

São Paulo, 10 de maio de 2023 – A Alupar Investimento S.A. (B3: **ALUP11**), divulga hoje seus resultados referentes ao 1T23. 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).

1T23 Destaques do Período

Principais Indicadores "SOCIETÁRIO (IFRS)"				
R\$ MM	4T22	1T23	1T22	Var.%
Receita Líquida	732,3	1.004,0	1.280,5	(21,6%)
EBITDA (CVM 527)	523,7	811,6	1.131,5	(28,3%)
Lucro Líquido Alupar	191,8	230,7	431,0	(46,5%)

Principais Indicadores "REGULATÓRIO"				
R\$ MM	4T22	1T23	1T22	Var.%
Receita Líquida	759,8	795,6	713,7	11,5%
EBITDA (CVM 527)	617,3	672,4	622,2	8,1%
Lucro Líquido Alupar	159,5	144,1	166,9	(13,6%)

Teleconferência 1T23 | 11/05/2023

Português
 15h00 (Horário de Brasília)
 14h00 (Horário de Nova Iorque)
 Telefone: +55 (11) 4090-1621
 +55 (11) 3181-8565

Inglês (tradução simultânea)
 15h00 (Horário de Brasília)
 14h00 (Horário de Nova Iorque)
 Telefone: +1 412 717-9627

Link para webcast disponível no site de Relações com Investidores:

<http://ri.alupar.com.br>

Contato RI

Tel.: (011) 4571-2400
ri@alupar.com.br

Cotação em 10/05/2023

ALUP11: R\$ 27,96
Total de UNITS¹: 304.758.568
Market-Cap: R\$ 8,521 bilhões
(1) Units Equivalentes

Acontecimentos do 1T23



ESTE | Emissão de TLD Definitivo pelo ONS

Emissão do **TLD Definitivo** em Março de 2022, mas a **Receita Líquida já é auferida desde Fevereiro de 2022**

Eventos Subsequentes



Definição da data de Pagamento dos Dividendos de 2022

R\$ 422,0 milhões (+17,1% vs. 2022), equivalente a R\$ 1,44 por Unit aprovado na AGOE realizada em 17 de abril de 2023 será pago em 16 de maio de 2023;



Bonificação

R\$ 328,8 milhões, equivalente à 35,2 milhões de ações, sendo 4 novas ações para cada 100 ações possuídas (**razão de 4,0%**), entregues aos acionistas em 24 de abril de 2023;



TNE | Acordo de Acionistas

Acordo de Acionistas assinado em Abril de 2023 visando regular as relações da Alupar e da Eletronorte como acionistas da TNE;



ETB | Exercício de Opção de Compra

Aumento de Participação de 51% para 65% a partir do exercício de Opção de Compra de 35.825 ações num montante total de R\$ 2.723.231,64;



ELTE | Emissão de Licença de Instalação

Emissão da Licença de Instalação da Linha de Transmissão CD Henry Borden – Manoel da Nóbrega 230 kV em 08 de maio de 2023;



Distribuição de Dividendos

R\$ 36,6 mm aprovados em 10 de maio de 2023, equivalente a **0,12 por Unit** Primeiros Dividendos intercalares conforme Nova Política de Dividendos aprovada em 2022.

Principais Indicadores Consolidados

Principais Indicadores "SOCIETÁRIO (IFRS)"				
R\$ MM	4T22	1T23	1T22	Var.%
Receita Líquida	732,3	1.004,0	1.280,5	(21,6%)
EBITDA (CVM 527)	523,7	811,6	1.131,5	(28,3%)
Margem EBITDA	71,5%	80,8%	88,4%	(7,6 p.p)
Margem EBITDA Ajustada*	78,0%	86,9%	92,7%	(5,8 p.p)
Resultado Financeiro	(217,1)	(284,6)	(225,3)	26,3%
Lucro Líquido consolidado	306,8	387,3	738,9	(47,6%)
Minoritários Subsidiárias	115,0	156,6	307,9	(49,1%)
Lucro Líquido Alupar	191,8	230,7	431,0	(46,5%)
Lucro Líquido por UNIT (R\$)**	0,65	0,79	1,47	(46,5%)
Dívida Líquida***	8.810,9	8.724,8	7.809,7	11,7%
Dív. Líquida / Ebitda****	2,9	3,2	2,0	

Principais Indicadores "REGULATÓRIO"				
R\$ MM	4T22	1T23	1T22	Var.%
Receita Líquida	759,8	795,6	713,7	11,5%
EBITDA (CVM 527)	617,3	672,4	622,2	8,1%
Margem EBITDA	81,2%	84,5%	87,2%	(2,7 p.p)
Resultado Financeiro	(216,0)	(283,6)	(224,3)	26,4%
Lucro Líquido consolidado	276,7	247,6	261,2	(5,2%)
Minoritários Subsidiárias	117,3	103,4	94,3	9,7%
Lucro Líquido Alupar	159,5	144,1	166,9	(13,6%)
Lucro Líquido por UNIT (R\$)**	0,54	0,49	0,57	(13,6%)
Dívida Líquida***	8.810,9	8.724,8	7.809,7	11,7%
Dív. Líquida / Ebitda****	3,6	3,5	3,4	

*Subtraído da Rec. Líquida o Capex realizado (Custo de Infra) **Lucro Líquido / Units Equivalentes (1T23: 293.037.085 / 1T22: 293.037.090)

*** Considera TVM do Ativo Não Circulante ****Ebitda dos últimos 12 meses

Notas:

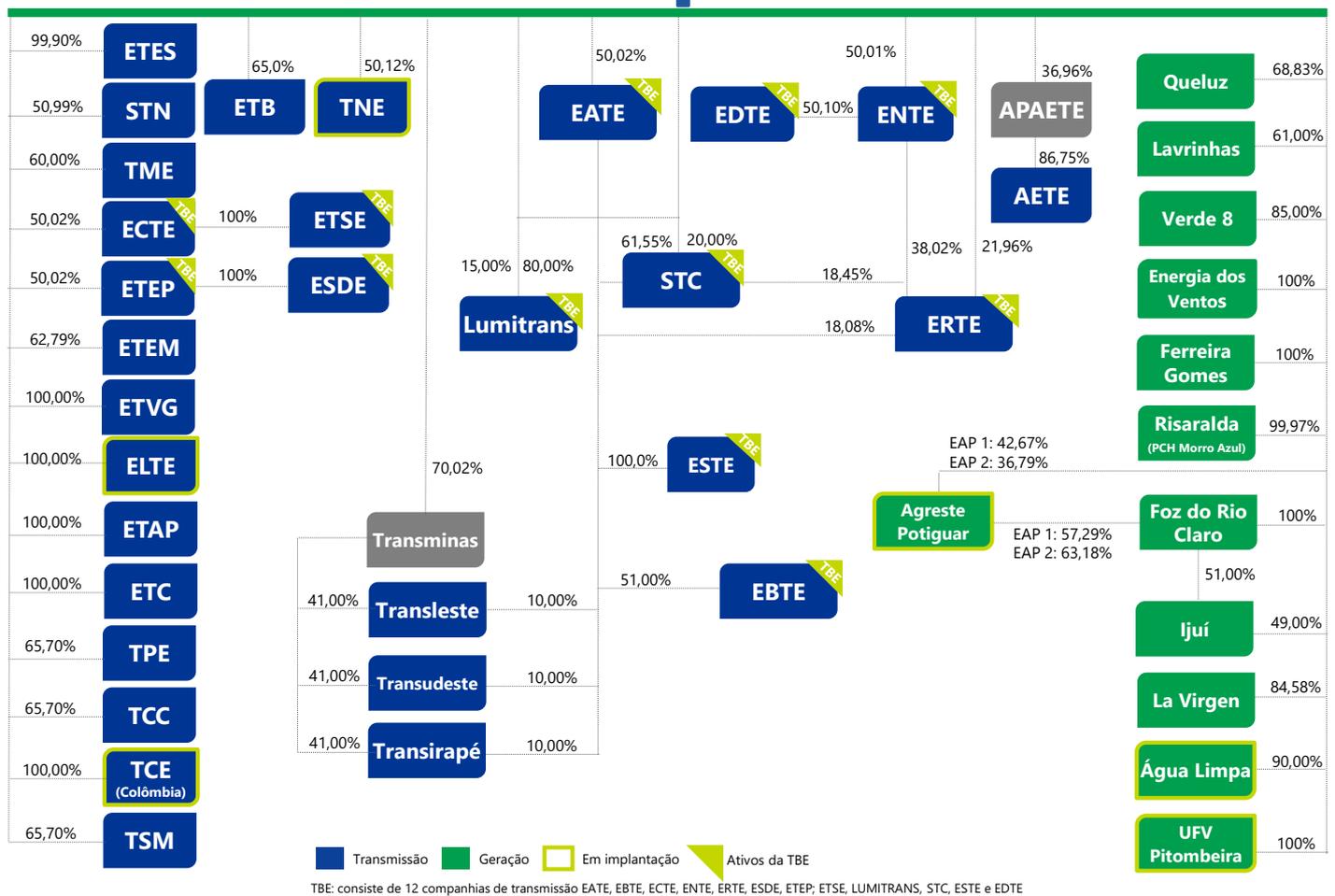
1) Conceito de "Ajustado" nos números dos demonstrativos societários: De acordo com as normas do IFRS (ICPC 01 e CPC 47) os investimentos (Capex) das transmissoras devem ser contabilizados como receita e como custo. Dessa forma, para cálculo da Margem EBITDA Ajustada é realizada a divisão do EBITDA pela 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:



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 8.129 km de linhas de transmissão, por meio de concessões com prazo de 30 anos localizadas no Brasil e um perpétuo localizado na Colômbia, sendo 27 operacionais e 3 em fase de implantação, que possuem cronograma de entrada em operação comercial até 2024.

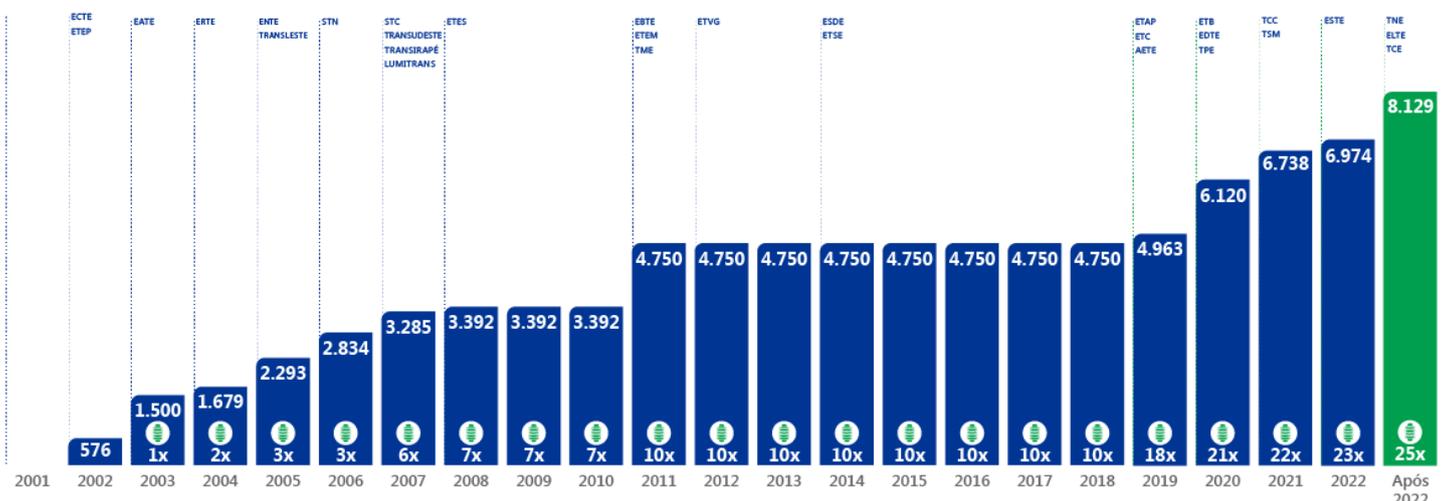
Abaixo, seguem principais características dos sistemas de transmissão da Alupar:

Empresa	Prazo da Concessão Início	Fim	Início da Operação	Extensão da Linha	RAP/RBNI (Ciclo 2021-22)	RAP/RBNI (Ciclo 2022-23)	Índice
ETEP	12/06/2001	12/06/2031	25/08/2002	323 km	R\$ 80,6	R\$ 89,2	IGP-M
ENTE	11/12/2002	11/12/2032	12/02/2005	464 km	R\$ 184,5	R\$ 204,2	IGP-M
ERTE	11/12/2002	11/12/2032	15/09/2004	179 km	R\$ 42,0	R\$ 46,5	IGP-M
EATE	12/06/2001	12/06/2031	10/03/2003	924 km	R\$ 358,1	R\$ 396,7	IGP-M
ECTE	01/11/2000	01/11/2030	26/03/2002	252,5 km	R\$ 77,9	R\$ 86,2	IGP-M
STN	18/02/2004	18/02/2034	01/01/2006	541 km	R\$ 149,9	R\$ 168,8	IGP-M
Transleste	18/02/2004	18/02/2034	18/12/2005	150 km	R\$ 33,4	R\$ 37,0	IGP-M
Transudeste	04/03/2005	04/03/2035	23/02/2007	140 km	R\$ 34,2	R\$ 22,9	IGP-M
Transirapé	15/03/2005	15/03/2035	23/05/2007	65 km	R\$ 54,4	R\$ 43,5	IGP-M
STC	27/04/2006	27/04/2036	08/11/2007	195 km	R\$ 52,4	R\$ 43,3	IPCA
Lumitrans	18/02/2004	18/02/2034	03/10/2007	51 km	R\$ 43,6	R\$ 30,3	IGP-M
ETES	20/04/2007	20/04/2037	12/12/2008	107 km	R\$ 20,1	R\$ 23,6	IPCA
EBTE	16/10/2008	16/10/2038	11/07/2011	940 km	R\$ 52,9	R\$ 59,1	IPCA
TME	19/11/2009	19/11/2039	22/11/2011	348 km	R\$ 58,3	R\$ 65,1	IPCA
ESDE	19/11/2009	19/11/2039	22/01/2014	Subestação	R\$ 15,7	R\$ 17,5	IPCA
ETEM	12/07/2010	12/07/2040	16/12/2011	235 km	R\$ 16,2	R\$ 18,1	IPCA
ETVG	23/12/2010	23/12/2040	23/12/2012	Subestação	R\$ 16,4	R\$ 18,3	IPCA
TNE	25/01/2012	25/01/2042	Pré-Oper.	715 km	R\$ 329,1	R\$ 366,0	IPCA
ETSE	10/05/2012	10/05/2042	01/12/2014	Subestação	R\$ 25,4	R\$ 33,0	IPCA
ELTE	05/09/2014	05/09/2044	Pré-Oper.	Subestação+40km	R\$ 57,5	R\$ 81,0	IPCA
ETAP (Lote I)	02/09/2016	02/09/2046	06/04/2019	Subestação+20km	R\$ 61,9	R\$ 68,1	IPCA
ETC (Lote T)	02/09/2016	02/09/2046	23/09/2019	Subestação	R\$ 36,0	R\$ 39,5	IPCA
TPE (Lote 2)	10/02/2017	10/02/2047	25/10/2020	541 km	R\$ 263,1	R\$ 287,9	IPCA
TCC (Lote 6)	10/02/2017	10/02/2047	19/03/2021	288 km	R\$ 178,6	R\$ 195,4	IPCA
ESTE (Lote 22)	10/02/2017	10/02/2047	09/02/2022	236 km	R\$ 123,6	R\$ 135,2	IPCA
TCE (Colômbia)	22/11/2016	Perpétua	Pré-Oper.	235 km	R\$ 120,2 ¹	R\$ 130,1 ²	PPI
TSM (Lote 19)	11/08/2017	11/08/2047	23/12/2021	330 km	R\$ 120,0	R\$ 134,1	IPCA
ETB (Lote E)	27/09/2016	27/09/2046	16/10/2020	446 km	R\$ 155,3	R\$ 171,5	IPCA
EDTE (Lote M)	01/12/2016	01/12/2046	20/01/2020	170 km	R\$ 76,1	R\$ 83,6	IPCA
AETE	18/02/2004	18/02/2034	19/08/2005	193 km	R\$ 38,9	R\$ 43,1	IGP-M
TOTAL				8.129 km	R\$ 2.876,0	R\$ 3.138,8	

¹USD 1,0 – BRL 5,00 / ²USD 1,0 – BRL 5,08

Evolução das Transmissoras Alupar (em quilômetros)

 subestações próprias
  em implantação
  em operação



Geração

Atualmente, a Alupar atua no segmento de geração de energia elétrica por meio de UHEs, PCHs, parques eólicos e parques solares, localizados no Brasil, Colômbia e Peru. O portfólio de ativos totaliza uma capacidade instalada de 673,8 MW em operação. Atualmente temos 63,0 MW eólico e 61,7 MWp solar em implantação, além de um projeto (Antônio Dias) de 23,0 MW em fase de licenciamento.

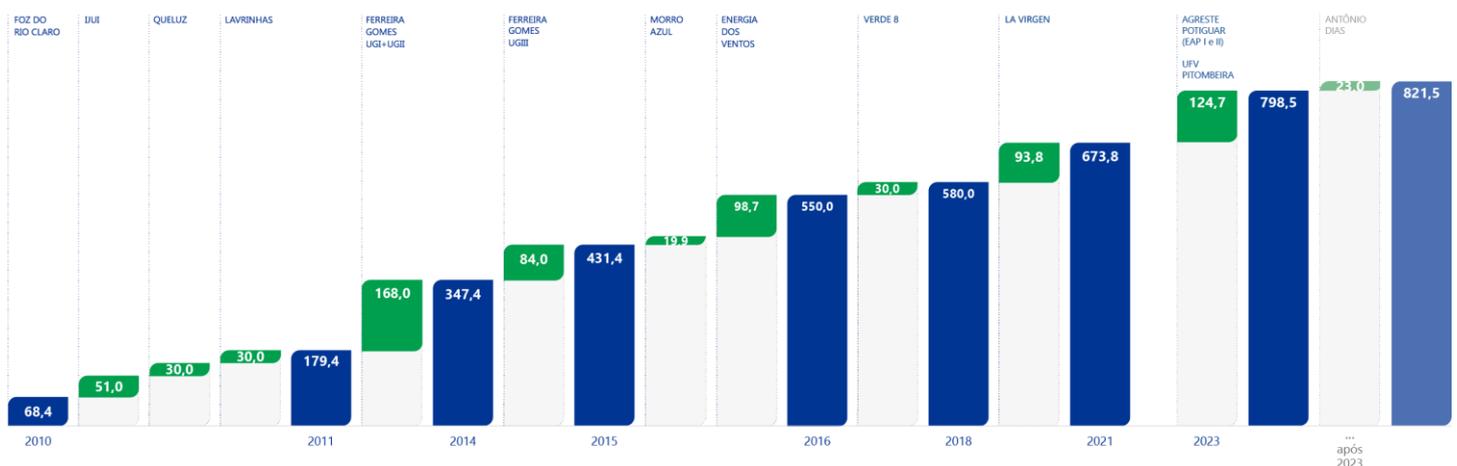
Abaixo, seguem principais características dos ativos de geração da Alupar:

	Prazo da Concessão		Início da Operação	Capital Total ⁽²⁾	Capacidade Instalada - MW	Garantia Física – MW
	Início	Fim				
Queluz	Abr/04	Ago/41	Ago/11	68,83%	30,0	21,4
Lavrinhas	Abr/04	Set/41	Set/11	61,00%	30,0	21,4
Foz do Rio Claro	Ago/06	Dez/46	Ago/10	100,00%	68,4	37,1 ⁽¹⁾
São José - Ijuí	Ago/06	Fev/46	Mar/11	100,00%	51,0	28,9 ⁽¹⁾
Ferreira Gomes	Nov/10	Jun/47	Nov/14	100,00%	252,0	145,5 ⁽¹⁾
Energia dos Ventos	Jul/12	Jul/47	Mar/16	100,00%	98,7	48,5 ⁽¹⁾
Morro Azul (Risaralda)	Jan/09	Vitalícia	Set/16	99,97%	19,9	13,2
Verde 08	Out/12	Nov/44	Mai/18	85,00%	30,0	18,7
La Virgen	Out/05	Vitalícia	Jul/21	84,58%	93,8	59,2
Antônio Dias	Jul/14	Jul/49	Pré - Operacional	90,00 %	23,0	11,4
EOL Agreste Potiguar						
AW Santa Régia	Jan/20	Jan/55	Pré – Operacional	100,00%	37,8	21,7
AW São João	Jan/20	Jan/55	Pré - Operacional	100,00%	25,2	14,1
UFV Pitombeira	Nov/20	Nov/55	Pré - Operacional	100,00%	61,7 ⁽³⁾	14,9
TOTAL					821,5	456,0

(1) Válida a partir de Janeiro/23 | (2) Participação Direta e Indireta | (3) MWp

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 32** de “Informações por Segmento” das demonstrações financeiras do 1T23.

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	4T22	1T23	1T22	Var.%
Receita Líquida	611,2	828,5	1.115,4	(25,7%)
Custo dos Serviços Prestados	(49,2)	(36,1)	(33,3)	8,3%
Custo de Infraestrutura	(89,5)	(83,0)	(62,4)	33,0%
Depreciação / Amortização	(1,7)	(1,7)	(1,9)	(10,7%)
Despesas Operacionais	(30,2)	(14,9)	(13,1)	14,0%
EBITDA (CVM 527)	442,3	694,5	1.006,7	(31,0%)
Margem EBITDA	72,4%	83,8%	90,3%	(6,5 p.p)
Margem EBITDA Ajustada*	84,8%	93,2%	95,6%	(2,4 p.p)
Resultado Financeiro	(193,5)	(253,7)	(241,4)	5,1%
Lucro Líquido	276,6	344,3	649,4	(47,0%)
Dívida Líquida**	6.650,0	6.580,7	5.898,4	11,6%
Div. Líquida / EBITDA***	2,5	2,8	1,7	

Principais Indicadores "REGULATÓRIO"				
R\$ MM	4T22	1T23	1T22	Var.%
Receita Líquida	606,6	606,7	546,3	11,0%
Custos Operacionais	(48,2)	(36,2)	(34,0)	6,4%
Depreciação / Amortização	(71,1)	(71,1)	(67,5)	5,3%
Despesas Operacionais	(23,9)	(15,0)	(13,7)	9,6%
EBITDA (CVM 527)	534,4	555,4	498,6	11,4%
Margem EBITDA	88,1%	91,6%	91,3%	0,3 p.p
Resultado Financeiro	(192,6)	(252,8)	(240,6)	5,1%
Lucro Líquido	245,9	205,4	171,1	20,0%
Dívida Líquida**	6.650,0	6.580,7	5.898,4	11,6%
Div. Líquida / EBITDA***	3,2	3,1	3,3	

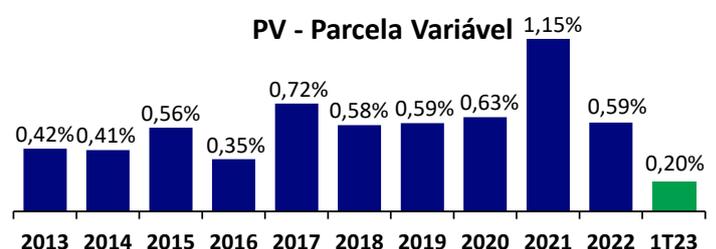
*Subtraído da Receita Líquida o Capex realizado (Custo de Infraestrutura) 12 meses ** Considera TVM do Ativo Não Circulante *** Ebitda dos últimos 12 meses

As transmissoras da Companhia apresentaram um desempenho operacional consistente ao longo do 1T23, mantendo a disponibilidade física de **99,9%**.

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 1T23 a receita líquida totalizou **R\$ 606,7 mm**, 11,0% superior aos **R\$ 546,3 mm** apurados no 1T22.

Este aumento de **R\$ 60,4 mm** deve-se principalmente ao:

- (i) crescimento de **R\$ 17,8 mm** no faturamento da transmissora ESTE, devido à sua entrada em operação comercial (fev/22);
- (ii) redução no faturamento de **R\$ 2,5 mm** na transmissora STC, de **R\$ 2,8 mm** na transmissora Transudeste, de **R\$ 2,8 mm** na transmissora Transirapé e de **R\$ 3,3 mm** na transmissora Lumitrans, em razão da queda de 50% da RAP para o ciclo 2022/2023, decorrente do aniversário de 15 anos da entrada em operação (STC: nov/22; Transudeste: fev/22; Transirapé: maio/22 ; Lumitrans: out/22) e;
- (iii) aumento de **R\$ 60,2 mm** no faturamento das demais transmissoras, impactadas principalmente pelo reajuste das RAPs, conforme Resolução Homologatória nº 3.067 de 12/07/2022 que estabeleceu reajuste de 11,73% para os contratos indexados em IPCA e 10,72% para os contratos indexados em IGP-M. Para mais informações vide tabela da seção “Transmissão” (pag.5).

Custo do Serviço

Totalizou **R\$ 106,8 mm** no 1T23, ante os **R\$ 101,0 mm** registrados no 1T22.

A conta **Custo dos Serviços Prestados** apresentou um aumento de **R\$ 2,2 mm**, sendo principalmente:

- (+) R\$ 0,5 mm em razão da entrada em operação comercial da transmissora ESTE;
- (+) R\$ 1,2 mm relativo a alteração de critério de contabilização das provisões de PLR principalmente nas transmissoras ETB, ETAP, TPE e TME, dado que até o ano de 2022 as provisões eram realizadas em dezembro de cada ano e, a partir de 2023, as provisões passaram a ser realizadas mensalmente;
- (+) R\$ 0,9 mm na transmissora STN, principalmente pela: (i) retomada dos pagamentos mensais relativos a um contrato de O&M decorrente do acesso de um seccionamento da linha de transmissão da STN à subestação Tianguá II a partir de 2021 e; (ii) contratação de serviços para o novo galpão destinado à guarda de materiais na mesma subestação.

Na conta **Depreciação/Amortização** foi registrado um aumento de **R\$ 3,6 mm** decorrente principalmente da crescimento de R\$ 4,2 mm na transmissora ESTE, em razão da respectiva entrada em operação comercial (ESTE: fev/22).

Despesas Operacionais

Totalizaram **R\$ 15,5 mm** no 1T23, ante os **R\$ 14,2 mm** registrados no 1T22, em decorrência principalmente da redução de **R\$ 1,0 mm** na conta **Outras Receitas**, sendo os principais impactos:

- (-) R\$ 0,9 mm na transmissora EBTE, dado que no 1T22, foi contabilizada uma receita não recorrente, em razão do ressarcimento, por parte dos acessantes, previstos nos contratos de conexão do sistema de transmissão – CCT;
- (-) R\$ 0,4 mm na transmissora TSM, dado que no 1T22 foi reconhecida uma receita não recorrente, referente a venda de materiais residuais de obra “sucata”.

EBITDA e Margem EBITDA

Totalizou **R\$ 555,4 mm** no 1T23, 11,4% superior aos **R\$ 498,6 mm** apurados no 1T22.

A margem EBITDA ficou em **91,6%**, 0,3 p.p. superior aos **91,3%** apurados no 1T22.

Esta variação deve-se ao:

(a) aumento de **R\$ 66,6 mm** na **Receita Bruta** principalmente em razão do:

(i) crescimento de **R\$ 17,8 mm** no faturamento da transmissora ESTE, devido à sua entrada em operação comercial (fev/22);

(ii) redução no faturamento de **R\$ 2,5 mm** na transmissora STC, de **R\$ 2,8 mm** na transmissora Transudeste, de **R\$ 2,8 mm** na transmissora Transirapé e de **R\$ 3,3 mm** na transmissora Lumitrans, em razão da queda de 50% da RAP para o ciclo 2022/2023, decorrente do aniversário de 15 anos da entrada em operação (STC: nov/22; Transudeste: fev/22; Transirapé: maio/22 ; Lumitrans: out/22) e;

(iii) aumento de **R\$ 60,2 mm** no faturamento das demais transmissoras, impactadas principalmente pelo reajuste das RAPs, conforme Resolução Homologatória nº 3.067 de 12/07/2022 que estabeleceu reajuste de 11,73% para os contratos indexados em IPCA e 10,72% para os contratos indexados em IGP-M. Para mais informações vide tabela da seção “Transmissão” (pag. 5).

(b) aumento de **R\$ 6,2 mm** nas **Deduções**, principalmente pelo:

(+) **R\$ 1,9 mm** na transmissora ESTE, decorrente da respectiva entrada em operação comercial;

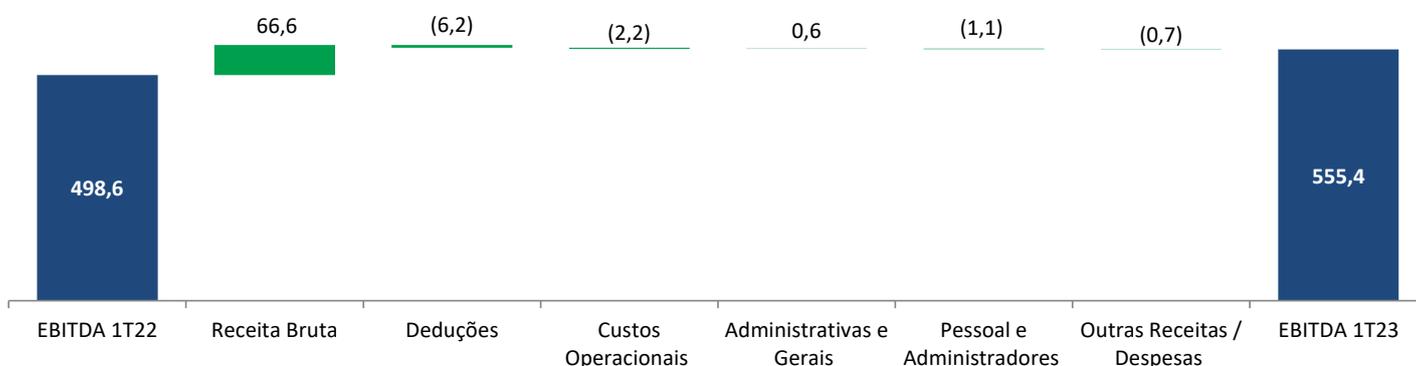
(+) **R\$ 4,3 mm** nas demais transmissoras, em função do aumento da receita, conforme explicado anteriormente.

(c) aumento de **R\$ 2,2 mm** na conta **Custo dos Serviços Prestados**, conforme detalhado anteriormente na seção “Custo do Serviço”;

(d) aumento de **R\$ 0,7 mm** na conta **Outras Receitas / Despesas**, principalmente pela redução de **R\$ 1,0 mm** na conta Outras Receitas, conforme detalhado na seção anterior “Despesas Operacionais”.

Segue abaixo a formação do EBITDA:

Formação do EBITDA 1T23 (R\$ MM)



Lucro Líquido

Totalizou **R\$ 205,4 mm** no 1T23, 20,0% superior aos **R\$ 171,1 mm** apurados no 1T22.

O lucro foi impactado principalmente pelo:

(a) aumento de **R\$ 56,8 mm** no **EBITDA**, conforme explicado na seção “EBITDA e Margem EBITDA” anteriormente.

(b) crescimento de **R\$ 3,6 mm** na conta **Depreciação/Amortização**, principalmente, pelo aumento de R\$ 4,2 mm na transmissora ESTE, em razão da respectiva entrada em operação comercial (fev/22).

(c) aumento de **R\$ 12,2 mm** no **Resultado Financeiro**, sendo:

(i) aumento de **R\$ 21,3 mm** nas **Despesas Financeiras**:

(i.i) aumento de **R\$ 4,8 mm** em razão da entrada em operação comercial da transmissora ESTE (fev/22);

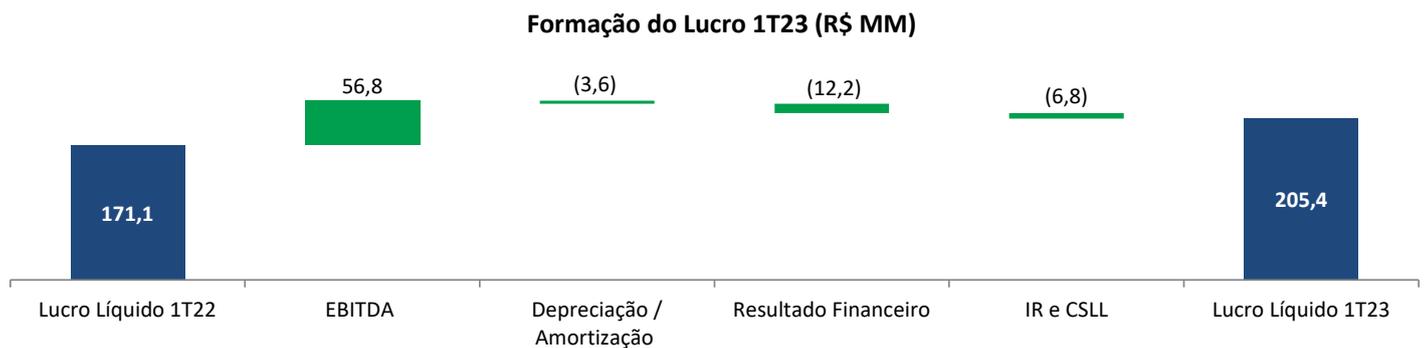
(i.ii) aumento de **R\$ 6,1 mm** nas despesas financeiras da transmissora TCE, principalmente pelo impacto de R\$ 4,5 mm relativo à variação cambial;

(i.iii) aumento de **R\$ 18,7 mm** principalmente pelo crescimento da taxa média dos depósitos interfinanceiros (“CDI”), que registrou 3,20% no acumulado do 1T23, ante os 2,39% no acumulado do 1T22 e;

(i.iv) redução de **R\$ 8,3 mm** decorrente da redução do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (“IPCA”) que apresentou inflação de 2,09% no acumulado do 1T23, ante os 3,20% registrados no acumulado do 1T22.

(ii) aumento de **R\$ 9,1 mm** nas **Receitas Financeiras**, em razão do crescimento da taxa média dos depósitos interfinanceiros (“CDI”), que registrou 3,20% no acumulado do 1T23, ante os 2,39% no acumulado do 1T22.

Segue abaixo a formação do Lucro Líquido:



Consolidação de Resultado - Transmissão Regulatório

	Trimestre findo em 31/03/2023				
	Transmissão Combinado	Controle Compartilhado		Eliminações	Transmissão Consolidado
		TNE	Equivalência Patrimonial		
Receita operacional bruta	671.691	1.991	-		669.700
Receita de transmissão de energia	672.766	1.991			670.775
(-) Parcela variável	(1.075)	-			(1.075)
Deduções da receita operacional bruta	(65.029)	(261)	-		(64.768)
PIS	(8.355)	(33)			(8.322)
COFINS	(38.502)	(151)			(38.351)
Quota para Reserva Global de Reversão - RGR	(9.466)	(52)			(9.414)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(2.420)	(7)			(2.413)
Fundo de des. científico e tecnológico - FNDCT	(2.420)	(7)			(2.413)
Ministério de minas e energia - MME	(1.211)	(3)			(1.208)
Taxa de fiscalização de energia elétrica - TFSEE	(2.655)	(8)			(2.647)
Receita operacional líquida	606.662	1.730	-		604.932
Custo de operação	(106.808)	(1.418)	-		(105.390)
Custo dos serviços prestados	(36.233)	(531)			(35.702)
Depreciação / Amortização	(70.575)	(887)			(69.688)
Lucro bruto	499.854	312	-		499.542
Despesas e receitas operacionais	(15.514)	(60)	299		(15.155)
Administrativas e gerais	(5.306)	(52)			(5.254)
Pessoal	(10.277)	(8)			(10.269)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	299		299
Depreciação / Amortização	(497)	-			(497)
Outras receitas	578	-			578
Outras despesas	(12)	-			(12)
EBIT	484.340	252	299		484.387
Depreciação / Amortização	(71.072)	(887)			(70.185)
EBITDA	555.412	1.139	299		554.572
Despesas financeiras	(275.524)	(21)	-	12.386	(263.117)
Encargos de dívidas	(255.566)	-		-	(255.566)
Variações cambiais	(4.399)	-		-	(4.399)
Outras	(15.559)	(21)		12.386	(3.152)
Receitas financeiras	22.718	481	-		22.237
Receitas de aplicações financeiras	21.811	467			21.344
Outras	907	14			893
	(252.806)	460	-	12.386	(240.880)
EBT	231.534	712	299	12.386	243.507
IR / CSLL	(26.149)	(125)	-	-	(26.024)
Imposto de renda	(9.228)	(90)			(9.138)
Contribuição social	(16.636)	(35)			(16.601)
Imposto de renda diferido	(285)	-			(285)
CSLL diferido	-	-			-
Lucro líquido Consolidado	205.385	587	299	12.386	217.483
Participação de não controladores					(94.841)
Lucro líquido Alupar					122.642

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 O&M

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 31/12/2022 (Projetos em Operação)	Ativo Contratual em 31/12/2022 (Projetos Fase de Construção)
+	+
Receita de Infraestrutura entre 01/01/2023 e 31/03/2023	Receita de Infraestrutura entre 01/01/2023 e 31/03/2023
+	=
Correção monetária ativo contratual entre 01/01/2023 e 31/03/2023	Ativo Contratual em 31/03/2023
+	
Remuneração do Ativo Contratual entre 01/01/2023 e 31/03/2023	
+	
Receita de Operação e Manutenção entre 01/01/2023 e 31/03/2023	
-	
RAP entre 01/01/2023 e 31/03/2023	
-	
Caso exista, Valor Residual recebido entre 01/01/2023 e 31/03/2023	
=	
Ativo Contratual em 31/03/2023	

Receita Líquida - IFRS

Totalizou R\$ 828,5 mm no 1T23, ante os R\$ 1,115,4 mm apurados no 1T22. As principais variações foram:

(a) redução de R\$ 309,3 mm no faturamento, sendo:

(i) aumento de R\$ 19,1 mm na **Receita de Operação e Manutenção**, que registrou R\$ 151,6 mm neste trimestre ante os R\$ 132,5 mm contabilizados no 1T22. Os principais impactos referem-se a: (i) entrada em operação da transmissora ESTE; (ii) aumento na transmissora ERTE, dado que no 1T22 foi registrado um impacto não recorrente relacionado a indisponibilidade (PV – Parcela Variável) do sistema de transmissão e; (iii) atualização da receita pelo IPCA (10,72%) e IGP-M (11,73%). Segue abaixo principais variações:

Transmissoras										
Receita de Operação e Manutenção	EATE	ENTE	ERTE	STN	ETB	TPE	TCC	ESTE	Demais Transmissoras	Total
1T23	21,4	19,8	2,4	17,4	7,9	13,3	9,2	6,5	53,7	151,6
1T22	19,2	17,9	1,1	14,9	6,5	12,3	8,5	3,3	48,8	132,5
Variações	2,1	1,9	1,2	2,5	1,5	1,0	0,8	1,6	4,9	19,1

(ii) redução de R\$ 19,7 mm na **Receita de Infraestrutura**, que totalizou R\$ 87,7 mm no 1T23, ante os R\$ 107,4 mm registrados no 1T22, conforme demonstrado na tabela abaixo:

Transmissoras						
Receita de Infraestrutura	EBTE	ESTE	TNE	ELTE	Demais Transmissoras	Total
1T23	4,1	-	10,2	73,3	-	87,7
1T22	0,1	108,2	(1,9)	1,2	(0,3)	107,4
Variações	4,0	(108,2)	12,1	72,1	0,3	(19,7)

(iii) redução de R\$ 308,7 mm na **Receita de Remuneração do Ativo de Concessão**, que totalizou R\$ 682,3 mm no 1T23, ante os R\$ 991,0 mm registrados no 1T22. Seguem abaixo as principais variações:

(iii.i) redução de R\$ 113,2 mm na transmissora ESTE, dado que a correção monetária do ativo contratual, referente as linhas Operacionais (RAP; PV e O&M) é contabilizada de uma única vez na entrada em operação comercial – COD;

(iii.ii) variação decorrente da redução de R\$ 177,1 mm na correção monetária dos ativos contratuais, principalmente em razão da redução dos indicadores macroeconômicos no trimestre. Segue abertura abaixo:

- Índice Geral de Preços - Mercado ("IGP-M"): 1T23: 0,20% (1T22: 5,49%)

Correção Monetária - IGP-M	ETEP	ENTE	EATE	ECTE	Transleste	Transudeste	Transirapé	AETE	Demais Transmissoras	Total
1T23	2,1	4,2	9,3	1,9	0,8	0,5	1,4	1,1	5,4	26,7
1T22	16,3	32,1	73,3	15,3	6,1	4,1	10,6	8,4	12,1	178,3
Variações	(14,2)	(28,0)	(64,0)	(13,3)	(5,3)	(3,5)	(9,2)	(7,3)	(6,7)	(151,6)

- Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo ("IPCA"): 1T23: 2,09% (1T22: 3,20%)

Correção Monetária - IPCA	EBTE	STC	EDTE	TSM	ETAP	ETC	TPE	TME	ETB	TCC	Demais Transmissora	Total
1T23	9,7	3,5	14,9	26,2	11,8	6,1	55,2	11,1	29,6	37,5	19,2	224,7
1T22	10,9	4,1	16,7	28,8	13,1	6,8	62,2	12,4	33,0	42,2	20,0	250,2
Variações	(1,2)	(0,6)	(1,8)	(2,6)	(1,4)	(0,7)	(7,0)	(1,3)	(3,4)	(4,7)	(0,9)	(25,5)

(b) redução de R\$ 22,4 mm nas **Deduções**, em razão do menor faturamento em R\$ 309,3 mm, principalmente pela queda de R\$ 308,7 mm na Receita de Remuneração do Ativo de Concessão, conforme detalhado acima.

EBITDA e Margem EBITDA - IFRS

Totalizou **R\$ 694,5 mm** no 1T23, ante os **R\$ 1.006,7 mm** apurados no 1T22.

A Margem EBITDA Ajustada atingiu **93,2%**.

Os principais impactos nesta conta foram:

(a) redução de **R\$ 309,3 mm** na **Receita Bruta – IFRS**. Para mais informações sobre as variações na Receita, favor verificar a seção anterior “Receita Líquida - IFRS”;

(b) redução de **R\$ 22,4 mm** nas **Deduções**, em razão do menor faturamento em R\$ 309,3 mm, principalmente pela queda de R\$ 308,7 mm na Receita de Remuneração do Ativo de Concessão, conforme detalhado acima na seção “Receita Líquida – IFRS”.

(c) redução de **R\$ 20,6 mm** no **Custo de Infraestrutura**, conforme detalhado abaixo:

Custo de Infraestrutura	Transmissoras						Total
	EBTE	ESTE	TNE	ELTE	TPE	Demais Transmissoras	
1T23	2,7	-	12,5	73,5	(7,0)	1,2	83,0
1T22	0,1	57,0	2,7	1,6	-	1,0	62,4
Variações	2,6	(57,0)	9,8	71,9	(7,0)	0,2	20,6

(d) aumento de **R\$ 2,8 mm** na conta **Custo dos Serviços Prestados**, sendo principalmente:

(+) R\$ 0,5 mm em razão da entrada em operação comercial das transmissora ESTE;

(+) R\$ 1,2 mm relativo a alteração de critério de contabilização das provisões de PLR principalmente nas transmissoras ETB, ETAP, TPE e TME, dado que até o ano de 2022 as provisões eram realizadas em dezembro de cada ano e, a partir de 2023, as provisões passaram a ser realizadas mensalmente;

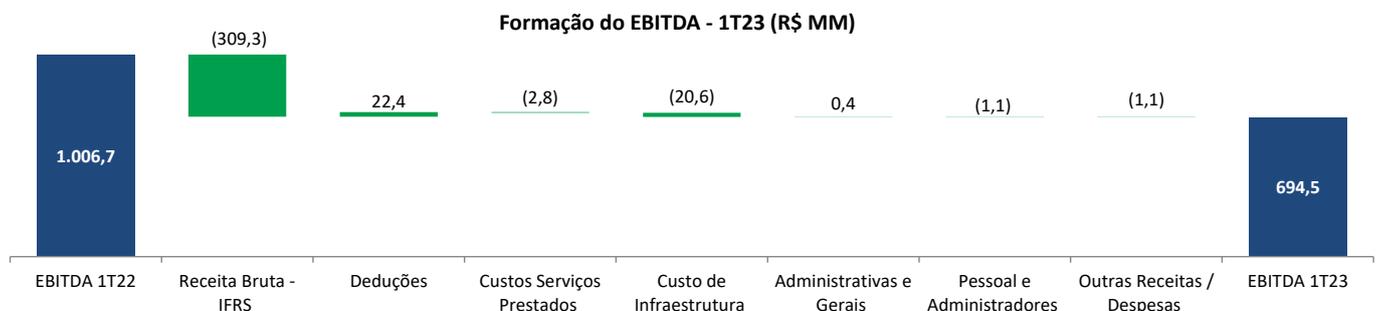
(+) R\$ 0,9 mm na transmissora STN, principalmente pela: (i) retomada dos pagamentos mensais relativos a um contrato de O&M decorrente do acesso de um seccionamento da linha de transmissão da STN à subestação Tianguá II a partir de 2021 e; (ii) contratação de serviços para o novo galpão destinado à guarda de materiais na mesma subestação.

(e) aumento de **R\$ 1,8 mm** nas **Despesas Operacionais**, em decorrência principalmente da redução de **R\$ 1,3 mm** na conta **Outras Receitas**, sendo os principais impactos:

(-) R\$ 0,9 mm na transmissora EBTE, dado que no 1T22, foi contabilizada uma receita não recorrente, em razão do ressarcimento, por parte dos acessantes, previstos nos contratos de conexão do sistema de transmissão – CCT;

(-) R\$ 0,4 mm na transmissora TSM, dado que no 1T22 foi reconhecida uma receita não recorrente, referente a venda de matérias residuais de obra “sucata”.

Segue abaixo a formação do EBITDA:



Lucro Líquido - IFRS

Totalizou **R\$ 344,3 mm** no 1T23, ante os **R\$ 649,4 mm** apurados no 1T22.

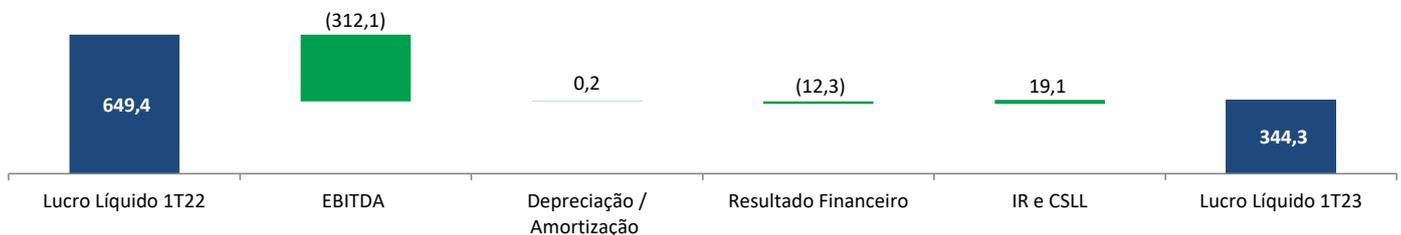
Os principais impactos no lucro líquido ocorreram conforme as variações abaixo:

- (a) redução de **R\$ 312,1 mm** no EBITDA, conforme explicado na seção “EBITDA e Margem EBITDA - IFRS” anteriormente.
- (b) aumento de **R\$ 12,3 mm** no **Resultado Financeiro**, sendo:
 - (i) aumento de **R\$ 21,2 mm** nas **Despesas Financeiras**:
 - (i.i) aumento de **R\$ 4,8 mm** em razão da entrada em operação comercial da transmissora ESTE (fev/22);
 - (i.ii) aumento de **R\$ 6,1 mm** nas despesas financeiras da transmissora TCE, principalmente pelo impacto de R\$ 4,5 mm relativo à variação cambial;
 - (i.iii) aumento de **R\$ 18,6 mm** principalmente pelo crescimento da taxa média dos depósitos interfinanceiros (“CDI”), que registrou 3,20% no acumulado do 1T23, ante os 2,39% no acumulado do 1T22 e;
 - (i.iv) redução de **R\$ 8,3 mm** decorrente da redução do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (“IPCA”) que apresentou inflação de 2,09% no acumulado do 1T23, ante os 3,20% registrados no acumulado do 1T22.
 - (ii) aumento de **R\$ 8,9 mm** nas **Receitas Financeiras**, em razão do crescimento da taxa média dos depósitos interfinanceiros (“CDI”), que registrou 3,20% no acumulado do 1T23, ante os 2,39% no acumulado do 1T22.
- (c) redução de **R\$ 19,1 mm** no **IRPJ/CSLL**, conforme tabela abaixo:

IR / CSLL	Transmissoras								Total
	ESTE	STN	ECTE	ENTE	EATE	TPE	ETB	Demais Transmissoras	
1T23	9,4	3,7	1,8	4,2	3,9	17,8	8,3	45,7	94,8
1T22	64,7	8,1	6,7	11,2	23,1	(69,1)	12,6	56,7	113,9
Variáveis	(55,3)	(4,4)	(4,9)	(7,0)	(19,2)	86,9	(4,3)	(11,0)	(19,1)

Segue abaixo a formação do Lucro Líquido:

Formação do Lucro 1T23 (R\$ MM)



Consolidação de Resultado - Transmissão Societário (IFRS)

	Trimestre findo em 31/03/2023				
	Transmissão Combinado	Controle Compartilhado		Eliminação	Transmissão Consolidado
		TNE	Equivalência Patrimonial		
Receita operacional bruta	921.539	17.324			904.215
Receita de operação e manutenção	152.634	482			152.152
Receita de infraestrutura	87.668	10.194			77.474
Remuneração do Ativo de Concessão	682.312	6.648			675.664
(-) Parcela variável	(1.075)	-			(1.075)
Deduções da receita operacional bruta	(93.056)	(2.139)			(90.917)
PIS	(8.355)	(33)			(8.322)
COFINS	(38.502)	(151)			(38.351)
PIS diferido	(4.455)	(253)			(4.202)
COFINS diferido	(20.523)	(1.165)			(19.358)
Quota para Reserva Global de Reversão - RGR	(9.466)	(52)			(9.414)
Quota para Reserva Global de Reversão - RGR diferido	(2.534)	(399)			(2.135)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(2.420)	(7)			(2.413)
Fundo nacional de des. científico e tecnológico - FNDCT	(2.420)	(7)			(2.413)
Ministério de minas e energia - MME	(1.211)	(3)			(1.208)
Taxa de fiscalização de energia elétrica - TFSEE	(2.655)	(8)			(2.647)
Taxa de fiscalização de energia elétrica - TFSEE diferido	(515)	(61)			(454)
Receita operacional líquida	828.483	15.185			813.298
Custo de operação	(120.172)	(13.051)			(107.121)
Custo dos serviços prestados	(36.057)	(508)			(35.549)
Custo de infraestrutura	(82.987)	(12.522)			(70.465)
Depreciação / Amortização	(1.128)	(21)			(1.107)
Lucro bruto	708.311	2.134			706.177
Despesas e receitas operacionais	(15.503)	(60)	859		(14.584)
Administrativas e gerais	(4.835)	(52)			(4.783)
Pessoal	(10.277)	(8)			(10.269)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	859		859
Depreciação / Amortização	(590)	-			(590)
Outras receitas	211	-			211
Outras despesas	(12)	-			(12)
EBIT	692.808	2.074	859		691.593
Depreciação / Amortização	(1.718)	(21)			(1.697)
EBITDA	694.526	2.095	859		693.290
Despesas financeiras	(276.401)	(21)		12.386	(263.994)
Encargos de dívidas	(256.443)	-		-	(256.443)
Variações cambiais	(4.399)	-		-	(4.399)
Outras	(15.559)	(21)		12.386	(3.152)
Receitas financeiras	22.718	481			22.237
Receitas de aplicações financeiras	21.811	467			21.344
Outras	907	14			893
	(253.683)	460		12.386	(241.757)
EBT	439.125	2.534	859	12.386	449.836
IR / CSLL	(94.807)	(850)			(93.957)
Imposto de renda	(9.236)	(90)			(9.146)
Contribuição social	(16.635)	(35)			(16.600)
Imposto de renda diferido	(49.651)	(533)			(49.118)
CSLL diferido	(19.285)	(192)			(19.093)
Lucro líquido Consolidado	344.318	1.684	859	12.386	355.879
Participação de não controladores					(148.615)
Lucro líquido Alupar					207.264

Projetos em Construção:

Transmissoras em Implantação	Extensão (Km)	RAP (MM) ⁽¹⁾	Investimento Previsto (MM) ⁽²⁾	Investimento Realizado (MM) ⁽³⁾	Entrada em Operação (Regulatória)	Entrada em Operação (Previsão Gerencial)
TNE	715	R\$ 366,0	- ⁽⁴⁾	R\$ 357,9	2024	2025
ELTE	40	R\$ 67,8	R\$ 580,0	R\$ 242,9	2024	2024
TCE	235	US\$ 25,6	US\$ 165,0	US\$ 123,1 ⁽⁵⁾	2023	2023

(1) Ciclo 2022/2023

(2) Investimento na data base Dezembro/22.

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

(4) Investimento em etapa de revisão.

(5) Considerando o valor imobilizado do ativo apresentado nas demonstrações financeiras regulatórias. Considerando US\$ 1,0 = R\$ 5,08 (Base 31/03/2023)

Status dos Projetos:

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 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 tramitou 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. 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 empreendimento 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, foi apresentado pela TNE 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 fosse 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 (trina 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 está contida no Despacho ANEEL nº 1177/2021, publicado no DOU em 04/05/2021.

Em 25/03/2021, a TNE protocolou na ANEEL um pedido para solução de controvérsias com a instauração de arbitragem para 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 (base: março/2019). Conseqüentemente, em 10/09/2021 foi realizada a 9ª Reunião Extraordinária de Diretoria da ANEEL, na qual, foi aprovada a celebração do Termo de Compromisso Arbitral e convocada a TNE para assinar o respectivo Termo e o Aditivo ao Contrato de Concessão. Posteriormente, em 17/09/2021 foi assinado o Primeiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 003/2012 – ANEEL, contemplando a cláusula compromissória arbitral para definição e forma do eventual reequilíbrio econômico-financeiro do referido Contrato de Concessão.

Em 28/09/2021, o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) emitiu a Licença de Instalação nº 1.400/2021 para a implantação da Linha de Transmissão de 500 kV Engenheiro Lechuga – Equador – Boa Vista CD e Subestações Associadas, a qual esteve sub judice por força da [Ação Civil Pública nº 0018408-23.2013.4.01.3200](#) e [Ação Civil Pública nº 0018032-66.2015.4.01.3200](#), proposta pelo Ministério Público Federal em face da TNE para preservação de direitos indígenas supostamente ofendidos; e da [Ação Civil Pública nº 1030014-50.2021.4.01.3200](#), proposta pelo Ministério Público Federal em face da TNE, visando a declaração de nulidade da referida licença.

Adicionalmente, em 26/11/2021, a TNE protocolou na ANEEL o pedido de reequilíbrio do Contrato de Concessão, conforme determinado no Termo de Compromisso Arbitral e no Aditivo ao Contrato de Concessão. A ANEEL deliberou sobre o pleito, negando o pedido por meio do Despacho ANEEL nº 728, de 22 de março de 2022, publicado no DOU em 28/03/2022.

Em 03/05/2022, foi publicado o Decreto Presidencial 11.059 relativo à destinação de recursos para a continuidade das obras de infraestrutura do Linhão de Tucuruí, correspondente à interligação Manaus-Boa Vista. O Decreto autoriza o CGPAL (Comitê Gestor do Pró-Amazônia Legal) a destinar recursos para reembolso de valores, a título de compensação por impactos socioambientais irreversíveis em terra indígena, à concessionária de transmissão de energia elétrica responsável pelo Linhão de Tucuruí, objeto do Contrato de Concessão nº 003/2012-Aneel.

Ainda, em 11/05/2022, na forma do Termo de Compromisso Arbitral firmado entre TNE e ANEEL, foi encaminhado à Corte Internacional de Arbitragem da Câmara de Comércio Internacional o Requerimento de Instauração de Arbitragem, requerendo a declaração do direito da TNE ao reequilíbrio econômico-financeiro integral do Contrato de Concessão.

Em 22/09/2022, foi homologado acordo judicial no âmbito das Ações Civis Públicas nº 0018408-23.2013.4.01.3200, nº 0018032-66.2015.4.01.3200 e nº 1030014-50.2021.4.01.3200, envolvendo a TNE, a União, a FUNAI, o IBAMA, o Ministério Público Federal e a Associação Comunidade Waimiri Atroari, entidade representativa do povo indígena Waimiri Atroari, o qual teve por objeto o atendimento de todas as reivindicações do povo Waimiri Atroari com a promoção das “medidas necessárias à implantação da Linha de Transmissão Manaus/AM - Boa Vista/RR, permitindo, assim, o início das ações referentes ao PBA-CI e viabilizando o posterior início das obras em território indígena.

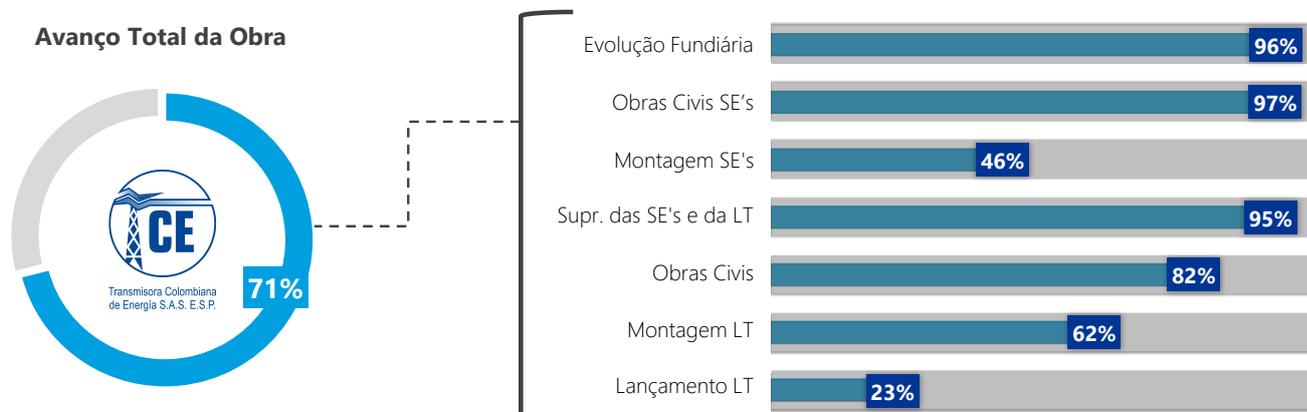
Em 24/11/2022, a TNE protocolou perante a ANEEL um pedido de excludente de responsabilidade pelo atraso relacionado ao impedimento de início de obras entre 28/09/2021 (data da emissão da LI) e 22/09/2022 (data da homologação do acordo judicial perante o TRF1), pedido este que contempla a adequação do cronograma das obras e da RAP do Contrato de Concessão nº 003/2012-ANEEL. Em razão do pedido, foi instaurado o processo administrativo nº 485130312912022, sendo que o pedido ainda não foi apreciado pela diretoria da ANEEL.

Em 31/03/2023, Alupar e Eletronorte celebraram acordo de acionistas estabelecendo os termos que disciplinam e delimitam as diretrizes, os direitos e obrigações recíprocas dos sócios perante a TNE, demonstrando o compromisso das empresas em dar continuidade a esta obra estrutural e de relevância ao país.

Destacamos que o CER encontra-se em operação comercial desde maio de 2015 na SE Boa Vista, com receita equivalente a 4% da Receita Anual Permitida total do Empreendimento prevista no Contrato de Concessão.

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 La Virginia (próximo à Pereira) e a Subestação Nueva Esperanza (próximo à Bogotá), com aproximadamente 235 km de extensão e prazo de implementação até julho de 2023.

Evolução do Projeto:

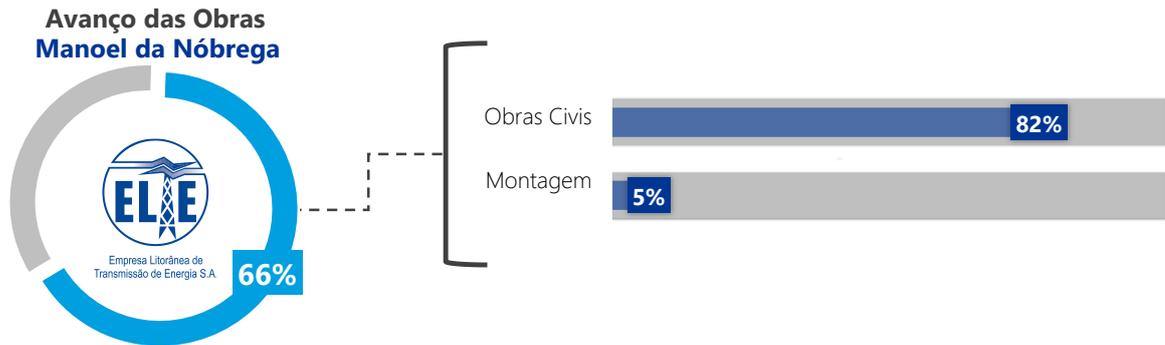


Adicionalmente foi dada continuidade na negociação com o órgão ambiental local para a obtenção de licença ambiental integral do projeto (licença atualmente contempla 98% do projeto).

OBS: A Resolução CREG 015 de 2017, estabeleceu o direito da TCE de faturar a RAP a partir de dezembro/2021, equivalente a 1/12 (um doze avos) da RAP atual de USD 25,6 mm. Considerando que a obrigação de desempenho de transportar a energia não foi cumprida até o momento, o valor recebido a título de RAP vem sendo reconhecido como receita diferida no passivo não circulante, dessa maneira, não transitando pelo resultado.

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).

Evolução do Projeto:



A subestação Domênico Rangoni iniciou as obras em janeiro de 2023 e apresenta avanço físico de 10,5%. Em maio de 2023, obtivemos a licença de instalação da Linha de Transmissão CD Henry Borden – Manoel da Nóbrega 230 kV. Adicionalmente a companhia segue aguardando a emissão da licença de instalação da linha de transmissão 345/138kV.

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 32** de “Informações por Segmento” das demonstrações financeiras do 1T23.

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	4T22	1T23	1T22	Var.%
Receita Líquida	177,0	192,3	165,1	16,5%
Custos Operacionais	(43,0)	(43,6)	(31,6)	38,0%
Depreciação / Amortização	(35,5)	(34,2)	(34,4)	(0,5%)
Compra de Energia	(12,3)	(12,1)	(10,0)	21,0%
Despesas Operacionais	(9,7)	(6,8)	8,7	-
EBITDA (CVM 527)	112,1	129,8	132,1	(1,8%)
Margem EBITDA	63,3%	67,5%	80,0%	(12,5 p.p)
Resultado Financeiro	(46,2)	(52,1)	(10,2)	410,1%
Lucro Líquido / Prejuízo	23,3	37,3	75,2	(50,3%)
Dívida Líquida*	2.064,3	2.071,9	1.371,4	51,1%
Dívida Líquida / EBITDA**	4,6	4,4	2,6	

*Considera Títulos e Valores Mobiliários do Ativo não Circulante ** EBITDA dos últimos 12 meses

Receita Líquida

Totalizou **R\$ 192,3 mm** no 1T23, um crescimento de 16,5% em relação aos **R\$ 165,1 mm** apurados no 1T22. Abaixo seguem as principais variações:

- (a) (+) R\$ 9,8 mm na UHE Ferreira Gomes
- (b) (+) R\$ 2,9 mm na PCH Verde 8;
- (c) (+)R\$ 13,7 mm na UHE La Virgen;
- (d) (-) R\$ 2,2 mm na PCH Lavrinhas;
- (e) (-) R\$ 1,7 mm na PCH Queluz.

Segue abaixo as principais variações no faturamento:

Faturamento	PCH Queluz			PCH Lavrinhas			PCH Verde 08			UHE Ferreira Gomes			UHE La Virgen			Demais Geradoras			Geração Combinado		
	1T23	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor		
Contrato Bilateral ACR							40.435	288,24	11.655	238.608	142,98	34.117									
Contrato Bilateral ACL	22.680	488,70	11.084	22.680	488,70	11.084				86.184	242,44	20.894	126.455	187,28	23.682	27.266	330,67	9.016	285.265	265,58	75.760
Comercialização	36.384	92,22	3.355	30.576	96,53	2.952	1.488	69,84	104	21.600	176,51	3.813							90.048	113,53	10.223
Partes Relacionadas							432	92,86	40										432	92,86	40
CCEE/Ajustes			226			95			187			1.818						630			2.956
Impostos																					
Outras Receitas Operacionais															8.251						8.251
Total			14.665			14.130			11.986			60.642			31.933			71.805			205.161
Faturamento	PCH Queluz			PCH Lavrinhas			PCH Verde 08			UHE Ferreira Gomes			UHE La Virgen			Demais Geradoras			Geração Combinado		
1T22	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor
Contrato Bilateral ACR										233.669	129,55	30.271				242.163	233,78	56.612	475.832	182,59	86.883
Contrato Bilateral ACL	22.680	426,41	9.671	22.680	426,41	9.671				86.184	220,26	18.983	123.634	147,62	18.251	23.345	365,99	8.544	278.523	233,80	65.120
Comercialização	53.710	144,42	7.757	54.110	143,78	7.780	85.116	113,37	9.650	4.684	57,43	269							197.620	128,81	25.456
Partes Relacionadas																					
CCEE/Ajustes			84			23			74			269						848			1.298
Total			17.512			17.474			9.724			49.792			18.251			66.004			178.757
Variações			(2.847)			(3.344)			2.262			10.850			13.682			5.801			26.404

Segue abaixo abertura do Faturamento das geradoras:

Faturamento Geradoras / Comercialização	Energia Faturada (MWh)	Preço Médio (R\$/MWh)	Receita Bruta (R\$ milhões)
1. Longo Prazo - Faturamento de Contratos Bilaterais	898.468	225,06	202,2
1.1 ACR	522.723	206,48	107,9
1.2 ACL	285.265	265,58	75,8
1.3 ACL - Comercialização	90.480	113,43	10,3
1.4 Outras Receitas Operacionais			8,3
2. SPOT / CCEE – Sazonalização			3,0
3. TOTAL GERAÇÃO BRUTO			205,2
4. COMERCIALIZAÇÃO ALUPAR/ACE			24,7
5. TOTAL GERAÇÃO / COMERCIALIZAÇÃO			229,9
6. ELIMINAÇÕES			(22,5)
7. GERAÇÃO CONSOLIDADO			207,3

Custo do Serviço

Totalizou R\$ 89,7 mm no 1T23, ante R\$ 75,8 mm registrados no 1T22, sendo as principais variações:

(a) o aumento de R\$ 8,4 mm na linha **Custo dos Serviços Prestados**, que totalizou R\$ 28,4 mm neste trimestre frente aos R\$ 20,0 mm registrado no 1T22. Esta variação decorre:

(+) R\$ 4,4 mm na UHE La Virgen, dado que parte dos Custos dos Serviços Prestados eram agrupados na rubrica Despesas Administrativas e Gerais até o 2T22, sendo que no 1T22, foi contabilizado um saldo de R\$ 3,5 mm nesta última conta;

(+) R\$ 2,2 mm na PCH Lavrinhas relativos custos com coleta de resíduos, predominantemente macrófitas e;

(+) R\$ 1,9 mm nos parques eólicos EDVs, decorrente principalmente, da locação de guindastes para manutenção preventiva / corretiva, sendo R\$ 0,3 mm no parque eólico EDV II, R\$ 0,8 mm no parque eólico EDV III e R\$ 0,7 mm no parque eólico EDV IV.

(b) aumento de R\$ 2,1 mm na **Compra de Energia**. Segue abaixo as principais variações:

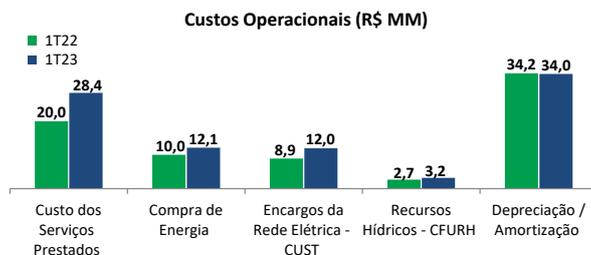
Compra de Energia	UHE Foz do Rio Claro			UHE Ijuí			PCH Lavrinhas			PCH Verde 08			UHE Ferreira Gomes			Demais Geradoras			Geração Combinado			
	1T23	MWh	PPA	Valor	MWh	PPA	Valor	MWh	PPA	Valor	MWh	PPA	Valor	MWh	PPA	Valor	MWh	PPA	Valor	MWh	PPA	Valor
Comercialização	(15.384)	69,45	(1.068)	(12.072)	69,46	(839)	(19.440)	80,00	(1.555)				(64.164)	69,41	(4.454)	(19.440)		(1.555)	(130.500)	72,58	(9.471)	
Partes Relacionadas											(7.560)	93,00	(703)	(12.667)	69,04	(875)			(20.227)	77,99	(1.578)	
CCEE/ Ajustes			(172)			(746)			(95)						(405)			(50)			(1.468)	
Reclassificação																						
Impostos			133,68						(90)				(79)		481			(78)				368
Total			(1.106)			(1.585)			(1.740)				(782)		(5.252)			(1.684)				(12.148)
Compra de Energia	UHE Foz do Rio Claro			UHE Ijuí			PCH Lavrinhas			PCH Verde 08			UHE Ferreira Gomes			Demais Geradoras			Geração Combinado			
1T22	MWh	PPA	Valor	MWh	PPA	Valor	MWh	PPA	Valor	MWh	PPA	Valor	MWh	PPA	Valor	MWh	PPA	Valor	MWh	PPA	Valor	
Comercialização	(5.662)	60,58	(343)	(5.407)	59	(321)	(22.680)	106,57	(2.417)	(38.880)	65,07	(2.530)	(4.442)	57,19	(254)	(22.680)		(2.417)	(99.750)	83,03	(8.282)	
Partes Relacionadas	(3.360)	55,65	(187)										(21.851)	55,69	(1.217)				(25.211)	55,69	(1.404)	
CCEE/ Ajustes						(410)			(610)			(54)		(826)				(310)			(2.210)	
Reclassificação																						
Impostos			62						625			412		136				618				1.853
Total			(468)			(731)			(2.402)			(2.172)		(2.161)				(2.109)				(10.043)
Variações			(638)			(854)			662			1.390		(3.091)				425				(2.105)

(c) aumento de R\$ 3,1 mm nos **Encargos da Rede Elétrica – CUST**, principalmente pelo:

(+) R\$ 1,1 mm nas usinas Ferreira Gomes, Foz do Rio Claro e Ijuí, em razão do reajuste das TUSTs para o ciclo 2022-2023 (Resolução Homologatória Aneel nº 3.066 de 12/07/2022);

(+) R\$ 2,0 mm referentes as reservas de pontos de escoamentos, sendo: (i) R\$ 1,0 mm nas eólicas Agreste Potiguar (início do pagamento: junho/22) e (ii) R\$ 1,0 mm na UFV Pitombeira (início do pagamento: novembro/22).

(d) aumento de R\$ 0,5 mm na linha **Recursos Hídricos – CFURH**, decorrente da maior geração de energia neste trimestre, na usina Ferreira Gomes, em função da maior vazão hídrica quando comparada com o 1T22;



Despesas Operacionais

Totalizaram R\$ 7,0 mm no 1T23, ante um saldo positivo de R\$ 8,4 mm apurados no 1T22.

Esta variação deve-se principalmente a:

(-) R\$ 3,4 mm na conta **Administrativas e Gerais**, sendo:

(-) R\$ 3,7 mm na UHE La Virgen, dado que os Custos dos Serviços Prestados eram agrupadas nesta rubrica até o 2T22. Dessa forma, foi contabilizado um saldo de R\$ 3,5 mm no 1T22, referente a essa conta contábil;

(-) R\$ 0,3 mm na UHE Ferreira Gomes, em função de despesas com honorários advocatícios no 1T22 e;

(+) R\$ 0,4 mm nas PCHs Queluz e Lavrinhas, principalmente em função de honorários advocatícios no 1T23 num total de R\$ 0,6 mm.

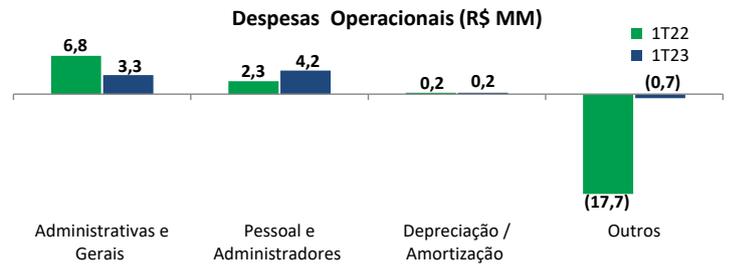
(+) R\$ 17,0 mm em **Outras Despesas / Receitas**, exclusivamente pela redução na conta **Outras Receitas**. Esta variação é decorrente da contabilização extraordinária no 1T22 de R\$ 16,9 mm na linha “**Outras Receitas**” da UHE La Virgen, devido ao ressarcimento pela seguradora, em razão do sinistro ocorrido na implantação do projeto, sendo: (i) R\$ 7,8 mm referente a lucros cessantes e; (ii) R\$ 8,9 mm referente a danos no túnel de adução.

(+) R\$ 1,9 mm na conta **Pessoal e Administradores**, principalmente por:

(+) R\$ 0,5 mm na PCH Verde 08 resultante do: (i) aumento de quadro e (ii) alteração de critério de contabilização das provisões de PLR, dado que até o ano de 2022 as provisões eram realizadas em dezembro de cada ano e, a partir de 2023, as provisões passaram a ser realizadas mensalmente;

(+) R\$ 0,2 mm na UHE Ijuí, em função da alteração de critério de contabilização das provisões de PLR, dado que até o ano de 2022 as provisões eram realizadas em dezembro de cada ano e, a partir de 2023, as provisões passaram a ser realizadas mensalmente e;

(+) R\$ 0,8 mm na UHE La Virgen dado que as despesas com pessoal até o 2T22 eram contabilizadas agrupadas na conta Administrativas e Gerais, ou seja, essa conta não apresentou saldo no 1T22 apresentando saldo no 1T23.



EBITDA

No 1T23, o EBITDA totalizou **R\$ 129,8 mm**, ante os **R\$ 132,1 mm** registrados no 1T22.

O EBITDA foi impactado principalmente pela:

(a) aumento de **R\$ 26,4 mm** na **Receita Bruta**, conforme abaixo:

Faturamento	PCH Queluz			PCH Lavrinhas			PCH Verde 08			UHE Ferreira Gomes			UHE La Virgen			Demais Geradoras			Geração Combinado			
	1T23	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor
Contrato Bilateral ACR							40.435	288,24	11.655	238.608	142,98	34.117					243.681	255,08	62.159	522.723	206,48	107.931
Contrato Bilateral ACL	22.680	488,70	11.084	22.680	488,70	11.084				86.184	242,44	20.894	126.455	187,28	23.682	27.266	330,67	9.016	285.265	265,58	75.760	
Comercialização	36.384	92,22	3.355	30.576	96,53	2.952	1.488	69,84	104	21.600	176,51	3.813							90.048	113,53	10.223	
Partes Relacionadas							432	92,86	40										432	92,86	40	
CCEE/Ajustes			226			95			187			1.818						630			2.956	
Impostos																						
Outras Receitas Operacionais															8.251							8.251
Total			14.665			14.130			11.986			60.642			31.933			71.805			205.161	

Faturamento	PCH Queluz			PCH Lavrinhas			PCH Verde 08			UHE Ferreira Gomes			UHE La Virgen			Demais Geradoras			Geração Combinado			
	1T22	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor
Contrato Bilateral ACR																	233.669	129,55	30.271	475.832	182,59	86.883
Contrato Bilateral ACL	22.680	426,41	9.671	22.680	426,41	9.671				86.184	220,26	18.983	123.634	147,62	18.251	23.345	365,99	8.544	278.523	233,80	65.120	
Comercialização	53.710	144,42	7.757	54.110	143,78	7.780	85.116	113,37	9.650	4.684	57,43	269							197.620	128,81	25.456	
Partes Relacionadas																						
CCEE/Ajustes			84			23			74			269							848			1.298
Impostos																						
Outras Receitas Operacionais			17.512			17.474			9.724			49.792			18.251				66.004			178.757
Total			17.512			17.474			9.724			49.792			18.251			66.004			178.757	
Variações			(2.847)			(3.344)			2.262			10.850			13.682			5.801			26.404	

(b) aumento de **R\$ 12,0 mm** nos **Custos Operacionais**, conforme detalhado anteriormente na seção “Custo do Serviço”;

(c) redução de **R\$ 3,4 mm** nas despesas **Administrativas e Gerais** e aumento de **R\$ 1,9 mm** nas despesas de **Pessoal e Administradores**, conforme detalhado anteriormente na seção “Despesas Operacionais”;

(d) aumento de **R\$ 17,0 mm** em **Outras Despesas / Receitas**, exclusivamente pela redução na conta **Outras Receitas**. Esta variação é decorrente da contabilização extraordinária no 1T22 de **R\$ 16,9 mm** na linha “**Outras Receitas**” da UHE La Virgen, devido ao ressarcimento pela seguradora, em razão do sinistro ocorrido na implantação do projeto;

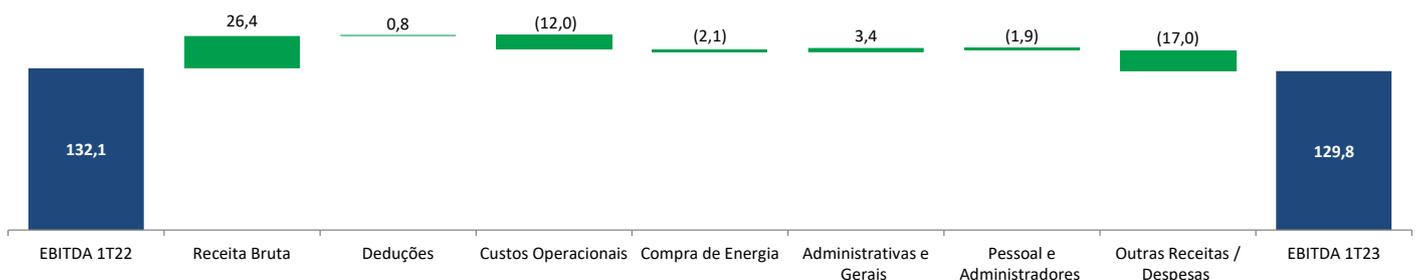
(e) aumento de **R\$ 2,1 mm** na **Compra de Energia**, conforme abertura abaixo:

Compra de Energia	UHE Foz do Rio Claro			UHE Ijuí			PCH Lavrinhas			PCH Verde 08			UHE Ferreira Gomes			Demais Geradoras			Geração Combinado			
	1T23	MWh	PPA	Valor	MWh	PPA	Valor	MWh	PPA	Valor	MWh	PPA	Valor	MWh	PPA	Valor	MWh	PPA	Valor	MWh	PPA	Valor
Comercialização	(15.384)	69,45	(1.068)	(12.072)	69,46	(839)	(19.440)	80,00	(1.555)				(64.164)	69,41	(4.454)	(19.440)	(1.555)		(130.500)	72,58	(9.471)	
Partes Relacionadas										(7.560)	93,00	(703)	(12.667)	69,04	(875)				(20.227)	77,99	(1.578)	
CCEE/ Ajustes			(172)			(746)			(95)						(405)			(50)			(1.468)	
Reclassificação																						
Impostos			133,68						(90)			(79)			481			(78)				368
Total			(1.106)			(1.585)			(1.740)			(782)			(5.252)			(1.684)			(12.148)	

Compra de Energia	UHE Foz do Rio Claro			UHE Ijuí			PCH Lavrinhas			PCH Verde 08			UHE Ferreira Gomes			Demais Geradoras			Geração Combinado		
	1T22	MWh	PPA	Valor	MWh	PPA	Valor	MWh	PPA	Valor	MWh	PPA	Valor	MWh	PPA	Valor	MWh	PPA	Valor	MWh	PPA
Comercialização	(5.662)	60,58	(343)	(5.407)	59	(321)	(22.680)	106,57	(2.417)	(38.880)	65,07	(2.530)	(4.442)	57,19	(254)	(22.680)	(2.417)		(99.750)	83,03	(8.282)
Partes Relacionadas	(3.360)	55,65	(187)										(21.851)	55,69	(1.217)				(25.211)	55,69	(1.404)
CCEE/ Ajustes						(410)			(610)			(54)			(826)			(310)			(2.210)
Reclassificação																					
Impostos			62						625			412			136			618			1.853
Total			(468)			(731)			(2.402)			(2.172)			(2.161)			(2.109)			(10.043)
Variações			(638)			(854)			662			1.390			(3.091)			425			(2.105)

Segue abaixo a formação do EBITDA:

Formação do EBITDA - 1T23 (R\$ MM)



Lucro Líquido

No 1T23, o segmento de geração registrou um lucro de **R\$ 37,3 mm**, ante os **R\$ 75,2 mm** registrado no 1T22.

Este resultado é explicado:

(a) redução de **R\$ 2,3 mm** no **EBITDA**, conforme explicado na seção “EBITDA” anteriormente.

(b) aumento de **R\$ 41,9 mm** no **Resultado Financeiro**, sendo:

(i) crescimento de **R\$ 34,5 mm** nas despesas financeiras, principalmente pelo:

(+) **R\$ 30,2 mm** na UHE La Virgen, sendo: (i) **R\$ 2,9 mm** decorrentes do pagamento de Comissões sobre Aval para a Alupar – Holding; (ii) **R\$ 1,1 mm** referente aos encargos e variações monetárias, em razão da substituição do empréstimo no 3T22 e; (iii) **R\$ 26,3 mm** decorrente da variação cambial entre os períodos (efeito não caixa);

(+) **R\$ 5,5 mm** na UHE Foz do Rio Claro em razão do aumento da taxa média dos depósitos interfinanceiros (“CDI”), que registrou 3,20% no acumulado do 1T23, ante os 2,39% no acumulado do 1T22.

(ii) redução de **R\$ 7,3 mm** nas receitas financeiras, principalmente pela:

(-) **R\$ 6,2 mm** na UHE Foz do Rio Claro, em razão da redução do caixa, que fechou este trimestre com uma posição de R\$ 99,2 mm ante os R\$ 371,3 mm registrados no 1T22.

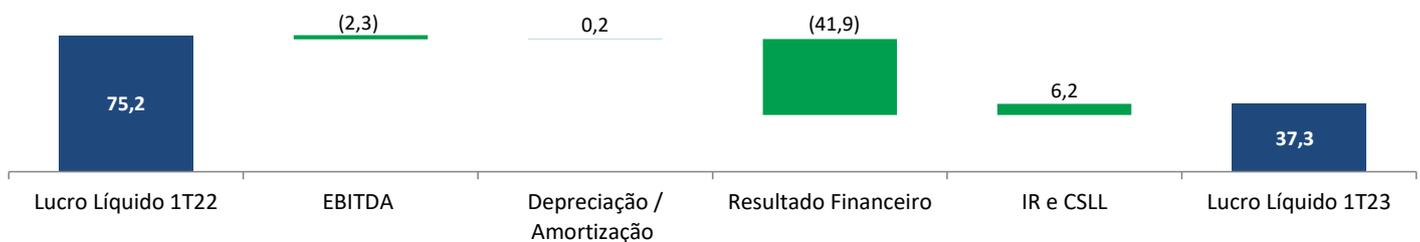
(-) **R\$ 2,4 mm** na PCH Queluz, dado que no 1T22 foi contabilizada uma receita não recorrente, do mesmo montante, referente a juros / atualização monetária sobre as contas a receber de clientes, relativa ao saldo de faturas em aberto.

(c) redução de **R\$ 6,2 mm** no **IRPJ/CSLL**, conforme detalhado abaixo:

IR / CSLL	Geradoras						Total
	FRC	FGE	Queluz	Lavrinhas	Verde 08	Demais Geradoras	
1T23	(2,5)	2,0	0,5	0,5	0,7	4,9	6,1
1T22	1,4	(1,5)	4,0	3,2	(1,3)	6,6	12,3
Variações	(3,9)	3,5	(3,4)	(2,7)	2,0	(1,7)	(6,2)

Segue abaixo a formação do Lucro Líquido:

Formação do Lucro 1T23 (R\$ MM)

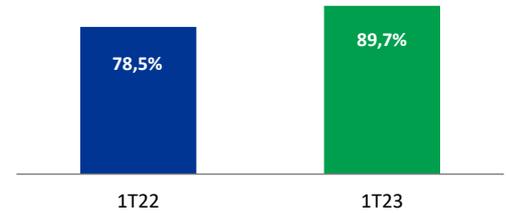


Indicadores Operacionais – Geração

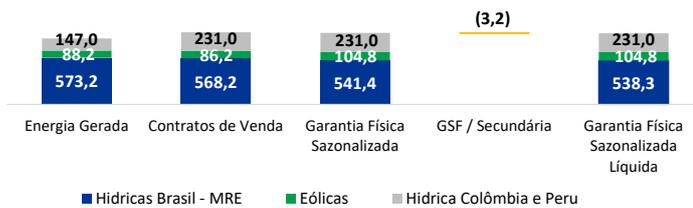
A disponibilidade inferior a 100% é resultado dos desligamentos para manutenções preventivas anuais dos equipamentos e manutenções contratuais programadas com o fornecedor.

O balanço energético da Companhia abaixo demonstra o impacto do GSF de 3,2 GWh no 1T23, além de uma exposição negativa na CCEE de 30,0 GWh, devido à estratégia de sazonalização adotada pela Companhia.

Disponibilidade Geradoras Considerando paradas programadas



Contratos de Venda x Energia Gerada (GWh) 1T23



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

Comercialização

As **compras** totalizaram **R\$ 23,1 mm** neste trimestre ante os **R\$ 23,0 mm** apurados no 1T22, sendo:

- (i) compra de 39,9 MW da UHE Ferreira Gomes pela comercializadora da Alupar no submercado norte, totalizando R\$ 20,9 mm;
- (ii) compra de 26,0 MW no mercado pela comercializadora da Alupar, totalizando R\$ 4,4 mm;
- (iii) Créditos de PIS/Cofins no montante de R\$ 2,2 mm.

A comercializadora Alupar registrou um **faturamento** de **R\$ 24,7 mm** no 1T23, ante os **R\$ 26,9 mm** registrados no 1T22.

- (i) venda de 17,7 MW no Leilão 009/2021 26º - Leilão de Energia Existente - A-1, totalizando R\$ 8,0 mm, conforme item (i) da seção compras;
- (ii) venda para as usinas da Alupar de 9,4 MW, totalizando R\$ 1,6 mm, conforme item (i) da seção compras;
- (iii) venda de 38,1 MW para o mercado, totalizando R\$ 14,9 mm, referente a energia comprada, conforme itens (i) e (ii) da seção compras.

Eliminações

No 1T23 as eliminações entre operações “intercompany” totalizaram **R\$ 22,5 milhões**, conforme detalhado abaixo:

Empresas	Valores (Milhões de R\$)
Alupar ↔ Ferreira Gomes	0,9
Alupar ↔ Verde 08	0,7
Ferreira Gomes ↔ Alupar	20,9
Total	22,5

Consolidação de Resultado – Geração

	Trimestre findo em 31/3/2023				Geração Consolidado
	Geração Combinado	Comercialização	AF Energia	Eliminações Intercompany	
Receita operacional bruta	205.161	24.699	2.374	(24.886)	207.348
Suprimento de Energia	196.910	24.699	-	(22.512)	199.097
Consultoria e assessoramento na área regulatória	-	-	-	-	-
Serviços de operação e manutenção	-	-	2.374	(2.374)	-
Outras receitas operacionais	8.251	-	-	-	8.251
Deduções da receita operacional bruta	(12.870)	(3.489)	(290)	-	(16.649)
PIS	(2.036)	(532)	(39)	-	(2.607)
COFINS	(9.381)	(2.327)	(180)	-	(11.888)
ICMS	-	(4)	-	-	(4)
ISS	-	(626)	(71)	-	(697)
IVA	-	-	-	-	-
Quota para Reserva Global de Reversão - RGR	-	-	-	-	-
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(369)	-	-	-	(369)
Fundo nacional de des. científico e tecnológico - FNDCT	(369)	-	-	-	(369)
Ministério de minas e energia - MME	(185)	-	-	-	(185)
Taxa de fiscalização de energia elétrica - TFSEE	(530)	-	-	-	(530)
Receita operacional líquida	192.291	21.210	2.084	(24.886)	190.699
Despesas operacionais	(89.727)	(23.094)	(1.795)	26.821	(87.795)
Compra de Energia	(12.148)	(23.094)	-	22.512	(12.730)
Encargos do uso da rede elétrica - CUST	(11.995)	-	-	-	(11.995)
Comp. fin. pela utilização de recursos hídricos - CFURH	(3.211)	-	-	-	(3.211)
Custo dos serviços prestados	(28.397)	-	(1.745)	2.374	(27.768)
Depreciação/Amortização	(33.860)	-	(50)	1.935	(31.975)
Utilização do Bem Público - UBP	(116)	-	-	-	(116)
Lucro bruto	102.564	(1.884)	289	1.935	102.904
Despesas e receitas operacionais	(7.008)	(156)	-	-	(7.164)
Administrativas e gerais	(3.342)	(85)	-	-	(3.427)
Depreciação / Amortização	(227)	-	-	-	(227)
Pessoal	(4.167)	(71)	-	-	(4.238)
Resultado de Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-
Outras receitas	728	-	-	-	728
Outras despesas	-	-	-	-	-
EBIT	95.556	(2.040)	289	1.935	95.740
Depreciação / Amortização	(34.203)	-	(50)	1.935	(32.318)
EBITDA	129.759	(2.040)	339	-	128.058
Despesa Financeira	(66.270)	(4)	(69)	1.871	(64.472)
Encargos de dívidas	(68.639)	-	(68)	-	(68.707)
Variações cambiais	6.751	-	-	-	6.751
Outras	(4.382)	(4)	(1)	1.871	(2.516)
Receitas financeiras	14.204	198	304	-	14.706
Receitas de aplicações financeiras	13.692	197	239	-	14.128
Outras	512	1	65	-	578
EBT	43.490	(1.846)	524	3.806	45.974
IR / CSLL	(6.141)	(13)	(223)	-	(6.377)
Imposto de renda	(3.254)	(8)	(111)	-	(3.373)
Contribuição social	(2.428)	(5)	(43)	-	(2.476)
Imposto de renda diferido	(1.293)	-	(51)	-	(1.344)
CSLL diferido	834	-	(18)	-	816
Lucro líquido Consolidado - Geradoras + Comercialização + Serviço	37.349	(1.859)	301	3.806	39.597
Lucro líquido Consolidado - Geradoras					37.349
Participação de não controladores					(5.025)
Lucro líquido Alupar - Geradoras					32.324
Lucro líquido Alupar					34.572

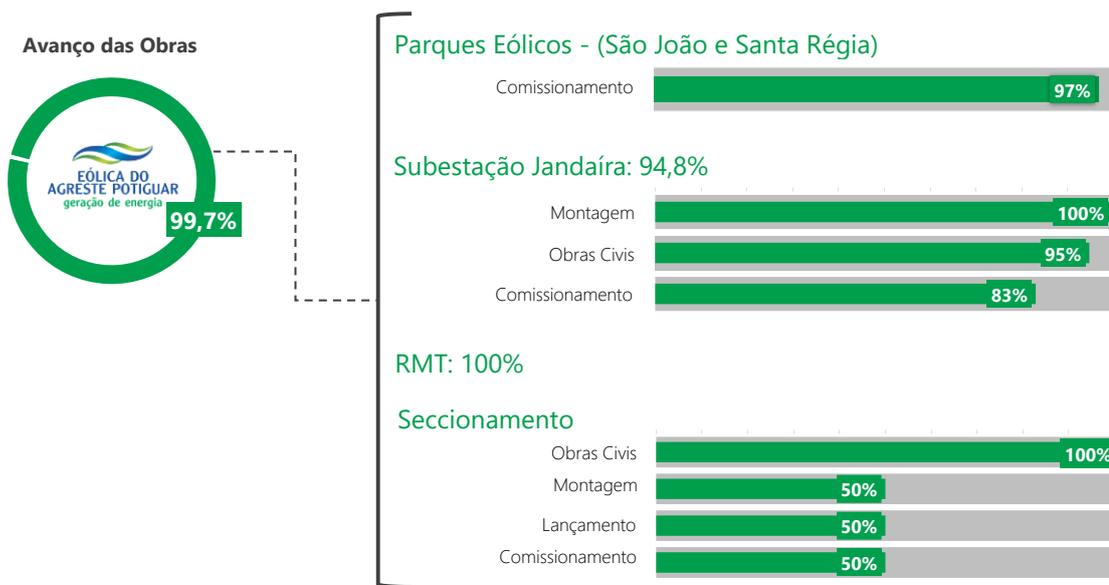
Projetos em Construção:

Geradoras	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MW)	Investimento Previsto (Milhões)	Investimento Realizado (Milhões)	Entrada em Operação (Regulatório)	Entrada em Operação (Previsão Gerencial)
Agreste Potiguar						
São João (EAP I)	25,2	14,1	R\$ 178,6 ⁽²⁾	R\$ 160,8	2023	2023
Santa Régia (EAP II)	37,8	21,7	R\$ 286,0 ⁽²⁾	R\$ 278,1	2023	2023
UFV Pitombeira	61,7	14,9	R\$ 215,0	R\$ 183,0	2023	2023

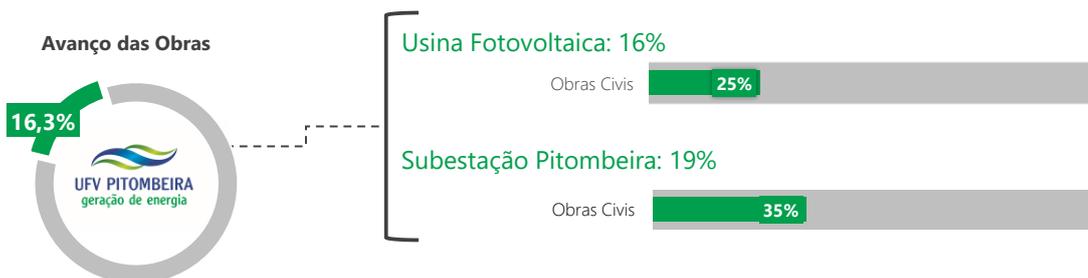
⁽¹⁾Projeto "on hold" – investimento em revisão.
⁽²⁾Valores contemplam o capex da conexão (R\$ 95 mm) para possível expansão do complexo / Data base: 1T23

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 e AW Santa Régia, já receberam a Outorga da ANEEL. O início da execução das obras aconteceu no 3T21.

Abaixo seguem os principais marcos do Projeto:



UFV Pitombeira: A Ufv Pitombeira foi constituída para a implantação de uma usina fotovoltaica no estado do Ceará, no município de Aracati, totalizando 61,7 MWp / 47,25 MWac de capacidade instalada. A Ufv será implantada na mesma área do parque Eólico Energia dos Ventos IV (EOL Pitombeira). No 1T23, foram iniciadas as obras civis (concluído o serviço de supressão vegetal) da usina fotovoltaica e da Subestação Pitombeira. Além disso, 100% dos módulos, trackers e inversores foram recebidos em campo.



Análise do Resultado Consolidado

Receita Operacional Líquida - IFRS

A Alupar e suas subsidiárias registraram Receita Líquida de R\$ 1.004,0 mm no 1T23, ante os R\$ 1.280,5 mm registrados no mesmo período do ano passado.

Receita Líquida (R\$ MM)				
	4T22	1T23	1T22	Var.%
Receita de Operação e Manutenção	150,3	151,1	132,1	14,4%
Receita de Infraestrutura	64,5	77,5	109,3	(29,1%)
Receita de Remuneração do Ativo de Concessão	430,0	675,7	985,3	(31,4%)
Receita de Suprimento de Energia	182,5	207,3	185,3	11,9%
Receita Bruta – IFRS	827,4	1.111,6	1.411,9	(21,3%)
Deduções	95,1	107,6	131,4	(18,1%)
Receita Líquida IFRS	732,3	1.004,0	1.280,5	(21,6%)

(a) redução de R\$ 322,4 mm no faturamento das transmissoras, principalmente pela:

(i) redução de R\$ 31,8 mm na **Receita de Infraestrutura**, conforme abaixo:

Transmissoras					
Receita de Infraestrutura	EBTE	ESTE	ELTE	Demais Transmissoras	Total
1T23	4,1	-	73,3	-	77,5
1T22	0,1	108,2	1,2	(0,3)	109,3
Variações	4,0	(108,2)	72,1	0,3	(31,8)

(ii) redução de R\$ 309,7 mm na **Receita de Remuneração do Ativo de Concessão**, que totalizou R\$ 675,7 mm no 1T23, ante os R\$ 985,3 mm registrados no 1T22.

Esta variação decorre principalmente da queda na correção monetária dos ativos contratuais, em razão das variações dos índices de inflação, conforme abaixo:

- Índice Geral de Preços - Mercado (“IGP-M”): 1T23: 0,20% (1T22: 5,49%)
- Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (“IPCA”): 1T23: 2,09% (1T22: 3,20%)

(b) aumento de R\$ 22,1 mm na **Receita de Suprimento de Energia**, conforme tabela abaixo:

Faturamento	Geração Combinado			Alupar Comercializadora			Eliminações			Geração Consolidado		
	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor
1T23												
Contrato Bilateral ACR	522.723	206,48	107.931	38.226	209,99	8.027				560.949	206,72	115.958
Contrato Bilateral ACL	285.265	265,58	75.760				(86.184)	242,44	(20.894)	199.081	275,59	54.865
Comercialização	90.048	113,53	10.223	82.656	180,98	14.959				172.704	145,81	25.182
Partes Relacionadas	432	92,86	40	20.227	78,01	1.578	(20.659)	78,30	(1.618)	-		1
CCEE/Ajustes			2.956			131				-		3.087
Impostos						4				-		4
Outras Receitas Operacionais			8.251									8.251
Total			205.161			24.699			(22.512)			207.348
1T22												
Contrato Bilateral ACR	475.832	182,59	86.883	38.260	210,01	8.035				514.092	184,63	94.918
Contrato Bilateral ACL	278.523	233,80	65.120				(86.184)	220,26	(18.983)	192.339	239,87	46.137
Comercialização	197.620	128,81	25.456	73.674	236,43	17.419				271.294	158,04	42.875
Partes Relacionadas				25.211	55,69	1.404	(25.211)	55,69	(1.404)	-		-
CCEE/Ajustes			1.298			34						1.332
Impostos												-
Total			178.757			26.892			(20.387)			185.262
Variações			26.404			(2.193)			(2.125)			22.086

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

Custos dos Serviços - IFRS

No 1T23, os Custos dos Serviços totalizaram **R\$ 194,9 mm**, ante os **R\$ 170,3 mm** apurados no 1T22. Segue abaixo as principais variações nesse grupo de contas:

(a) redução de **R\$ 10,8 mm** nos **Custos de Infraestrutura**. Abaixo as principais variações:

Custo de Infraestrutura	Transmissoras					Total
	EBTE	ESTE	ELTE	TPE	Demais Transmissoras	
1T23	2,7	-	73,5	(7,0)	1,2	70,5
1T22	0,1	57,0	1,6	-	1,0	59,7
Variações	2,6	(57,0)	71,9	(7,0)	0,2	10,8

(b) aumento de **R\$ 12,5 mm** nos **Custos dos Serviços Prestados**, sendo:

(+) R\$ 3,5 mm no segmento de transmissão, em razão do:

(+) R\$ 0,5 mm em razão da entrada em operação comercial das transmissora ESTE (fev/22);

(+) R\$ 1,2 mm relativo a alteração de critério de contabilização das provisões de PLR principalmente nas transmissoras ETB, ETAP, TPE e TME, dado que até o ano de 2022 as provisões eram realizadas em dezembro de cada ano e, a partir de 2023, as provisões passaram a ser realizadas mensalmente;

(+) R\$ 0,9 mm na transmissora STN, principalmente pela: (i) retomada dos pagamentos mensais relativos a um contrato de O&M decorrente do acesso de um seccionamento da linha de transmissão da STN à subestação Tianguá II a partir de 2021 e; (ii) contratação de serviços para o novo galpão destinado à guarda de materiais na mesma subestação.

(+) 8,4 mm no segmento de geração, em função do:

(+) R\$ 4,4 mm na UHE La Virgen, dado que parte dos Custos dos Serviços Prestados eram agrupados na rubrica Despesas Administrativas e Gerais até o 2T22, sendo que no 1T22, foi contabilizado um saldo de **R\$ 3,5 mm** nesta última conta;

(+) R\$ 2,2 mm na PCH Lavrinhas relativos custos com coleta de resíduos, predominantemente macrófitas e;

(+) R\$ 1,9 mm nos parques eólicos EDVs, decorrente principalmente, da locação de guindastes para manutenção preventiva / corretiva, sendo R\$ 0,3 mm no parque eólico EDV II, R\$ 0,8 mm no parque eólico EDV III e R\$ 0,7 mm no parque eólico EDV IV.

(c) aumento de **R\$ 3,1 mm** nos **Encargos da Rede Elétrica – CUST**, principalmente pelo:

(+) R\$ 1,1 mm nas usinas Ferreira Gomes, Foz do Rio Claro e Ijuí, em razão do reajuste das TUSTs para o ciclo 2022-2023 (Resolução Homologatória Aneel nº 3.066 de 12/07/2022);

(+) R\$ 2,0 mm referentes as reservas de pontos de escoamentos, sendo: (i) R\$ 1,0 mm nas eólicas Agreste Potiguar (início do pagamento: junho/22) e (ii) R\$ 1,0 mm na UFV Pitombeira (início do pagamento: novembro/22).

Segue abaixo a abertura dos Custos:

Custo dos Serviços R\$ (MM)				
Custo dos Serviços	4T22	1T23	1T22	Var.%
Custo dos Serviços Prestados	78,3	63,3	50,9	24,5%
Energia Comprada para Revenda	8,8	12,7	12,7	-
Encargos da Rede Elétrica - CUST	11,4	12,0	8,9	34,6%
Recursos Hídricos - CFURH	1,4	3,2	2,7	19,0%
Custo de Infraestrutura	61,2	70,5	59,7	18,1%
Depreciação / Amortização	36,4	33,2	35,5	(6,5%)
Total	197,5	194,9	170,3	14,5%

Despesas Operacionais - IFRS

No 1T23, as Despesas Operacionais totalizaram **R\$ 32,3 mm**, ante os **R\$ 17,2 mm** apurados no 1T22.

Esta variação de **R\$ 15,1 mm** neste grupo de contas deve-se à:

(a) redução de **R\$ 5,3 mm** na conta **Administrativas e Gerais**, sendo os principais impactos:

(-) R\$ 3,7 mm na UHE La Virgen, dado que os Custos dos Serviços Prestados eram agrupadas nesta rubrica até o 2T22. Dessa forma, foi contabilizado um saldo de **R\$ 3,5 mm** no 1T22, referente a essa conta contábil;

(-) R\$ 0,3 mm na UHE Ferreira Gomes, em função de despesas com honorários advocatícios no 1T22 e;

(-) R\$ 1,2 mm na Alupar Holding, sendo:

(-) R\$ 2,0 mm dado que no 1T22 foram constituídas provisões para contingências trabalhistas no montante de R\$ 2,3 mm e neste trimestre estas provisões totalizaram R\$ 0,3 mm;

(+) 0,4 mm referente ao pagamento da revisão anual do rating corporativo, dado que neste ano ocorreu no 1º trimestre e em 2022 ocorreu no 2º trimestre.

(b) aumento de **R\$ 4,8 mm** na conta **Pessoal e Administradores**, sendo:

(+) R\$ 1,2 mm na Alupar – Holding resultante da constituição do Conselho Fiscal (abril/22) e do dissídio coletivo de 10,07% registrado no 3T22;

(+) R\$ 0,4 mm em razão da entrada em operação comercial da transmissora ESTE (fev/22);

(+) R\$ 0,8 mm na UHE La Virgen dado que as despesas com pessoal até o 2T22 eram contabilizadas agrupadas na conta Administrativas e Gerais, ou seja, essa conta não apresentou saldo no 1T22 apresentando saldo no 1T23;

(+) R\$ 0,5 mm na PCH Verde 08 resultante do: (i) aumento de quadro e (ii) alteração de critério de contabilização das provisões de PLR, dado que até o ano de 2022 as provisões eram realizadas em dezembro de cada ano e, a partir de 2023, as provisões passaram a ser realizadas mensalmente;

(+) R\$ 0,2 mm na UHE Ijuí, em função da alteração de critério de contabilização das provisões de PLR, dado que até o ano de 2022 as provisões eram realizadas em dezembro de cada ano e, a partir de 2023, as provisões passaram a ser realizadas mensalmente.

(c) aumento de **R\$ 18,0 mm** em **Outras Despesas / Receitas**, principalmente pela redução na conta **Outras Receitas**. Esta variação é decorrente da contabilização de uma receita extraordinária no 1T22 de **R\$ 16,9 mm** na linha **“Outras Receitas”** da UHE La Virgen, devido ao ressarcimento pela seguradora, em razão do sinistro ocorrido na implantação do projeto, sendo: (i) R\$ 7,8 mm referente a lucros cessantes e; (ii) R\$ 8,9 mm referente a danos no túnel de adução.

Segue abaixo a abertura das Despesas:

Despesas Operacionais R\$ (MM)				
Despesas Operacionais	4T22	1T23	1T22	Var.%
Administrativas e Gerais	17,4	10,9	16,2	(32,6%)
Pessoal e Administradores	26,1	21,4	16,6	28,9%
Equivalência Patrimonial	(1,6)	(0,9)	0,1	-
Outros	5,7	(0,8)	(18,8)	(96,0%)
Depreciação / Amortização	1,5	1,6	3,0	(47,2%)
Total	49,0	32,3	17,2	87,9%

EBITDA - IFRS

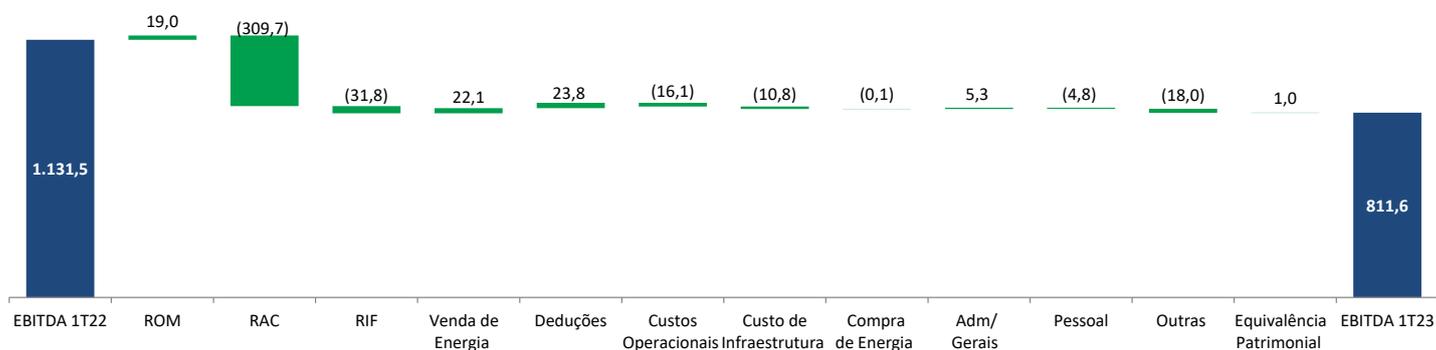
No 1T23 o EBITDA totalizou R\$ 811,6 mm, ante os R\$ 1.131,5 mm registrados no 1T22.

Segue abaixo a formação do EBITDA:

	EBITDA - IFRS (R\$ MM)			
	4T22	1T23	1T22	Var.%
Receita Líquida – IFRS	732,3	1.004,0	1.280,5	(21,6%)
Custos Operacionais	(91,1)	(78,5)	(62,5)	25,7%
Custo de Infraestrutura	(61,2)	(70,5)	(59,7)	18,1%
Compra de Energia	(8,8)	(12,7)	(12,7)	-
Despesas Operacionais	(49,1)	(31,6)	(14,1)	124,4%
Equivalência Patrimonial	1,6	0,9	(0,1)	-
EBITDA	523,7	811,6	1.131,5	(28,3%)
Margem EBITDA	71,5%	80,8%	88,4%	(7,6 p.p)
Margem EBITDA Ajustada*	78,0%	86,9%	92,7%	(5,8 p.p)

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

Formação do EBITDA 1T23 (R\$ MM)



Notas: ROM – Receita de Operação e Manutenção / RAC – Receita de Remuneração do Ativo da Concessão / RIF – Receita de Infraestrutura

Resultado Financeiro

Totalizou **R\$ (284,6) mm** no 1T23, ante os **R\$ (225,3) mm** registrados no mesmo período do ano anterior.

Esta variação no resultado financeiro é explicada principalmente pela:

(a) aumento de **R\$ 79,4 mm** nas Despesas Financeiras, sendo os principais impactos:

(+) **R\$ 51,0 mm** em razão da variação cambial entre os períodos (efeito não caixa), sendo os principais impactos:

(+) R\$ 26,3 mm na UHE La Virgen;

(+) R\$ 17,1 mm na Alupar Peru;

(+) R\$ 4,5 mm na transmissora TCE.

(+) **R\$ 4,8 mm** em razão da entrada em operação comercial da transmissora ESTE (fev/22);

(+) **R\$ 7,2 mm** na Alupar Holding, **R\$ 7,8 mm** na transmissora EATE e **R\$ 5,5 mm** na UHE Foz do Rio Claro em razão do aumento da taxa média dos depósitos interfinanceiros ("CDI"), que registrou 3,20% no acumulado do 1T23, ante os 2,39% no acumulado do 1T22.

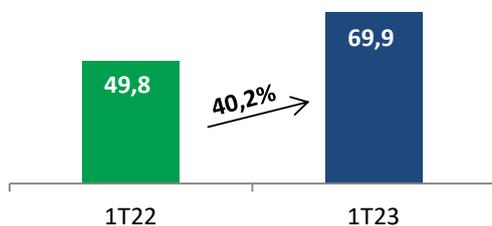
(b) aumento de **R\$ 20,0 mm** nas Receitas Financeiras, sendo:

(-) **R\$ 6,2 mm** na UHE Foz do Rio Claro, em razão da redução do caixa, que fechou este trimestre com uma posição de R\$ 99,2 mm ante os R\$ 371,3 mm registrados no 1T22.

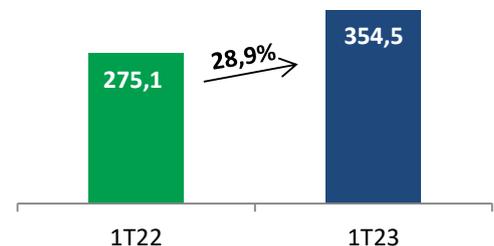
(-) **R\$ 2,4 mm** na PCH Queluz, dado que no 1T22 foi contabilizada uma receita não recorrente, do mesmo montante, referente a juros / atualização monetária sobre as contas a receber de clientes, relativa ao saldo de faturas em aberto;

(+) **R\$ 28,6 mm** nas demais empresas, basicamente pelo aumento da taxa média dos depósitos interfinanceiros ("CDI"), que registrou 3,20% no acumulado do 1T23, ante os 2,39% no acumulado do 1T22.

Receita Financeira (R\$ MM)



Despesa Financeira (R\$ MM)



Lucro Líquido – IFRS

No 1T23, o lucro líquido totalizou **R\$ 230,7 mm**, ante os **R\$ 431,0 mm** registrados no 1T22.

Essa variação é resultado:

- (a) redução de **R\$ 320,0 mm** no **EBTIDA**, conforme detalhado anteriormente na seção “EBITDA – IFRS”;
- (b) aumento de **R\$ 59,3 mm** no **Resultado Financeiro**, conforme detalhado na seção acima “Resultado Financeiro”;
- (c) redução de **R\$ 24,1 mm** no **IR/CSLL**, conforme detalhado abaixo:

- **Transmissão:**

Transmissoras										
IR / CSLL	ETB	TPE	EATE	ENTE	ETB	ECTE	STN	ESTE	Demais Transmissoras	Total
1T23	8,3	17,8	3,9	4,2	8,3	1,8	3,7	9,4	36,6	94,0
1T22	12,6	(69,1)	23,1	11,2	12,6	6,7	8,1	64,7	44,2	114,1
Variacões	(4,3)	86,9	(19,2)	(7,0)	(4,3)	(4,9)	(4,4)	(55,3)	(7,6)	(20,1)

- **Geração e Outros:**

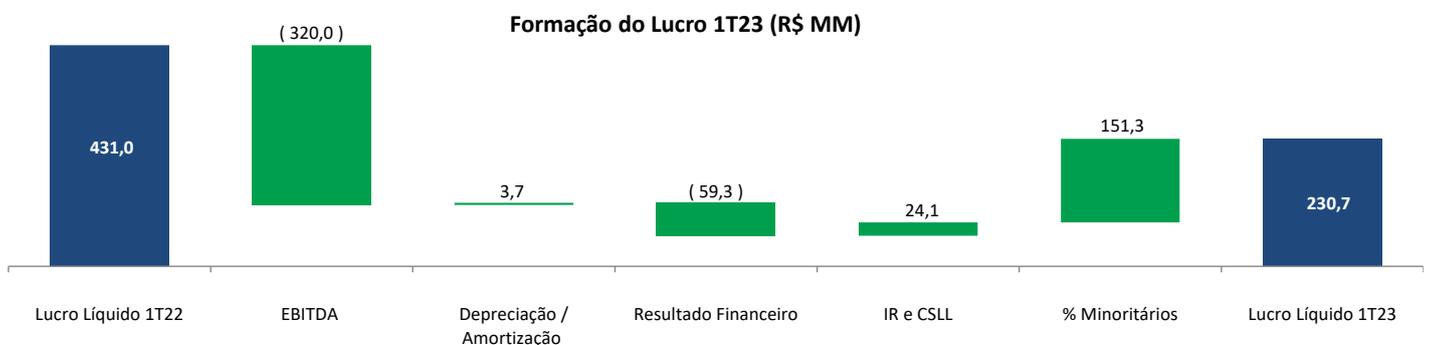
Geradoras						Holdings	Serviço	Eliminações	Total
IR / CSLL	FRC	FGE	Queluz	Lavrinhas	Demais Geradoras				
1T23	(2,5)	2,0	0,5	0,5	5,6	3,8	0,2	0,7	10,8
1T22	1,4	(1,5)	4,0	3,2	5,3	2,2	0,3	-	14,8
Variacões	(3,9)	3,5	(3,4)	(2,7)	0,3	1,6	(0,0)	0,7	(3,9)

(d) redução de **R\$ 151,3 mm** na **% Minoritários**, principalmente pela queda de R\$ 137,9 mm no segmento de Transmissão.

Está variação é decorrente da redução nos resultados das transmissoras, principalmente pela queda de R\$ R\$ 309,7 mm na Receita de Remuneração do Ativo de Concessão, em razão da redução de R\$ 293,1 mm na correção monetária dos ativos contratuais, devido as variações dos índices de inflação, conforme abaixo:

- Índice Geral de Preços - Mercado (“IGP-M”): 1T23: 0,20% (1T22: 5,49%)
- Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (“IPCA”): 1T23: 2,09% (1T22: 3,20%)

Segue abaixo a formação do Lucro Líquido:



Consolidação de Resultado – Societário (IFRS)

	Trimestre findo em 31/03/2023					
	Transmissão Consolidado	Geração Consolidado	Holding Alupar	Holdings Windpar / Transminas / Alupar Peru e Colômbia / Apaete	Eliminações Holding	Consolidado
Receita operacional bruta	904.215	207.348	14.257	-	14.257	1.111.563
Receita de Operação e Manutenção	152.152					152.152
Receita de infraestrutura	77.474					77.474
Remuneração do Ativo de Concessão	675.664					675.664
Suprimento de energia		199.097				199.097
Comissão de aval			14.257		(14.257)	-
(-) Parcela variável	(1.075)					(1.075)
Outras receitas operacionais		8.251				8.251
Deduções da receita operacional bruta	(90.917)	(16.649)	-		-	(107.566)
PIS	(8.322)	(2.607)				(10.929)
COFINS	(38.351)	(11.888)				(50.239)
PIS diferido	(4.202)					(4.202)
COFINS diferido	(19.358)					(19.358)
ICMS		(4)				(4)
ISS		(697)				(697)
IVA		-				-
Reserva Global de Reversão - RGR	(9.414)	-				(9.414)
Res. Global de Reversão - RGR diferido	(2.135)	-				(2.135)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(2.413)	(369)				(2.782)
FNDCT	(2.413)	(369)				(2.782)
Ministério de minas e energia - MME	(1.208)	(185)				(1.393)
TFSEE	(2.647)	(530)				(3.177)
TFSEE Diferido	(454)	-				(454)
Receita operacional líquida	813.298	190.699	14.257		(14.257)	1.003.997
Custo do serviço	(107.121)	(87.795)				(194.916)
Energia comprada para revenda		(12.730)				(12.730)
Encargos do uso da rede elétrica - CUST		(11.995)				(11.995)
CFURH		(3.211)				(3.211)
Custo dos serviços prestados	(35.549)	(27.768)				(63.317)
Custo de infraestrutura	(70.465)					(70.465)
Depreciação / Amortização	(1.107)	(31.975)				(33.082)
Utilização do Bem Público - UBP		(116)				(116)
Lucro bruto	706.177	102.904	14.257		(14.257)	809.081
Despesas e receitas operacionais	(14.584)	(7.164)	(9.450)	(1.109)		(32.307)
Administrativas e gerais	(4.783)	(3.427)	(2.119)	(605)		(10.934)
Pessoal	(10.269)	(4.238)	(6.724)	(171)		(21.402)
Resultado de equivalência patrimonial	859					859
Depreciação / Amortização	(590)	(227)	(607)	(164)		(1.588)
Outras receitas	211	728	-	-		939
Outras despesas	(12)	-	-	(169)		(181)
EBIT	691.593	95.740	4.807	(1.109)	(14.257)	776.774
Depreciação / Amortização	(1.697)	(32.318)	(607)	(164)		(34.786)
EBITDA	693.290	128.058	5.414	(945)	(14.257)	811.560
Despesas financeiras	(263.994)	(64.472)	(26.078)	(103)	148	(354.499)
Encargos de dívidas	(256.443)	(68.707)	(24.207)	(7.589)		(356.946)
Variações cambiais	(4.399)	6.751	(1.680)	7.675		8.347
Outras	(3.152)	(2.516)	(191)	(189)	148	(5.900)
Receitas financeiras	22.237	14.706	29.311	3.744	(148)	69.850
Receitas de aplicações financeiras	21.344	14.128	27.786	3.718	-	66.976
Outras	893	578	1.525	26	(148)	2.874
	(241.757)	(49.766)	3.233	3.641	-	(284.649)
EBT	449.836	45.974	8.040	2.532	(14.257)	492.125
IR / CSLL	(93.957)	(6.377)	(2.122)	(1.683)	(658)	(104.797)
Imposto de renda	(9.146)	(3.373)	(1.559)	(167)		(14.245)
Contribuição social	(16.600)	(2.476)	(563)	(62)		(19.701)
Imposto de renda diferido	(49.118)	(1.344)		(1.454)	(484)	(52.400)
CSLL diferido	(19.093)	816		-	(174)	(18.451)
Lucro líquido Consolidado	355.879	39.597	5.918	849	(14.915)	387.328
Participação de não controladores	(148.615)	(5.025)				(156.618)
Lucro líquido Alupar	207.264	34.572	5.918	849	(14.915)	230.710

Regulatório - Análise do EBITDA e Lucro Líquido Consolidado

EBITDA - Regulatório

No 1T23 o EBITDA totalizou **R\$ 672,4 mm**, 8,1% superior aos **R\$ 622,2 mm** registrados no 1T22.

A Margem EBITDA atingiu 84,5%.

A variação no EBITDA deve-se:

(a) aumento de **R\$ 88,3 mm** no **Faturamento**, em razão do:

(i) crescimento de **R\$ 66,2 mm** na **Receita do Segmento de Transmissão de Energia**, sendo:

(i.i) crescimento de **R\$ 17,8 mm** no faturamento da transmissora ESTE, devido à sua entrada em operação comercial (fev/22);

(i.ii) redução no faturamento de **R\$ 2,5 mm** na transmissora STC, de **R\$ 2,8 mm** na transmissora Transudeste, de **R\$ 2,8 mm** na transmissora Transirapé e de **R\$ 3,3 mm** na transmissora Lumitrans, em razão da queda de 50% da RAP para o ciclo 2022/2023, decorrente do aniversário de 15 anos da entrada em operação (STC: nov/22; Transudeste: fev/22; Transirapé: maio/22 ; Lumitrans: out/22) e;

(i.iii) aumento de **R\$ 59,8 mm** no faturamento das demais transmissoras, impactadas principalmente pelo reajuste das RAPs, conforme Resolução Homologatória nº 3.067 de 12/07/2022 que estabeleceu reajuste de 11,73% para os contratos indexados em IPCA e 10,72% para os contratos indexados em IGP-M. Para mais informações vide tabela da seção “Transmissão” (pag. 5).

(ii) aumento de **R\$ 22,1 mm** na **Receita de Suprimento de Energia**, conforme detalhado abaixo:

Faturamento	Geração Combinado			Alupar Comercializadora			Eliminações			Geração Consolidado			
	1T23	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor
Contrato Bilateral ACR	522.723	206,48	107.931	38.226	209,99	8.027					560.949	206,72	115.958
Contrato Bilateral ACL	285.265	265,58	75.760				(86.184)	242,44	(20.894)		199.081	275,59	54.865
Comercialização	90.048	113,53	10.223	82.656	180,98	14.959					172.704	145,81	25.182
Partes Relacionadas	432	92,86	40	20.227	78,01	1.578	(20.659)	78,30	(1.618)		-		1
CCEE/Ajustes			2.956			131					-		3.087
Impostos						4					-		4
Outras Receitas Operacionais			8.251										8.251
Total			205.161			24.699			(22.512)				207.348

Faturamento	Geração Combinado			Alupar Comercializadora			Eliminações			Geração Consolidado			
	1T22	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor
Contrato Bilateral ACR	475.832	182,59	86.883	38.260	210,01	8.035					514.092	184,63	94.918
Contrato Bilateral ACL	278.523	233,80	65.120				(86.184)	220,26	(18.983)		192.339	239,87	46.137
Comercialização	197.620	128,81	25.456	73.674	236,43	17.419					271.294	158,04	42.875
Partes Relacionadas				25.211	55,69	1.404	(25.211)	55,69	(1.404)		-		-
CCEE/Ajustes			1.298			34							1.332
Impostos													-
Total			178.757			26.892			(20.387)				185.262
Variações			26.404			(2.193)			(2.125)				22.086

(b) aumento de **R\$ 6,3 mm** nas **Deduções**, principalmente pelo:

(+) **R\$ 1,9 mm** na transmissora ESTE, devido à sua entrada em operação comercial (fev/22);

(+) **R\$ 4,4 mm** decorrente principalmente do aumento de **R\$ 48,4 mm** no faturamento das demais transmissoras.

(c) aumento de **R\$ 15,5 mm** nos **Custos Operacionais**, sendo:

(i) aumento de **R\$ 11,9 mm** nos **Custos dos Serviços Prestados**, explicado pelo:

(+) R\$ 4,4 mm na UHE La Virgen, dado que parte dos Custos dos Serviços Prestados eram agrupados na rubrica Despesas Administrativas e Gerais até o 2T22, sendo que no 1T22, foi contabilizado um saldo de **R\$ 3,5 mm** nesta última conta;

(+) R\$ 2,2 mm na PCH Lavrinhas relativos custos com coleta de resíduos, predominantemente macrófitas e;

(+) R\$ 1,9 mm nos parques eólicos EDVs, decorrente principalmente, da locação de guindastes para manutenção preventiva / corretiva, sendo R\$ 0,3 mm no parque eólico EDV II, R\$ 0,8 mm no parque eólico EDV III e R\$ 0,7 mm no parque eólico EDV IV;

(+) R\$ 1,2 mm relativo a alteração de critério de contabilização das provisões de PLR principalmente nas transmissoras ETB, ETAP, TPE e TME, dado que até o ano de 2022 as provisões eram realizadas em dezembro de cada ano e, a partir de 2023, as provisões passaram a ser realizadas mensalmente;

(+) R\$ 0,9 mm na transmissora STN, principalmente pela: (i) retomada dos pagamentos mensais relativos a um contrato de O&M decorrente do acesso de um seccionamento da linha de transmissão da STN à subestação Tianguá II a partir de 2021 e; (ii) contratação de serviços para o novo galpão destinado à guarda de materiais na mesma subestação;

(+) R\$ 0,5 mm em razão da entrada em operação comercial das transmissora ESTE (fev/22).

(ii) aumento de **R\$ 3,1 mm** nos **Encargos da Rede Elétrica – CUST**, principalmente pelo:

(+) R\$ 1,1 mm nas usinas Ferreira Gomes, Foz do Rio Claro e Ijuí, em razão do reajuste das TUSTs para o ciclo 2022-2023 (Resolução Homologatória Aneel nº 3.066 de 12/07/2022);

(+) R\$ 2,0 mm referentes as reservas de pontos de escoamentos, sendo: (i) R\$ 1,0 mm nas eólicas Agreste Potiguar (início do pagamento: junho/22) e (ii) R\$ 1,0 mm na UFV Pitombeira (início do pagamento: novembro/22).

(iii) aumento de **R\$ 0,5 mm** na linha **Recursos Hídricos – CFURH**, decorrente da maior geração de energia neste trimestre, na usina Ferreira Gomes, em função da maior vazão hídrica quando comparada com o 1T22.

(d) redução de **R\$ 5,5 mm** na conta **Administrativas e Gerais**, principalmente pela:

(-) R\$ 3,7 mm na UHE La Virgen, dado que os Custos dos Serviços Prestados eram agrupadas nesta rubrica até o 2T22. Dessa forma, foi contabilizado um saldo de **R\$ 3,5 mm** no 1T22, referente a essa conta contábil;

(-) R\$ 1,2 mm na Alupar Holding, sendo:

(-) R\$ 2,0 mm dado que no 1T22 foram constituídas provisões para contingências trabalhistas no montante de R\$ 2,3 mm e neste trimestre estas provisões totalizaram R\$ 0,3 mm;

(+) 0,4 mm referente ao pagamento da revisão anual do rating corporativo, dado que neste ano ocorreu no 1º trimestre e em 2022 ocorreu no 2º trimestre.

(e) aumento de **R\$ 4,8 mm** na conta **Pessoal e Administradores**, sendo:

(+) R\$ 1,2 mm na Alupar – Holding resultante da constituição do Conselho Fiscal (abril/22) e do dissídio coletivo de 10,07% registrado no 3T22;

(+) R\$ 0,4 mm em razão da entrada em operação comercial das transmissora ESTE (fev/22);

(+) R\$ 0,8 mm na UHE La Virgen dado que as despesas com pessoal até o 2T22 eram contabilizadas agrupadas na conta Administrativas e Gerais, ou seja, essa conta não apresentou saldo no 1T22 apresentando saldo no 1T23;

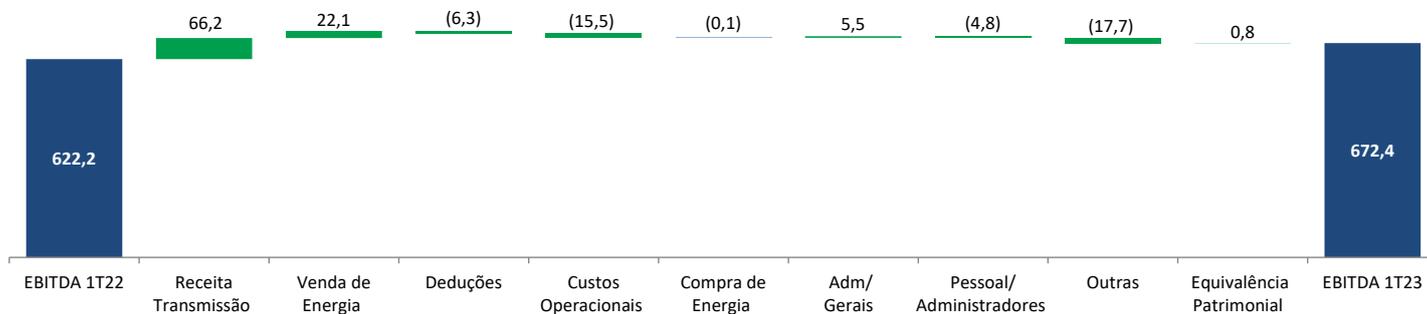
(+) R\$ 0,5 mm na PCH Verde 08 resultante do: (i) aumento de quadro e (ii) alteração de critério de contabilização das provisões de PLR, dado que até o ano de 2022 as provisões eram realizadas em dezembro de cada ano e, a partir de 2023, as provisões passaram a ser realizadas mensalmente;

(f) aumento de R\$ 17,7 mm em **Outras Despesas / Receitas**, principalmente pela redução na conta **Outras Receitas**. Esta variação é decorrente da contabilização de uma receita extraordinária no 1T22 de R\$ 16,9 mm na linha “**Outras Receitas**” da UHE La Virgen, devido ao ressarcimento pela seguradora, em razão do sinistro ocorrido na implantação do projeto, sendo: (i) R\$ 7,8 mm referente a lucros cessantes e; (ii) R\$ 8,9 mm referente a danos no túnel de adução.

Segue abaixo a formação do EBITDA:

EBITDA - Regulatório (R\$ MM)				
	4T22	1T23	1T22	Var. %
Receita Líquida	759,8	795,6	713,7	11,5%
Custos Operacionais	(90,2)	(78,8)	(63,3)	24,4%
Compra de Energia	(8,8)	(12,7)	(12,7)	-
Despesas Operacionais	(43,1)	(32,0)	(15,0)	112,6%
Equivalência Patrimonial	(0,4)	0,3	(0,5)	-
EBITDA	617,3	672,4	622,2	8,1%
Margem EBITDA	81,2%	84,5%	87,2%	(2,7 p.p)

Formação do EBITDA 1T23 (R\$ MM)



Lucro Líquido – Regulatório

No 1T23, o lucro líquido totalizou **R\$ 144,1 mm**, ante os **R\$ 166,9 mm** registrados no 1T22. A variação no EBITDA deve-se:

(a) aumento de **R\$ 50,3 mm** no **EBITDA**, conforme detalhado anteriormente na seção “EBITDA – Regulatório”;

(b) aumento de **R\$ 59,3 mm** no **Resultado Financeiro**, sendo:

(i) crescimento de **R\$ 79,6 mm** nas despesas financeiras, principalmente pelo:

(+) **R\$ 51,0 mm** em razão da variação cambial entre os períodos (efeito não caixa), sendo os principais impactos:

(+) R\$ 26,3 mm na UHE La Virgen;

(+) R\$ 17,1 mm na Alupar Peru;

(+) R\$ 4,5 mm na transmissora TCE.

(+) **R\$ 4,8 mm** em razão da entrada em operação comercial da transmissora ESTE (fev/22);

(+) **R\$ 7,2 mm** na Alupar Holding, **R\$ 7,8 mm** na transmissora EATE e **R\$ 5,5 mm** na UHE Foz do Rio Claro em razão do aumento da taxa média dos depósitos interfinanceiros (“CDI”), que registrou 3,20% no acumulado do 1T23, ante os 2,39% no acumulado do 1T22.

(ii) aumento de **R\$ 20,3 mm** nas receitas financeiras, principalmente pela:

(-) **R\$ 6,2 mm** na UHE Foz do Rio Claro, em razão da redução do caixa, que fechou este trimestre com uma posição de R\$ 99,2 mm ante os R\$ 371,3 mm registrados no 1T22;

(-) **R\$ 2,4 mm** na PCH Queluz, dado que no 1T22 foi contabilizada uma receita não recorrente, do mesmo montante, referente a juros / atualização monetária sobre as contas a receber de clientes, relativa ao saldo de faturas em aberto;

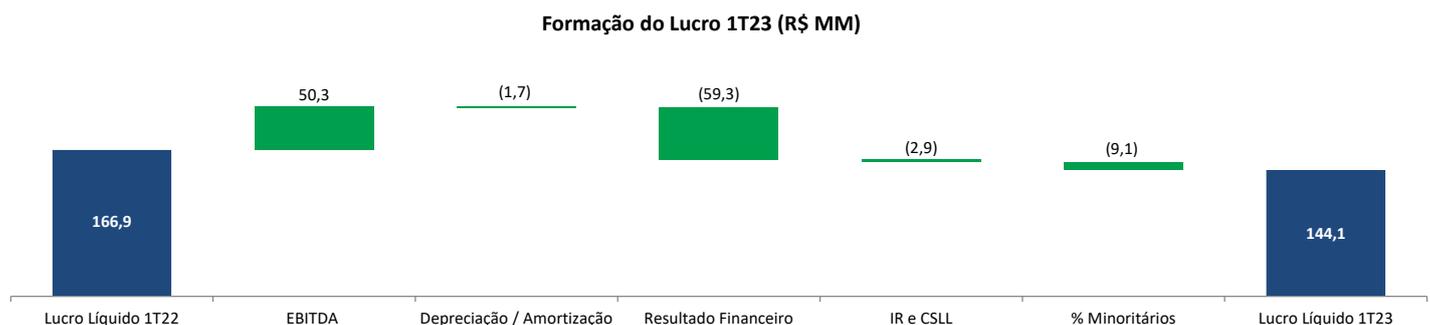
(+) **R\$ 28,8 mm** nas demais empresas, basicamente pelo aumento da taxa média dos depósitos interfinanceiros (“CDI”), que registrou 3,20% no acumulado do 1T23, ante os 2,39% no acumulado do 1T22.

(c) aumento de **R\$ 9,1 mm** na **% de minoritários**, principalmente pelo:

(+) R\$ 15,8 mm no segmento de transmissão, decorrente da melhora no resultado das transmissoras, basicamente pelo aumento do faturamento em razão da entrada em operação da ESTE e do reajuste das RAPs para o ciclo 2022_2023;

(-) R\$ 5,2 mm na UHE La Virgen, em razão da redução no resultado, dado que no 1T22 foi contabilizada uma receita extraordinária de **R\$ 16,9 mm** na linha “**Outras Receitas**”, devido a um ressarcimento pela seguradora.

Segue abaixo a formação do Lucro Líquido:



Consolidação de Resultado – Regulatório

Trimestre findo em 31/03/2023						
Transmissão Consolidado	Geração Consolidado	Holding Alupar	Holdings Windpar / Transminas / Alupar Peru e Colômbia / Apaete	Eliminações Holding	Consolidado	
Receita operacional bruta	669.700	207.348	14.257	-	(14.257)	877.048
Receita de transmissão de energia	670.775					670.775
(-) Parcela variável	(1.075)					(1.075)
Suprimento de energia		199.097				199.097
Prestação de serviços			14.257		(14.257)	-
Outras receitas operacionais		8.251				8.251
Deduções da receita operacional bruta	(64.768)	(16.649)				(81.417)
PIS	(8.322)	(2.607)				(10.929)
COFINS	(38.351)	(11.888)				(50.239)
ICMS		(4)				(4)
ISS		(697)				(697)
IVA		-				-
Reserva Global de Reversão - RGR	(9.414)	-				(9.414)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(2.413)	(369)				(2.782)
FNDCT	(2.413)	(369)				(2.782)
Ministério de minas e energia - MME	(1.208)	(185)				(1.393)
TFSEE	(2.647)	(530)				(3.177)
Receita operacional líquida	604.932	190.699	14.257	-	(14.257)	795.631
Custo do serviço	(105.390)	(87.871)	-			(193.261)
Energia comprada para revenda		(12.730)				(12.730)
Encargos do uso da rede elétrica - CUST		(11.995)				(11.995)
CFURH		(3.211)				(3.211)
Custo dos serviços prestados	(35.702)	(27.887)				(63.589)
Depreciação / Amortização	(69.688)	(31.932)				(101.620)
Utilização do Bem Público - UBP	-	(116)				(116)
Lucro bruto	499.542	102.828	14.257	-	(14.257)	602.370
Despesas e receitas operacionais	(15.155)	(7.227)	(9.831)	(2.127)		(34.340)
Administrativas e gerais	(5.254)	(3.661)	(2.171)	(605)		(11.691)
Pessoal	(10.269)	(4.238)	(6.724)	(171)		(21.402)
Resultado de equivalência patrimonial	299	-	-			299
Depreciação / Amortização	(497)	(56)	(936)	(1.182)		(2.671)
Outras receitas	578	728	-	-		1.306
Outras despesas	(12)	-	-	(169)		(181)
EBIT	484.387	95.601	4.426	(2.127)	(14.257)	568.030
Depreciação / Amortização	(70.185)	(32.104)	(936)	(1.182)		(104.407)
EBITDA	554.572	127.705	5.362	(945)	(14.257)	672.437
Despesas financeiras	(263.117)	(64.256)	(26.062)	(103)	148	(353.390)
Encargos de dívidas	(255.566)	(68.491)	(24.191)	(7.589)		(355.837)
Variações cambiais	(4.399)	6.751	(1.680)	7.675		8.347
Outras	(3.152)	(2.516)	(191)	(189)	148	(5.900)
Receitas financeiras	22.237	14.641	29.311	3.744	(148)	69.785
Receitas de aplicações financeiras	21.344	14.128	27.786	3.718	-	66.976
Outras	893	513	1.525	26	(148)	2.809
	(240.880)	(49.615)	3.249	3.641	-	(283.605)
EBT	243.507	45.986	7.675	1.514	(14.257)	284.425
IR / CSLL	(26.024)	(6.377)	(2.122)	(1.683)	(658)	(36.864)
Imposto de renda	(9.138)	(3.373)	(1.559)	(167)		(14.237)
Contribuição social	(16.601)	(2.476)	(563)	(62)		(19.702)
Imposto de renda diferido	(285)	(1.344)	-	(1.454)	(484)	(3.567)
CSLL diferido	-	816	-	-	(174)	642
Lucro líquido Consolidado	217.483	39.609	5.553	(169)	(14.915)	247.561
Participação de não controladores	(94.841)	(5.027)				(103.433)
Lucro líquido Alupar	122.642	34.582	5.553	(169)	(14.915)	144.128

Destinação de Resultados

➤ **Dividendos:**

Em 10 de maio de 2023, o Conselho de Administração da Companhia aprovou a distribuição de dividendos intercalares no montante de **R\$ 36.571.028,16**, correspondente a **R\$ 0,04** por ação ordinária e preferencial de emissão da Companhia, equivalente a **R\$ 0,12** por Unit.

Atendendo à Política de Dividendos aprovada em 2022, o pagamento dos dividendos intercalares será realizado aos acionistas em até 60 dias da data de aprovação que ocorreu na Reunião do Conselho de Administração mencionada acima. Farão jus ao recebimento dos dividendos ora declarados os acionistas inscritos nos registros da Companhia no final do dia 15 de maio de 2023. Desta forma, as ações de emissão da Companhia passarão a ser negociadas “ex-dividendos” a partir de 16 de maio de 2023.

Os dividendos intercalares serão imputados aos dividendos mínimos obrigatórios de que trata o artigo 202 da Lei das S.A..

Investimentos

No 1T23 foram realizados investimentos totais da ordem de **R\$ 151,8 mm** em nossas empresas, sendo R\$ 100,1 mm investidos no segmento de transmissão, R\$ 51,0 mm no segmento de geração, e R\$ 0,8 mm no desenvolvimento de novos negócios, ante os **R\$ 245,9 mm** registrados no 1T22, quando R\$ 102,1 mm foram investidos no segmento de transmissão, R\$ 142,0 mm foram investidos no segmento de geração e R\$ 1,8 mm no desenvolvimento de novos negócios.

O volume de investimentos realizados neste trimestre reflete, principalmente, a implantação dos ativos de transmissão ELTE e TCE que totalizaram **R\$ 103,1 mm** e dos ativos de geração eólica Agreste Potiguar e UFV Pitombeira que totalizaram **R\$ 49,3 mm**.

Investimentos (R\$ MM)		
	1T23	1T22
Transmissão*	100,1	102,1
ELTE	73,5	1,6
TCE	29,6	42,5
ESTE	-	57,0
Outros	(3,0)	1,1
Geração	51,0	142,0
Eol. Agreste Potiguar	36,1	141,1
Pitombeira	13,2	-
Outros	1,7	0,9
Holding	0,8	1,8
Total	151,8	245,9

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

Endividamento

Alupar – Holding:

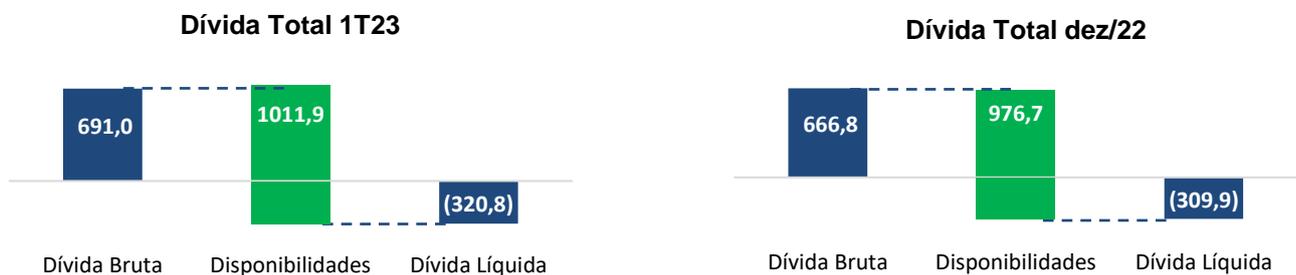
No 1T23, a dívida bruta da Alupar – Holding totalizou **R\$ 691,0 mm**, ante os **R\$ 666,8 mm** registrados em dez/22.

Esta variação é explicada pela:

- (i) provisão de encargos, totalizando **R\$ 2,4 mm**;
- (ii) provisão de variação monetária, no montante de **R\$ 21,8 mm**.

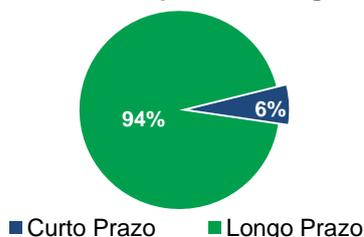
As disponibilidades e investimentos de curto prazo da Alupar - Holding totalizaram **R\$ 1.011,9 mm**, R\$ 35,2 mm superior aos **R\$ 976,7 mm** registrados em dez/22. Esta variação é explicada principalmente pelo:

- (i) receitas com aplicações financeiras, totalizando **R\$ 27,8 mm**;
- (ii) geração de caixa proveniente das Comissões sobre Aval, no valor de **R\$ 12,4 mm**;
- (iii) recebimento de dividendos das subsidiárias no montante de **R\$ 16,1 mm**;
- (iv) aportes de **R\$ 9,5 mm** realizados nos projetos, sendo os principais: (i) R\$ 7,8 mm na transmissora TNE; (ii) R\$ 1,5 mm na Alupar Colômbia;
- (v) pagamento de impostos no montante de **R\$ 3,4 mm**.

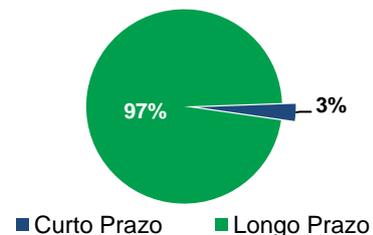


A dívida bruta da Alupar – Holding consiste na VII emissão de debêntures, indexada por CDI, com um perfil bem alongado, sendo seus vencimentos alocados entre 2024 e 2025. Abaixo o perfil da dívida da Alupar – Holding:

Perfil da Dívida Alupar - Holding 1T23



Perfil da Dívida Alupar - Holding dez/22



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 1T23.

Consolidado:

A dívida bruta consolidada da Alupar e suas subsidiárias totalizou **R\$ 11.728,4 mm** no 1T23, ante os **R\$ 11.636,1 mm** apurados em dez/22. Esta variação é explicada principalmente pela:

- (i) aumento de **R\$ 24,2 mm** na Alupar - Holding, conforme explicado anteriormente;
- (ii) provisões de encargos e variações monetárias das subsidiárias, totalizando **R\$ 382,8 mm**;
- (iii) pagamentos dos encargos das dívidas das subsidiárias, no montante de **R\$ 261,9 mm**;
- (iv) amortização de principal das dívidas das subsidiárias, no montante de **R\$ 99,1 mm**;
- (v) redução de **R\$ 41,2 mm**, decorrente da variação cambial;
- (vi) novas captações, no montante de **R\$ 87,5 mm**.

As disponibilidades (caixa equivalente de caixa / investimentos de curto prazo / títulos e valores mobiliários) totalizaram **R\$ 3.003,5 mm** no 1T23, R\$ 178,3 mm superior aos **R\$ 2.825,2 mm** registrados em dez/22.

A dívida líquida registrada no 1T23 totalizou **R\$ 8.724,8 mm**, ante os **R\$ 8.810,9 mm** registrados em dez/22.



No 1T23 a dívida de curto prazo totalizou **R\$ 1.267,5 mm** (10,8% da dívida total), ante os **R\$ 1.151,0 mm** registrados em dez/22.

Dos 10,8% da dívida de curto prazo, 39,2% ou R\$ 497,0 mm são referentes a empréstimos ponte.

Da dívida bruta consolidada: (i) **R\$ 691,0 mm** referem-se à Alupar – Holding; (ii) **R\$ 9.145,2 mm** estão alocados nas empresas operacionais, que possuem fluxo de pagamento compatível com as respectivas gerações de caixa e; (iii) **R\$ 1.892,1 mm** referem-se aos projetos em implantação (TCE / Alupar Colômbia: R\$ 617,4 mm / Alupar Inversiones: R\$ 272,3 mm / Eólicas Agreste Potiguar: R\$ 256,3 mm / UFV Pitombeira: R\$ 214,5 mm / ELTE: R\$ 531,5 mm);

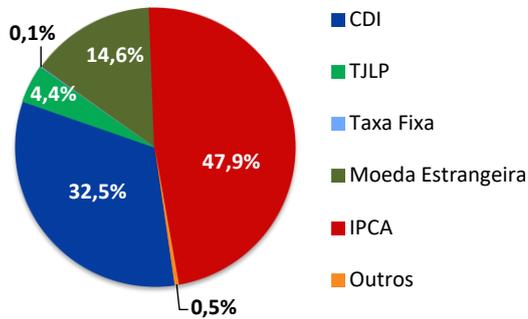
No 1T23, as emissões de debêntures corresponderam a **R\$ 9.170,5 mm** ou 78,2% da dívida total, sendo:

- (i) **R\$ 691,0 mm** na Alupar - Holding;
- (ii) **R\$ 7.733,5 mm** nas subsidiárias em operação e;
- (iii) **R\$ 746,1 mm** nas subsidiárias em implantação (UFV Pitombeira / Transmissora ELTE).

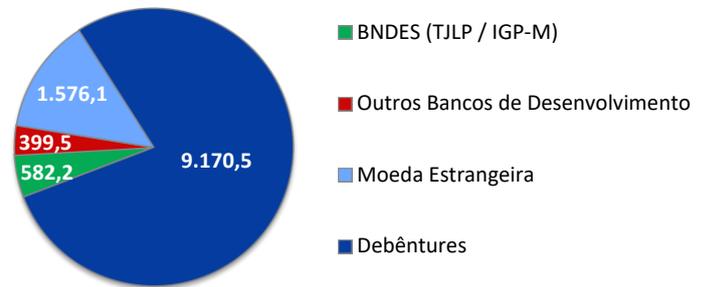
A dívida em moeda estrangeira totalizou **R\$ 1.576,1 mm**, sendo **R\$ 1.319,7 mm** alocados nos projetos de geração e transmissão no Peru e na Colômbia.

Para mais informações sobre o Endividamento Consolidado, favor verificar as Notas Explicativas 19 “Empréstimos e Financiamentos” e 20 “Debêntures” das demonstrações financeiras do 1T23.

Composição Dívida Total por Indexador (%)

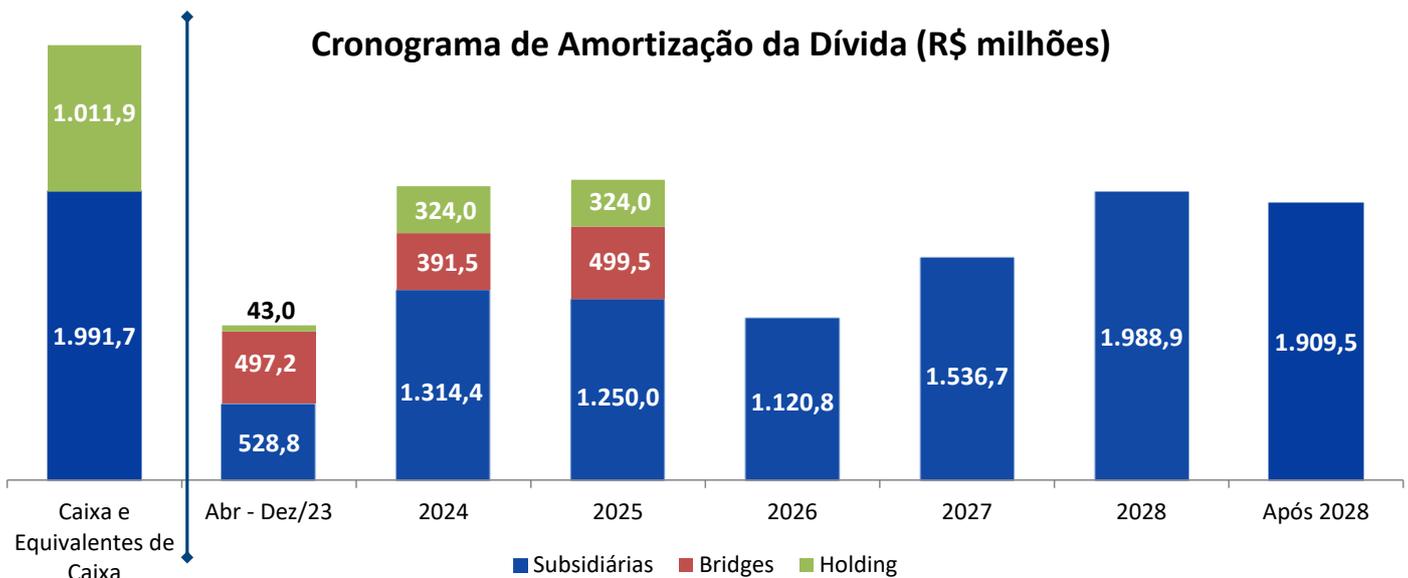


Composição da Dívida Total (Em milhares de R\$)



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/23	2024	2025
La Virgen / Alupar Inversiones	R\$ 95,0	R\$ 177,3	
Alupar Colômbia	R\$ 113,5		
Eólicas Agreste Potiguar	R\$ 256,3		
UFV Pitombeira	-R\$ 0,2	R\$ 214,7	
ELTE	R\$ 32,6	-R\$ 0,6	R\$ 499,5
TOTAL	R\$ 497,2	R\$ 391,5	R\$ 499,5

Fitch Ratings

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

Mercado de Capitais

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

Performance ALUP11 x IBOV x IEE - Base 100



Em todos os pregões desde nossa listagem, as Units da Alupar tiveram negociação, apresentando um volume médio diário de **R\$ 13,4 milhões**. Destacamos que o volume médio diário registrado de 01/01/2023 – 31/03/2023 foi de **R\$ 27,2 milhões**.

No dia 10 de maio de 2023, o valor de mercado da Alupar era de **R\$ 8,521 bilhões**.

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

Pacto Global da ONU

Como signatária do Pacto Global, a Alupar declara apoiar os Dez Princípios universais, nas áreas de Direitos Humanos, Trabalho, Meio Ambiente e Anticorrupção. Temos também o compromisso de contribuir com os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) e como parte da nossa jornada ESG, mapeamos em 2022 nossos ODS prioritários que irão nortear as estratégias de sustentabilidade, indicadores e ações da companhia.

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. Nos eólicos, conservamos áreas de Reservas Legais.

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. Com cinco projetos aprovados na Convenção da ONU, temos uma estimativa de redução da emissão de 4,2M ton de CO₂.

Social

Qualidade no Ambiente de Trabalho

Renovação do Selo de Qualidade: Certificação FIA Employee Experience (FEE) 2022 – Clima Organizacional
Prêmio Lugares Incríveis para Trabalhar 2022 – 3º ano consecutivo

R\$ 2,9 mm destinados a ações sociais em 2022 através de Programas Apoiados através de Leis de Incentivo

- Lei de Incentivo à Cultura
- Lei de Incentivo ao Esporte
- Fundo Municipal da Criança e do Adolescente
- Fundo de Amparo ao Idoso

Projetos Sociais Alupar

- Projeto Sanuseco
- Campanha Inverno Solidário
- Doação de Kits de Material de Limpeza
- Campanha de Arrecadação de Brinquedo
- Doação de cestas básicas
- Projeto dos Artesão em Monteiro Lobato
- Programa de Conservação da Saíra Apunhalada
- Projeto Aqualuz - Safe Drink for All (+ de 600 pessoas beneficiadas)

Museu Nueva Esperanza

Em parceria com a universidade Uniminuto, na Colômbia, criamos o Museu Nueva Esperanza para abrigar o acervo arqueológico (16 toneladas de material) de 500 a.C, encontrado na Cordilheira dos Andes, durante as obras da TCE.

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.

- MSCI ESG Ratings – Classificação A
- 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;
- Criação do Comitê de Sustentabilidade
- Previsão no Estatuto Social de instalação de Conselho Fiscal;
- Código de Conduta, Ética & Compliance, que pauta a conduta responsável da Companhia, disponível no website;
- Código de Conduta, Ética & Compliance de Terceiro , que pauta a conduta responsável da Companhia, disponível no website;
- Programa de Integridade;
- Compliance Officer;
- Canal de Denúncias Terceirizado.

Programa de Diversidade e Inclusão

A Alupar lançou em 2022 seu Programa de Diversidade e Inclusão – Alento, que tem por princípio a empatia cognitiva, escuta ativa, educação, engajamento, ética e eficácia social.

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	
	31/03/2023	31/12/2022	31/03/2023	31/12/2022
Ativo				
Circulante	1.290.848	1.256.601	5.599.948	5.373.445
Caixa e equivalentes de caixa	357.841	343.170	1.073.717	850.481
Investimentos de curto prazo	654.022	633.531	1.764.906	1.836.607
Títulos e valores mobiliários	-	-	4.726	1.304
Contas a receber de clientes	18.036	12.788	476.539	448.279
Dividendos a receber	218.040	217.481	75	75
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	41.457	46.980	103.371	115.655
Outros tributos compensáveis	99	397	67.718	57.644
Estoques	-	-	9.061	9.201
Despesas pagas antecipadamente	20	11	7.204	13.602
Cauções e depósitos judiciais	-	-	384	384
Ativo contratual da concessão	-	-	1.980.098	1.909.364
Outros ativos	1.333	2.243	112.149	130.849
Não circulante	7.043.137	6.829.050	23.014.769	22.560.314
<u>Realizável a longo prazo</u>	<u>41.166</u>	<u>39.289</u>	<u>17.187.230</u>	<u>16.790.143</u>
Contas a receber de clientes	-	-	65.440	52.922
Títulos e valores mobiliários	-	-	160.181	136.790
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	-	-	3.187	3.187
Outros tributos compensáveis	-	-	3.821	18.422
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	61.005	53.272
Instrumentos financeiros derivativos	-	-	-	7.088
Despesas pagas antecipadamente	-	-	8.357	6.723
Cauções e depósitos judiciais	910	914	14.245	15.854
Ativo contratual da concessão	-	-	16.792.508	16.448.446
Adiantamento para futuro aumento de capital	30.572	30.324	-	-
Outros ativos	9.684	8.051	78.486	47.439
Investimentos em controladas	6.770.806	6.567.599	-	-
Investimento em controlada em conjunto	177.704	169.046	177.704	169.046
Propriedades para investimento	8.960	7.016	8.960	7.016
Imobilizado	1.601	1.807	5.372.552	5.324.416
Intangível	42.900	44.293	268.323	269.693
Total do Ativo	8.333.985	8.085.651	28.614.717	27.933.759

	Controladora		Consolidado	
	31/03/2023	31/12/2022	31/03/2023	31/12/2022
Passivo				
Circulante	499.894	476.977	2.610.544	2.558.195
Empréstimos e financiamentos	-	-	691.510	653.418
Debêntures	43.004	18.898	576.010	497.611
Fornecedores	11.392	9.625	193.047	239.119
Salários, férias e encargos sociais	7.200	6.238	51.044	45.325
Imposto de renda e contribuição social a pagar	2.122	7.516	33.440	100.195
Encargos regulatórios	-	-	56.946	53.767
Outros tributos a pagar	14.049	12.577	88.995	97.253
Passivo de arrendamento	149	145	8.453	8.531
Contribuições sociais e encargos regulatórios diferidos	-	-	170.981	170.347
Dividendos a pagar	421.978	421.978	553.344	552.380
Adiantamentos de clientes	-	-	62.680	6.779
Provisão para compensações ambientais	-	-	8.834	8.697
Provisões para constituição dos ativos	-	-	73.491	83.170
Outras obrigações	-	-	41.769	41.603
Não circulante	650.999	650.611	15.261.022	15.003.945
Empréstimos e financiamentos	-	-	1.866.314	1.866.200
Debêntures	648.012	647.928	8.594.539	8.618.877
Passivo de arrendamento	568	606	35.228	36.263
Adiantamentos de clientes	-	-	155.241	-
Instrumentos financeiros derivativos	-	-	1.955	8.860
Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	293	293
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	2.779.092	2.700.528
Contribuições sociais e encargos regulatórios diferidos	-	-	1.498.743	1.473.986
Passivo contratual com clientes	-	-	149.698	116.330
Provisão para compensações ambientais	-	-	17.038	17.302
Provisões para constituição dos ativos	-	-	87.655	92.719
Provisões para contingências	2.181	1.877	10.968	10.432
Outras obrigações	238	200	64.258	62.155
Total do Passivo	1.150.893	1.127.588	17.871.566	17.562.140
Patrimônio líquido	7.183.092	6.958.063	10.743.151	10.371.619
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	16.966	16.966	16.966	16.966
Reservas de lucros	3.978.834	3.978.834	3.978.834	3.978.834
Lucros acumulados	230.710	-	230.710	-
Outros resultados abrangentes	39.811	45.492	39.811	45.492
Participação dos acionistas não controladores	-	-	3.560.059	3.413.556
Total do Passivo e Patrimônio Líquido	8.333.985	8.085.651	28.614.717	27.933.759

	Controladora		Consolidado	
	Período findo em		Período findo em	
	31/03/2023	31/03/2022	31/03/2023	31/03/2022
Receita de operação e manutenção, Infraestrutura, Suprimento de Energia e Prestação de serviços	35.389	24.404	396.270	387.473
Remuneração financeira do ativo de concessão	-	-	607.727	893.047
Receita operacional líquida	35.389	24.404	1.003.997	1.280.520
Custo dos serviços prestados	(23.058)	(23.225)	(124.451)	(110.625)
Custo de infraestrutura	-	-	(70.465)	(59.664)
Custo do serviço	(23.058)	(23.225)	(194.916)	(170.289)
Lucro bruto	12.331	1.179	809.081	1.110.231
Despesas e receitas operacionais				
Administrativas e gerais	(9.450)	(10.861)	(33.924)	(35.847)
Outras receitas	-	(112)	939	19.113
Outras despesas	-	-	(181)	(347)
Resultado de equivalência patrimonial	226.718	435.855	859	(114)
	217.268	424.882	(32.307)	(17.195)
Lucro antes do resultado financeiro e tributos	229.599	426.061	776.774	1.093.036
Despesas financeiras	(26.078)	(18.856)	(354.499)	(275.120)
Receitas financeiras	29.311	23.774	69.850	49.812
Resultado financeiro	3.233	4.918	(284.649)	(225.308)
Lucro antes dos tributos sobre o lucro	232.832	430.979	492.125	867.728
Imposto de renda e contribuição social correntes	(2.122)	-	(33.946)	(29.636)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	(70.851)	(99.213)
Tributos sobre o lucro	(2.122)	-	(104.797)	(128.849)
Lucro líquido do exercício	230.710	430.979	387.328	738.879
Atribuído aos acionistas controladores			230.710	430.979
Atribuído aos acionistas não controladores			156.618	307.900

ANEXO 02 – REGULATÓRIO

	Controladora		Consolidado	
	31/03/2023	31/12/2022	31/03/2023	31/12/2022
ATIVO				
CIRCULANTE	1.290.848	1.256.601	3.616.947	3.463.321
Caixa e equivalentes de caixa	357.841	343.170	1.073.717	850.481
Investimentos de curto prazo	654.022	633.531	1.764.906	1.836.607
Títulos e valores mobiliários	-	-	4.726	1.304
Contas a receber de clientes	18.036	12.788	476.539	448.279
Dividendos a receber	218.040	217.481	75	75
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	41.457	46.980	101.372	113.656
Outros tributos compensáveis	99	397	67.718	57.644
Estoque	-	-	9.061	9.201
Despesas pagas antecipadamente	20	11	7.204	13.602
Cauções e depósitos judiciais	-	-	64	64
Outros ativos	1.333	2.243	111.565	132.408
NÃO CIRCULANTE	3.409.500	3.281.960	14.231.077	14.131.046
Contas a receber de clientes	-	-	65.440	55.033
Títulos e valores mobiliários	-	-	160.181	136.790
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	-	-	3.187	3.187
Outros tributos compensáveis	-	-	3.821	18.422
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	51.616	53.272
Instrumentos financeiros derivativos	-	-	-	7.088
Despesas pagas antecipadamente	-	-	8.357	6.723
Cauções e depósitos judiciais	910	914	14.245	15.854
Adiantamento para futuro aumento de capital	30.572	30.324	-	-
Outros ativos	9.684	8.051	76.254	45.056
Investimentos em controladas	3.130.826	3.013.639	-	-
Investimentos em controladas em conjunto	184.609	176.511	184.609	176.511
Propriedades para investimento	8.960	7.016	8.960	7.016
Imobilizado	1.039	1.212	13.171.712	13.120.361
Intangível	42.900	44.293	482.695	485.733
ATIVO TOTAL	4.700.348	4.538.561	17.848.024	17.594.367

	Controladora		Consolidado	
	31/03/2023	31/12/2022	31/03/2023	31/12/2022
PASSIVO				
CIRCULANTE	499.748	476.832	2.431.995	2.443.545
Empréstimos e financiamentos	-	-	691.510	653.418
Debêntures	43.004	18.898	576.010	497.611
Fornecedores	11.392	9.625	193.047	239.119
Salários, férias e encargos sociais	7.200	6.238	51.044	45.325
Imposto de renda e contribuição social a pagar	2.122	7.516	33.440	100.115
Encargos regulatórios	-	-	56.946	53.767
Outros tributos a pagar	14.049	12.577	88.995	97.253
Arrendamentos	-	-	169	86
Dividendos a pagar	421.978	421.978	553.344	552.380
Adiantamentos de clientes	-	-	62.680	70.179
Provisão para compensação ambiental	-	-	8.834	8.697
Provisões de constituição dos ativos	-	-	73.491	83.170
Outras obrigações	3	-	42.485	42.425
NÃO CIRCULANTE	650.431	650.004	11.054.245	11.020.025
Empréstimos e financiamentos	-	-	1.866.314	1.866.200
Debêntures	648.012	647.928	8.594.539	8.618.877
Arrendamentos	-	-	-	100
Adiantamentos de clientes	-	-	155.241	152.260
Instrumentos financeiros derivativos	-	-	1.955	8.860
Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	293	293
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	46.570	45.419
Passivo contratual com clientes	-	-	149.698	116.330
Provisão para compensação ambiental	-	-	17.038	17.302
Provisões de constituição dos ativos	-	-	87.655	92.719
Provisões para contingências	2.181	1.877	10.968	10.432
Outras obrigações	238	199	123.974	91.233
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	3.550.169	3.411.725	4.361.784	4.130.797
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	(195.685)	(195.685)	(195.685)	(195.685)
Reservas de lucros	582.562	582.565	582.562	582.565
Lucros acumulados	144.128	-	144.128	-
Outros resultados abrangentes	102.393	108.074	102.393	108.074
Participação de acionistas não controladores	-	-	811.615	719.072
PASSIVO TOTAL	4.700.348	4.538.561	17.848.024	17.594.367

	Controladora		Consolidado	
	Período findo em		Período findo em	
	31/03/2023	31/03/2022	31/03/2023	31/03/2022
RECEITA OPERACIONAL BRUTA				
Sistema de transmissão de energia	-	-	669.700	603.521
Sistema de geração de energia	24.610	26.892	199.097	185.262
Prestação de serviços	14.257	-	-	-
Outros receitas operacionais	-	-	8.251	-
	38.867	26.892	877.048	788.783
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL BRUTA	(3.478)	(2.488)	(81.417)	(75.100)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	35.389	24.404	795.631	713.683
CUSTO DO SERVIÇO				
Custo com energia elétrica				
Energia comprada para revenda	(23.058)	(23.006)	(12.730)	(12.662)
Encargos do uso da rede elétrica - CUST	-	-	(11.995)	(8.909)
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos - CFURH	-	-	(3.211)	(2.698)
Custo de operação				
Custo dos serviços prestados	-	(219)	(63.589)	(51.714)
Depreciação / amortização	-	-	(101.736)	(100.236)
	(23.058)	(23.225)	(193.261)	(176.219)
LUCRO BRUTO	12.331	1.179	602.370	537.464
(DESPESAS) E RECEITAS OPERACIONAIS				
Administrativas e gerais	(9.831)	(9.661)	(35.764)	(36.276)
Resultado de equivalência patrimonial	140.501	170.547	299	(480)
Outras receitas	-	(112)	1.306	19.133
Outras despesas	-	-	(181)	(347)
	130.670	160.774	(34.340)	(17.970)
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO	143.001	161.953	568.030	519.494
Despesas financeiras	(26.062)	(18.848)	(353.390)	(273.810)
Receitas financeiras	29.311	23.774	69.785	49.495
	3.249	4.926	(283.605)	(224.315)
LUCRO ANTES DO IMPOSTO DE RENDA E DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	146.250	166.879	284.425	295.179
Imposto de renda e contribuição social correntes	(2.122)	-	(33.939)	(29.636)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	(2.925)	(4.377)
	(2.122)	-	(36.864)	(34.013)
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO	144.128	166.879	247.561	261.166
Atribuído aos acionistas controladores			144.128	166.879
Atribuído aos acionistas não controladores			103.433	94.287

ANEXO 03 – IFRS X REGULATÓRIO

	Trimestre findo em 31/03/2023		
	Consolidado IFRS	Consolidado Regulatório	Variação
Receita operacional bruta	1.111.563	877.048	234.515
Receita de transmissão de energia / Receita de O&M	152.152	670.775	(518.623)
Receita de infraestrutura	77.474		77.474
Remuneração do Ativo de Concessão	675.664		675.664
Suprimento de energia	199.097	199.097	-
(-) Parcela variável	(1.075)	(1.075)	-
Outras receitas operacionais	8.251	8.251	-
Deduções da receita operacional bruta	(107.566)	(81.417)	(26.149)
PIS / COFINS	(61.168)	(61.168)	-
PIS / COFINS diferido	(23.560)	-	(23.560)
ICMS	(4)	(4)	-
ISS	(697)	(697)	-
IVA	-	-	-
Reserva Global de Reversão - RGR	(9.414)	(9.414)	-
Reserva Global de Reversão - RGR diferido	(2.135)	-	(2.135)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(2.782)	(2.782)	-
FNDCT	(2.782)	(2.782)	-
Ministério de minas e energia - MME	(1.393)	(1.393)	-
TFSEE	(3.177)	(3.177)	-
TFSEE Diferido	(454)	-	454
Receita operacional líquida	1.003.997	795.631	208.366
Custo do serviço	(194.916)	(193.261)	(1.655)
Energia comprada para revenda	(12.730)	(12.730)	-
Encargos do uso da rede elétrica - CUST	(11.995)	(11.995)	-
CFURH	(3.211)	(3.211)	-
Custo dos serviços prestados	(63.317)	(63.589)	272
Custo de infraestrutura	(70.465)		(70.465)
Depreciação / Amortização	(33.082)	(101.620)	68.538
Utilização do Bem Público - UBP	(116)	(116)	-
Lucro bruto	809.081	602.370	206.711
Despesas e receitas operacionais	(32.307)	(34.340)	2.033
Administrativas e gerais	(10.934)	(11.691)	757
Pessoal	(21.402)	(21.402)	-
Resultado de equivalência patrimonial	859	299	560
Depreciação / Amortização	(1.588)	(2.671)	1.083
Outras receitas	939	1.306	(367)
Outras despesas	(181)	(181)	-
EBIT	776.774	568.030	208.744
Depreciação / Amortização	(34.786)	(104.407)	69.621
EBITDA	811.560	672.437	139.123
Despesas financeiras	(354.499)	(353.390)	(1.109)
Receitas financeiras	69.850	69.785	65
	(284.649)	(283.605)	(1.044)
EBT	492.125	284.425	207.700
IR / CSLL	(104.797)	(36.864)	(67.933)
IR / CSLL	(33.946)	(33.939)	(7)
IR / CSLL Diferido	(70.851)	(2.925)	(67.926)
Lucro líquido Consolidado	387.328	247.561	139.767
Participação de não controladores	(156.618)	(103.433)	(53.185)
Lucro líquido Alupar	230.710	144.128	86.582