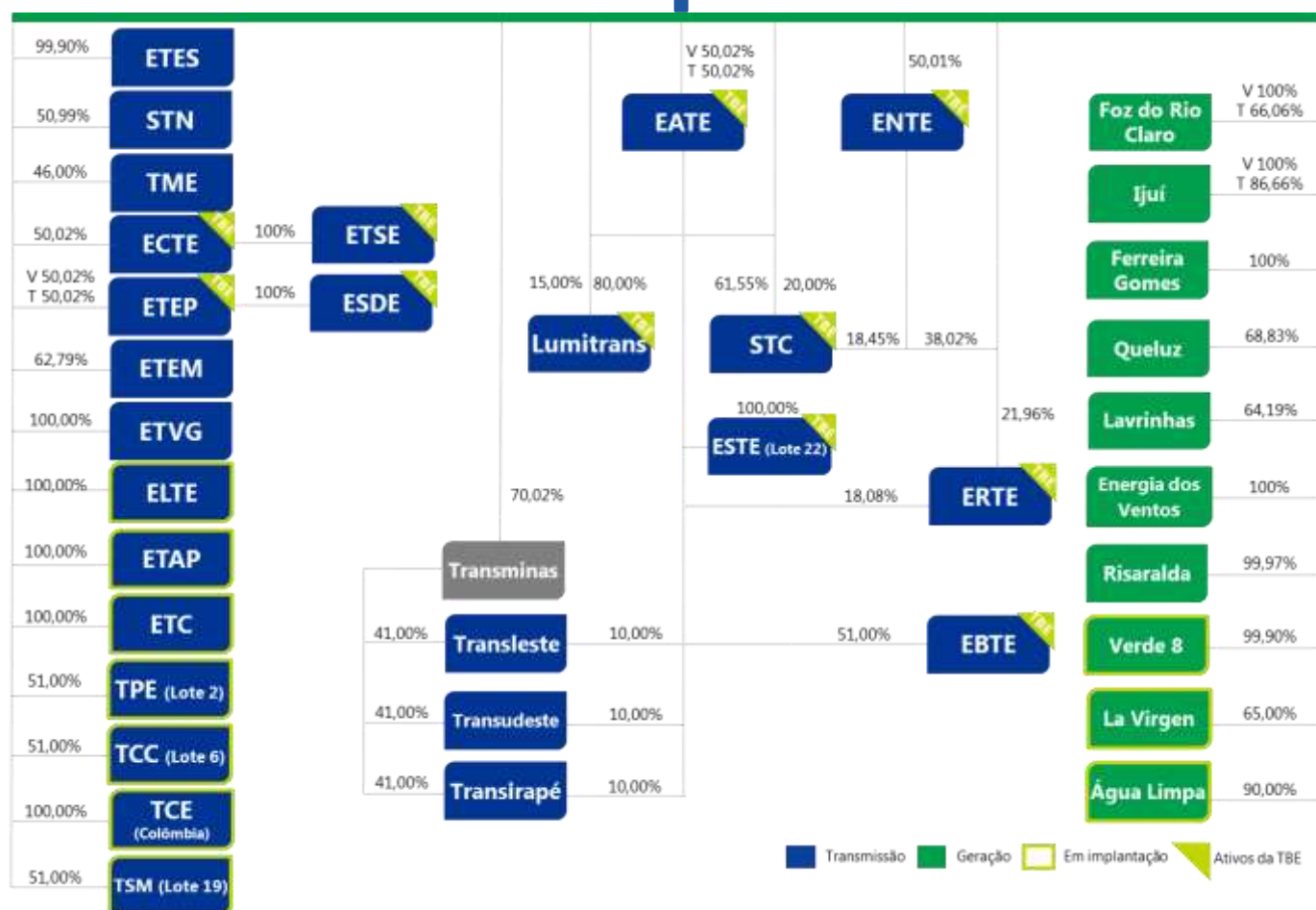
1) Conceito de "Ajustado" nos números dos demonstrativos societários: De acordo com as normas do IFRS (ICPC 01 – IFRIC 12) os investimentos (Capex) das transmissoras devem ser contabilizados como receita e como custo. Contudo, por se tratar de investimento e, no caso da Alupar, não ter nenhum efeito 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 e 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: **AA+ (bra) pela Fitch Ratings na escala nacional.**

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 27 sistemas de transmissão de energia elétrica, totalizando 7.120 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 9 em fase de implantação, que possuem cronograma de entrada em operação comercial entre 2018 e 2022.

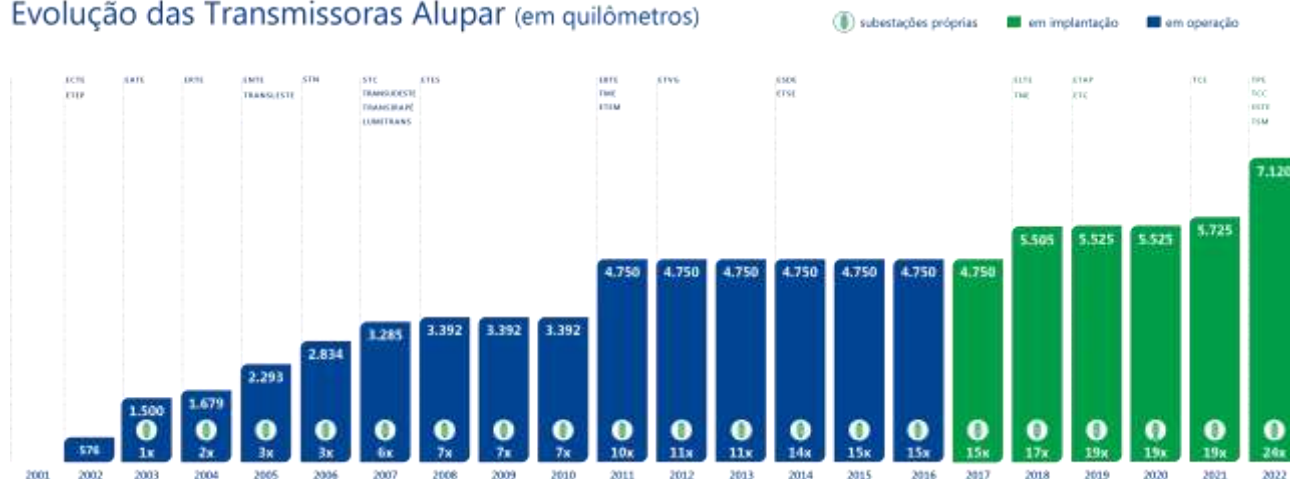
Abaixo, seguem principais características dos sistemas de transmissão da Alupar:

Empresa	Prazo da Concessão		Início da Operação	Extensão da Linha	RAP/RBNI (Ciclo 2014-15)	RAP/RBNI (Ciclo 2015-16)	RAP/RBNI (Ciclo 2016-17)	Índice
ETEP	12/06/2001	12/06/2031	25/08/2002	323 km	R\$ 83,4	R\$ 86,9	R\$ 96,5	IGP-M
ENTE	11/12/2002	11/12/2032	12/02/2005	464 km	R\$ 191,6	R\$ 199,5	R\$ 221,6	IGP-M
ERTE	11/12/2002	11/12/2032	15/09/2004	179 km	R\$ 43,0	R\$ 44,8	R\$ 49,8	IGP-M
EATE	12/06/2001	12/06/2031	10/03/2003	924 km	R\$ 366,2	R\$ 381,3	R\$ 422,3	IGP-M
ECTE	01/11/2000	01/11/2030	26/03/2002	252,5 km	R\$ 80,9	R\$ 84,2	R\$ 79,7	IGP-M
STN	18/02/2004	18/02/2034	01/01/2006	541 km	R\$ 153,3	R\$ 159,6	R\$ 177,3	IGP-M
Transleste	18/02/2004	18/02/2034	18/12/2005	150 km	R\$ 34,7	R\$ 36,2	R\$ 40,2	IGP-M
Transudeste	04/03/2005	04/03/2035	23/02/2007	140 km	R\$ 21,5	R\$ 22,4	R\$ 24,9	IGP-M
Transirapé	15/03/2005	15/03/2035	23/05/2007	65 km	R\$ 25,2	R\$ 26,3	R\$ 29,2	IGP-M
STC	27/04/2006	27/04/2036	08/11/2007	195 km	R\$ 34,0	R\$ 36,9	R\$ 41,5	IPCA
Lumitrans	18/02/2004	18/02/2034	03/10/2007	51 km	R\$ 22,7	R\$ 23,6	R\$ 26,2	IGP-M
ETES	20/04/2007	20/04/2037	12/12/2008	107 km	R\$ 12,1	R\$ 13,1	R\$ 14,3	IPCA
EBTE	16/10/2008	16/10/2038	11/07/2011	775 km	R\$ 39,0	R\$ 40,6	R\$ 44,4	IPCA
TME	19/11/2009	19/11/2039	22/11/2011	348 km	R\$ 37,8	R\$ 43,7	R\$ 48,3	IPCA
ESDE	19/11/2009	19/11/2039	22/01/2014	Subestação	R\$ 11,5	R\$ 11,5	R\$ 12,6	IPCA
ETEM	12/07/2010	12/07/2040	16/12/2011	235 km	R\$ 11,4	R\$ 12,3	R\$ 12,0	IPCA
ETVG	23/12/2010	23/12/2040	23/12/2012	Subestação	R\$ 3,8	R\$ 9,4	R\$ 10,2	IPCA
TNE	25/01/2012	25/01/2042	Pré-Oper.	715 km	R\$ 143,1	R\$ 155,2	R\$ 169,6	IPCA
ETSE	10/05/2012	10/05/2042	01/12/2014	Subestação	R\$ 16,8	R\$ 19,7	R\$ 21,6	IPCA
ELTE	05/09/2014	05/09/2044	Pré-Oper.	Subestação+40km	R\$ 28,9	R\$ 31,4	R\$ 34,3	IPCA
ETAP (Lote I)	02/09/2016	02/09/2046	Pré-Oper.	Subestação+20km	-	R\$ 48,5	R\$ 49,2	IPCA
ETC (Lote T)	02/09/2016	02/09/2046	Pré-Oper.	Subestação	-	R\$ 28,1	R\$ 28,5	IPCA
TPE (Lote 2)	10/02/2017	10/02/2047	Pré-Oper.	541km	-	-	R\$ 214,7	IPCA
TCC (Lote 6)	10/02/2017	10/02/2047	Pré-Oper.	288km	-	-	R\$ 146,0	IPCA
ESTE (Lote 22)	10/02/2017	10/02/2047	Pré-Oper.	236km	-	-	R\$ 101,0	IPCA
TCE (Colômbia)	2017	Perpétua	Pré-Oper.	200km	-	-	R\$ 73,1*	PPI
TSM (Lote 19)	2017	2047	-	330 km	-	-	R\$ 99,1	IPCA
TOTAL				7.120 km	R\$ 1.360,9	R\$1.551,3	R\$ 2.288,1	

*USD 1,0 / BRL 3,25

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

Evolução das Transmissoras Alupar (em quilômetros)



Geração

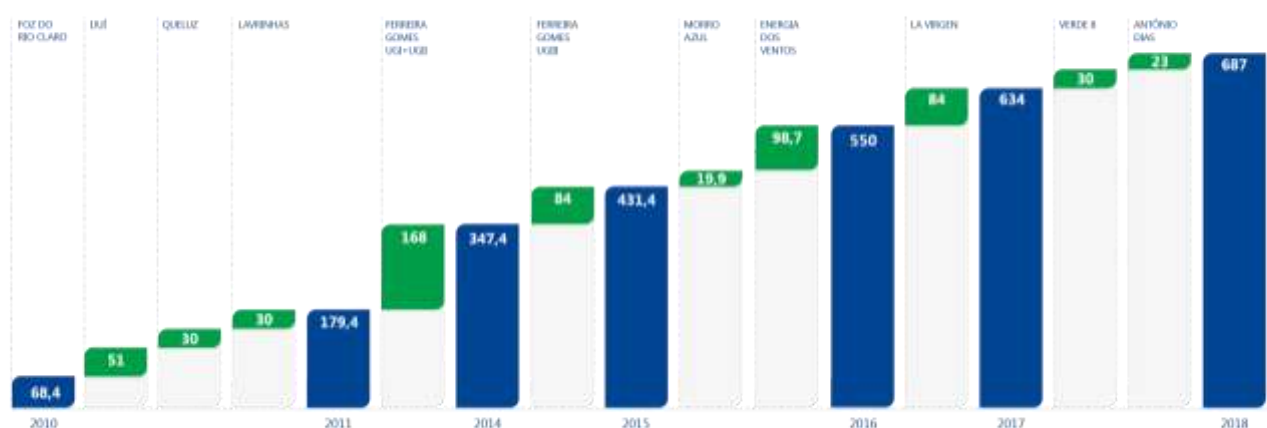
Atualmente a Alupar atua na geração de energia elétrica por meio de UHEs, PCHs e parques eólicos, no Brasil, Colômbia e Peru. O portfólio de ativos em operação totaliza uma capacidade instalada de 550,0 MW em operação e 137,0 MW em implantação.

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%	66,06%	68,4	41,0
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	16,9
La Virgen	Out/05	Vitalícia	Pré - Operacional	65,00%	65,00%	84,0	49,3
Antônio Dias	Jul/14	Jul/49	Pré - Operacional	90,00 %	90,00 %	23,0	11,4
TOTAL						687,0	409,0

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 34** de “Informações por Segmento” das demonstrações financeiras do 1T17.

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 e lucro na demonstração do resultado Societário.

Principais Indicadores "SOCIETÁRIO (IFRS)"			
R\$ MM	1T17	1T16	Var.%
Receita Líquida Ajustada	268,2	293,3	(8,5%)
Custos Operacionais Ajustados*	(20,8)	(20,8)	-
Depreciação / Amortização	(0,7)	(2,8)	(75,0%)
Despesas Operacionais**	(9,4)	(9,4)	0,5%
EBITDA (CVM 527)	238,0	263,1	(9,6%)
Margem Ebitda Ajustada	88,7%	89,7%	(1,0 p.p)
Resultado Financeiro	(44,0)	(53,5)	(17,8%)
Lucro Líquido	162,4	170,5	(4,7%)
Dívida Líquida***	1.472,2	1.718,0	(14,3%)
Div. Líquida / EBITDA****	1,5	1,6	
Principais Indicadores "REGULATÓRIO"			
R\$ MM	1T17	1T16	Var.%
Receita Líquida	326,6	294,9	10,8%
Custos Operacionais	(20,0)	(19,9)	0,7%
Depreciação / Amortização	(32,2)	(33,1)	(2,7%)
Despesas Operacionais**	(9,4)	(9,4)	-
EBITDA (CVM 527)	297,2	265,7	11,9%
Margem Ebitda Ajustada	91,0%	90,1%	0,9 p.p
Resultado Financeiro	(44,0)	(53,5)	(17,8%)
Lucro Líquido	193,4	151,0	28,1%
Dívida Líquida***	1.472,2	1.718,0	(14,3%)
Div. Líquida / EBITDA****	1,2	1,6	

* Custos Operacionais Ajustados: Excluindo o custo de infraestrutura, depreciação/amortização

** Excluindo depreciação e amortização

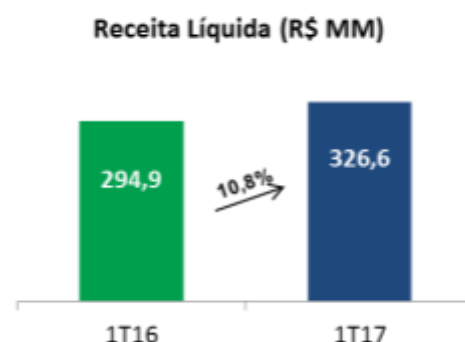
*** Considera Títulos e Valores Mobiliários do Ativo Não Circulante

**** Ebitda Anualizado

Análise do Desempenho Combinado de Transmissão - Regulatório

Receita Líquida

No 1T17, a receita líquida totalizou R\$ 326,6 milhões, 10,8% superior aos R\$ 294,9 milhões apurados no 1T16, devido: (a) reajuste da RAP, conforme resolução homologatória nº 2.098 de 28 de junho de 2016, que estabeleceu reajuste de 9,32% para contratos indexados em IPCA e 11,09% para contratos indexados em IGP-M, conforme tabela da seção “Transmissão” (pag. 4); (b) aumento de R\$ 1,9 milhão na receita líquida da TME, devido a entrada em operação do RBNI em fev/2017; (c) aumento de R\$ 7,4 milhões na receita líquida da ETVG, devido a entrada em operação em mar/16 (1ª fase) e jun/16 (2ª fase) do RBNI; (d) redução de R\$ 6,8 milhões em razão da alienação de participação da Alupar no capital da Transchile e; (e) redução de R\$ 1,0 milhão na receita líquida da ECTE, em razão da queda de 50% da Receita Anual Permitida - RAP, pro rata temporis, para o ciclo 2016/2017.



Custo do Serviço

Totalizou R\$ 51,4 milhões no 1T17, 1,5% inferior aos R\$ 52,1 milhões apurados no 1T16.



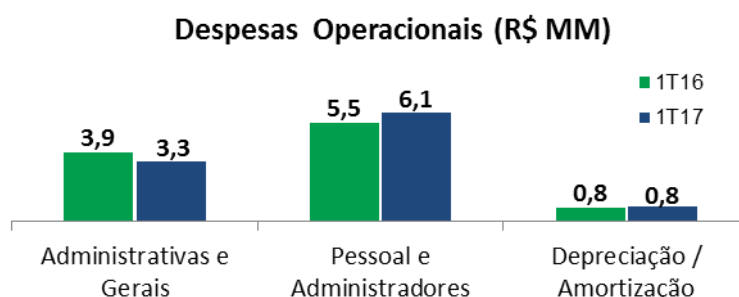
A conta **Custo dos Serviços Prestados** totalizou R\$ 20,0 milhões, em linha com os R\$ 19,9 milhões apurados no 1T16. Esta linha foi impactada positivamente por uma redução de R\$ 0,7 milhão na transmissora Transchile, em razão da alienação da participação da Alupar, em out/2016.

Na conta **Depreciação / Amortização** houve uma redução de R\$ 0,9 milhão, em razão da: (a) redução de R\$ 2,1 milhões devido a alienação da Transchile; (b) aumento de R\$ 0,4 milhão na transmissora ETVG, em função do investimento referente ao RBNI,

que entrou em operação em mar/16 (1ª fase) e jun/16 (2ª fase) e; (c) aumento de R\$ 0,7 milhão na transmissora ETES, em virtude da resolução 674 – Aneel, que reclassificou alguns itens e taxas de depreciação.

Despesas Operacionais

Totalizaram R\$ 10,2 milhões no 1T17, em linha com os R\$ 10,1 milhões apurados no 1T16. A conta **Administrativas e Gerais**, totalizou R\$ 3,3 milhões, uma redução de R\$ 0,6 milhão, frente aos R\$ 3,9 milhões registrados no 1T16, em razão da alienação da participação da transmissora Transchile, impacto de R\$ 0,5 milhão. Em contrapartida, houve um aumento de R\$ 0,6 milhão na conta **Pessoal e Administradores**, em função da: (a) contabilização do PLR de algumas transmissoras ter ocorrido em 2017 no 1T17 e em 2016 no 2T16; (b) ajuste salarial em razão do dissídio coletivo em agosto/2016 e; (c) redução de R\$ 0,4 milhão, devido a alienação da participação da Alupar na transmissora Transchile.

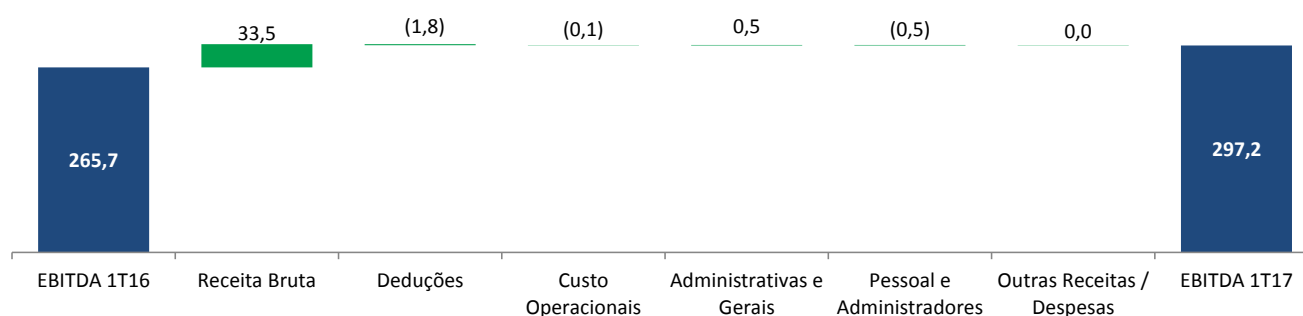


EBITDA e Margem EBITDA

Totalizou R\$ 297,2 milhões no 1T17, 11,9% superior aos R\$ 265,7 milhões apurados no 1T16. Esta variação deve-se, principalmente, ao aumento de R\$ 33,5 milhões na Receita Bruta em função do reajuste da RAP, definido na resolução homologatória nº 2.098 de 28 de junho de 2016, que estabeleceu reajuste de 9,32% para contratos indexados em IPCA e 11,09% para contratos indexados em IGP-M.

A margem EBITDA atingiu 91,0% no 1T17, 0,9 p.p. superior aos 90,1% registrado no 1T16.

Formação do EBITDA 1T17 (R\$ MM)

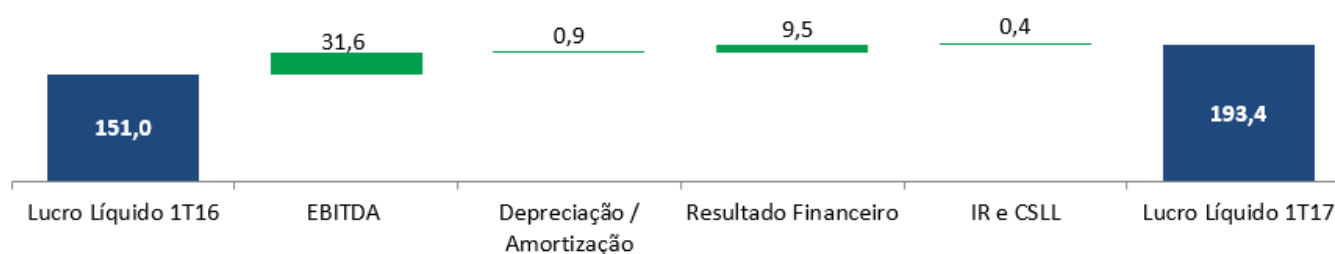


Lucro Líquido

Totalizou R\$ 193,4 milhões no 1T17, 28,1% superior aos R\$ 151,0 milhões apurados no 1T16.

O lucro foi impactado principalmente pelo: (a) aumento de R\$ 31,6 milhões no **EBITDA**, conforme explicado acima; (b) redução de R\$ 9,5 milhões no **Resultado Financeiro** devido a: (i) redução da dívida bruta, de R\$ 1,7 bilhão no 1T16 para R\$ 1,5 bilhão no 1T17 e; (ii) redução da taxa média dos depósitos interfinanceiros ("CDI"), que registrou 2,98% no 1T17, ante 3,20% no 1T16.

Formação do Lucro 1T17 (R\$ MM)



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

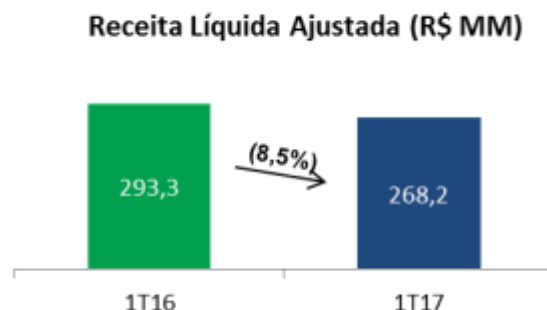
É o resultado da multiplicação da taxa de remuneração de um determinado ativo de transmissão pelo saldo do seu ativo financeiro

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:

Ativo Financeiro em 31/12/2016
+
Receita de Infraestrutura entre 01/01/2017 e 31/03/2017
+
Remuneração do Ativo Financeiro entre 01/01/2017 e 31/03/2017
+
Receita de Transmissão de Energia entre 01/01/2017 e 31/03/2017
-
RAP entre 01/01/2017 e 31/03/2017
-
Caso exista, Valor Residual recebido entre 01/01/2017 e 31/03/2017
=
Ativo Financeiro em 31/03/2017
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

Totalizou R\$ 268,2 milhões no 1T17, 8,5% inferior aos R\$ 293,3 milhões apurados no 1T16. Esta variação deve-se: (a) redução de R\$ 4,2 milhões na **Receita de Transmissão de Energia**, que totalizou R\$ 31,7 milhões no 1T17 ante R\$ 35,9 milhões no 1T16, principalmente em função da alienação da participação da Alupar no capital da Transchile, em out/2016, impacto de R\$ 8,1 milhões e; (b) queda de R\$ 19,0 milhões na **Receita de Remuneração do Ativo de Concessão**, que totalizou R\$ 265,0 milhões no 1T17 ante os R\$ 284,0 milhões registrados no mesmo período do ano anterior. Esta queda deve-se principalmente pela redução da taxa de remuneração do ativo financeiro de algumas transmissoras, dado que para cálculo desta taxa são utilizadas projeções de inflação (IGP-M / IPCA), as quais foram reduzidas quanto comparado o 1T17 x 1T16. Para mais informações, favor, verificar nota explicativa 9 “Ativo Financeiro da Concessão”.

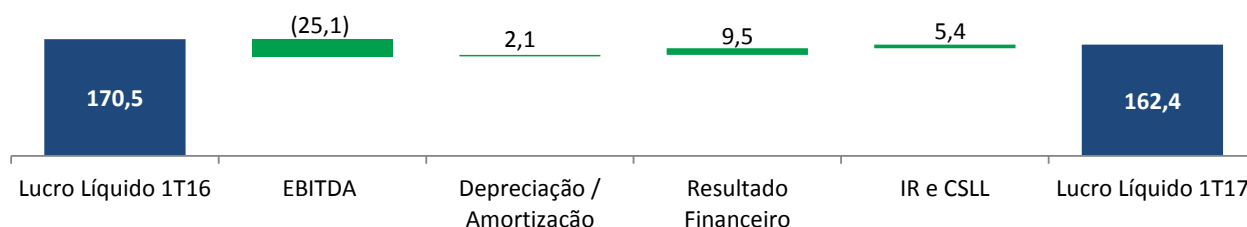


Lucro Líquido

Totalizou R\$ 162,4 milhões no 1T17, 4,7% inferior aos R\$ 170,5 milhões apurados no 1T16.

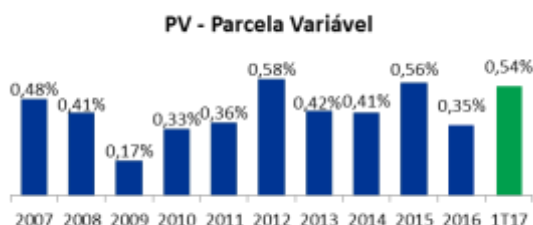
O lucro do trimestre foi impactado pela: (a) queda de R\$ 25,1 milhões no **EBITDA**, em razão da redução de R\$ 25,1 milhões na receita líquida ajustada, conforme explicado acima; (b) redução de R\$ 2,1 milhões na **Depreciação / Amortização**, em função da alienação de participação da Alupar na transmissora Transchile; (c) redução de R\$ 9,5 milhões no **Resultado Financeiro**, devido a: (i) redução da dívida bruta, de R\$ 1,7 bilhão no 1T16 para R\$ 1,5 bilhão no 1T17 e; (ii) redução da taxa média dos depósitos interfinanceiros (“CDI”), que registrou 2,98% no 1T17, ante 3,20% no 1T16 e; (d) redução de R\$ 5,4 milhões no **IRPJ/CSLL**, dado que as transmissoras ETEP, STN e ENTE obtiveram novos benefícios fiscais – SUDAM / SUDENE, em agosto/16, outubro/16 e dezembro/16, respectivamente.

Formação do Lucro 1T17 (R\$ MM)

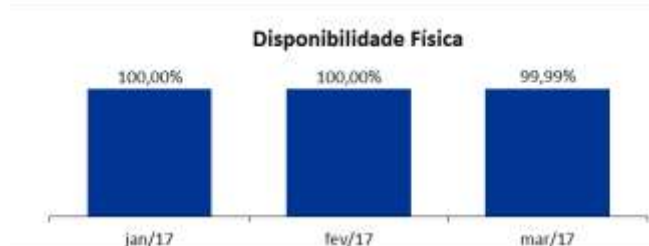


Indicadores Operacionais – Transmissão

As transmissoras da Companhia apresentaram um desempenho operacional consistente ao longo do 1T17, mantendo a disponibilidade física superior a 99,99%.



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



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

Projetos em Construção:

Transmissoras em Implantação	Extensão (Km)	RAP (MM)***	Investimento Previsto (MM)	Investimento Realizado (MM)****	Entrada em Operação (Regulatória)	Entrada em Operação (Previsão Gerencial)
TNE*	715	R\$ 169,6	R\$ 1.387,0**	R\$ 293,9	2015	2018
ELTE	38	R\$ 34,3	R\$ 262,0	R\$ 8,5	2017	2018
ETAP	20	R\$ 49,2	R\$ 284,9	R\$ 3,5	2019	2019
ETC	-	R\$ 28,5	R\$ 151,0	R\$ 2,6	2019	2019
TPE	541	R\$ 214,7	R\$ 1.268,7	-	2022	2022
TCC	288	R\$ 146,0	R\$ 698,8	-	2022	2022
ESTE	236	R\$ 101,0	R\$ 485,8	R\$ 0,9	2022	2022
TCE	200	U\$ 22,5	U\$ 130,0	-	2021	2021
Lote 19	330	R\$ 99,1	R\$ 889,0	-	2022	2022

* Investimento total. Este empreendimento tem participação de 51% da Alupar e 49% da Eletronorte.

**Investimento inicial de R\$ 969,0 em set/11, atualizado pelo IPCA dez/16.

*** Ciclo 2016/2017

****Considerando o valor imobilizado do ativo apresentado nas demonstrações financeiras regulatórias.

TNE: A Transnorte Energia é uma empresa 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).

Entretanto, 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: A ELTE é uma SPE composta pela 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 38 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 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 Voo 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 subestação Manoel da Nóbrega 230/88 kV e sua respectiva linha de transmissão também previa a emissão da LP para outubro de 2015, contudo, em razão da manifestação da Funai ter ocorrido apenas em dez/16, atrasando o licenciamento ambiental, a LP foi emitida em 31/03/2017.

ETAP: A ETAP é uma SPE composta pela concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica através da Linha de Transmissão de 230 kV João Câmara II - João Câmara III, em circuito duplo, com extensão de 10 km por circuito e uma subestação de 500 kV João Câmara III. 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.

ETC: A ETC é uma SPE composta pela concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica através da Subestação Rio Novo do Sul. Localizada entre os municípios de Rio Novo do Sul e Itapemirim, no 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.

TPE: 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. 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.



TCC: 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.

ESTE: 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.

TCE: 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.

Lote 19: Em 24 de abril de 2017, a Alupar sagrou-se vencedora do Lote 19, no Leilão de Transmissão Aneel 05/2016. O Lote 19 é uma concessão de serviço público de transmissão de energia elétrica através de uma 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.

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 34** de “Informações por Segmento” das demonstrações financeiras de 1T17.

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	1T17	1T16	Var. %
Receita Líquida	122,6	116,8	5,0%
Custos Operacionais	(19,3)	(22,3)	(13,5%)
Depreciação / Amortização	(22,9)	(18,3)	25,0%
Compra de Energia	(13,1)	(22,9)	(42,7%)
Despesas Operacionais	(4,9)	(8,4)	(41,6%)
EBITDA (CVM 527)	85,2	63,2	34,9%
Margem Ebitda	69,5%	54,1%	15,4 p.p
Resultado Financeiro	(35,9)	(26,7)	34,7%
Lucro Líquido / Prejuízo	31,9	13,5	136,8%
Dívida Líquida*	1.660,1	1.683,3	(1,4%)
Dívida Líquida / EBITDA**	4,9	6,7	

* Considera Títulos e Valores Mobiliários do Ativo Não Circulante

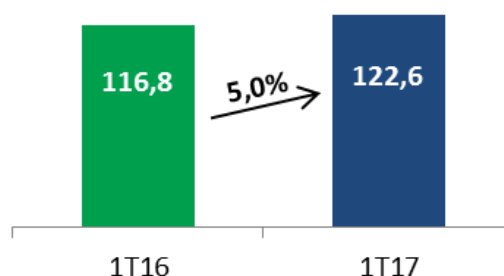
**EBITDA Anualizado

Receita Líquida

Totalizou R\$ 122,6 milhões no 1T17, 5,0% superior aos R\$ 116,8 milhões apurados no 1T16.

Este aumento deve-se principalmente a: (a) início da operação comercial da PCH Morro Azul (ago/16), impacto positivo de R\$ 5,1 milhões; (b) variação positiva de R\$ 2,1 milhões nas usinas Foz do Rio Claro e Ijuí, em razão da alteração do regime de tributação para lucro presumido; (c) reajuste dos contratos de venda de energia, os quais são indexados pela inflação (IPCA / IGP-M) e; (d) em contrapartida ocorreu uma redução na receita líquida das PCHs Queluz e Lavrinhas e na UHE Ferreira Gomes, dado que foi contabilizada uma receita extraordinária no 1T16, em razão da estratégia de comercialização, impacto de R\$ 6,2 milhões.

Receita Líquida (R\$ MM)

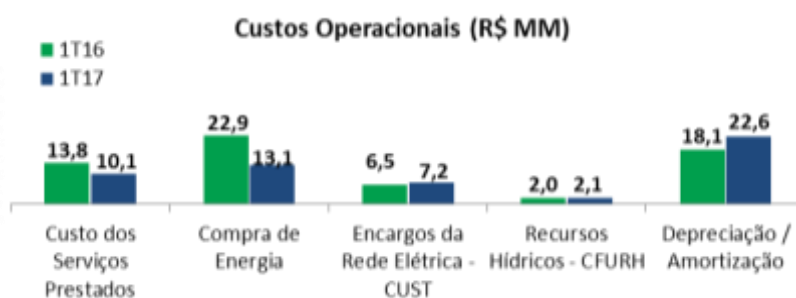


Segue abaixo abertura do Faturamento das geradoras:

Faturamento Geradoras / Comercialização	Energia Faturada (GWh)	Preço Médio (R\$/MWh)	Receita Bruta (R\$ milhões)
1. Longo Prazo - Faturamento de Contratos Bilaterais	744,0	183,14	120,0
1.1 ACR	486,8	140,92	68,6
1.2 ACL	166,6	251,41	29,3
1.3 ACL - Comercialização	140,6	157,08	22,1
2. SPOT / CCEE			5,5
3. IMPOSTOS (ICMS)			5,6
4. TOTAL GERAÇÃO BRUTO			131,1
5. COMERCIALIZAÇÃO ALUPAR	164,0	165,83	27,2
6. TOTAL GERAÇÃO / COMERCIALIZAÇÃO			158,3
7. ELIMINAÇÕES			28,5
8. GERAÇÃO CONSOLIDADO			129,9

Custo do Serviço

Totalizou R\$ 55,1 milhões no 1T17, ante os R\$ 63,3 milhões registrados no 1T16. Esta redução é explicada, principalmente, pela: (a) redução de R\$ 9,8 milhões na **Compra de Energia**, que registrou um valor de R\$ 13,1 milhões no 1T17 ante os R\$ 22,9 milhões registrados no 1T16. Esta compra de energia é explicada, principalmente, pela: (i) compra de 37.586 MWh pela UHE Foz do Rio Claro para cumprir o lastro em razão da estratégia de sazonalização adotada, impacto de R\$ 5,8 milhões e; (ii) compra de 85.020 MWh pela UHE Ferreira Gomes devido a estratégia de sazonalização adotada para o ano de 2017, impacto de R\$ 5,3 milhões; (b) redução de R\$ 3,7 milhões na conta **Custo dos Serviços Prestados**, principalmente, em razão da redução de R\$ 2,6 milhões, devido a gastos com assessoria / consultoria jurídica relacionados a repactuação do GSF, no 1T16 e; (c) aumento de R\$ 4,6 milhões na conta **Depreciação/Amortização**, exclusivamente em razão dos aptos dos Parques Eólicos Energia dos Ventos e o início da operação comercial da PCH Morro Azul.



Despesas Operacionais

Totalizou R\$ 5,3 milhões no 1T17, redução de R\$ 3,3 milhões frente os R\$ 8,6 milhões apurados no 1T16. A redução nesta conta é explicada pela: (a) redução de R\$ 2,5 milhões na linha **Administrativas e Gerais** em função da: (i) adoção da prática do IFRS na UHE La Virgen, no 2T16, impacto de R\$ 1,8 milhão e; (ii) desmobilização em razão da finalização da implantação da PCH Morro Azul, impacto de R\$ 0,8 milhão e; (b) redução de R\$ 0,9 milhões na conta **Pessoal e Administradores**, em razão da adoção da prática do IFRS na UHE La Virgen, impacto de R\$ 1,0 milhão.

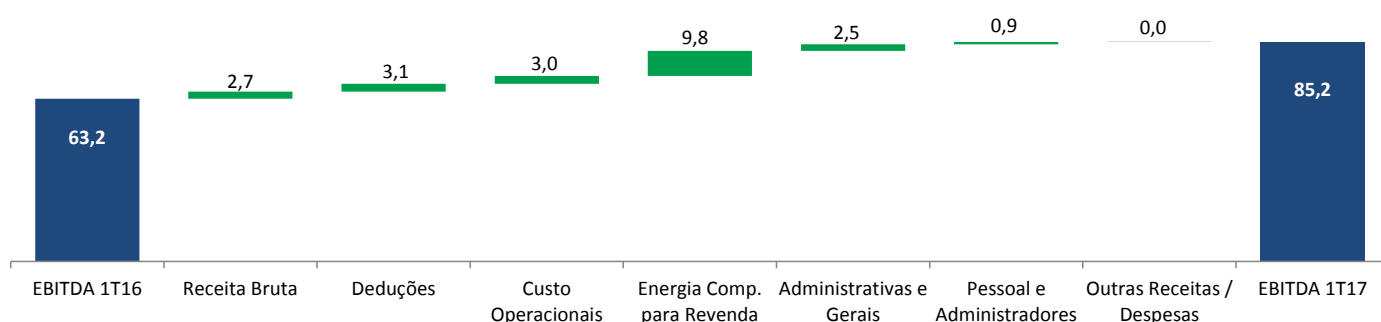


EBITDA e Margem EBITDA

No 1T17, o EBITDA totalizou R\$ 85,2 milhões, 34,9% superior aos R\$ 63,2 milhões registrados no 1T16. Já a Margem EBITDA atingiu 69,5% ante 54,1% registrados no 1T16.

O EBITDA foi impactado principalmente pelo: (a) aumento de R\$ 2,7 milhões na **Receita Bruta**, em razão do: (i) início da operação comercial da PCH Morro Azul; (ii) reajuste dos contratos de venda de energia, os quais são indexados pela inflação (IPCA / IGP-M); (iii) redução na receita bruta das PCHs Queluz e Lavrinhas e na UHE Ferreira Gomes, dado que foi contabilizada uma receita extraordinária no 1T16, em razão da estratégia de comercialização; (b) redução de R\$ 3,1 milhões nas **Deduções**, devido principalmente a alteração do regime de tributação para lucro presumido nas usinas Foz do Rio Claro e Ijuí; (c) redução de R\$ 3,0 milhões nos **Custos Operacionais**, principalmente, em razão da redução de R\$ 2,6 milhões, com gastos com assessoria / consultoria jurídica relacionados a repactuação do GSF, no 1T16 e; (d) redução de R\$ 9,8 milhões na **Energia Comprada para Revenda**, que registrou um valor de R\$ 13,1 milhões no 1T17 ante os R\$ 22,9 milhões registrados no 1T16. Conforme explicado anteriormente na seção “Custo do Serviço”, a compra de R\$ 13,1 milhões realizada neste trimestre foi devido a estratégia de sazonalização adotada para este ano, com relação a compra de energia de R\$ 22,9 milhões registradas no 1T16, R\$ 17,8 milhões foram para lastrear a energia dos parques eólicos Energia dos Ventos, dado o início dos CCEARs em jan/16.

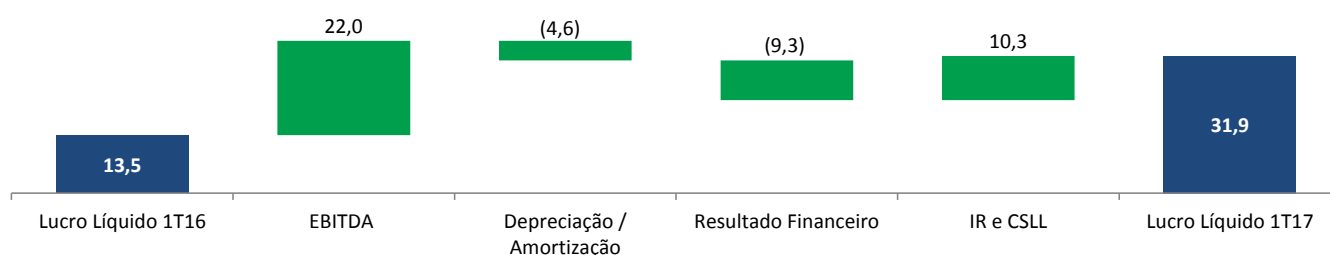
Formação do EBITDA 1T17 (R\$ milhões)



Lucro Líquido Geração

No 1T17 o segmento de geração totalizou um lucro de R\$ 31,9 milhões, ante a um lucro de R\$ 13,5 milhões registrados no 1T16. Este resultado é explicado pelo: (a) aumento de R\$ 22,0 milhões no **EBITDA**, conforme explicado acima; (b) aumento de R\$ 4,6 milhões na conta **Depreciação/Amortização**, exclusivamente em razão dos aptos dos Parques Eólicos Energia dos Ventos e o início da operação comercial da PCH Morro Azul; (c) aumento de R\$ 9,3 milhões no **Resultado Financeiro** em razão do aumento nas despesas financeiras, devido a entrada em operação comercial dos parques eólicos Energia dos Ventos e da PCH Morro Azul, dado que durante a implantação estas despesas eram capitalizadas e; (d) em contrapartida a conta **IR e CSLL** apresentou uma redução de R\$ 10,3 milhões em razão da constituição do IR diferido na PCH Morro Azul.

Formação do Lucro 1T17 (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.

Abaixo verificamos o balanço energético da Companhia, que mostra uma exposição negativa na CCEE de 341,2 GWh, devido a estratégia de sazonalização adotada pela Companhia.

Contratos de Venda X Energia Gerada (GWh) - 1T17



Disponibilidade Geradoras - 1T17
Considerando paradas programadas



*Devido a sazonalização realizada pelas usinas participantes do MRE no 1T17 verificou-se uma geração superior a garantia física alocada no período resultando uma energia secundária para o sistema, a qual as geradoras da Alupar fizeram jus a 12,6 GWh.

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

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	16,9	R\$ 199,0	R\$ 45,9	2018	2018
Antônio Dias	23,0	11,9	R\$ 125,0	R\$ 7,2	2018	2018
La Virgen	84,0	49,3	US\$ 145,0	US\$ 130,6*	N/A	2017

*Considerando US\$ 1,0 = R\$ 3,17 (Base 31/03/2017)

Verde 08: A 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 16,9 MW. Foi comercializada 70% da energia no leilão 06/2013 – ANEEL, pelo prazo de 30 anos, com entrega a partir de Janeiro de 2018 ao preço de R\$ 130,00/MWh (base: Agosto/2013), reajustado ao longo da autorização pela inflação (IPCA). No 1T17, as estruturas continuam na etapa de concretagem, com avanço de 39,3%. Além disso, o conjunto de toda obra: projeto, meio ambiente, fundiário, obra civil, equipamentos e linha de transmissão atingiram um avanço de 20,2%.

Água Limpa: A 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. Foi comercializada 50% da energia no leilão 10/2013 – ANEEL, pelo prazo de 30 anos, com entrega a partir de Maio de 2018 ao preço de R\$ 138,00/MWh (Base: Dezembro/2013), reajustado ao longo da autorização pela inflação (IPCA).

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 de 07 de outubro de 2005 firmado com o Ministério de Minas e Energia” e o “Contrato de Concesión de Transmisión No. 313-2008, datado de 11 de junho de 2008, firmado com o Ministério de Minas e Energia”. No 1T17 o avanço geral da obra atingiu 80%, sendo liberado o início da montagem dos auxiliares eletromecânicos na Casa de Máquinas e a descida do estator do primeiro gerador. Iniciou-se o revestimento hidráulico do túnel de adução e também foi iniciada a segunda etapa da montagem do conduto forçado. Adicionalmente, em relação ao sistema de conexão, a Linha de Transmissão atingiu um avanço de 94%. As obras civis na subestação de interconexão foram iniciadas e atingiu um avanço de 23%.

Análise do Resultado Consolidado – IFRS

Receita Operacional Líquida

A Alupar e suas subsidiárias registraram Receita Líquida Ajustada de R\$ 372,1 milhões no 1T17, ante os R\$ 372,7 milhões registrados no 1T16. Quando analisamos a Receita Líquida da Companhia, verifica-se que no 1T17, totalizou R\$ 376,8 milhões, ante os R\$ 381,6 milhões registrados no 1T16. Contudo, essa redução na Receita Líquida, superior 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)			
	1T17	1T16	Var. %
Receita de Transmissão de Energia	28,9	26,0	11,2%
Receita de Infraestrutura	4,8	8,9	(46,5%)
Remuneração do Ativo de Concessão	251,2	270,2	(7,0%)
Suprimento de Energia	129,9	113,8	14,1%
Receita Bruta	414,7	418,9	(1,0%)
Deduções	37,9	37,3	1,5%
Receita Líquida	376,8	381,6	(1,2%)
Exclusão da Receita de Infraestrutura	4,8	8,9	(46,5%)
Receita Bruta Ajustada	410,0	410,0	-
Receita Líquida Ajustada	372,1	372,7	(0,2%)

A redução de 0,2% na Receita Líquida Ajustada no 1T17 é explicada principalmente pela: (a) queda de R\$ 19,0 milhões, ou 7,0% na **Receita de Remuneração do Ativo de Concessão**, em razão de redução da taxa de remuneração do ativo financeiro de algumas transmissoras, dado que para cálculo desta taxa são utilizadas projeções de inflação (IGP-M / IPCA), as quais foram reduzidas quanto comparado o 1T17 x 1T16. Para mais informações, favor, verificar a Nota Explicativas 9 “Ativo Financeiro da Concessão” e; (b) crescimento de R\$ 16,1 milhões, ou 14,1% na **Receita de Suprimento de Energia**, que totalizou R\$ 129,9 milhões no 1T17 ante os R\$ 113,8 milhões registrados no 1T16. Esta variação deve-se: (i) início da operação comercial da PCH Morro Azul (ago/16), impacto positivo de R\$ 5,1 milhões; (ii) variação positiva de R\$ 2,1 milhões nas usinas Foz do Rio Claro e Ijuí, em razão da alteração do regime de tributação para lucro presumido; (iii) reajuste dos contratos de venda de energia, os quais são indexados pela inflação (IPCA / IGP-M) e; (iv) em contrapartida ocorreu uma redução na receita líquida das PCHs Queluz e Lavrinhas e na UHE Ferreira Gomes, dado que foi contabilizada uma receita extraordinária no 1T16, em razão da estratégia de comercialização, impacto de R\$ 6,2 milhões.

Quando analisada a Receita Líquida, verifica - se que esta atingiu R\$ 376,8 milhões no 1T17, redução de 1,2% frente os R\$ 381,6 milhões registrados no 1T16. Esta variação é explicada, além dos fatores mencionados acima, pela queda de R\$ 4,1 milhões na **Receita de Infraestrutura**, devido principalmente pela: (a) entrada em operação dos RBNI da ETVG em mar/16 (1ª fase) e jun/16 (2ª fase) e Transirapé em nov/16, redução de R\$ 7,6 milhões e; (b) em contrapartida, as transmissoras, ETAP, ETC, TPE, TCC e ESTE, adquiridas nos leilões de 2016, que não apresentaram saldo nesta conta no 1T16, contabilizaram R\$ 4,5 milhões no 1T17.

Para mais informações sobre as variações na Receita de Infraestrutura (CAPEX), favor, verificar a seção “Investimentos” mais adiante.

Custo dos Serviços

No 1T17, os Custos dos Serviços totalizaram R\$ 80,7 milhões, ante os R\$ 73,2 milhões apurados no 1T16. Esta variação é decorrente do: (a) aumento de R\$ 8,1 milhões na conta **Energia Comprada para Revenda** que totalizou de R\$ 14,3 milhões no 1T17, ante os R\$ 6,2 milhões registrados no 1T16, devido, exclusivamente, a estratégia de sazonalização adotada para 2017; (b) aumento de R\$ 4,5 milhões na conta **Depreciação e Amortização**, exclusivamente, em razão da entrada em operação dos parques eólicos Energia dos Ventos (mar/16) e da PCH Morro Azul (set/16) e; (c) em contrapartida houve uma redução de R\$ 4,1 milhões nos **Custos de Infraestrutura**, principalmente, em razão da: (i) entrada em operação dos RBNIs da ETVG em mar/16 e Transirapé em set/16, redução de R\$ 7,6 milhões e; (ii) por outro lado, as transmissoras, ETAP, ETC, TPE, TCC e ESTE, adquiridas nos leilões de 2016, que não apresentaram saldo nesta conta no 1T16, contabilizaram R\$ 4,5 milhões no 1T17.

O custo caixa no 1T17, excluindo o custo de infraestrutura (investimentos) e a depreciação / amortização foi equivalente a 14,3% da Receita Líquida Ajustada, ante 12,4% registrado no 1T16.

Custo dos Serviços R\$ (MM)			
	1T17	1T16	Var. %
Custo dos Serviços			
Custo dos Serviços Prestados	29,9	31,5	(5,1)%
Energia Comprada para Revenda	14,3	6,2	-
Encargos da Rede Elétrica - CUST	7,2	6,5	10,8%
Recursos Hídricos - CFURH	2,1	2,0	4,9%
Custo de Infraestrutura	4,8	8,9	(46,5%)
Depreciação / Amortização	22,6	18,1	24,9%
Total	80,7	73,2	10,2%

Despesas Operacionais

No 1T17, as Despesas Operacionais totalizaram um valor de R\$ 14,1 milhões, 14,7% inferior aos R\$ 16,5 milhões apurados no 1T16.

O impacto nesta conta é explicado pela: (a) redução de R\$ 1,5 milhão na conta **Administrativas e Gerais**, principalmente, em razão da: (i) adoção da prática do IFRS na UHE La Virgen, no 2T16, impacto de R\$ 1,8 milhão e; (ii) desmobilização em função da finalização da implantação da PCH Morro Azul, impacto de R\$ 0,8 milhão e; (b) redução de R\$ 0,9 milhão na linha **Pessoal e Administradores**, em razão da adoção da prática do IFRS na UHE La Virgen, impacto de R\$ 1,0 milhão.

Despesas Operacionais R\$ (MM)			
	1T17	1T16	Var. %
Despesas Operacionais			
Administrativas e Gerais	8,5	10,0	(15,0%)
Pessoal e Administradores	11,9	12,8	(7,0%)
Equivalência Patrimonial	(7,3)	(7,7)	(5,2%)
Outros	(0,3)	0,1	-
Depreciação / Amortização	1,3	1,3	-
Total	14,1	16,5	(14,7%)

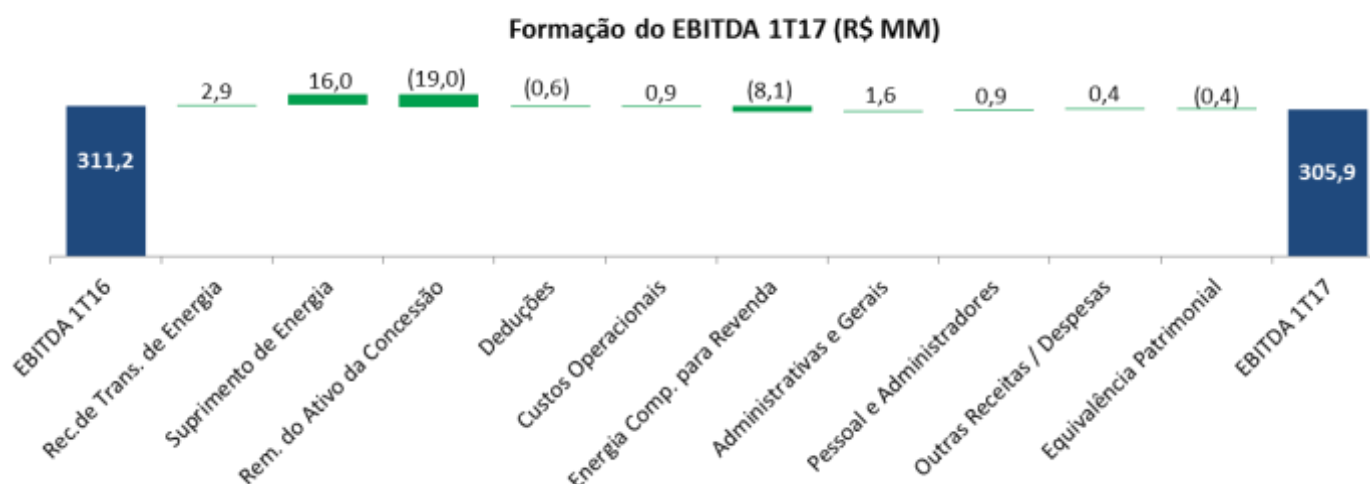
EBITDA

No 1T17, o EBITDA totalizou R\$ 305,9 milhões, ante os R\$ 311,2 milhões registrados no 1T16. Já a Margem EBITDA Ajustada, excluindo a Receita de Infraestrutura atingiu 82,2% ante os 83,5% registrados no mesmo período do ano anterior.

Esta variação no EBITDA, deve-se: (a) redução de 0,2% na **Receita Líquida Ajustada**, principalmente em razão da (i) queda de R\$ 19,0 milhões, na receita de remuneração do ativo de concessão, em função da redução da taxa de remuneração do ativo financeiro de algumas transmissoras, dado que, para cálculo desta taxa são utilizadas projeções de inflação (IGP-M / IPCA), as quais foram reduzidas quanto comparado o 1T17 x 1T16 e; (ii) crescimento de R\$ 16,1 milhões, na receita de suprimento de energia, que totalizou R\$ 129,9 milhões no 1T17 ante os R\$ 113,8 milhões registrados no 1T16. Esta variação deve-se: (i) início da operação comercial da PCH Morro Azul (ago/16); (ii) reajuste dos contratos de venda de energia, os quais são indexados pela inflação e; (iii) redução na receita líquida das PCHs Queluz e Lavrinhas e na UHE Ferreira Gomes, dado que foi contabilizada uma receita extraordinária no 1T16, em razão da estratégia de comercialização e; (b) aumento de R\$ 8,1 milhões na **Compra de Energia**, devido, exclusivamente, a estratégia de sazonalização adotada para 2017. Para mais informações, favor, verificar seção “Segmento de Geração”.

EBITDA (R\$ MM)			
	1T17	1T16	Var. %
Receita Bruta Ajustada	410,0	410,0	-
Deduções	37,9	37,3	1,5%
Receita Líquida Ajustada	372,1	372,7	(0,2%)
Custos Operacionais	(39,1)	(40,0)	(2,3%)
Compra de Energia	(14,3)	(6,2)	-
Despesas Operacionais	(20,1)	(23,0)	(12,6%)
Equivalência Patrimonial	7,3	7,7	(5,2%)
EBITDA	305,9	311,2	(1,7%)
Margem EBITDA	82,2%	83,5%	(1,3 p.p)

Segue abaixo a formação do EBITDA:

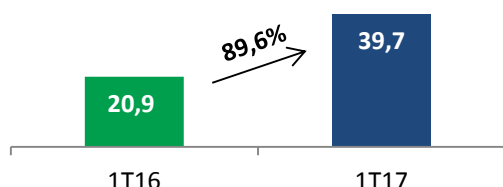


Resultado Financeiro

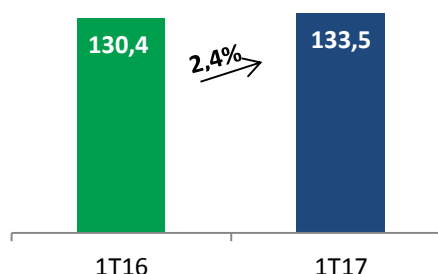
Totalizou R\$ 93,8 milhões no 1T17, ante os R\$ 109,5 milhões registrados no mesmo período do ano anterior.

Esta variação no resultado financeiro foi proveniente principalmente do aumento de R\$ 18,8 milhões nas receitas financeiras, em razão do: (a) aumento de R\$ 5,8 milhões nas receitas financeiras da Alupar – Holding, devido ao aumento de R\$ 251,7 milhões nas disponibilidades, em virtude do: (i) aumento de capital privado de R\$ 350,0 milhões, homologado em 23 de agosto de 2016 e; (ii) alienação da totalidade das ações detidas pela Alupar na Transchile, correspondente a 51% do capital total, pelo valor de US\$ 58,9 milhões e; (b) aumento de R\$ 11,3 milhões na UHE La Virgen, em razão do efeito da variação cambial positiva em provisões para aquisições de bens relacionadas ao projeto (ativo imobilizado).

Receita Financeira (R\$ MM)



Despesa Financeira (R\$ MM)

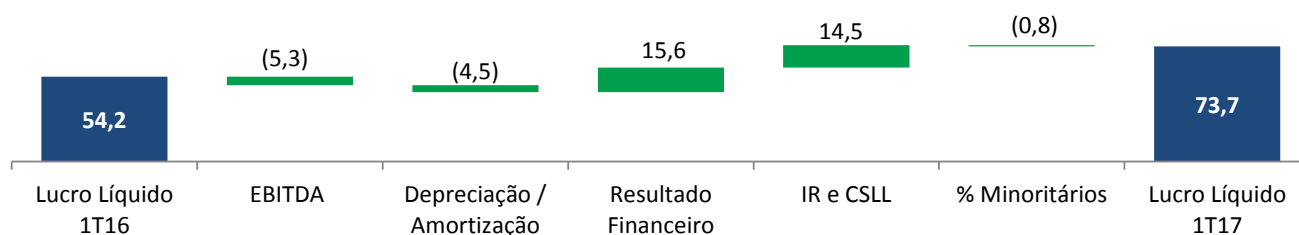


Lucro Líquido

No 1T17, o lucro líquido totalizou R\$ 73,7 milhões, R\$ 19,5 milhões, ou 36,0%, superior aos R\$ 54,2 milhões registrados no 1T16.

Essa variação é resultado da: (a) redução de R\$ 5,3 milhões no **EBTIDA**, conforme detalhado anteriormente; (b) aumento de R\$ 4,5 milhões na linha **Depreciação/Amortização**, devido, exclusivamente, a entrada em operação dos parques eólicos Energia dos Ventos (mar/16) e da PCH Morro Azul (set/16); (c) redução de R\$ 15,6 milhões na conta **Resultado Financeiro**, conforme detalhado acima e; (d) redução de R\$ 14,5 milhões no **IR/CSLL** devido a: (i) obtenção dos benefícios fiscais, SUDAM / SUDENE, nas transmissoras ETEP, STN e ENTE, em agosto/16, outubro/16 e dezembro/16, respectivamente e; (ii) constituição do IR diferido na PCH Morro Azul.

Formação do Lucro 1T17 (R\$ MM)



Investimentos

No 1T17 foram realizados investimentos totais da ordem de R\$ 46,4 milhões em nossas empresas, sendo R\$ 4,9 milhões investidos no segmento de transmissão, R\$ 35,4 milhões no segmento de geração e R\$ 6,1 milhões no desenvolvimento de novos negócios, ante R\$ 139,1 milhões registrados no 1T16, quando R\$ 8,9 milhões foram investidos no segmento de transmissão, R\$ 127,2 milhões foram investidos no segmento de geração e R\$ 3,0 milhões no desenvolvimento de novos negócios.

O volume de investimentos realizados no 1T17 reflete a implantação da PCH Verde 08 e da UHE La Virgen.

Investimentos (R\$ MM)		
	1T17	1T16
Transmissão	4,9	8,9
Transirapé	-	1,1
ELTE	0,1	1,2
ETVG	-	6,5
ETAP	1,2	-
ETC	1,4	-
ETSE	1,0	-
TCC	0,4	-
TPE	0,6	-
TCE	0,1	-
Outros	0,1	0,1
Geração	35,4	127,2
Ferreira Gomes	0,1	0,1
Energia dos Ventos	1,6	34,7
La Virgen	8,7	65,0
Morro Azul	-	10,0
Verde 08	22,7	1,8
Antônio Dias	0,1	0,7
Outros	2,2	14,9
Holding	6,1	3,0
Total	46,4	139,1

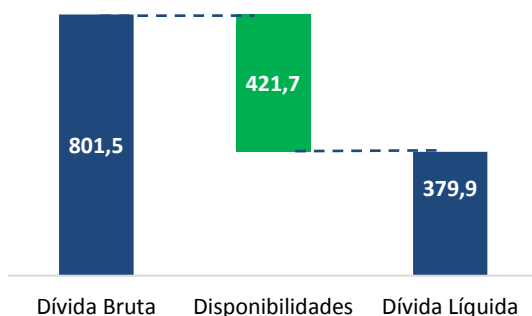
Endividamento

Alupar - Holding:

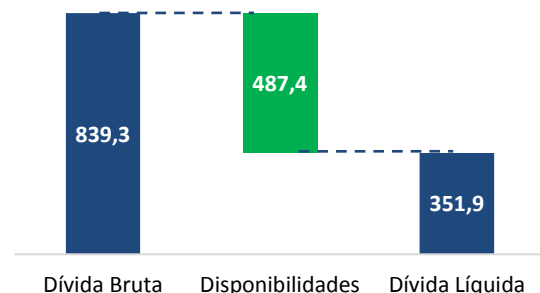
Em mar/2017, a dívida bruta da Alupar – Holding, totalizou R\$ 801,5 milhões, R\$ 37,8 milhões inferior aos R\$ 839,3 milhões registrados em dez/16. Esta variação é explicada pela: (i) amortização parcial e pagamento de juros da IV emissão de debêntures e do contrato de financiamento junto ao FINEP, totalizando o montante de R\$ 62,0 milhões e; (ii) provisão de encargos e variação monetária, impacto de R\$ 24,5 milhões.

As disponibilidades da Alupar - Holding totalizaram R\$ 421,7 milhões, ante os R\$ 487,4 milhões registrados em dez/16. Esta variação é explicada principalmente pela: (i) amortização parcial e pagamento de juros da IV emissão de debêntures, no montante de R\$ 61,0 milhões; (ii) amortização parcial e pagamento de juros do contrato de financiamento junto ao FINEP, no montante de R\$ 1,0 milhão; (iii) aportes realizados nos projetos, totalizando R\$ 42,9 milhões e; (iv) recebimento de dividendos no montante de R\$ 45,2 milhões.

Dívida Total Mar/17



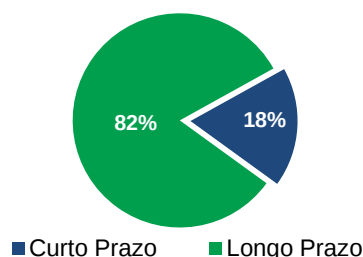
Dívida Total Dez/16



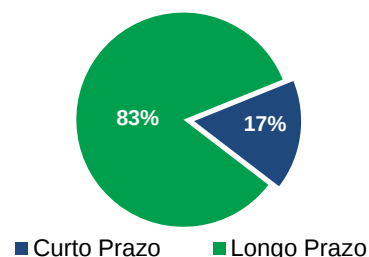
A dívida bruta da Alupar - Holding consiste praticamente em emissões de debêntures (99,5 %), sendo 12,8% indexadas por CDI e 87,2% por IPCA, com um perfil bem alongado, sendo aproximadamente 26,0% dos vencimentos após 2022. Para mais informações sobre o Endividamento da Alupar - Holding, favor, verificar a Nota Explicativas 22 “Empréstimos e Financiamentos” e 23 “Debêntures” das demonstrações financeiras de 2016.

Abaixo o perfil da dívida da Alupar - Holding:

Perfil da Dívida Alupar - Holding Mar/17



Perfil da Dívida Alupar - Holding Dez/16

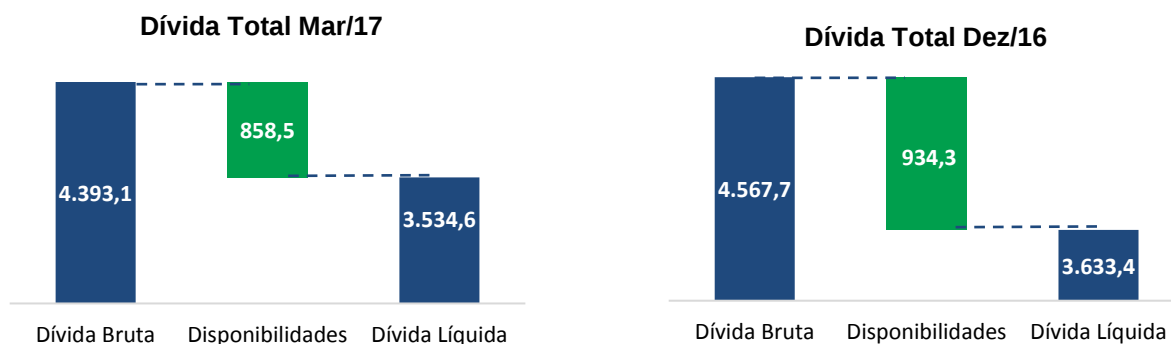


Consolidado:

A dívida bruta consolidada da Alupar e suas subsidiárias totalizou R\$ 4.393,1 milhões em mar/17, R\$ 174,6 milhões inferior aos R\$ 4.567,7 milhões apurados em dez/16. Esta variação é explicada principalmente pela: (i) amortização parcial e pagamento de juros da IV emissão de debêntures, no montante de R\$ 61,0 milhões; (ii) amortização parcial das dívidas das subsidiárias, no montante de R\$ 103,4 milhões; (iii) pagamentos dos encargos das dívidas das subsidiárias, no montante de R\$ 75,4 milhões; (iv) ganho com a valorização do BRL frente a USD, nas dívidas da UHE La Virgen, impacto de R\$ 48,8 milhões e; (v) provisão de encargos e variação monetária, totalizando R\$ 117,2 milhões.

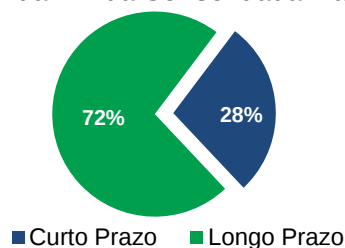
As disponibilidades totalizaram R\$ 858,5 milhões, ante os R\$ 934,3 milhões registrados em dez/16. Esta variação de R\$ 75,8 milhões no caixa, deve-se principalmente a amortização parcial e pagamento de juros da IV emissão de debêntures da Alupar - Holding, no montante de R\$ 61,0 milhões.

A dívida líquida registrada em mar/17 foi de R\$ 3.534,6 milhões, R\$ 98,8 milhões inferior aos R\$ 3.633,4 milhões registrados em dez/16.

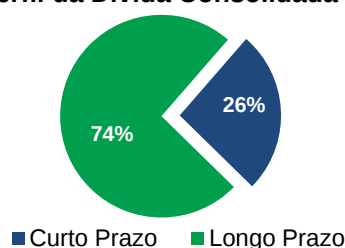


A dívida de curto prazo registrada em mar/17 totalizou R\$ 1.216,9 milhões, ante os R\$ 1.184,9 milhões registrados em dez/16.

Perfil da Dívida Consolidada Mar/17



Perfil da Dívida Consolidada Dez/16



Dos 28% da dívida de curto prazo, 42% ou R\$ 510,7 milhões são referentes a empréstimos ponte.

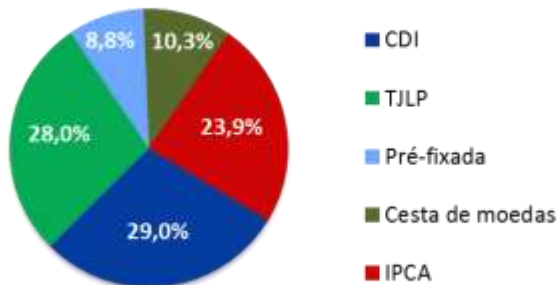
Em mar/17, as disponibilidades da Alupar consolidada e suas subsidiárias somavam R\$ 858,5 milhões, R\$ 75,8 milhões inferior aos R\$ 934,3 milhões registrados em dez/16.

Da dívida consolidada, R\$ 801,5 milhões referem-se à Alupar - Holding, conforme detalhado acima, outros R\$ 3.080,9 milhões estão alocados nas empresas operacionais, que possuem fluxo de pagamento compatível com as respectivas gerações de caixa e R\$ 510,7 milhões referem-se aos projetos em implantação, sendo R\$ 322,8 milhões alocados na Alupar Peru / La Virgen para implantação da UHE La Virgen; R\$ 32,6 milhões alocados na implantação da PCH Verde 8; R\$ 20,1 milhões alocados na implantação do reforço da ETVG e R\$ 135,2 milhões alocados na PCH Morro Azul na Colômbia.

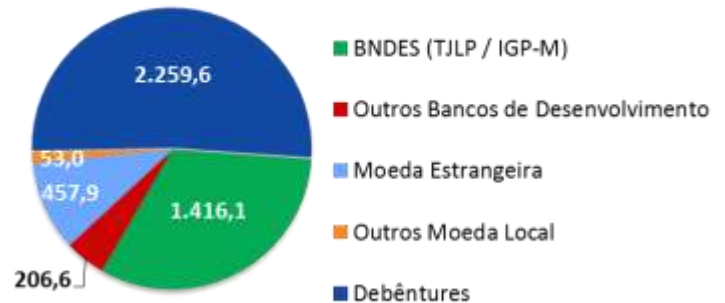
No 1T17, as emissões de debêntures corresponderam a R\$ 2.259,6 milhões ou 51,4% do total da dívida. As debêntures de emissão da Alupar - Holding representam um saldo de R\$ 797,4 milhões e as emissões das subsidiárias EATE, ECTE, ENTE, ETEP, STN, Ferreira Gomes, Transirapé, Transleste, Transudeste e Energia dos Ventos representam um saldo de R\$ 1.462,2 milhões.

A dívida em moeda estrangeira totalizou R\$ 457,9 milhões ou 10,3% do total da dívida, sendo esta dívida alocada nos projetos de geração no Peru e na Colômbia.

Composição Dívida Total por Indexador (%)

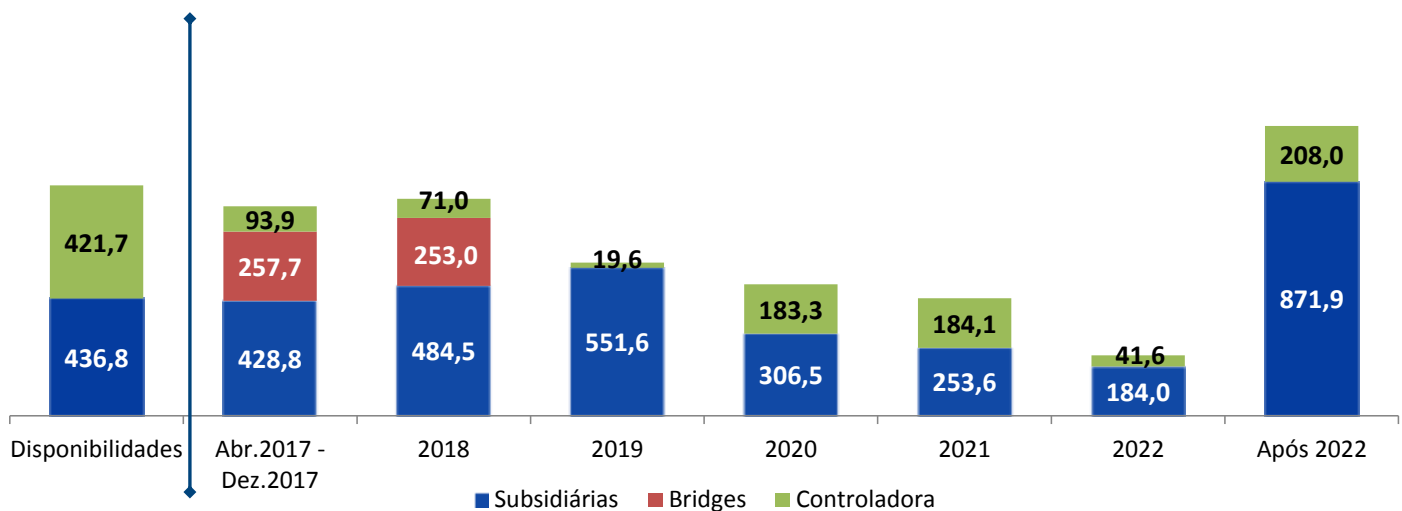


Composição da Dívida Total (Em milhares de R\$)



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)



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).



Em todos os pregões desde nossa listagem, as Units da Alupar tiveram negociação, apresentando um volume médio diário de R\$ 5,0 milhões. Destacamos que de 01 de janeiro até 15 de maio o volume médio diário foi de R\$ 14,3 milhões. No dia 15 de maio de 2017, o valor de mercado da Alupar era de R\$ 5,533 bilhões.

Próximos Eventos

Teleconferência de Resultados do 1T17

Data: 16 de maio de 2017

Português

15h00 (Horário de Brasília)
14h00 (Horário de Nova Iorque)
Telefone: + 55 (11) 3193-1001 /
+ 55 (11) 2820-4001
Senha: Alupar
Replay: + 55 (11) 3193-1012 /
+ 55 (11) 2820-4012
Senha: 1961907#

Inglês (tradução simultânea)

15h00 (Horário de Brasília)
14h00 (Horário de Nova Iorque)
Telefone: +1 (786) 924-6977
Senha: Alupar
Replay: + 55 (11) 3193-1012 /
+ 55 (11) 2820-4012
Senha: 2774253#

ANEXO 01 – REGULATÓRIO

	Controladora		Consolidado	
	31/03/2017	31/12/2016	31/03/2017	31/12/2016
ATIVO				
CIRCULANTE	576.107	603.899	1.268.377	1.337.572
Caixa e equivalentes de caixa	191.618	271.916	506.295	613.734
Investimentos de curto prazo	230.045	215.439	230.045	215.439
Títulos e valores mobiliários	-	-	117.712	100.805
Contas a receber de clientes	26.502	17.551	243.631	207.017
Contas a receber com partes relacionadas	4	4	-	-
Dividendos a receber	93.980	61.683	7.335	7.335
Juros sobre capital próprio	-	-	-	-
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	23.115	26.276	45.542	47.657
Outros tributos compensáveis	22	22	2.842	3.802
Adiantamento a fornecedores	104	116	8.758	9.583
Estoques	-	-	550	550
Despesas pagas antecipadamente	1.833	1.491	11.003	8.723
Cauções e depósitos judiciais	-	-	-	-
Ativo financeiro da concessão	-	-	-	-
Ativos mantidos para venda	-	-	-	-
Outros ativos	8.884	9.401	94.664	122.927
NÃO CIRCULANTE	2.759.699	2.666.720	7.151.589	7.178.799
Contas a receber de clientes	-	-	12.155	10.439
Contas a receber com partes relacionadas	-	-	-	-
Adiantamento para futuro aumento de capital	244.538	188.827	-	-
Títulos e valores mobiliários	-	-	4.420	4.295
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	-	-	3.256	3.256
Outros tributos compensáveis	-	-	7.475	7.566
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	24.510	15.299
Adiantamento a fornecedores	-	-	1.180	2.394
Estoques	-	-	580	588
Cauções e depósitos judiciais	2.428	2.380	14.052	13.318
Ativo financeiro da concessão	-	-	-	-
Outros ativos	-	-	32.948	31.880
Investimentos em coligadas e controladas em conjunto	202.083	200.215	254.337	254.489
Investimentos em controladas	2.215.311	2.185.779	-	-
Propriedades para investimento	7.786	7.786	7.786	7.786
Imobilizado	2.390	2.609	6.571.106	6.610.210
Intangível	85.163	79.124	217.784	217.279
ATIVO TOTAL	3.335.806	3.270.619	8.419.966	8.516.371

PASSIVO

CIRCULANTE

	31/03/2017	31/12/2016	31/03/2017	31/12/2016
Empréstimos e financiamentos	3.534	3.536	685.127	662.439
Debêntures	140.969	135.078	531.745	522.445
Fornecedores	25.642	15.420	140.982	166.502
Salários, férias e encargos sociais	2.003	1.783	11.790	12.716
Imposto de renda e contribuição social a pagar	-	-	32.035	44.292
Outros tributos a pagar	14.300	17.922	39.844	53.682
Provisões de constituição dos ativos	-	-	41.698	42.979
Dividendos a pagar	150.178	150.178	212.953	180.680
Provisão para gastos ambientais	-	-	20.454	21.789
Taxas regulamentares e setoriais	-	-	56.496	52.576
Provisões para contingências	-	-	277	277
Adiantamentos de clientes	-	-	25.385	48.779
Outras obrigações	406	406	22.150	16.819

NÃO CIRCULANTE

NÃO CIRCULANTE	689.136	714.975	3.316.494	3.506.747
Empréstimos e financiamentos	587	1.466	1.448.413	1.558.146
Debêntures	656.429	699.189	1.727.819	1.824.621
Fornecedores	-	-	-	-
Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	125	125
Outros tributos a pagar	-	-	5	8
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	5.039	4.982
Provisões para contingências	2.915	2.877	6.532	6.490
Adiantamentos de clientes	-	-	93.909	77.185
Provisão para gastos ambientais	-	-	904	904
Taxas regulamentares e setoriais	-	-	-	-
Provisões de constituição dos ativos	-	-	8.107	8.107
Outras obrigações	-	-	25.641	26.179
Provisão para passivo a descoberto	29.205	11.443	-	-

PATRIMÔNIO LÍQUIDO

PATRIMÔNIO LÍQUIDO	2.309.638	2.231.321	2.309.638	2.231.321
Capital social subscrito e integralizado	2.148.533	2.148.533	2.148.533	2.148.533
(-) Gastos com emissão de ações	(34.569)	(34.569)	(34.569)	(34.569)
Reserva de capital	8.152	8.152	8.152	8.152
Reservas de lucros	110.600	110.600	110.600	110.600
Dividendo adicional proposto	-	-	-	-
Lucros acumulados	92.354	-	92.354	-
Outros resultados abrangentes	(15.432)	(1.395)	(15.432)	(1.395)

Participação de acionistas não controladores	-	-	972.898	952.328
--	---	---	---------	---------

Patrimônio líquido + participação de acionistas não controladores	2.309.638	2.231.321	3.282.536	3.183.649
--	------------------	------------------	------------------	------------------

PASSIVO TOTAL

3.335.806	3.270.619	8.419.966	8.516.371
------------------	------------------	------------------	------------------

	Controladora		Consolidado	
	Período findo em		Período findo em	
	31/03/2017	31/03/2016	31/03/2017	31/03/2016
RECEITA OPERACIONAL BRUTA				
Sistema de transmissão de energia	-	-	340.460	301.402
Sistema de geração de energia	27.218	15.715	129.855	113.830
Prestação de serviços	-	-	-	-
	27.218	15.715	470.315	415.232
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL BRUTA	(2.561)	(1.404)	(37.901)	(37.325)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	24.657	14.311	432.414	377.907
CUSTO DO SERVIÇO				
Custo com energia elétrica				
Energia comprada para revenda	(29.610)	(13.531)	(14.253)	(6.189)
Encargos do uso da rede elétrica - CUST	-	-	(7.150)	(6.503)
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos - CFURH	-	-	(2.094)	(1.996)
Custo de operação				
Custo dos serviços prestados	(254)	(100)	(29.011)	(30.622)
Custo de infraestrutura	-	-	-	-
Depreciação / amortização	-	-	(51.278)	(45.635)
	(29.864)	(13.631)	(103.786)	(90.945)
LUCRO BRUTO	(5.207)	680	328.628	286.962
DESPESAS E RECEITAS OPERACIONAIS				
Administrativas e gerais	(6.725)	(6.547)	(21.842)	(24.242)
Equivalência patrimonial	117.031	84.409	6.112	4.989
Outras receitas	387	1.232	401	1.303
Outras despesas	(94)	(1.380)	(118)	(1.454)
	110.599	77.714	(15.447)	(19.404)
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO	105.392	78.394	313.181	267.558
Despesas financeiras	(25.101)	(39.571)	(133.498)	(130.398)
Receitas financeiras	12.063	6.225	39.672	20.930
	(13.038)	(33.346)	(93.826)	(109.468)
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS	92.354	45.048	219.355	158.090
Imposto de renda e contribuição social correntes	-	-	(30.915)	(30.736)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	9.153	(53)
	-	-	(21.762)	(30.789)
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO	92.354	45.048	197.593	127.301
Atribuído a sócios da empresa controladora	92.354	45.048	92.354	45.048
Atribuído a sócios não controladores	-	-	105.239	82.253

ANEXO 02 – SOCIETÁRIO

	Controladora		Consolidado	
	31/03/2017	31/12/2016	31/03/2017	31/12/2016
ATIVO				
CIRCULANTE	576.107	603.899	2.491.180	2.577.166
Caixa e equivalentes de caixa	191.618	271.916	506.295	613.734
Investimentos de curto prazo	230.045	215.439	230.045	215.439
Títulos e valores mobiliários	-	-	117.712	100.805
Contas a receber de clientes	26.502	17.551	237.231	207.017
Contas a receber com partes relacionadas	4	4	-	-
Dividendos a receber - partes relacionadas	93.980	61.683	7.335	7.335
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	23.115	26.276	47.542	49.656
Outros tributos compensáveis	22	22	2.842	3.802
Adiantamento a fornecedores	104	116	8.758	9.583
Estoques	-	-	1.134	588
Despesas pagas antecipadamente	1.833	1.491	11.003	8.723
Ativo financeiro da concessão	-	-	1.226.620	1.237.557
Outros ativos	8.884	9.401	94.663	122.927
NÃO CIRCULANTE	3.408.945	3.334.581	7.610.914	7.652.835
Contas a receber de clientes	-	-	12.155	10.439
Adiantamento para futuro aumento de capital - partes relacionadas	244.538	188.827	-	-
Títulos e valores mobiliários	-	-	4.420	4.295
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	-	-	35.911	36.506
Outros tributos compensáveis	-	-	7.475	7.566
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	24.510	15.299
Adiantamento a fornecedores	-	-	1.180	2.394
Estoques	-	-	26.106	26.113
Cauções e depósitos judiciais	2.428	2.380	13.991	13.257
Ativo financeiro da concessão	-	-	3.175.833	3.214.062
Outros ativos	-	-	34.065	33.542
Investimentos em coligadas e controladas em conjunto	247.715	244.634	326.576	325.502
Investimentos em controladas	2.818.925	2.809.221	-	-
Propriedades para investimento	7.786	7.786	7.786	7.786
Imobilizado	2.390	2.609	3.794.700	3.810.323
Intangível	85.163	79.124	146.206	145.751
ATIVO TOTAL	3.985.052	3.938.480	10.102.094	10.230.001

PASSIVO

CIRCULANTE

	31/03/2017	31/12/2016	31/03/2017	31/12/2016
Empréstimos e financiamentos	3.534	3.536	685.127	662.439
Debêntures	140.969	135.078	531.745	522.445
Fornecedores	25.642	15.420	134.582	166.502
Salários, férias e encargos sociais	2.003	1.783	11.790	12.716
Imposto de renda e contribuição social a pagar	-	-	32.360	44.561
Outros tributos a pagar	14.300	17.922	39.844	53.682
Provisões de constituição dos ativos	-	-	41.698	42.979
Dividendos a pagar - partes relacionadas	150.178	150.178	212.953	180.680
Provisão para gastos ambientais	-	-	20.454	21.789
Taxas regulamentares e setoriais	-	-	56.496	52.576
Provisões para contingências	-	-	277	277
Outras obrigações	406	406	22.148	16.819

NÃO CIRCULANTE

	2022	2021	2020	2019
Empréstimos e financiamentos	587	1.466	1.448.413	1.558.146
Debêntures	656.429	699.189	1.727.819	1.824.621
Adiantamento para futuro aumento de capital - partes relacionadas	-	-	125	125
Outros tributos a pagar	-	-	5	8
Imposto de renda e contribuição social	-	-	1.485	1.485
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	469.249	468.660
Provisões para contingências	2.915	2.877	6.532	6.490
Provisão para gastos ambientais	-	-	904	904
Provisões de constituição dos ativos	-	-	8.107	8.107
Outras obrigações	-	-	25.641	26.179
Provisão para passivo a descoberto	29.205	11.443	-	-

PATRIMÔNIO LÍQUIDO

2.958.884	2.899.182	2.958.884	2.899.182
Capital social subscrito e integralizado	2.148.533	2.148.533	2.148.533
(-) Gastos com emissão de ações	(34.569)	(34.569)	(34.569)
Reserva de capital	51.509	51.509	51.509
Reservas de lucros	735.104	735.104	735.104
Lucros acumulados	73.739	-	73.739
Outros resultados abrangentes	(15.432)	(1.395)	(15.432)

Participação de acionistas não controladores	-	-	1.665.456	1.658.629
--	---	---	-----------	-----------

Patrimônio líquido total

2.958.884	2.899.182	4.624.340	4.557.811
------------------	------------------	------------------	------------------

PASSIVO TOTAL

3.985.052	3.938.480	10.102.094	10.230.001
------------------	------------------	-------------------	-------------------

RECEITA OPERACIONAL BRUTA

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

DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL BRUTA

RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

CUSTO DO SERVICO

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 EXERCÍCIO

Atribuído a sócios da empresa controladora
Atribuído a sócios não controladores