

**Alupar**

Apresentação Corporativa 2T18



1. Visão Geral
2. Portfólio de Ativos
3. Informações Financeiras
4. Ativos em Implantação



# Visão Geral da Alupar

A Alupar é a maior empresa de transmissão de energia de controle privado do Brasil, possuindo uma plataforma de geração de energia de alto crescimento



## Destaques da Companhia

- A Alupar é uma das maiores companhias do segmento de transmissão no Brasil em termos de RAP.
- A Companhia é a maior empresa de transmissão de energia de controle privado do Brasil, com 28 ativos de transmissão e 7.021 km de linhas:
  - 4.750 km já operacionais
  - 2.271 km em implantação
- As atividades em geração são focadas em usinas de pequeno e médio porte, com investimentos em 4 UHEs, 5 PCHs e 1 projeto de energia eólica (5 usinas) com capacidade de:
  - 580,0 MW em operação
  - 107,0 MW em implantação

## Composição Acionária

Controlador	FREE FLOAT	
	FI - FGTS	OUTROS
ON: 75,88%	ON: 5,89%	ON: 18,23%
PN: 1,94%	PN: 24,92 %	PN: 73,14%
<b>T: 52,15%</b>	<b>T: 12,00%</b>	<b>T: 35,85%</b>



## Distribuição Geográfica dos Ativos



# Track-record em Gestão de Projetos

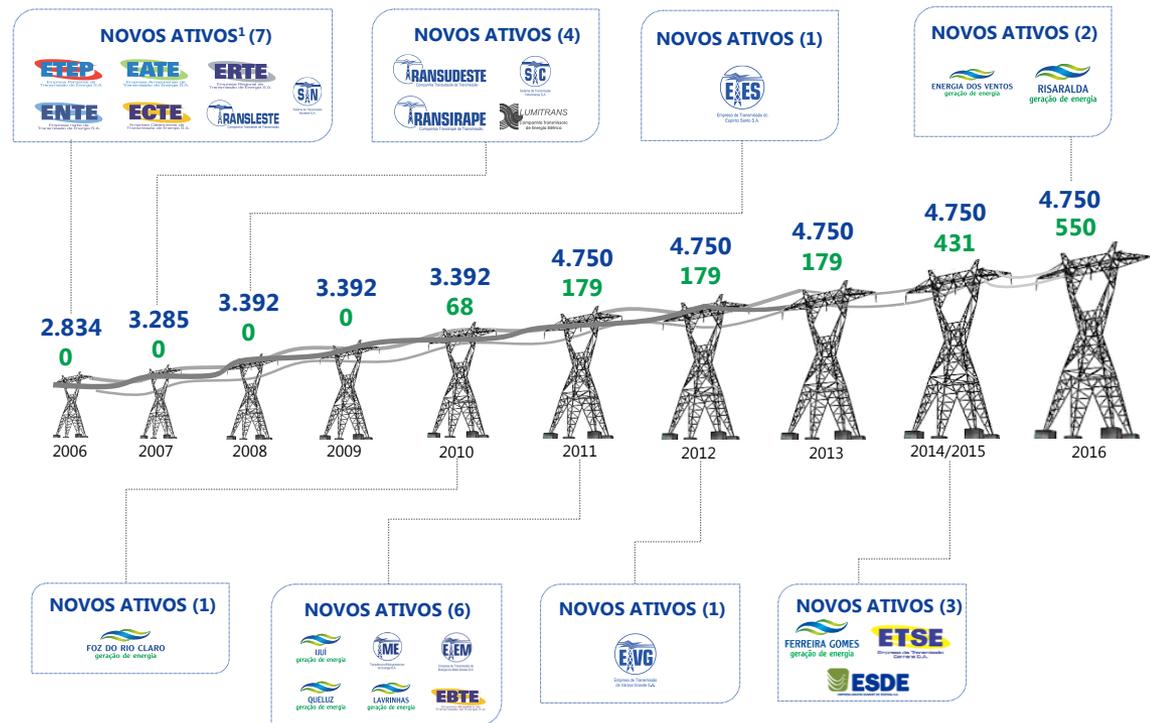
O foco da Alupar em projetos *greenfield* permite a Companhia extrair retornos adicionais para seus acionistas com riscos de execução mitigados pela sua forte experiência



## Performance da Alupar nos leilões de transmissão

	Participação em Leilões	Lotes vencidos pela Alupar	WACC Regulatório (%)	Capex Aneel <sup>2</sup> (R\$ MM)
1999	✓	-	N/D	-
2000	✓	3	N/D	2.462
2002	✓	2	N/D	1.025
2003	✓	3	N/D	1.580
2004	✓	2	N/D	264
2005	✓	1	N/D	322
2006	✓	1	8,2%	74
2007	✓	-	7,5%	-
2008	✓	1	7,1%	465
2009	✓	3	6,6%	751
2010	✓	1	6,0%	44
2011	✓	1	6,6%	268
2012	✓	-	5,8%	-
2013	✓	-	5,8%	-
2014	✓	1	6,6%	320
2015	✓	-	8,0%	-
2016 <sup>3</sup>	✓	7	9,8%	4.057
2017 <sup>1</sup>	✓	1	9,7%	894

## Histórico de Desenvolvimento da Alupar



- Extensão das Linhas de Transmissão (Km)
- Capacidade Instalada de Geração (MW)

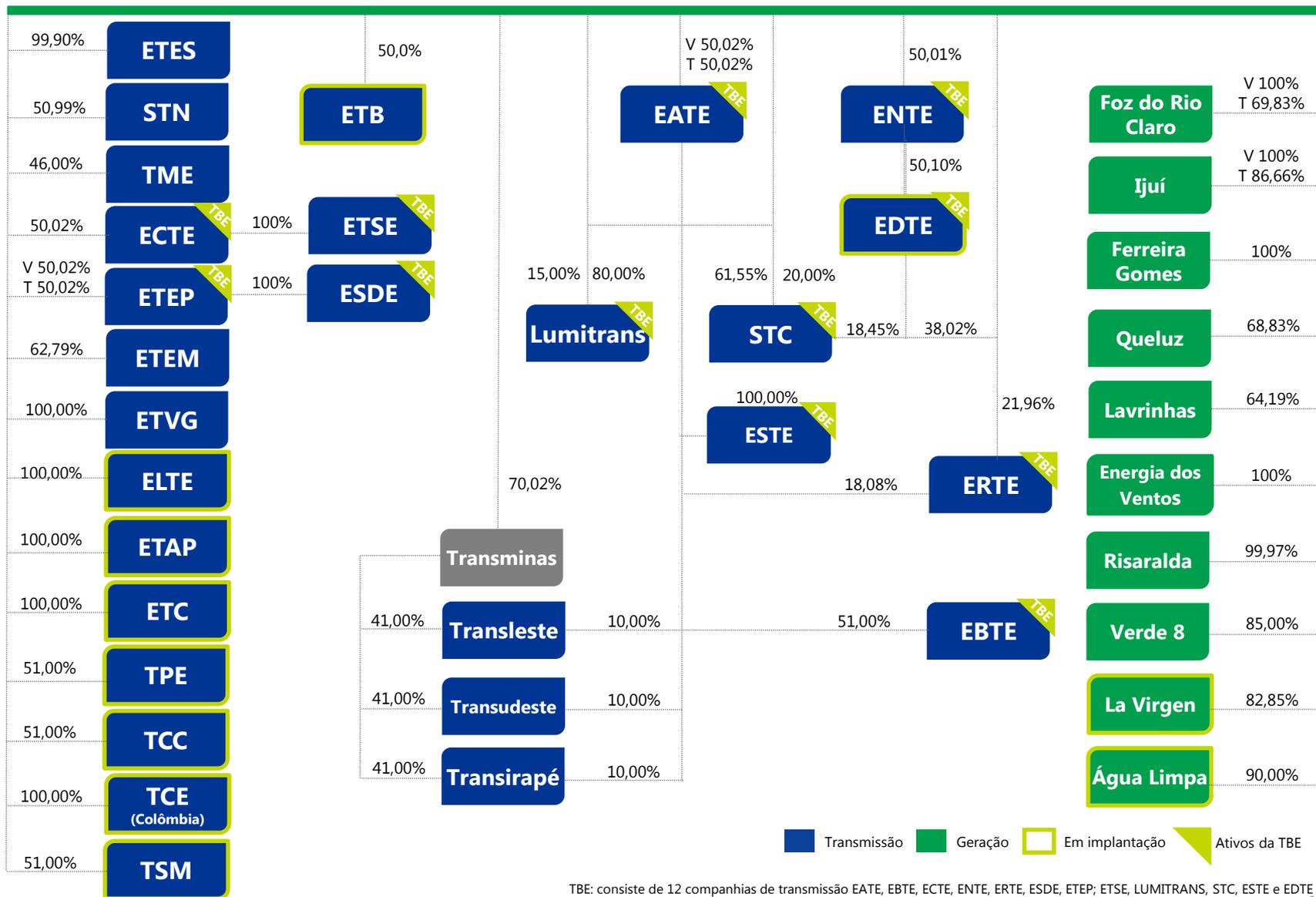
**Excelente Histórico De Construção**

O forte *know-how* de construção da Alupar reflete, na média, em um capex efetivo 10% menor do que o estimado pela ANEEL

1 WACC Leilão 005/2016  
 2 Valores atualizados da data da assinatura do contrato até out/17 pelo IPCA  
 3 Não Inclui TCE

Nota: Inclui ativos desenvolvidos antes de 2006

# Estrutura Corporativa



TBE: consiste de 12 companhias de transmissão EATE, EBTE, ECTE, ENTE, ERTE, ESDE, ETEP, ETSE, LUMITRANS, STC, ESTE e EDTE



# Ativos Novos e Diversificados em Transmissão

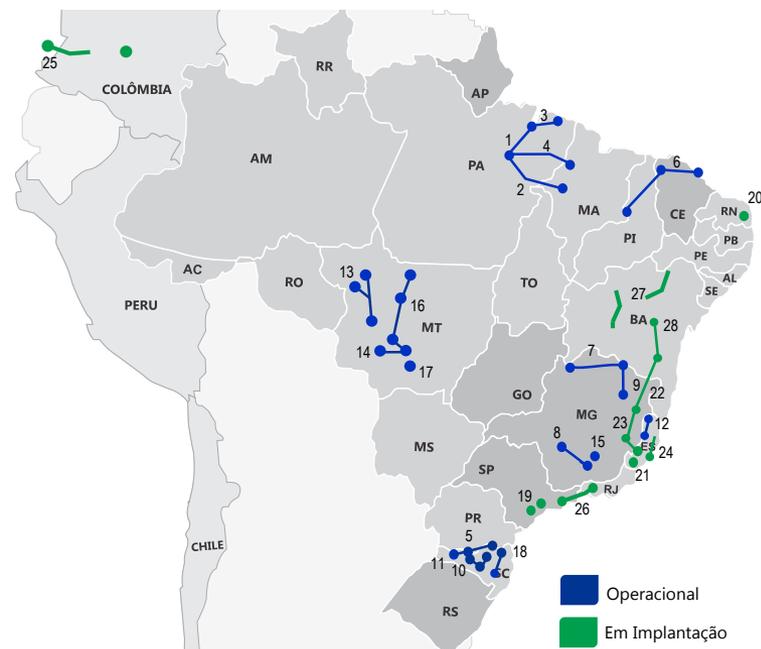
Alupar possui 28 concessões de longo prazo protegidas contra inflação que permitem à Companhia obter um fluxo caixa estável e previsível



## Características dos Ativos de Transmissão

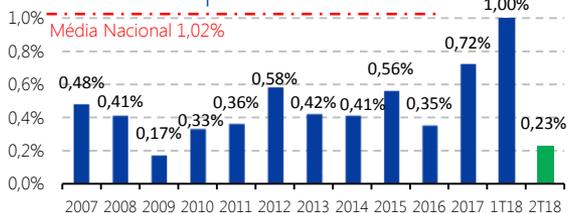
Ativos	Participação	Concessão		Ínc. Oper.	Extensão	RAP/RBNI¹	Indexador	Revisão Tarifária	Aniversário 15 anos
	%	Início	Fim						
1. ETEP	50,02%	2001	2031	2002	323	R\$ 51,2	IGP-M	Não	25/08/2017
2. ENTE	50,01%	2002	2032	2005	464	R\$ 234,7	IGP-M	Não	12/02/2020
3. ERTE	50,01%	2002	2032	2004	179	R\$ 52,7	IGP-M	Não	15/09/2019
4. EATE	50,02%	2001	2031	2003	924	R\$ 227,2	IGP-M	Não	10/03/2018
5. ECTE	50,02%	2000	2030	2002	253	R\$ 49,6	IGP-M	Não	26/03/2017
6. STN	51,00%	2004	2034	2005	541	R\$ 189,2	IGP-M	Não	01/01/2021
7. Transleste	33,71%	2004	2034	2005	150	R\$ 42,5	IGP-M	Não	18/12/2020
8. Transudeste	33,71%	2005	2035	2007	140	R\$ 26,4	IGP-M	Não	23/02/2022
9. Transirapé	33,71%	2005	2035	2007	65	R\$ 34,5	IGP-M	Não	23/05/2022
10. STC	60,02%	2006	2036	2007	195	R\$ 45,2	IPCA	Não	08/11/2022
11. Lumitrans	55,02%	2004	2034	2007	51	R\$ 27,8	IGP-M	Não	03/10/2022
12. ETES	100,00%	2007	2037	2008	107	R\$ 14,5	IPCA	Sim	12/12/2023
13. EBTE	25,51%	2008	2038	2011	775	R\$ 48,3	IPCA	Sim	-
14. TME	46,00%	2009	2039	2011	348	R\$ 51,5	IPCA	Sim	-
15. ESDE	50,02%	2009	2039	2014	Subestação	R\$ 13,5	IPCA	Sim	-
16. ETEM	62,79%	2010	2040	2011	235	R\$ 12,9	IPCA	Sim	-
17. ETVG	100,00%	2010	2040	2012	Subestação	R\$ 11,0	IPCA	Sim	-
18. ETSE	50,02%	2012	2042	2014	Subestação	R\$ 20,2	IPCA	Sim	-
19. ELTE	100,00%	2014	2044	-	Subestação +40	R\$ 36,6	IPCA	Sim	-
20. ETAP	100,00%	2016	2046	-	Subestação +20	R\$ 53,8	IPCA	Sim	-
21. ETC	100,00%	2016	2046	-	Subestação	R\$ 31,2	IPCA	Sim	-
22. TPE	51,00%	2017	2047	-	541	R\$ 228,0	IPCA	Sim	-
23. TCC	51,00%	2017	2047	-	288	R\$ 155,0	IPCA	Sim	-
24. ESTE	50,02%	2017	2047	-	236	R\$ 107,3	IPCA	Sim	-
25. TCE (Colômbia)	100,00%	2016	Perpétua	-	200	R\$ 86,8	PPI	-	-
26. TSM	51,00%	2017	2047	-	330	R\$ 104,2	IPCA	Sim	-
27. ETB	50,00%	2016	2046	-	446	R\$ 134,8	IPCA	Sim	-
28. EDTE	25,06%	2016	2046	-	170	R\$ 66,1	IPCA	Sim	-
<b>TOTAL</b>					<b>7.021</b>	<b>2.156,7</b>			

## Localização Geográfica dos Ativos



**TOTAL 7.021 2.156,7**

### Eficiência Operacional



## Parcerias Sólidas



Nota: 1) Ciclo 18/19 \*USD 3,86/BRL 1,00

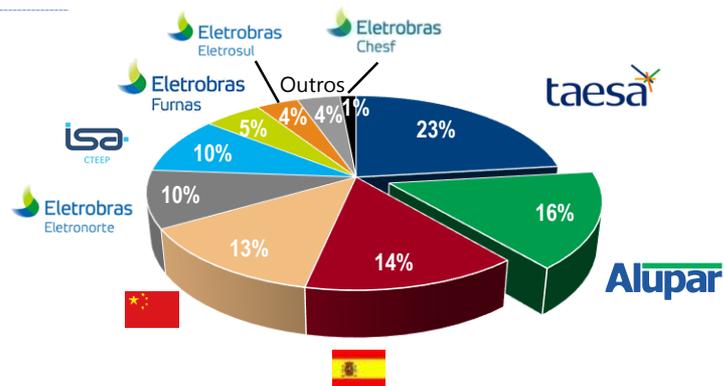
# Market Share - RAP no Segmento de Transmissão

A Alupar participou de todos os leilões desde 1999



## Linhas Leiloadas (em operação)

TAESA		<b>23,13%</b>
<b>Alupar</b>		<b>15,84%</b>
ESPANHOIS		<b>14,36%</b>
CHINESES		<b>13,23%</b>
ELETRONORTE		<b>9,62%</b>
CTEEP (Grupo Isa)		<b>9,51%</b>
FURNAS		<b>5,24%</b>
ELETROSUL		<b>3,76%</b>
OUTRAS		<b>3,86%</b>
CHESEF		<b>1,45%</b>



## Considerando todas as linhas em operação

TAESA		<b>17,51%</b>
<b>Alupar</b>		<b>11,99%</b>
ESPANHÓIS		<b>10,85%</b>
CTEEP (Grupo Isa)		<b>10,78%</b>
ELETRONORTE		<b>10,26%</b>
CHINESES		<b>10,01%</b>
FURNAS		<b>8,61%</b>
ELETROSUL		<b>6,94%</b>
OUTRAS		<b>6,77%</b>
CHESEF		<b>6,29%</b>

Fonte: ONS Relatório (Dez/16)



# Ativos de Geração e receitas contratadas

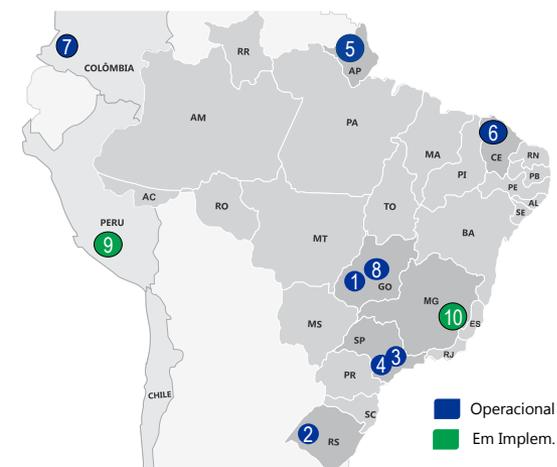
Contratos de preços ajustados pela inflação com clientes confiáveis.  
Ativos incluídos no mecanismo MRE mitigam o risco hidrológico.



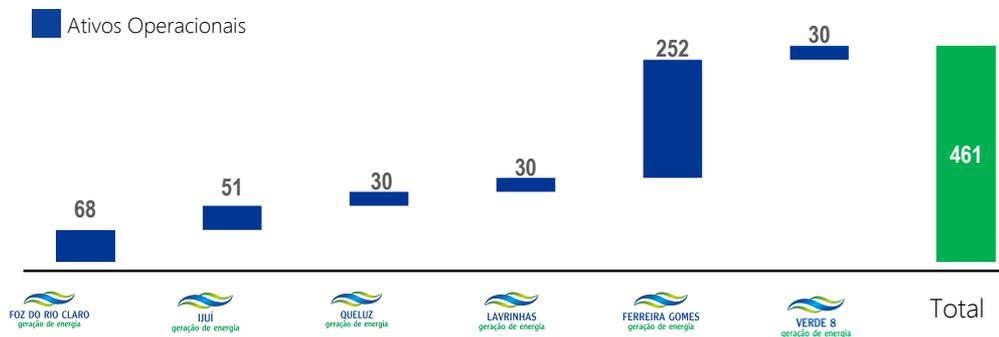
## Características dos Ativos de Geração

Ativos	Participação		Concessão		Ínic. Oper.	Tipo	Cap. Instalada	Energia Asseg.	Energia Contrat.	Energia Contrat.	Receita Contrat. <sup>4</sup>	PPA Prazo	PPA <sup>1</sup>	Index
	V <sup>2</sup>	T <sup>3</sup>	Início	Fim										
1. Foz do Rio Claro	100,00%	69,83%	2006	2041	2010	UHE	68,4	39,0	100%	39,0	70,4	2039	206,02	IPCA
2. Ijuí	100,00%	86,66%	2006	2041	2011	UHE	51,0	30,4	100%	30,4	58,8	2039	220,82	IPCA
3. Queluz	68,83%	68,83%	2004	2034	2011	PCH	30,0	21,4	100%	21,0	51,3	2025	273,40	IGP-M
4. Lavrinhas	64,19%	64,19%	2004	2034	2011	PCH	30,0	21,4	100%	21,0	51,3	2025	273,40	IGP-M
5. F. Gomes	100,00%	100,00%	2010	2045	2014	UHE	252,0	153,1	70% 30%	105,0 39,9	142,7	2045 2031	108,48 183,14	IPCA
6. Energia dos Ventos	100,00%	100,00%	2012	2047	2016	Eólica	98,7	50,9	78%	39,9	53,8	2035	154,08	IPCA
7. Morro Azul	99,97%	99,97%	---	Vitalícia	---	2016	PCH	19,9	13,2	100%	13,2	2026	214,58*	IPP
8. Verde 08	85,00%	85,00%	2012	2044	2018	PCH	30,0	18,7	100%	18,2 <sup>5</sup>	34,9	2053	218,89	IPCA
9. La Virgen	82,85%	82,85%	---	Vitalícia	---	2018	UHE	84,0	49,3	-	-	-	-	-
10. Antônio Dias	90,00%	90,00%	2014	2049	-	PCH	23,0	11,4	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>							<b>687,0</b>	<b>408,8</b>						

## Localização Geográfica



## Capacidade Instalada submetida ao mecanismo MRE (MW)



## Mecanismo MRE

- Mecanismo MRE mitiga o risco hidrológico e garante previsibilidade do fluxo de receitas
- Cada usina hidroelétrica tem sua energia assegurada definida pela ANEEL, baseado em dados estatísticos
- Em períodos de produção inferior, o membro adquire energia pagando a TEO (Tarifa de Energia de Otimização). Em períodos de produção superior, o membro do MRE vende a energia pela TEO
- Upside potencial da venda no Mercado Spot

1) Tarifa base: Usinas em operação preço médio dez/17 | 2) Capital Total | 3) Capital Votante | 4) Receita Estimada: considerando o PPA | 5) Energia Contratada a partir de Jan/23 – Considera perdas  
\*1BRL / 0,001108COP

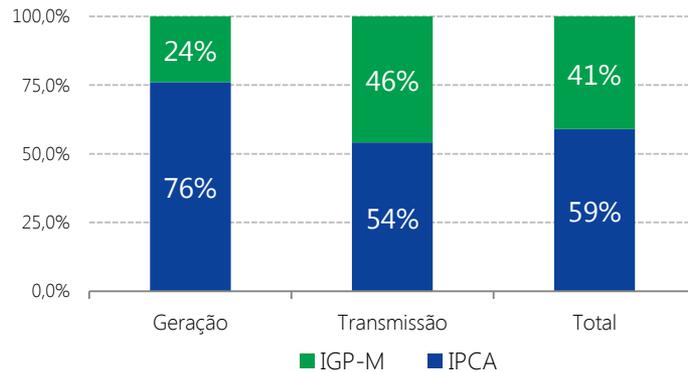


## Informações Financeiras

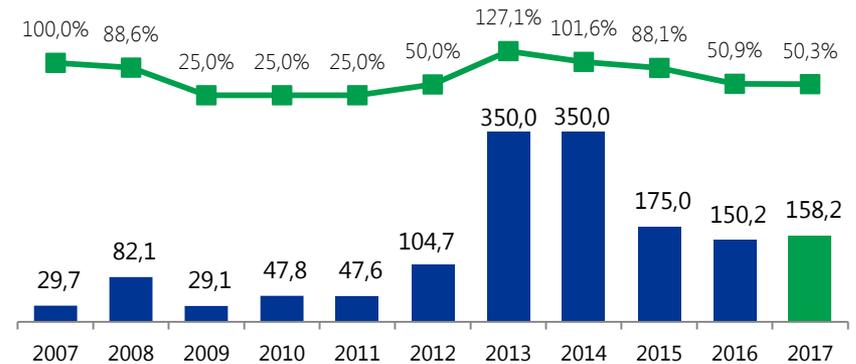
# Alta Previsibilidade e Baixo Risco



## Reajuste Contratual das Receitas

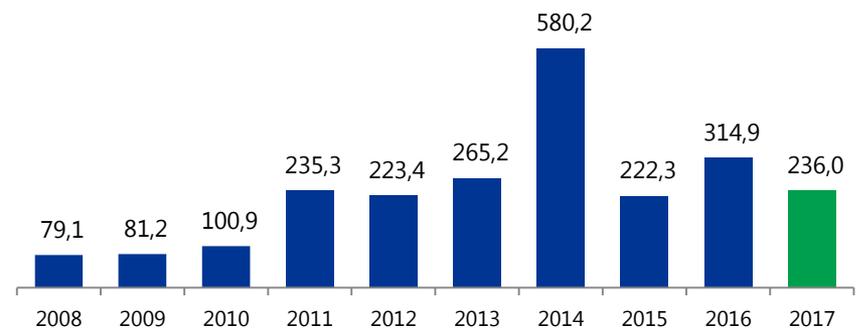


## Dividendos Declarados (Alupar => Acionistas)



- Contratos de longo prazo reajustados pela inflação
- Receita – baixo risco de contraparte: sistema elétrico brasileiro
- Risco hidrológico mitigado pelo mecanismo MRE
- Vencimento de concessões a partir de 2030 para as transmissoras e 2034 para as geradoras

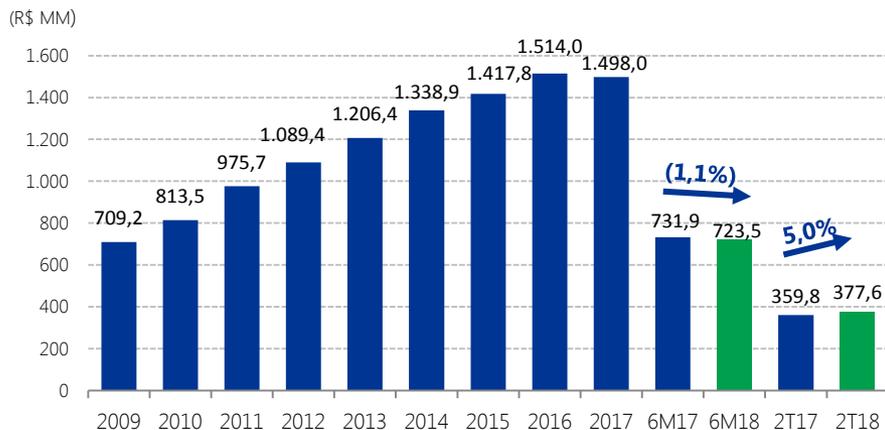
## Dividendos Recebidos (Controladas => Alupar)



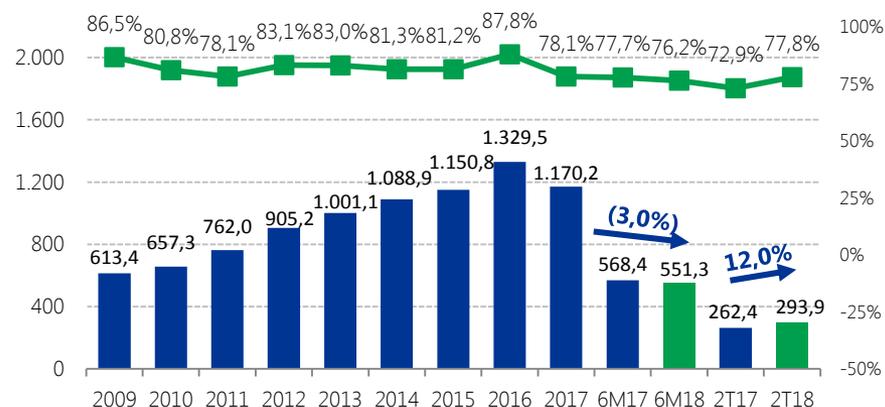
# Destques Financeiros - IFRS



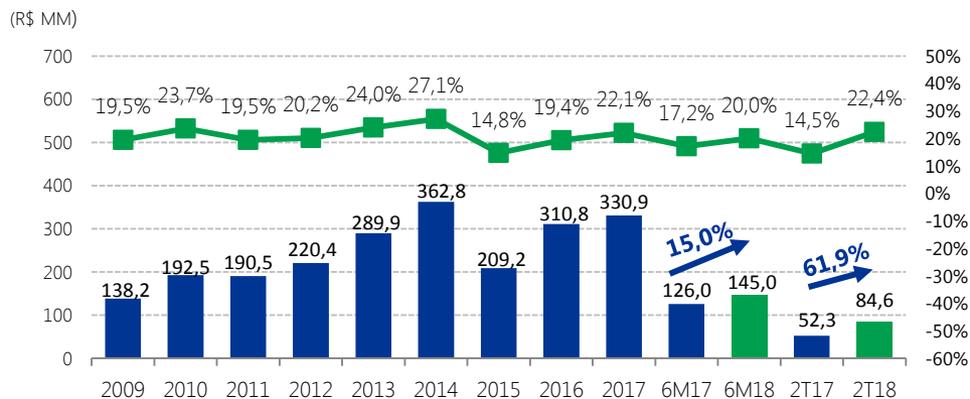
## Receita Líquida Ajustada<sup>(1)</sup>



## EBITDA e Margem EBITDA<sup>(2)</sup>



## Lucro Líquido e Margem Líquida<sup>(1)</sup>



Nota: 1) Receita Líquida Ajustada não inclui a Receita de infraestrutura, que é equivalente ao valor do investimento na construção de novos projetos

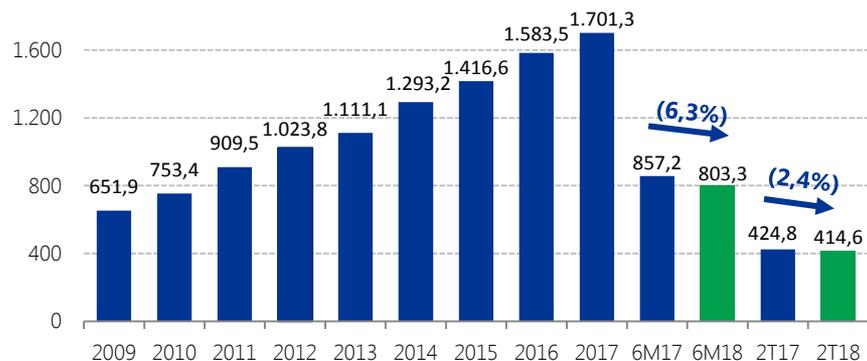
2) Para o cálculo da Margem EBITDA foi desconsiderada a Receita de Infraestrutura

# Destaques Financeiros - Regulatório

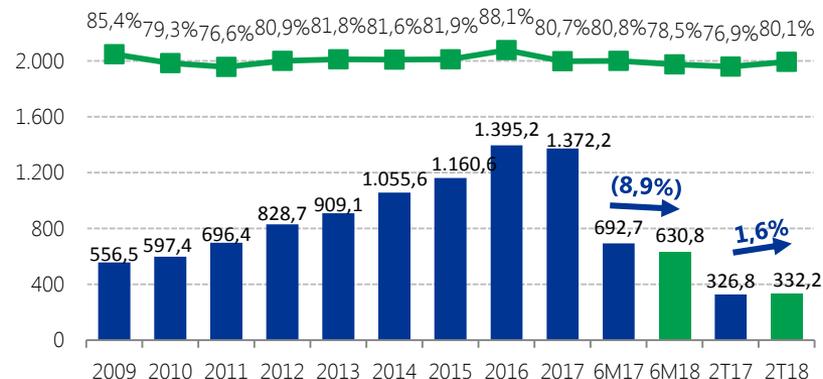


## Receita Líquida

(R\$ MM)

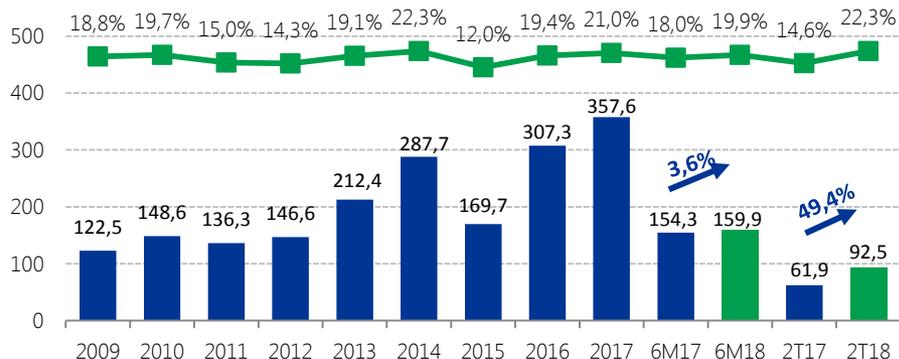


## EBITDA e Margem EBITDA Elevados

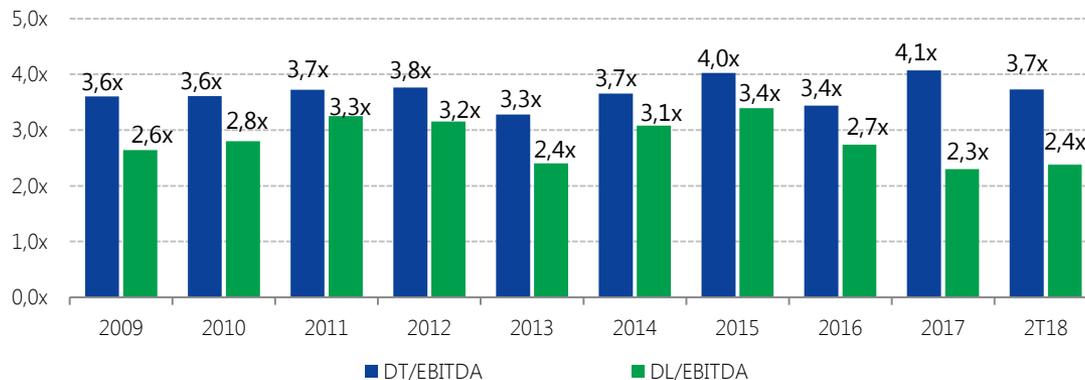


## Lucro Líquido e Margem Líquida

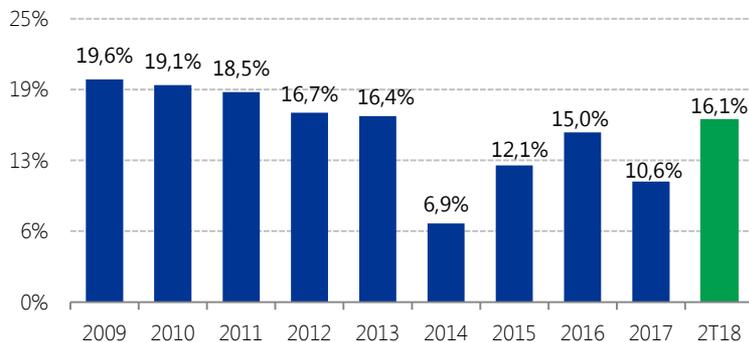
(R\$ MM)



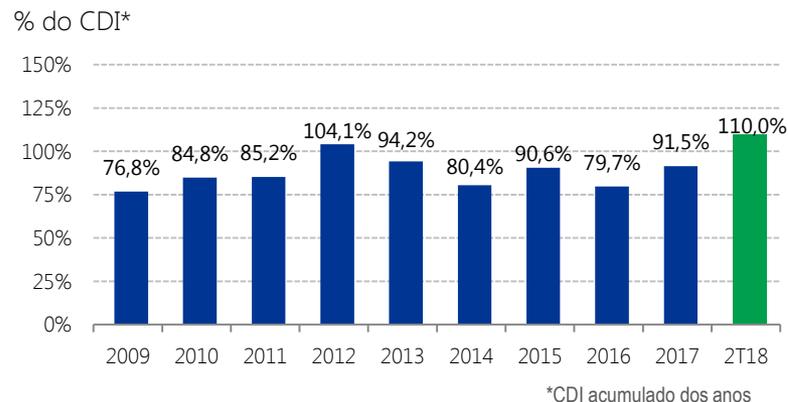
## Dívida e Dívida Líquida/ EBITDA\*



## Taxa Efetiva de Impostos



## Custo médio da dívida

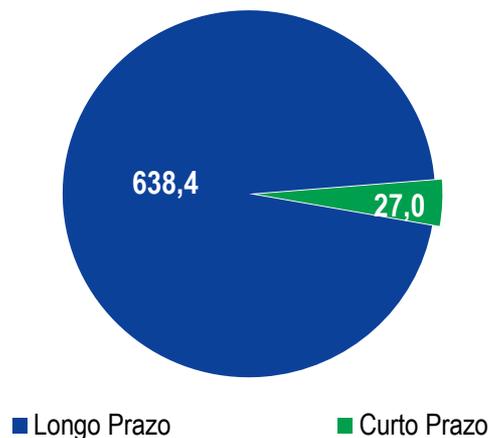


\*CDI acumulado dos anos

# Perfil da Dívida Controladora – 2T18

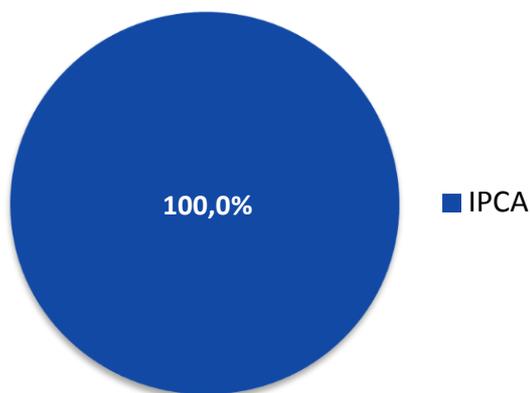


Perfil da Dívida (Em milhares de R\$)

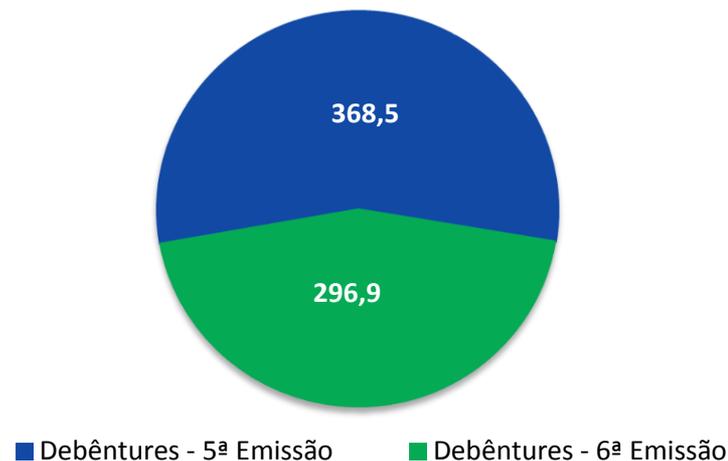


Dívida Total	R\$ 665,4 MM
(-) Caixa e equivalentes de caixa	R\$ 757,2 MM
(=) Dívida Líquida	(R\$ 91,8) MM

Composição Dívida Total por Indexador (%)



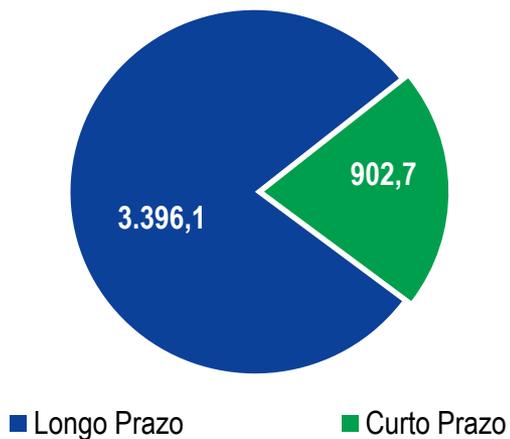
Composição da Dívida Total (Em milhares de R\$)



# Perfil da Dívida Consolidada – 2T18

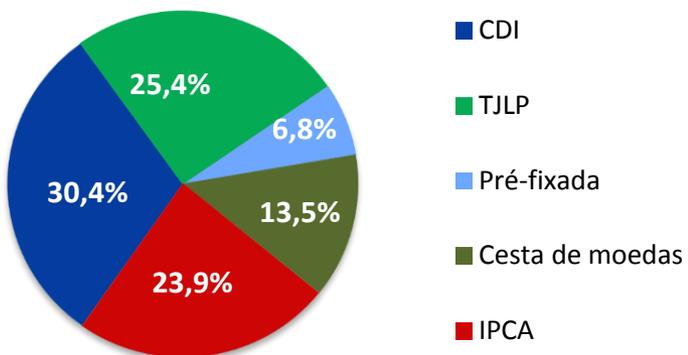


Perfil da Dívida (Em milhares de R\$)

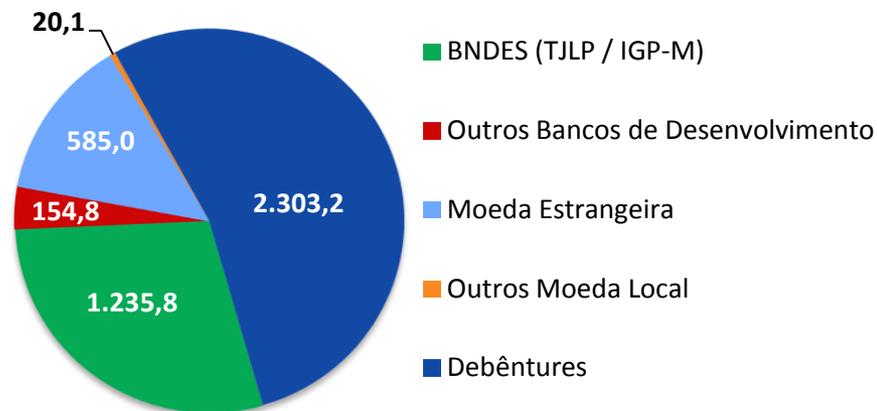


Dívida Total	R\$ 4.298,8 MM
(-) Caixa e equivalentes de caixa	R\$ 1.554,6 MM
(=) Dívida Líquida	R\$ 2.744,2 MM

Composição Dívida Total por Indexador (%)



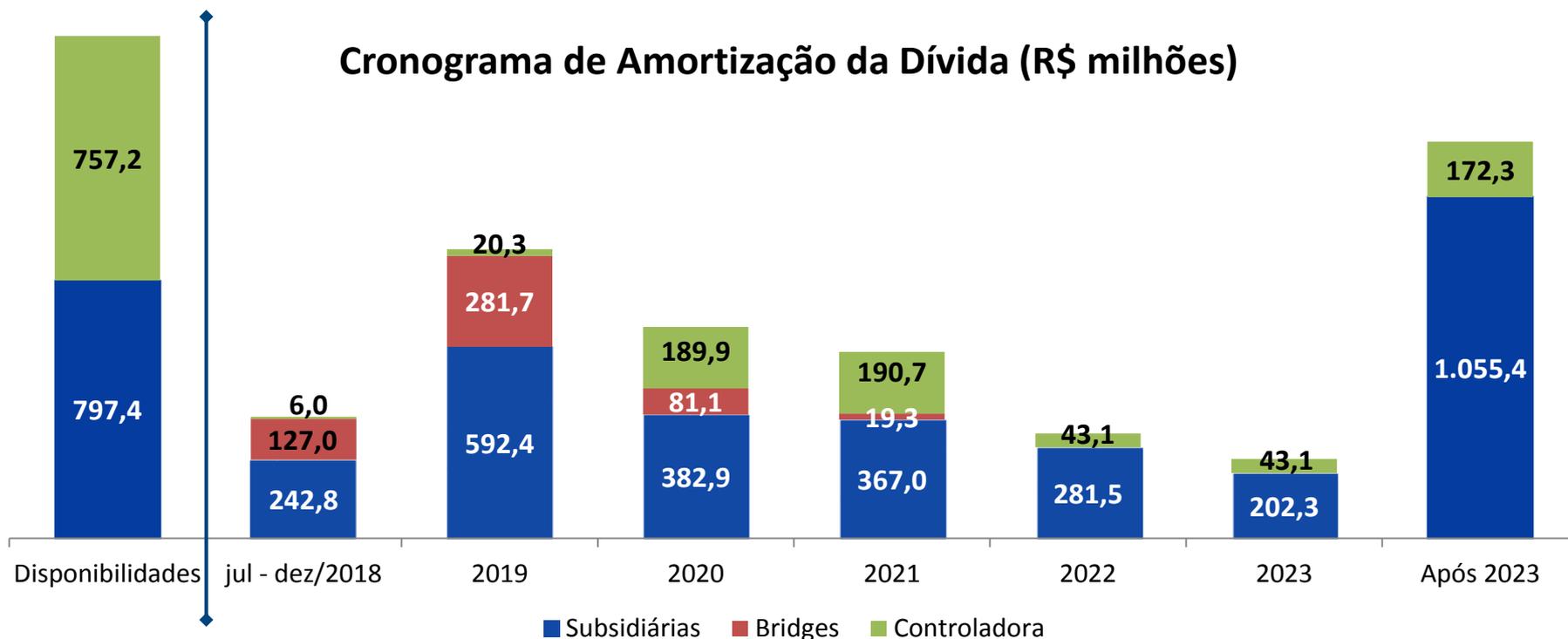
Composição da Dívida Total (Em milhares de R\$)



# Cronograma de Amortização da Dívida – 2T18



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



BRIDGES (MM)	2018	2019	2020	2021
La Virgen / Alupar Inversiones		R\$ 23,1	R\$ 81,0	
TCE (Colômbia)	R\$ 0,1	R\$ 0,5	R\$ 0,1	R\$ 19,3
Verde 8	R\$ 106,9			
ETVG	R\$ 20,1			
ETAP		R\$ 154,9		
ETC		R\$ 103,2		
<b>TOTAL</b>	<b>R\$ 127,0</b>	<b>R\$ 281,7</b>	<b>R\$ 81,1</b>	<b>R\$ 19,3</b>

## Fitch Ratings

- ✓ Corporativo (escala nacional) **AAA**
- ✓ Escala Internacional **BB**



Leilão	1 13/2015 – 1ª Etapa				2 13/2015 – 2ª Etapa			3 UPME 07-2016	4 05/2016	Total
	ETAP	ETC	ETB	EDTE <sup>2</sup>	TPE	TCC	ESTE <sup>2</sup>	Colombia	TSM	
RAP por ano (R\$ mm)	48,5	28,1	121,6	60,0	214,7	146,0	101,0	86,8 <sup>3</sup>	99,1	905,8
Capex ANEEL (R\$ mm)	285	151	721	368	1.269	699	486	502 <sup>3</sup>	889	5.369
Alavancagem (%) <sup>1</sup>	79%	79%	70%	79%	73%	73%	70%	75%	71%	70% - 79%
Período de Implantação	Dez/19	Jun/19	Jun/20	Dez/19	Fev/22	Fev/22	Fev/22	Nov/21	Ago/22	Jun/19-Ago/22
Extensão (km)	20 km	Subestação	446 km	170 km	541 km	288 km	236 km	200 km	330 km	2.231 km
Participação (%)	100%	100%	50%	25%	51%	51%	50%	100%	51%	n.a.

- ✓ 9 Concessões Contratadas
- ✓ 2.231 km de linhas de Transmissão
- ✓ 8 Subestações Próprias
- ✓ Estimativa Orçamento Alupar: 15% inferior ao orçamento Aneel
- ✓ Relação média RAP/CAPEX 19,8%

Fonte: ANEEL e UPME

Notas: 1 BNDES + Debentures

2 Não é necessário aporte de capital da Alupar na ESTE e EDTE

3 R\$/US\$ of 3.86

# Acompanhamento dos Ativos em Implantação

	Data Contrato de Concessão	Estado	Região Incentivada	Capex (MM)	RAP Contratada (MM)	Entrada Operação (Edital)	Estudos Ambientais	Enquadramento REIDI		Projeto Prioritário
								MME	RFB	MME
ETAP (Lote I)	02/09/16	RN	Sim	R\$ 284,9*	R\$ 48,5	Dez/19	IBAMA / IDEMA (RN) / IEMA (ES) INEMA (BA) LI IDEMA: 20/09/17 - Subestação LS IDEMA: 01/12/17 – LT	Aprovado 21/03/2017	Aprovado 27/07/2017	Aprovado 30/03/17
ETC (Lote T)	02/09/16	ES	Não	R\$ 151,0*	R\$ 28,1	Jun/19	LI IEMA – 23/03/18	Aprovado 23/03/2017	Aprovado 27/07/2017	Aprovado 21/02/17
TPE (Lote 2)	10/02/17	MG/BA	Parcial	R\$ 1.269,0*	R\$ 214,7	Fev/22	IBAMA Protocolo RAS – 05/01/18	Aprovado 11/07/2017	Aprovado 04/10/2017	Aprovado 13/10/17
TCC (Lote 6)	10/02/17	MG/ES	Não	R\$ 698,8*	R\$ 146,0	Fev/22	IBAMA Protocolo EIA – 28/11/17	Aprovado 12/07/2017	Aprovado 06/11/2017	Aprovado 13/10/17
ESTE (Lote 22)	10/02/17	MG/ES	Sim	R\$ 485,8*	R\$ 101,0	Fev/22	IBAMA Protocolo EIA – 31/01/18	Aprovado 24/07/2017	Aprovado 29/09/2017	Aprovado 14/09/17
TSM (Lote 19)	11/08/17	SP/RJ	Não	R\$ 889,0*	R\$ 99,1	Ago/22	IBAMA Protocolo EIA – 30/05/18	Aprovado 06/11/17	Aprovado 06/04/18	Aprovado 14/11/17
ETB (Lote E)	27/09/16	BA	Sim	R\$ 720,5*	R\$ 121,6	Jun/20	INEMA Trecho 1 – LP 27/07/18 Protocolo EMI Trecho 2 – 02/02/18	Aprovado 21/02/2017	Aprovado 10/08/2017	Aprovado 06/12/2017
EDTE (Lote M)	01/12/16	BA	Sim	R\$ 368,0*	R\$ 60,0	Dez/19	INEMA LP - 21/06/18	Aprovado 08/05/2017	Aprovado 10/08/2017	Aprovado 06/12/2017
TCE	23/11/16	Risaralda/ Tolima/ Cundinamarca/ Caldas	-	US\$ 130,0	US\$ 22,5	Nov/21	ANLA	-	-	-

\*Capex ANEEL

IDEMA: Instituto de Desenvolvimento Sustentável e Meio Ambiente do Rio Grande do Norte | IEMA: Instituto Estadual de Meio Ambiente e Recursos Hídricos | IBAMA: Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis  
INEMA: Instituto Estadual do Meio Ambiente e Recursos Hídricos | LI: Licença de Instalação | LS: Licença Simplificada | LP: Licença Prévia | RAS: Relatório Ambiental Simplificado | EIA: Estudo de Impacto Ambiental | EMI: Estudo de Médio Impacto | ANLA: Autoridade Nacional de Licenças Ambientais.

# Transmissoras em Implantação



## TCE (Colombia)

- LT Nueva Esperanza – La Virginia 500 kV
- Extensão: 200 km
- Entrada em operação: 2021
- Receita Anual: US\$ 22,5 MM
- Participação da Alupar: 100,00%

## TPE

- Tensão: 500 kV
- Entrada em operação: 2022
- Extensão: 541 km
- Participação da Alupar: 51%
- RAP\*: R\$ 228,0 MM
- Parceiro: Perfin

## TCC

- Tensão: 500 kV
- Entrada em operação: 2022
- Extensão: 288 km
- Participação da Alupar: 51%
- RAP\*: R\$ 155,0 MM
- Parceiro: Perfin

## TSM

- Tensão: 500 kV
- Entrada em operação: 2022
- Extensão: 330 km
- Participação da Alupar: 51%
- RAP\*: R\$ 104,2 MM
- Parceiro: Perfin

## ETAP

- SE João Câmara III: 500 kV / 230 kV
- LT João Câmara II – João Câmara III 230kV
- Extensão: 20 km
- Entrada em operação: 2019
- RAP\*: R\$ 53,8 MM
- Participação da Alupar: 100%

## ETB

- Tensão: 500 kV
- Entrada em operação: 2020
- Extensão: 446 km
- Participação da Alupar: 50%
- RAP\*: R\$ 134,8 MM
- Parceiro: Perfin

## EDTE

- Tensão: 500 kV
- Entrada em operação: 2019
- Extensão: 170 km
- RAP\*: R\$ 66,1 MM
- Participação da Alupar: 25,06%

## ESTE

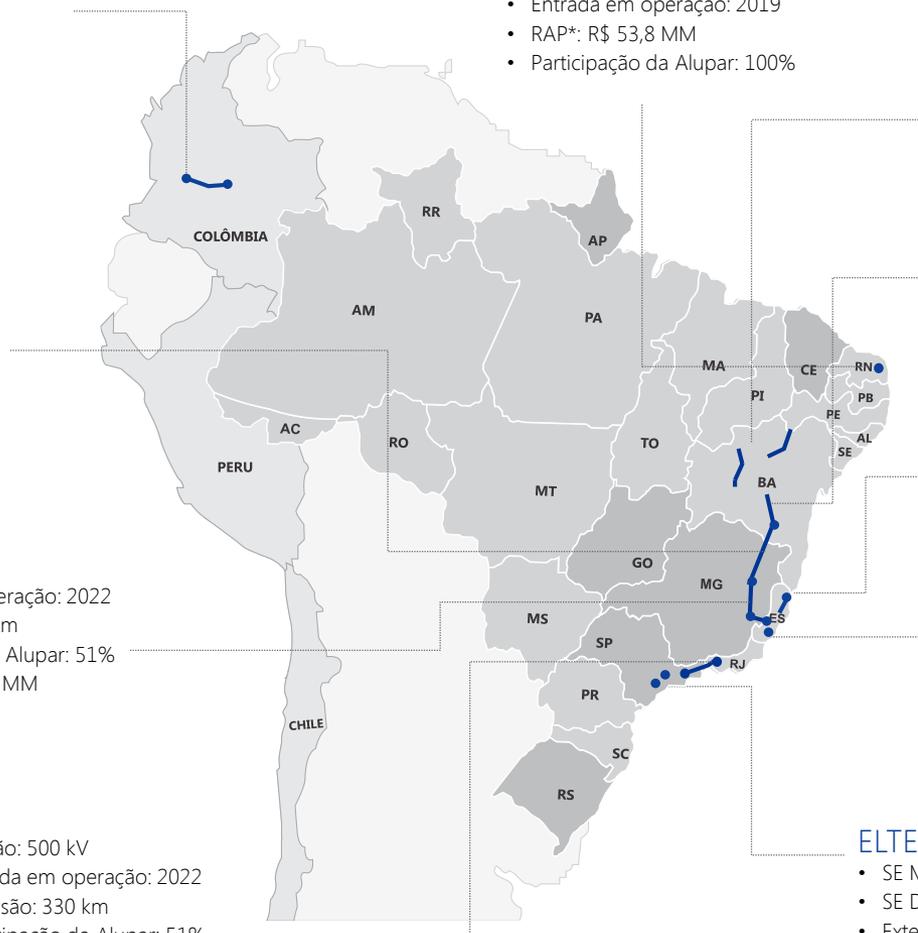
- Tensão: 500 kV
- Entrada em operação: 2022
- Extensão: 236 km
- RAP\*: R\$ 107,3 MM
- Participação da Alupar: 50,02%

## ETC

- Tensão: 345 kV/138kV
- Entrada em operação: 2019
- RAP\*: R\$ 31,2 MM
- Participação da Alupar: 100%

## ELTE

- SE Manoel da Nóbrega: 230 kV / 88 kV
- SE Domênico Rangoni: 345 kV /138 kV
- Extensão: 40 km
- Entrada em operação: 2020
- RAP\*: R\$ 36,6 MM
- Participação da Alupar: 100%



# Geradoras em Implantação



## UHE La Virgen

- Capacidade Instalada: 84 MW
- Energia Assegurada: 49,3 MW
- Entrada em operação: 2018
- Participação da Alupar: 82,85%
- Parceiro: Empresa Peruana de Energia
- Capex: US\$ 164,4 milhões



## PCH Antônio Dias

- Capacidade Instalada: 23 MW
- Energia Assegurada: 11,4 MW
- Entrada em operação: -
- Participação da Alupar: 90,00%
- Capex: R\$ 125,0 milhões

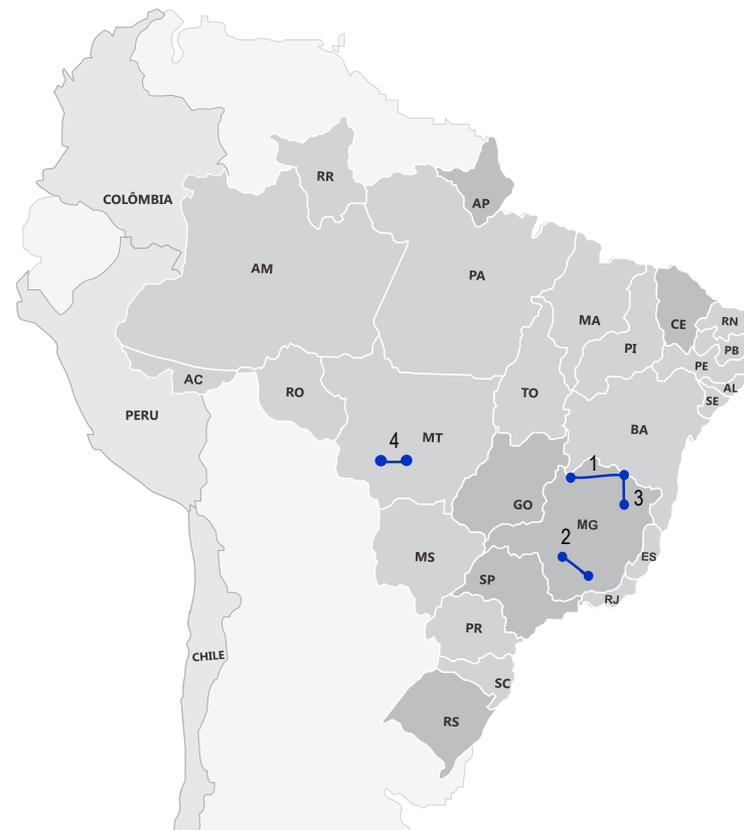
# Oportunidades - M&A (*Brownfield*)



## Características dos Ativos de Transmissão

Ativos	Participação Alupar	Participação Eletrobrás	Extensão	RAP/RBNI <sup>1</sup> Total	RAP/RBNI <sup>1</sup> Eletrobrás
	%	%	Km	R\$ MM	R\$ MM
1. <b>Transleste</b>	33,71%	24,00%	150	42,5	10,2
2. <b>Transudeste</b>	33,71%	24,00%	140	26,4	6,3
3. <b>Transirapé</b>	33,71%	24,50%	65	34,5	8,5
4. <b>TME</b>	46,00%	49,00%	348	51,5	25,2
<b>TOTAL</b>			<b>703</b>	<b>154,9</b>	<b>50,2</b>

## Localização Geográfica dos Ativos



# Novas Oportunidades



## Projetos Hídricos (PCHs)

(< 50 MW)

	<b>Capacidade Instalada (MW)</b>
PCH Cruz Velha – MG	30
PCH Cutia Alto – MG	30
PCH Porto da Bota – PR	30
PCH Salto – GO	22
PCH Volta Grande – GO	24
AHE Verde 11 Alto – GO	50
AHE E01a – RS	48
PCH COR 174 - GO	24
<b>Total</b>	<b>258</b>
+ 8 PCHs	176
<b>Total</b>	<b>434</b>

## Projetos Hídricos (UHEs)

(>50 MW )

	<b>Capacidade Instalada (MW)</b>
Paraná - TO	95
<b>Total</b>	<b>95</b>

## Usinas Fotovoltaicas (UFV)

	<b>Capacidade Instalada (MW)</b>
Aracati - CE	100
<b>Total</b>	<b>100</b>

## Eólicas

	<b>Capacidade Instalada (MW)</b>
Jandaíra – RN	193
Pedro Avelino - RN	147
Fontainha - CE	26
<b>Total</b>	<b>366</b>



## **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)