

São Paulo, 24 de fevereiro de 2022 – A Alupar Investimento S.A. (B3: **ALUP11**), divulga hoje seus resultados do 4T21. 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).

4T21 Destaques do Período

Principais Indicadores "SOCIETÁRIO (IFRS)"							
R\$ MM	3T21	4T21	4T20	Var.%	2021	2020	Var.%
Receita Líquida	1.167,7	1.127,9	2.275,3	(50,4%)	5.234,2	6.140,7	(14,8%)
EBITDA (CVM 527)	902,8	778,7	1.560,6	(50,1%)	3.919,6	3.453,7	13,5%
Lucro Líquido Alupar	240,3	219,3	461,2	(52,4%)	1.115,4	942,1	18,4%

Principais Indicadores "REGULATÓRIO"							
R\$ MM	3T21	4T21	4T20	Var.%	2021	2020	Var.%
Receita Líquida	715,3	679,7	545,6	24,6%	2.537,6	1.895,4	33,9%
EBITDA (CVM 527)	570,1	593,7	416,2	42,6%	2.104,8	1.451,0	45,1%
Lucro Líquido Alupar	77,6	143,6	42,9	235,0%	369,5	222,4	66,1%

Teleconferência 4T21 | 25/02/2022

Português
 15h00 (Horário de Brasília)
 13h00 (Horário de Nova Iorque)
 Telefone: +55 (11) 4090-1621
 +55 (11) 3181-8565

Inglês (tradução simultânea)
 15h00 (Horário de Brasília)
 13h00 (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 24/02/2022

ALUP11: R\$ 25,92
Total de UNITS¹: 293.037.090
Market-Cap: R\$ 7,596 bilhões
(1) Units Equivalentes

Acontecimentos do 2021

Evento		
Fevereiro 2021	Reafirmação de Rating “AAA (bra)”	A agência de classificação de risco, Fitch Ratings, reafirmou o rating em escala nacional de longo prazo da Alupar e de suas emissões de Debêntures em “AAA (bra)” e o rating em escala internacional, para moeda estrangeira em “BB” e para moeda local em “BBB-”.
Março 2021	Liquidação valores em aberto na CCEE	As controladas Queluz e Lavrinhas efetuaram o pagamento dos valores em aberto referentes ao GSF, no montante de R\$182,1 mm, utilizando os valores a receber em aberto, no montante de R\$60,2 mm, decorrentes da inadimplência pelas liminares do GSF, para abater da saída de caixa. O pagamento dos valores de GSF em aberto também é uma das condições precedentes para a repactuação do risco hidrológico.
Março 2021	Entrada em Operação TCC	A controlada TCC obteve em 26/03/2021 o Termo de Liberação Definitivo – TLD, o qual autoriza o recebimento de receita a partir de 19 de março de 2021, antecipando em aproximadamente 11 meses sua energização, prevista, conforme cronograma da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, para 09 de fevereiro de 2022. Com esta liberação do ONS, será adicionada uma RAP de R\$ 165,3 milhões para o ciclo 2020_2021.
Abril 2021	Oferta Secundária	A Companhia informou em 09/04/2021, sobre a realização de oferta pública de distribuição secundária com esforços restritos de certificados de depósitos de ações, representativos cada um de 1 ação ordinária e 2 ações preferenciais, nominativas, escriturais, sem valor nominal, livres e desembaraçadas de quaisquer ônus ou gravames, de emissão da Companhia e de titularidade do FI-FGTS
Abril 2021	Quitação 6ª Emissão de Debêntures da Alupar	A Companhia informou que realizou em 15/04/2021, conforme data de vencimento prevista na escritura, a quitação da 6ª Emissão de Debêntures Simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em série única, sendo o valor total da quitação de R\$ 174.237.357,38.
Abril 2021	Pricing Oferta Secundária	Em continuidade ao Fato Relevante de 09/04/2021, a Companhia informou em 20/04/2021, que no âmbito da oferta pública de distribuição secundária com esforços restritos de certificados de depósitos de ações, representativos cada um de 1 ação ordinária e 2 ações preferenciais, nominativas, escriturais, sem valor nominal, livres e desembaraçadas de quaisquer ônus ou gravames, de emissão da Companhia e de titularidade do FI-FGTS, foi fixado o preço por Unit de R\$ 25,50.
Abril 2021	Dividendos Aprovados	Aprovado em AGOE realizada em 27/04/2021 a distribuição de dividendos no montante de R\$ 246,2 milhões, equivalente a R\$ 0,84 por Unit (R\$ 0,28 por ação ON e PN). O pagamento será em três parcelas, conforme abaixo: 31/05/2021: R\$ 87,9 mm (R\$ 0,30 por Unit) 30/08/2021: R\$ 87,9 mm (R\$ 0,30 por Unit) 30/11/2021: R\$ 70,3 mm (R\$ 0,24 por Unit)
Maio 2021	Entrada em operação da UG2 da UHE La Virgen	A La Virgen, localizada no Peru, obteve autorização para início de operação comercial da unidade geradora 2 (“UG2”) de 31,25 MW de capacidade instalada da UHE La Virgen, a partir do dia 15/05/2021, conforme Despacho 729-2021 do COES (Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional), datado de 14/05/2021. A UG2 encontrava-se em testes e sincronizada ao sistema de energia desde 16/04/2021, sendo remunerada pela energia gerada. A partir de 20/04/2021 a UG2 passou a operar de forma assistida.
Maio 2021	Pagamento 1ª Tranche de dividendos	Em 31/05/2021 foram pagos a 1ª tranche dos dividendos aprovados na AGOE de 27/04/2021. Sendo, R\$87.911.126,90, que corresponde a R\$0,10 por ação ordinária, R\$0,10 por ação preferencial, e R\$0,30 por Unit lastreada em ações ordinárias e ações preferenciais.
Junho 2021	Entrada em operação da UG1 da UHE La Virgen	A La Virgen, localizada no Peru, obteve autorização para início de operação comercial da unidade geradora 1 (“UG1”) de 31,23 MW de capacidade instalada da UHE La Virgen, a partir do dia 26/06/2021, conforme Despacho 918-2021 do COES (Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional), datado de 24/06/2021. A UG1 encontrava-se em testes e sincronizada ao sistema de energia desde 7/05/2021, sendo remunerada pela energia gerada. A partir de 11/05/2021 a UG1 passou a operar de forma assistida.
Julho 2021	Entrada em operação da UG3 da UHE La Virgen	A La Virgen, localizada no Peru, obteve autorização para início de operação comercial da unidade geradora 3 (“UG3”) de 31,28 MW de capacidade instalada da UHE La Virgen, a partir do dia 31/07/2021, conforme Despacho 1139-2021 do COES (Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional), datado de 30/07/2021. A UG3 encontrava-se em testes e sincronizada ao sistema de energia desde 01/06/2021, sendo remunerada pela energia gerada. A partir de 03/06/2021 a UG1 passou a operar de forma assistida.

Agosto 2021	Pagamento 2ª Tranche de dividendos	Em 30/08/2021 foram pagos a 2ª tranche dos dividendos aprovados na AGOE de 27/04/2021. Sendo, R\$87.911.126,90, que corresponde a R\$0,10 por ação ordinária, R\$0,10 por ação preferencial, e R\$0,30 por Unit lastreada em ações ordinárias e ações preferenciais.
Setembro 2021	Assinatura do Aditivo ao Contrato de Concessão nº 003/2012 - TNE	Assinatura em 17/09/2021 do Primeiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão de Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica nº 003/2012 – Aneel e do Termo de Compromisso Arbitral.
Setembro 2021	Aquisição da totalidade das ações detidas pelo FI-FGTS na controlada Foz do Rio Claro Energia S.A	Aquisição de 32.793.440 ações preferenciais de emissão de Foz do Rio Claro, ora detidas pelo FI-FGTS, correspondente a 80% da totalidade das ações preferenciais emitidas, pelo valor de R\$ 86.208.706,81.
Setembro 2021	Emissão da Licença de Instalação (LI) da subsidiária TNE	Emitida em 28/09/2021 pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis - IBAMA, a Licença de Instalação (LI) nº 1400/2021 para a implantação da Linha de Transmissão de 500 kV Engenheiro Lechuga – Equador – Boa Vista CD e Subestações Associadas, com aproximadamente 715 km de extensão.
Novembro 2021	Emissão Licença de Instalação (LI) da subsidiária ELTE - Subestação Manoel da Nóbrega de 230/88 kV	Emitida em 30/11/2021, pela Companhia Ambiental do Estado de São Paulo (CETESB), a Licença de Instalação nº 2693, possibilitando o início da implantação da Subestação Manoel da Nóbrega de 230/88 kV.
Novembro 2021	Pagamento 3ª Tranche de dividendos	Em 30/11/2021 foram pagos a 3ª tranche dos dividendos aprovados na AGOE de 27/04/2021. Sendo, R\$ 70.328.901,52, que corresponde a R\$0,08 por ação ordinária, R\$0,08 por ação preferencial, e R\$0,24 por Unit lastreada em ações ordinárias e ações preferenciais.
Dezembro 2021	Exercício da Opção de Compra da TCC	A Companhia exerceu a opção de compra de 30% das ações subscritas e integralizadas pelo Perfin Apollo Energia Fundo de Investimento em Participações em Infraestrutura, da controlada TCC, desta forma, a Alupar aumenta sua participação dos atuais 51,00% para 65,70%. O montante pago por esta transação foi de R\$ 22.147.475,74
Dezembro 2021	Aumento de Participação Relevante	A Companhia comunicou que a Sharp Capital Gestora de Recursos Ltda. atingiu participação relevante de 6,05% das ações preferenciais existentes (“ALUP4”) de emissão da Companhia, equivalentes a 17.069.250 ações desta espécie.
Dezembro 2021	Adesão ao Pacto Global da ONU	A Alupar tornou-se signatária do Pacto Global das Nações Unidas (ONU), nacionalmente reconhecida como Rede Brasil do Pacto Global da ONU.
Dezembro 2021	TCE – Extensão do prazo de Implantação	A controlada TCE recebeu do Ministerio de Minas y Energia da Colômbia, segundo a Resolução 40394, datada de 13/12/2021, a extensão do prazo da entrada em operação da TCE em 580 dias, alterando assim a data de entrada em operação para 03/07/2023. Adicionalmente, foi informado que a Resolução CREG 015 de 2017, estabeleceu à TCE o direito de recebimento da RAP, a partir de 01/12/2021, sendo a RAP atual da TCE de USD 24.030.743,00.
Dezembro 2021	Entrada em Operação Comercial da transmissora TSM	A controlada TSM obteve em 29/12/2021 o Termo de Liberação Definitivo – TLD, o qual autoriza o recebimento de receita a partir de 23/12/2021, antecipando em aproximadamente 8 meses sua energização, prevista, conforme cronograma da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, para 11 de agosto de 2022. Com esta liberação do ONS, será adicionada uma RAP de R\$ 120,0 milhões para o ciclo 2021_2022.

Eventos Subsequentes 2022

Evento		
Fevereiro 2022	Afirmção de Rating “AAA (bra)”	A agência de classificação de risco, Fitch Ratings, afirmou o rating em escala nacional de longo prazo da Alupar e de suas emissões de Debêntures em “AAA (bra)” e o rating em escala internacional, para moeda estrangeira em “BB” e para moeda local em “BBB-”.
Fevereiro 2022	Exercício da Opção de Compra da TPE	A Companhia exerceu a opção de compra de 30% das ações subscritas e integralizadas pelo Perfin Apollo Energia Fundo de Investimento em Participações em Infraestrutura, da controlada TPE, desta forma, a Alupar aumenta sua participação dos atuais 51,00% para 65,70%. O montante pago por esta transação foi de R\$ 26.348.819,29
Fevereiro 2022	Entrada em Operação Comercial da transmissora ESTE	A controlada ESTE obteve em 18/02/2022 o Termo de Liberação de Receita – TLR, o qual autoriza o recebimento de receita a partir de 09/02/2022. Com esta liberação do ONS, será adicionada uma RAP de R\$ 123,6 milhões para o ciclo 2021_2022.

Principais Indicadores Consolidados

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

Em 31 de dezembro de 2020, as controladas do segmento de Transmissão, com base nas orientações do Ofício CVM 04/2020 emitido em 1º de dezembro de 2020 com orientações acerca dos CPC 47 (IFRS 15) e do CPC 48 (IFRS 9), adequaram suas práticas contábeis, e em consonância com o CPC 23/IAS 8, os saldos do período de três meses findo em 31 de dezembro de 2020 estão sendo reapresentados. Desta forma, todas as análises comparativas que constam neste relatório, consideram os novos saldos contábeis do 4T20.

Principais Indicadores "SOCIETÁRIO (IFRS)"							
R\$ MM	3T21	4T21	4T20	Var. %	2021	2020	Var. %
Receita Líquida	1.167,7	1.127,9	2.275,3	(50,4%)	5.234,2	6.140,7	(14,8%)
EBITDA (CVM 527)	902,8	778,7	1.560,6	(50,1%)	3.919,6	3.453,7	13,5%
Margem EBITDA	77,3%	69,0%	68,6%	0,4 p.p	74,9%	56,2%	18,7 p.p
Margem EBITDA Ajustada*	89,9%	90,3%	90,4%	(0,1 p.p)	91,1%	87,7%	3,4 p.p
Resultado Financeiro	(287,7)	(216,6)	(203,3)	6,5%	(915,5)	(461,7)	98,3%
Lucro Líquido consolidado	429,0	356,4	944,6	(62,3%)	2.122,8	2.055,5	3,3%
Minoritários Subsidiárias	188,7	137,1	483,4	(71,6%)	1.007,4	1.113,4	(9,5%)
Lucro Líquido Alupar	240,3	219,3	461,2	(52,4%)	1.115,4	942,1	18,4%
Lucro Líquido por UNIT (R\$)**	0,82	0,75	1,57	(52,4%)	3,81	3,21	18,4%
Dívida Líquida***	7.782,3	7.995,5	6.791,7	17,7%	7.995,5	6.791,7	17,7%
Dív. Líquida / Ebitda****	2,2	2,6	1,1		2,0	2,0	

Principais Indicadores "REGULATÓRIO"							
R\$ MM	3T21	4T21	4T20	Var. %	2021	2020	Var. %
Receita Líquida	715,3	679,7	545,6	24,6%	2.537,6	1.895,4	33,9%
EBITDA (CVM 527)	570,1	593,7	416,2	42,6%	2.104,8	1.451,0	45,1%
Margem EBITDA	79,7%	87,3%	76,3%	11,0 p.p	82,9%	76,6%	6,3 p.p
Resultado Financeiro	(287,0)	(215,4)	(205,1)	5,1%	(911,5)	(459,6)	98,3%
Lucro Líquido consolidado	152,7	225,9	110,8	103,9%	705,9	594,2	18,8%
Minoritários Subsidiárias	75,1	82,2	67,9	21,1%	336,5	371,8	(9,5%)
Lucro Líquido Alupar	77,6	143,6	42,9	235,0%	369,5	222,4	66,1%
Lucro Líquido por UNIT (R\$)**	0,26	0,49	0,15	235,0%	1,26	0,76	66,1%
Dívida Líquida***	7.782,3	7.995,5	6.791,7	17,7%	7.995,5	6.791,7	17,7%
Dív. Líquida / Ebitda****	3,4	3,4	4,1		3,8	4,7	

*Subtraído da Receita Líquida o Capex realizado (Custo de Infraestrutura) **Lucro Líquido / Units Equivalentes (293.037.090)

*** Considera TVM do Ativo Não Circulante ****Ebitda Anualizado.

Notas:

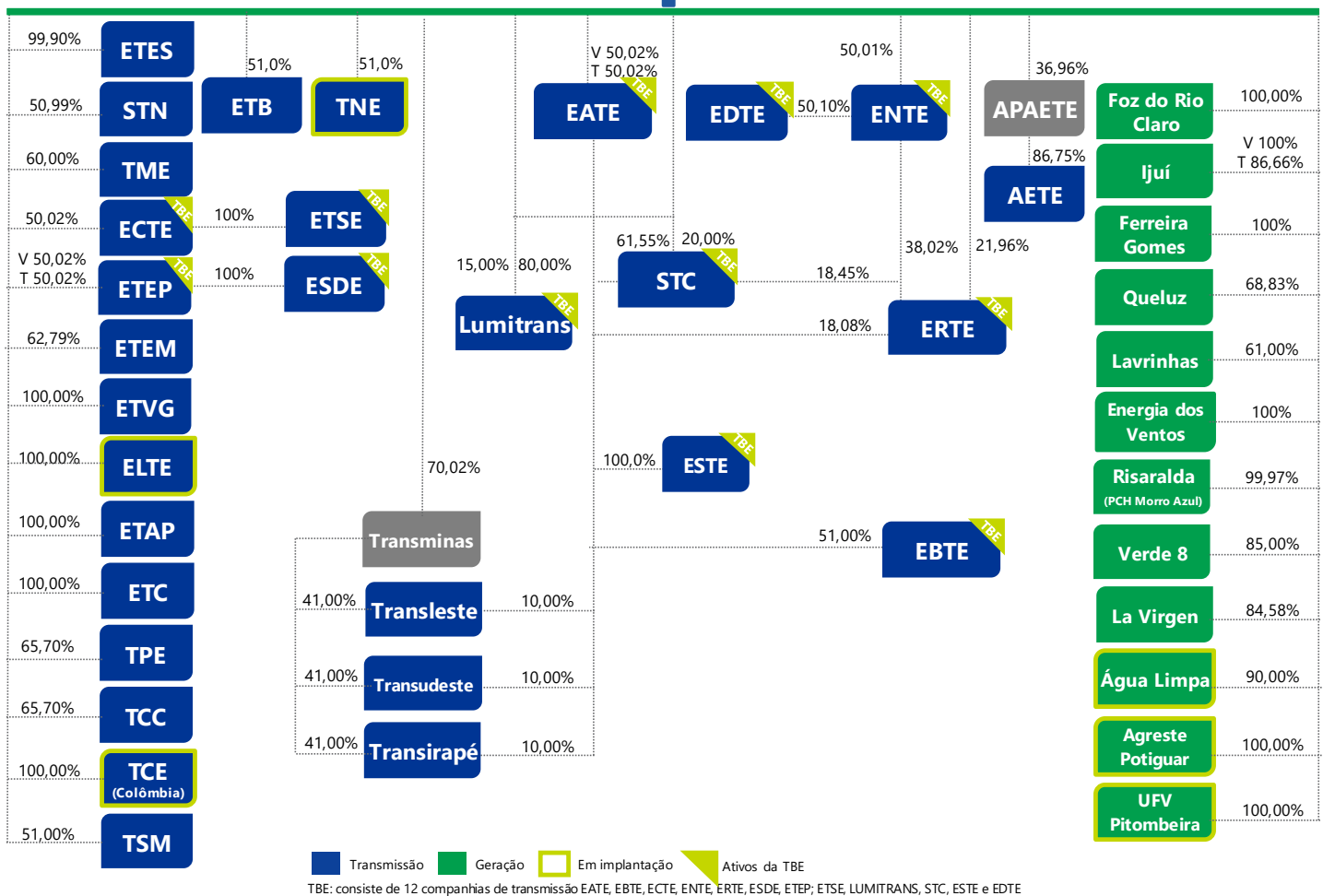
1) Conceito de "Ajustado" nos números dos demonstrativos societários: De acordo com as normas do IFRS (ICPC 01 e CPC 47) os investimentos (Capex) das transmissoras devem ser contabilizados como receita e como custo. Dessa forma, para cálculo da Margem EBITDA Ajustada é realizada a divisão do EBITDA pela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

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

Visão Geral

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

Abaixo a estrutura societária da Companhia:



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

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

Transmissão

A Alupar possui participação em concessões de 30 sistemas de transmissão de energia elétrica, totalizando 7.929 km de linhas de transmissão, por meio de concessões com prazo de 30 anos localizadas no Brasil e um perpétuo localizado na Colômbia, sendo 27 operacionais e 3 em fase de implantação, que possuem cronograma de entrada em operação comercial até 2024.

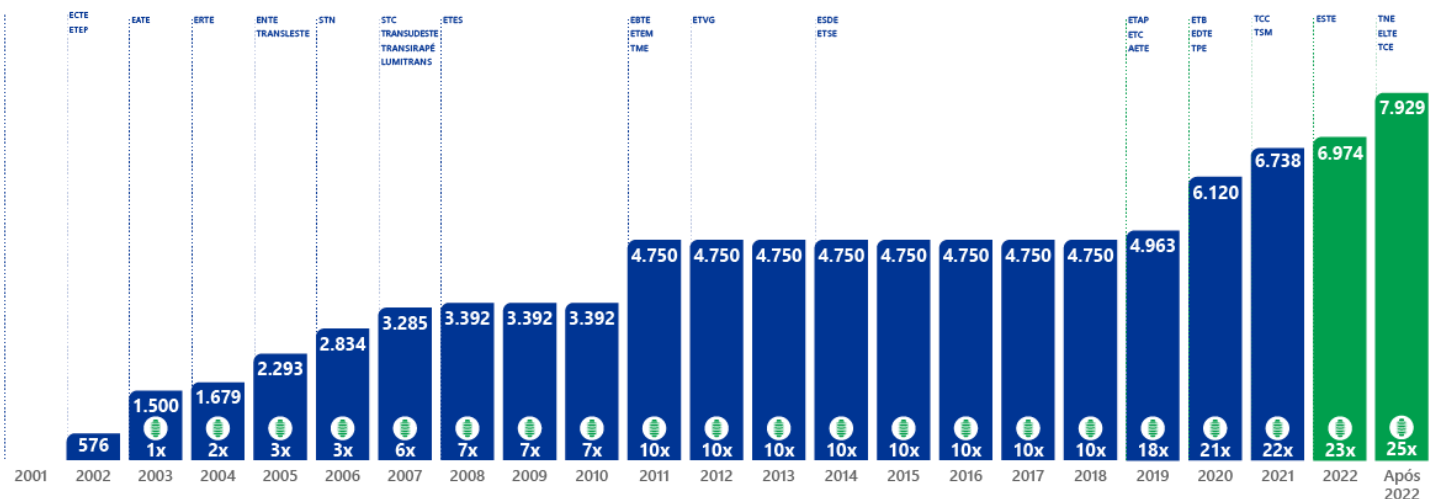
Abaixo, seguem principais características dos sistemas de transmissão da Alupar:

Empresa	Prazo da Concessão		Início da Operação	Extensão da Linha	RAP/RBNI (Ciclo 2019-20)	RAP/RBNI (Ciclo 2020-21)	RAP/RBNI (Ciclo 2021-22)	Índice
	Início	Fim						
ETEP	12/06/2001	12/06/2031	25/08/2002	323 km	R\$ 55,1	R\$ 58,8	R\$ 80,6	IGP-M
ENTE	11/12/2002	11/12/2032	12/02/2005	464 km	R\$ 204,0	R\$ 134,6	R\$ 184,5	IGP-M
ERTE	11/12/2002	11/12/2032	15/09/2004	179 km	R\$ 39,0	R\$ 30,6	R\$ 42,0	IGP-M
EATE	12/06/2001	12/06/2031	10/03/2003	924 km	R\$ 244,6	R\$ 258,2	R\$ 358,1	IGP-M
ECTE	01/11/2000	01/11/2030	26/03/2002	252,5 km	R\$ 53,4	R\$ 56,8	R\$ 77,9	IGP-M
STN	18/02/2004	18/02/2034	01/01/2006	541 km	R\$ 203,7	R\$ 159,5	R\$ 149,9	IGP-M
Transleste	18/02/2004	18/02/2034	18/12/2005	150 km	R\$ 45,8	R\$35,7	R\$ 33,4	IGP-M
Transudeste	04/03/2005	04/03/2035	23/02/2007	140 km	R\$ 28,4	R\$ 30,2	R\$ 34,2	IGP-M
Transirapé	15/03/2005	15/03/2035	23/05/2007	65 km	R\$ 37,2	R\$ 41,0	R\$ 54,4	IGP-M
STC	27/04/2006	27/04/2036	08/11/2007	195 km	R\$ 47,3	R\$ 48,1	R\$ 52,4	IPCA
Lumitrans	18/02/2004	18/02/2034	03/10/2007	51 km	R\$ 29,9	R\$ 31,8	R\$ 43,6	IGP-M
ETES	20/04/2007	20/04/2037	12/12/2008	107 km	R\$ 15,2	R\$ 18,6	R\$ 20,1	IPCA
EBTE	16/10/2008	16/10/2038	11/07/2011	775 km	R\$ 46,1	R\$ 48,9	R\$ 52,9	IPCA
TME	19/11/2009	19/11/2039	22/11/2011	348 km	R\$ 53,9	R\$ 54,9	R\$ 58,3	IPCA
ESDE	19/11/2009	19/11/2039	22/01/2014	Subestação	R\$ 14,1	R\$ 14,4	R\$ 15,7	IPCA
ETEM	12/07/2010	12/07/2040	16/12/2011	235 km	R\$ 13,5	R\$ 13,8	R\$ 16,2	IPCA
ETVG	23/12/2010	23/12/2040	23/12/2012	Subestação	R\$ 11,6	R\$ 11,8	R\$ 16,4	IPCA
TNE	25/01/2012	25/01/2042	Pré-Oper.	715 km	R\$ 165,4	R\$ 168,5	R\$ 329,1*	IPCA
ETSE	10/05/2012	10/05/2042	01/12/2014	Subestação	R\$ 21,1	R\$ 23,5	R\$ 25,4	IPCA
ELTE	05/09/2014	05/09/2044	Pré-Oper.	Subestação+40km	R\$ 39,2	R\$ 57,5	R\$ 57,5*	IPCA
ETAP (Lote I)	02/09/2016	02/09/2046	06/04/2019	Subestação+20km	R\$ 56,3	R\$ 57,3	R\$ 61,9	IPCA
ETC (Lote T)	02/09/2016	02/09/2046	23/09/2019	Subestação	R\$ 32,7	R\$ 33,3	R\$ 36,0	IPCA
TPE (Lote 2)	10/02/2017	10/02/2047	25/10/2020	541km	R\$ 238,6	R\$ 243,4	R\$ 263,1	IPCA
TCC (Lote 6)	10/02/2017	10/02/2047	19/03/2021	288km	R\$ 162,2	R\$ 165,3	R\$ 178,6	IPCA
ESTE (Lote 22)	10/02/2017	10/02/2047	09/02/2022	236km	R\$ 112,3	R\$ 114,4	R\$ 123,6	IPCA
TCE (Colômbia)	22/11/2016	Perpétua	Pré-Oper.	200km	R\$ 90,6 ¹	R\$ 122,1 ²	R\$ 134,1 ³	PPI
TSM (Lote 19)	11/08/2017	11/08/2047	23/12/2021	330 km	R\$ 109,0	R\$ 111,0	R\$ 120,0	IPCA
ETB (Lote E)	27/09/2016	27/09/2046	16/10/2020	446 km	R\$ 141,1	R\$ 143,8	R\$ 155,3	IPCA
EDTE (Lote M)	01/12/2016	01/12/2046	20/01/2020	170 km	R\$ 69,1	R\$ 70,4	R\$ 76,1	IPCA
AETE	18/02/2004	18/02/2034	19/08/2005	193 km	R\$ 53,2	R\$ 32,2	R\$ 38,9	IGP-M
TOTAL				7.929 km	R\$ 2.433,6	R\$ 2.390,4	R\$ 2.889,9	

¹USD 1,0 – BRL 4,03 / ²USD 1,0 – BRL 5,43 / ³USD 1,0 – BRL 5,58 / *Valor definido no aditivo ao contrato de concessão

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 soleres, 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 MW em fase de licenciamento.

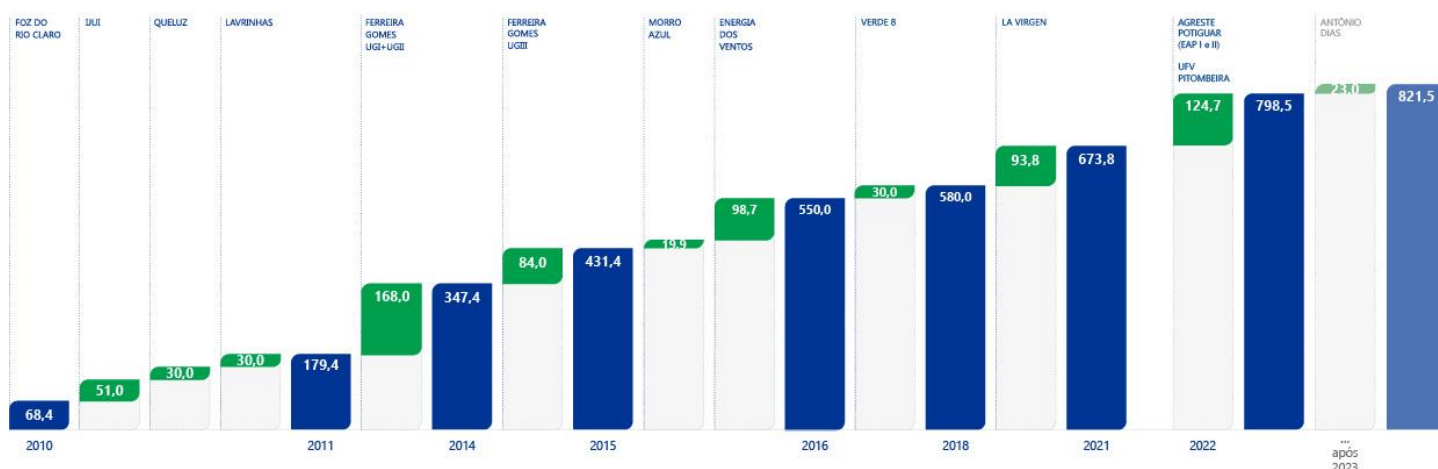
Abaixo, seguem principais características dos ativos de geração da Alupar:

	Prazo da Concessão		Início da Operação	Capital		Capacidade Instalada - MW	Garantia Física - MW
	Início	Fim		Votante	Total		
Queluz	Abr/04	Abr/38	Ago/11	68,83%	68,83%	30,0	21,4
Lavrinhas	Abr/04	Abr/38	Set/11	61,00%	61,00%	30,0	21,4
Foz do Rio Claro	Ago/06	Dez/46	Ago/10	100,00%	100,00%	68,4	39,0
São José - Ijuí	Ago/06	Fev/46	Mar/11	100,00%	86,66%	51,0	30,4
Ferreira Gomes	Nov/10	Jun/47	Nov/14	100,00%	100,00%	252,0	153,1
Energia dos Ventos	Jul/12	Jul/47	Mar/16	100,00%	100,00%	98,7	50,9
Morro Azul (Risardalda)	Jan/09	Vitalícia	Set/16	99,97%	99,97%	19,9	13,2
Verde 08	Out/12	Nov/44	Mai/18	85,00%	85,00%	30,0	18,7
La Virgen	Out/05	Vitalícia	Jul/21	84,58%	84,58%	93,8	59,2
Antônio Dias	Jul/14	Jul/49	Pré - Operacional	90,00 %	90,00 %	23,0	11,4
EOL Agreste Potiguar							
AW Santa Régia	Jan/20	Jan/55	Pré – Operacional	100,00%	100,00%	37,8	23,1
AW São João	Jan/20	Jan/55	Pré - Operacional	100,00%	100,00%	25,2	14,9
UFV Pitombeira	Nov/20	Nov/55	Pré - Operacional	100,00%	100,00%	61,7*	14,9
TOTAL						821,5	471,6

*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 31** de “Informações por Segmento” das demonstrações financeiras de 2021.

Em razão das questões já comentadas sobre as diferenças que ocorrem entre os números Regulatórios e Societários (vide “Notas” na página 4 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.

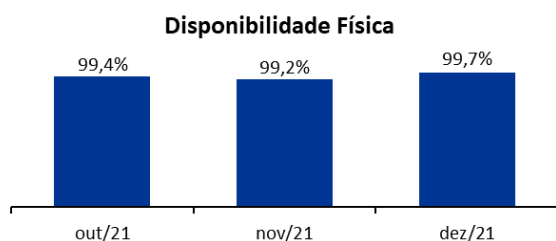
Principais Indicadores "SOCIETÁRIO (IFRS)"							
R\$ MM	3T21	4T21	4T20	Var.%	2021	2020	Var.%
Receita Líquida	954,6	944,5	2.065,3	(54,3%)	4.524,8	5.728,6	(21,0%)
Custo dos Serviços Prestados	(37,4)	(38,3)	(50,0)	(23,4%)	(135,5)	(125,8)	7,7%
Custo de Infraestrutura	(165,4)	(267,4)	(550,7)	(51,4%)	(938,2)	(2.403,1)	(61,0%)
Depreciação / Amortização	(0,8)	(1,9)	(1,3)	40,6%	(7,3)	(5,3)	37,6%
Despesas Operacionais	30,7	(25,1)	(15,9)	57,6%	3,8	(46,7)	(108,1%)
EBITDA (CVM 527)	782,6	613,7	1.448,7	(57,6%)	3.454,8	3.152,9	9,5%
Margem EBITDA	82,0%	65,0%	70,1%	(5,1 p.p)	76,4%	55,0%	21,4 p.p
Margem EBITDA Ajustada*	99,2%	90,6%	95,6%	(5,0 p.p)	96,3%	94,8%	1,5 p.p
Resultado Financeiro	(196,9)	(211,3)	(104,2)	102,8%	(686,4)	(178,3)	284,9%
Lucro Líquido	450,7	269,2	977,4	(72,5%)	2.070,1	2.190,7	(5,5%)
Dívida Líquida**	5.901,6	6.019,4	4.982,0	20,8%	6.019,4	4.982,0	20,8%
Div. Líquida / EBITDA***	1,9	2,5	0,9		1,7	1,6	

Principais Indicadores "REGULATÓRIO"							
R\$ MM	3T21	4T21	4T20	Var.%	2021	2020	Var.%
Receita Líquida	498,2	492,4	370,3	33,0%	1.811,2	1.313,2	37,9%
Custos Operacionais	(32,5)	(38,3)	(25,2)	52,1%	(129,1)	(93,0)	38,7%
Depreciação / Amortização	(59,9)	(60,6)	(48,6)	24,7%	(218,5)	(162,0)	34,9%
Despesas Operacionais	(12,3)	(25,6)	(16,3)	57,3%	(41,5)	(48,1)	(13,6%)
EBITDA (CVM 527)	453,4	428,4	328,8	30,3%	1.640,6	1.172,1	40,0%
Margem EBITDA	91,0%	87,0%	88,8%	(1,8 p.p)	90,6%	89,3%	1,3 p.p
Resultado Financeiro	(196,4)	(210,5)	(106,2)	98,3%	(683,2)	(176,9)	286,2%
Lucro Líquido	179,3	139,2	156,2	(10,9%)	657,8	745,1	(11,7%)
Dívida Líquida**	5.901,6	6.019,4	4.982,0	20,8%	6.019,4	4.982,0	20,8%
Div. Líquida / EBITDA***	3,3	3,5	3,8		3,7	4,3	

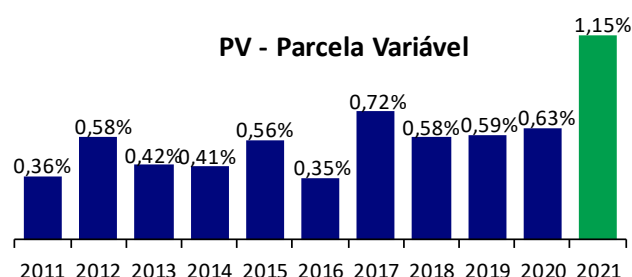
*Subtraído da Receita Líquida o Capex realizado (Custo de Infraestrutura) ** Considera TVM do Ativo Não Circulante *** Ebitda Anualizado

As transmissoras da Companhia apresentaram um desempenho operacional consistente ao longo do 4T21, mantendo a disponibilidade física superior a 99,2%.

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 4T21 a receita líquida totalizou **R\$ 492,4 mm**, 33,0% superior aos **R\$ 370,3 mm** apurados no 4T20.

Este aumento de **R\$ 122,1 mm** deve-se principalmente ao:

- (i) crescimento de **R\$ 22,7 mm** na receita da transmissora TPE, devido à sua entrada em operação comercial (out/20);
- (ii) aumento de **R\$ 48,6 mm** no faturamento da transmissora TCC, em função da sua entrada em operação comercial (mar/21);
- (iii) crescimento de **R\$ 7,0 mm** na receita da transmissora ETB, devido à entrada em operação comercial do trecho II – Bom Jesus da Lapa II – Gentio do Ouro II (out/20);
- (iv) aumento de **R\$ 3,2 mm** no faturamento da transmissora TSM, decorrente da sua entrada em operação comercial (dez/21);
- (v) redução de **R\$ 2,6 mm** na transmissora STN e de **R\$ 0,5 mm** na transmissora Transleste, em razão da queda de 50% da RAP para o ciclo 2021/2022, decorrente do aniversário de 15 anos da entrada em operação (Transleste: dez/20; STN: jan/21) e;
- (vi) aumento de **R\$ 58,9 mm** no faturamento das demais transmissoras, impactadas principalmente pelo reajuste das RAPs, conforme Resolução Homologatória nº 2.895 de 13/07/2021 que estabeleceu reajuste de 8,06% para os contratos indexados em IPCA e 37,06% para os contratos indexados em IGP-M. Para mais informações vide tabela da seção “Transmissão” (pag.6).

Custo do Serviço

Totalizou **R\$ 98,4 mm** no 4T21, ante os **R\$ 73,3 mm** registrados no 4T20.

A conta **Custo dos Serviços Prestados** apresentou um aumento de **R\$ 13,1 mm**, sendo:

- (+) **R\$ 7,5 mm** em razão das entradas em operação comerciais das transmissoras ETB, TPE e TCC;
- (+) **R\$ 4,7 mm** na transmissora ETEM, dado que no 4T20 esta conta apresentou um saldo positivo de **R\$ 4,3 mm** em razão de estornos de valores contabilizados, os quais fizeram parte do capex de implantação do reforço – RMEL. Já neste trimestre foi contabilizado o custo de **R\$ 0,5 mm** referente a custos do O&M;
- (+) **R\$ 1,0 mm** nas transmissoras EATE e ETEP, decorrente dos reajuste dos contratos de O&M (Operação), os quais são indexados em IGP-M, sendo o reajuste de 24,5% na EATE e 20,9% na ETEP.

Na conta **Depreciação/Amortização** foi registrado aumento de **R\$ 12,0 mm**, principalmente, pelo crescimento de **R\$ 17,4 mm** nas transmissoras ETB, TPE e TCC em razão das respectivas entradas em operação comercial (ETB: out/20; TPE: out/20; TCC: mar/21).

Despesas Operacionais

Totalizaram **R\$ 26,2 mm** no 4T21, ante os **R\$ 16,8 mm** apurados no 4T20.

Este aumento de **R\$ 9,4 mm** deve-se ao:

- (i) aumento de **R\$ 4,7 mm** na conta **Administrativas e Gerais** principalmente pelo:
 - (+) **R\$ 2,9 mm** nas transmissoras Transleste, Transudeste e Transirapé, em razão da provisão dos honorários advocatícios de *success fee* e;
 - (+) **R\$ 0,7 mm** nas transmissoras TPE, TCC e ETB, em razão das respectivas entradas em operação comercial.
- (ii) aumento de **R\$ 2,7 mm** na conta **Pessoal e Administradores**, sendo **R\$ 2,6 mm** nas transmissoras TPE, TCC e ETB, devido à entrada em operação dos ativos;
- (iii) aumento de **R\$ 1,9 mm** na conta **Outras Despesas / Outras Receitas**, principalmente pela redução de **R\$ 1,7 mm** na linha “Outras Receitas” das transmissoras ERTE, ETSE e EDTE, decorrente dos ressarcimentos pagos por parte dos acessantes, referentes aos custos para a adequação das instalações previstos nos contratos de compartilhamento de instalações – CCI, que foram reconhecidos pelas transmissoras no 4T20, resultando esta variação na conta entre períodos.

EBITDA e Margem EBITDA

Totalizou **R\$ 428,4 mm** no 4T21, 30,3% superior aos **R\$ 328,8 mm** apurados no 4T20.

A margem EBITDA ficou em **87,0%**, ante os **88,8%** apurado no 4T20.

Esta variação deve-se ao:

(a) aumento de **R\$ 137,3 mm** na **Receita Bruta** principalmente em razão do:

(i) crescimento de **R\$ 81,6 mm** na receita das transmissoras TPE, ETB, TCC e TSM, devido às respectivas entradas em operação comercial (ETB: out/20; TPE: out/20; TCC: mar/21 e TSM: dez/21);

(ii) redução de **R\$ 3,1 mm** no faturamento das transmissoras Transleste e STN em razão da queda de 50% da RAP para o ciclo 2021/2022, decorrente do aniversário de 15 anos da entrada em operação (Transleste: dez/20; STN: jan/21);

(iii) aumento de **R\$ 58,9 mm** no faturamento das demais transmissoras, impactadas principalmente pelo reajuste das RAPs, conforme Resolução Homologatória nº 2.895 de 13/07/2021.

(b) aumento de **R\$ 15,3 mm** nas **Deduções**, principalmente pelo crescimento de R\$ 8,4 mm nas transmissoras TPE, ETB e TCC, decorrente das respectivas entradas em operação comercial;

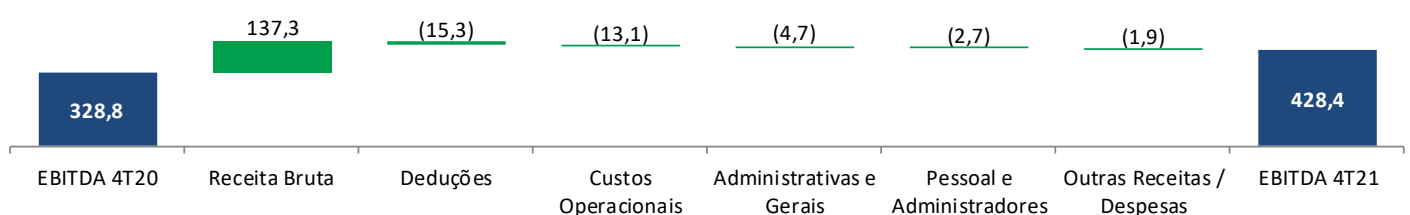
(c) aumento de **R\$ 13,1 mm** na conta **Custo dos Serviços Prestados**, conforme detalhado na seção “Custo do Serviço”;

(d) crescimento de **R\$ 4,7 mm** na conta **Administrativas e Gerais** e **R\$ 2,7 mm** na conta **Pessoal e Administradores**, conforme detalhado na seção anterior “Despesas Operacionais” e;

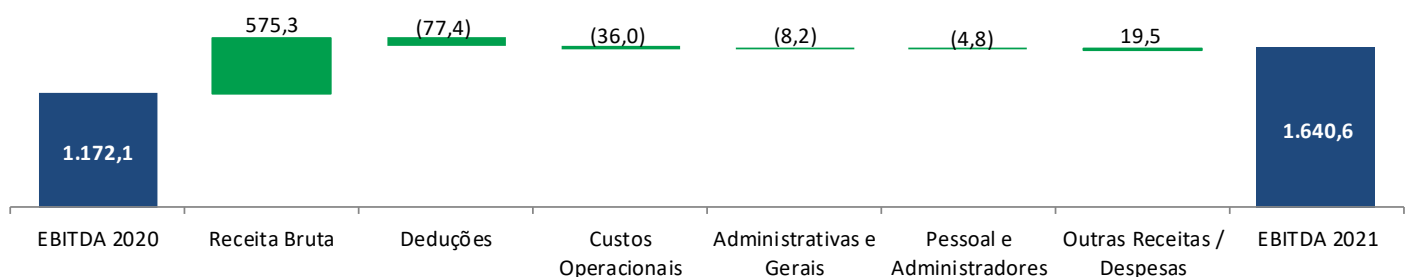
(e) aumento de **R\$ 1,9 mm** na conta **Outras Despesas / Outras Receitas**, principalmente pela redução de R\$ 1,7 mm na linha “Outras Receitas” das transmissoras ERTE, ETSE e EDTE, decorrente dos ressarcimentos pagos por parte dos acessantes, referentes aos custos para a adequação das instalações previstos nos contratos de compartilhamento de instalações – CCI, que foram reconhecidos pelas transmissoras no 4T20, resultando esta variação na conta entre períodos .

Segue abaixo a formação do EBITDA:

Formação do EBITDA 4T21 (R\$ MM)



Formação do EBITDA 2021 (R\$ MM)



Lucro Líquido

Totalizou **R\$ 139,2 mm** no 4T21, ante os **R\$ 156,2 mm** apurados no 4T20.

O lucro foi impactado principalmente pelo:

(a) aumento de **R\$ 99,6 mm** no **EBITDA**, conforme explicado na seção “EBITDA e Margem EBITDA” anteriormente.

(b) crescimento de **R\$ 12,0 mm** na conta **Depreciação/Amortização**, principalmente, pelo crescimento de R\$ 17,4 mm nas transmissoras ETB, TPE e TCC em razão das respectivas entradas em operação comercial (ETB: out/20; TPE: out/20; TCC: mar/21).

(c) aumento de **R\$ 104,3 mm** no **Resultado Financeiro**, sendo:

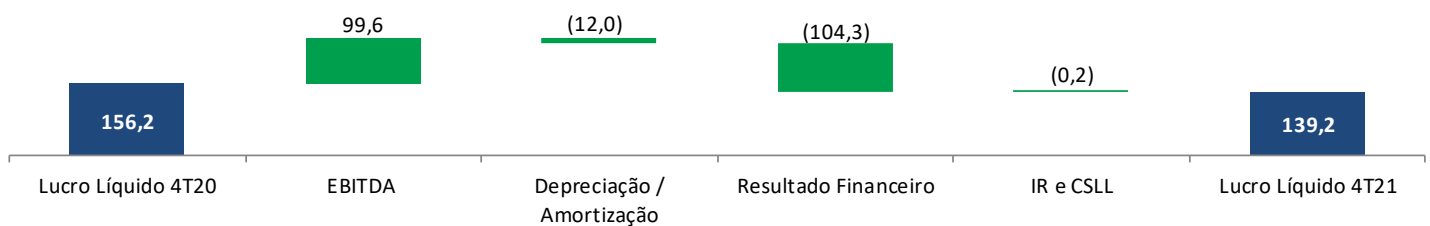
(i) crescimento de **R\$ 110,9 mm** nas **Despesas Financeiras**:

(i.i) aumento de **R\$ 78,0 mm** em razão das entradas em operação comercial das transmissoras TPE, ETB, TCC e TSM que impactaram esta conta em R\$ 25,7 mm, R\$ 9,0 mm, R\$ 41,3 mm e R\$ 2,0 mm, respectivamente e;

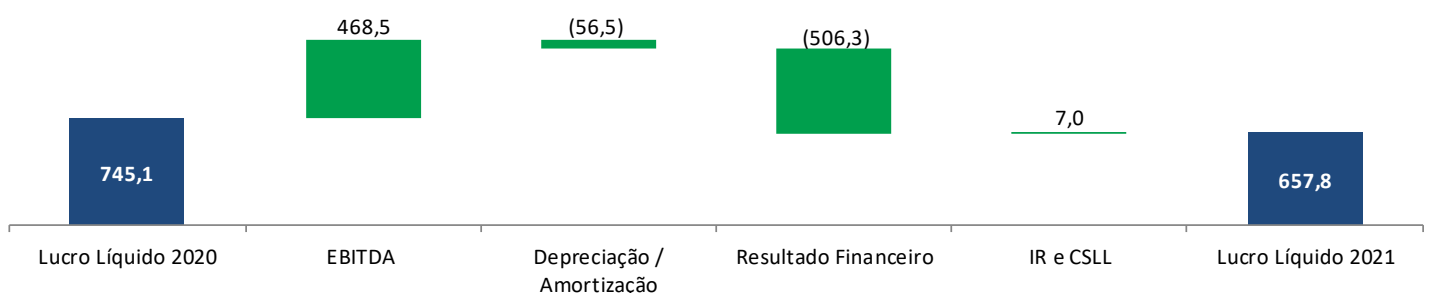
(i.ii) aumento da taxa média dos depósitos interfinanceiros (“CDI”), que registrou 1,82% no acumulado do 4T21, ante os 0,46% no acumulado do 4T20.

Segue abaixo a formação do Lucro Líquido:

Formação do Lucro 4T21 (R\$ MM)



Formação do Lucro 2021 (R\$ MM)



Consolidação de Resultado - Transmissão Regulatório

	Trimestre findo em 31/12/2021				Período findo em 31/12/2021					
	Transmissão Combinado	Controle Compartilhado		Eliminações	Transmissão Consolidado	Transmissão Combinado	Controle Compartilhado		Eliminações	Transmissão Consolidado
		TNE	Equivalência Patrimonial				TNE	Equivalência Patrimonial		
Receita operacional bruta	544.846	1.607	-	543.239	2.012.330	6.190	-	-	2.006.140	
Receita de transmissão de energia	559.369	1.607	-	557.762	2.034.878	6.190	-	-	2.028.688	
(-) Parcela variável	(14.523)	-	-	(14.523)	(22.548)	-	-	-	(22.548)	
Deduções da receita operacional bruta	(52.487)	(272)	-	(52.215)	(201.155)	(954)	-	-	(200.201)	
PIS	(6.567)	(37)	-	(6.530)	(30.557)	(127)	-	-	(30.430)	
COFINS	(30.212)	(171)	-	(30.041)	(112.398)	(586)	-	-	(111.812)	
Quota para Reserva Global de Reversão - RGR	(8.619)	(42)	-	(8.577)	(32.095)	(161)	-	-	(31.934)	
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(1.968)	(6)	-	(1.962)	(7.234)	(22)	-	-	(7.212)	
Fundo de des. científico e tecnológico - FNDCT	(1.968)	(6)	-	(1.962)	(7.234)	(22)	-	-	(7.212)	
Ministério de minas e energia - MME	(982)	(3)	-	(979)	(3.618)	(11)	-	-	(3.607)	
Taxa de fiscalização de energia elétrica - TFSEE	(2.171)	(7)	-	(2.164)	(8.019)	(25)	-	-	(7.994)	
Receita operacional líquida	492.359	1.335	-	491.024	1.811.175	5.236	-	-	1.805.939	
Custo de operação	(98.361)	(2.067)	-	(96.294)	(345.574)	(6.280)	-	-	(339.294)	
Custo dos serviços prestados	(38.323)	(1.179)	-	(37.144)	(129.054)	(2.730)	-	-	(126.324)	
Depreciação / Amortização	(60.038)	(888)	-	(59.150)	(216.520)	(3.550)	-	-	(212.970)	
Lucro bruto	393.998	(732)	-	394.730	1.465.601	(1.044)	-	-	1.466.645	
Despesas e receitas operacionais	(26.171)	(660)	(596)	(26.107)	(43.545)	(894)	(883)	-	(43.534)	
Administrativas e gerais	(13.296)	(412)	-	(12.884)	(29.216)	(472)	-	-	(28.744)	
Pessoal	(12.270)	(248)	-	(12.022)	(35.536)	(422)	-	-	(35.114)	
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	(596)	(596)	-	-	(883)	-	(883)	
Depreciação / Amortização	(522)	-	-	(522)	(2.019)	-	-	-	(2.019)	
Outras receitas	9	-	-	9	24.530	-	-	-	24.530	
Outras despesas	(92)	-	-	(92)	(1.304)	-	-	-	(1.304)	
EBIT	367.827	(1.392)	(596)	368.623	1.422.056	(1.938)	(883)	-	1.423.111	
Depreciação / Amortização	(60.560)	(888)	-	(59.672)	(218.539)	(3.550)	-	-	(214.989)	
EBITDA	428.387	(504)	(596)	428.295	1.640.595	1.612	(883)	-	1.638.100	
Despesas financeiras	(218.635)	(7)	-	11.498	(707.741)	(16)	-	48.583	(659.142)	
Encargos de dívidas	(204.373)	-	-	(204.373)	(637.354)	-	-	-	(637.354)	
Variações cambiais	502	-	-	502	2.271	-	-	-	2.271	
Outras	(14.764)	(7)	-	(14.764)	(72.658)	(16)	-	48.583	(24.059)	
Receitas financeiras	8.130	153	-	7.977	24.543	222	-	-	24.321	
Receitas de aplicações financeiras	7.271	153	-	7.424	18.587	211	-	-	18.798	
Outras	859	-	-	859	5.956	11	-	-	5.945	
EBT	157.322	(1.246)	(596)	169.470	738.858	(1.732)	(883)	48.583	788.290	
IR / CSLL	(18.103)	77	-	(18.180)	(81.059)	-	-	-	(81.059)	
Imposto de renda	(4.831)	52	-	(4.779)	(28.904)	-	-	-	(28.904)	
Contribuição social	(13.260)	25	-	(13.235)	(52.155)	-	-	-	(52.155)	
Imposto de renda diferido	(12)	-	-	(12)	264	-	-	-	252	
CSLL diferido	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Lucro líquido Consolidado	139.219	(1.169)	(596)	151.290	657.799	(1.732)	(883)	48.583	707.231	
Participação de não controladores	-	-	-	-	(63.383)	-	-	-	(296.037)	
Lucro líquido Alupar				87.907					411.194	

Análise do desempenho Combinado de Transmissão - Societário IFRS

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

Receita de Infraestrutura

Volume de investimento (CAPEX) efetuado nas empresas de transmissão

Receita de Trans. de Energia

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

Remuneração do Ativo Financeiro

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

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

Receita de Infraestrutura

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

Receita de Trans. de Energia

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

Correção Monetária Ativo

Inflação acumulada do período aplicada sobre o saldo do Ativo Contratual

Remuneração do Ativo Contratual

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

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

Ativo Contratual em 30/9/2021 (Projetos em Operação)	Ativo Contratual em 30/09/2021 (Projetos Fase de Construção)
+	+
Receita de Infraestrutura entre 01/10/2021 e 31/12/2021	Receita de Infraestrutura entre 01/10/2021 e 31/12/2021
+	=
Correção monetária ativo contratual entre 01/10/2021 e 31/12/2021	Ativo Contratual em 31/12/2021
+	
Remuneração do Ativo Contratual entre 01/10/2021 e 31/12/2021	
+	
Receita de Transmissão de Energia entre 01/10/2021 e 31/12/2021	
-	
RAP entre 01/10/2021 e 31/12/2021	
-	
Caso exista, Valor Residual recebido entre 01/10/2021 e 31/12/2021	
=	
Ativo Contratual em 31/12/2021	

Receita Líquida - IFRS

Totalizou **R\$ 944,5 mm** no 4T21, ante os **R\$ 2.065,3 mm** apurados no 4T20. As principais variações foram:

(a) redução de **R\$ 1.169,1 mm** na receita bruta:

Em 1º de dezembro de 2020 a CVM divulgou o Ofício-Circular nº 4 que orienta quanto a aspectos relevantes do CPC 47 (IFRS 15) do CPC48 (IFRS 9) a serem observados na elaboração das Demonstrações Contábeis das Companhias Transmissoras de Energia Elétrica em 31 de dezembro de 2020.

Com base nas orientações do Ofício, a Companhia e suas controladas reavaliaram as premissas de cálculo das margens de construção e O&M e as taxas de remuneração, já consideradas na adoção inicial do CPC 47, para adequação as determinações do Ofício, desta forma, parte desta adequação foi contabilizada no 4T20.

Segue abaixo as principais variações nestas contas:

(i) redução de **R\$ 179,3 mm** na **Receita de Remuneração do Ativo de Concessão**, que registrou **R\$ 887,7 mm** neste trimestre ante os **R\$ 1.067,0 mm** contabilizados no 4T20. Segue abaixo principais variações:

Transmissoras									
Receita de Remuneração do Ativo da Concessão	ETC	TPE	TSM	TCC	ENTE	EBTE	STN	Demais Transmissoras	Total
4T21	17,3	142,2	219,5	96,4	20,7	24,2	17,2	350,2	887,7
4T20	64,4	438,0	13,3	39,0	(168,3)	176,1	64,5	439,9	1.067,0
Variações	(47,1)	(295,8)	206,2	57,4	189,0	(151,9)	(47,3)	(89,8)	(179,3)

(ii) redução de **R\$ 263,5 mm** na **Receita de Transmissão de Energia**, que registrou **R\$ 114,0 mm** neste trimestre ante os **R\$ 377,6 mm** contabilizados no 4T20. Segue abaixo principais variações:

Transmissoras							
Receita de Transmissão de Energia	EATE	EBTE	Transleste	Transirapé	ENTE	Demais Transmissoras	Total
4T21	19,0	2,0	3,2	2,5	18,0	69,3	114,0
4T20	71,8	(13,1)	35,7	15,8	188,6	78,7	377,6
Variações	(52,8)	15,1	(32,5)	(13,4)	(170,6)	(9,4)	(263,5)

(iii) redução de **R\$ 726,2 mm** na **Receita de Infraestrutura**, que totalizou **R\$ 90,4 mm** no 4T21, ante os **R\$ 816,6 mm** registrados no 4T20, principalmente pela:

(iii.i) redução dos investimentos nos projetos ETB, TPE, TCC e TSM os quais foram concluídos e;

(iii.iii) redução dos investimentos na transmissora ESTE, a qual está com sua entrada em operação prevista para o 1T22.

Segue abaixo a abertura das principais variações:

Transmissoras							
Receita de Infraestrutura	ETB	TPE	TCC	ESTE	TSM	Demais Transmissoras	Total
4T21	-	-	-	2,0	83,8	4,5	90,4
4T20	138,3	179,7	129,4	149,9	271,8	(52,4)	816,6
Variações	(138,3)	(179,7)	(129,4)	(147,8)	(188,0)	56,9	(726,2)

(b) redução de **R\$ 48,3 mm** nas **Deduções**, principalmente pela queda de R\$ 61,8 mm nas transmissoras ETB, TPE, TCC as quais apresentaram redução de R\$ 447,3 mm na receita de infraestrutura, em decorrência das respectivas entradas em operação comercial.

EBITDA e Margem EBITDA - IFRS

Totalizou **R\$ 613,7 mm** no 4T21, ante os **R\$ 1.448,7 mm** apurados no 4T20.

A Margem EBITDA Ajustada atingiu **90,6%**, ante os **95,6%** registrados no mesmo período do ano passado.

Os principais impactos nesta conta foram:

(a) redução de **R\$ 1.169,1 mm** na **Receita Bruta – IFRS**, sendo:

(i) redução de **R\$ 726,2 mm** na **Receita de Infraestrutura**, que totalizou **R\$ 90,4 mm** no 4T21, ante os **R\$ 816,6 mm** registrados no 4T20;

(ii) redução de **R\$ 179,3 mm** na **Receita de Remuneração do Ativo de Concessão**, que registrou **R\$ 887,7 mm** neste trimestre ante os **R\$ 1.067,0 mm** contabilizados no 4T20;

(iii) redução de **R\$ 263,5 mm** na **Receita de Transmissão de Energia**, que totalizou **R\$ 114,0 mm** neste trimestre, ante os **R\$ 377,6 mm** registrados no 4T20;

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

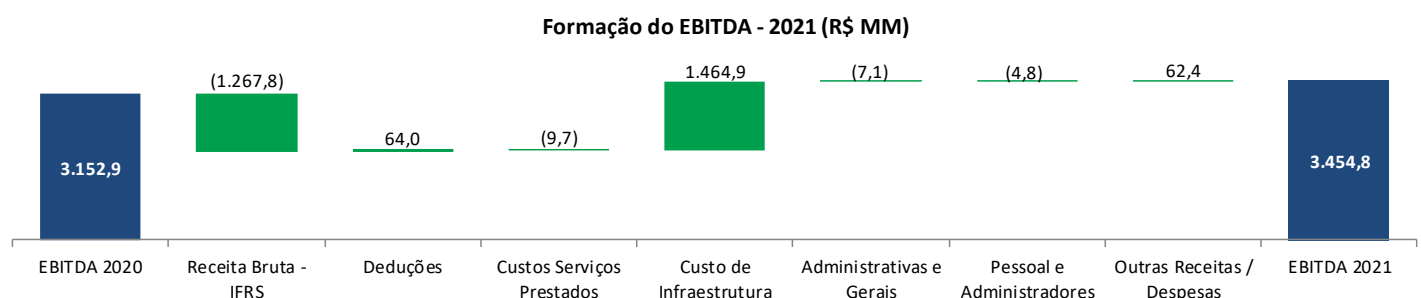
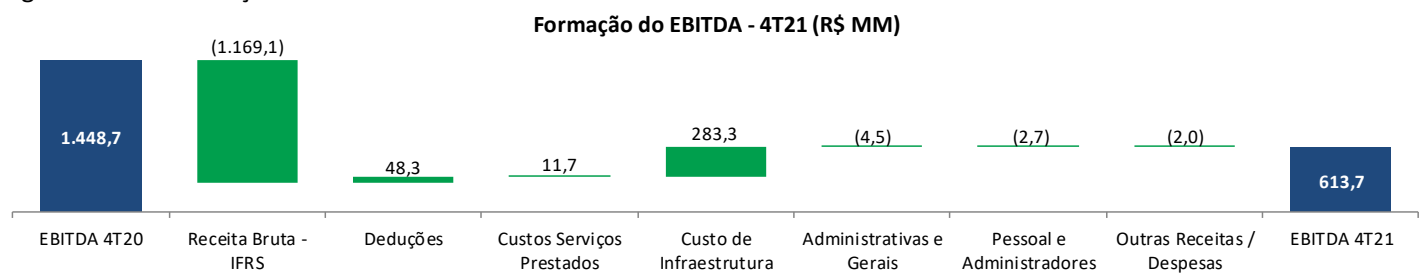
(b) redução de **R\$ 48,3 mm** nas Deduções principalmente pela queda de **R\$ 61,8 mm** nas deduções de impostos e encargos diferidos, das transmissoras ETB, TPE e TCC.

(c) redução de **R\$ 11,7 mm** nos **Custos dos Serviços Prestados**, principalmente pela queda de **R\$ 10,9 mm** na transmissora ENTE, uma vez que no 4T20 ocorreram investimentos extraordinários referentes à internalização da operação e manutenção que eram antes terceirizados. Como estes investimentos não tem receita atrelada, não são contabilizados como custo de infraestrutura.

(d) redução de **R\$ 283,3 mm** no **Custo de Infraestrutura**, basicamente pela conclusão de parte dos projetos que estavam em implantação. Abaixo as principais variações:

Custo de Infraestrutura	Transmissoras						Total
	ETB	TPE	TCC	TSM	ESTE	Demais Transmissoras	
4T21	-	-	1,9	195,5	61,1	8,8	267,4
4T20	16,8	149,9	116,4	181,9	75,7	10,1	550,7
Variações	(16,8)	(149,9)	(114,5)	13,7	(14,6)	(1,3)	(283,3)

Segue abaixo a formação do EBITDA:



Lucro Líquido - IFRS

Totalizou **R\$ 269,2 mm** no 4T21, ante os **R\$ 977,4 mm** apurados no 4T20.

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

(a) redução de **R\$ 834,9 mm** no **EBITDA**, principalmente pelo:

- (i) redução de R\$ 1.120,8 mm na receita líquida das transmissoras;
- (ii) redução de R\$ 283,3 mm no custo de infraestrutura e;
- (iii) redução de R\$ 11,7 mm nos Custos dos Serviços Prestados.

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

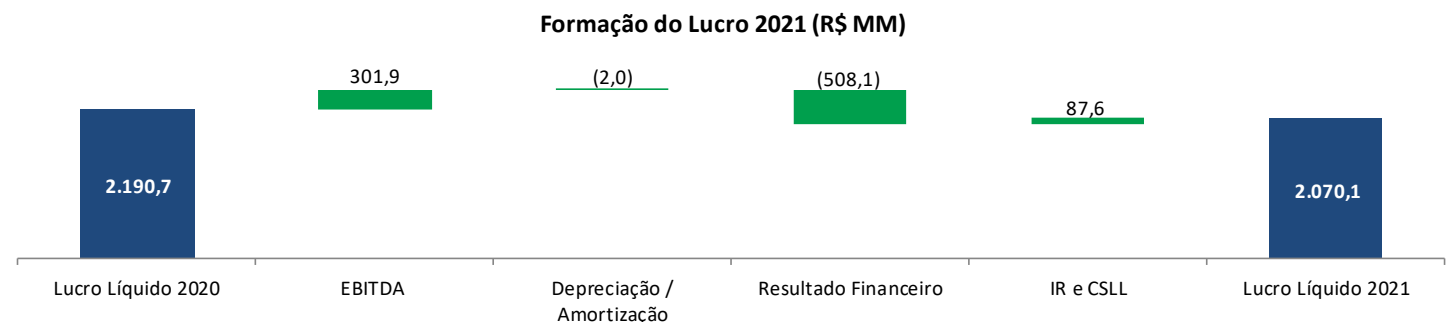
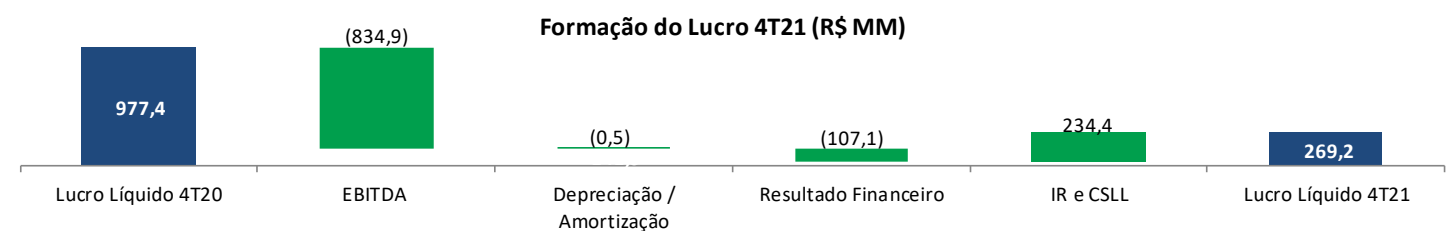
(b) aumento de **R\$ 107,1 mm** no **Resultado Financeiro**, principalmente pelo crescimento de **R\$ 111,1 mm** nas **Despesas Financeiras**:

- (i.i) aumento de **R\$ 78,0 mm** em razão das entradas em operação comercial das transmissoras TPE, ETB, TCC e TSM, que impactaram esta conta em R\$ 25,7 mm, R\$ 9,0 mm, R\$ 41,3 mm e R\$ 2,0 mm, respectivamente e;
- (i.ii) aumento da taxa média dos depósitos interfinanceiros (“CDI”), que registrou 1,82% no acumulado do 4T21, ante os 0,46% no acumulado do 4T20.

(c) redução de **R\$ 234,4 mm** no **IRPJ/CSLL**, principalmente pela redução de **R\$ 234,7 mm** no **IRPJ/CSLL Diferido**. Segue abaixo as principais variações nesta conta:

IR / CSLL (Corrente / Diferido)	Transmissoras							Total
	ETB	TSM	ESTE	EATE	TPE	EBTE	Demais Transmissoras	
4T21	11,7	26,5	(13,6)	22,9	26,9	4,1	52,7	131,3
4T20	60,1	26,1	23,6	62,7	138,5	(26,4)	81,1	365,7
Variações	(48,3)	0,4	(37,2)	(39,8)	(111,6)	30,5	(28,5)	(234,4)

Segue abaixo a formação do Lucro Líquido:



Consolidação de Resultado - Transmissão Societário (IFRS)

	Trimestre findo em 31/12/2021				Período findo em 31/12/2021					
	Transmissão Combinado	Controle Compartilhado		Eliminação	Transmissão Consolidado	Transmissão Combinado	Controle Compartilhado		Eliminação	Transmissão Consolidado
		TNE	Equivalência Patrimonial				TNE	Equivalência Patrimonial		
Receita operacional bruta	1.092.113	6.017		1.086.096	5.031.104	25.541				5.005.563
Receita de transmissão de energia	128.559	430		128.129	455.844	1.657				454.187
Receita de infraestrutura	90.378	(523)		90.901	1.033.400	477				1.032.923
Remuneração do Ativo de Concessão (-) Parcela variável	887.699	6.110		881.589	3.564.408	23.407				3.541.001
	(14.523)	-		(14.523)	(22.548)	-				(22.548)
Deduções da receita operacional bruta	(147.613)	(811)		(146.802)	(506.328)	(3.324)				(503.004)
PIS	(6.567)	(37)		(6.530)	(30.557)	(127)				(30.430)
COFINS	(30.212)	(171)		(30.041)	(112.398)	(586)				(111.812)
PIS diferido	(17.014)	(72)		(16.942)	(50.513)	(319)				(50.194)
COFINS diferido	(78.329)	(335)		(77.994)	(232.678)	(1.471)				(231.207)
Quota para Reserva Global de Reversão - RGR	(8.619)	(42)		(8.577)	(32.095)	(161)				(31.934)
Quota para Reserva Global de Reversão - RGR diferido	336	(115)		451	(17.184)	(503)				(16.681)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(1.968)	(6)		(1.962)	(7.234)	(22)				(7.212)
Fundo nacional de des. científico e tecnológico - FNDCT	(1.968)	(6)		(1.962)	(7.234)	(22)				(7.212)
Ministério de minas e energia - MME	(982)	(3)		(979)	(3.618)	(11)				(3.607)
Taxa de fiscalização de energia elétrica - TFSEE	(2.171)	(7)		(2.164)	(8.019)	(25)				(7.994)
Taxa de fiscalização de energia elétrica - TFSEE diferido	(119)	(17)		(102)	(4.798)	(77)				(4.721)
Receita operacional líquida	944.500	5.206		939.294	4.524.776	22.217				4.502.559
Custo de operação	(306.969)	(3.003)		(303.966)	(1.078.674)	(7.582)				(1.071.092)
Custo dos serviços prestados	(38.307)	(1.165)		(37.142)	(135.521)	(2.674)				(132.847)
Custo de infraestrutura	(267.371)	(1.830)		(265.541)	(938.201)	(4.861)				(933.340)
Depreciação / Amortização	(1.291)	(8)		(1.283)	(4.952)	(47)				(4.905)
Lucro bruto	637.531	2.203		635.328	3.446.102	14.635				3.431.467
Despesas e receitas operacionais	(25.676)	(661)	537	(24.478)	1.461	(895)	5.255			7.611
Administrativas e gerais	(12.683)	(413)		(12.270)	(26.746)	(473)				(26.273)
Pessoal	(12.270)	(248)		(12.022)	(35.536)	(422)				(35.114)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	537	537	-	-	5.255			5.255
Depreciação / Amortização	(591)	-		(591)	(2.322)	-				(2.322)
Outras receitas	(40)	-		(40)	77.404	-				77.404
Outras despesas	(92)	-		(92)	(11.339)	-				(11.339)
EBIT	611.855	1.542	537	610.850	3.447.563	13.740	5.255			3.439.078
Depreciação / Amortização	(1.882)	(8)		(1.874)	(7.274)	(47)				(7.227)
EBITDA	613.737	1.550	537	612.724	3.454.837	13.787	5.255			3.446.305
Despesas financeiras	(219.452)	(7)		(207.947)	(717.797)	(19)		48.583		(669.195)
Encargos de dívidas	(205.190)	-		(205.190)	(647.410)	(3)		-		(647.407)
Variações cambiais	502	-		502	2.271	-		-		2.271
Outras	(14.764)	(7)	11.498	(3.259)	(72.658)	(16)		48.583		(24.059)
Receitas financeiras	8.118	153		7.965	31.363	222				31.141
Receitas de aplicações financeiras	7.271	153		7.118	18.587	211				18.376
Outras	847	-		847	12.776	11				12.765
	(211.334)	146		(199.982)	(686.434)	203		-	48.583	(638.054)
EBT	400.521	1.688	537	410.868	2.761.129	13.943	5.255	48.583		2.801.024
IR / CSLL	(131.347)	(635)		(130.712)	(690.995)	(3.640)				(687.355)
Imposto de renda	(4.831)	52		(4.883)	(28.904)	-				(28.904)
Contribuição social	(13.260)	25		(13.285)	(52.419)	-				(52.419)
Imposto de renda diferido	(90.791)	(524)		(90.267)	(439.039)	(3.295)				(435.744)
CSLL diferido	(22.465)	(188)		(22.277)	(170.633)	(345)				(170.288)
Lucro líquido Consolidado	269.174	1.053	537	280.156	2.070.134	10.303	5.255	48.583		2.113.669
Participação de não controladores					(119.800)					(943.665)
Lucro líquido Alupar				160.356						1.170.004

Projetos em Construção:

Transmissoras em Implantação	Extensão (Km)	RAP (MM) ⁽¹⁾	Investimento Previsto ANEEL (MM) ⁽²⁾	Investimento Realizado (MM) ⁽³⁾	Entrada em Operação (Regulatória)	Entrada em Operação (Previsão Gerencial)
TNE ⁽⁴⁾	715	R\$ 329,1	R\$ 1.777,1 ⁽⁵⁾	R\$ 310,4	2024	2024
ELTE	40	R\$ 57,5	R\$ 450,0	R\$ 25,9	2024	2024
TCE	200	US\$ 24,0	US\$ 130,0	US\$ 61,1 ⁽⁶⁾	2023	2023

(1) Ciclo 2021/2022

(2) Investimento na data base prevista no edital dos respectivos leilões.

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

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

(5) Investimento inicial de R\$ 969,0 em set/11, atualizado pelo IPCA até dez/21.

(6) Considerando o valor imobilizado do ativo apresentado nas demonstrações financeiras regulatórias. Considerando US\$ 1,0 = R\$ 5,58 (Base 31/12/2021)

Projetos em fase de Licenciamento Ambiental

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

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

Em 19 de dezembro de 2016, foi publicado o Despacho Aneel nº 3.265, refletindo a decisão de sua diretoria, tomada na reunião realizada em 13 de dezembro de 2016, que trata da rescisão amigável do contrato de concessão da TNE, com recomendação para: (i) acolher o pedido da TNE e, no mérito, dar-lhe parcial provimento reconhecendo que há elementos para extinção do Contrato de Concessão nº 003/2012- ANEEL; e (ii) encaminhar os autos do 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 objeto para 36 meses, a ser contado a partir da assinatura de Termo de Aditivo Contratual; e (iii) convocar a contratada para, até 31 de outubro de 2019, assinar o aditivo. A presente decisão encontra-se disposta no Despacho ANEEL nº 2.502/2019.

Em 23 de setembro de 2019, considerando que a proposta de reequilíbrio econômico financeiro ao Contrato de Concessão apresentada pela ANEEL se mostrou deficitária, a TNE apresentou à Agência pedido de reconsideração ao Despacho ANEEL Nº 2.502/2019. Em 31.10.2019, foi publicado no DOU, o Despacho ANEEL nº 2951/2019, dando provimento parcial ao pedido de reconsideração da TNE, suspendendo a convocação da TNE para assinatura do Termo Aditivo, originalmente previsto para até 31.10.2019, até que o referido recurso 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 (trinta e seis) meses, a ser contado a partir da assinatura do Termo Aditivo Contratual; e (iii) convocar a TNE para, até 30 de junho de 2021, assinar o respectivo aditivo contratual. Esta decisão 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). Consequentemente, 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 encontra-se em discussão por meio 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 determinam o Termo de Compromisso Arbitral e o Aditivo ao Contrato de Concessão. A ANEEL tem até 120 dias a partir da data do referido protocolo para analisar e deliberar sobre o pleito. Em caso de negativa, será iniciado o procedimento arbitral entre as partes.

No âmbito do Processo Judicial nº: 1012027-22.2017.4.01.3400, em março de 2021, foi prolatada sentença julgando procedente em parte a ação proposta, para determinar a rescisão do contrato de concessão nº003/2012-ANEEL e condenar a União Federal a indenizar a TNE das perdas materiais a serem apuradas em liquidação de sentença. Posteriormente, em 08/10/2021 foi protocolada petição, em conjunto com União e IBAMA, requerendo a extinção do feito e homologação da transação, em decorrência do compromisso arbitral firmado, com o objetivo de submeter a controvérsia à apreciação do juízo arbitral, nos moldes do §1º do art. 9º da Lei n. 9.307/96.

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

Status dos Projetos:

Transmissoras em Implantação	Contrato de Concessão	Estado	Licenciamento Ambiental	Enquadramento REIDI		Projeto Prioritário
				MME	RFB	MME
TCE (Colômbia)	23/11/2016	Risaralda / Tolima / Cundinamarca / Caldas	ANLA Protocolado 05/04/19	-	-	-
ELTE	05/09/2014 / 08/01/2021	SP	CETESB Manoel da Nóbrega LI Emitida: 30/11/2021 Domênico Rangoni LP Protocolada 02/07/2021	Protocolo 16/03/2021	-	Aprovado 17/04/2015

TCE: É uma SPE para exploração da concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica através da *Transmisora Colombiana de Energia S.A.S* que é composta por uma linha de transmissão de 500kV ligando a Subestação Nueva Esperanza (próximo à Bogotá) e a Subestação La Virginia (próximo à Pereira), com aproximadamente 200 km de extensão e prazo de implementação até julho de 2023.

No 4T21, a TCE recebeu do Ministerio de Minas y Energia da Colômbia, segundo a Resolução 40394, datada de 13/12/2021, a extensão do prazo da entrada em operação da TCE em 580 dias, alterando assim a data de entrada em operação para 03/07/2023. E também, foi informado que a Resolução CREG 015 de 2017, estabeleceu à TCE o direito de recebimento da RAP, a partir de 01/12/2021, sendo a RAP atual da TCE de USD 24.030.743,00.

Adicionalmente, em razão da licença ambiental emitida parcialmente em janeiro/2021, contemplando 98% da linha de transmissão, a TCE segue em negociação com o órgão ambiental local para a obtenção de licença ambiental integral do projeto. Houve continuidade nas negociações fundiárias e nas atividades de estudo de arqueologia da linha de transmissão.

Marcos do Projeto: Evolução Fundiária: 88%.

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).

No 4T21 foi expedida a Licença de Instalação pela CETESB da Subestação Manoel da Nóbrega de 230/88 kV, possibilitando o planejamento do início da implantação.

Em relação a subestação Domênico Rangoni e a linha de transmissão 345/138kV, foi realizada a audiência pública pelo CONSEMA, dando prosseguimento aos trâmites do processo de licenciamento ambiental.

Marcos do Projeto: Evolução Fundiária - 47%

Análise do Desempenho Combinado da Geração - Societário (IFRS)

Apresentamos abaixo os números combinados do segmento de Geração da Alupar. Cabe ressaltar que estes números refletem a soma de 100% dos números de cada uma das subsidiárias de Geração, da mesma forma que está apresentada na **Nota Explicativa 31** de "Informações por Segmento" das demonstrações financeiras de 2021.

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	3T21	4T21	4T20	Var.%	2021	2020	Var.%	
Receita Líquida	210,3	219,0	168,2	30,3%	773,7	579,2	33,6%	
Custos Operacionais	(36,3)	30,3	(28,8)	-	(57,0)	(104,7)	(45,5%)	
Depreciação / Amortização	(43,4)	(33,7)	(26,7)	26,3%	(130,6)	(126,2)	3,5%	
Compra de Energia	(71,7)	(30,1)	(30,9)	(2,6%)	(178,7)	(88,4)	102,1%	
Despesas Operacionais	(6,5)	(10,0)	(5,6)	80,7%	(27,7)	(21,3)	30,0%	
EBITDA (CVM 527)	95,8	209,2	102,9	103,2%	510,3	364,8	39,9%	
Margem EBITDA	45,6%	95,5%	61,2%	34,3 p.p	66,0%	63,0%	3,0 p.p	
Resultado Financeiro	(72,3)	(16,4)	(84,0)	(80,4%)	(194,7)	(206,0)	(5,5%)	
Lucro Líquido / Prejuízo	(23,1)	113,5	(14,0)	-	128,7	18,3	603,4%	
Dívida Líquida*	1.419,5	1.409,2	1.428,0	(1,3%)	1.409,2	1.428,0	(1,3%)	
Dívida Líquida / EBITDA**	3,7	1,7	3,5		2,8	3,9		

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

Receita Líquida

Totalizou **R\$ 219,0 mm** no 4T21, 30,3% superior aos **R\$ 168,2 mm** apurados no 4T20. Esta variação deve-se principalmente ao aumento de R\$ 51,6 mm no faturamento, sendo os principais impactos:

- (+) R\$ 25,3 mm na UHE Ferreira Gomes;
- (+) R\$ 14,2 mm na UHE La Virgen
- (+) R\$ 3,6 mm na PCH Lavrinhas;
- (+) R\$ 3,7 mm na PCH Queluz;
- (+) R\$ 3,6 mm nas Eólicas Energia dos Ventos;
- (-) R\$ 3,1 mm na PCH Verde 8;

Faturamento	PCH Queluz			PCH Lavrinhas			PCH Verde 08			UHE Ferreira Gomes			EÓLICA EDVs			UHE La Virgen			Total	
	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Valor
4T21																				
Contrato Bilateral ACR										237.252	128,46	30.605	88.099	179,52	15.815				326.351	46.420
Contrato Bilateral ACL	23.184	426,42	9.886	23.184	426,42	9.886				88.099	220,26	19.405				92.567	153,32	14.192	227.034	53.369
Comercialização	57.568	192,99	11.110	57.848	192,53	11.137	73.706	195,04	14.376				6.175	249,16	1.539		2.536		195.298	40.698
Partes Relacionadas	2.232	309,70	691	2.232	309,70	691	2.232	309,70	691	73.800	419,51	30.960								33.034
CCEE/Ajustes			1.467			1.418			1.064			4.644			416					9.010
Impostos																				
Total			23.154			23.133			16.130			87.152			18.769			14.192		182.530
4T20																				
Contrato Bilateral ACR										237.782	119,76	28.476	88.099	171,30	15.091				325.882	43.567
Contrato Bilateral ACL	23.184	322,94	7.487	23.184	322,94	7.487				88.099	202,08	17.803							134.467	32.777
Comercialização	42.026	181,89	7.644	42.163	183,05	7.718	67.526	237,34	16.027				58.701	203,42	11.941				210.417	43.330
Partes Relacionadas	4.416	216,03	954	4.416	216,03	954	12.513	190,04	2.378	21.161	169,08	3.578							42.506	7.864
CCEE/Ajustes			3.350			3.391			820			74			44					7.679
Impostos																				
Total			19.435			19.550			19.225			61.872			15.135					135.217
Variações			3.719			3.583			(3.095)			25.280			3.634			14.192		47.313

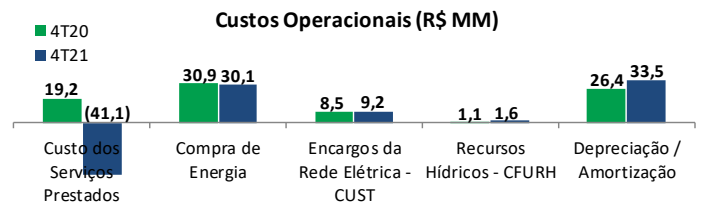
Segue abaixo abertura do Faturamento das geradoras:

Faturamento Geradoras / Comercialização	Energia Faturada (MWh)	Preço Médio (R\$/MWh)	Receita Bruta (R\$ milhões)
1. Longo Prazo - Faturamento de Contratos Bilaterais	1.014.356	219,47	222,6
1.1 ACR	482.907	177,87	85,9
1.2 ACL	255.655	246,41	63,0
1.3 ACL - Comercialização	275.794	267,34	73,7
2. SPOT / CCEE			11,9
3. IMPOSTOS (ICMS) / Outros Ajustes			-
4. TOTAL GERAÇÃO BRUTO			234,5
5. COMERCIALIZAÇÃO ALUPAR			26,4
6. TOTAL GERAÇÃO / COMERCIALIZAÇÃO			260,9
7. ELIMINAÇÕES			(53,8)
8. GERAÇÃO CONSOLIDADO			207,0

Custo do Serviço

Totalizou **R\$ 33,3 mm** no 4T21, ante os **R\$ 86,1 mm** registrados no 4T20. Esta variação é explicada principalmente pelo:

(a) aumento de **R\$ 7,0 mm** na conta **Depreciação / Amortização**, principalmente pelo incremento na UHE La Virgen, que não apresentou valor no 4T20 e teve, neste trimestre, um saldo contabilizado de R\$ 5,2 mm, dada a entrada em operação comercial da usina em julho/21.



(b) redução de **R\$ 60,3 mm** na linha **Custo dos Serviços Prestados**, decorrente do reconhecimento dos direitos de extensão das Outorgas, em razão da assinatura dos Termos de Aceitação, conforme as Resoluções Homologatórias nº 2.919 e nº 2.932 que homologaram os prazo de extensão das outorgas das usinas hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE. Segue abaixo a abertura do reconhecimento financeiro por usina:

EXTENSÃO OUTORGAS					
Ativo	Assinatura Contrato / Autorização	Resolução Homologatória	Extensão (nº dias)	Final Concessão	Impacto Financeiro Direito de Extensão
Queluz	07/04/2004	nº 2.919	1.467	13/04/2038	R\$ 5,6 mm
Lavrinhas	07/04/2004	nº 2.919	1.468	14/04/2038	R\$ 7,0 mm
Verde 08	24/10/2012	nº 2.919	161	23/11/2044	R\$ 0,7 mm
Foz do Rio Claro	15/08/2006	nº 2.932	1.953	20/12/2046	R\$ 18,9 mm
Ijuí	15/08/2006	nº 2.932	1.648	18/02/2046	R\$ 13,1 mm
Ferreira Gomes	09/11/2010	nº 2.932	584	16/06/2047	R\$ 17,4 mm
Total					R\$ 62,8 mm

(c) aumento de **R\$ 0,7 mm** nos **Encargos da Rede Elétrica – CUST**, principalmente pelo crescimento de R\$ 0,6 mm na UHE Ferreira Gomes, devido ao reajuste das TUSTs para o ciclo 2021-2022 (Resolução Homologatória Anel nº 7.896 de 13/07/2021);

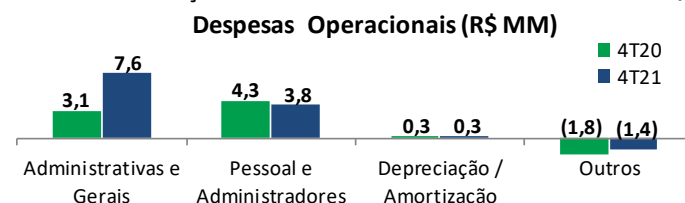
Despesas Operacionais

Totalizaram **R\$ 10,3 mm** no 4T21, ante os **R\$ 5,8 mm** apurados no 4T20. Esta variação deve-se basicamente ao aumento de **R\$ 4,4 mm** na conta **Administrativas e Gerais**, sendo:

(+) R\$ 3,1 mm na UHE La Virgen, em razão da entrada em operação comercial do ativo, em julho/21;

(+) R\$ 0,2 mm na UHE FRC, em função de despesas com auditoria, relacionadas ao processo de abertura de capital (categoria B);

(+) R\$ 0,6 mm nas PCHs Queluz e Lavrinhas e nas UHEs FGE e Ijuí, em virtude de despesas relacionadas ao licenciamento e desenvolvimento de software;



EBITDA

No 4T21, o EBITDA totalizou R\$ 209,2 mm, 103,2% superior aos R\$ 102,9 mm registrados no 4T20.

O EBITDA foi impactado principalmente pelo:

(a) aumento de R\$ 51,6 mm na **Receita Bruta**, conforme abaixo:

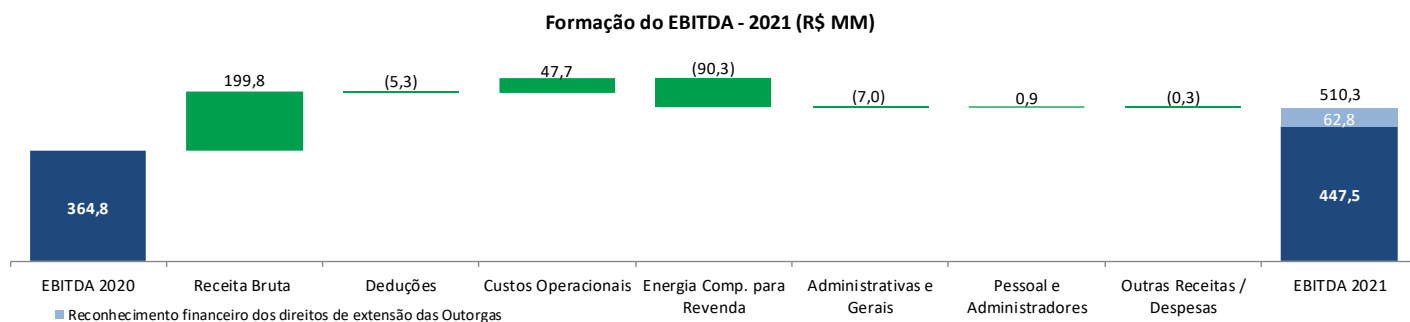
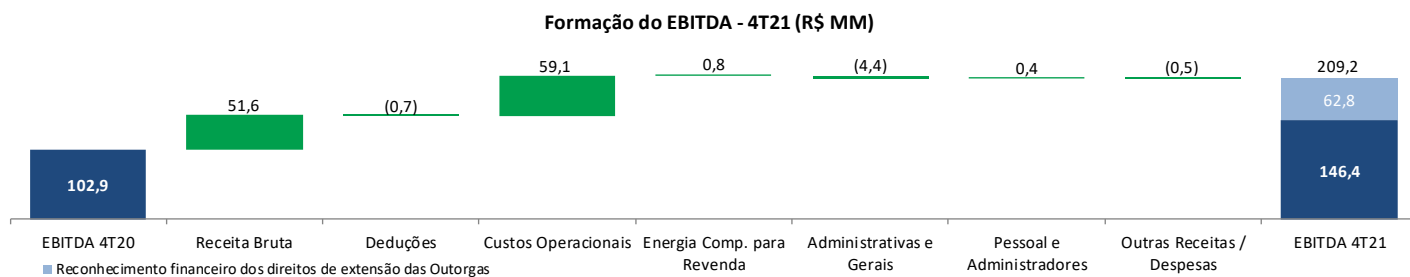
Faturamento	UHE Foz do Rio Claro			UHE Ijuí			PCH Queluz			PCH Lavrinhas			PCH Verde 08			UHE Ferreira Gomes			EÓLICA EDVs			PCH Morro Azul			UHE La Virgen			Geração Combinado	
	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Valor			
4T21																													
Contrato Bilateral ACR	88.488	244,48	21.633	68.068	262,11	17.841																							
Contrato Bilateral ACL							23.184	426,42	9.886	23.184	426,42	9.886																	
Comercialização							57.568	192,99	11.110	57.848	192,53	11.137	73.706	195,04	14.376	6.175	249,16	1.539				2.536							
Partes Relacionadas							2.232	309,70	691	2.232	309,70	691	2.232	309,70	691	73.800	419,51	30.960											
CCEE/Ajustes			1.349			1.532			1.467			1.418			1.064			4.644			416								
Impostos																													
Total			22.983			19.373			23.154			23.133			16.130			87.152			18.769			9.626			14.192	234.512	
4T20																													
Contrato Bilateral ACR	88.152	227,38	20.044	67.809	243,71	16.526																							
Contrato Bilateral ACL							23.184	322,94	7.487	23.184	322,94	7.487																	
Comercialização							42.026	181,89	7.644	42.163	183,05	7.718	67.526	237,34	16.027	58.701	203,42	11.941							31.846	307,54	9.794		
Partes Relacionadas							4.416	216,03	954	4.416	216,03	954	12.513	190,04	2.378	21.161	169,08	3.578											
CCEE/Ajustes			821			279			3.350			3.391			820			74			44								
Impostos						247																					247		
Total			20.865			17.052			19.435			19.550			19.225			61.872			15.135			9.794			0	182.928	
Variações			2.118			2.321			3.719			3.583			(3.095)			25.280			3.634			(168)			14.192	51.584	

(b) redução de R\$ 59,1 mm nos **Custos Operacionais**, principalmente pela queda R\$ 60,3 mm nos **Custo dos Serviços Prestados**, em razão da contabilização da extensão das Outorgas:

Ativo	EXTENSÃO OUTORGAS					Impacto Financeiro Direito de Extensão
	Assinatura Contrato / Autorização	Resolução Homologatória	Extensão (nº dias)	Final Concessão		
Queluz	07/04/2004	nº 2.919	1.467	13/04/2038	R\$ 5,6 mm	
Lavrinhas	07/04/2004	nº 2.919	1.468	14/04/2038	R\$ 7,0 mm	
Verde 08	24/10/2012	nº 2.919	161	23/11/2044	R\$ 0,7 mm	
Foz do Rio Claro	15/08/2006	nº 2.932	1.953	20/12/2046	R\$ 18,9 mm	
Ijuí	15/08/2006	nº 2.932	1.648	18/02/2046	R\$ 13,1 mm	
Ferreira Gomes	09/11/2010	nº 2.932	584	16/06/2047	R\$ 17,4 mm	
Total					R\$ 62,8 mm	

(c) aumento de R\$ 4,4 mm nas despesas **Administrativas e Gerais**, principalmente pelo aumento de R\$ 3,1 mm na UHE La Virgen, em razão da entrada em operação comercial do ativo. Para mais detalhes, vide seção "Despesas Operacionais".

Segue abaixo a formação do EBITDA:



Lucro Líquido

No 4T21, o segmento de geração registrou um lucro de **R\$ 113,5 mm**, ante o prejuízo de **R\$ 14,0 mm** registrados no 4T20.

Este resultado é explicado:

(a) aumento de **R\$ 106,3 mm** no **EBITDA**, conforme explicado anteriormente na seção “EBITDA”.

(b) aumento de **R\$ 7,0 mm** na conta **Depreciação / Amortização**, sendo:

(+) **R\$ 5,8 mm** na linha **Depreciação**, principalmente pelo aumento de R\$ 5,2 mm na UHE La Virgen, em razão da entrada em operação comercial do ativo e;

(+) **R\$ 1,2 mm** na conta **Amortização**, proveniente do reconhecimento da amortização do direito de extensão de Outorgas, contabilizada no ativo intangível;

(c) redução de **R\$ 67,6 mm** no **Resultado Financeiro**, sendo:

(i) redução **R\$ 36,5 mm** nas despesas financeiras, conforme detalhado abaixo:

(-) **R\$ 43,5 mm** nas PCHs Queluz e Lavrinhas, dado que no 4T20 foi contabilizada uma despesa financeira de R\$ 43,4 mm referente à atualização monetária do passivo do GSF, pela variação do Índice Geral de Preços - Mercado (“IGP-M”), o que não ocorreu neste trimestre, dada a quitação deste passivo no 1T21.

(-) **R\$ 12,4 mm** na UHE La Virgen, decorrente da variação cambial entre os períodos (efeito não caixa);

(+) **R\$ 12,3 mm** na UHE Foz do Rio Claro, em razão da 1ª emissão de debêntures, em outubro/21, no montante de R\$ 600,0 mm, ao custo de CDI +1,70% e;

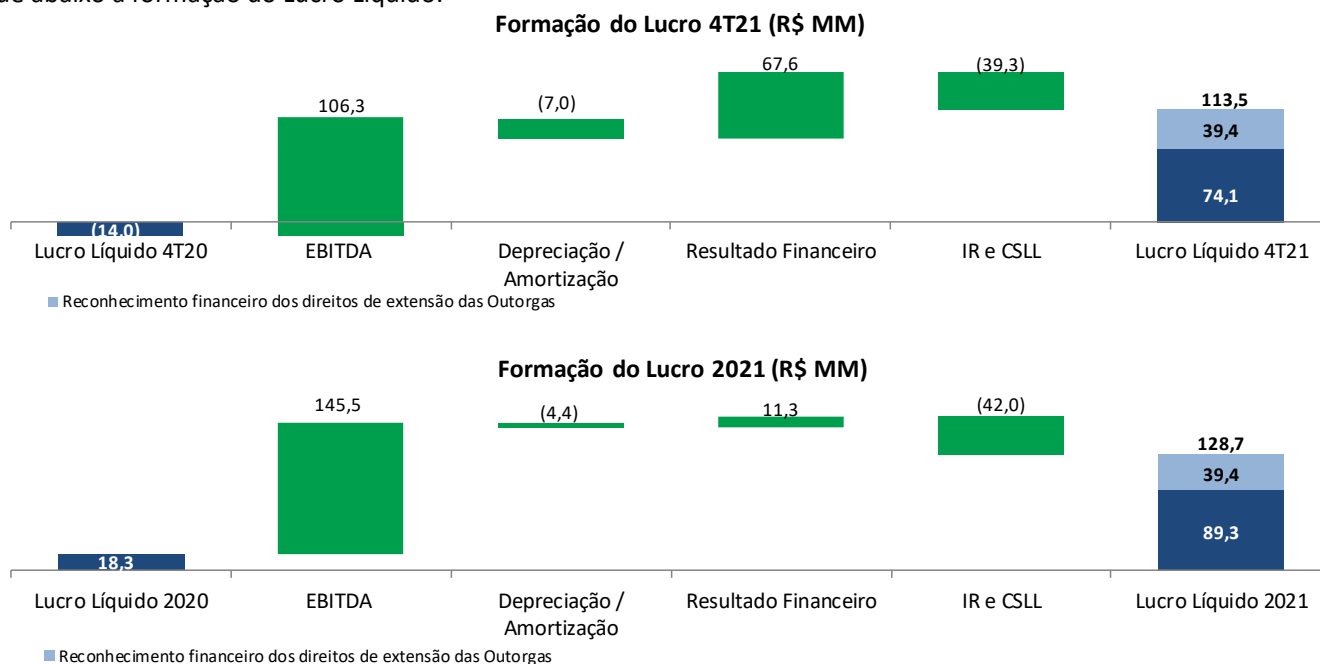
(+) **R\$ 4,6 mm** na UHE Ferreira Gomes, principalmente, em razão do aumento de **R\$ 3,1 mm** na linha Outras Despesas Financeiras, dado a atualização do UBP (Uso do Bem Público), em função da extensão do prazo de concessão.

(ii) aumento de **R\$ 31,0 mm** nas receitas financeiras, sendo:

(+) **R\$ 9,1 mm** na UHE Foz do Rio Claro, decorrente da receita com aplicações financeiras proveniente do caixa obtido com a captação da 1ª emissão de debêntures e;

(+) **R\$ 18,4 mm** nas PCHs Queluz e Lavrinhas, em razão dos juros / atualização monetária sobre as contas a receber de clientes, referente ao saldo de faturas em aberto.

Segue abaixo a formação do Lucro Líquido:

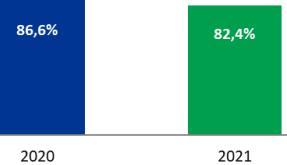


Indicadores Operacionais – Geração

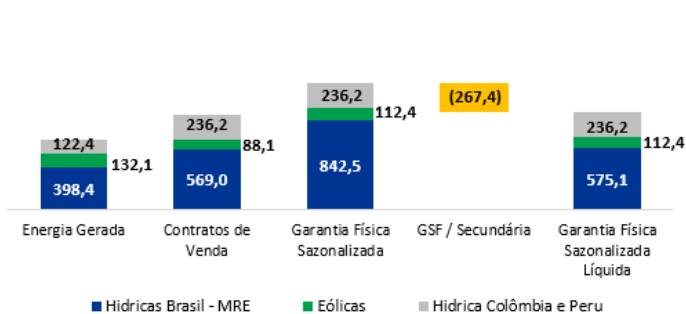
A disponibilidade inferior a 100% é resultado dos desligamentos para manutenções preventivas anuais dos equipamentos e manutenções contratuais programadas com o fornecedor.

O balanço energético da Companhia abaixo demonstra o impacto do GSF de 267,4 GWh no 4T21, além de uma exposição positiva na CCEE de 6,1 GWh, devido à estratégia de sazonalização adotada pela Companhia.

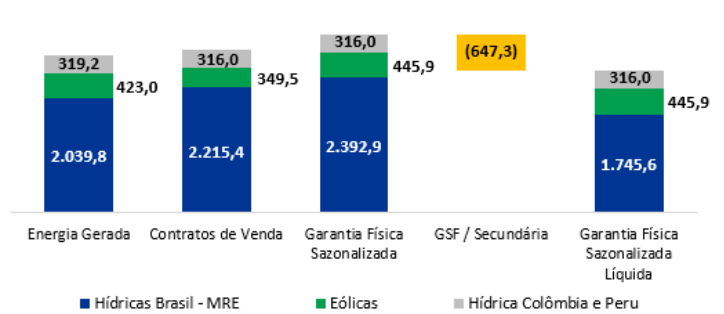
Disponibilidade Geradoras Considerando paradas programadas



Contratos de Venda x Energia Gerada (GWh) 4T21



Contratos de Venda x Energia Gerada (GWh) - 2021



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

Comercialização

As **compras** totalizaram **R\$ 58,4 mm** neste trimestre ante os **R\$ 44,3 mm** apurados no 4T20.

- (i) compra de 39,9 MW da UHE Ferreira Gomes pela comercializadora da Alupar no submercado norte, totalizando R\$ 19,4 mm;
- (ii) compra de 33,4 MW pela comercializadora da Alupar no submercado sudeste, totalizando R\$ 30,9 mm;
- (iii) compra de 20,0 MW no Mecanismo de Venda de Excedentes de energia (MVE) para 2º semestre, ao preço médio de R\$ 207,00/MWh, totalizando R\$ 9,1 mm;
- (iv) compra de 3,0 MW das PCHs Queluz, Lavrinhas e Verde 08, totalizando R\$ 2,1 mm;
- (v) Créditos de PIS/Cofins no montante de R\$ 3,1 mm.

A comercializadora Alupar registrou um **faturamento** de **R\$ 26,4 mm** no 4T21, ante os **R\$ 39,6 mm** registrados no 4T20.

- (i) venda de 87,7 MW para o mercado, totalizando R\$ 22,6 mm, referente a energia comprada, conforme item (i), (ii) e (iii) da seção compras;
- (ii) venda para a UHE Foz do Rio Claro de 4,3 MW, totalizando R\$ 1,4 mm, conforme item (iii) da seção compras;
- (iii) liquidação na CCEE de 1,4 MW, totalizando R\$ 0,2 mm, referente ao item (iii) compras;
- (iv) venda para o mercado de 3,0 MW, totalizando R\$ 2,1 mm, conforme item (iv) compras.

Eliminações

No 4T21 as eliminações entre operações “intercompany” totalizaram **R\$ 53,8 milhões**, conforme detalhado abaixo:

Empresas	Valores (Milhões de R\$)
Alupar ↔ Foz do Rio Claro	1,4
Ferreira Gomes ↔ Alupar	19,4
Ferreira Gomes ↔ Alupar	30,9
Queluz ↔ Alupar	0,7
Lavrinhas ↔ Alupar	0,7
Verde 08 ↔ Alupar	0,7
Total	53,8

Consolidação de Resultado – Geração

	Trimestre findo em 31/12/2021				Período findo em 31/12/2021					
	Geração Combinado	Comercialização	AF Energia + ACE	Eliminações Intercompany	Geração Consolidado	Geração Combinado	Comercialização	AF Energia + ACE	Eliminações Intercompany	Geração Consolidado
Receita operacional bruta	234.512	26.351	3.463	(57.306)	207.020	825.631	136.929	10.606	(175.530)	797.636
Suprimento de Energia	234.512	26.351	-	(53.843)	207.020	825.631	136.929	-	(164.924)	797.636
Consultoria e assessoramento na área regulatória	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Serviços de operação e manutenção	-	-	3.463	(3.463)	-	-	-	10.606	(10.606)	-
Deduções da receita operacional bruta	(15.467)	(2.438)	(468)	-	(18.373)	(51.908)	(12.664)	(1.415)	-	(65.987)
PIS	(2.470)	(435)	(57)	-	(2.962)	(8.139)	(2.259)	(175)	-	(10.573)
COFINS	(11.382)	(2.003)	(263)	-	(13.648)	(37.510)	(10.405)	(806)	-	(48.721)
ICMS	-	-	-	-	-	(600)	-	-	-	(600)
ISS	-	-	(148)	-	(148)	-	-	(434)	-	(434)
IVA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Quota para Reserva Global de Reversão - RGR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(468)	-	-	-	(468)	(1.535)	-	-	-	(1.535)
Fundo nacional de des. científico e tecnológico - FNDCT	(468)	-	-	-	(468)	(1.535)	-	-	-	(1.535)
Ministério de minas e energia - MME	(234)	-	-	-	(234)	(767)	-	-	-	(767)
Taxa de fiscalização de energia elétrica - TFSEE	(445)	-	-	-	(445)	(1.822)	-	-	-	(1.822)
Receita operacional líquida	219.045	23.913	2.995	(57.306)	188.647	773.723	124.265	9.191	(175.530)	731.649
Compras e despesas operacionais	(33.317)	(58.745)	(1.854)	57.306	(36.610)	(365.136)	(133.644)	(5.284)	175.530	(328.534)
Compra de Energia	(30.130)	(58.444)	-	53.843	(34.731)	(178.685)	(132.404)	-	164.924	(146.165)
Encargos do uso da rede elétrica - CUST	(9.213)	-	-	-	(9.213)	(34.599)	-	-	-	(34.599)
Comp. fin. pela utilização de recursos hídricos - CFURH	(1.627)	-	-	-	(1.627)	(9.139)	-	-	-	(9.139)
Custo dos serviços prestados	41.115	(301)	(1.819)	3.463	42.458	(13.256)	(1.240)	(5.150)	10.606	(9.040)
Depreciação/Amortização	(33.341)	-	(35)	-	(33.376)	(128.943)	-	(134)	-	(129.077)
Utilização do Bem Público - UBP	(121)	-	-	-	(121)	(514)	-	-	-	(514)
Lucro bruto	185.728	(34.832)	1.141	-	152.037	408.587	(9.379)	3.907	-	403.115
Despesas e receitas operacionais	(10.312)	-	-	-	(10.312)	(28.872)	-	-	-	(28.872)
Administrativas e gerais	(7.551)	-	-	-	(7.551)	(21.628)	-	-	-	(21.628)
Depreciação / Amortização	(279)	-	-	-	(279)	(1.125)	-	-	-	(1.125)
Pessoal	(3.845)	-	-	-	(3.845)	(9.500)	-	-	-	(9.500)
Resultado de Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras receitas	1.363	-	-	-	1.363	3.381	-	-	-	3.381
Outras despesas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBIT	175.416	(34.832)	1.141	-	141.725	379.715	(9.379)	3.907	-	374.243
Depreciação / Amortização	(33.741)	-	(35)	-	(33.776)	(130.582)	-	(134)	-	(130.716)
EBITDA	209.157	(34.832)	1.176	-	175.501	510.297	(9.379)	4.041	-	504.959
Despesa Financeira	(49.471)	-	(148)	-	(49.619)	(236.181)	-	(410)	-	(236.591)
Encargos de dívidas	(53.697)	-	(146)	-	(53.843)	(160.989)	-	(405)	-	(161.394)
Variações cambiais	9.395	-	-	-	9.395	(57.835)	-	-	-	(57.835)
Outras	(5.169)	-	(2)	-	(5.171)	(17.357)	-	(5)	-	(17.362)
Receitas financeiras	33.025	-	266	-	33.291	41.434	-	784	-	42.218
Receitas de aplicações financeiras	14.714	-	123	-	14.837	22.699	-	391	-	23.090
Outras	18.311	-	143	-	18.454	18.735	-	393	-	19.128
EBT	158.970	(34.832)	1.259	-	125.397	184.968	(9.379)	4.281	-	179.870
IR / CSLL	(45.461)	-	(408)	-	(45.869)	(56.299)	-	(966)	-	(57.265)
Imposto de renda	(10.511)	-	(296)	-	(10.807)	(17.430)	-	(699)	-	(18.129)
Contribuição social	(6.895)	-	(112)	-	(7.007)	(10.488)	-	(267)	-	(10.755)
Imposto de renda diferido	(20.031)	-	-	-	(20.031)	(21.178)	-	-	-	(21.178)
CSLL diferido	(8.024)	-	-	-	(8.024)	(7.203)	-	-	-	(7.203)
Lucro líquido Consolidado - Geradoras + Comercialização + Serviço	113.509	(34.832)	851	-	79.528	128.669	(9.379)	3.315	-	122.605
Lucro líquido Consolidado - Geradoras					113.509					128.669
Participação de não controladores					(15.352)					(25.733)
Lucro líquido Alupar - Geradoras					98.157					102.936
Lucro líquido Alupar					64.176					96.872

Projetos em Construção:

Geradoras	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MW)	Investimento Previsto (Milhões)	Investimento Realizado (Milhões)	Entrada em Operação (Regulatório)	Entrada em Operação (Previsão Gerencial)
Antônio Dias	23,0	11,4	R\$ 202,5 ⁽¹⁾	R\$ 12,2	-	-
Agreste Potiguar						
São João (EAP I)	25,2	14,9	R\$ 140,5 ⁽²⁾	R\$ 35,0	2023	2023
Santa Régia (EAP II)	37,8	23,1	R\$ 209,8 ⁽²⁾	R\$ 52,2	2023	2023
UFV Pitombeira	61,7	14,9	R\$ 215,0 ⁽³⁾	-	2023	2023

⁽¹⁾ Investimento previsto pela área de implantação na data base dez/13 (R\$ 125,0 mm) atualizado pelo IPCA até dez/21.
⁽²⁾ Valores não contemplam o capex da conexão (R\$ 95 mm) / Valores data base jan21
⁽³⁾ Valores data base de jun/21

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

Agreste Potiguar: O cluster Agreste Potiguar foi constituído para a implantação de sete parques eólicos no estado do Rio Grande do Norte, no município de Jandaira, totalizando 214,2 MW de capacidade instalada. Os sete parques já receberam as licenças de instalação e dois deles - AW São João e AW Santa Regia, já receberam a Outorga da ANEEL. O início da execução das obras aconteceu no 3T21. No 4T21 foram concluídas as concretagens das 6/6 bases dos aerogeradores de São João e 4/9 bases dos aerogeradores de Santa Régia.

UFV Pitombeira: A UFV Pitombeira foi constituída para a implantação de uma usina fotovoltaica no estado do Ceará, no município de Aracati, totalizando 61,68 MWp / 47,25MWac de capacidade instalada. A UFV será implantada na mesma área do parque Eólico Energia dos Ventos IV (EOL Pitombeira).

Análise do Resultado Consolidado

Receita Operacional Líquida - IFRS

A Alupar e suas subsidiárias registraram Receita Líquida de R\$ 1.127,9 mm no 4T21, ante os R\$ 2.275,3 mm registrados no mesmo período do ano passado.

	Receita Líquida (R\$ MM)				2021	2020	Var.%
	3T21	4T21	4T20	Var.%			
Receita de Transmissão de Energia	121,3	113,6	376,8	(69,8%)	431,6	591,2	(27,0%)
Receita de Infraestrutura	245,4	90,9	815,8	(88,9%)	1.032,9	3.241,7	(68,1%)
Receita de Remuneração do Ativo de Concessão	674,2	881,6	1.106,6	(20,3%)	3.541,0	2.266,3	56,2%
Receita de Suprimento de Energia	237,4	207,0	195,2	6,0%	797,6	645,9	23,5%
Receita Bruta – IFRS	1.278,3	1.293,1	2.494,4	(48,2%)	5.803,2	6.745,1	(14,0%)
Deduções	110,7	165,2	219,1	(24,6%)	569,0	604,3	(5,8%)
Receita Líquida IFRS	1.167,7	1.127,9	2.275,3	(50,4%)	5.234,2	6.140,7	(14,8%)

(a) redução de R\$ 1.213,1 mm no faturamento das transmissoras, principalmente pela:

(i) redução de R\$ 724,9 mm na **Receita de Infraestrutura**, conforme abaixo:

Receita de Infraestrutura	Transmissoras						Total
	ETB	TPE	TCC	ESTE	TSM	Demais Transmissoras	
4T21	-	-	-	2,0	83,8	5,1	90,9
4T20	138,3	179,7	129,4	149,9	271,8	(53,2)	815,8
Variáveis	(138,3)	(179,7)	(129,4)	(147,8)	(188,0)	58,2	(724,9)

(ii) redução de R\$ 225,0 mm na **Receita de Remuneração do Ativo da Concessão** e de R\$ 263,2 mm na **Receita de Transmissão de Energia**.

Com base nas orientações do Ofício-Circular nº 4 que orienta quanto aos aspectos relevantes do CPC 47 (IFRS 15) do CPC48 (IFRS 9), divulgado pela CVM em dezembro de 2020, a Companhia e suas controladas reavaliaram as premissas de cálculo das margens de construção e O&M e as taxas de remuneração, já consideradas na adoção inicial do CPC 47. Deste modo, parte desta adequação foi contabilizada no 4T20.

(b) aumento de R\$ 11,8 mm na **Receita de Suprimento de Energia**, conforme tabela abaixo:

Faturamento	Geração Combinado			Alupar Comercializadora			Eliminações			Geração Consolidado			
	4T21	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor
Contrato Bilateral ACR		482.907	177,87	85.895							482.907	177,87	85.895
Contrato Bilateral ACL		255.655	246,41	62.995				(88.099)	220,27	(19.405)	167.556	260,15	43.590
Comercialização		195.298	208,39	40.698	200.225	123,39	24.706				395.523	165,36	65.404
Partes Relacionadas		80.496	410,38	33.034	9.413	149,05	1.403	(89.909)	383,02	(34.437)	-	-	0
CCEE/Ajustes				11.890			242						12.132
Impostos													-
Total				234.512			26.351			(53.843)			207.020

Faturamento	Geração Combinado			Alupar Comercializadora			Eliminações			Geração Consolidado			
	4T20	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor
Contrato Bilateral ACR		481.843	166,31	80.137							481.843	166,31	80.137
Contrato Bilateral ACL		166.313	255,97	42.571				(88.099)	202,08	(17.803)	78.214	316,67	24.768
Comercialização		210.417	205,92	43.330	226.476	158,83	35.971				436.893	181,51	79.301
Partes Relacionadas		42.506	184,98	7.863	6.624	246,07	1.630	(49.130)	193,20	(9.492)	-	-	-
CCEE/Ajustes				8.780			1.985						10.764
Impostos				247									247
Total				182.928			39.586			(27.295)			195.219
Variáveis				51.584			(13.235)			(26.548)			11.801

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

Custos dos Serviços - IFRS

No 4T21, os Custos dos Serviços totalizaram **R\$ 340,6 mm**, 51,5% inferior aos **R\$ 702,8 mm** apurados no 4T20.

Segue abaixo as principais variações nesse grupo de contas:

(a) redução de **R\$ 284,3 mm** nos **Custos de Infraestrutura**. Abaixo as principais variações:

Custo de Infraestrutura	Transmissoras						Total
	ETB	TPE	TCC	TSM	ESTE	Demais Transmissoras	
4T21	-	-	1,9	195,5	61,1	7,0	265,5
4T20	16,8	149,9	116,4	181,9	75,7	9,3	549,8
Variações	(16,8)	(149,9)	(114,5)	13,7	(14,6)	(2,3)	(284,3)

(b) redução de **R\$ 73,5 mm** nos **Custos dos Serviços Prestados**, conforme abaixo:

(-) **R\$ 10,9 mm** na transmissora ENTE, uma vez que no 4T20 ocorreram investimentos extraordinários referentes à internalização da operação e manutenção que eram antes terceirizados. Como estes investimentos não tem receita atrelada, não são contabilizados como custo de infraestrutura.

(-) **R\$ 62,8 mm** nas usinas, em razão da assinatura dos Termos de Aceitação, conforme as Resoluções Homologatórias nº 2.919 e nº 2.932 que homologaram os prazo de extensão das outorgas das usinas hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE. Segue abaixo a abertura do reconhecimento financeiro por usina:

Ativo	EXTENSÃO OUTORGAS					Impacto Financeiro Direito de Extensão
	Assinatura Contrato / Autorização	Resolução Homologatória	Extensão (nº dias)	Final Concessão		
Queluz	07/04/2004	nº 2.919	1.467	13/04/2038	R\$ 5,6 mm	
Lavrinhas	07/04/2004	nº 2.919	1.468	14/04/2038	R\$ 7,0 mm	
Verde 08	24/10/2012	nº 2.919	161	23/11/2044	R\$ 0,7 mm	
Foz do Rio Claro	15/08/2006	nº 2.932	1.953	20/12/2046	R\$ 18,9 mm	
Ijuí	15/08/2006	nº 2.932	1.648	18/02/2046	R\$ 13,1 mm	
Ferreira Gomes	09/11/2010	nº 2.932	584	16/06/2047	R\$ 17,4 mm	
Total					R\$ 62,8 mm	

(c) redução de **R\$ 13,2 mm** na **Energia Comprada para Revenda**, conforme tabela abaixo:

Compra de Energia	Geração Combinado			Alupar Comercializadora			Eliminações			Geração Consolidado			
	4T21	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor
Comercialização	(136.373)	193,48	(26.386)	(44.160)	207,00	(9.141)					(180.533)	196,79	(35.527)
CCEE/Ajustes			(2.008)										(2.008)
Partes Relacionadas	(9.413)	149,11	(1.404)	(168.595)	311,04	(52.439)	178.008	302,47	53.843				
Impostos			(333)			3.136							2.803
Total			(30.130)			(58.444)			53.843				(34.731)

Compra de Energia	Geração Combinado			Alupar Comercializadora			Eliminações			Geração Consolidado			
	4T20	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor
Comercialização	(107.496)	183,33	(19.707)	(102.550)	219,22	(22.481)					(210.046)	200,85	(42.188)
CCEE/Ajustes			(10.190)			(261)							(10.451)
Partes Relacionadas	(7.353)	248,19	(1.825)	(129.876)	196,12	(25.471)	137.230	198,90	27.295				
Reclassificação													-
Impostos			797			3.931							4.728
Total			(30.925)			(44.282)			27.295				(47.912)
Variações			795			(14.162)			26.548				13.181

(d) aumento de **R\$ 7,6 mm** na conta **Depreciação / Amortização**, sendo:

(+) **R\$ 6,4 mm** na linha **Depreciação**, principalmente pelo aumento de R\$ 5,2 mm na UHE La Virgen, em razão da entrada em operação comercial do ativo e;

(+) **R\$ 1,2 mm** na conta **Amortização**, proveniente do reconhecimento da amortização do direito de extensão de Outorgas, contabilizada no ativo intangível;

O custo caixa, excluindo o custo de infraestrutura (Capex) e a depreciação/amortização, totalizou **R\$ 40,3 mm** (3,6% da Receita Líquida), ante os **R\$ 125,7 mm** (5,5% da Receita Líquida) registrados no mesmo período do ano passado.

Segue abaixo a abertura dos Custos:

Custo dos Serviços	Custo dos Serviços R\$ (MM)				2021	2020	Var.%
	3T21	4T21	4T20	Var.%			
Custo dos Serviços Prestados	61,3	(5,3)	68,2	-	141,9	184,4	(23,1%)
Energia Comprada para Revenda	50,8	34,7	47,9	(27,5%)	146,2	141,8	3,1%
Encargos da Rede Elétrica - CUST	9,2	9,2	8,5	8,5%	34,6	32,8	5,5%
Recursos Hídricos - CFURH	1,8	1,6	1,1	42,6%	9,1	8,4	8,3%
Custo de Infraestrutura	163,9	265,5	549,8	(51,7%)	933,3	2.204,3	(57,7%)
Depreciação / Amortização	43,5	34,8	27,2	28,0%	134,5	127,8	5,2%
Total	330,6	340,6	702,8	(51,5%)	1.399,6	2.699,6	(48,2%)

Despesas Operacionais - IFRS

No 4T21, as Despesas Operacionais totalizaram **R\$ 44,5 mm**, ante os **R\$ 40,7 mm** apurados no 4T20.

Esta variação de **R\$ 3,8 mm** neste grupo de contas deve-se à:

(a) aumento de **R\$ 11,5 mm** na conta **Administrativas e Gerais**:

(+) **R\$ 2,8 mm** nas transmissoras Transleste, Transudeste e Transirapé, em razão da provisão dos honorários advocatícios de *success fee*;

(+) **R\$ 0,6 mm** nas transmissoras TPE, TCC e ETB, em razão das respectivas entradas em operação comercial;

(+) **R\$ 3,1 mm** na UHE La Virgen, em razão da entrada em operação comercial do ativo, em julho/21;

(+) **R\$ 3,0 mm** na Alupar – Holding, principalmente pela baixa contábil de projetos de geração que foram descontinuados.

(b) aumento de **R\$ 12,3 mmm** na Equivalência Patrimonial, exclusivamente pela variação no resultado da TNE, que totalizou neste trimestre um lucro líquido de R\$ 1,1 mm, frente a ao prejuízo de R\$ 23,0 mm contabilizado no 4T20. Este prejuízo contabilizado no 4T20, deve-se às alterações de premissas de cálculo das margens de construção e O&M e das taxas de remuneração, já consideradas na adoção inicial do CPC 47, para adequação às determinações do Ofício-Circular nº 4, divulgado em 1º de dezembro de 2020 pela CVM.

(c) aumento de **R\$ 2,5 mm** na conta **Pessoal e Administradores**, em razão do aumento de R\$ 2,6 mm nas transmissoras TPE, TCC e ETB, devido a entrada em operação comercial dos ativos (ETB: out/20; TPE: out/20; TCC: mar/21).

Despesas Operacionais R\$ (MM)							
Despesas Operacionais	3T21	4T21	4T20	Var.%	2021	2020	Var.%
Administrativas e Gerais	14,8	23,6	12,1	94,8%	57,3	49,8	15,1%
Pessoal e Administradores	11,0	21,5	19,0	13,0%	71,5	63,7	12,2%
Equivalência Patrimonial	(1,1)	(0,5)	11,7	(104,6%)	(5,3)	9,2	(157,0%)
Outros	(46,8)	(1,1)	(3,8)	(70,9%)	(74,1)	(7,5)	890,0%
Depreciação / Amortização	0,9	1,1	1,6	(32,2%)	5,1	7,4	(31,1%)
Total	(21,3)	44,5	40,7	9,5%	54,6	122,6	(55,5%)

EBITDA - IFRS

No 4T21 o EBITDA totalizou **R\$ 778,7 mm**, ante os **R\$ 1.560,6 mm** registrados no 4T20.

A Margem EBITDA Ajustada atingiu 90,3%, ante os 90,4% apurados no 4T20.

Segue abaixo as principais variações no EBITDA:

(a) redução de **R\$ 1.201,3 mm** no **Faturamento**, em razão da: (i) redução de **R\$ 1.213,1 mm** na **Receita do Segmento de Transmissão de Energia** e; (ii) aumento de **R\$ 11,8 mm** na **Receita de Suprimento de Energia**. Para mais informações sobre as variações na Receita, favor verificar a seção “Receita Operacional Líquida - IFRS”;

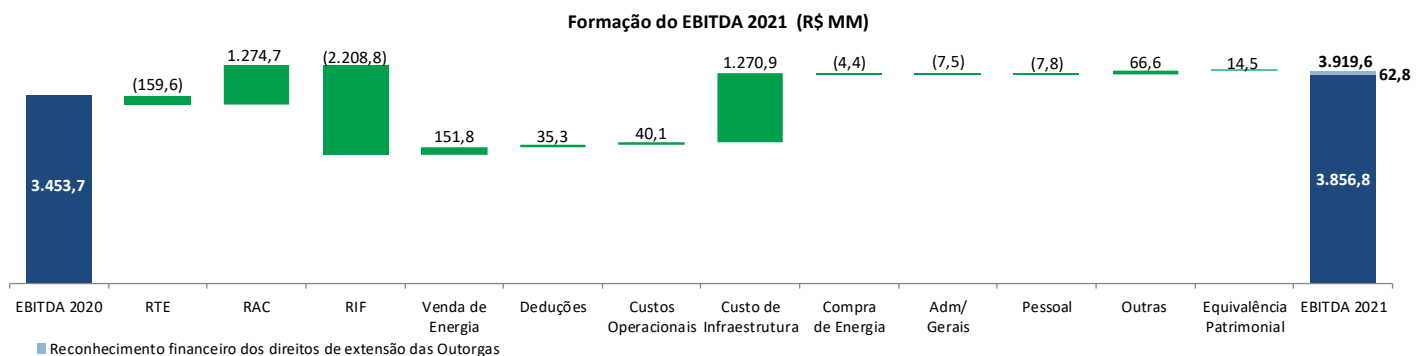
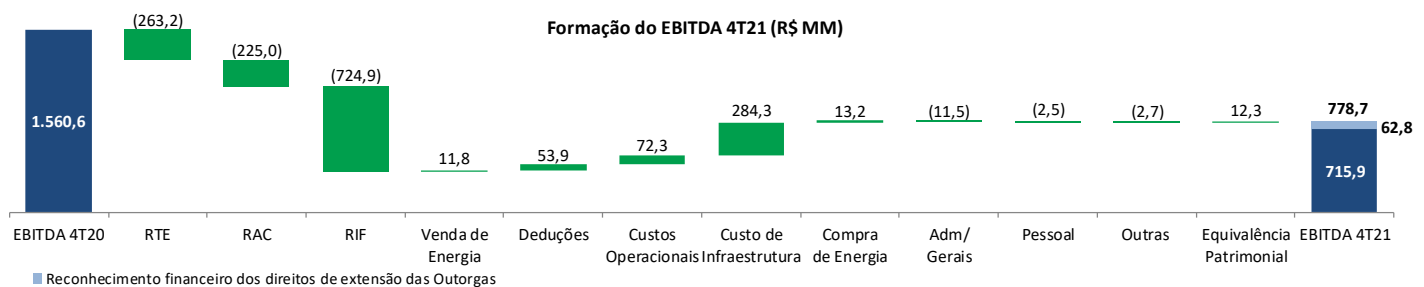
(b) redução de **R\$ 284,3 mm** nos **Custos de Infraestrutura**, conforme detalhado abaixo:

Custo de Infraestrutura	Transmissoras						Total
	ETB	TPE	TCC	TSM	ESTE	Demais Transmissoras	
4T21	-	-	1,9	195,5	61,1	7,0	265,5
4T20	16,8	149,9	116,4	181,9	75,7	9,3	549,8
Variações	(16,8)	(149,9)	(114,5)	13,7	(14,6)	(2,3)	(284,3)

Segue abaixo a formação do EBITDA:

	EBITDA - IFRS (R\$ MM)				2021	2020	Var.%
	3T21	4T21	4T20	Var.%			
Receita Líquida - IFRS	1.167,7	1.127,9	2.275,3	(50,4%)	5.234,2	6.140,7	(14,8%)
Custos Operacionais	(72,3)	(5,5)	(77,8)	(92,9%)	(185,6)	(225,7)	(17,7%)
Custo de Infraestrutura	(163,9)	(265,5)	(549,8)	(51,7%)	(933,3)	(2.204,3)	(57,7%)
Compra de Energia	(50,8)	(34,7)	(47,9)	(27,5%)	(146,2)	(141,8)	3,1%
Despesas Operacionais	21,0	(44,0)	(27,3)	60,9%	(54,8)	(106,1)	(48,4%)
Equivalência Patrimonial	1,1	0,5	(11,7)	-	5,3	(9,2)	-
EBITDA	902,8	778,7	1.560,6	(50,1%)	3.919,6	3.453,7	13,5%
Margem EBITDA	77,3%	69,0%	68,6%	0,4 p.p	74,9%	56,2%	18,7 p.p
Margem EBITDA Ajustada*	89,9%	90,3%	90,4%	(0,1 p.p)	91,1%	87,7%	3,4 p.p

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



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

Resultado Financeiro

Totalizou **R\$ (216,6) mm** no 4T21, ante os **R\$ (203,3) mm** registrados no mesmo período do ano anterior.

Esta variação no resultado financeiro é explicada principalmente pela:

(a) aumento de **R\$ 43,0 mm** nas Receitas Financeiras, sendo:

(+) **R\$ 18,1 mm** na Alupar Holding, basicamente pelo aumento da taxa média dos depósitos interfinanceiros (“CDI”), que registrou 1,82% no acumulado do 4T21, ante os 0,46% no acumulado do 4T20;

(+) **R\$ 18,4 mm** nas PCHs Queluz e Lavrinhas, em razão dos juros / atualização monetária sobre as contas a receber de clientes, referente ao saldo de faturas em aberto e;

(+) **R\$ 9,1 mm** na UHE Foz do Rio Claro, decorrente da receita com aplicações financeiras proveniente do caixa obtido com a captação da 1ª emissão de debêntures.

(b) aumento de **R\$ 56,3 mm** nas Despesas Financeiras, sendo os principais impactos:

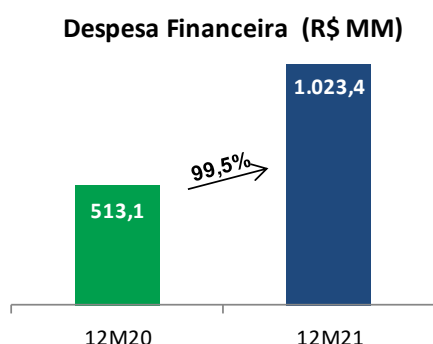
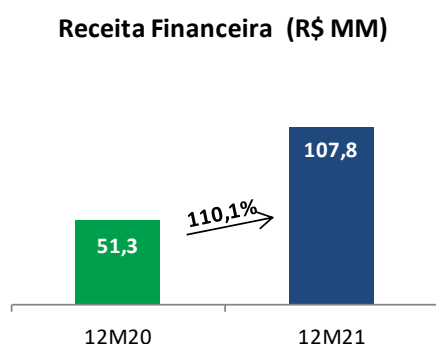
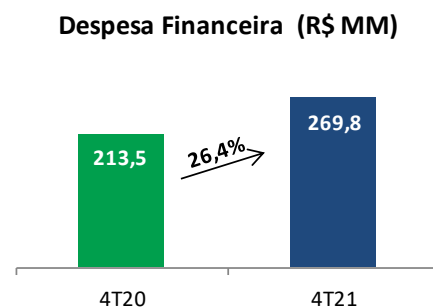
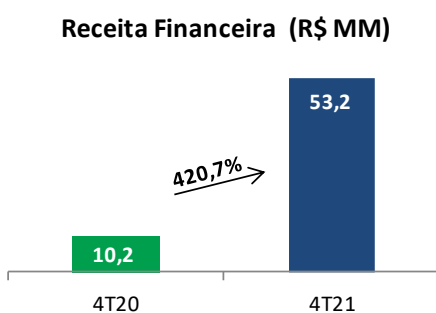
(+) **R\$ 78,0 mm** em razão das entradas em operação comercial das transmissoras TPE e ETB (out/20), TCC (março/21) e TSM (dez/21), que impactaram esta conta em R\$ 25,7 mm, R\$ 9,0 mm, R\$ 41,3 mm e R\$ 2,0 mm, respectivamente;

(+) **R\$ 12,3 mm** na UHE Foz do Rio Claro, em razão da 1ª emissão de debêntures, em outubro/21, no montante de R\$ 600,0 mm, ao custo de CDI +1,70%;

(+) **R\$ 4,6 mm** na UHE Ferreira Gomes, principalmente, em razão do aumento de **R\$ 3,1 mm** na linha Outras Despesas Financeiras, dada a atualização do UBP (Uso do Bem Público), em função da extensão do prazo de concessão;

(-) **R\$ 43,5 mm** nas PCHs Queluz e Lavrinhas, dado que no 4T20 foi contabilizada uma despesa financeira de R\$ 43,4 mm referente à atualização monetária do passivo do GSF, pela variação do Índice Geral de Preços - Mercado (“IGP-M”), o que não ocorreu neste trimestre, dada a quitação deste passivo no 1T21 e;

(-) **R\$ 12,4 mm** na UHE La Virgen, decorrente da variação cambial entre os períodos (efeito não caixa).



Lucro Líquido – IFRS

No 4T21, o lucro líquido totalizou **R\$ 219,3 mm**, ante ao **R\$ 461,2 mm** registrados no 4T20.

Essa variação é resultado:

- (a) redução de **R\$ 781,9 mm** no **EBTIDA**, conforme detalhado anteriormente na seção “EBITDA – IFRS”;
- (b) crescimento de **R\$ 13,3 mm** no **Resultado financeiro**, conforme detalhado na seção acima;
- (c) redução de **R\$ 214,1 mm** no **IR/CSLL**, conforme detalhado abaixo:

IR / CSLL (Corrente / Diferido)	ETB	TPE	TSM	ESTE	EATE	EBTE	Demais Transmissoras	Holdings	Geradoras	Serviço	Total
4T21	11,7	26,9	26,5	(13,6)	22,9	4,1	52,0	(6,7)	45,5	0,4	169,9
4T20	60,1	138,5	26,1	23,6	62,7	(26,4)	93,0	0,0	6,2	0,1	383,9
Variações	(48,3)	(111,6)	0,4	(37,2)	(39,8)	30,5	(40,9)	(6,8)	39,3	0,3	(214,1)

(d) redução de **R\$ 346,3 mm** na **% Minoritários**, sendo os principais impactos:

(i) queda de **R\$ 367,5 mm** no segmento de transmissão:

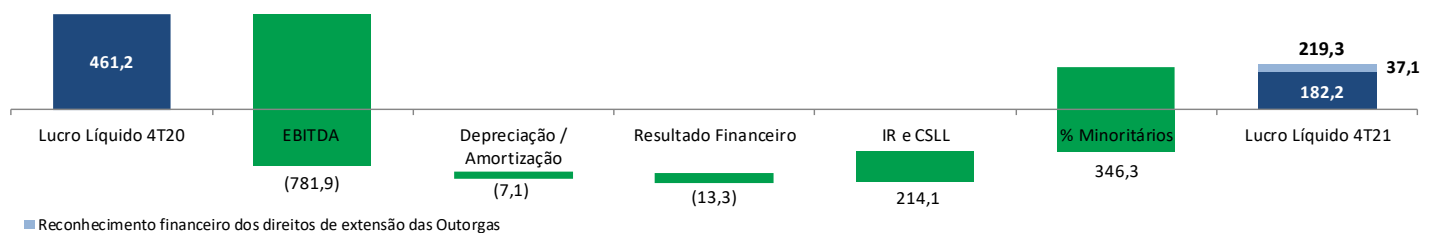
O resultado do 4T20 foi impactado positivamente, dado que o resultado das alterações de premissas de cálculo das margens de construção e O&M e das taxas de remuneração, para adequação às determinações do Ofício-Circular CVM 04/2020, foi contabilizado parcialmente naquele trimestre.

(ii) aumento de **R\$ 21,3 mm** no segmento de geração, principalmente pelo:

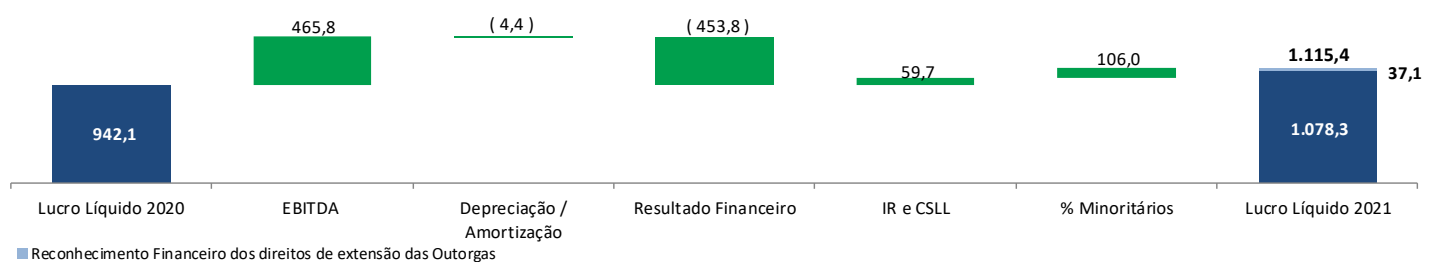
(+) **R\$ 20,0 mm** nas PCHs Queluz e Lavrinhas em razão do crescimento nos resultados das usinas. No 4T20 o resultado das PCHs foi impactado negativamente pela contabilização das despesas financeiras, no montante de **R\$ 43,4 mm**, referente à atualização monetária do passivo do GSF, pela variação do Índice Geral de Preços - Mercado (“IGP-M”), o que não ocorreu neste trimestre, dada a quitação deste passivo no 1T21.

Segue abaixo a formação do Lucro Líquido:

Formação do Lucro 4T21 (R\$ MM)



Formação do Lucro 2021 (R\$ MM)



Consolidação de Resultado – Societário (IFRS)

	Trimestre findo em 31/12/2021					Período findo em 31/12/2021						
	Transmissão Consolidado	Geração Consolidado	Holding Alupar	Holdings Windpar / Transminas / Alupar Peru e Colômbia / Apaete	Eliminações Holding	Consolidado	Transmissão Consolidado	Geração Consolidado	Holding Alupar	Holdings Windpar / Transminas / Alupar Peru e Colômbia / Apaete	Eliminações Holding	Consolidado
Receita operacional bruta	1.086.096	207.020				1.293.116	5.005.563	797.636				5.803.199
Receita de transmissão de energia	128.129					128.129	454.187					454.187
Receita de infraestrutura	90.901					90.901	1.032.923					1.032.923
Remuneração do Ativo de Concessão	881.589					881.589	3.541.001					3.541.001
Suprimento de energia	-	207.020				207.020	-	797.636				797.636
(-) Parcela variável	(14.523)					(14.523)	(22.548)					(22.548)
Deduções da receita operacional bruta	(146.802)	(18.373)				(165.175)	(503.004)	(65.987)				(568.991)
PIS	(6.530)	(2.962)				(9.492)	(30.430)	(10.573)				(41.003)
COFINS	(30.041)	(13.648)				(43.689)	(111.812)	(48.721)				(160.533)
PIS diferido	(16.942)					(16.942)	(50.194)	-				(50.194)
COFINS diferido	(77.994)					(77.994)	(231.207)	-				(231.207)
ICMS								(600)				(600)
ISS		(148)				(148)	-	(434)				(434)
IVA								-				-
Reserva Global de Reversão - RGR	(8.577)					(8.577)	(31.934)	-				(31.934)
Res. Global de Reversão - RGR diferido	451					451	(16.681)	-				(16.681)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(1.962)	(468)				(2.430)	(7.212)	(1.535)				(8.747)
FNDCT	(1.962)	(468)				(2.430)	(7.212)	(1.535)				(8.747)
Ministério de minas e energia - MME	(979)	(234)				(1.213)	(3.607)	(767)				(4.374)
TFSEE	(2.164)	(445)				(2.609)	(7.994)	(1.822)				(9.816)
TFSEE Diferido	(102)	-				(102)	(4.721)	-				(4.721)
Receita operacional líquida	939.294	188.647				1.127.941	4.502.559	731.649				5.234.208
Custo do serviço	(303.966)	(36.610)				(340.576)	(1.071.092)	(328.534)				(1.399.626)
Energia comprada para revenda		(34.731)				(34.731)		(146.165)				(146.165)
Encargos do uso da rede elétrica - CUST		(9.213)				(9.213)		(34.599)				(34.599)
CFURH		(1.627)				(1.627)		(9.139)				(9.139)
Custo dos serviços prestados	(37.142)	42.458				5.316	(132.847)	(9.040)				(141.887)
Custo de infraestrutura	(265.541)					(265.541)	(933.340)					(933.340)
Depreciação / Amortização	(1.283)	(33.376)				(34.659)	(4.905)	(129.077)				(133.982)
Utilização do Bem Público - UBP		(121)				(121)		(514)				(514)
Lucro bruto	635.328	152.037				787.365	3.431.467	403.115				3.834.582
Despesas e receitas operacionais	(24.478)	(10.312)	(8.863)	(896)		(44.549)	7.611	(28.872)	(33.259)	(50)		(54.570)
Administrativas e gerais	(12.270)	(7.551)	(3.192)	(582)		(23.595)	(26.273)	(21.628)	(7.449)	(1.986)		(57.336)
Pessoal	(12.022)	(3.845)	(5.577)	(58)		(21.502)	(35.114)	(9.500)	(26.721)	(156)		(71.491)
Resultado de equivalência patrimonial	537					537	5.255					5.255
Depreciação / Amortização	(591)	(279)	(94)	(125)		(1.089)	(2.322)	(1.125)	(1.076)	(544)		(5.067)
Outras receitas	(40)	1.363	-	-		1.323	77.404	3.381	1.987	3.132		85.904
Outras despesas	(92)	-	-	(131)		(223)	(11.339)	-	-	(496)		(11.835)
EBIT	610.850	141.725	(8.863)	(896)		742.816	3.439.078	374.243	(33.259)	(50)		3.780.012
Depreciação / Amortização	(1.874)	(33.776)	(94)	(125)		(35.869)	(7.227)	(130.716)	(1.076)	(544)		(139.563)
EBITDA	612.724	175.501	(8.769)	(771)		778.685	3.446.305	504.959	(32.183)	494		3.919.575
Despesas financeiras	(207.947)	(49.619)	(14.714)	2.504		(269.776)	(669.195)	(236.591)	(48.150)	(69.432)		(1.023.368)
Encargos de dívidas	(205.190)	(53.843)	(14.349)	(4.975)		(278.357)	(647.407)	(161.394)	(46.498)	(29.425)		(884.724)
Variações cambiais	502	9.395	4	6.406		16.307	2.271	(57.835)	11	(40.678)		(96.231)
Outras	(3.259)	(5.171)	(369)	1.073		(7.726)	(24.059)	(17.362)	(1.663)	671		(42.413)
Receitas financeiras	7.965	33.291	22.031	1.434	(11.498)	53.223	31.141	42.218	78.128	4.919	(48.583)	107.823
Receitas de aplicações financeiras	7.118	14.837	10.055	1.409	-	33.419	18.376	23.090	24.638	4.852	-	70.956
Outras	847	18.454	11.976	25	(11.498)	19.804	12.765	19.128	53.490	67	(48.583)	36.867
EBT	(199.982)	(16.328)	7.317	3.938	(11.498)	(216.553)	(638.054)	(194.373)	29.978	(64.513)	(48.583)	(915.545)
IR / CSLL	(130.712)	(45.869)	5.715	1.012		(169.854)	(687.355)	(57.265)		2.969		(741.651)
Imposto de renda	(4.883)	(10.807)	4.472	(132)		(11.350)	(28.904)	(18.129)	-	(396)		(47.429)
Contribuição social	(13.285)	(7.007)	1.243	(52)		(19.101)	(52.419)	(10.755)	-	(148)		(63.322)
Imposto de renda diferido	(90.267)	(20.031)		1.196		(109.102)	(435.744)	(21.178)		3.513		(453.409)
CSLL diferido	(22.277)	(8.024)		-		(30.301)	(170.288)	(7.203)		-		(177.491)
Lucro líquido Consolidado	280.156	79.528	4.169	4.054	(11.498)	356.409	2.113.669	122.605	(3.281)	(61.594)	(48.583)	2.122.816
Participação de não controladores						(137.085)						(1.007.415)
Lucro líquido Alupar						219.324						1.115.401

Regulatório - Análise do EBITDA e Lucro Líquido Consolidado

EBITDA - Regulatório

No 4T21 o EBITDA totalizou **R\$ 593,7 mm**, 42,6% superior aos **R\$ 416,2 mm** registrados no 4T20.

A Margem EBITDA atingiu 87,3%, 11,0 p.p. superior aos 76,3% registrados no mesmo período do ano anterior.

A variação no EBITDA deve-se:

(a) aumento de **R\$ 149,0 mm** no **Faturamento**, em razão do:

(i) crescimento de **R\$ 137,2 mm** na **Receita do Segmento de Transmissão de Energia**, sendo:

(i.i) aumento de **R\$ 22,7 mm** no faturamento da transmissora TPE, de **R\$ 48,6 mm** na transmissora TCC e de **R\$ 7,0 mm** na transmissora ETB e **R\$ 3,2 mm** na transmissora TSM, em razão das respectivas entradas em operação comercial (out/20; mar/21; out/20 e dez/21);

(i.ii) redução de **R\$ 2,6 mm** no faturamento da transmissora STN e de **R\$ 0,5 mm** na transmissora Transleste, em razão da queda de 50% da RAP para o ciclo 2021/2022, decorrente do aniversário de 15 anos da entrada em operação (STN: jan/21; Transleste: dez/20);

(i.iii) aumento de **R\$ 58,8 mm** no faturamento das demais transmissoras, impactadas principalmente pelo reajuste das RAPs, conforme Resolução Homologatória nº 2.895 de 13/07/2021 que estabeleceu reajuste de 8,06% para os contratos indexados em IPCA e 37,06% para os contratos indexados em IGP-M. Para mais informações vide tabela da seção "Transmissão" (pag.6).

(ii) aumento de **R\$ 11,8 mm** na **Receita de Suprimento de Energia**, conforme detalhado abaixo:

Faturamento	Geração Combinado			Alupar Comercializadora			Eliminações			Geração Consolidado			
	4T21	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor
Contrato Bilateral ACR	482.907	177,87	85.895								482.907	177,87	85.895
Contrato Bilateral ACL	255.655	246,41	62.995				(88.099)	220,27	(19.405)		167.556	260,15	43.590
Comercialização	195.298	208,39	40.698	200.225	123,39	24.706					395.523	165,36	65.404
Partes Relacionadas	80.496	410,38	33.034	9.413	149,05	1.403	(89.909)	383,02	(34.437)		-	-	0
CCEE/Ajustes			11.890			242							12.132
Impostos													-
Total			234.512			26.351			(53.843)				207.020

Faturamento	Geração Combinado			Alupar Comercializadora			Eliminações			Geração Consolidado			
	4T20	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor
Contrato Bilateral ACR	481.843	166,31	80.137								481.843	166,31	80.137
Contrato Bilateral ACL	166.313	255,97	42.571				(88.099)	202,08	(17.803)		78.214	316,67	24.768
Comercialização	210.417	205,92	43.330	226.476	158,83	35.971					436.893	181,51	79.301
Partes Relacionadas	42.506	184,98	7.863	6.624	246,07	1.630	(49.130)	193,20	(9.492)		-	-	0
CCEE/Ajustes			8.780			1.985							10.764
Impostos			247										247
Total			182.928			39.586			(27.295)				195.219
Variações			51.584			(13.235)			(26.548)				11.801

Faturamento	UHE Foz do Rio Claro			UHE Itaipu			PCH Queluz			PCH Lavrinhas			PCH Verde 08			UHE Ferreira Gomes			EÓLICA EDVs			PCH Morro Azul			UHE La Virgen			Geração Combinado	
	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Valor			
4T21																													
Contrato Bilateral ACR	88.488	244,48	21.633	68.068	262,11	17.841	23.184	426,42	9.886	23.184	426,42	9.886	237.252	128,46	30.605	88.099	179,52	15.815	28.621	336,33	9.626	92.567	153,32	14.192	482.907	85.895			
Contrato Bilateral ACL							57.568	192,99	11.110	57.848	192,53	11.137	73.706	195,04	14.376	6.175	249,16	1.539							255.655	62.995			
Comercialização							2.232	309,70	691	2.232	309,70	691	2.232	309,70	691	73.800	419,51	30.960							195.298	40.698			
Partes Relacionadas																										80.496	33.034		
CCEE/Ajustes		1.349			1.532			1.467			1.418			1.064			4.644		416								11.890		
Impostos																													
Total	22.983			19.373			23.154			23.133			16.130			87.152			18.769			9.626			14.192		234.512		

(b) redução de **R\$ 47,4 mm** nos **Custos Operacionais**, basicamente pela redução de **R\$ 48,6 mm** nos **Custos dos Serviços Prestados**, sendo:

(-) **R\$ 62,8 mm** nas usinas, em razão da assinatura dos Termos de Aceitação, conforme as Resoluções Homologatórias nº 2.919 e nº 2.932 que homologaram os prazo de extensão das outorgas das usinas hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE. Segue abaixo a abertura do reconhecimento financeiro por usina:

EXTENSÃO OUTORGAS					
Ativo	Assinatura Contrato / Autorização	Resolução Homologatória	Extensão (nº dias)	Final Concessão	Impacto Financeiro Direito de Extensão
Queluz	07/04/2004	nº 2.919	1.467	13/04/2038	R\$ 5,6 mm
Lavrinhas	07/04/2004	nº 2.919	1.468	14/04/2038	R\$ 7,0 mm
Verde 08	24/10/2012	nº 2.919	161	23/11/2044	R\$ 0,7 mm
Foz do Rio Claro	15/08/2006	nº 2.932	1.953	20/12/2046	R\$ 18,9 mm
Ijuí	15/08/2006	nº 2.932	1.648	18/02/2046	R\$ 13,1 mm
Ferreira Gomes	09/11/2010	nº 2.932	584	16/06/2047	R\$ 17,4 mm
Total					R\$ 62,8 mm

(+) R\$ 7,5 mm nas transmissoras TPE, ETB e TCC, decorrente das respectivas entradas em operação comercial;

(+) R\$ 4,7 mm na transmissora ETEM, dado que no 4T20 esta conta apresentou um saldo positivo de R\$ 4,3 mm, em razão de estornos de valores contabilizados, os quais fizeram parte do capex de implantação do reforço – RMEL. Já neste trimestre foi contabilizado o custo de R\$ 0,5 mm referente a custos do O&M.

(+) R\$ 1,0 mm nas transmissoras EATE e ETEP, decorrente dos reajuste dos contratos de O&M (Operação), os quais são indexados em IGP-M, sendo o reajuste de 24,5% na EATE e 20,9% na ETEP;

(+) R\$ 0,5 mm na UHE La Virgen decorrente da entrada em operação comercial (UG2: mai/21; UG1: jun/21 e UG3: Jul/21) e;

(c) redução de **R\$ 13,2 mm** na **Energia Comprada para Revenda**, conforme tabela abaixo:

Compra de Energia	Geração Combinado			Alupar Comercializadora			Eliminações			Geração Consolidado			
	4T21	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor
Comercialização	(136.373)	193,48	(26.386)	(44.160)	207,00	(9.141)					(180.533)	196,79	(35.527)
CCEE/Ajustes			(2.008)										(2.008)
Partes Relacionadas	(9.413)	149,11	(1.404)	(168.595)	311,04	(52.439)	178.008	302,47	53.843				
Impostos			(333)			3.136							2.803
Total			(30.130)			(58.444)			53.843				(34.731)

Compra de Energia	Geração Combinado			Alupar Comercializadora			Eliminações			Geração Consolidado			
	4T20	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor	MWh	Preço	Valor
Comercialização	(107.496)	183,33	(19.707)	(102.550)	219,22	(22.481)					(210.046)	200,85	(42.188)
CCEE/Ajustes			(10.190)			(261)							(10.451)
Partes Relacionadas	(7.353)	248,19	(1.825)	(129.876)	196,12	(25.471)	137.230	198,90	27.295				
Reclassificação													-
Impostos			797			3.931							4.728
Total			(30.925)			(44.282)			27.295				(47.912)
Variações			795			(14.162)			26.548				13.181

(d) aumento de **R\$ 11,7 mm** nas despesas **Administrativas e Gerais**. Abaixo as principais variações:

(+) **R\$ 2,9 mm** nas transmissoras Transleste, Transudeste e Transirapé, em razão da provisão dos honorários advocatícios de *success fee*;

(+) **R\$ 0,7 mm** nas transmissoras TPE, TCC e ETB, em razão das respectivas entradas em operação comercial;

(+) **R\$ 3,1 mm** na UHE La Virgen, em razão da entrada em operação comercial do ativo, em julho/21;

(+) **R\$ 0,2 mm** na UHE FRC, em função de despesas com auditoria, relacionadas ao processo de abertura de capital (categoria B);

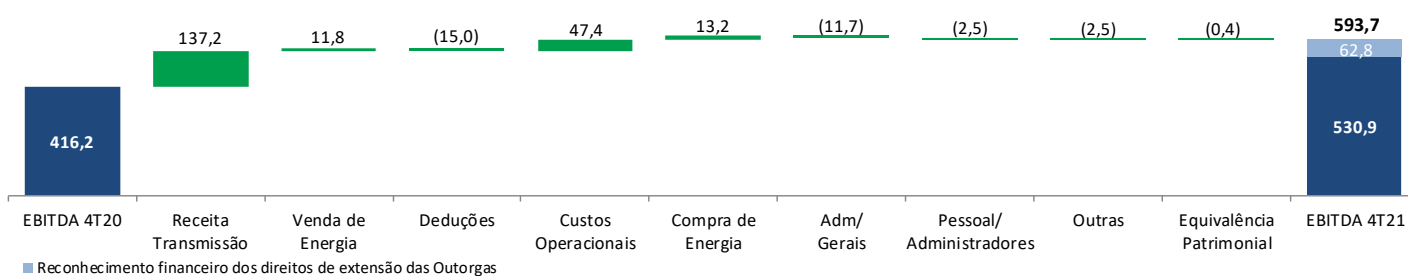
(+) **R\$ 0,6 mm** nas PCHs Queluz e Lavrinhas e nas UHEs FGE e Ijuí, em virtude de despesas relacionadas ao licenciamento e desenvolvimento de software;

(+) **R\$ 2,9 mm** na Alupar – Holding, principalmente pela baixa contábil de projetos de geração que foram descontinuados.

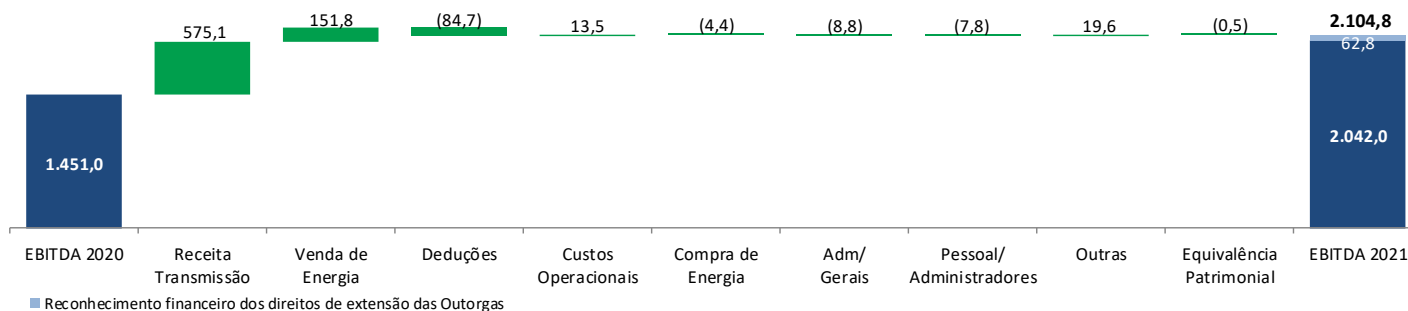
Segue abaixo a formação do EBITDA:

EBITDA - Regulatório (R\$ MM)							
	3T21	4T21	4T20	Var.%	2021	2020	Var.%
Receita Líquida	715,3	679,7	545,6	24,6%	2.537,6	1.895,4	33,9%
Custos Operacionais	(67,6)	(5,7)	(53,1)	(89,2%)	(179,6)	(193,1)	(7,0%)
Compra de Energia	(50,8)	(34,7)	(47,9)	(27,5%)	(146,2)	(141,8)	3,1%
Despesas Operacionais	(26,7)	(45,0)	(28,3)	59,0%	(106,1)	(109,1)	(2,8%)
Equivalência Patrimonial	(0,1)	(0,6)	(0,2)	259,0%	(0,9)	(0,4)	138,0%
EBITDA	570,1	593,7	416,2	42,6%	2.104,8	1.451,0	45,1%
Margem EBITDA	79,7%	87,3%	76,3%	11,0 p.p	82,9%	76,6%	6,3 p.p

Formação do EBITDA 4T21 (R\$ MM)



Formação do EBITDA 2021 (R\$ MM)



Lucro Líquido – Regulatório

No 4T21, o lucro líquido totalizou **R\$ 143,6 mm**, 235,0% superior aos **R\$ 42,9 mm** registrados no 4T20.

(a) aumento de **R\$ 177,4 mm** no **EBITDA**, conforme detalhado anteriormente na seção “EBITDA – Regulatório”;

(b) crescimento de **R\$ 18,8 mm** na **Depreciação/Amortização**, sendo os principais impactos:

(+) **R\$ 17,4 mm** nas transmissoras ETB, TPE e TCC em razão das respectivas entradas em operação comercial;

(+) **R\$ 5,2 mm** na UHE La Virgen, em razão da entrada em operação comercial do ativo e;

(+) **R\$ 1,2 mm** na conta **Amortização**, proveniente do reconhecimento da amortização do direito de extensão de Outorgas, contabilizada no ativo intangível.

(c) aumento de **R\$ 10,4 mm** no resultado financeiro, sendo:

(i) aumento de **R\$ 55,9 mm** nas Despesas Financeiras, principalmente pelo:

(+) **R\$ 78,0 mm** em razão das entradas em operação comercial das transmissoras TPE, ETB, TCC e TSM que impactaram esta conta em R\$ 25,7 mm, R\$ 9,0 mm, R\$ 41,3 mm e R\$ 2,0 mm, respectivamente;

(+) **R\$ 12,3 mm** na UHE Foz do Rio Claro, em razão da 1ª emissão de debêntures, em outubro/21, no montante de R\$ 600,0 mm, ao custo de CDI +1,70%;

(+) **R\$ 4,6 mm** na UHE Ferreira Gomes, principalmente, em razão do aumento de **R\$ 3,1 mm** na linha Outras Despesas Financeiras, dada a atualização do UBP (Uso do Bem Público), em função da extensão do prazo de concessão;

(-) **R\$ 43,5 mm** nas PCHs Queluz e Lavrinhas, dado que no 4T20 foi contabilizada uma despesa financeira de R\$ 43,4 mm referente à atualização monetária do passivo do GSF, pela variação do Índice Geral de Preços - Mercado (“IGP-M”), o que não ocorreu neste trimestre, dada a quitação deste passivo no 1T21;

(-) **R\$ 12,4 mm** na UHE La Virgen, decorrente da variação cambial entre os períodos (efeito não caixa).

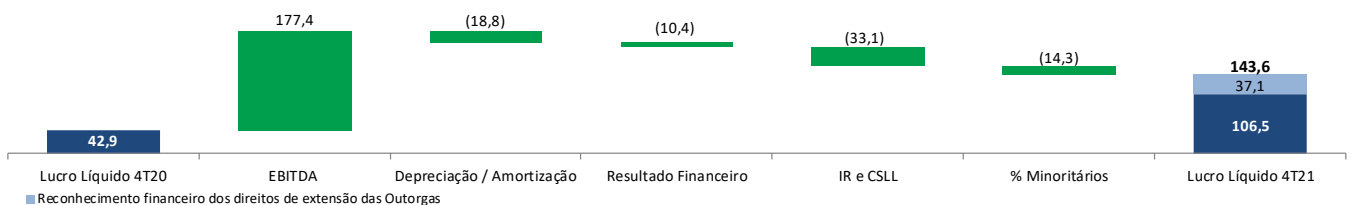
(ii) aumento de **R\$ 45,5 mm** nas receitas financeiras, sendo os principais impactos:

(+) **R\$ 18,1 mm** na Alupar Holding, basicamente pelo aumento da taxa média dos depósitos interfinanceiros (“CDI”), que registrou 1,82% no acumulado do 4T21, ante os 0,46% no acumulado do 4T20;

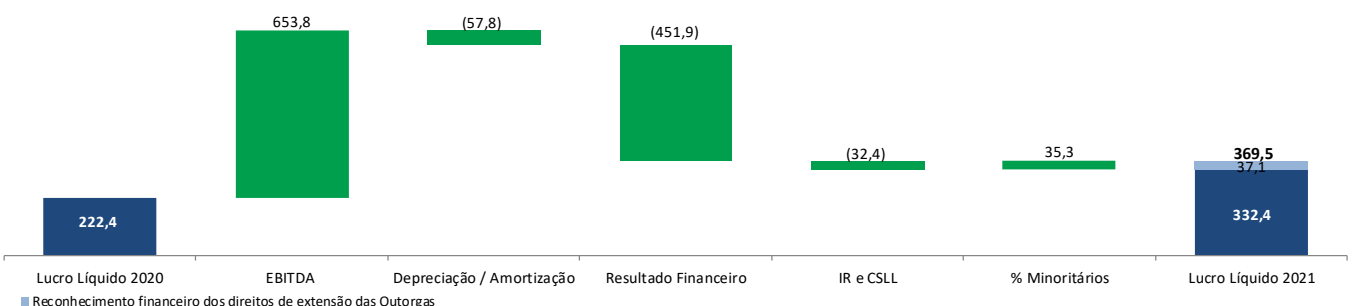
(+) **R\$ 9,1 mm** na UHE Foz do Rio Claro, decorrente da receita com aplicações financeiras proveniente do caixa obtido com a captação da 1ª emissão de debêntures e;

(+) **R\$ 18,4 mm** nas PCHs Queluz e Lavrinhas, em razão dos juros / atualização monetária sobre as contas a receber de clientes, referente ao saldo de faturas em aberto.

Formação do Lucro 4T21 (R\$ MM)



Formação do Lucro 2021 (R\$ MM)



Consolidação de Resultado – Regulatório

	Trimestre findo em 31/12/2021					Período findo em 31/12/2021						
	Transmissão Consolidado	Geração Consolidado	Holding Alupar	Holdings Windpar / Transminas / Alupar Peru e Colômbia / Apaete	Eliminações Holding	Consolidado	Transmissão Consolidado	Geração Consolidado	Holding Alupar	Holdings Windpar / Transminas / Alupar Peru e Colômbia / Apaete	Eliminações Holding	Consolidado
Receita operacional bruta	543.239	207.020				750.259	2.006.140	797.636				2.803.776
Receita de transmissão de energia	557.762					557.762	2.028.688					2.028.688
(-) Parcela variável	(14.523)					(14.523)	(22.548)					(22.548)
Suprimento de energia		207.020				207.020		797.636				797.636
Deduções da receita operacional bruta	(52.215)	(18.373)				(70.588)	(200.201)	(65.987)				(266.188)
PIS	(6.530)	(2.962)				(9.492)	(30.430)	(10.573)				(41.003)
COFINS	(30.041)	(13.648)				(43.689)	(111.812)	(48.721)				(160.533)
ICMS	-	-				-	-	(600)				(600)
ISS	-	(148)				(148)	-	(434)				(434)
IVA	-	-				-	-	-				-
Reserva Global de Reversão - RGR	(8.577)	-				(8.577)	(31.934)	-				(31.934)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(1.962)	(468)				(2.430)	(7.212)	(1.535)				(8.747)
FNDCT	(1.962)	(468)				(2.430)	(7.212)	(1.535)				(8.747)
Ministério de minas e energia - MME	(979)	(234)				(1.213)	(3.607)	(767)				(4.374)
TFSE	(2.164)	(445)				(2.609)	(7.994)	(1.822)				(9.816)
Receita operacional líquida	491.024	188.647				679.671	1.805.939	731.649				2.537.588
Custo do serviço	(96.294)	(36.740)				(133.034)	(339.294)	(328.894)				(668.188)
Energia comprada para revenda		(34.731)				(34.731)		(146.165)				(146.165)
Encargos do uso da rede elétrica - CUST		(9.213)				(9.213)		(34.599)				(34.599)
CFURH		(1.627)				(1.627)		(9.139)				(9.139)
Custo dos serviços prestados	(37.144)	42.265				5.121	(126.324)	(9.570)				(135.894)
Depreciação / Amortização	(59.150)	(33.313)				(92.463)	(212.970)	(128.907)				(341.877)
Utilização do Bem Público - UBP		(121)				(121)		(514)				(514)
Lucro bruto	394.730	151.907				546.637	1.466.645	402.755				1.869.400
Despesas e receitas operacionais	(26.107)	(10.363)	(9.630)	(1.914)		(48.014)	(43.534)	(29.158)	(37.567)	(6.377)		(116.636)
Administrativas e gerais	(12.884)	(7.878)	(3.266)	(582)		(24.610)	(28.744)	(22.960)	(7.847)	(1.986)		(61.537)
Pessoal	(12.022)	(3.845)	(5.577)	(58)		(21.502)	(35.114)	(9.500)	(26.721)	(156)		(71.491)
Resultado de equivalência patrimonial	(596)	-	-	-		(596)	(883)	-	-	-		(883)
Depreciação / Amortização	(522)	(3)	(787)	(1.143)		(2.455)	(2.019)	(79)	(2.999)	(4.568)		(9.665)
Outras receitas	9	1.363	-	-		1.372	24.530	3.381	-	829		28.740
Outras despesas	(92)	-	-	(131)		(223)	(1.304)	-	-	(496)		(1.800)
EBIT	368.623	141.544	(9.630)	(1.914)		498.623	1.423.111	373.597	(37.567)	(6.377)		1.752.764
Depreciação / Amortização	(59.672)	(33.437)	(787)	(1.143)		(95.039)	(214.989)	(129.500)	(2.999)	(4.568)		(352.056)
EBITDA	428.295	174.981	(8.843)	(771)		593.662	1.638.100	503.097	(34.568)	(1.809)		2.104.820
Despesas financeiras	(207.130)	(49.199)	(14.705)	2.504		(268.530)	(659.142)	(235.421)	(48.078)	(69.432)		(1.012.073)
Encargos de dívidas	(204.373)	(53.423)	(14.340)	(4.975)		(277.111)	(637.354)	(160.224)	(46.426)	(29.425)		(873.429)
Variações cambiais	502	9.395	4	6.406		16.307	2.271	(57.835)	11	(40.678)		(96.231)
Outras	(3.259)	(5.171)	(369)	1.073		(7.726)	(24.059)	(17.362)	(1.663)	671		(42.413)
Receitas financeiras	7.977	33.149	22.031	1.434	(11.498)	53.093	24.321	41.828	78.128	4.919	(48.583)	100.613
Receitas de aplicações financeiras	7.118	14.837	10.055	1.409	-	33.419	18.376	23.090	24.638	4.852	-	70.956
Outras	859	18.312	11.976	25	(11.498)	19.674	5.945	18.738	53.490	67	(48.583)	29.657
(199.153)	(16.050)	7.326	3.938	(11.498)	(215.437)	(634.821)	(193.593)	30.050	(64.513)	(48.583)		(911.460)
EBT	169.470	125.494	(2.304)	2.024	(11.498)	283.186	788.290	180.004	(7.517)	(70.890)	(48.583)	841.304
IR / CSLL	(18.180)	(45.869)	5.715	1.012		(57.322)	(81.059)	(57.265)		2.969		(135.355)
Imposto de renda	(4.883)	(10.807)	4.472	(132)		(11.350)	(28.904)	(18.129)	-	(396)		(47.429)
Contribuição social	(13.285)	(7.007)	1.243	(52)		(19.101)	(52.419)	(10.755)	-	(148)		(63.322)
Imposto de renda diferido	(12)	(20.031)	-	1.196		(18.847)	264	(21.178)	-	3.513		(17.401)
CSLL diferido	-	(8.024)	-	-		(8.024)	-	(7.203)	-	-		(7.203)
Lucro líquido Consolidado	151.290	79.625	3.411	3.036	(11.498)	225.864	707.231	122.739	(7.517)	(67.921)	(48.583)	705.949
Participação de não controladores						(82.228)						(336.499)
Lucro líquido Alupar						143.636						369.450

Destinação de Resultados

Dividendos: Em 24 de fevereiro de 2022, o Conselho de Administração da Companhia recomendou a distribuição de dividendos no montante de **R\$ 360.435.620,29**, correspondente a **R\$ 0,41** por ação ordinária e preferencial de emissão da Companhia, equivalente a **R\$ 1,23** por Unit.

Os dividendos serão pagos conforme abaixo e as ações passarão a ser negociadas ex-dividendos a partir de 12 de abril de 2022:

- **31.05.2022:** Montante de R\$ 131.866.690,35 correspondente a **R\$ 0,15** por ação ordinária e preferencial de emissão da Companhia, equivalente a **R\$ 0,45** por Unit
- **31.08.2022:** Montante de R\$ 131.866.690,35 correspondente a **R\$ 0,15** por ação ordinária e preferencial de emissão da Companhia, equivalente a **R\$ 0,45** por Unit
- **30.11.2022:** Montante de R\$ 96.702.239,59 correspondente a **R\$ 0,11** por ação ordinária e preferencial de emissão da Companhia, equivalente a **R\$ 0,33** por Unit

De acordo com o artigo 36 do Estatuto Social da Companhia, os acionistas terão direito de receber como dividendo mínimo obrigatório não cumulativo, em cada exercício, 50% do lucro líquido do exercício, acrescido ou diminuído dos seguintes valores:

(i) importância destinada à constituição de reserva legal e;

(ii) importância destinada à constituição de reserva para contingência e reversão da mesma reserva formada em exercícios anteriores.

De acordo com o artigo 202, inciso II, da Lei nº 6.404/76, o valor do dividendo mínimo obrigatório poderá ser limitado ao montante do lucro líquido do exercício que tiver sido realizado, desde que a diferença seja registrada como reserva de lucros a realizar (art. 197 da mesma lei).

Para o exercício de 2021, a Administração da Companhia apurou que o lucro líquido do exercício findo em 31 de dezembro de 2021, é decorrente do resultado positivo de equivalência patrimonial (não realizado), desta forma, constituiu Reserva de Lucros a Realizar de 50% do lucro líquido do exercício, que correspondem ao dividendo mínimo obrigatório desse exercício, no montante de R\$ 529.816, conforme abaixo:

31/12/2021	R\$ MM
Lucro líquido do exercício	1.115.401
(-) Reserva legal (5%)	(55.770)
Saldo disponível para destinação	1.059.631
Destinação para Reserva de Lucros a Realizar	529.816
Dividendos obrigatórios	-
Lucro remanescente a disposição da Assembléia	529.815

Adicionalmente, durante o exercício de 2021, a Companhia realizou o montante de R\$ 360.435.620,29, dos R\$ 422.029.063,83 destinados a Reserva de Lucros a Realizar no exercício de 2020, mediante o recebimento de dividendos de suas controladas e efetuou a reclassificação deste montante para a rubrica de "Dividendos a Pagar", conforme determina o artigo 202, inciso III da Lei nº 6.404/76.

Investimentos

Em 2021 foram realizados investimentos totais da ordem de **R\$ 1.165,2 mm** em nossas empresas, sendo R\$ 1.024,1 mm investidos no segmento de transmissão, R\$ 138,4 mm no segmento de geração, e R\$ 2,7 mm no desenvolvimento de novos negócios, ante os **R\$ 2.391,7 mm** registrados em 2020, quando R\$ 2.310,4 mm foram investidos no segmento de transmissão, R\$ 79,6 mm foram investidos no segmento de geração e R\$ 1,6 mm no desenvolvimento de novos negócios.

O volume de investimentos realizados em 2021 reflete, principalmente, a implantação dos ativos de transmissão ESTE, TCE, TCC e TSM (TCC e TSM já estão em operação) que juntos totalizaram **R\$ 1.000,1 mm** e do ativo de geração eólica Agreste Potiguar que totalizou **R\$ 85,4 mm**.

	Investimentos (R\$ MM)			
	4T21	4T20	2021	2020
Transmissão*	260,2	598,2	1.024,1	2.310,4
ELTE	6,6	0,3	10,4	1,8
TCC	1,9	116,4	149,8	444,1
TPE	-	149,9	0,0	673,3
TCE	(5,4)	48,4	90,8	106,1
ESTE	61,1	75,7	281,6	245,1
TSM	195,5	181,9	477,9	391,3
EDTE	-	-	-	40,9
ETB	-	16,8	4,8	368,2
ETES	-	4,6	-	22,9
ETSE	-	4,6	-	14,9
Outros	0,4	0,3	8,9	1,8
Geração	81,7	35,9	138,4	79,6
La Virgen**	(0,3)	37,3	37,9	64,3
Eol. Agreste Potiguar	77,4	0,5	85,4	1,8
Outros	4,5	(1,9)	15,1	13,5
 Holding	0,2	0,9	2,7	1,6
Total	342,0	635,0	1.165,2	2.319,7

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

**A inversão de sinal deve-se a baixa de provisões feitas durante a construção do projeto que entrou em operação escalonado até julho de 2021.

Endividamento

Alupar – Holding:

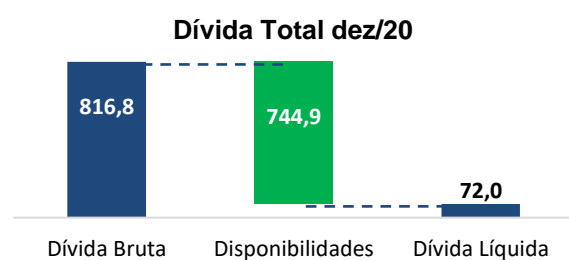
No 4T21, a dívida bruta da Alupar – Holding totalizou **R\$ 659,5 mm**, ante os **R\$ 816,8 mm** registrados em dez/20.

Esta variação é explicada pela:

- (i) provisão de encargos, totalizando **R\$ 12,9 mm**;
- (ii) provisão de variação monetária, no montante de **R\$ 33,5 mm**;
- (iii) amortização do principal da VI emissão de debêntures, no momontante de **R\$ 168,3 mm** e;
- (iii) amortização de encargos da VI e VII emissão de debêntures, totalizando **R\$ 35,5 mm**.

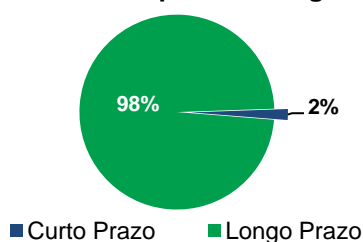
As disponibilidades e investimentos de curto prazo da Alupar - Holding totalizaram **R\$ 520,9 mm**, R\$ 224,0 mm inferior aos **R\$ 744,9 mm** registrados em dez/20. Esta variação é explicada principalmente pelo:

- (i) recebimento de dividendos das subsidiárias no montante de **R\$ 692,0 mm**;
- (ii) pagamento de dividendos no total de **R\$ 246,1 mm**;
- (iii) pagamento de principal e juros, no montante de **R\$ 203,7 mm**;
- (iv) aquisição de participação no montante de **R\$ 108,4 mm** (FRC: R\$ 86,2 mm) / (TCC: R\$ 22,1 mm) e;
- (v) aportes de **R\$ 478,4 mm** realizados nos projetos. Abaixo os principais:
 - (v.i) **R\$ 95,0 mm** na transmissora ELTE;
 - (v.ii) **R\$ 64,4 mm** na transmissora TCC;
 - (v.iii) **R\$ 106,5 mm** na transmissora TSM;
 - (v.iv) **R\$ 10,7 mm** na transmissora TPE;
 - (v.v) **R\$ 79,1 mm** para Alupar Peru, responsável pela implantação da UHE La Virgen e;
 - (v.vi) **R\$ 99,9 mm** nos parques São João e Santa Régia (Agreste Potiguar).

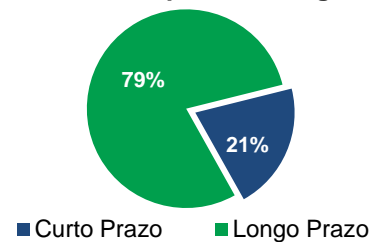


A dívida bruta da Alupar – Holding consiste na VII emissão de debêntures, indexada por CDI, com um perfil bem alongado, sendo seus vencimentos alocados entre 2024 e 2025. Abaixo o perfil da dívida da Alupar – Holding:

Perfil da Dívida Alupar - Holding dez/21



Perfil da Dívida Alupar - Holding dez/20



Para mais informações sobre o Endividamento da Alupar - Holding, favor verificar as Notas Explicativas 19 “Empréstimos e Financiamentos” e 20 “Debêntures” das demonstrações financeiras de 2021.

Consolidado:

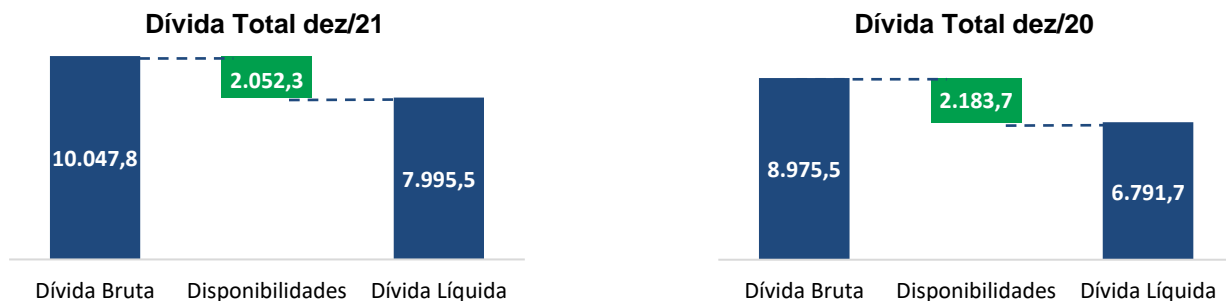
A dívida bruta consolidada da Alupar e suas subsidiárias totalizou **R\$ 10.047,8 mm** no 4T21, ante os **R\$ 8.975,5 mm** apurados em dez/20. Esta variação é explicada principalmente pela:

- (i) redução de **R\$ 157,3 mm** na Alupar - Holding, conforme explicado anteriormente;
- (ii) provisões de encargos e variações monetárias das subsidiárias, totalizando **R\$ 1.042,8 mm**;
- (iii) pagamentos dos encargos das dívidas das subsidiárias, no montante de **R\$ 589,1 mm**;
- (iv) amortização de principal das dívidas das subsidiárias, no montante de **R\$ 727,0 mm**;
- (v) aumento de **R\$ 31,0 mm**, decorrente da variação cambial nas dívidas da UHE La Virgen e da PCH Morro Azul (Risaralda) e;
- (vi) novas captações, no montante de **R\$ 1.471,9 mm**, sendo as principais nas empresas EBTE (R\$ 50,0 mm), ETEP (R\$ 49,8 mm), ECTE (R\$ 49,8 mm), EATE (R\$ 199,4 mm), Transirapé (R\$ 50,0 mm), TCE (R\$ 242,0 mm), Alupar Colômbia (R\$ 36,6 mm) (2ª tranche do empréstimo captado junto ao banco Santander), Alupar Peru (R\$ 194,9 mm) e Foz do Rio Claro (R\$ 599,4 mm).

As disponibilidades (caixa equivalente de caixa / investimentos de curto prazo / títulos e valores mobiliários) totalizaram **R\$ 2.052,3 mm** no 4T21, ante os **R\$ 2.183,7 mm** registrados em dez/20. Esta variação de **R\$ 131,4 mm** no caixa, deve-se, principalmente:

- (i) redução de **R\$ 224,0 mm** na Alupar – Holding, conforme explicado anteriormente;
- (ii) redução de **R\$ 306,0 mm** no caixa das transmissoras TSM e ESTE, decorrente dos investimentos realizados para implantação dos ativos e;
- (iii) aumento de **R\$ 476,1 mm** no caixa da UHE Foz do Rio Claro, em razão da captação da 1ª emissão de debêntures, em outubro/21, no montante de R\$ 600,0 mm.

A dívida líquida registrada no 4T21 totalizou **R\$ 7.995,5 mm**, ante os **R\$ 6.791,7 mm** registrados em dez/20.



No 4T21 a dívida de curto prazo totalizou **R\$ 951,2 mm** (9,5% da dívida total), ante os **R\$ 823,6 mm** registrados em dez/20.

Dos 9,5% da dívida de curto prazo, 26,1% ou R\$ 248,0 mm são referentes a empréstimos ponte.

Da dívida bruta consolidada: (i) **R\$ 659,5 mm** referem-se à Alupar – Holding; (ii) **R\$ 8.541,4 mm** estão alocados nas empresas operacionais, que possuem fluxo de pagamento compatível com as respectivas gerações de caixa e; (iii) **R\$ 846,9 mm** referem-se aos projetos em implantação, sendo:

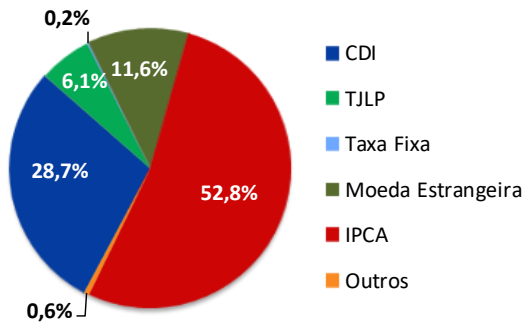
R\$ 347,3 mm para implantação da transmissora TCE (Colômbia);

R\$ 499,6 mm para implantação da transmissora ESTE;

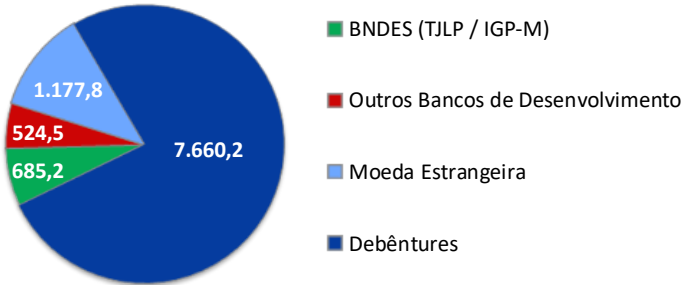
No 4T21, as emissões de debêntures corresponderam a **R\$ 7.660,2 mm** ou 76% da dívida total. As debêntures de emissões da: (i) Alupar - Holding representam um saldo de **R\$ 659,5 mm**; (ii) das subsidiárias em operação totalizaram **R\$ 6.501,0 mm** e; (iii) dos projetos em implantação registraram um saldo de **R\$ 499,6 mm**.

A dívida em moeda estrangeira totalizou **R\$ 1.177,8 mm** ou 11,7% do total da dívida, sendo que a mesma está alocada nos projetos de geração e transmissão no Peru e na Colômbia.

Composição Dívida Total por Indexador (%)

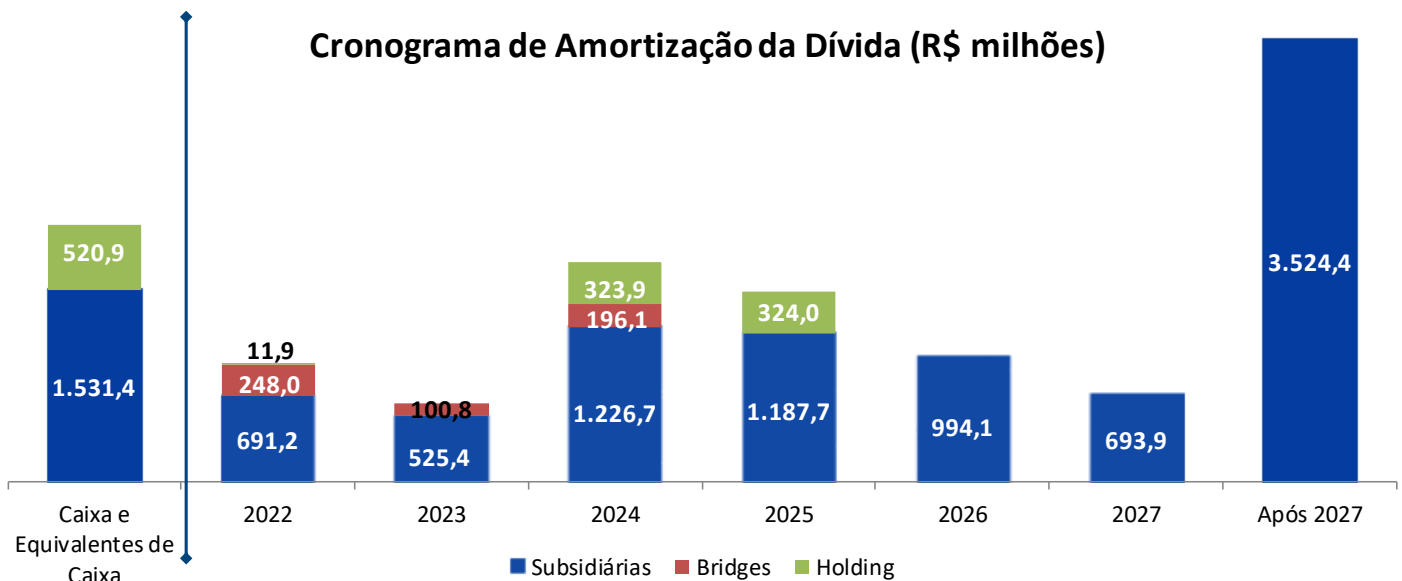


Composição da Dívida Total (Em milhares de R\$)



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

Cronograma de Amortização da Dívida (R\$ milhões)



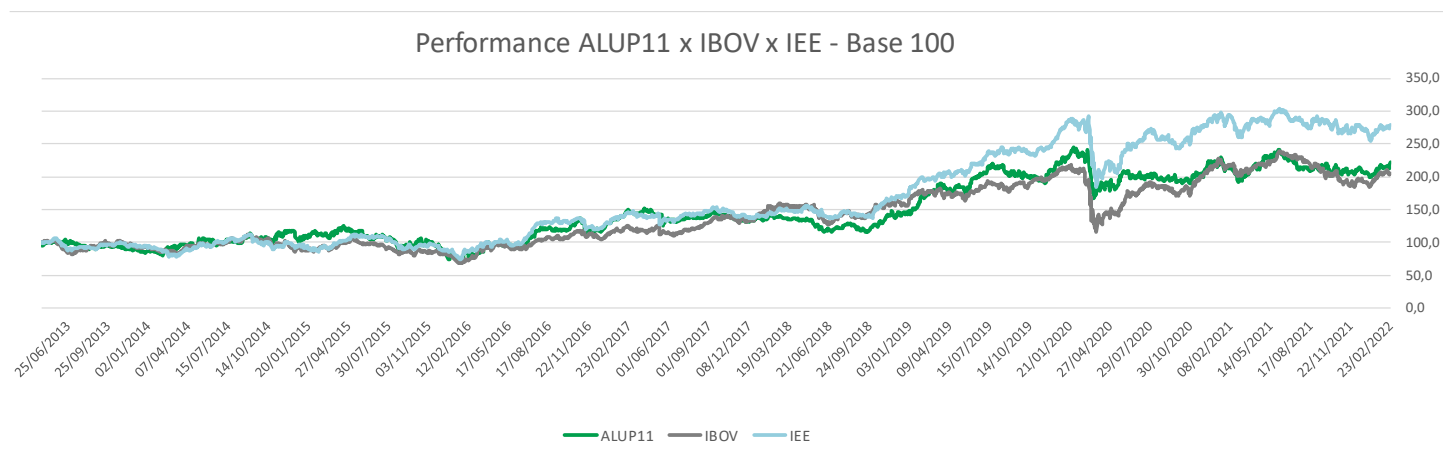
BRIDGES (MM)	2022	2023	2024
La Virgen / Alupar Inversiones	R\$ 0,8	R\$ 100,8	R\$ 196,1
TCE / Alupar Colômbia	R\$ 247,2	-	-
TOTAL	R\$ 248,0	R\$ 100,8	R\$ 196,1

Fitch Ratings

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

Mercado de Capitais

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



Em todos os pregões desde nossa listagem, as Units da Alupar tiveram negociação, apresentando um volume médio diário de R\$ 11,3 milhões. Destacamos que o volume médio diário registrado de 01/01/2021 – 31/12/2021 foi de R\$ 22,2 milhões.

No dia 24 de fevereiro de 2022, o valor de mercado da Alupar era de R\$ 7,596 bilhões.

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

Pacto Global da ONU

Em dezembro de 2021, a Alupar tornou-se signatária do Pacto Global das Nações Unidas (ONU), nacionalmente conhecida como Rede Brasil do Pacto Global da ONU. Como membro da Rede, a Alupar declara apoiar os Dez Princípios universais, derivados da Declaração Universal de Direitos Humanos, da Declaração da Organização Internacional do Trabalho sobre Princípios e Direitos Fundamentais no Trabalho, da Declaração do Rio sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento e da Convenção das Nações Unidas Contra a Corrupção.

Compromisso

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

Meio ambiente

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

Programas Ambientais

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

Preservação Ambiental

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

Créditos de Carbono

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

Projeto Aves de São Francisco Xavier

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

Social

Qualidade no Ambiente de Trabalho

Renovação do Selo de Qualidade: Certificação FIA Employe Experience (FEE) 2021 – Clima Organizacional
Prêmio Lugares Incríveis para Trabalhar 2021 – 2º ano consecutivo

R\$ 3,9 mm destinados a ações sociais em 2021 através de Programas Apoiados através de Leis de Incentivo

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

R\$ 5,7 mm investidos em ações sociais em 2021

- 2.500 famílias beneficiadas
- 4.000 pessoas beneficiadas
- 13 escolas favorecidas
- Doação de cestas básicas
- Projeto dos Artesão em Monteiro Lobato
- Programa de Conservação da Saíra Apunhalada
- Projeto de Reflorestamento e Plantio de Mudanças
- Projeto Aqualuz - Safe Drink for All (+ de 600 pessoas beneficiadas)

Responsabilidade Social Covid – 19 | O apoio da Alupar garantiu o sucesso no combate à COVID!

O Hospital das Clínicas fez uma homenagem para agradecer as doações recebidas na pandemia. Os recursos foram destinados a insumos médicos, equipamentos, contratação e apoio a profissionais que atuaram – e ainda atuam – na linha de frente do tratamento de pacientes graves da Covid-19.

Governança e Compliance

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

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

Programa de Diversidade e Inclusão

A Alupar está em fase de implementação de seu Programa de Diversidade e Inclusão 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	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
Ativo				
Circulante	912.364	1.221.435	4.400.677	4.084.394
Caixa e equivalentes de caixa	65.529	189.784	377.119	674.609
Investimentos de curto prazo	455.336	555.099	1.553.503	1.405.506
Títulos e valores mobiliários	-	-	971	767
Contas a receber de clientes	10.452	32.179	391.698	415.353
Dividendos a receber	341.754	390.119	75	75
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	28.706	26.032	65.067	81.684
Outros tributos compensáveis	771	5.191	33.735	59.476
Estoques	-	-	8.245	7.856
Despesas pagas antecipadamente	30	63	8.251	5.828
Cauções e depósitos judiciais	-	-	384	384
Ativo contratual da concessão	-	-	1.701.139	1.290.362
Outros ativos	9.786	22.968	260.490	142.494
Não circulante	6.709.736	5.631.368	21.319.255	18.492.116
<u>Realizável a longo prazo</u>	<u>216.329</u>	<u>104.459</u>	<u>16.176.533</u>	<u>13.486.495</u>
Contas a receber de clientes	-	-	24.533	20.903
Títulos e valores mobiliários	-	-	120.695	102.852
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	-	-	3.489	3.187
Outros tributos compensáveis	-	-	24.867	3.640
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	20.207	6.688
Despesas pagas antecipadamente	-	-	11.303	9.203
Cauções e depósitos judiciais	815	778	15.478	15.333
Ativo contratual da concessão	-	-	15.902.984	13.310.348
Adiantamento para futuro aumento de capital	215.433	103.600	-	-
Outros ativos	81	81	52.977	14.341
Investimentos em controladas	6.291.324	5.334.961	-	-
Investimento em controlada em conjunto	143.189	127.734	143.189	127.734
Propriedades para investimento	7.731	7.731	7.731	7.731
Imobilizado	1.850	2.189	4.710.238	4.672.156
Intangível	49.313	54.294	281.564	198.000
Total do Ativo	7.622.100	6.852.803	25.719.932	22.576.510

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
Passivo				
Circulante	420.577	449.186	2.447.555	2.290.153
Empréstimos e financiamentos	-	-	634.414	363.798
Debêntures	11.945	169.588	316.779	459.821
Fornecedores	41.452	26.742	198.387	385.127
Salários, férias e encargos sociais	6.421	6.007	44.866	57.783
Imposto de renda e contribuição social a pagar	-	-	65.553	63.642
Encargos regulatórios	-	-	54.596	58.781
Outros tributos a pagar	101	156	50.399	49.274
Passivo de arrendamento	195	514	9.706	7.392
Contribuições sociais e encargos regulatórios diferidos	-	-	138.539	100.012
Dividendos a pagar	360.439	246.153	568.412	509.475
Adiantamentos de clientes	-	-	2.444	1.456
Provisão para compensações ambientais	-	-	7.475	13.720
Provisões para constituição dos ativos	-	-	324.502	180.958
Provisões para contingências	-	-	-	2.712
Outras obrigações	24	26	31.483	36.202
Não circulante	650.286	653.499	13.270.654	11.341.675
Empréstimos e financiamentos	-	-	1.753.179	2.155.652
Debêntures	647.591	647.253	7.343.384	5.996.185
Passivo de arrendamento	1.044	1.132	38.707	28.300
Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	36.941	292
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	2.571.980	1.925.824
Contribuições sociais e encargos regulatórios diferidos	-	-	1.426.080	1.155.830
Provisão para compensações ambientais	-	-	23.116	19.213
Provisões para constituição dos ativos	-	-	17.094	9.227
Provisões para contingências	1.651	5.114	6.152	15.750
Outras obrigações	-	-	54.021	35.402
Total do Passivo	1.070.863	1.102.685	15.718.209	13.631.828
Patrimônio líquido	6.551.237	5.750.118	10.001.723	8.944.682
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	81.259	20.515	81.259	20.515
Reservas de lucros	3.482.342	2.727.379	3.482.342	2.727.379
Outros resultados abrangentes	70.865	85.453	70.865	85.453
Participação dos acionistas não controladores	-	-	3.450.486	3.194.564
Total do Passivo e Patrimônio Líquido	7.622.100	6.852.803	25.719.932	22.576.510

	Controladora				Consolidado			
	Trimestre findo em		Exercício findo em		Trimestre findo em		Exercício findo em	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
Receita de operação e manutenção, Infraestrutura e Suprimento de Energia	23.913	35.949	124.265	109.042	360.496	1.266.093	2.049.039	4.077.236
Remuneração financeira do ativo de concessão	-	-	-	-	767.445	1.009.198	3.185.169	2.063.509
Receita operacional líquida	23.913	35.949	124.265	109.042	1.127.941	2.275.291	5.234.208	6.140.745
Energia comprada para revenda	(58.444)	(44.282)	(132.404)	(153.154)	(34.731)	(47.912)	(146.165)	(141.772)
Encargos do uso da rede elétrica - CUST	-	-	-	-	(9.213)	(8.488)	(34.599)	(32.795)
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos - CFURH	-	-	-	-	(1.627)	(1.141)	(9.139)	(8.441)
Custo dos serviços prestados	(301)	(248)	(1.240)	(1.265)	(29.464)	(95.369)	(276.383)	(312.274)
Custo de infraestrutura	-	-	-	-	(265.541)	(549.845)	(933.340)	(2.204.273)
Custo do serviço	(58.745)	(44.530)	(133.644)	(154.419)	(340.576)	(702.755)	(1.399.626)	(2.699.555)
Lucro (prejuízo) bruto	(34.832)	(8.581)	(9.379)	(45.377)	787.365	1.572.536	3.834.582	3.441.190
Despesas e receitas operacionais								
Administrativas e gerais	(8.863)	(5.714)	(35.246)	(38.272)	(46.186)	(32.737)	(133.894)	(120.894)
Outras receitas	-	139	1.987	119	1.323	4.212	85.904	7.817
Outras despesas	-	-	-	-	(223)	(430)	(11.835)	(335)
Resultado de equivalência patrimonial	249.987	485.015	1.128.061	1.055.917	537	(11.745)	5.255	(9.224)
	241.124	479.440	1.094.802	1.017.764	(44.549)	(40.700)	(54.570)	(122.636)
Lucro antes do resultado financeiro e tributos	206.292	470.859	1.085.423	972.387	742.816	1.531.836	3.780.012	3.318.554
Despesas financeiras	(14.714)	(13.540)	(48.150)	(54.217)	(269.776)	(213.505)	(1.023.368)	(513.053)
Receitas financeiras	22.031	3.928	78.128	23.918	53.223	10.221	107.823	51.314
Resultado financeiro	7.317	(9.612)	29.978	(30.299)	(216.553)	(203.284)	(915.545)	(461.739)
Lucro antes dos tributos sobre o lucro	213.609	461.247	1.115.401	942.088	526.263	1.328.552	2.864.467	2.856.815
Imposto de renda e contribuição social correntes	5.715	-	-	-	(30.451)	(23.881)	(110.751)	(104.121)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	-	-	(139.403)	(360.061)	(630.900)	(697.189)
Tributos sobre o lucro	5.715	-	-	-	(169.854)	(383.942)	(741.651)	(801.310)
Lucro líquido do exercício	219.324	461.247	1.115.401	942.088	356.409	944.610	2.122.816	2.055.505
Atribuído aos acionistas controladores					219.324	461.247	1.115.401	942.088
Atribuído aos acionistas não controladores					137.085	483.363	1.007.415	1.113.417

ANEXO 02 – REGULATÓRIO

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
ATIVO				
CIRCULANTE	912.364	1.221.437	2.700.473	2.790.240
Caixa e equivalentes de caixa	65.529	189.785	377.119	674.610
Investimentos de curto prazo	455.336	555.099	1.553.503	1.405.506
Títulos e valores mobiliários	-	-	971	767
Contas a receber de clientes	10.452	32.179	391.698	415.353
Partes relacionadas	3.888	-	-	-
Dividendos a receber	341.754	390.119	75	75
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	28.706	25.596	63.067	79.248
Outros tributos compensáveis	771	5.628	33.735	59.913
Estoque	-	-	8.245	7.856
Despesas pagas antecipadamente	30	63	8.251	5.828
Serviços em curso	-	-	29.327	36.189
Outros ativos	5.898	22.968	234.482	104.895
NÃO CIRCULANTE	3.648.444	3.400.141	13.395.977	12.467.311
Contas a receber de clientes	-	-	25.574	23.030
Adiantamento para futuro aumento de capital	215.433	103.598	-	-
Títulos e valores mobiliários	-	-	120.695	102.852
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	-	-	3.489	3.187
Outros tributos compensáveis	-	-	24.867	3.640
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	12.825	6.591
Adiantamento a fornecedores	-	-	11.303	9.203
Cauções e depósitos judiciais	815	778	15.478	15.333
Outros ativos	81	81	47.688	14.342
Investimentos em coligadas e controladas em conjunto	156.777	147.443	156.777	147.443
Investimentos em controladas	3.217.570	3.088.937	-	-
Propriedades para investimento	7.731	7.731	7.731	7.731
Imobilizado	724	670	12.493.708	11.736.035
Intangível	49.313	50.903	475.842	397.924
ATIVO TOTAL	4.560.808	4.621.578	16.096.450	15.257.551

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
PASSIVO				
CIRCULANTE	420.383	448.662	2.351.108	2.205.175
Empréstimos e financiamentos	-	-	634.414	363.798
Debêntures	11.945	169.589	316.779	459.822
Arrendamentos	-	-	214	213
Fornecedores	41.452	26.742	198.387	385.127
Salários, férias e encargos sociais	6.421	6.007	44.866	57.783
Imposto de renda e contribuição social a pagar	-	-	65.474	63.563
Outros tributos a pagar	101	156	51.160	50.035
Provisões de constituição dos ativos	-	-	324.502	180.958
Dividendos a pagar	360.439	246.153	568.412	509.475
Provisão para gastos ambientais	-	-	7.475	13.720
Taxas regulamentares e setoriais	-	-	54.596	58.781
Provisões para contingências	-	-	-	2.712
Adiantamentos de clientes	-	-	53.343	21.805
Outras obrigações	25	15	31.486	37.383
NÃO CIRCULANTE	649.242	652.368	9.382.887	8.328.011
Empréstimos e financiamentos	-	-	1.753.179	2.155.652
Debêntures	647.591	647.253	7.343.384	5.996.185
Arrendamentos	-	-	247	709
Fornecedores	-	-	850	850
Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	36.941	294
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	33.887	1.253
Provisões para contingências	1.651	5.115	6.152	11.461
Adiantamentos de clientes	-	-	97.615	67.896
Provisão para gastos ambientais	-	-	23.116	19.213
Provisões de constituição dos ativos	-	-	17.094	9.227
Provisão para desmantelamento	-	-	12.130	10.545
Outras obrigações	-	-	58.292	54.726
Provisão para passivo a descoberto	-	-	-	-
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	3.491.183	3.520.548	3.491.183	3.520.548
Capital social subscrito e integralizado	2.981.996	2.981.995	2.981.996	2.981.995
(-) Gastos com emissão de ações	(65.225)	(65.225)	(65.225)	(65.225)
Reserva de capital	21.453	43.519	21.453	43.519
Reservas de lucros	482.094	474.806	482.094	474.806
Lucros acumulados	-	-	-	-
Outros resultados abrangentes	70.865	85.453	70.865	85.453
Participação de acionistas não controladores	-	-	871.272	1.203.817
Patrimônio líquido + participação de acionistas não controlado	3.491.183	3.520.548	4.362.455	4.724.365
PASSIVO TOTAL	4.560.808	4.621.578	16.096.450	15.257.551

	Controladora				Consolidado			
	Trimestre findo em		Período findo em		Trimestre findo em		Período findo em	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
RECEITA OPERACIONAL BRUTA								
Sistema de transmissão de energia	-	-	-	-	543.239	406.034	2.006.140	1.431.039
Sistema de geração de energia	26.351	39.587	136.929	119.854	207.020	195.220	797.636	645.876
Prestação de serviços	-	-	-	-	-	-	-	-
	26.351	39.587	136.929	119.854	750.259	601.254	2.803.776	2.076.915
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL BRUTA	(2.438)	(3.637)	(12.664)	(10.811)	(70.588)	(55.613)	(266.188)	(181.494)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	23.913	35.950	124.265	109.043	679.671	545.641	2.537.588	1.895.421
CUSTO DO SERVIÇO								
Custo com energia elétrica								
Energia comprada para revenda	(58.444)	(44.282)	(132.404)	(153.154)	(34.731)	(47.912)	(146.165)	(141.772)
Encargos do uso da rede elétrica - CUST	-	-	-	-	(9.213)	(8.488)	(34.599)	(32.795)
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos - CFURH	-	-	-	-	(1.627)	(1.141)	(9.139)	(8.441)
Custo de operação								
Custo dos serviços prestados	(301)	(249)	(1.240)	(1.266)	5.121	(43.449)	(135.894)	(151.897)
Custo de infraestrutura	-	-	-	-	-	-	-	-
Depreciação / amortização	-	-	-	-	(92.584)	(73.601)	(342.391)	(281.329)
	(58.745)	(44.531)	(133.644)	(154.420)	(133.034)	(174.591)	(668.188)	(616.234)
LUCRO BRUTO	(34.832)	(8.581)	(9.379)	(45.377)	546.637	371.050	1.869.400	1.279.187
DESPESAS E RECEITAS OPERACIONAIS								
Administrativas e gerais	(9.630)	(6.116)	(37.567)	(39.806)	(48.567)	(34.523)	(142.693)	(129.434)
Equivalência patrimonial	175.057	67.168	386.346	337.745	(596)	(166)	(883)	(371)
Outras receitas	-	(20)	-	(20)	1.372	4.071	28.740	7.696
Outras despesas	-	-	-	-	(223)	(430)	(1.800)	(335)
	165.427	61.032	348.779	297.919	(48.014)	(31.048)	(116.636)	(122.444)
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO	130.595	52.451	339.400	252.542	498.623	340.002	1.752.764	1.156.743
Despesas financeiras	(14.705)	(13.508)	(48.078)	(54.040)	(268.530)	(212.604)	(1.012.073)	(507.948)
Receitas financeiras	22.031	3.928	78.128	23.918	53.093	7.547	100.613	48.338
	7.326	(9.580)	30.050	(30.122)	(215.437)	(205.057)	(911.460)	(459.610)
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS	137.921	42.871	369.450	222.420	283.186	134.945	841.304	697.133
Imposto de renda e contribuição social correntes	5.715	-	-	-	(30.451)	(23.881)	(110.751)	(104.121)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	-	-	(26.871)	(298)	(24.604)	1.215
	5.715	-	-	-	(57.322)	(24.179)	(135.355)	(102.906)
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO	143.636	42.871	369.450	222.420	225.864	110.766	705.949	594.227
Atribuído aos acionistas controladores	143.636	42.871	369.450	222.420	143.636	42.871	369.450	222.420
Atribuído aos acionistas não controladores	-	-	-	-	82.228	67.895	336.499	371.807

ANEXO 03 – IFRS X REGULATÓRIO

	Trimestre findo em 31/12/2021			Período findo em 31/12/2021		
	Consolidado IFRS	Consolidado Regulatório	Variação	Consolidado IFRS	Consolidado Regulatório	Variação
Receita operacional bruta	1.293.116	750.259	542.857	5.803.199	2.803.776	2.999.423
Receita de transmissão de energia	128.129	557.762	(429.633)	454.187	2.028.688	(1.574.501)
Receita de infraestrutura	90.901		90.901	1.032.923		1.032.923
Remuneração do Ativo de Concessão	881.589		881.589	3.541.001		3.541.001
Suprimento de energia	207.020	207.020	-	797.636	797.636	-
(-) Parcela variável	(14.523)	(14.523)	-	(22.548)	(22.548)	-
Deduções da receita operacional bruta	(165.175)	(70.588)	(94.587)	(568.991)	(266.188)	(302.803)
PIS / COFINS	(53.181)	(53.181)	-	(201.536)	(201.536)	-
PIS / COFINS diferido	(94.936)	-	(94.936)	(281.401)	-	(281.401)
ICMS	-	-	-	(600)	(600)	-
ISS	(148)	(148)	-	(434)	(434)	-
IVA	-	-	-	-	-	-
Reserva Global de Reversão - RGR	(8.577)	(8.577)	-	(31.934)	(31.934)	-
Reserva Global de Reversão - RGR diferido	451	-	451	(16.681)	-	(16.681)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(2.430)	(2.430)	-	(8.747)	(8.747)	-
FNDCT	(2.430)	(2.430)	-	(8.747)	(8.747)	-
Ministério de minas e energia - MME	(1.213)	(1.213)	-	(4.374)	(4.374)	-
TFSEE	(2.609)	(2.609)	-	(9.816)	(9.816)	-
TFSEE Diferido	(102)	-	102	(4.721)	-	4.721
Receita operacional líquida	1.127.941	679.671	448.270	5.234.208	2.537.588	2.696.620
Custo do serviço	(340.576)	(133.034)	(207.542)	(1.399.626)	(668.188)	(731.438)
Energia comprada para revenda	(34.731)	(34.731)	-	(146.165)	(146.165)	-
Encargos do uso da rede elétrica - CUST	(9.213)	(9.213)	-	(34.599)	(34.599)	-
CFURH	(1.627)	(1.627)	-	(9.139)	(9.139)	-
Custo dos serviços prestados	5.316	5.121	195	(141.887)	(135.894)	(5.993)
Custo de infraestrutura	(265.541)		(265.541)	(933.340)	-	(933.340)
Depreciação / Amortização	(34.659)	(92.463)	57.804	(133.982)	(341.877)	207.895
Utilização do Bem Público - UBP	(121)	(121)	-	(514)	(514)	-
Lucro bruto	787.365	546.637	240.728	3.834.582	1.869.400	1.965.182
Despesas e receitas operacionais	(44.549)	(48.014)	3.465	(54.570)	(116.636)	62.066
Administrativas e gerais	(23.595)	(24.610)	1.015	(57.336)	(61.537)	4.201
Pessoal	(21.502)	(21.502)	-	(71.491)	(71.491)	-
Resultado de equivalência patrimonial	537	(596)	1.133	5.255	(883)	6.138
Depreciação / Amortização	(1.089)	(2.455)	1.366	(5.067)	(9.665)	4.598
Outras receitas	1.323	1.372	(49)	85.904	28.740	57.164
Outras despesas	(223)	(223)	-	(11.835)	(1.800)	(10.035)
EBIT	742.816	498.623	244.193	3.780.012	1.752.764	2.027.248
Depreciação / Amortização	(35.869)	(95.039)	59.170	(139.563)	(352.056)	212.493
EBITDA	778.685	593.662	185.023	3.919.575	2.104.820	1.814.755
Despesas financeiras	(269.776)	(268.530)	(1.246)	(1.023.368)	(1.012.073)	(11.295)
Receitas financeiras	53.223	53.093	130	107.823	100.613	7.210
	(216.553)	(215.437)	(1.116)	(915.545)	(911.460)	(4.085)
EBT	526.263	283.186	243.077	2.864.467	841.304	2.023.163
IR / CSLL	(169.854)	(57.322)	(112.532)	(741.651)	(135.355)	(606.296)
IR / CSLL	(30.451)	(30.451)	-	(110.751)	(110.751)	-
IR / CSLL Diferido	(139.403)	(26.871)	(112.532)	(630.900)	(24.604)	(606.296)
Lucro líquido Consolidado	356.409	225.864	130.545	2.122.816	705.949	1.416.867
Participação de não controladores	(137.085)	(82.228)	(54.857)	(1.007.415)	(336.499)	(670.916)
Lucro líquido Alupar	219.324	143.636	75.688	1.115.401	369.450	745.951