

São Paulo, 10 de maio de 2021 – A Alupar Investimento S.A. (B3: **ALUP11**), divulga hoje seus resultados do 1T21. As informações trimestrais (ITR) e as demonstrações financeiras padronizadas (DFP) são apresentadas de acordo com as práticas adotadas no Brasil, em observância às disposições contidas na Lei das Sociedades por Ações, nas normas IFRS e nas normas do Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC).

## 1T21 Destaques do Período

### Principais Indicadores "SOCIETÁRIO (IFRS)"

R\$ MM	4T20	1T21	1T20	Var.%
Receita Líquida	2.405,5	1.601,5	1.303,8	22,8%
EBITDA (CVM 527)	1.693,5	1.108,1	698,7	58,6%
Lucro Líquido Alupar	509,6	323,4	211,6	52,8%

### Principais Indicadores "REGULATÓRIO"

R\$ MM	4T20	1T21	1T20	Var.%
Receita Líquida	545,6	563,1	477,9	17,8%
EBITDA (CVM 527)	416,2	461,1	371,2	24,2%
Lucro Líquido Alupar	42,9	68,3	72,4	(5,6%)

### Teleconferência 1T21 | 11/05/2021

Português	Inglês (tradução simultânea)
15h00 (Horário de Brasília)	15h00 (Horário de Brasília)
14h00 (Horário de Nova Iorque)	14h00 (Horário de Nova Iorque)
Telefone: + 55 (11) 2188-0155	Telefone: +1 (646) 843-6054
Senha: Alupar	Senha: Alupar
Replay: +55 (11) 2188-0400	Replay: +55 (11) 2188-0400
Senha: Alupar	Senha: Alupar

Link para webcast disponível no site de Relações com Investidores:

[www.alupar.com.br/ri](http://www.alupar.com.br/ri)

### Contato RI

Tel.: (011) 4571-2400

[ri@alupar.com.br](mailto:ri@alupar.com.br)

### Cotação em 10/05/2021

**ALUP11: R\$ 26,77**  
**Total de UNITS<sup>1</sup>: 293.037.090**  
**Market-Cap: R\$ 7,845 bilhões**  
*(1) Units Equivalentes*

## Acontecimentos do 1T21

Evento		
Fevereiro 2021	<b>Reafirmação de Rating “AAA (bra)”</b>	A agência de classificação de risco, Fitch Ratings, reafirmou o rating em escala nacional de longo prazo da Alupar e de suas emissões de Debêntures em “AAA (bra)” e o rating em escala internacional, para moeda estrangeira em “BB” e para moeda local em “BBB-”.
Março 2021	<b>Liquidação valores em aberto na CCEE</b>	As controladas Queluz e Lavrinhas efetuaram o pagamento dos valores em aberto referentes ao GSF, no montante de R\$182,1 mm, utilizando os valores a receber em aberto, no montante de R\$60,2 mm, decorrentes da inadimplência pelas liminares do GSF, para abater da saída de caixa. O pagamento dos valores de GSF em aberto também é uma das condições precedentes para a repactuação do risco hidrológico.
Março 2021	<b>Entrada em Operação TCC</b>	A controlada TCC obteve em 26/03/2021 o Termo de Liberação Definitivo – TLD, o qual autoriza o recebimento de receita a partir de 19 de março de 2021, antecipando em aproximadamente 11 meses sua energização, prevista, conforme cronograma da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, para 09 de fevereiro de 2022. Com esta liberação do ONS, será adicionada uma RAP de R\$ 165,3 milhões para o ciclo 2020_2021.
Abril 2021	<b>Oferta Secundária</b>	A Companhia informou em 09/04/2021, sobre a realização de oferta pública de distribuição secundária com esforços restritos de certificados de depósitos de ações, representativos cada um de 1 ação ordinária e 2 ações preferenciais, nominativas, escriturais, sem valor nominal, livres e desembaraçadas de quaisquer ônus ou gravames, de emissão da Companhia e de titularidade do FI-FGTS
Abril 2021	<b>Quitação 6ª Emissão de Debêntures da Alupar</b>	A Companhia informou que realizou em 15/04/2021, conforme data de vencimento prevista na escritura, a quitação da 6ª Emissão de Debêntures Simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em série única, sendo o valor total da quitação de R\$ 174.237.357,38.
Abril 2021	<b>Pricing Oferta Secundária</b>	Em continuidade ao Fato Relevante de 09/04/2021, a Companhia informou em 20/04/2021, que no âmbito da oferta pública de distribuição secundária com esforços restritos de certificados de depósitos de ações, representativos cada um de 1 ação ordinária e 2 ações preferenciais, nominativas, escriturais, sem valor nominal, livres e desembaraçadas de quaisquer ônus ou gravames, de emissão da Companhia e de titularidade do FI-FGTS, foi fixado o preço por Unit de R\$ 25,50.
Abril 2021	<b>Dividendos Aprovados</b>	Aprovado em AGOE realizada em 27/04/2021 a distribuição de dividendos no montante de R\$ 246,2 milhões, equivalente a R\$ 0,84 por Unit (R\$ 0,28 por ação ON e PN). O pagamento será em três parcelas, conforme abaixo: 31/05/2021: R\$ 87,9 mm (R\$ 0,30 por Unit) 30/08/2021: R\$ 87,9 mm (R\$ 0,30 por Unit) 30/11/2021: R\$ 70,3 mm (R\$ 0,24 por Unit)

## Principais Indicadores Consolidados

Em 1º de dezembro de 2020 a CVM divulgou o Ofício-Circular 04/20 que orientou quanto a aspectos relevantes das práticas contábeis introduzidas com a adoção do CPC 47 (IFRS 15) do CPC48 (IFRS 9) a serem observados na elaboração das Demonstrações Contábeis das Companhias Transmissoras de Energia Elétrica para o exercício findo em 31/12/2020.

Em 31 de dezembro de 2020, as controladas, com base nas orientações do Ofício, do CPC 47 (IFRS 15) e do CPC48 (IFRS 9), adequaram suas práticas contábeis, e em consonância com o parágrafo 14 do CPC 23/IAS 8 – Políticas contábeis, mudança de estimativa e retificação de erro, os seguintes saldos apresentados nas informações trimestrais referentes a 31 de março de 2020 estão sendo reapresentados nas Informações Contábeis Intermediárias do 1T21. Desta forma, todas as análises comparativas que constam neste relatório, consideram os novos saldos contábeis do 1T20.

### Principais Indicadores "SOCIETÁRIO (IFRS)"

R\$ MM	4T20	1T21	1T20	Var.%
Receita Líquida	2.405,5	1.601,5	1.303,8	22,8%
<b>EBITDA (CVM 527)</b>	<b>1.693,5</b>	<b>1.108,1</b>	<b>698,7</b>	<b>58,6%</b>
<b>Margem EBITDA</b>	<b>70,4%</b>	<b>69,2%</b>	<b>53,6%</b>	<b>15,6 p.p</b>
<b>Margem EBITDA Ajustada*</b>	<b>91,3%</b>	<b>91,7%</b>	<b>86,9%</b>	<b>4,8 p.p</b>
Resultado Financeiro	(203,3)	(210,1)	(92,3)	127,7%
Lucro Líquido consolidado	1.032,9	660,9	437,9	50,9%
Minoritários Subsidiárias	523,3	337,5	226,3	49,1%
<b>Lucro Líquido Alupar</b>	<b>509,6</b>	<b>323,4</b>	<b>211,6</b>	<b>52,8%</b>
<b>Lucro Líquido por UNIT (R\$)**</b>	<b>1,74</b>	<b>1,10</b>	<b>0,72</b>	<b>52,8%</b>
Dívida Líquida***	6.791,7	7.119,3	5.075,9	40,3%
Dív. Líquida / Ebitda****	1,0	1,6	1,8	

### Principais Indicadores "REGULATÓRIO"

R\$ MM	4T20	1T21	1T20	Var.%
Receita Líquida	545,6	563,1	477,9	17,8%
<b>EBITDA (CVM 527)</b>	<b>416,2</b>	<b>461,1</b>	<b>371,2</b>	<b>24,2%</b>
<b>Margem EBITDA</b>	<b>76,3%</b>	<b>81,9%</b>	<b>77,7%</b>	<b>4,2 p.p</b>
Resultado Financeiro	(205,1)	(209,1)	(91,2)	129,2%
Lucro Líquido consolidado	110,8	153,0	178,1	(14,1%)
Minoritários Subsidiárias	67,9	84,6	105,7	(19,9%)
<b>Lucro Líquido Alupar</b>	<b>42,9</b>	<b>68,3</b>	<b>72,4</b>	<b>(5,6%)</b>
<b>Lucro Líquido por UNIT (R\$)**</b>	<b>0,15</b>	<b>0,23</b>	<b>0,25</b>	<b>(5,6%)</b>
Dívida Líquida***	6.791,7	7.119,3	5.075,9	40,3%
Dív. Líquida / Ebitda****	4,1	3,9	3,4	

\*Subtraído da Receita Líquida o Capex realizado (Custo de Infraestrutura) \*\*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 e CPC 47) os investimentos (Capex) das transmissoras devem ser contabilizados como receita e como custo. Dessa forma, para cálculo da Margem EBITDA Ajustada é realizada a divisão do EBITDA pela Receita Líquida subtraída do Custo de Infraestrutura (Capex).

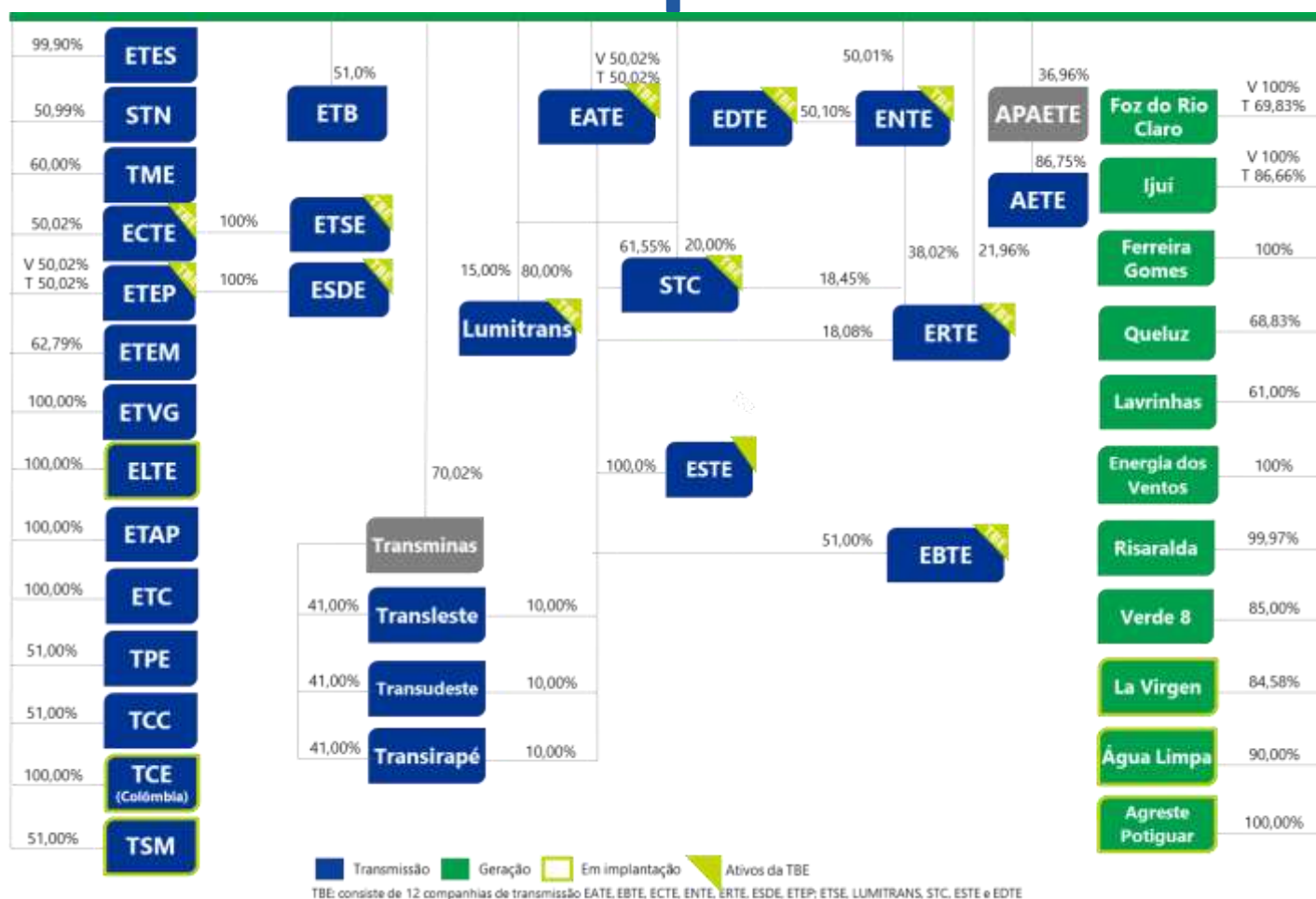
**2) Conceito de "Regulatório":** Refere-se aos números provenientes dos demonstrativos contábeis regulatórios das nossas subsidiárias, e cuja principal diferença é a não aplicação do ICPC 01 (IFRIC 12), CPC 47 (IFRS 15) e CPC 06 – R2 (IFRS 16). O ICPC 01 e o CPC 47 tem um impacto material em relação às nossas empresas do segmento de transmissão, com a criação da conta patrimonial de "Ativo Contratual", extinção do "Ativo Imobilizado" e várias modificações na estrutura e apresentação das "Receitas" na Demonstração de Resultados. O CPC 06 - R2 introduziu um modelo único de contabilização de arrendamentos nas demonstrações financeiras dos arrendatários. Como resultado, a Companhia, como arrendatária, passou a reconhecer os ativos de direito (seus direitos de utilizar os ativos subjacentes) e os passivos de arrendamento (obrigações de efetuar pagamentos dos arrendamentos).

## Visão Geral

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

Abaixo a estrutura societária da Companhia:

# Alupar



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

Como consequência, os ratings de crédito corporativo da Alupar refletem essa sólida estrutura de capital e a previsibilidade da forte geração de caixa: **AAA (bra) na escala nacional e BB na escala internacional, pela Fitch Ratings**. Comprometida em gerar valor para o acionista e para a sociedade, a Alupar possui grande competência técnica, forte disciplina financeira e responsabilidade social para continuar com o seu crescimento sustentável através do desenvolvimento de projetos de geração e sistemas de transmissão.

## Transmissão

A Alupar possui participação em concessões de 30 sistemas de transmissão de energia elétrica, totalizando 7.929 km de linhas de transmissão, por meio de concessões com prazo de 30 anos localizadas no Brasil e um perpétuo localizado na Colômbia, sendo 25 operacionais e 5 em fase de implantação, que possuem cronograma de entrada em operação comercial até 2022.

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

Empresa	Prazo da Concessão		Início da Operação	Extensão da Linha	RAP/RBNI (Ciclo 2018-19)	RAP/RBNI (Ciclo 2019-20)	RAP/RBNI (Ciclo 2020-21)	Índice
	Início	Fim						
ETEP	12/06/2001	12/06/2031	25/08/2002	323 km	R\$ 51,2	R\$ 55,1	58,8	IGP-M
ENTE	11/12/2002	11/12/2032	12/02/2005	464 km	R\$ 234,7	R\$ 204,0	134,6	IGP-M
ERTE	11/12/2002	11/12/2032	15/09/2004	179 km	R\$ 52,7	R\$ 39,0	30,6	IGP-M
EATE	12/06/2001	12/06/2031	10/03/2003	924 km	R\$ 227,2	R\$ 244,6	258,2	IGP-M
ECTE	01/11/2000	01/11/2030	26/03/2002	252,5 km	R\$ 49,6	R\$ 53,4	56,8	IGP-M
STN	18/02/2004	18/02/2034	01/01/2006	541 km	R\$ 189,2	R\$ 203,7	159,5	IGP-M
Transleste	18/02/2004	18/02/2034	18/12/2005	150 km	R\$ 42,5	R\$ 45,8	35,7	IGP-M
Transudeste	04/03/2005	04/03/2035	23/02/2007	140 km	R\$ 26,4	R\$ 28,4	30,2	IGP-M
Transirapé	15/03/2005	15/03/2035	23/05/2007	65 km	R\$ 34,5	R\$ 37,2	41,0	IGP-M
STC	27/04/2006	27/04/2036	08/11/2007	195 km	R\$ 45,2	R\$ 47,3	48,1	IPCA
Lumitrans	18/02/2004	18/02/2034	03/10/2007	51 km	R\$ 27,8	R\$ 29,9	31,8	IGP-M
ETES	20/04/2007	20/04/2037	12/12/2008	107 km	R\$ 14,5	R\$ 15,2	18,6	IPCA
EBTE	16/10/2008	16/10/2038	11/07/2011	775 km	R\$ 48,3	R\$ 46,1	48,9	IPCA
TME	19/11/2009	19/11/2039	22/11/2011	348 km	R\$ 51,5	R\$ 53,9	54,9	IPCA
ESDE	19/11/2009	19/11/2039	22/01/2014	Subestação	R\$ 13,5	R\$ 14,1	14,4	IPCA
ETEM	12/07/2010	12/07/2040	16/12/2011	235 km	R\$ 12,9	R\$ 13,5	13,8	IPCA
ETVG	23/12/2010	23/12/2040	23/12/2012	Subestação	R\$ 11,0	R\$ 11,6	11,8	IPCA
TNE	25/01/2012	25/01/2042	Pré-Oper.	715 km	R\$ 158,1	R\$ 165,4	168,5	IPCA
ETSE	10/05/2012	10/05/2042	01/12/2014	Subestação	R\$ 20,2	R\$ 21,1	23,5	IPCA
ELTE	05/09/2014	05/09/2044	Pré-Oper.	Subestação+40km	R\$ 37,5	R\$ 39,2	57,5	IPCA
ETAP (Lote I)	02/09/2016	02/09/2046	06/04/2019	Subestação+20km	R\$ 53,8	R\$ 56,3	57,3	IPCA
ETC (Lote T)	02/09/2016	02/09/2046	23/09/2019	Subestação	R\$ 31,2	R\$ 32,7	33,3	IPCA
TPE (Lote 2)	10/02/2017	10/02/2047	25/10/2020	541km	R\$ 228,0	R\$ 238,6	243,4	IPCA
TCC (Lote 6)	10/02/2017	10/02/2047	19/03/2021	288km	R\$ 155,0	R\$ 162,2	165,3	IPCA
ESTE (Lote 22)	10/02/2017	10/02/2047	Pré-Oper.	236km	R\$ 107,3	R\$ 112,3	114,4	IPCA
TCE (Colômbia)	22/11/2016	Perpétua	Pré-Oper.	200km	R\$ 86,8 <sup>1</sup>	R\$ 90,6 <sup>2</sup>	122,1 <sup>3</sup>	PPI
TSM (Lote 19)	11/08/2017	11/08/2047	Pré-Oper	330 km	R\$ 104,2	R\$ 109,0	111,0	IPCA
ETB (Lote E)	27/09/2016	27/09/2046	16/10/2020	446 km	R\$ 134,8	R\$ 141,1	143,8	IPCA
EDTE (Lote M)	01/12/2016	01/12/2046	20/01/2020	170 km	R\$ 66,1	R\$ 69,1	70,4	IPCA
AETE	18/02/2004	18/02/2034	19/08/2005	193 km	R\$ 49,5	R\$ 53,2	32,2	IGP-M
<b>TOTAL</b>				<b>7.929 km</b>	<b>R\$ 2.364,3</b>	<b>R\$ 2.433,6</b>	<b>R\$ 2.390,40</b>	

<sup>1</sup>USD 1,0 - BRL 3,86 <sup>2</sup>USD 1,0 - BRL 4,03 <sup>3</sup>USD 1,0 - BRL 5,43

### Evolução das Transmissoras Alupar (em quilômetros)



## Geração

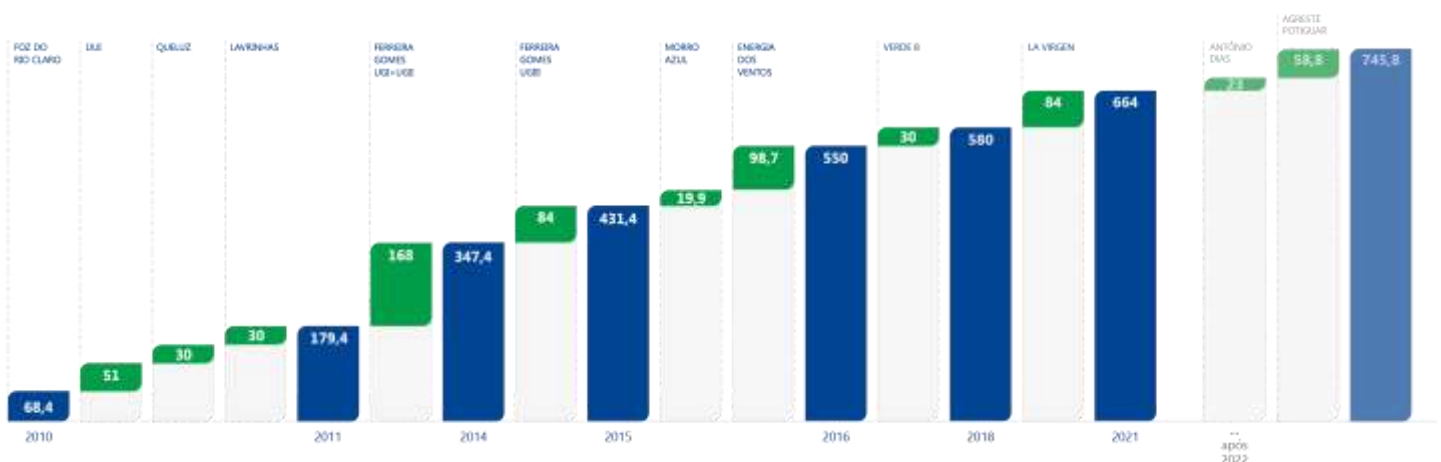
Atualmente, a Alupar atua no segmento de geração de energia elétrica por meio de UHEs, PCHs e parques eólicos, localizados no Brasil, Colômbia e Peru. O portfólio de ativos totaliza uma capacidade instalada de 580,0 MW em operação. Atualmente temos 84,0 MW em implantação, 58,8 MW com outorga apto para iniciar a implantação, além de um projeto (Antônio Dias) de 23 MW em fase de licenciamento.

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

	Prazo da Concessão		Início da Operação	Capital		Capacidade Instalada - MW	Garantia Física - MW
	Início	Fim		Votante	Total		
Queluz	Abr/04	Abr/34	Ago/11	68,83%	68,83%	30,0	21,4
Lavrinhas	Abr/04	Abr/34	Set/11	61,00%	61,00%	30,0	21,4
Foz do Rio Claro	Ago/06	Ago/41	Ago/10	100,00%	69,83%	68,4	39,0
São José - Ijuí	Ago/06	Ago/41	Mar/11	100,00%	86,66%	51,0	30,4
Ferreira Gomes	Nov/10	Nov/45	Nov/14	100,00%	100,00%	252,0	153,1
Energia dos Ventos	Jul/12	Jul/47	Mar/16	100,00%	100,00%	98,7	50,9
Morro Azul (Risaralda)	Jan/09	Vitalícia	Set/16	99,97%	99,97%	19,9	13,2
Verde 08	Out/12	Jun/44	Mai/18	85,00%	85,00%	30,0	18,7
La Virgen	Out/05	Vitalícia	Pré - Operacional	84,58%	84,58%	84,0	49,3
Antônio Dias	Jul/14	Jul/49	Pré - Operacional	90,00 %	90,00 %	23,0	11,4
EOL Agreste Potiguar							
AW Santa Régia	2020	2055	Pré – Operacional	100,00%	100,00%	35,7	20,5
AW São João	2020	2055	Pré - Operacional	100,00%	100,00%	23,1	12,7
<b>TOTAL</b>						<b>745,8</b>	<b>442,0</b>

Abaixo, segue evolução da capacidade de geração da Companhia:

### Expansão da capacidade de Geração (em MW)



\*Antônio Dias (23 MW) em fase de licenciamento

## 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 31** de “Informações por Segmento” das demonstrações financeiras do 1T21.

Em razão das questões já comentadas sobre as diferenças que ocorrem entre os números Regulatórios e Societários (vide “Notas” na página 3 deste Relatório), o foco da análise do segmento de transmissão é sobre o desempenho Regulatório, à exceção dos comentários feitos sobre as receitas, EBITDA e o lucro na demonstração do resultado Societário.

Principais Indicadores "SOCIETÁRIO (IFRS)"				
R\$ MM	4T20	1T21	1T20	Var.%
Receita Líquida	2.203,3	1.439,5	1.340,5	7,4%
Custo dos Serviços Prestados	(50,0)	(28,8)	(21,9)	31,3%
Custo de Infraestrutura	(550,7)	(393,7)	(697,3)	(43,5%)
Depreciação / Amortização	(1,3)	(2,1)	(1,3)	57,7%
Despesas Operacionais	(15,9)	(12,2)	(12,3)	(0,2%)
<b>EBITDA (CVM 527)</b>	<b>1.586,7</b>	<b>1.004,8</b>	<b>609,0</b>	<b>65,0%</b>
<b>Margem EBITDA</b>	<b>72,0%</b>	<b>69,8%</b>	<b>45,4%</b>	<b>24,4 p.p</b>
<b>Margem EBITDA Ajustada*</b>	<b>96,0%</b>	<b>96,1%</b>	<b>94,7%</b>	<b>1,4 p.p</b>
Resultado Financeiro	(104,2)	(132,2)	(22,1)	497,5%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>1.068,2</b>	<b>667,5</b>	<b>448,6</b>	<b>48,8%</b>
Dívida Líquida**	4.982,0	5.087,8	3.279,6	55,1%
Div. Líquida / EBITDA***	0,8	1,3	1,3	

Principais Indicadores "REGULATÓRIO"				
R\$ MM	4T20	1T21	1T20	Var.%
Receita Líquida	370,3	397,0	315,8	25,7%
Custos Operacionais	(25,2)	(27,9)	(22,0)	26,4%
Depreciação / Amortização	(48,6)	(43,9)	(38,2)	14,8%
Despesas Operacionais	(16,3)	(12,9)	(12,5)	2,8%
<b>EBITDA (CVM 527)</b>	<b>328,8</b>	<b>356,2</b>	<b>281,2</b>	<b>26,7%</b>
<b>Margem EBITDA</b>	<b>88,8%</b>	<b>89,7%</b>	<b>89,0%</b>	<b>0,7 p.p</b>
Resultado Financeiro	(106,2)	(131,4)	(21,2)	518,4%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>156,2</b>	<b>160,9</b>	<b>192,1</b>	<b>(16,3%)</b>
Dívida Líquida**	4.982,0	5.087,8	3.279,6	55,1%
Div. Líquida / EBITDA***	3,8	3,6	2,9	

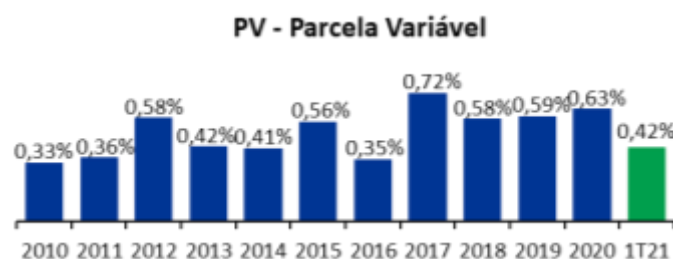
\*Subtraído da Receita Líquida o Capex realizado (Custo de Infraestrutura) / \*\* Considera TVM do Ativo Não Circulante / \*\*\* Ebitda Anualizado

As transmissoras da Companhia apresentaram um desempenho operacional consistente ao longo do 1T21, mantendo a disponibilidade física superior a 99,8%.

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



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



## Análise do Desempenho Combinado de Transmissão - Regulatório

### Receita Líquida

No 1T21 a receita líquida totalizou **R\$ 397,0 mm**, 25,7% superior aos **R\$ 315,8 mm** apurados no 1T20.

Este aumento de **R\$ 81,2 mm** deve-se principalmente ao:

- (i) crescimento de **R\$ 67,1 mm** na receita da transmissora TPE, devido à sua entrada em operação comercial (out/20);
- (ii) aumento de **R\$ 6,4 mm** no faturamento da transmissora TCC, em função da sua entrada em operação comercial (mar/21);
- (iii) crescimento de **R\$ 39,4 mm** na receita da transmissora ETB, devido à entrada em operação comercial do trecho I - Juazeiro III – Ourolândia II (jul/19) e do trecho II – Bom Jesus da Lapa II – Gentio do Ouro II (out/20);
- (iv) redução de **R\$ 17,1 mm** no faturamento da transmissora ENTE, de **R\$ 3,8 mm** na transmissora ERTE, de **R\$ 1,3 mm** na transmissora Transleste, **R\$ 10,9 mm** na transmissora STN e de **R\$ 9,4 mm** na transmissora AETE, em razão da queda de 50% da RAP para o ciclo 2020/2021, decorrente do aniversário de 15 anos da entrada em operação (ERTE: set/19; ENTE: fev/20; Transleste: dez/20; STN: jan/21; AETE: ago/20);
- (v) aumento de **R\$ 24,3 mm** no faturamento das demais transmissoras, impactadas principalmente pelo reajuste das RAPs, conforme Resolução Homologatória nº 2.725 de 14/07/2020 que estabeleceu reajuste de 1,88% para os contratos indexados em IPCA e 6,51% para os contratos indexados em IGP-M. Para mais informações vide tabela da seção “Transmissão” (pag.5).

### Custo do Serviço

Totalizou **R\$ 71,2 mm** no 1T21, ante os **R\$ 59,7 mm** registrados no 1T20.

A conta **Custo dos Serviços Prestados** apresentou um aumento de **R\$ 5,8 mm** decorrente das entradas em operação comerciais das transmissoras ETB e TPE, que impactaram esta conta em R\$ 5,6 mm.

Na conta **Depreciação/Amortização**, foi registrado aumento de **R\$ 5,7 mm**, principalmente, pelo crescimento, no mesmo montante, na transmissora ETB, em razão da entrada em operação comercial do ativo (out/20).

### Despesas Operacionais

Totalizaram **R\$ 13,4 mm** no 1T21, ante os **R\$ 13,1 mm** apurados no 1T20.

A conta **Administrativas e Gerais**, registrou aumento de **R\$ 0,7 mm**, principalmente pelo:

- (i) crescimento de **R\$ 1,3 mm** nas transmissoras TPE e ETB, devido às respectivas entradas em operação comercial;
- (ii) aumento de **R\$ 0,4 mm** na transmissora ELTE, devido a gastos com assessoria jurídica, em razão da assinatura ao termo de aditivo ao contrato de concessão, realizada neste trimestre e;
- (iii) redução de **R\$ 1,1 mm** na transmissora AETE, dado que no 1T20 ocorreram gastos extraordinários decorrentes da rescisão dos contratos antigos de gestão (assessoria e consultoria administrativa / financeira / técnica).

A conta **Pessoal e Administradores**, apresentou redução de **R\$ 0,7 mm**, principalmente pela redução nas transmissoras da TBE, dado que em 2020 o PLR foi pago no primeiro trimestre e neste ano será pago no segundo trimestre.



## EBITDA e Margem EBITDA

Totalizou **R\$ 356,2 mm** no 1T21, 26,7% superior aos **R\$ 281,2 mm** apurados no 1T20.

A margem EBITDA ficou em **89,7%**, 0,7 p.p superior aos **89,0%** apurado no 1T20.

Esta variação deve-se:

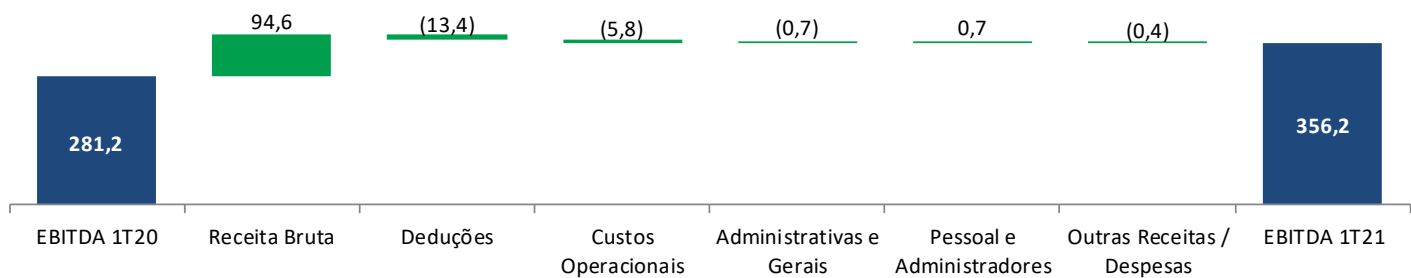
(a) aumento de **R\$ 94,6 mm** na **Receita Bruta**, principalmente, em razão do:

- (i) crescimento de **R\$ 112,9 mm** na receita das transmissoras TPE, ETB e TCC, devido às respectivas entradas em operação comercial;
- (ii) redução de **R\$ 42,5 mm** no faturamento das transmissoras ENTE, ERTE, STN, AETE e Transleste, em razão da queda de 50% da RAP para o ciclo 2020/2021, decorrente dos respectivos aniversários de 15 anos de suas entradas em operação e;
- (iii) aumento de **R\$ 24,3 mm** no faturamento das demais transmissoras, impactadas principalmente pelo reajuste das RAPs, conforme Resolução Homologatória nº 2.725 de 14 de julho de 2020.

(b) aumento de **R\$ 13,4 mm** nas **Deduções**, principalmente pelo crescimento de R\$ 11,3 mm nas transmissoras TPE, ETB e TCC, decorrente das respectivas entradas em operação comercial.

(c) A conta **Custo dos Serviços Prestados**, apresentou um aumento de **R\$ 5,8 mm**, decorrente das entradas em operação comerciais das transmissoras ETB e TPE, que impactaram esta conta em R\$ 5,6 mm.

Formação do EBITDA 1T21 (R\$ MM)



## Lucro Líquido

Totalizou **R\$ 160,9 mm** no 1T21, ante os **R\$ 192,1 mm** apurados no 1T20.

O lucro foi impactado principalmente pelo:

(a) aumento de **R\$ 75,0 mm** no **EBITDA**, conforme explicado na seção “EBITDA e Margem EBITDA” anteriormente.

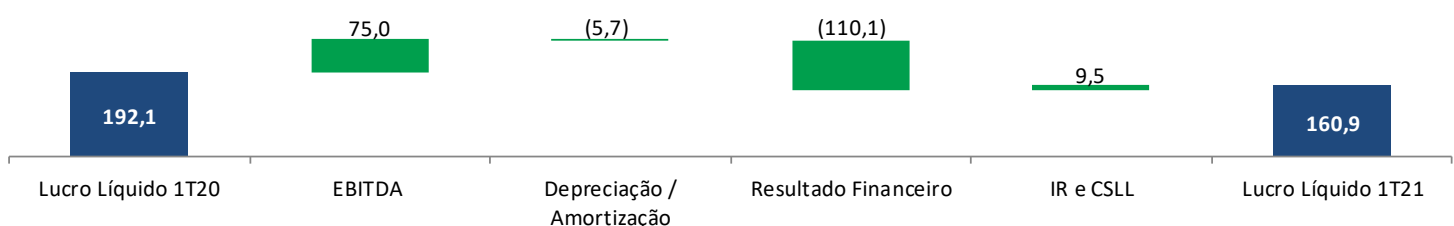
(b) crescimento de **R\$ 5,7 mm** na conta **Depreciação/Amortização**, basicamente, pelo crescimento, no mesmo montante, na transmissora ETB, em razão da entrada em operação comercial do ativo (out/20).

(c) aumento de **R\$ 110,1 mm** no **Resultado Financeiro** principalmente pelo crescimento de **R\$ 108,9 mm** nas **Despesas Financeiras**:

(i) aumento de **R\$ 98,3 mm** em razão das entradas em operação comercial das transmissoras TPE e ETB (out/20) e TCC (jan/21), que impactaram esta conta em R\$ 56,0 mm, R\$ 36,2 mm e R\$ 6,1 mm, respectivamente e;

(ii) aumento do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (“IPCA”) que registrou 2,05% no acumulado do 1T21, ante os 0,53% registrado no acumulado do 1T20.

Formação do Lucro 1T21 (R\$ MM)



## Consolidação de Resultado - Transmissão Regulatório

	Trimestre findo em 31/03/2021				
	Transmissão Combinado	Controle Compartilhado		Eliminações	Transmissão Consolidado
		TNE	Equivalência Patrimonial		
<b>Receita operacional bruta</b>	<b>439.169</b>	<b>1.488</b>	-		<b>437.681</b>
Receita de transmissão de energia	441.056	1.488			439.568
(-) Parcela variável	(1.887)	-			(1.887)
<b>Deduções da receita operacional bruta</b>	<b>(42.190)</b>	<b>(249)</b>	-		<b>(41.941)</b>
PIS	(5.094)	(34)			(5.060)
COFINS	(23.487)	(157)			(23.330)
Quota para Reserva Global de Reversão - RGR	(8.012)	(39)			(7.973)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(1.587)	(5)			(1.582)
Fundo nacional de des. científico e tecnológico - FNDCT	(1.507)	(5)			(1.502)
Ministério de minas e energia - MME	(755)	(3)			(752)
Taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica - TFSEE	(1.748)	(6)			(1.742)
<b>Receita operacional líquida</b>	<b>396.979</b>	<b>1.239</b>	-		<b>395.740</b>
<b>Custo de operação</b>	<b>(71.225)</b>	<b>(1.466)</b>	-		<b>(69.759)</b>
Custo dos serviços prestados	(27.869)	(578)			(27.291)
Depreciação / Amortização	(43.356)	(888)			(42.468)
<b>Lucro bruto</b>	<b>325.754</b>	<b>(227)</b>	-		<b>325.981</b>
<b>Despesas e receitas operacionais</b>	<b>(13.392)</b>	<b>(54)</b>	<b>(145)</b>		<b>(13.483)</b>
Administrativas e gerais	(5.452)	(22)			(5.430)
Pessoal	(7.201)	(32)			(7.169)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	(145)		(145)
Depreciação / Amortização	(503)	-			(503)
Outras receitas	360	-			360
Outras despesas	(596)	-			(596)
<b>EBIT</b>	<b>312.362</b>	<b>(281)</b>	<b>(145)</b>		<b>312.498</b>
Depreciação / Amortização	(43.859)	(888)	-		(42.971)
<b>EBITDA</b>	<b>356.221</b>	<b>607</b>	<b>(145)</b>		<b>355.469</b>
<b>Despesas financeiras</b>	<b>(135.535)</b>	<b>(4)</b>	-	<b>16.028</b>	<b>(119.503)</b>
Encargos de dívidas	(118.405)	-		-	(118.405)
Variações cambiais	(182)	-		-	(182)
Outras	(16.948)	(4)		16.028	(916)
<b>Receitas financeiras</b>	<b>4.170</b>	<b>13</b>	-		<b>4.157</b>
Receitas de aplicações financeiras	2.212	11			2.201
Outras	1.958	2			1.956
	<b>(131.365)</b>	<b>9</b>	-	<b>16.028</b>	<b>(115.346)</b>
<b>EBT</b>	<b>180.997</b>	<b>(272)</b>	<b>(145)</b>	<b>16.028</b>	<b>197.152</b>
IR / CSLL	<b>(20.141)</b>	<b>(13)</b>	-	-	<b>(20.128)</b>
Imposto de renda	(7.292)	(8)			(7.284)
Contribuição social	(12.908)	(5)			(12.903)
Imposto de renda diferido	59	-			59
CSLL diferido	-	-			-
<b>Lucro líquido Consolidado</b>	<b>160.856</b>	<b>(285)</b>	<b>(145)</b>	<b>16.028</b>	<b>177.024</b>
Participação de não controladores					(72.815)
<b>Lucro líquido Alupar</b>					<b>104.209</b>

## Análise do desempenho Combinado de Transmissão - Societário IFRS

1 - 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 Financeiro

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

2 - Com a adoção do CPC 47 – Receita Contrato com Clientes (IFRS 15) foi introduzido um novo modelo para o reconhecimento de receitas provenientes dos contratos com clientes, vigente a partir de 1ª de janeiro de 2018:

### Receita de Infraestrutura

Volume de investimento (CAPEX) efetuado nas empresas de transmissão, considerando margem de construção

### Receita de Trans. de Energia

Receita que remunera os custos de operação e manutenção dos ativos de transmissão, considerando margem de O&M

### Correção Monetária Ativo

Inflação acumulada do período aplicada sobre o saldo do Ativo Contratual

### Remuneração do Ativo Contratual

É o resultado da multiplicação da taxa efetiva de juros (fixada na data de assinatura do contrato de concessão) de um determinado ativo de transmissão pelo saldo do seu ativo contratual

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

Ativo Contratual em 31/12/2020 (Projetos em Operação)	Ativo Contratual em 31/12/2020 (Projetos Fase de Construção)
+	+
Receita de Infraestrutura entre 01/01/2021 e 31/03/2021	Receita de Infraestrutura entre 01/01/2021 e 31/03/2021
+	=
Correção monetária ativo contratual entre 01/01/2021 e 31/03/2021	Ativo Contratual em 31/03/2021
+	
Remuneração do Ativo Contratual entre 01/01/2021 e 31/03/2021	
+	
Receita de Transmissão de Energia entre 01/01/2021 e 31/03/2021	
-	
RAP entre 01/01/2021 e 31/03/2021	
-	
Caso exista, Valor Residual recebido entre 01/01/2021 e 31/03/2021	
=	
Ativo Contratual em 31/03/2021	

## Receita Líquida - IFRS

Totalizou R\$ 1.439,5 mm no 1T21, 7,4% superior aos R\$ 1.340,5 mm apurados no 1T20. As principais variações foram:

(a) aumento de R\$ 100,0 mm na receita bruta:

(i) aumento de R\$ 597,4 mm na **Receita de Remuneração do Ativo de Concessão**, que registrou R\$ 981,8 mm neste trimestre ante os R\$ 384,4 mm contabilizados no 1T20, sendo o principal impacto:

(i.ii) reconhecimento da correção monetária do ativo contratual, principalmente das transmissoras indexadas ao Índice Geral de Preços do Mercado – IGP-M, que registrou 29,71% no acumulado de jun/20 – mar/21;

Transmissoras												
Receita de Remuneração do Ativo da Concessão	ETB	TPE	EATE	ETEP	ENTE	STN	ECTE	ESTE	TSM	TCC	Demais Transmissoras	Total
1T21	64,2	112,2	131,4	29,3	57,1	48,3	27,4	11,7	15,2	248,3	236,8	981,8
1T20	16,8	24,7	66,9	14,9	29,4	27,1	14,0	1,2	2,0	13,4	174,0	384,4
<b>Variações</b>	<b>47,4</b>	<b>87,5</b>	<b>64,4</b>	<b>14,5</b>	<b>27,6</b>	<b>21,2</b>	<b>13,4</b>	<b>10,5</b>	<b>13,2</b>	<b>234,9</b>	<b>62,8</b>	<b>597,4</b>

Correção Monetária	EETP	ENTE	ERTE	EATE	ECTE	STN	Transleste	Transudeste	Transirapé	Lumitrans	AETE	TOTAL
1T21	19,8	38,6	9,1	89,2	18,5	32,5	7,3	5,5	13,6	6,0	10,0	250,1
1T20	6,9	13,2	4,2	30,8	6,4	12,1	2,7	2,0	4,4	2,3	3,5	88,6
<b>Variações</b>	<b>13,0</b>	<b>25,3</b>	<b>4,9</b>	<b>58,4</b>	<b>12,0</b>	<b>20,3</b>	<b>4,6</b>	<b>3,5</b>	<b>9,2</b>	<b>3,7</b>	<b>6,5</b>	<b>161,4</b>

(i.iii) contabilização de R\$ 128,0 mm neste trimestre, em razão do ganho de eficiência decorrente da antecipação de 11 meses da entrada em operação comercial da transmissora TCC.

(ii) aumento de R\$ 31,3 mm na **Receita de Transmissão de Energia**, que totalizou R\$ 95,2 mm neste trimestre, ante os R\$ 63,9 mm registrados no 1T20.

Transmissoras											
Receita de Transmissão de Energia	Transmineiras	EATE	STC	ENTE	ETB	EDTE	TPE	TCC	Demais Transmissoras	Total	
1T21	5,5	14,0	3,4	13,0	6,0	3,2	11,6	1,1	37,4	95,2	
1T20	1,9	12,5	(1,1)	12,0	-	2,5	-	-	36,0	63,9	
<b>Variações</b>	<b>3,6</b>	<b>1,5</b>	<b>4,6</b>	<b>0,9</b>	<b>6,0</b>	<b>0,7</b>	<b>11,6</b>	<b>1,1</b>	<b>1,4</b>	<b>31,3</b>	

(iii) redução de R\$ 528,6 mm na **Receita de Infraestrutura**, que totalizou R\$ 506,1 mm no 1T21, ante os R\$ 1.034,8 mm registrados no 1T20, principalmente pela:

(iii.i) redução dos investimentos nos projetos ETB, EDTE e TPE, os quais foram concluídos ao longo de 2020 e;

(iii.ii) redução na TNE, dado que no 1T20 ocorreu uma reclassificação contábil dos cabos em estoque de “imobilizado em andamento” para “conta a receber do ativo contratual”.

Transmissoras									
Receita de Infraestrutura	ETB	EDTE	TPE	TCC	ESTE	TSM	TNE	Demais Transmissoras	Total
1T21	-	-	0,9	193,1	150,5	160,9	0,5	0,2	506,1
1T20	149,0	76,4	261,4	139,2	151,3	29,6	223,0	5,0	1.034,8
<b>Variações</b>	<b>(149,0)</b>	<b>(76,4)</b>	<b>(260,5)</b>	<b>54,0</b>	<b>(0,7)</b>	<b>131,3</b>	<b>(222,5)</b>	<b>(4,8)</b>	<b>(528,6)</b>

## EBITDA e Margem EBITDA - IFRS

Totalizou **R\$ 1.004,8 mm** no 1T21, 65,0% superior aos **R\$ 609,0 mm** apurados no 1T20.

A Margem EBITDA Ajustada atingiu **96,1%**, 1,4 p.p superior aos **94,7%** registrados no mesmo período do ano passado.

Os principais impactos nesta conta foram:

(a) aumento de **R\$ 100,0 mm** na **Receita Bruta – IFRS**, sendo:

(i) aumento de **R\$ 597,4 mm** na **Receita de Remuneração do Ativo de Concessão**, que registrou **R\$ 981,8 mm** neste trimestre ante os **R\$ 384,4 mm** contabilizados no 1T20;

(ii) aumento de **R\$ 31,3 mm** na **Receita de Transmissão de Energia**, que totalizou **R\$ 95,2 mm** neste trimestre, ante os **R\$ 63,9 mm** registrados no 1T20;

(iii) redução de **R\$ 528,6 mm** na **Receita de Infraestrutura**, que totalizou **R\$ 506,1 mm** no 1T21, ante os **R\$ 1.034,8 mm** registrados no 1T20.

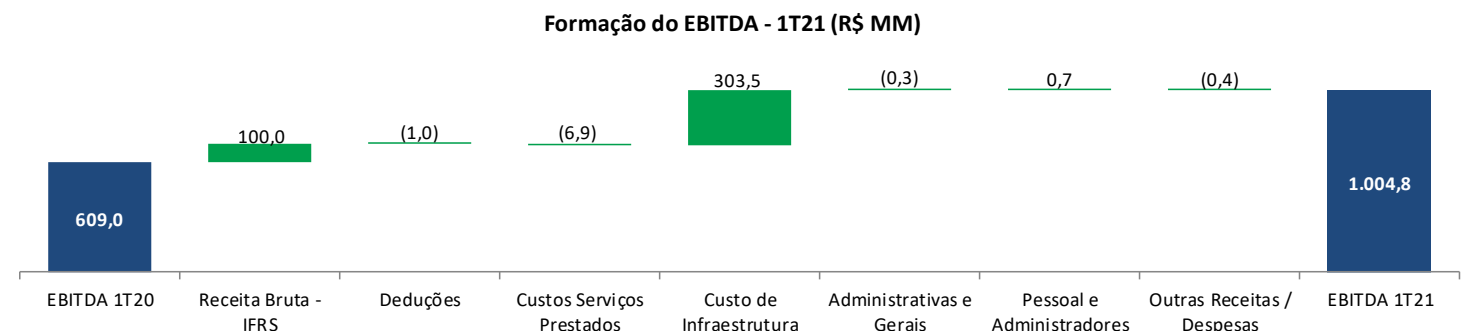
Para mais informações sobre as variações na Receita, favor verificar a seção anterior “Receita Líquida - IFRS”.

(b) Crescimento de **R\$ 6,9 mm** nos **Custos dos Serviços Prestados**, principalmente, pelo aumento de R\$ 5,3 mm nas transmissoras TPE e ETB, em razão das respectivas entradas em operação comerciais.

(c) redução de **R\$ 303,5 mm** no **Custo de Infraestrutura**, basicamente pelos investimentos realizados nas transmissoras em implantação no Brasil. Abaixo as principais variações:

Transmissoras									
Custo de Infraestrutura	TNE	ETB	EDTE	TPE	TCC	ESTE	TSM	Demais Transmissoras	Total
1T21	0,5	-	-	-	210,7	74,1	103,4	5,1	393,7
1T20	197,2	117,4	40,9	179,5	94,9	42,9	20,0	4,5	697,3
<b>Variações</b>	<b>(196,7)</b>	<b>(117,4)</b>	<b>(40,9)</b>	<b>(179,5)</b>	<b>115,8</b>	<b>31,2</b>	<b>83,4</b>	<b>0,7</b>	<b>(303,5)</b>

Segue abaixo a formação do EBITDA:



## Lucro Líquido - IFRS

Totalizou **R\$ 667,5 mm** no 1T21, 48,8% superior aos **R\$ 448,6 mm** apurados no 1T20.

Os principais impactos no lucro líquido ocorreram conforme as variações abaixo:

(a) aumento de **R\$ 395,8 mm** no **EBITDA**, principalmente pelo:

(i) crescimento de R\$ 100,0 mm da receita das transmissoras e;

(ii) redução de R\$ 303,5 mm no custo de infraestrutura.

Para mais informações sobre as variações no EBITDA, favor verificar a seção anterior “EBITDA - IFRS”.

(b) aumento de **R\$ 110,1 mm** no **Resultado Financeiro**, principalmente pelo crescimento de **R\$ 108,8 mm** nas **Despesas Financeiras**:

(i) aumento de **R\$ 98,4 mm** em razão das entradas em operação comercial das transmissoras TPE e ETB (out/20) e TCC (mar/21), que impactaram esta conta em R\$ 56,1 mm, R\$ 36,2 mm e R\$ 6,1 mm, respectivamente e;

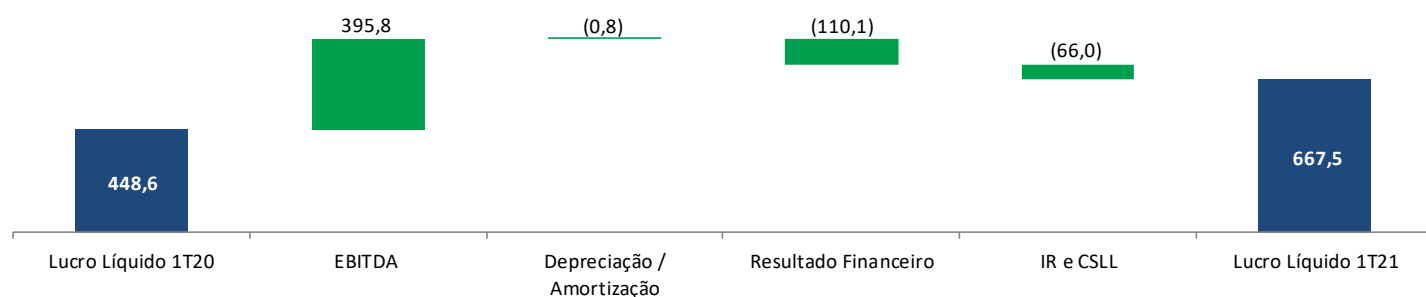
(ii) aumento do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (“IPCA”), que registrou 2,05% no acumulado do 1T21, ante os 0,53% registrado no acumulado do 1T20.

(c) aumento de **R\$ 66,0 mm** no **IRPJ/CSLL**, principalmente pelo crescimento de **R\$ 75,5 mm** no **IRPJ/CSLL Diferido**, em razão da variação positiva no resultado das transmissoras em TCC e TSM:

IR / CSLL	ETB	EDTE	ETAP	TCC	ESTE	TSM	Demais Transmissoras	Total
1T21	(21,6)	4,9	5,8	65,1	24,7	19,2	105,0	203,0
1T20	10,1	17,2	(16,6)	14,8	32,3	3,0	76,2	137,0
<b>Variações</b>	<b>(31,7)</b>	<b>(12,3)</b>	<b>22,4</b>	<b>50,3</b>	<b>(7,7)</b>	<b>16,2</b>	<b>28,8</b>	<b>66,0</b>

Segue abaixo a formação do EBITDA:

Formação do Lucro 1T21 (R\$ MM)



## Consolidação de Resultado - Transmissão Societário (IFRS)

	Trimestre findo em 31/03/2021				
	Transmissão Combinado	Controle Compartilhado		Eliminação	Transmissão Consolidado
		TNE	Equivalência Patrimonial		
<b>Receita operacional bruta</b>	<b>1.583.120</b>	<b>6.276</b>			<b>1.576.844</b>
Receita de transmissão de energia	97.086	398			96.688
Receita de infraestrutura	506.133	500			505.633
Remuneração do Ativo de Concessão	981.788	5.378			976.410
(-) Parcela variável	(1.887)	-			(1.887)
<b>Deduções da receita operacional bruta</b>	<b>(143.588)</b>	<b>(836)</b>			<b>(142.752)</b>
PIS	(5.094)	(34)			(5.060)
COFINS	(23.487)	(157)			(23.330)
PIS diferido	(16.805)	(79)			(16.726)
COFINS diferido	(77.412)	(364)			(77.048)
Quota para Reserva Global de Reversão - RGR	(8.012)	(39)			(7.973)
Quota para Reserva Global de Reversão - RGR diferido	(5.664)	(125)			(5.539)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(1.587)	(5)			(1.582)
Fundo nacional de des. científico e tecnológico - FNDCT	(1.507)	(5)			(1.502)
Ministério de minas e energia - MME	(755)	(3)			(752)
Taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica - TFSEE	(1.748)	(6)			(1.742)
Taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica - TFSEE diferido	(1.517)	(19)			(1.498)
<b>Receita operacional líquida</b>	<b>1.439.532</b>	<b>5.440</b>			<b>1.434.092</b>
<b>Custo de operação</b>	<b>(423.968)</b>	<b>(1.058)</b>			<b>(422.910)</b>
Custo dos serviços prestados	(28.768)	(564)			(28.204)
Custo de infraestrutura	(393.730)	(481)			(393.249)
Depreciação / Amortização	(1.470)	(13)			(1.457)
<b>Lucro bruto</b>	<b>1.015.564</b>	<b>4.382</b>			<b>1.011.182</b>
<b>Despesas e receitas operacionais</b>	<b>(12.827)</b>	<b>(54)</b>	<b>1.466</b>		<b>(11.307)</b>
Administrativas e gerais	(4.802)	(22)			(4.780)
Pessoal	(7.201)	(32)			(7.169)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	1.466		1.466
Depreciação / Amortização	(588)	-			(588)
Outras receitas	360	-			360
Outras despesas	(596)	-			(596)
<b>EBIT</b>	<b>1.002.737</b>	<b>4.328</b>	<b>1.466</b>		<b>999.875</b>
Depreciação / Amortização	(2.058)	(13)			(2.045)
<b>EBITDA</b>	<b>1.004.795</b>	<b>4.341</b>	<b>1.466</b>		<b>1.001.920</b>
<b>Despesas financeiras</b>	<b>(136.369)</b>	<b>(5)</b>		<b>16.028</b>	<b>(120.336)</b>
Encargos de dívidas	(119.239)	(1)		-	(119.238)
Variações cambiais	(182)	-		-	(182)
Outras	(16.948)	(4)		16.028	(916)
<b>Receitas financeiras</b>	<b>4.170</b>	<b>13</b>			<b>4.157</b>
Receitas de aplicações financeiras	2.212	11			2.201
Outras	1.958	2			1.956
	<b>(132.199)</b>	<b>8</b>	<b>-</b>	<b>16.028</b>	<b>(116.179)</b>
<b>EBT</b>	<b>870.538</b>	<b>4.336</b>	<b>1.466</b>	<b>16.028</b>	<b>883.696</b>
IR / CSLL	<b>(203.039)</b>	<b>(1.461)</b>			<b>(201.578)</b>
Imposto de renda	(7.292)	(8)			(7.284)
Contribuição social	(12.908)	(5)			(12.903)
Imposto de renda diferido	(123.071)	(1.065)			(122.006)
CSLL diferido	(59.768)	(383)			(59.385)
<b>Lucro líquido Consolidado</b>	<b>667.499</b>	<b>2.875</b>	<b>1.466</b>	<b>16.028</b>	<b>682.118</b>
Participação de não controladores					(317.831)
<b>Lucro líquido Alupar</b>					<b>364.287</b>

## Projetos em Construção:

Transmissoras em Implantação	Extensão (Km)	RAP (MM) <sup>(1)</sup>	Investimento Previsto ANEEL (MM) <sup>(2)</sup>	Investimento Realizado (MM) <sup>(3)</sup>	Entrada em Operação (Regulatória)	Entrada em Operação (Previsão Gerencial)
TNE <sup>(4)</sup>	715	R\$ 168,5	R\$ 1.614,7 <sup>(5)</sup>	R\$ 306,0	2015	-
ELTE	40	R\$ 57,5	R\$ 450,0	R\$ 15,4	2024	2024
ESTE <sup>(7)</sup>	236	R\$ 114,4	R\$ 485,8	R\$ 342,5	2022	2022
TCE	200	US\$ 22,5	US\$ 130,0	US\$ 49,6 <sup>(8)</sup>	2021	2022
TSM <sup>(6)</sup>	330	R\$ 111,0	R\$ 889,0	R\$ 552,2	2022	2021

<sup>(1)</sup> Ciclo 2020/2021

<sup>(2)</sup> Investimento na data base prevista no edital dos respectivos leilões.

<sup>(3)</sup> Considerando o valor imobilizado do ativo apresentado nas demonstrações financeiras regulatórias.

<sup>(4)</sup> Investimento total. Este empreendimento tem participação de 51% da Alupar e 49% da Eletronorte.

<sup>(5)</sup> Investimento inicial de R\$ 969,0 em set/11, atualizado pelo IPCA até dez/20.

<sup>(6)</sup> Investimento total. Empreendimentos com participações de 51% da Alupar e 49% do Perfin.

<sup>(7)</sup> Empreendimento da subsidiária EATE (ESTE). Não haverá desembolso de equity da Alupar.

<sup>(8)</sup> Considerando o valor imobilizado do ativo apresentado nas demonstrações financeiras regulatórias. Considerando US\$ 1,0 = R\$ 5,70 (Base 31/03/2021)

## Projetos em fase de Licenciamento Ambiental

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

Devido a problemas no licenciamento ambiental, a coligada protocolou na ANEEL, em 02 de setembro de 2015, o requerimento para rescisão amigável do Contrato de Concessão 003/2012 – ANEEL, em virtude da não manifestação da FUNAI no que tange ao componente indígena.

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 do 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.

Em 13 de setembro de 2017, a TNE protocolou, perante a Justiça Federal o pedido de declaração da rescisão do Contrato de Concessão nº 003/2012- ANEEL, Processo nº: 1012027-22.2017.4.01.3400, o qual tramita perante a 22ª Vara Federal Cível do Distrito Federal em decorrência da inviabilidade, da implantação do empreendimento.

O Ministério de Minas e Energia (MME), no âmbito do requerimento para rescisão amigável do Contrato de Concessão protocolado perante a ANEEL, em decorrência do Despacho Aneel nº 3.265, após receber e analisar os autos do processo, em 22 de fevereiro de 2018, encaminhou à ANEEL o Ofício nº 66/2018/SPE-MME pelo qual não acatou a recomendação do referido Despacho e devolveu à ANEEL o processo para reavaliação.



Em setembro de 2018, após reunião com a comunidade indígena, a TNE foi autorizada a desenvolver estudos dentro da área afetada para a elaboração do Componente Indígena do Plano Básico Ambiental (PBA-CI). Os trabalhos previstos em tal estudo foram realizados entre outubro/2018 e abril/2019, sendo o documento final protocolado no IBAMA, juntamente da solicitação de Licença de Instalação, em junho de 2019. No momento, o IBAMA está aguardando manifestação dos indígenas e da FUNAI quanto ao PBA-CI protocolado, para dar sequência ao processo de análise de Licença de Instalação para o empreendimento.

Em 10 de setembro de 2019, por meio da 33ª Reunião de Diretoria ANEEL, o colegiado decidiu: (i) autorizar a celebração de termo aditivo ao Contrato de Concessão nº 003/2012, que deverá constar o reequilíbrio econômico-financeiro e o valor associado ao Compensador Estático de Reativos - CER da SE Boa Vista, parte integrante do escopo do Edital, totalizando RAP de R\$ 275.560.772,09, atualizado até 31 de outubro de 2019; (ii) recompor o prazo de implantação do objeto para 36 meses, a ser contado a partir da assinatura de Termo de Aditivo Contratual; e (iii) convocar a contratada para, até 31 de outubro de 2019, assinar o aditivo. A presente decisão encontra-se disposta no Despacho ANEEL nº 2.502/2019.

Em 23 de setembro de 2019, considerando que a proposta de reequilíbrio econômico financeiro ao Contrato de Concessão apresentada pela ANEEL se mostrou deficitária, a TNE apresentou à Agência pedido de reconsideração ao Despacho ANEEL Nº 2.502/2019. Em 31.10.2019, foi publicado no DOU, o Despacho ANEEL nº 2951/2019, dando provimento parcial ao pedido de reconsideração da TNE, suspendendo a convocação da TNE para assinatura do Termo Aditivo, originalmente previsto para até 31.10.2019, até que o referido recurso seja julgado pela diretoria colegiada da Agência.

Em 27/04/2021, em Reunião de Diretoria da ANEEL, esta deliberou por manter, em parte, o teor do Despacho ANEEL nº 2.502/2019, especialmente para os fins de: (i) autorizar a celebração de Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 3/2012-ANEEL, que deverá constar o reequilíbrio econômico-financeiro e o valor associado ao Compensador Estático de Reativos – CER da Subestação Boa Vista, parte integrante do escopo do Edital do Leilão nº 4/2011-ANEEL, totalizando Receita Anual Permitida – RAP no valor de R\$ 329.061.673,66, atualizado até 30 de junho de 2021; (ii) recompor o prazo de implantação do objeto para 36 (trinta e seis) meses, a ser contado a partir da assinatura do Termo Aditivo Contratual; e (iii) convocar a TNE para, até 30 de junho de 2021, assinar o respectivo aditivo contratual. Esta decisão esta contida no Despacho ANEEL nº 1177/2021, publicado no DOU em 04.05.2021.

Adicionalmente, em 25 de março de 2021, a TNE protocolou na ANEEL um pedido oficial para solução de controvérsias (instauração da arbitragem) e deverá, em breve, ser submetido a análise da diretoria do Agência. O objeto dessa lide arbitral consiste na definição de eventual direito da TNE ao reequilíbrio econômico-financeiro do Contrato de Concessão nº 003/2012 até o valor requerido de RAP de R\$ 395.660.000,00.

A próxima etapa será a apreciação, pela diretoria da ANEEL, do requerimento apresentado em 25/03/2021, que consistirá em sorteio de novo diretor-relator para análise do pleito e posterior deliberação em reunião de diretoria, o que deverá ocorrer antes dos 60 dias supracitados.

No âmbito do Processo Judicial nº: 1012027-22.2017.4.01.3400, em março de 2021, foi prolatada sentença julgando procedente em parte a ação proposta, para determinar a rescisão do contrato de concessão nº003/2012-ANEEL e condenar a União Federal a indenizar a TNE das perdas materiais a serem apuradas em liquidação de sentença.

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 total do Empreendimento.

## Status dos Projetos:

Transmissoras em Implantação	Assinatura do Contrato de Concessão	Estado	Licenciamento Ambiental	Enquadramento REIDI		Projeto Prioritário
				MME	RFB	MME
ESTE (Lote 22)	10/02/2017	MG/ES	IBAMA LI – 15/10/19	Aprovado 24/07/2017	Aprovado 29/09/2017	Aprovado 14/09/2017
TSM (Lote 19)	11/08/2017	SP/RJ	IBAMA LI – 13/11/19	Aprovado 06/11/2017	Aprovado 06/04/2018	Aprovado 14/11/2017
TCE (Colômbia)	23/11/2016	Risaralda / Tolima / Cundinamarca / Caldas	ANLA Protocolado 05/04/19	-	-	-
ELTE	05/09/2014 / 08/01/2021	SP	CETESB	Protocolo 16/03/2021	-	-

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

### LT Mesquita – João Neiva 2

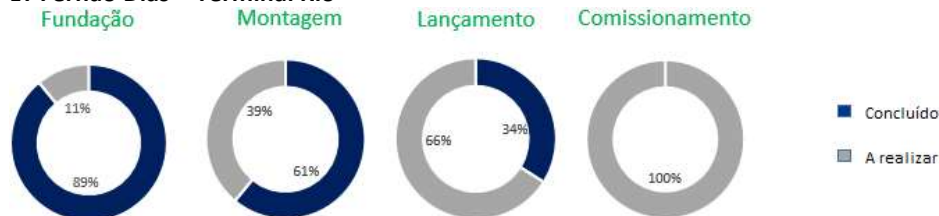


### SE João Neiva 2 / Mesquita



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

### LT Fernão Dias – Terminal Rio



### SE Fernão Dias / Terminal Rio



**TCE:** É uma SPE para exploração da concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica através da *Transmisora Colombiana de Energia S.A.S* que é composta por uma linha de transmissão de 500kV ligando a Subestação Nueva Esperanza (próximo à Bogotá) e a Subestação La Virginia (próximo à Pereira), com aproximadamente 200 km de extensão e prazo de implementação até 2022.

No 1T21, a licença ambiental do projeto foi emitida parcialmente em janeiro, contemplando 98% da linha de transmissão. Consequentemente a TCE entrou com recurso solicitando o licenciamento do trecho pendente.

Também houve continuidade: (i) das negociações fundiárias; (ii) do processo de fabricação das estruturas metálicas; (iii) do processo de fabricação e transporte dos equipamentos das subestações e; (iv) nas atividades de estudo de arqueologia da linha de transmissão.

**Marcos do Projeto:** Evolução Fundiária: 83%.

**ELTE:** É uma SPE para exploração da concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica através das subestações Domênico Rangoni 345/138 kV e Manoel da Nóbrega 230/88kV, contemplando ainda 40 km de linha de transmissão. O empreendimento será conectado ao Sistema Interligado Nacional e irá reforçar as redes das distribuidoras, além de atender o aumento da demanda de energia elétrica da região da baixada santista, composta por nove municípios (Bertioga, Cubatão, Guarujá, Itanhaém, Mongaguá, Peruíbe, Praia Grande, Santos e São Vicente). Este projeto possui um deslocamento justificável no cronograma, no que tange ao licenciamento ambiental. Embora a ELTE venha envidando seus melhores esforços para a obtenção das Licenças Ambientais junto ao órgão ambiental do Estado de São Paulo – Companhia Ambiental do Estado de São Paulo (“CETESB”), o processo de licenciamento ambiental tem se prolongado por questões não gerenciáveis por parte da ELTE, resultando no deslocamento do cronograma previsto originalmente no Contrato de Concessão nº 016/2014.

A emissão da Licença Prévia (“LP”) da subestação Domênico Rangoni 345/138 kV e suas respectivas linhas de transmissão estava prevista para outubro de 2015, porém, devido a manifestação desfavorável do Serviço Regional de Proteção ao Vão de São Paulo (SRPV-SP), responsável pelo Plano de Zoneamento Aeroportuário da Base Aérea de Santos, e manifestação desfavorável da Fundação Florestal, responsável pelo Parque Estadual da Serra do Mar, a CETESB indeferiu o pedido de Licença Prévia deste trecho, e, consequentemente, arquivou, de forma oficial, o processo, pela inviabilidade ambiental dessa parte do empreendimento. Adicionalmente, a emissão da Licença Prévia da subestação Manoel da Nóbrega 230/88 kV, e sua respectiva linha de transmissão, também prevista para outubro de 2015, foi emitida apenas em 31 de março de 2017.

Dada a impossibilidade de execução do empreendimento por inviabilidade ambiental, a ELTE protocolou, em 13 de junho de 2018, junto à ANEEL, o pedido de rescisão amigável do Contrato de Concessão nº 016/2014. Em 7 de março de 2019, a ANEEL propôs à ELTE a redução de escopo do Contrato de Concessão em 48%, excluindo o trecho inviabilizado (Domênico Rangoni) e consequentemente o reequilíbrio econômico financeiro ao contrato de concessão, com assinatura do respectivo aditivo para jun/2019. A ELTE manifestou concordância à proposta apresentada e ficou no aguardo da disponibilização, pela ANEEL, do termo aditivo ao contrato de concessão. Este prazo inicial foi postergado para 05/11/2019, com nova concordância pela ELTE.

Mediante a não manifestação da ANEEL, em 22/01/2020, a ELTE entrou com mandato de segurança nº 1003014-91.2020.4.01.3400, para que a ANEEL disponibilizasse o termo aditivo ao contrato de concessão ou a rescisão integral do contrato. Em reunião extraordinária realizada em 27/02/2020, a ANEEL comunicou que um novo projeto, elaborado pela EPE e apresentado ao SRPV-SP, poderia viabilizar o trecho norte (Domênico Rangoni). Dessa forma, a ANEEL suspendeu por 90 dias ou até a manifestação da SRPV-SP (o que ocorrer primeiro), a decisão para o pedido apresentado pela ELTE, de rescisão amigável do contrato de concessão ou celebração do termo aditivo para implantação do trecho sul (Manoel da Nóbrega). Em seguida a ELTE protocolou na ANEEL recurso contra esta decisão, solicitando a manifestação em 30 dias. Em reunião de diretoria realizada em 05/05/2020, a ANEEL negou o recurso da ELTE e manteve o Despacho anterior, ou seja, suspensão por 90 dias (contados a partir da reunião extraordinária realizada em 27/02/2020) ou até a manifestação da SRPV-SP (o que ocorrer primeiro), para voltar a analisar o tema.

Em reunião de diretoria da ANEEL, realizada em 26/05/2020, foi decidido negar provimento ao Requerimento Administrativo interposto pela ELTE pleiteando o reequilíbrio econômico-financeiro do Contrato de Concessão nº 16/2014, com redução do objeto, referente às obras do conjunto da Subestação Domênico Rangoni, com 345/138 kV, mantendo a Subestação Manoel da Nóbrega, com 230/138-88 kV. Mediante esta decisão, a ELTE, em 10/06/2020, apresentou à Agência o recurso de pedido de reconsideração ao Despacho ANEEL nº 1485/2020. Em reunião de diretoria da ANEEL, realizada em 15/12/2020, foi reconhecido o excludente total de responsabilidade pelo atraso na implantação do empreendimento por inviabilidade ambiental e aprovado o reequilíbrio econômico-financeiro para a retomada da implantação dos ativos de transmissão, sendo o termo aditivo assinado em 08/01/2021.

## 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 31** de "Informações por Segmento" das demonstrações financeiras do 1T21.

No segmento de Geração, diferentemente do segmento de Transmissão, os efeitos da adoção do ICPC 01 e CPC 47 nos números societários não trazem efeitos em relação aos números regulatórios e o CPC 06 – R2 não traz impacto material quando comparado aos números regulatórios. Para verificar as diferenças relacionadas ao CPC 06 – R2 vide "Anexo 03 – IFRS x Regulatório". Dessa forma, a análise Regulatória é basicamente a mesma do desempenho demonstrado pelos números Societários.

Principais Indicadores "SOCIETÁRIO (IFRS)"				
R\$ MM	4T20	1T21	1T20	Var.%
Receita Líquida	168,2	170,5	155,0	10,0%
Custos Operacionais	(28,8)	(23,7)	(24,2)	(2,1%)
Depreciação / Amortização	(26,7)	(26,7)	(26,0)	2,8%
Compra de Energia	(30,9)	(28,2)	(20,7)	36,5%
Despesas Operacionais	(5,6)	(4,3)	(7,8)	(45,0%)
<b>EBITDA (CVM 527)</b>	<b>102,9</b>	<b>114,3</b>	<b>102,4</b>	<b>11,6%</b>
<b>Margem EBITDA</b>	<b>61,2%</b>	<b>67,0%</b>	<b>66,0%</b>	<b>1,0 p.p</b>
Resultado Financeiro	(84,0)	(58,9)	(45,0)	30,9%
<b>Lucro Líquido / Prejuízo</b>	<b>(14,0)</b>	<b>22,8</b>	<b>27,1</b>	<b>(15,9%)</b>
Dívida Líquida*	1.428,0	1.504,1	1.485,4	1,3%
Dívida Líquida / EBITDA**	3,5	3,3	3,6	

\*Considera Títulos e Valores Mobiliários do Ativo não Circulante \*\*EBITDA Anualizado

### Receita Líquida

Totalizou **R\$ 170,5 mm** no 1T21, 10,0% superior aos **R\$ 155,0 mm** apurados no 1T20.

Esta variação deve-se, principalmente ao aumento de R\$ 15,6 mm no faturamento, sendo os principais impactos:

- (a) (+) R\$ 6,0 mm na PCH Morro Azul;
- (b) (+) R\$ 4,1 mm na PCH Verde 08;
- (c) (+) R\$ 3,6 mm na PCH Queluz;
- (d) (+) R\$ 3,5 mm na PCH Lavrinhas;
- (e) (-) R\$ 3,9 mm na UHE Ferreira Gomes.

Faturamento	PCH Queluz			PCH Lavrinhas			PCH Verde 08			UHE Ferreira Gomes			PCH Morro Azul			Total		
	1T21	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Valor
Contrato Bilateral ACR											236.962	120,23	28.489				236.962	28.489
Contrato Bilateral ACL	22.680	322,96	7.325	22.680	322,96	7.325				86.184	202,08	17.416	27.336	321,30	8.783	158.880	40.849	
Comercialização	46.674	201,26	9.393	47.031	201,04	9.455	86.833	259,69	22.549	25.296	242,76	6.141				205.834	47.539	
Partes Relacionadas							2.160	280,00	605									605
CCEE/Ajustes			3.793			3.625			1.690			2.928						12.036
<b>Total</b>			<b>20.511</b>			<b>20.405</b>			<b>24.844</b>			<b>54.974</b>			<b>8.783</b>			<b>129.517</b>
Faturamento	PCH Queluz			PCH Lavrinhas			PCH Verde 08			UHE Ferreira Gomes			PCH Morro Azul			Total		
1T20	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Valor	
Contrato Bilateral ACR										234.600	116,70	27.378				234.600	27.378	
Contrato Bilateral ACL	45.864	302,72	13.884	45.864	302,72	13.884				87.142	197,52	17.212	10.898	254,27	2.771	189.768	47.751	
Comercialização	9.240	206,17	1.905	9.240	206,28	1.906	77.352	237,74	18.390	52.315	257,23	13.457				148.147	35.658	
CCEE/Ajustes			1.110			1.131			2.325			826						5.392
<b>Total</b>			<b>16.899</b>			<b>16.921</b>			<b>20.715</b>			<b>58.873</b>			<b>2.771</b>			<b>116.179</b>
<b>Variações</b>			<b>3.612</b>			<b>3.484</b>			<b>4.129</b>			<b>(3.899)</b>			<b>6.012</b>			<b>13.338</b>

Segue abaixo abertura do Faturamento das geradoras:

Faturamento Geradoras / Comercialização	Energia Faturada (MWh)	Preço Médio (R\$/MWh)	Receita Bruta (R\$ milhões)
<b>1. Longo Prazo - Faturamento de Contratos Bilaterais</b>	<b>846.054</b>	<b>200,05</b>	<b>169,3</b>
1.1 ACR	479.180	167,50	80,3
1.2 ACL	158.880	257,10	40,8
1.3 ACL - Comercialização	207.994	231,47	48,1
1.4 Reclassificação	-	-	-
<b>2. SPOT / CCEE</b>			<b>13,0</b>
<b>3. IMPOSTOS (ICMS) / Outros Ajustes</b>			<b>0,3</b>
<b>4. TOTAL GERAÇÃO BRUTO</b>			<b>182,6</b>
<b>5. COMERCIALIZAÇÃO ALUPAR</b>			<b>18,6</b>
<b>6. TOTAL GERAÇÃO / COMERCIALIZAÇÃO</b>			<b>201,2</b>
<b>7. ELIMINAÇÕES</b>			<b>(19,7)</b>
<b>8. GERAÇÃO CONSOLIDADO</b>			<b>181,5</b>

## Custo do Serviço

Totalizou R\$ 78,3 mm no 1T21, ante os R\$ 70,6 mm registrados no 1T20. Esta variação é explicada principalmente pelo:

(a) redução de R\$ 1,1 mm na linha **Custo dos Serviços Prestados**, principalmente pela:

(i) redução de R\$ 3,1 mm na UHE Foz do Rio Claro, em razão da reversão do saldo provisionado de um litígio referente a implantação do projeto e consequentemente da reclassificação contábil da conta “contingência no resultado” para “imobilizado em curso”;

(ii) aumento de R\$ 0,5 mm na UHE Ferreira Gomes, decorrente de custos com ações trabalhistas;

(iii) crescimento de R\$ 0,3 mm nos parques eólicos Energia dos Ventos, devido à locação de equipamentos para manutenção de aerogeradores e;

(iii) aumento de R\$ 0,8 mm registrado na PCH Morro Azul, em razão do aumento dos encargos setoriais que são atrelados à geração de energia, a qual foi de 27.336 MWh neste trimestre, 150,8% superior aos 10.898 MWh gerados no 1T20;

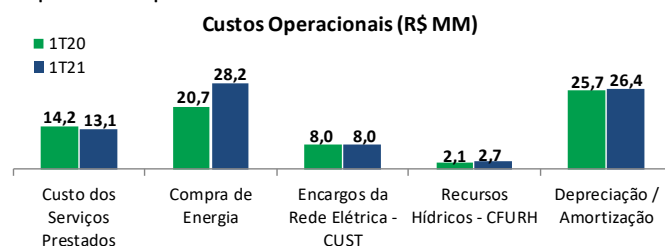
(b) aumento de R\$ 0,6 mm na linha **Recursos Hídricos – CFURH**, decorrente da maior geração de energia neste trimestre, em função da maior vazão hídrica quando comparada com o 1T20, que impactou a usina Ferreira Gomes (+R\$ 0,8mm) e;

(c) aumento de R\$ 7,5 mm na **Compra de Energia**. Segue abaixo as principais variações:

Compra de Energia	UHE Foz do Rio Claro			UHE Ijuí			PCH Queluz			PCH Lavrinhas			PCH Verde 08			UHE Ferreira Gomes			Geração Combinado	
	MWh	PPA	Valor	MWh	PPA	Valor	MWh	PPA	Valor	MWh	PPA	Valor	MWh	PPA	Valor	MWh	PPA	Valor	MWh	Valor
1T21																				
Comercialização	(9.772)	211,32	(2.065)	(6.720)	211,41	(1.421)	(22.680)	200,00	(4.536)	(22.680)	200,00	(4.536)	(38.880)	240,83	(9.364)	(82.003)	58,96	(4.835)	(182.736)	(26.756)
Partes Relacionadas																(29.686)	55,57	(1.650)	(29.686)	(1.650)
CCEE/ Ajustes			(1.129)			(1.087)			(45)			(11)			67			998		(1.212)
Impostos															807			598		1.405
<b>Total</b>			<b>(3.194)</b>			<b>(2.507)</b>			<b>(4.581)</b>			<b>(4.547)</b>			<b>(8.489)</b>			<b>(4.888)</b>		<b>(28.213)</b>

Compra de Energia	UHE Foz do Rio Claro			UHE Ijuí			PCH Queluz			PCH Lavrinhas			PCH Verde 08			UHE Ferreira Gomes			Geração Combinado	
	MWh	PPA	Valor	MWh	PPA	Valor	MWh	PPA	Valor	MWh	PPA	Valor	MWh	PPA	Valor	MWh	PPA	Valor	MWh	Valor
1T20																				
Comercialização				(1.265)	150	(190)							(39.312)	199,99	(7.862)	(25.966)	53,10	(1.379)	(66.542)	(9.431)
CCEE/ Ajustes			(899)			(1.920)			(97)			(130)			(55)			(8.840)		(11.945)
Impostos															666			44		710
<b>Total</b>			<b>(899)</b>			<b>(2.110)</b>			<b>(97)</b>			<b>(130)</b>			<b>(7.251)</b>			<b>(10.175)</b>		<b>(20.666)</b>
<b>Variações</b>			<b>(2.295)</b>			<b>(397)</b>			<b>(4.484)</b>			<b>(4.417)</b>			<b>(1.238)</b>			<b>5.286</b>		<b>(7.547)</b>

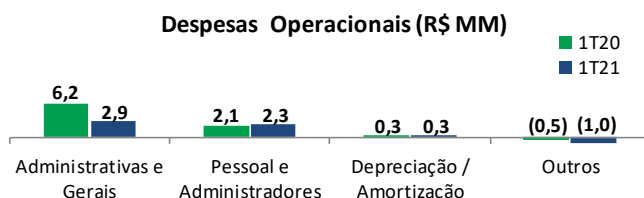


## Despesas Operacionais

Totalizaram R\$ 4,6 mm no 1T21, 42,9% inferior aos R\$ 8,0 mm apurados no 1T20. Esta redução de R\$ 3,4 mm deve-se basicamente a queda de R\$ 3,2 mm na conta **Administrativas e Gerais**, sendo:

(i) redução de R\$ 1,6 mm na UHE La Virgen, dado que no 1T20 ocorreram gastos extraordinários referente à taxas de importação de equipamentos e;

(ii) redução de R\$ 1,6 mm na PCH Verde 8, dado que no 1T20 foi contabilizada uma provisão no montante de R\$ 1,6 mm, referente ao ISS decorrente dos serviços para implantação do projeto. (Esta mesma provisão foi estornada no 2T20, em razão da reclassificação de provável para possível).



## EBITDA

No 1T21, o EBITDA totalizou R\$ 114,3 mm, 11,6% superior aos R\$ 102,4 mm registrados no 1T20.

A Margem EBITDA atingiu 67,0%, 1,0 p.p superior aos 66,0% registrados no mesmo período do ano passado.

O EBITDA foi impactado principalmente pelo:

(a) aumento de R\$ 15,6 mm na Receita Bruta, conforme abaixo:

Faturamento	UHE Foz do Rio Claro			UHE Ijuí			PCH Queluz			PCH Lavrinhas			PCH Verde 08			UHE Ferreira Gomes			EÓLICA EDVs			PCH Morro Azul			Geração Combinado						
1T21	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Valor					
Contrato Bilateral ACR	88.193	228,06	20.113	67.841	244,44	16.583													236.962	120,23	28.489	86.184	174,92	15.076						479.180	80.260
Contrato Bilateral ACL							22.680	322,96	7.325	22.680	322,96	7.325				86.184	202,08	17.416							27.336	321,30	8.783	158.880	40.849		
Comercialização				46.674	201,26	9.393	47.031	201,04	9.455	86.833	259,69	22.549	25.296	242,76	6.141					2.160	280,00	605							205.834	47.539	
Partes Relacionadas																												2.160	605		
CCEE/Ajustes			358			285			3.793		3.625				1.690			2.928				345							13.024		
Impostos																													282		
Total			20.471			17.149			20.511		20.405				24.844			54.974				15.421					8.783		182.559		
Faturamento	UHE Foz do Rio Claro			UHE Ijuí			PCH Queluz			PCH Lavrinhas			PCH Verde 08			UHE Ferreira Gomes			EÓLICA Energia dos Ventos			PCH Morro Azul			Geração Combinado						
1T20	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Valor					
Contrato Bilateral ACR	87.713	221,77	19.452	67.471	237,70	16.038										234.600	116,70	27.378	87.142	171,28	14.926							476.925	77.794		
Contrato Bilateral ACL							45.864	302,72	13.884	45.864	302,72	13.884				87.142	197,52	17.212							10.898	254,27	2.771	189.768	47.751		
Comercialização							9.240	206,17	1.905	9.240	206,28	1.906	77.352	237,74	18.390	52.315	257,23	13.457											148.147	35.658	
CCEE/Ajustes			138			179			1.110		1.131				2.325			826				29							5.738		
Impostos																													282		
Total			19.590			16.217			16.899		16.921				20.715			58.873				14.955				2.771		166.941			
Variáveis			881			932			3.612		3.484				4.129			(3.899)				466				6.012		15.618			

(b) aumento de R\$ 7,5 mm na Compra de Energia, conforme abertura abaixo:

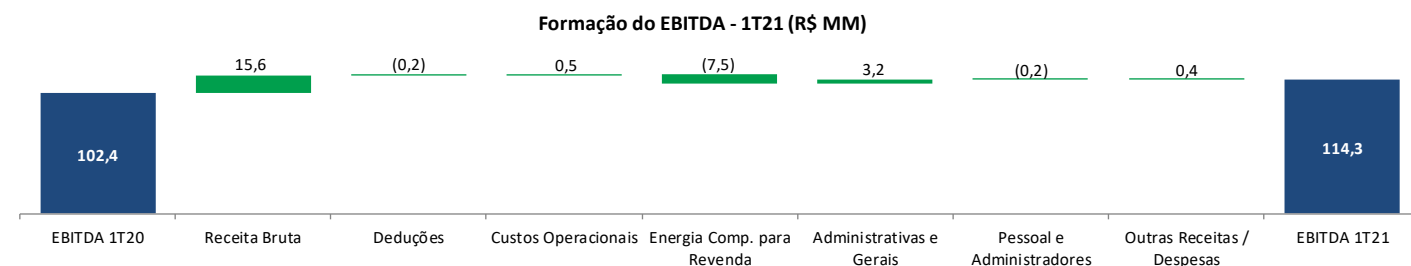
Compra de Energia	UHE Foz do Rio Claro			UHE Ijuí			PCH Queluz			PCH Lavrinhas			PCH Verde 08			UHE Ferreira Gomes			Geração Combinado	
1T21	MWh	PPA	Valor	MWh	PPA	Valor	MWh	PPA	Valor	MWh	PPA	Valor	MWh	PPA	Valor	MWh	PPA	Valor	MWh	Valor
Comercialização	(9.772)	211,32	(2.065)	(6.720)	211,41	(1.421)	(22.680)	200,00	(4.536)	(22.680)	200,00	(4.536)	(38.880)	240,83	(9.364)	(82.003)	58,96	(4.835)	(182.736)	(26.756)
Partes Relacionadas																(29.686)	55,57	(1.650)	(29.686)	(1.650)
CCEE/Ajustes			(1.129)			(1.087)			(45)		(11)				67			998		(1.212)
Impostos															807			598		1.405
Total			(3.194)			(2.507)			(4.581)		(4.547)				(8.489)			(4.888)		(28.213)
Compra de Energia	UHE Foz do Rio Claro			UHE Ijuí			PCH Queluz			PCH Lavrinhas			PCH Verde 08			UHE Ferreira Gomes			Geração Combinado	
1T20	MWh	PPA	Valor	MWh	PPA	Valor	MWh	PPA	Valor	MWh	PPA	Valor	MWh	PPA	Valor	MWh	PPA	Valor	MWh	Valor
Comercialização				(1.265)	150	(190)							(39.312)	199,99	(7.862)	(25.966)	53,10	(1.379)	(66.542)	(9.431)
CCEE/Ajustes			(899)			(1.920)			(97)			(130)			(55)			(8.840)		(11.945)
Impostos															666			44		710
Total			(899)			(2.110)			(97)		(130)				(7.251)			(10.175)		(20.666)
Variáveis			(2.295)			(397)			(4.484)		(4.417)				(1.238)			5.286		(7.547)

(c) redução de R\$ 3,2 mm na conta Administrativas e Gerais, sendo:

(i) queda de R\$ 1,6 mm na UHE La Virgen, dado que no 1T20 ocorreram gastos extraordinários referente à taxas de importação de equipamentos e;

(ii) redução de R\$ 1,6 mm na PCH Verde 8, dado que no 1T20 foi contabilizada uma provisão no montante de R\$ 1,6 mm, referente ao ISS decorrente dos serviços para implantação do projeto. (Esta mesma provisão foi estornada no 2T20, em razão da reclassificação de provável para possível).

Segue abaixo a formação do EBITDA:



## Lucro Líquido

No 1T21, o segmento de geração registrou um lucro de **R\$ 22,8 mm**, ante os **R\$ 27,1 mm** registrados no 1T20.

Este resultado é explicado:

(a) aumento de **R\$ 11,9 mm** no **EBITDA**, conforme explicado anteriormente na seção “EBITDA”.

(b) aumento de **R\$ 13,9 mm** no **Resultado Financeiro**, explicado basicamente pelo crescimento de **R\$ 12,6 mm** nas despesas financeiras, conforme abaixo:

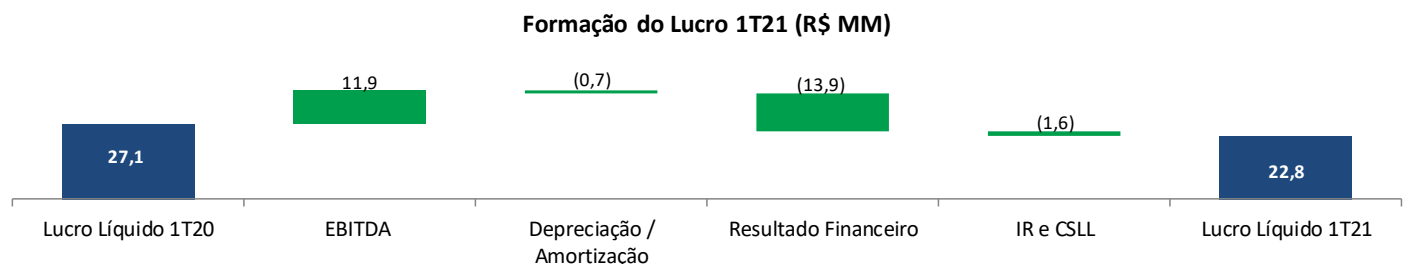
(ii) crescimento de **R\$ 2,5 mm** na UHE La Virgen, decorrente da variação cambial entre os períodos;

(iii) aumento de **R\$ 1,9 mm** na PCH Verde 8 e de **R\$ 2,9 mm** na UHE Ferreira Gomes, em razão do aumento do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (“IPCA”), que registrou 2,05% no acumulado do 1T21, ante os 0,53% registrado no acumulado do 1T20;

(iv) aumento de **R\$ 4,0 mm** na PCH Queluz e de **R\$ 3,7 mm** na PCH Lavrinhas, basicamente pela contabilização neste trimestre da atualização monetária do passivo do GSF, o qual é indexado pelo Índice Geral de Preços - Mercado (“IGP-M”). Este passivo do GSF foi quitado em março/21.

(c) aumento de **R\$ 1,6 mm** no **IR/CSLL**, principalmente pela crescimento de **R\$ 1,5 mm** na **PCH Morro Azul**, que contabilizou valor positivo (reversão) de R\$ 1,5 mm no 1T20, decorrente da constituição do imposto diferido, referente ao prejuízo fiscal apurado.

Segue abaixo a formação do Lucro Líquido:



## Indicadores Operacionais – Geração

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

O balanço energético da Companhia abaixo demonstra o impacto do GSF de 111,1 GWh no 1T21, além de uma exposição negativa na CCEE de 45,4 GWh, devido à estratégia de sazonalização adotada pela Companhia.



Nota: considera alocação flat para PCH Morro Azul e para o Complexo Eólico Energia dos Ventos

## Comercialização

As **compras** totalizaram **R\$ 18,2 mm** neste trimestre ante os **R\$ 40,7 mm** apurados no 1T20.

- (i) compra de 39,9 MW da UHE Ferreira Gomes pela comercializadora da Alupar no submercado norte, totalizando R\$ 17,4 mm;
- (ii) compra de 7,4 MW no mercado, que totalizou R\$ 2,9 mm;
- (iii) compra de 1,0 MW da PCH Verde 08, totalizando R\$ 0,6 mm;
- (v) Créditos de PIS/Cofins no montante de R\$ (2,7) mm.

A comercializadora Alupar registrou um **faturamento** de **R\$ 18,6 mm** no 1T21, ante os **R\$ 40,8 mm** registrados no 1T20.

- (i) venda de 13,75 MW, totalizando R\$ 1,7 mm para a UHE Ferreira Gomes, conforme item (i) em compras;
- (ii) venda de 26,0 MW para o mercado, totalizando R\$ 12,9 mm. Esta energia refere-se, parcialmente: (a) 39,9 MW comprados da UHE Ferreira Gomes, vide item - i em compras e; (b) compra de 1,0 MW da PCH Verde 08, totalizando R\$ 0,6 mm, vide item - iii em compras;
- (iii) liquidação positiva na CCEE, totalizando R\$ 4,1 mm, a qual refere-se a sobras do item (ii) em compras e parcialmente ao item (i) compras.

## Eliminações

No 1T21 as eliminações entre operações “intercompany” totalizaram R\$ 19,7 milhões, conforme detalhado abaixo:

Empresas	Valores (Milhões de R\$)
Ferreira Gomes ↔ Alupar	17,4
Verde 08 ↔ Alupar	0,6
Alupar ↔ Ferreira Gomes	1,6
<b>Total</b>	<b>19,7</b>



## Consolidação de Resultado – Geração

	Trimestre findo em 31/03/2021				Geração Consolidado
	Geração Combinado	Comercialização	AF Energia + ACE	Eliminações Intercompany	
<b>Receita operacional bruta</b>	<b>182.558</b>	<b>18.638</b>	<b>2.366</b>	<b>(22.036)</b>	<b>181.526</b>
Suprimento de Energia	182.558	18.638	-	(19.670)	181.526
Consultoria e assessoramento na área regulatória	-	-	-	-	-
Serviços de operação e manutenção	-	-	2.366	(2.366)	-
<b>Deduções da receita operacional bruta</b>	<b>(12.108)</b>	<b>(1.722)</b>	<b>(314)</b>	<b>-</b>	<b>(14.144)</b>
PIS	(1.881)	(307)	(39)	-	(2.227)
COFINS	(8.671)	(1.415)	(180)	-	(10.266)
ICMS	(282)	-	-	-	(282)
ISS	-	-	(95)	-	(95)
IVA	-	-	-	-	-
Quota para Reserva Global de Reversão - RGR	-	-	-	-	-
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(329)	-	-	-	(329)
Fundo nacional de des. científico e tecnológico - FNDCT	(329)	-	-	-	(329)
Ministério de minas e energia - MME	(165)	-	-	-	(165)
Taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica - TFSEE	(451)	-	-	-	(451)
<b>Receita operacional líquida</b>	<b>170.450</b>	<b>16.916</b>	<b>2.052</b>	<b>(22.036)</b>	<b>167.382</b>
	<b>(78.307)</b>	<b>(18.591)</b>	<b>(1.144)</b>	<b>22.036</b>	<b>(76.006)</b>
Compra de Energia	(28.212)	(18.153)	-	19.670	(26.695)
Encargos do uso da rede elétrica - CUST	(7.965)	-	-	-	(7.965)
Compensação fin. pela utilização de recursos hídricos - CFURH	(2.650)	-	-	-	(2.650)
Custo dos serviços prestados	(13.083)	(438)	(1.115)	2.366	(12.270)
Depreciação/Amortização	(26.265)	-	(29)	-	(26.294)
Utilização do Bem Público - UBP	(132)	-	-	-	(132)
<b>Lucro bruto</b>	<b>92.143</b>	<b>(1.675)</b>	<b>908</b>	<b>-</b>	<b>91.376</b>
<b>Despesas e receitas operacionais</b>	<b>(4.597)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(4.597)</b>
Administrativas e gerais	(2.925)	-	-	-	(2.925)
Depreciação / Amortização	(328)	-	-	-	(328)
Pessoal	(2.295)	-	-	-	(2.295)
Resultado de Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-
Outras receitas	946	-	-	-	946
Outras despesas	5	-	-	-	5
<b>EBIT</b>	<b>87.546</b>	<b>(1.675)</b>	<b>908</b>	<b>-</b>	<b>86.779</b>
Depreciação / Amortização	(26.725)	-	(29)	-	(26.754)
<b>EBITDA</b>	<b>114.271</b>	<b>(1.675)</b>	<b>937</b>	<b>-</b>	<b>113.533</b>
<b>Despesa Financeira</b>	<b>(60.679)</b>	<b>-</b>	<b>(84)</b>	<b>-</b>	<b>(60.763)</b>
Encargos de dívidas	(41.969)	-	(83)	-	(42.052)
Variações cambiais	(15.746)	-	-	-	(15.746)
Outras	(2.964)	-	(1)	-	(2.965)
<b>Receitas financeiras</b>	<b>1.745</b>	<b>-</b>	<b>95</b>	<b>-</b>	<b>1.840</b>
Receitas de aplicações financeiras	1.559	-	12	-	1.571
Outras	186	-	83	-	269
	<b>(58.934)</b>	<b>-</b>	<b>11</b>	<b>-</b>	<b>(58.923)</b>
<b>EBT</b>	<b>28.612</b>	<b>(1.675)</b>	<b>919</b>	<b>-</b>	<b>27.856</b>
<b>IR / CSLL</b>	<b>(5.835)</b>	<b>-</b>	<b>(210)</b>	<b>-</b>	<b>(6.045)</b>
Imposto de renda	(3.077)	-	(152)	-	(3.229)
Contribuição social	(1.926)	-	(58)	-	(1.984)
Imposto de renda diferido	(514)	-	-	-	(514)
CSLL diferido	(318)	-	-	-	(318)
<b>Lucro líquido Consolidado - Geradoras + Comercialização + Serviços</b>	<b>22.777</b>	<b>(1.675)</b>	<b>709</b>	<b>-</b>	<b>21.811</b>
<b>Lucro líquido Consolidado - Geradoras</b>					<b>22.777</b>
Participação de não controladores					(7.679)
<b>Lucro líquido Alupar - Geradoras</b>					15.098
<b>Lucro líquido Alupar</b>					14.132

## 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)
Antônio Dias	23,0	11,4	R\$ 184,0 <sup>(1)</sup>	R\$ 7,9	-	-
La Virgen	84,0	49,3	US\$ 170,0 <sup>(2)</sup>	US\$ 151,1 <sup>(3)</sup>	N/A	2021
<b>Agreste Potiguar</b>						
São João (EAP I)	23,1	12,7	R\$ 101,3 <sup>(4)</sup>	R\$ 2,4	2023	2023
Santa Régia (EAP II)	35,7	20,5	R\$ 156,6 <sup>(4)</sup>	R\$ 0,9	2023	2023

<sup>(1)</sup> Investimento previsto pela área de implantação na data base dez/13 (R\$ 125,0 mm) atualizado pelo IPCA até dez/20.

<sup>(2)</sup> Investimento previsto pela diretoria do projeto base dez/18.

<sup>(3)</sup> Considerando U\$ 1,0 = R\$ 5,70 (Base 31/03/2021)

<sup>(4)</sup> Valores de out/2019

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

No período, houve continuidade dos trabalhos de reforços do túnel, juntamente com estudos detalhados em toda a estrutura, a fim de evitar novos pontos de fuga da água. Os equipamentos eletromecânicos da usina estão montados com as provas em seco já executadas.

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

**Agreste Potiguar:** O cluster Agreste Potiguar foi constituído para a implantação de sete parques eólicos no estado do Rio Grande do Norte, no município de Jandaira, totalizando 214,2 MW de capacidade instalada. Os sete parques já receberam as licenças de instalação e dois deles (AW São João (23,1 MW) e AW Santa Regia (35,7 MW)) já receberam a Outorga da ANEEL. O início da execução das obras esta previsto para o 2T21.

## Análise do Resultado Consolidado

### Receita Operacional Líquida - IFRS

A Alupar e suas subsidiárias registraram Receita Líquida de R\$ 1.601,5 mm no 1T21, 22,8% superior aos R\$ 1.303,8 mm registrados no mesmo período do ano passado.

Receita Líquida (R\$ MM)				
	4T20	1T21	1T20	Var.%
Receita de Transmissão de Energia	376,9	94,8	63,5	49,2%
Receita de Infraestrutura	767,0	505,6	811,8	(37,7%)
Receita de Remuneração do Ativo de Concessão	1.298,9	976,4	379,8	157,1%
Receita de Suprimento de Energia	195,2	181,5	179,0	1,4%
<b>Receita Bruta – IFRS</b>	<b>2.638,0</b>	<b>1.758,4</b>	<b>1.434,1</b>	<b>22,6%</b>
Deduções	232,5	156,9	130,3	20,4%
<b>Receita Líquida IFRS</b>	<b>2.405,5</b>	<b>1.601,5</b>	<b>1.303,8</b>	<b>22,8%</b>

(a) aumento de R\$ 321,8 mm no faturamento das transmissoras, principalmente pelo:

(i) aumento de R\$ 596,6 mm na **Receita de Remuneração do Ativo da Concessão**, conforme abertura abaixo:

Transmissoras												
Receita de Remuneração do Ativo da Concessão	ETB	TPE	EATE	EPEP	ENTE	STN	ECTE	ESTE	TSM	TCC	Demais Transmissoras	Total
1T21	64,2	112,2	131,4	29,3	57,1	48,3	27,4	11,7	15,2	248,3	231,4	976,4
1T20	16,8	24,7	66,9	14,9	29,4	27,1	14,0	1,2	2,0	13,4	169,3	379,8
<b>Variações</b>	<b>47,4</b>	<b>87,5</b>	<b>64,4</b>	<b>14,5</b>	<b>27,6</b>	<b>21,2</b>	<b>13,4</b>	<b>10,5</b>	<b>13,2</b>	<b>234,9</b>	<b>62,1</b>	<b>596,6</b>

(ii) redução de R\$ 306,1 mm na **Receita de Infraestrutura**, conforme abaixo:

Transmissoras								
Receita de Infraestrutura	ETB	EDTE	TPE	TCC	ESTE	TSM	Demais Transmissoras	Total
1T21	-	-	0,9	193,1	150,5	160,9	0,2	505,6
1T20	149,0	76,4	261,4	139,2	151,3	29,6	5,0	811,8
<b>Variações</b>	<b>(149,0)</b>	<b>(76,4)</b>	<b>(260,5)</b>	<b>54,0</b>	<b>(0,7)</b>	<b>131,3</b>	<b>(4,8)</b>	<b>(306,1)</b>

(b) aumento de R\$ 2,5 mm na **Receita de Suprimento de Energia**, conforme tabela abaixo:

Faturamento	Geração Combinado			Alupar Comercializadora			Eliminações			Geração Consolidado			
	1T21	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor
Contrato Bilateral ACR		479.180	167,50	80.260							479.180	167,50	80.260
Contrato Bilateral ACL		158.880	257,10	40.849				(86.184)	202,08	(17.416)	72.696	322,33	23.432
Comercialização		205.834	230,96	47.539	56.187	228,91	12.862				262.021	230,52	60.401
Partes Relacionadas		2.160	280,00	605	29.685	55,58	1.650	(31.845)	70,79	(2.254)	-		0
CCEE/Ajustes				13.024			4.126						17.150
Impostos				282									282
<b>Total</b>				<b>182.559</b>			<b>18.638</b>			<b>(19.670)</b>			<b>181.526</b>

Faturamento	Geração Combinado			Alupar Comercializadora		Eliminações			Geração Consolidado				
	1T20	MWh	Preço	Valor	MWh	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	
Contrato Bilateral ACR		476.925	163,12	77.794							476.925	163,12	77.794
Contrato Bilateral ACL		189.768	251,63	47.751				(87.142)	197,52	(17.212)	102.626	297,58	30.539
Comercialização		148.147	240,69	35.658	183.514	190,91	35.034	(59.681)	148,57	(8.867)	271.980	227,31	61.825
CCEE/Ajustes				5.738		5.719				(2.576)			8.881
<b>Total</b>				<b>166.941</b>		<b>40.753</b>				<b>(28.655)</b>			<b>179.039</b>
<b>Variações</b>				<b>15.618</b>		<b>(22.115)</b>				<b>8.985</b>			<b>2.488</b>

\*Para maiores informações, verificar as seções “Receita Líquida” e “Comercialização” no segmento de “Geração – Societário (IFRS)”.

## Custos dos Serviços - IFRS

No 1T21, os Custos dos Serviços totalizaram **R\$ 498,9 mm**, 17,4% inferior aos **R\$ 604,0 mm** apurados no 1T20.

Segue abaixo as principais variações nesse grupo de contas:

(a) redução de **R\$ 106,8 mm** nos **Custos de Infraestrutura**. Abaixo as principais variações:

Transmissoras								
Custo de Infraestrutura	ETB	EDTE	TPE	TCC	ESTE	TSM	Demais Transmissoras	Total
1T21	-	-	-	210,7	74,1	103,4	5,1	393,2
1T20	117,4	40,9	179,5	94,9	42,9	20,0	4,5	500,1
<b>Variações</b>	<b>(117,4)</b>	<b>(40,9)</b>	<b>(179,5)</b>	<b>115,8</b>	<b>31,2</b>	<b>83,4</b>	<b>0,7</b>	<b>(106,8)</b>

(b) aumento de **R\$ 5,6 mm** nos **Custos dos Serviços Prestados**. Abaixo as principais variações:

(+) R\$ 5,3 mm nas transmissoras TPE e ETB, decorrente das respectivas entradas em operação comercial;

(-) R\$ 3,1 mm na UHE Foz do Rio Claro, em razão da reversão do saldo provisionado de um litígio referente a implantação do projeto e consequentemente da reclassificação contábil da conta "contingência no resultado" para "imobilizado em curso";

(+) R\$ 0,5 mm na UHE Ferreira Gomes, decorrente de custos com ações trabalhistas;

(+) R\$ 0,3 mm nos parques eólicos Energia dos Ventos, devido à locação de equipamentos para manutenção de aerogeradores;

(+) R\$ 0,8 mm registrado na PCH Morro Azul, em razão do aumento dos encargos setoriais que são atrelados à geração de energia, a qual foi de 27.336 MWh neste trimestre, 150,8% superior aos 10.898 MWh gerados no 1T20.

(c) redução de **R\$ 6,0 mm** na **Energia Comprada para Revenda**, conforme tabela abaixo:

Compra de Energia	Geração Combinado			Alupar Comercializadora			Eliminações			Geração Consolidado			
	1T21	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor
Comercialização	(182.736)	146,42	(26.756)	(15.996)	179,61	(2.873)					(198.732)	149,09	(29.629)
CCEE/Ajustes			(1.212)			(23)							(1.235)
Partes Relacionadas	(29.686)	55,57	(1.650)	(88.344)	203,99	(18.021)	118.029	166,66	19.670		(0)		0
Impostos			1.405			2.764							4.169
<b>Total</b>			<b>(28.212)</b>			<b>(18.153)</b>			<b>19.670</b>				<b>(26.695)</b>

Compra de Energia	Geração Combinado			Alupar Comercializadora			Eliminações			Geração Consolidado			
	1T20	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor
Comercialização	(66.542)	141,73	(9.431)	(211.320)	206,14	(43.562)	146.822	177,62	26.079		(131.040)	205,39	(26.914)
CCEE/Ajustes			(11.945)			(2.661)			2.576				(12.030)
Impostos			710			5.535							6.245
<b>Total</b>			<b>(20.666)</b>			<b>(40.688)</b>			<b>28.655</b>				<b>(32.699)</b>
<b>Variações</b>			<b>(7.546)</b>			<b>22.535</b>			<b>(8.985)</b>				<b>6.003</b>

(c) aumento de **R\$ 0,6 mm** na linha **Recursos Hídricos – CFURH**, decorrente da maior geração de energia neste trimestre, em função da maior vazão hídrica quando comparada com o 1T20, que impactou a usina Ferreira Gomes (+R\$ 0,8 mm).

O custo caixa, excluindo o custo de infraestrutura (Capex) e a depreciação/amortização, totalizou **R\$ 77,8 mm** (4,9% da Receita Líquida), ante os **R\$ 77,6 mm** (5,9% da Receita Líquida) registrados no mesmo período do ano passado.

Custo dos Serviços R\$ (MM)				
Custo dos Serviços	4T20	1T21	1T20	Var. %
Custo dos Serviços Prestados	68,2	40,5	34,8	16,2%
Energia Comprada para Revenda	47,9	26,7	32,7	(18,4%)
Encargos da Rede Elétrica - CUST	8,5	8,0	8,0	-
Recursos Hídricos - CFURH	1,1	2,7	2,1	28,4%
Custo de Infraestrutura	549,8	393,2	500,1	(21,4%)
Depreciação / Amortização	27,2	27,9	26,4	5,6%
<b>Total</b>	<b>702,8</b>	<b>498,9</b>	<b>604,0</b>	<b>(17,4%)</b>

## Despesas Operacionais - IFRS

No 1T21, as Despesas Operacionais totalizaram **R\$ 23,9 mm**, 17,7% inferior aos **R\$ 29,0 mm** apurados no 1T20.

Esta variação de **R\$ 5,1 mm** neste grupo de contas deve-se à:

(a) redução de **R\$ 0,9 mm** na **Equivalência Patrimonial**, que totalizou **R\$ 1,5 mm** neste trimestre, ante o **R\$ 0,6 mm** apurado no 1T20. Este resultado registrado é decorrente exclusivamente da variação na transmissora TNE. Neste trimestre esta transmissora apresentou lucro de R\$ 2,9 mm, resultando na equivalência patrimonial de R\$ 1,5 mm. Já no 1T20, o lucro foi de R\$ 1,3 mm, resultando na equivalência patrimonial de R\$ 0,6 mm.

(b) redução de **R\$ 4,7 mm** na conta **Administrativas e Gerais**:

(i) queda de **R\$ 1,6 mm** na UHE La Virgen, dado que no 1T20 ocorreram gastos extraordinários referente à taxas de importação de equipamentos;

(ii) redução de **R\$ 1,6 mm** na PCH Verde 8, dado que no 1T20 foi contabilizada uma provisão no montante de **R\$ 1,6 mm**, referente ao ISS decorrente dos serviços para implantação do projeto. (Esta mesma provisão foi estornada no 2T20, em razão da reclassificação de provável para possível) e;

(iii) redução de **R\$ 1,6 mm** na Alupar – Holding, dado que ocorreram despesas extraordinárias com assessoria jurídica no 1T20.

Despesas Operacionais R\$ (MM)				
Despesas Operacionais	4T20	1T21	1T20	Var.%
Administrativas e Gerais	12,1	9,7	14,4	(32,4%)
Pessoal e Administradores	19,0	14,7	14,4	2,2%
Equivalência Patrimonial	9,1	(1,5)	(0,6)	127,3%
Outros	(3,8)	(0,6)	(0,7)	(9,1%)
Depreciação / Amortização	1,6	1,6	1,6	-
<b>Total</b>	<b>38,1</b>	<b>23,9</b>	<b>29,0</b>	<b>(17,7%)</b>

## EBITDA - IFRS

No 1T21 o EBITDA totalizou **R\$ 1.108,1 mm**, 58,6% superior aos **R\$ 698,7 mm** registrados no 1T20.

A Margem EBITDA Ajustada atingiu 91,7%, 4,8 p.p. superior aos 86,9% apurados no 1T20.

A variação no EBITDA deve-se:

(a) aumento de **R\$ 324,3 mm** no **Faturamento**, em razão do: (i) crescimento de **R\$ 321,8 mm** na **Receita do Segmento de Transmissão de Energia** e; (ii) aumento de **R\$ 2,5 mm** na **Receita de Suprimento de Energia**. Para mais informações sobre as variações na Receita, favor verificar a seção “Receita Operacional Líquida - IFRS”;

(b) aumento de **R\$ 26,5 mm** nas **Deduções**, que totalizaram **R\$ 156,9 mm** neste trimestre ante os **R\$ 130,3 mm** apurados no mesmo período do ano passado. Esta variação decorre principalmente: (i) crescimento de **R\$ 14,7 mm** nas deduções de impostos e encargos diferidos, basicamente pelo aumento da receita, em razão dos investimentos realizados nos ativos de transmissão em implantação no Brasil e; (ii) aumento de **R\$ 9,9 mm** no PIS/COFINS das transmissoras TPE, ETB e TCC, decorrente das respectivas entradas em operação comercial.

(c) redução de **R\$ 106,8 mm** nos **Custos de Infraestrutura**, conforme detalhado abaixo:

Transmissoras								
Custo de Infraestrutura	ETB	EDTE	TPE	TCC	ESTE	TSM	Demais Transmissoras	Total
1T21	-	-	-	210,7	74,1	103,4	5,1	393,2
1T20	117,4	40,9	179,5	94,9	42,9	20,0	4,5	500,1
<b>Variações</b>	<b>(117,4)</b>	<b>(40,9)</b>	<b>(179,5)</b>	<b>115,8</b>	<b>31,2</b>	<b>83,4</b>	<b>0,7</b>	<b>(106,8)</b>

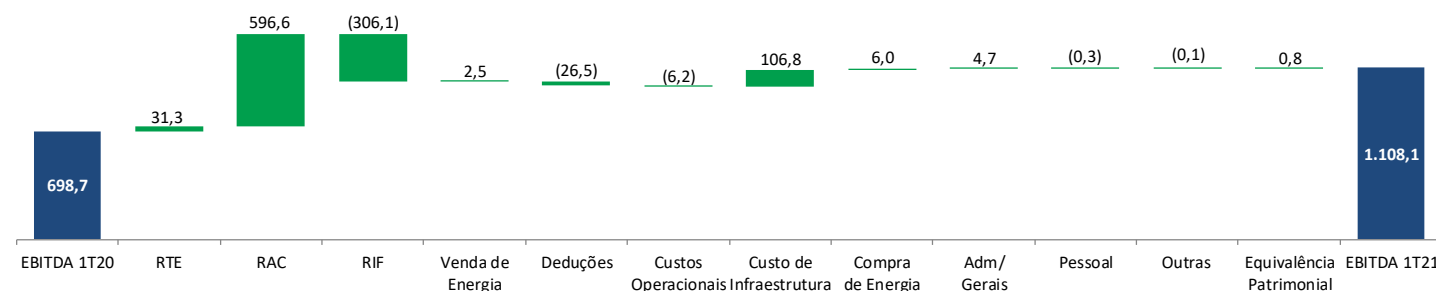
(d) aumento de **R\$ 6,2 mm** nos **Custos Operacionais** e reduções de **R\$ 6,0 mm** na **Compra de Energia** e de **R\$ 4,7 mm** nas **Despesas Administrativas e Gerais**, conforme detalhado anteriormente nas seções “Custos dos Serviços – IFRS” e “Despesas Operacionais – IFRS”.

EBITDA - IFRS (R\$ MM)				
	4T20	1T21	1T20	Var.%
Receita Líquida - IFRS	2.405,5	1.601,5	1.303,8	22,8%
Custos Operacionais	(77,8)	(51,1)	(44,9)	13,9%
Custo de Infraestrutura	(549,8)	(393,2)	(500,1)	(21,4%)
Compra de Energia	(47,9)	(26,7)	(32,7)	(18,4%)
Despesas Operacionais	(27,3)	(23,8)	(28,1)	(15,2%)
Equivalência Patrimonial	(9,1)	1,5	0,6	127,3%
<b>EBITDA</b>	<b>1.693,5</b>	<b>1.108,1</b>	<b>698,7</b>	<b>58,6%</b>
<b>Margem EBITDA</b>	<b>70,4%</b>	<b>69,2%</b>	<b>53,6%</b>	<b>15,6 p.p</b>
<b>Margem EBITDA Ajustada*</b>	<b>91,3%</b>	<b>91,7%</b>	<b>86,9%</b>	<b>4,8 p.p</b>

\*Subtraído da receita líquida o capex realizado (custo de infraestrutura)

Segue abaixo a formação do EBITDA:

Formação do EBITDA 1T21 (R\$ MM)



Notas: RTE – Receita de Transmissão de Energia / RAC – Receita de Remuneração do Ativo da Concessão / RIF – Receita de Infraestrutura

## EBITDA - Regulatório

No 1T21 o EBITDA totalizou **R\$ 461,1 mm**, 24,2% superior aos **R\$ 371,2 mm** registrados no 1T20.

A Margem EBITDA atingiu 81,9%, 4,2 p.p. superior aos 77,7% registrados no mesmo período do ano anterior.

A variação no EBITDA deve-se:

(a) aumento de **R\$ 97,1 mm** no **Faturamento**, em razão do:

(i) crescimento de **R\$ 94,6 mm** na **Receita do Segmento de Transmissão de Energia**, sendo:

(i.i) aumento de **R\$ 67,1 mm** no faturamento da transmissora TPE, de **R\$ 6,4 mm** na transmissora TCC e de **R\$ 39,4 mm** na transmissora ETB, em razão das respectivas entradas em operação comercial (out/20; mar/21 e out/20);

(i.ii) redução de **R\$ 17,1 mm** no faturamento da transmissora ENTE, de **R\$ 3,8 mm** na transmissora ERTE, de **R\$ 1,3 mm** na transmissora Transleste, **R\$ 10,9 mm** na transmissora STN e de **R\$ 9,4 mm** na transmissora AETE, em razão da queda de 50% da RAP para o ciclo 2020/2021, decorrente do aniversário de 15 anos da entrada em operação (ERTE: set/19; ENTE: fev/20; Transleste: dez/20; STN: jan/21; AETE: ago/20);

(i.iii) aumento de **R\$ 24,2 mm** no faturamento das demais transmissoras, impactadas principalmente pelo reajuste das RAPs, conforme Resolução Homologatória nº 2.725 de 14/07/2020 que estabeleceu reajuste de 1,88% para os contratos indexados em IPCA e 6,51% para os contratos indexados em IGP-M.

(ii) aumento de **R\$ 2,5 mm** na **Receita de Suprimento de Energia**, conforme detalhado abaixo:

Faturamento	Geração Combinado			Alupar Comercializadora			Eliminações			Geração Consolidado			
	1T21	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor
Contrato Bilateral ACR	479.180	167,50	80.260								479.180	167,50	80.260
Contrato Bilateral ACL	158.880	257,10	40.849				(86.184)	202,08	(17.416)		72.696	322,33	23.432
Comercialização	205.834	230,96	47.539	56.187	228,91	12.862					262.021	230,52	60.401
Partes Relacionadas	2.160	280,00	605	29.685	55,58	1.650	(31.845)	70,79	(2.254)		-		0
CCEE/Ajustes			13.024			4.126							17.150
Impostos			282										282
<b>Total</b>			<b>182.559</b>			<b>18.638</b>			<b>(19.670)</b>				<b>181.526</b>

Faturamento	Geração Combinado			Alupar Comercializadora			Eliminações			Geração Consolidado			
	1T20	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor
Contrato Bilateral ACR	476.925	163,12	77.794								476.925	163,12	77.794
Contrato Bilateral ACL	189.768	251,63	47.751				(87.142)	197,52	(17.212)		102.626	297,58	30.539
Comercialização	148.147	240,69	35.658	183.514	190,91	35.034	(59.681)	148,57	(8.867)		271.980	227,31	61.825
CCEE/Ajustes			5.738			5.719			(2.576)				8.881
<b>Total</b>			<b>166.941</b>			<b>40.753</b>			<b>(28.655)</b>				<b>179.039</b>
<b>Variações</b>			<b>15.618</b>			<b>(22.115)</b>			<b>8.985</b>				<b>2.488</b>

Faturamento	UHE Foz do Rio Claro			UHE Itaipu			PCH Queluz			PCH Lavrinhas			PCH Verde 08			UHE Ferreira Gomes			EÓLICA EDVs			PCH Morro Azul			Geração Combinado		
	1T21	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor		
Contrato Bilateral ACR	88.193	228,06	20.113	67.841	244,44	16.583	22.680	322,96	7.325	22.680	322,96	7.325				236.962	120,23	28.489	86.184	174,92	15.076				479.180	80.260	
Contrato Bilateral ACL							46.674	201,26	9.393	47.031	201,04	9.455	86.833	259,69	22.549	86.184	202,08	17.416					27.336	321,30	8.783	158.880	40.849
Comercialização													2.160	280,00	605	25.296	242,76	6.141							205.834	47.539	
Partes Relacionadas																										2.160	605
CCEE/Ajustes			358			285			3.793		3.625			1.690				2.928		345						13.024	
Impostos						282																					282
<b>Total</b>			<b>20.471</b>			<b>17.149</b>			<b>20.511</b>		<b>20.405</b>			<b>24.844</b>				<b>54.974</b>		<b>15.421</b>					<b>8.783</b>	<b>182.559</b>	

(b) aumento de **R\$ 11,9 mm** nas **Deduções**, principalmente pelo crescimento de **R\$ 11,3 mm** nas transmissoras TPE, ETB e TCC, decorrente das respectivas entradas em operação comercial.

(c) aumento de **R\$ 5,2 mm** nos **Custos Operacionais**, basicamente pelo crescimento de **R\$ 4,6 mm** nos custos dos serviços prestados:

- (+) R\$ 5,6 mm nas transmissoras TPE e ETB, decorrente das respectivas entradas em operação comercial;
- (+) R\$ 0,8 mm registrado na PCH Morro Azul, em razão do aumento dos encargos setoriais que são atrelados à geração de energia, a qual foi de 27.336 MWh neste trimestre, 150,8% superior aos 10.898 MWh gerados no 1T20;
- (+) R\$ 0,5 mm na UHE Ferreira Gomes, decorrente de custos com ações trabalhistas;
- (+) R\$ 0,3 mm nos parques eólicos Energia dos Ventos, devido à locação de equipamentos para manutenção de aerogeradores;
- (-) R\$ 3,1 mm na UHE Foz do Rio Claro, em razão da reversão do saldo provisionado de um litígio referente a implantação do projeto e consequentemente da reclassificação contábil da conta “contingência no resultado” para “imobilizado em curso”.

(d) redução de **R\$ 6,0 mm** na **Energia Comprada para Revenda**, conforme tabela abaixo:

Compra de Energia	Geração Combinado			Alupar Comercializadora			Eliminações			Geração Consolidado			
	1T21	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor
Comercialização	(182.736)	146,42	(26.756)	(15.996)	179,61	(2.873)					(198.732)	149,09	(29.629)
CCEE/Ajustes			(1.212)			(23)							(1.235)
Partes Relacionadas	(29.686)	55,57	(1.650)	(88.344)	203,99	(18.021)	118.029	166,66	19.670		(0)		0
Impostos			1.405			2.764							4.169
<b>Total</b>			<b>(28.212)</b>			<b>(18.153)</b>			<b>19.670</b>				<b>(26.695)</b>

Compra de Energia	Geração Combinado			Alupar Comercializadora			Eliminações			Geração Consolidado			
	1T20	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor
Comercialização	(66.542)	141,73	(9.431)	(211.320)	206,14	(43.562)	146.822	177,62	26.079		(131.040)	205,39	(26.914)
CCEE/Ajustes			(11.945)			(2.661)			2.576				(12.030)
Impostos			710			5.535							6.245
<b>Total</b>			<b>(20.666)</b>			<b>(40.688)</b>			<b>28.655</b>				<b>(32.699)</b>
<b>Variações</b>			<b>(7.546)</b>			<b>22.535</b>			<b>(8.985)</b>				<b>6.003</b>

(e) redução de **R\$ 4,2 mm** nas despesas **Administrativas e Gerais**. Abaixo as principais variações:

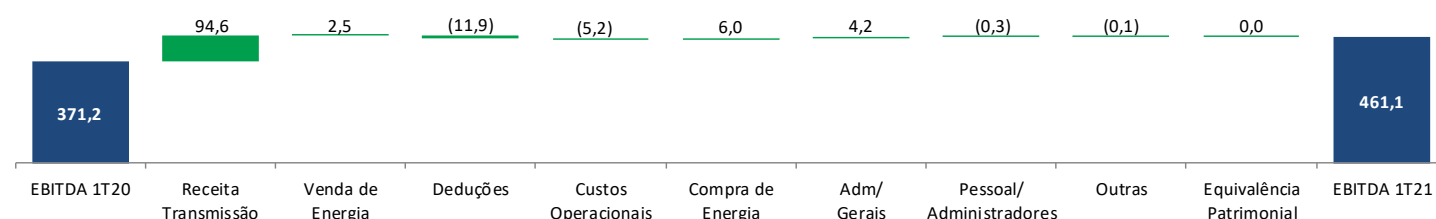
- (i) queda de **R\$ 1,6 mm** na UHE La Virgen, dado que no 1T20 ocorreram gastos extraordinários referente à taxas de importação de equipamentos;
- (ii) redução de **R\$ 1,6 mm** na PCH Verde 8, dado que no 1T20 foi contabilizada uma provisão no montante de **R\$ 1,6 mm**, referente ao ISS decorrente dos serviços para implantação do projeto e;
- (iii) redução de **R\$ 1,6 mm** na Alupar – Holding, dado que ocorreram despesas extraordinárias com assessoria jurídica no 1T20.

## EBITDA - Regulatório (R\$ MM)

	4T20	1T21	1T20	Var.%
Receita Líquida	545,6	563,1	477,9	17,8%
Custos Operacionais	(53,1)	(50,3)	(45,1)	11,6%
Compra de Energia	(47,9)	(26,7)	(32,7)	(18,4%)
Despesas Operacionais	(28,3)	(24,9)	(28,7)	(13,2%)
Equivalência Patrimonial	(0,2)	(0,1)	(0,2)	(21,6%)
<b>EBITDA</b>	<b>416,2</b>	<b>461,1</b>	<b>371,2</b>	<b>24,2%</b>
<b>Margem EBITDA</b>	<b>76,3%</b>	<b>81,9%</b>	<b>77,7%</b>	<b>4,2 p.p</b>

Segue abaixo a formação do EBITDA:

### Formação do EBITDA 1T21 (R\$ MM)





## Resultado Financeiro

Totalizou **R\$ (210,1) mm** no 1T21, ante os **R\$ (92,3) mm** registrados no mesmo período do ano anterior.

Esta variação no resultado financeiro é explicada principalmente pela:

(a) redução de **R\$ 7,2 mm** nas Receitas Financeiras, basicamente pela:

(i) redução na posição de caixa, decorrente dos investimentos realizados nas transmissoras em implantação e;

(ii) queda da taxa média dos depósitos interfinanceiros (“CDI”), que registrou 0,48% no acumulado do 1T21, ante os 1,00% no acumulado do 1T20. O principal impacto foi na Alupar – Holding, que apresentou queda de R\$ 9,3 mm.

(b) aumento de **R\$ 110,6 mm** nas Despesas Financeiras, sendo os principais impactos:

(i) aumento de **R\$ 98,4 mm** em razão das entradas em operação comercial das transmissoras TPE e ETB (out/20) e TCC (jan/21), que impactaram esta conta em R\$ 56,1 mm, R\$ 36,2 mm e R\$ 6,1 mm, respectivamente;

(ii) aumento de **R\$ 3,5 mm** na UHE La Virgen / Alupar Peru, decorrente da variação cambial entre os períodos (efeito não caixa);

(iii) aumento de **R\$ 1,9 mm** na PCH Verde 8, **R\$ 2,9 mm** na UHE Ferreira Gomes e de **R\$ 0,8 mm** na Holding Windpar (Energia dos Ventos), em razão do aumento do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (“IPCA”), que registrou 2,05% no acumulado do 1T21, ante os 0,53% registrado no acumulado do 1T20 e;

(iv) aumento de **R\$ 4,0 mm** na PCH Queluz e de **R\$ 3,7 mm** na PCH Lavrinhas, basicamente pela contabilização neste trimestre da atualização monetária do passivo do GSF, o qual é indexado pelo Índice Geral de Preços - Mercado (“IGP-M”). Este passivo do GSF foi quitado em março/21.

## Lucro Líquido – IFRS

No 1T21, o lucro líquido totalizou **R\$ 323,4 mm**, 52,8% superior aos **R\$ 211,6 mm** registrados no 1T20. Essa variação é resultado:

(a) aumento de **R\$ 409,4 mm** no **EBTIDA**, conforme detalhado anteriormente na seção “EBITDA – IFRS”;

(b) crescimento de **R\$ 117,8 mm** no **Resultado financeiro**, principalmente pelo aumento de R\$ 110,6 mm nas Despesas Financeiras, conforme detalhado na seção acima;

(c) aumento de **R\$ 67,2 mm** no **IR/CSLL**, principalmente pelo crescimento de **R\$ 76,4 mm** no **IRPJ/CSLL Diferido**. Abaixo os principais impactos nesta conta:

Consolidado										
IR / CSLL	ETB	EDTE	ETAP	TCC	ESTE	TSM	Demais Transmissoras	Geradoras	Holdings	Total
1T21	(21,6)	4,9	5,8	65,1	24,7	19,2	103,5	5,8	0,3	207,7
1T20	10,1	17,2	(16,6)	14,8	32,3	3,0	75,3	4,3	0,2	140,5
<b>Varições</b>	<b>(31,7)</b>	<b>(12,3)</b>	<b>22,4</b>	<b>50,3</b>	<b>(7,7)</b>	<b>16,2</b>	<b>28,2</b>	<b>1,6</b>	<b>0,1</b>	<b>67,2</b>

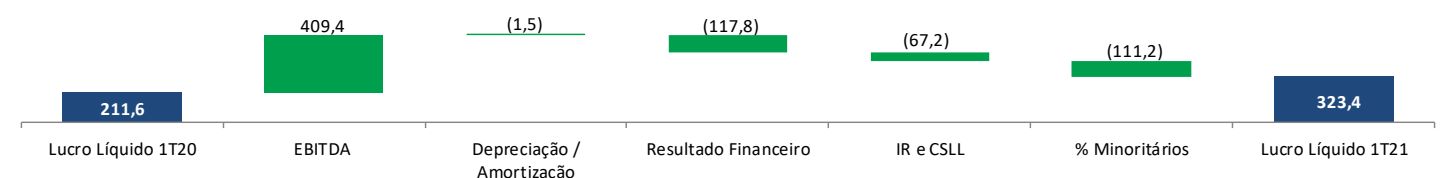
(d) aumento de **R\$ 111,2 mm** na **% Minoritários**, sendo os principais impactos:

(i) aumento de R\$ 71,1 mm nas transmissoras TCC, ETB e TSM, em razão do crescimento do resultado decorrente dos investimentos realizados para implantação dos projetos e;

(ii) aumento de R\$ 57,5 mm nas transmissoras cujas as RAPs são indexadas pelo Índice Geral de Preços - Mercado (“IGP-M”), que registrou 29,71% no acumulado de jun/20 – mar/21, em razão do reconhecimento da correção monetária do ativo contratual.

Segue abaixo a formação do Lucro Líquido:

Formação do Lucro 1T21 (R\$ MM)



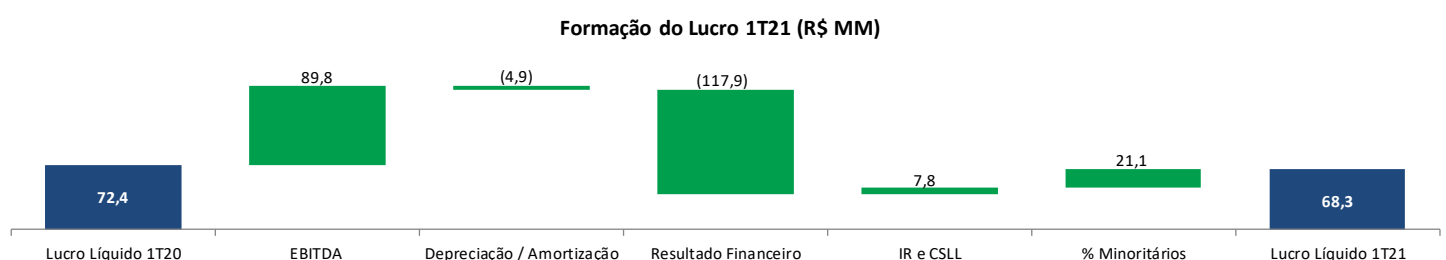
## Lucro Líquido – Regulatório

No 1T21, o lucro líquido totalizou **R\$ 68,3 mm**, ante os **R\$ 72,4 mm** registrados no 1T20.

Essa variação é resultado do:

- (a) aumento de **R\$ 89,8 mm** no **EBITDA**, conforme detalhado anteriormente na seção “EBITDA – Regulatório”;
- (b) aumento de **R\$ 4,9 mm** na **Depreciação/Amortização**, principalmente pelo crescimento de R\$ 5,7 mm na transmissora ETB, em razão da entrada em operação comercial do ativo (out/20);
- (c) aumento de **R\$ 117,9 mm** no resultado financeiro principalmente pelo crescimento de **R\$ 110,6 mm** nas Despesas Financeiras, sendo os principais impactos:
  - (i) aumento de **R\$ 98,3 mm** em razão das entradas em operação comercial das transmissoras TPE e ETB (out/20) e TCC (mar/21), que impactaram esta conta em R\$ 56,0 mm, R\$ 36,2 mm e R\$ 6,1 mm, respectivamente;
  - (ii) aumento de **R\$ 3,5 mm** na UHE La Virgen / Alupar Peru, decorrente da variação cambial entre os períodos (efeito não caixa);
  - (iii) aumento de **R\$ 1,9 mm** na PCH Verde 8, **R\$ 2,9 mm** na UHE Ferreira Gomes e de **R\$ 0,8 mm** na Holding Windpar (Energia dos Ventos), em razão do aumento do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (“IPCA”), que registrou 2,05% no acumulado do 1T21, ante os 0,53% registrado no acumulado do 1T20 e;
  - (iv) aumento de **R\$ 4,0 mm** na PCH Queluz e de **R\$ 3,7 mm** na PCH Lavrinhas, basicamente pela contabilização neste trimestre da atualização monetária do passivo do GSF, o qual é indexado pelo Índice Geral de Preços - Mercado (“IGP-M”). Este passivo do GSF foi quitado em março/21.
- (d) redução de **R\$ 21,1 mm** na **% Minoritários**, principalmente pela queda de R\$ 16,2 mm registrada nas transmissoras ENTE, ERTE, STN, AETE e Transleste, devido ao menor resultado neste trimestre, em razão da queda de 50% da RAP para o ciclo 2020/2021, decorrente do aniversário de 15 anos da entrada em operação (ERTE: set/19; ENTE: fev/20; STN: jan/21; AETE: ago/20).

Segue abaixo a formação do Lucro Líquido:



## Consolidação de Resultado – Societário (IFRS)

Trimestre findo em 31/03/2021					
Transmissão Consolidado	Geração Consolidado	Holding Alupar	Holdings Windpar / Transminas / Alupar Peru e Colômbia / Apaete / Reunidas	Eliminações Holding	Consolidado
<b>Receita operacional bruta</b>	<b>1.576.844</b>	<b>181.526</b>			<b>1.758.370</b>
Receita de transmissão de energia	96.688				96.688
Receita de infraestrutura	505.633				505.633
Remuneração do Ativo de Concessão	976.410				976.410
Suprimento de energia	-	181.526			181.526
(-) Parcela variável	(1.887)				(1.887)
<b>Deduções da receita operacional bruta</b>	<b>(142.752)</b>	<b>(14.144)</b>			<b>(156.896)</b>
PIS	(5.060)	(2.227)			(7.287)
COFINS	(23.330)	(10.266)			(33.596)
PIS diferido	(16.726)				(16.726)
COFINS diferido	(77.048)				(77.048)
ICMS		(282)			(282)
ISS		(95)			(95)
IVA		-			-
Reserva Global de Reversão - RGR	(7.973)	-			(7.973)
Reserva Global de Reversão - RGR diferido	(5.539)	-			(5.539)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(1.582)	(329)			(1.911)
FNDCT	(1.502)	(329)			(1.831)
Ministério de minas e energia - MME	(752)	(165)			(917)
TFSEE	(1.742)	(451)			(2.193)
TFSEE Diferido	(1.498)	-			(1.498)
<b>Receita operacional líquida</b>	<b>1.434.092</b>	<b>167.382</b>			<b>1.601.474</b>
<b>Custo do serviço</b>	<b>(422.910)</b>	<b>(76.006)</b>			<b>(498.916)</b>
Energia comprada para revenda		(26.695)			(26.695)
Encargos do uso da rede elétrica - CUST		(7.965)			(7.965)
CFURH		(2.650)			(2.650)
Custo dos serviços prestados	(28.204)	(12.270)			(40.474)
Custo de infraestrutura	(393.249)				(393.249)
Depreciação / Amortização	(1.457)	(26.294)			(27.751)
Utilização do Bem Público - UBP		(132)			(132)
<b>Lucro bruto</b>	<b>1.011.182</b>	<b>91.376</b>			<b>1.102.558</b>
<b>Despesas e receitas operacionais</b>	<b>(11.307)</b>	<b>(4.597)</b>	<b>(7.101)</b>	<b>(868)</b>	<b>(23.873)</b>
Administrativas e gerais	(4.780)	(2.925)	(1.440)	(567)	(9.712)
Pessoal	(7.169)	(2.295)	(5.139)	(69)	(14.672)
Resultado de equivalência patrimonial	1.466				1.466
Depreciação / Amortização	(588)	(328)	(522)	(115)	(1.553)
Outras receitas	360	946	-	-	1.306
Outras despesas	(596)	5	-	(117)	(708)
<b>EBIT</b>	<b>999.875</b>	<b>86.779</b>	<b>(7.101)</b>	<b>(868)</b>	<b>1.078.685</b>
Depreciação / Amortização	(2.045)	(26.754)	(522)	(115)	(29.436)
<b>EBITDA</b>	<b>1.001.920</b>	<b>113.533</b>	<b>(6.579)</b>	<b>(753)</b>	<b>1.108.121</b>
<b>Despesas financeiras</b>	<b>(120.336)</b>	<b>(60.763)</b>	<b>(13.336)</b>	<b>(26.490)</b>	<b>(220.925)</b>
Encargos de dívidas	(119.238)	(42.052)	(12.837)	(7.849)	(181.976)
Variações cambiais	(182)	(15.746)	18	(18.381)	(34.291)
Outras	(916)	(2.965)	(517)	(260)	(4.658)
<b>Receitas financeiras</b>	<b>4.157</b>	<b>1.840</b>	<b>19.800</b>	<b>1.046</b>	<b>10.815</b>
Receitas de aplicações financeiras	2.201	1.571	2.160	1.033	6.965
Outras	1.956	269	17.640	13	3.850
	<b>(116.179)</b>	<b>(58.923)</b>	<b>6.464</b>	<b>(25.444)</b>	<b>(16.028)</b>
<b>EBT</b>	<b>883.696</b>	<b>27.856</b>	<b>(637)</b>	<b>(26.312)</b>	<b>868.575</b>
<b>IR / CSLL</b>	<b>(201.578)</b>	<b>(6.045)</b>		<b>(65)</b>	<b>(207.688)</b>
Imposto de renda	(7.284)	(3.229)		(45)	(10.558)
Contribuição social	(12.903)	(1.984)		(20)	(14.907)
Imposto de renda diferido	(122.006)	(514)		-	(122.520)
CSLL diferido	(59.385)	(318)		-	(59.703)
<b>Lucro líquido Consolidado</b>	<b>682.118</b>	<b>21.811</b>	<b>(637)</b>	<b>(26.377)</b>	<b>660.887</b>
Participação de não controladores					(337.471)
<b>Lucro líquido Alupar</b>					<b>323.416</b>

## Consolidação de Resultado – Regulatório

Trimestre findo em 31/03/2021					
Transmissão Consolidado	Geração Consolidado	Holding Alupar	Holdings Windpar / Transminas / Alupar Peru e Colômbia / Apaete / Reunidas	Eliminações Holding	Consolidado
<b>Receita operacional bruta</b>	<b>437.681</b>	<b>181.526</b>			<b>619.207</b>
Receita de transmissão de energia	439.568				439.568
( - ) Parcela variável	(1.887)				(1.887)
Suprimento de energia		181.526			181.526
<b>Deduções da receita operacional bruta</b>	<b>(41.941)</b>	<b>(14.144)</b>			<b>(56.085)</b>
PIS	(5.060)	(2.227)			(7.287)
COFINS	(23.330)	(10.266)			(33.596)
ICMS		(282)			(282)
ISS		(95)			(95)
IVA		-			-
Quota para Reserva Global de Reversão - RGR	(7.973)	-			(7.973)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(1.582)	(329)			(1.911)
FNDCT	(1.502)	(329)			(1.831)
Ministério de minas e energia - MME	(752)	(165)			(917)
TFSEE	(1.742)	(451)			(2.193)
<b>Receita operacional líquida</b>	<b>395.740</b>	<b>167.382</b>			<b>563.122</b>
<b>Custo do serviço</b>	<b>(69.759)</b>	<b>(76.072)</b>	-		<b>(145.831)</b>
Energia comprada para revenda		(26.695)			(26.695)
Encargos do uso da rede elétrica - CUST CFURH		(7.965)			(7.965)
		(2.650)			(2.650)
Custo dos serviços prestados	(27.291)	(12.368)			(39.659)
Depreciação / Amortização	(42.468)	(26.262)			(68.730)
Utilização do Bem Público - UBP	-	(132)			(132)
<b>Lucro bruto</b>	<b>325.981</b>	<b>91.310</b>	-	-	<b>417.291</b>
<b>Despesas e receitas operacionais</b>	<b>(13.483)</b>	<b>(4.689)</b>	<b>(8.909)</b>	<b>(1.894)</b>	<b>(28.975)</b>
Administrativas e gerais	(5.430)	(3.258)	(1.599)	(567)	(10.854)
Pessoal	(7.169)	(2.295)	(5.138)	(69)	(14.671)
Resultado de equivalência patrimonial	(145)	-	-		(145)
Depreciação / Amortização	(503)	(87)	(2.172)	(1.141)	(3.903)
Outras receitas	360	946	-	-	1.306
Outras despesas	(596)	5	-	(117)	(708)
<b>EBIT</b>	<b>312.498</b>	<b>86.621</b>	<b>(8.909)</b>	<b>(1.894)</b>	<b>388.316</b>
Depreciação / Amortização	(42.971)	(26.481)	(2.172)	(1.141)	(72.765)
<b>EBITDA</b>	<b>355.469</b>	<b>113.102</b>	<b>(6.737)</b>	<b>(753)</b>	<b>461.081</b>
<b>Despesas financeiras</b>	<b>(119.503)</b>	<b>(60.528)</b>	<b>(13.306)</b>	<b>(26.490)</b>	<b>(219.827)</b>
Encargos de dívidas	(118.405)	(41.817)	(12.807)	(7.849)	(180.878)
Variações cambiais	(182)	(15.746)	18	(18.381)	(34.291)
Outras	(916)	(2.965)	(517)	(260)	(4.658)
<b>Receitas financeiras</b>	<b>4.157</b>	<b>1.758</b>	<b>19.800</b>	<b>1.046</b>	<b>10.733</b>
Receitas de aplicações financeiras	2.201	1.571	2.160	1.033	6.965
Outras	1.956	187	17.640	13	3.768
	<b>(115.346)</b>	<b>(58.770)</b>	<b>6.494</b>	<b>(25.444)</b>	<b>(209.094)</b>
<b>EBT</b>	<b>197.152</b>	<b>27.851</b>	<b>(2.415)</b>	<b>(27.338)</b>	<b>179.222</b>
<b>IR / CSLL</b>	<b>(20.128)</b>	<b>(6.045)</b>	-	<b>(65)</b>	<b>(26.238)</b>
Imposto de renda	(7.284)	(3.229)	-	(45)	(10.558)
Contribuição social	(12.903)	(1.984)	-	(20)	(14.907)
Imposto de renda diferido	59	(514)	-	-	(455)
CSLL diferido	-	(318)	-	-	(318)
<b>Lucro líquido Consolidado</b>	<b>177.024</b>	<b>21.806</b>	<b>(2.415)</b>	<b>(27.403)</b>	<b>152.984</b>
Participação de não controladores					(84.644)
<b>Lucro líquido Alupar</b>					<b>68.340</b>

## Investimentos

No 1T21 foram realizados investimentos totais da ordem de **R\$ 436,3 mm** em nossas empresas, sendo R\$ 426,1 mm investidos no segmento de transmissão, R\$ 9,9 mm no segmento de geração, e R\$ 0,3 mm no desenvolvimento de novos negócios, ante os **R\$ 566,1 mm** registrados no 1T20, quando R\$ 547,4 mm foram investidos no segmento de transmissão, R\$ 18,5 mm foram investidos no segmento de geração e R\$ 0,2 mm no desenvolvimento de novos negócios.

O volume de investimentos realizados em 1T21 reflete, principalmente, a implantação dos ativos de transmissão TCC, TCE, ESTE, e TSM que juntos totalizaram **R\$ 420,9 mm** ante os **R\$ 205,1 mm** registrados no 1T20.

<b>Investimentos (R\$ MM)</b>		
	<b>1T21</b>	<b>1T20</b>
<b>Transmissão*</b>	<b>426,1</b>	<b>547,4</b>
ELTE	(0,1)	0,1
TCC	210,7	94,9
TPE	-	179,5
TCE	32,8	47,3
ESTE	74,1	42,9
TSM	103,4	20,0
EDTE	-	40,9
ETB	-	117,4
ETES	-	3,5
Transirapé	5,2	-
Outros	-	0,8
<b>Geração</b>	<b>9,9</b>	<b>18,5</b>
Energia dos Ventos	0,1	0,2
La Virgen	3,3	16,9
Eol. Agreste Potiguar	1,5	-
Outros	5,0	1,4
<b>Holding</b>	<b>0,3</b>	<b>0,2</b>
<b>Total</b>	<b>436,3</b>	<b>566,1</b>

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

## Endividamento

### Alupar – Holding:

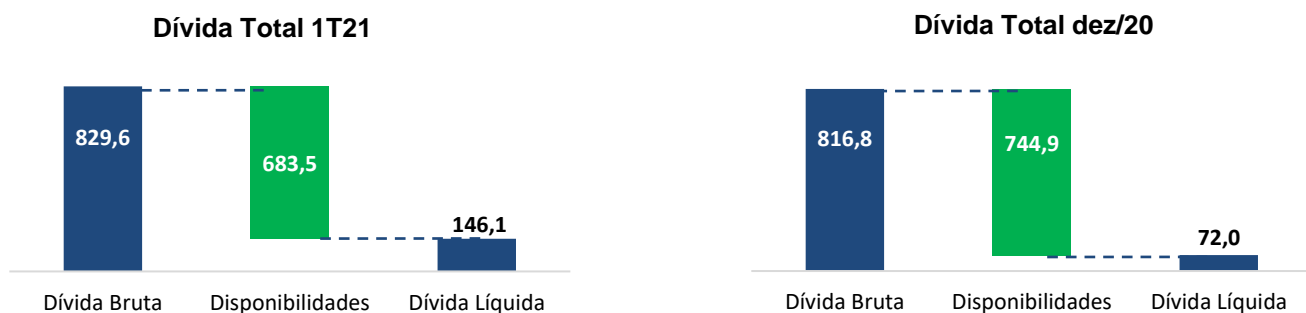
No 1T21, a dívida bruta da Alupar – Holding totalizou **R\$ 829,6 mm**, ante os **R\$ 816,8 mm** registrados em dez/20.

Esta variação é explicada pela:

- (i) provisão de encargos, totalizando **R\$ 5,5 mm** e;
- (ii) provisão de variação monetária, no montante de **R\$ 7,3 mm**;

As disponibilidades e investimentos de curto prazo da Alupar - Holding totalizaram **R\$ 683,5 mm**, R\$ 61,4 mm inferior aos **R\$ 744,9 mm** registrados em dez/20. Esta variação é explicada principalmente pelo:

- (i) recebimento de dividendos das subsidiárias no montante de **R\$ 112,8 mm**;
- (ii) aportes de **R\$ 184,8 mm** realizados nos projetos que estavam em implantação no 1T21, sendo os principais:
  - (ii.i) **R\$ 95,0 mm** na transmissora ELTE;
  - (ii.ii) **R\$ 39,5 mm** na transmissora TCC e;
  - (ii.iii) **R\$ 39,5 mm** para Alupar Peru, responsável pela implantação da UHE La Virgen;



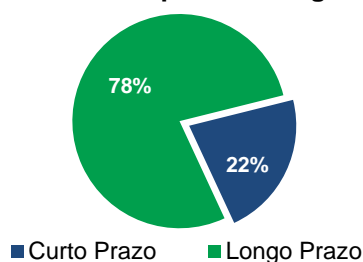
A dívida bruta da Alupar – Holding consiste 100% em emissões de debêntures, sendo indexadas por IPCA e CDI, com um perfil bem alongado, sendo aproximadamente 78% dos vencimentos alocados entre 2024 e 2025.

A dívida de curto prazo totalizou **R\$ 182,3 mm**, ante os **R\$ 169,6 mm** contabilizados em dez/20. Desde montante, R\$ 172,8 mm referem-se a 2ª parcela da VI emissão de debêntures, que foi paga em 15 de abril de 2021.

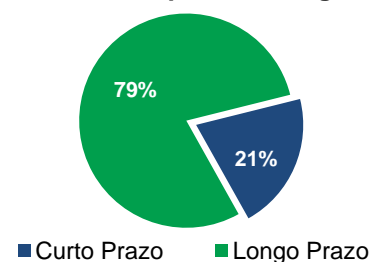
Para mais informações sobre o Endividamento da Alupar - Holding, favor verificar as Notas Explicativas 19 “Empréstimos e Financiamentos” e 20 “Debêntures” das demonstrações financeiras do 1T21.

Abaixo o perfil da dívida da Alupar – Holding:

Perfil da Dívida Alupar - Holding 1T21



Perfil da Dívida Alupar - Holding dez/20



## Consolidado:

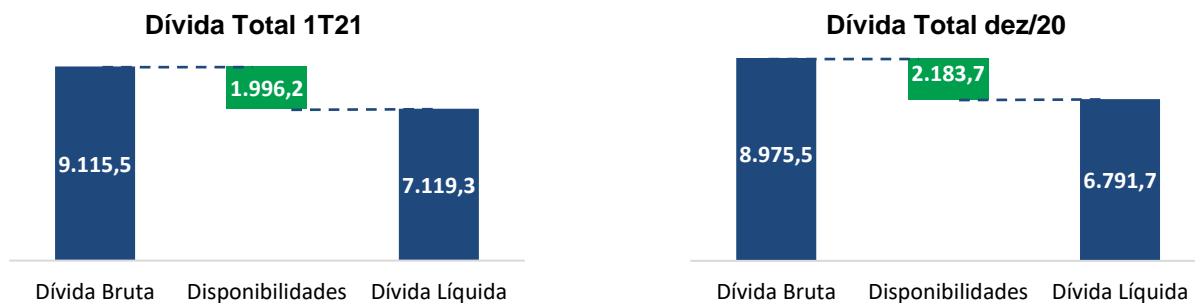
A dívida bruta consolidada da Alupar e suas subsidiárias totalizou **R\$ 9.115,5 mm** no 1T21, ante os **R\$ R\$ 8.975,5 mm** apurados em dez/20. Esta variação é explicada principalmente pela:

- (i) aumento de **R\$ 12,8 mm** na Alupar - Holding, conforme explicado anteriormente;
- (ii) provisões de encargos e variações monetárias das subsidiárias, totalizando **R\$ 232,7 mm**;
- (iii) pagamentos dos encargos das dívidas das subsidiárias, no montante de **R\$ 133,3 mm**;
- (iv) amortização de principal das dívidas das subsidiárias, no montante de **R\$ 101,9 mm**;
- (v) aumento de **R\$ 91,9 mm**, decorrente da variação cambial nas dívidas da UHE La Virgen e da PCH Morro Azul e;
- (vi) liberação da 2ª tranche, no montante de **R\$ 37,8 mm**, do empréstimo ponte captado pela Alupar Colômbia junto ao banco Santander.

As disponibilidades (caixa equivalente de caixa / investimentos de curto prazo / títulos e valores mobiliários) totalizaram **R\$ 1.996,2 mm** no 1T21, ante os **R\$ 2.183,7 mm** registrados em dez/20. Esta variação de **R\$ 187,5 mm** no caixa, deve-se, principalmente:

- (i) redução de **R\$ 61,4 mm** na Alupar – Holding, conforme explicado anteriormente e;
- (ii) redução de **R\$ 136,4 mm** no caixa das transmissoras TSM e ESTE, decorrente dos investimentos realizados para implantação dos ativos.

A dívida líquida registrada no 1T21 totalizou **R\$ 7.119,3 mm**, ante os **R\$ 6.791,7 mm** registrados em dez/20.



No 1T21 a dívida de curto prazo totalizou **R\$ 1.010,2 mm** (11,1% da dívida total), ante os **R\$ 823,6 mm** registrados em dez/20.

Dos 11,1% da dívida de curto prazo, 37,9% ou R\$ 383,0 mm são referentes a empréstimos ponte, com vencimentos até março/2022.

Da dívida bruta consolidada: (i) **R\$ 829,6 mm** referem-se à Alupar – Holding; (ii) **R\$ 6.278,5 mm** estão alocados nas empresas operacionais, que possuem fluxo de pagamento compatível com as respectivas gerações de caixa e; (iii) **R\$ 2.007,4 mm** referem-se aos projetos em implantação, sendo:

**R\$ 708,9 mm** alocados na Alupar Peru / La Virgen para implantação da UHE La Virgen;

**R\$ 286,1 mm** para implantação da transmissora TCE (Colômbia);

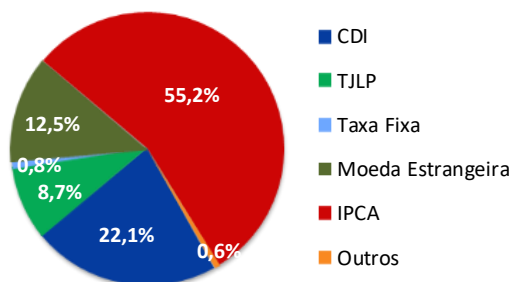
**R\$ 445,1 mm** para implantação da transmissora ESTE;

**R\$ 567,3 mm** para implantação da transmissora TSM;

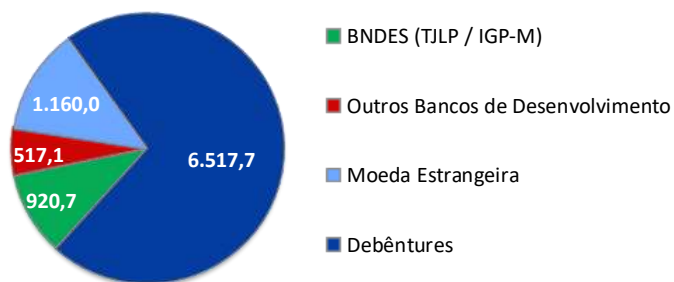
No 1T21, as emissões de debêntures corresponderam a **R\$ 6.517,7 mm** ou 72% da dívida total. As debêntures de emissões da: (i) Alupar - Holding representam um saldo de **R\$ 829,6 mm**; (ii) das subsidiárias em operação totalizaram **R\$ 4.675,6 mm** e; (iii) dos projetos em implantação registraram um saldo de **R\$ 1.012,4 mm**.

A dívida em moeda estrangeira totalizou **R\$ 1.160,0 mm** ou 12,7% do total da dívida, sendo que a mesma está alocada nos projetos de geração e transmissão no Peru e na Colômbia.

Composição Dívida Total por Indexador (%)

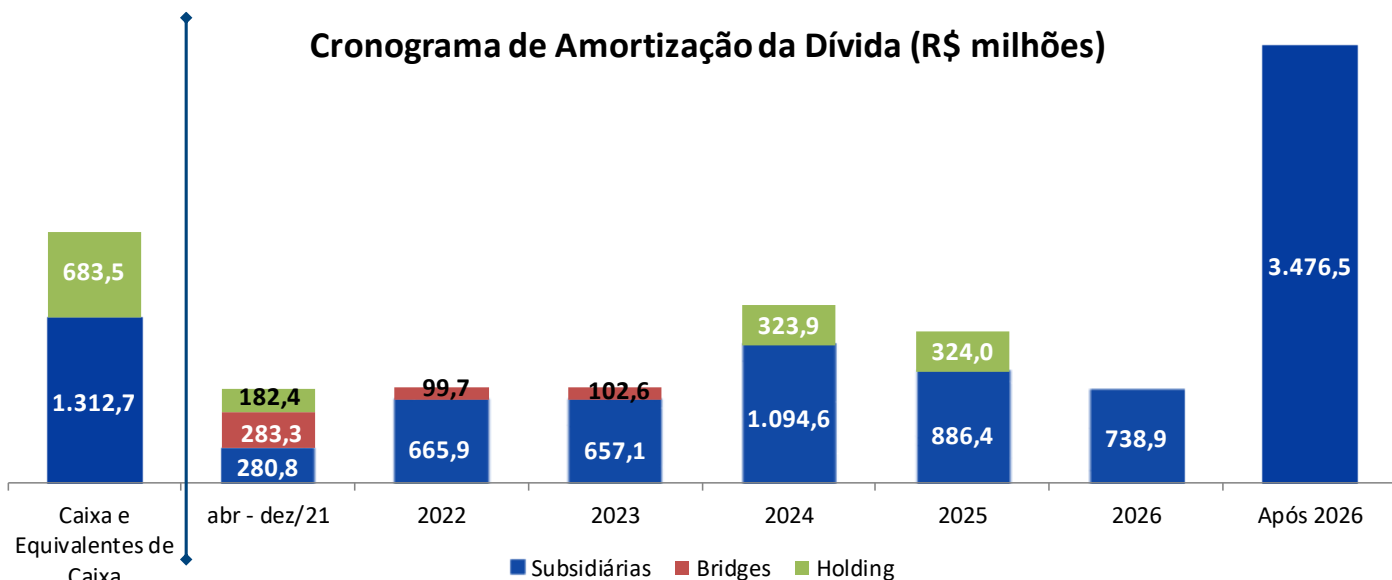


Composição da Dívida Total (Em milhares de R\$)



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

Cronograma de Amortização da Dívida (R\$ milhões)



BRIDGES (MM)	Abr - dez/21	2022	2023
La Virgen / Alupar Inversiones	R\$ 102,6	R\$ 99,7	R\$ 102,6
TCE (Colômbia)	R\$ 180,7		
<b>TOTAL</b>	<b>R\$ 283,3</b>	<b>R\$ 99,7</b>	<b>R\$ 102,6</b>

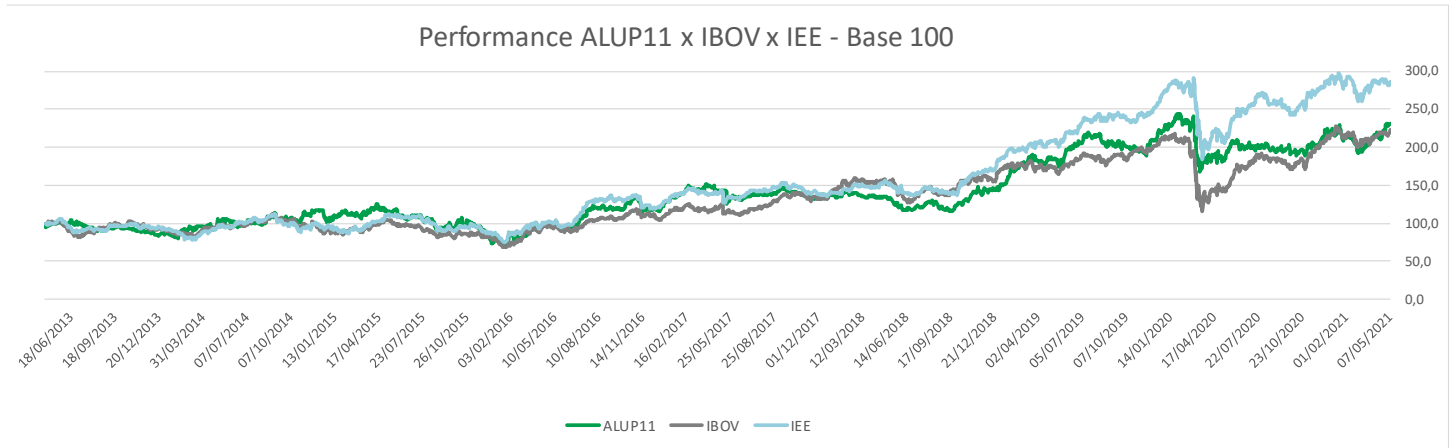
Fitch Ratings

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



## Mercado de Capitais

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



Em todos os pregões desde nossa listagem, as Units da Alupar tiveram negociação, apresentando um volume médio diário de R\$ 10,3 milhões. Destacamos que o volume médio diário registrado de 01/01/2021 – 10/05/2021 foi de R\$ 21,9 milhões.

No dia 10 de maio de 2021, o valor de mercado da Alupar era de R\$ 7,845 bilhões.

## Informações Ambientais, Sociais e de Governança (“ESG”)

### Compromisso

A Alupar possui compromisso com o desenvolvimento sustentável sendo sua missão transmitir e gerar energia com responsabilidade empresarial, social e ambiental, gerando valor para os acionistas, trazendo desenvolvimento econômico e bem-estar das pessoas. Além disso, está pautado em sua estratégia o compromisso com o crescimento sustentável através do desenvolvimento de sistemas de transmissão e projetos de geração (PCHS, parques eólicos e centrais fotovoltaicas).

### Meio ambiente

Alinhada ao compromisso do desenvolvimento sustentável nas regiões onde atua, todas as operações da Alupar atendem à legislação ambiental conforme os instrumentos e ritos do processo de Licenciamento Ambiental, seguindo as resoluções do Conselho Nacional de Meio Ambiente (CONAMA). Cada empreendimento tem características únicas que são respeitadas e consideradas nas avaliações ambientais de viabilidade dos empreendimentos, a fim de gerar o plano de ação mais eficiente para cada localidade.

#### Programas Ambientais

- Programa de Proteção da Área de Preservação Permanente e Reposição Florestal
- Programa de Recuperação de Áreas Degradadas
- Monitoramento e Manejo de Fauna e Flora
- Plano de Compensação Ambiental
- Monitoramento e Controle de Processos Erosivos
- Educação Ambiental e Comunicação Social
- Gerenciamento das Ações Ambientais

#### Preservação Ambiental

Os empreendimentos hidrelétricos em operação mantêm e conservam mais de 3 mil hectares de Área de Preservação Permanente (APP) e executaram até o momento o plantio de mais de 1,9 milhão de mudas de espécies nativas para a recuperação de suas margens e formação de novas áreas de proteção ambiental.

#### Créditos de Carbono

Uma ação que corrobora com a sustentabilidade dos empreendimentos de geração de energia da Alupar é o registro dos projetos para gerar créditos de carbono, negociados no mercado internacional.

#### Projeto Aves de São Francisco Xavier

Patrocínio do livro das “Aves de São Francisco Xavier” elaborado durante a implantação do projeto TSM – Transmissora Serra Mantiqueira S.A. Esta iniciativa sinaliza a consciência da Alupar sobre a biodiversidade na Serra da Mantiqueira, seu compromisso em conservá-la.

## Social

### Responsabilidade Social Covid - 19

Seguimos engajados em apoiar às comunidades onde atuamos e neste momento de pandemia promovemos um recente Programa de Voluntariado com a participação dos colaboradores da Alupar, que resultou na ajuda a 4 projetos, dentre distribuição de cestas básicas, ajuda à gestantes em condições de vulnerabilidade social, ajuda a fundo de saúde e ONG que produz máscaras para a comunidade local.

A Companhia tem realizado frequentemente, nas localidades onde atua, doações de: cestas básicas, álcool gel, kits de higiene, EPIs (Equipamentos de Proteção Individual) e máscaras;

E, em parceria com outras instituições, apoiamos o projeto para contratação de anestesistas para o Hospital das Clínicas em São Paulo e realizamos a doação de máscaras nas estações da CPTM de trem/metro em São Paulo.

## Governança e Compliance

A Alupar pauta o desenvolvimento de suas atividades em elevados padrões de governança corporativa, seguindo todas as práticas utilizadas pelas companhias listadas no segmento de governança Nível 2 da B3.

- Contratação de auditores independentes para análise de balanços e demonstrativos financeiros, sendo contratados somente para este fim;
- Tag along de 100% para detentores de ações ON e PN;
- Acionistas preferencialistas votam em pautas específicas da Assembleia Geral de Acionistas;
- Conselho de Administração contendo dois Conselheiros Independentes;
- Existência de Comitê de Governança, Sucessão e ; Comitê de Finanças, e Contratação de Partes Relacionadas, bem como Comitê de Auditoria;
- Previsão no Estatuto Social de instalação de Conselho Fiscal;
- Código de Conduta, Ética & Compliance, que pauta a conduta responsável da Companhia, disponível no website;
- Programa de Integridade
- Compliance Officer
- Canal de Denúncias

Seguimos com o compromisso de gerar valor à sociedade e aos acionistas, investindo em competência técnica, forte disciplina financeira e responsabilidade social para continuar com o seu crescimento sustentável.

## ANEXO 01 – SOCIETÁRIO

	Controladora		Consolidado	
	31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020
<b>Ativo</b>				
<b>Circulante</b>	<b>1.104.245</b>	<b>1.221.435</b>	<b>4.024.296</b>	<b>4.084.394</b>
Caixa e equivalentes de caixa	126.076	189.784	523.159	674.609
Investimentos de curto prazo	557.435	555.099	1.365.101	1.405.506
Títulos e valores mobiliários	-	-	3.118	767
Contas a receber de clientes	19.128	32.179	338.682	415.353
Dividendos a receber	344.691	390.119	75	75
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	25.410	26.032	73.227	81.684
Outros tributos compensáveis	5.272	5.191	65.943	59.476
Estoques	-	-	7.969	7.856
Despesas pagas antecipadamente	53	63	4.979	5.828
Cauções e depósitos judiciais	-	-	384	384
Ativo contratual da concessão	-	-	1.499.674	1.290.362
Outros ativos	26.180	22.968	141.985	142.494
<b>Não circulante</b>	<b>6.094.873</b>	<b>5.631.368</b>	<b>19.509.671</b>	<b>18.492.116</b>
<u>Realizável a longo prazo</u>	<u>96.335</u>	<u>104.459</u>	<u>14.415.382</u>	<u>13.486.495</u>
Contas a receber de clientes	-	-	25.705	20.903
Títulos e valores mobiliários	-	-	104.802	102.852
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	-	-	3.187	3.187
Outros tributos compensáveis	-	-	3.640	3.640
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	10.135	6.688
Despesas pagas antecipadamente	-	-	8.886	9.203
Cauções e depósitos judiciais	789	778	15.298	15.333
Ativo contratual da concessão	-	-	14.229.758	13.310.348
Adiantamento para futuro aumento de capital	95.465	103.600	-	-
Outros ativos	81	81	13.971	14.341
Investimentos em controladas	5.805.054	5.334.961	-	-
Investimento em controlada em conjunto	129.200	127.734	129.200	127.734
Propriedades para investimento	7.731	7.731	7.731	7.731
Imobilizado	2.062	2.189	4.756.788	4.672.156
Intangível	54.491	54.294	200.570	198.000
<b>Total do Ativo</b>	<b>7.199.118</b>	<b>6.852.803</b>	<b>23.533.967</b>	<b>22.576.510</b>

	Controladora		Consolidado	
	31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020
<b>Passivo</b>				
<b>Circulante</b>	<b>453.902</b>	<b>449.186</b>	<b>2.359.359</b>	<b>2.290.153</b>
Empréstimos e financiamentos	-	-	576.435	363.798
Debêntures	182.311	169.588	433.723	459.821
Fornecedores	17.736	26.742	196.576	385.127
Salários, férias e encargos sociais	7.028	6.007	57.887	57.783
Imposto de renda e contribuição social a pagar	-	-	25.513	63.642
Encargos regulatórios	-	-	63.146	58.781
Outros tributos a pagar	119	156	42.597	49.274
Passivo de arrendamento	526	514	9.107	7.392
Contribuições sociais e encargos regulatórios diferidos	-	-	118.567	100.012
Dividendos a pagar	246.153	246.153	493.831	509.475
Adiantamentos de clientes	-	-	2.064	1.456
Provisão para compensações ambientais	-	-	13.619	13.720
Provisões para constituição dos ativos	-	-	296.479	180.958
Provisões para contingências	-	-	-	2.712
Outras obrigações	29	26	29.815	36.202
<b>Não circulante</b>	<b>653.443</b>	<b>653.499</b>	<b>11.564.077</b>	<b>11.341.675</b>
Empréstimos e financiamentos	-	-	2.021.324	2.155.652
Debêntures	647.338	647.253	6.083.986	5.996.185
Passivo de arrendamento	991	1.132	29.628	28.300
Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	293	292
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	2.111.989	1.925.824
Contribuições sociais e encargos regulatórios diferidos	-	-	1.238.088	1.155.830
Provisão para compensações ambientais	-	-	19.180	19.213
Provisões para constituição dos ativos	-	-	9.227	9.227
Provisões para contingências	5.114	5.114	15.055	15.750
Outras obrigações	-	-	35.307	35.402
<b>Total do Passivo</b>	<b>1.107.345</b>	<b>1.102.685</b>	<b>13.923.436</b>	<b>13.631.828</b>
<b>Patrimônio líquido</b>	<b>6.091.773</b>	<b>5.750.118</b>	<b>9.610.531</b>	<b>8.944.682</b>
Capital social subscrito e integralizado	2.981.996	2.981.996	2.981.996	2.981.996
(-) Gastos com emissão de ações	(65.225)	(65.225)	(65.225)	(65.225)
Reserva de capital	20.515	20.515	20.515	20.515
Reservas de lucros	2.727.377	2.727.379	2.727.377	2.727.379
Lucros acumulados	323.416	-	323.416	-
Outros resultados abrangentes	103.694	85.453	103.694	85.453
Participação dos acionistas não controladores	-	-	3.518.758	3.194.564
<b>Total do Passivo e Patrimônio Líquido</b>	<b>7.199.118</b>	<b>6.852.803</b>	<b>23.533.967</b>	<b>22.576.510</b>

	Controladora		Consolidado	
	Período findo em		Período findo em	
	31/03/2021	31/03/2020 (Reapresentado)	31/03/2021	31/03/2020 (Reapresentado)
<b>Receita operacional bruta</b>	<b>18.638</b>	<b>40.753</b>	<b>1.758.370</b>	<b>1.434.109</b>
Receita de operação e manutenção	-	-	94.801	63.524
Receita de infraestrutura	-	-	505.633	811.777
Remuneração financeira do ativo de concessão	-	-	976.410	379.769
Suprimento de energia	18.638	40.753	181.526	179.039
Prestação de serviços	-	-	-	-
Deduções da receita operacional bruta	(1.722)	(3.524)	(156.896)	(130.348)
<b>Receita operacional líquida</b>	<b>16.916</b>	<b>37.229</b>	<b>1.601.474</b>	<b>1.303.761</b>
Energia comprada para revenda	(18.153)	(40.688)	(26.695)	(32.699)
Encargos do uso da rede elétrica - CUST	-	-	(7.965)	(7.976)
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos - CFURH	-	-	(2.650)	(2.064)
Custo dos serviços prestados	(438)	(492)	(68.357)	(61.219)
Custo de infraestrutura	-	-	(393.249)	(500.082)
<b>Custo do serviço</b>	<b>(18.591)</b>	<b>(41.180)</b>	<b>(498.916)</b>	<b>(604.040)</b>
<b>Lucro (prejuízo) bruto</b>	<b>(1.675)</b>	<b>(3.951)</b>	<b>1.102.558</b>	<b>699.721</b>
<b>Despesas e receitas operacionais</b>				
Administrativas e gerais	(7.101)	(7.745)	(25.937)	(30.294)
Outras receitas	-	-	1.306	661
Outras despesas	-	-	(708)	(3)
Resultado de equivalência patrimonial	325.728	232.891	1.466	645
	<b>318.627</b>	<b>225.146</b>	<b>(23.873)</b>	<b>(28.991)</b>
<b>Lucro antes do resultado financeiro e tributos</b>	<b>316.952</b>	<b>221.195</b>	<b>1.078.685</b>	<b>670.730</b>
Despesas financeiras	(13.336)	(20.072)	(220.925)	(110.320)
Receitas financeiras	19.800	10.491	10.815	18.050
<b>Resultado financeiro</b>	<b>6.464</b>	<b>(9.581)</b>	<b>(210.110)</b>	<b>(92.270)</b>
<b>Lucro antes dos tributos sobre o lucro</b>	<b>323.416</b>	<b>211.614</b>	<b>868.575</b>	<b>578.460</b>
Imposto de renda e contribuição social correntes	-	-	(25.465)	(34.724)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	(182.223)	(105.809)
<b>Tributos sobre o lucro</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(207.688)</b>	<b>(140.533)</b>
<b>Lucro líquido do período</b>	<b>323.416</b>	<b>211.614</b>	<b>660.887</b>	<b>437.927</b>
Atribuído aos acionistas controladores			323.416	211.614
Atribuído aos acionistas não controladores			337.471	226.313

## ANEXO 02 – REGULATÓRIO

	Controladora		Consolidado	
	31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020
<b>ATIVO</b>				
<b>CIRCULANTE</b>	<b>1.104.244</b>	<b>1.221.437</b>	<b>2.520.794</b>	<b>2.790.240</b>
Caixa e equivalentes de caixa	126.076	189.785	523.159	674.610
Investimentos de curto prazo	557.435	555.099	1.365.101	1.405.506
Títulos e valores mobiliários	-	-	3.118	767
Contas a receber de clientes	19.128	32.179	338.682	415.353
Partes relacionadas	2.998	-	-	-
Dividendos a receber	344.690	390.119	74	75
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	24.973	25.596	70.790	79.248
Outros tributos compensáveis	5.709	5.628	66.380	59.913
Estoque	-	-	7.969	7.856
Despesas pagas antecipadamente	53	63	4.979	5.828
Serviços em curso	-	-	34.260	36.189
Outros ativos	23.182	22.968	106.282	104.895
<b>NÃO CIRCULANTE</b>	<b>3.609.957</b>	<b>3.400.141</b>	<b>12.911.581</b>	<b>12.467.311</b>
Contas a receber de clientes	-	-	27.833	23.030
Adiantamento para futuro aumento de capital	95.464	103.598	-	-
Títulos e valores mobiliários	-	-	104.802	102.852
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	-	-	3.187	3.187
Outros tributos compensáveis	-	-	3.640	3.640
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	5.760	6.591
Adiantamento a fornecedores	-	-	8.886	9.203
Cauções e depósitos judiciais	788	778	15.297	15.333
Outros ativos	81	81	12.037	14.342
Investimentos em coligadas e controladas em conjunto	147.297	147.443	147.297	147.443
Investimentos em controladas	3.307.443	3.088.937	-	-
Propriedades para investimento	7.731	7.731	7.731	7.731
Imobilizado	673	670	12.170.317	11.736.035
Intangível	50.480	50.903	404.794	397.924
<b>ATIVO TOTAL</b>	<b>4.714.201</b>	<b>4.621.578</b>	<b>15.432.375</b>	<b>15.257.551</b>

	Controladora		Consolidado	
	31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020
<b>PASSIVO</b>				
<b>CIRCULANTE</b>	<b>453.376</b>	<b>448.662</b>	<b>2.251.313</b>	<b>2.205.175</b>
Empréstimos e financiamentos	-	-	576.435	363.798
Debêntures	182.311	169.589	433.723	459.822
Arrendamentos	-	-	199	213
Fornecedores	17.737	26.742	196.577	385.127
Salários, férias e encargos sociais	7.027	6.007	57.886	57.783
Imposto de renda e contribuição social a pagar	-	-	25.432	63.563
Outros tributos a pagar	120	156	43.359	50.035
Provisões de constituição dos ativos	-	-	296.479	180.958
Dividendos a pagar	246.153	246.153	493.831	509.475
Provisão para gastos ambientais	-	-	13.619	13.720
Taxas regulamentares e setoriais	-	-	63.146	58.781
Provisões para contingências	-	-	-	2.712
Adiantamentos de clientes	-	-	19.656	21.805
Outras obrigações	28	15	30.971	37.383
<b>NÃO CIRCULANTE</b>	<b>652.453</b>	<b>652.368</b>	<b>8.293.822</b>	<b>8.328.011</b>
Empréstimos e financiamentos	-	-	2.021.324	2.155.652
Debêntures	647.338	647.253	6.083.986	5.996.185
Arrendamentos	-	-	701	709
Fornecedores	-	-	850	850
Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	294	294
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	1.694	1.253
Provisões para contingências	5.115	5.115	10.766	11.461
Adiantamentos de clientes	-	-	80.833	67.896
Provisão para gastos ambientais	-	-	19.180	19.213
Provisões de constituição dos ativos	-	-	9.227	9.227
Provisão para desmantelamento	-	-	10.545	10.545
Outras obrigações	-	-	54.422	54.726
Provisão para passivo a descoberto	-	-	-	-
<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>3.608.372</b>	<b>3.520.548</b>	<b>3.608.372</b>	<b>3.520.548</b>
Capital social subscrito e integralizado	2.981.995	2.981.995	2.981.995	2.981.995
(-) Gastos com emissão de ações	(65.225)	(65.225)	(65.225)	(65.225)
Reserva de capital	43.519	43.519	43.519	43.519
Reservas de lucros	476.049	1.194.472	476.049	1.194.472
Lucros acumulados	68.340	(719.666)	68.340	(719.666)
Outros resultados abrangentes	103.694	85.453	103.694	85.453
Participação de acionistas não controladores	-	-	1.278.868	1.203.817
<b>Patrimônio líquido + participação de acionistas não controlado</b>	<b>3.608.372</b>	<b>3.520.548</b>	<b>4.887.240</b>	<b>4.724.365</b>
<b>PASSIVO TOTAL</b>	<b>4.714.201</b>	<b>4.621.578</b>	<b>15.432.375</b>	<b>15.257.551</b>



	Controladora		Consolidado	
	Período findo em		Período findo em	
	31/03/2021	31/03/2020	31/03/2021	31/03/2020
<b>RECEITA OPERACIONAL BRUTA</b>				
Sistema de transmissão de energia	-	-	437.681	343.100
Sistema de geração de energia	18.638	40.753	181.526	179.039
Prestação de serviços	-	-	-	-
	<b>18.638</b>	<b>40.753</b>	<b>619.207</b>	<b>522.139</b>
<b>DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL BRUTA</b>	<b>(1.722)</b>	<b>(3.524)</b>	<b>(56.085)</b>	<b>(44.230)</b>
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>16.916</b>	<b>37.229</b>	<b>563.122</b>	<b>477.909</b>
<b>CUSTO DO SERVIÇO</b>				
<b>Custo com energia elétrica</b>				
Energia comprada para revenda	(18.153)	(40.689)	(26.695)	(32.700)
Encargos do uso da rede elétrica - CUST	-	-	(7.965)	(7.976)
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos - CFURH	-	-	(2.650)	(2.064)
<b>Custo de operação</b>				
Custo dos serviços prestados	(438)	(490)	(39.659)	(35.016)
Custo de infraestrutura	-	-	-	-
Depreciação / amortização	-	-	(68.862)	(62.474)
	<b>(18.591)</b>	<b>(41.179)</b>	<b>(145.831)</b>	<b>(140.230)</b>
<b>LUCRO BRUTO</b>	<b>(1.675)</b>	<b>(3.950)</b>	<b>417.291</b>	<b>337.679</b>
<b>DESPESAS E RECEITAS OPERACIONAIS</b>				
Administrativas e gerais	(8.909)	(9.261)	(29.428)	(34.779)
Equivalência patrimonial	72.430	95.142	(145)	(185)
Outras receitas	-	-	1.306	661
Outras despesas	-	-	(708)	(3)
	<b>63.521</b>	<b>85.881</b>	<b>(28.975)</b>	<b>(34.306)</b>
<b>LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO</b>	<b>61.846</b>	<b>81.931</b>	<b>388.316</b>	<b>303.373</b>
Despesas financeiras	(13.306)	(20.025)	(219.827)	(109.264)
Receitas financeiras	19.800	10.490	10.733	18.050
	<b>6.494</b>	<b>(9.535)</b>	<b>(209.094)</b>	<b>(91.214)</b>
<b>LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS</b>	<b>68.340</b>	<b>72.396</b>	<b>179.222</b>	<b>212.159</b>
Imposto de renda e contribuição social correntes	-	-	(25.465)	(34.724)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	(773)	673
	-	-	(26.238)	(34.051)
<b>LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO</b>	<b>68.340</b>	<b>72.396</b>	<b>152.984</b>	<b>178.108</b>
Atribuído aos acionistas controladores	68.340	72.396	68.340	72.396
Atribuído aos acionistas não controladores	-	-	84.644	105.712

## ANEXO 03 – IFRS X REGULATÓRIO

	Trimestre findo em 31/03/2021		
	Consolidado IFRS	Consolidado Regulatório	Varição
<b>Receita operacional bruta</b>	<b>1.758.370</b>	<b>619.207</b>	<b>1.139.163</b>
Receita de transmissão de energia	96.688	439.568	(342.880)
Receita de infraestrutura	505.633		505.633
Remuneração do Ativo de Concessão	976.410		976.410
Suprimento de energia	181.526	181.526	-
(-) Parcela variável	(1.887)	(1.887)	-
<b>Deduções da receita operacional bruta</b>	<b>(156.896)</b>	<b>(56.085)</b>	<b>(100.811)</b>
PIS / COFINS	(40.883)	(40.883)	-
PIS / COFINS diferido	(93.774)	-	(93.774)
ICMS	(282)	(282)	-
ISS	(95)	(95)	-
IVA	-	-	-
Reserva Global de Reversão - RGR	(7.973)	(7.973)	-
Reserva Global de Reversão - RGR diferido	(5.539)	-	(5.539)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(1.911)	(1.911)	-
FNDCT	(1.831)	(1.831)	-
Ministério de minas e energia - MME	(917)	(917)	-
TFSEE	(2.193)	(2.193)	-
TFSEE Diferido	(1.498)	-	1.498
<b>Receita operacional líquida</b>	<b>1.601.474</b>	<b>563.122</b>	<b>1.038.352</b>
<b>Custo do serviço</b>	<b>(498.916)</b>	<b>(145.831)</b>	<b>(353.085)</b>
Energia comprada para revenda	(26.695)	(26.695)	-
Encargos do uso da rede elétrica - CUST	(7.965)	(7.965)	-
CFURH	(2.650)	(2.650)	-
Custo dos serviços prestados	(40.474)	(39.659)	(815)
Custo de infraestrutura	(393.249)		(393.249)
Depreciação / Amortização	(27.751)	(68.730)	40.979
Utilização do Bem Público - UBP	(132)	(132)	-
<b>Lucro bruto</b>	<b>1.102.558</b>	<b>417.291</b>	<b>685.267</b>
<b>Despesas e receitas operacionais</b>	<b>(23.873)</b>	<b>(28.975)</b>	<b>5.102</b>
Administrativas e gerais	(9.712)	(10.854)	1.142
Pessoal	(14.672)	(14.671)	(1)
Resultado de equivalência patrimonial	1.466	(145)	1.611
Depreciação / Amortização	(1.553)	(3.903)	2.350
Outras receitas	1.306	1.306	-
Outras despesas	(708)	(708)	-
<b>EBIT</b>	<b>1.078.685</b>	<b>388.316</b>	<b>690.369</b>
Depreciação / Amortização	(29.436)	(72.765)	43.329
<b>EBITDA</b>	<b>1.108.121</b>	<b>461.081</b>	<b>647.040</b>
<b>Despesas financeiras</b>	<b>(220.925)</b>	<b>(219.827)</b>	<b>(1.098)</b>
<b>Receitas financeiras</b>	<b>10.815</b>	<b>10.733</b>	<b>82</b>
	<b>(210.110)</b>	<b>(209.094)</b>	<b>(1.016)</b>
<b>EBT</b>	<b>868.575</b>	<b>179.222</b>	<b>689.353</b>
<b>IR / CSLL</b>	<b>(207.688)</b>	<b>(26.238)</b>	<b>(181.450)</b>
IR / CSLL	(25.465)	(25.465)	-
IR / CSLL Diferido	(182.223)	(773)	(181.450)
<b>Lucro líquido Consolidado</b>	<b>660.887</b>	<b>152.984</b>	<b>507.903</b>
Participação de não controladores	(337.471)	(84.644)	(252.827)
<b>Lucro líquido Alupar</b>	<b>323.416</b>	<b>68.340</b>	<b>255.076</b>