



Apresentação Corporativa 3T21

**Alupar**



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



SE Jauru - TME

# Visão Geral da Alupar

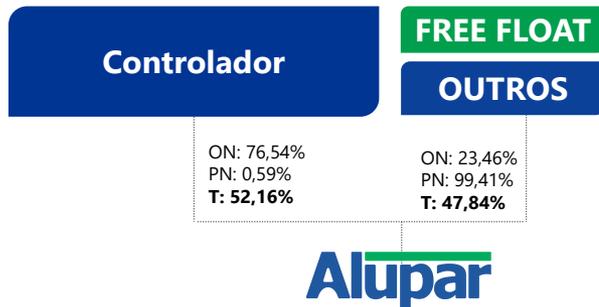


A Alupar é uma empresa brasileira de controle privado, que atua nos segmentos de transmissão e geração de energia na América do Sul

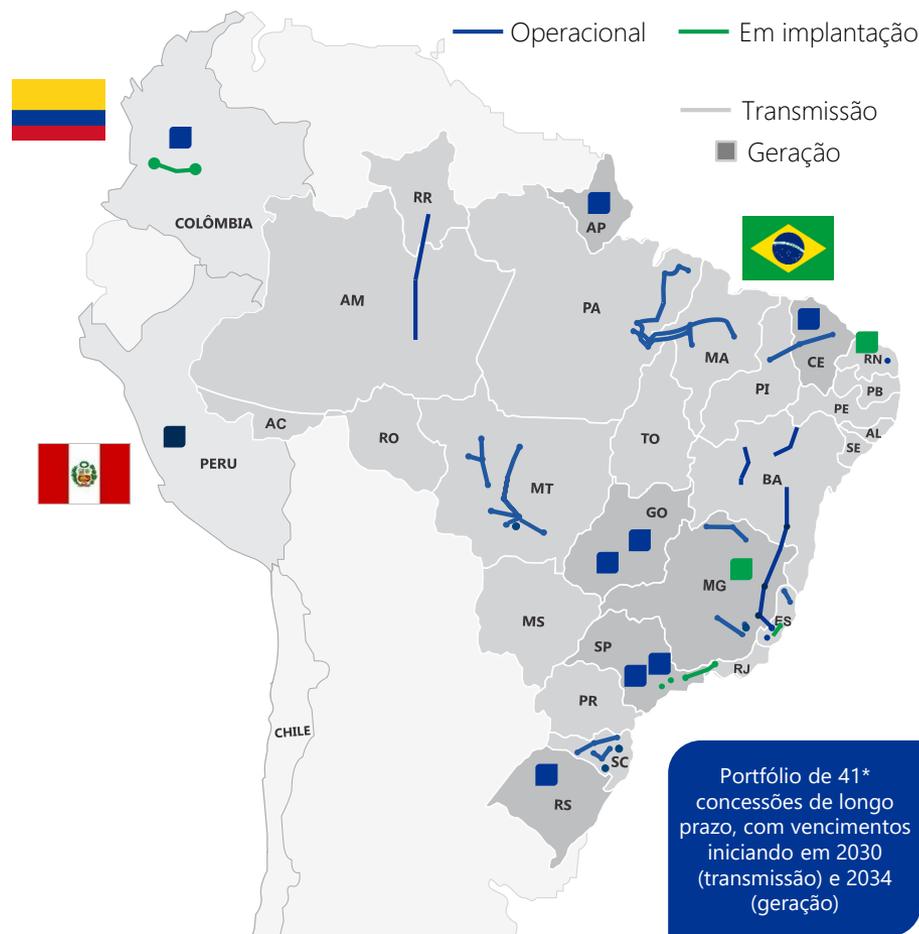
## Destaques da Companhia

- A Alupar é uma das maiores companhias do segmento de transmissão no Brasil em termos de RAP.
- A Companhia é a maior empresa de transmissão de energia de controle privado do Brasil, com 30 ativos de transmissão e 7.929 km de linhas:
  - 6.408 km já operacionais
  - 1.621 km em implantação
- As atividades em geração são focadas em usinas de pequeno e médio porte, com investimentos em 4 UHEs, 5 PCHs, 1 complexo de energia eólica (5 parques) e 2 parques eólicos com capacidade de:
  - 673,8 MW em operação
  - 23,0 MW hídrico e 58,8 MW eólico em implantação

## Composição Acionária



## Distribuição Geográfica dos Ativos



\*Considerando o cluster Energia dos Ventos como 1 projeto e o cluster Agreste Potiguar como 1 projeto

# Track-record em Gestão de Projetos

Projetos *greenfield* permitiu a Companhia a extrair retornos adicionais para seus acionistas

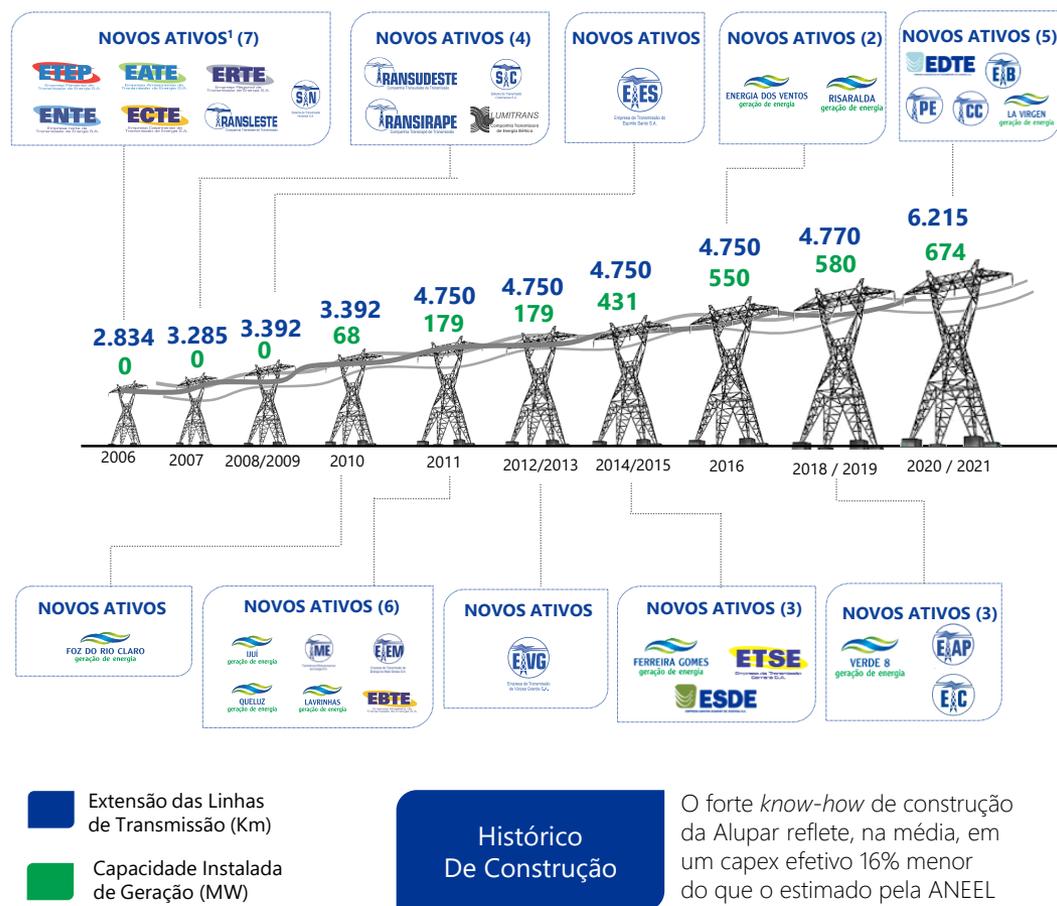
Performance da Alupar nos leilões de transmissão

*Greenfield*



	Participação em Leilões	Lotes vencidos pela Alupar	WACC Regulatório (%)	Capex Aneel <sup>1</sup> (R\$ MM)
1999	✓	-	N/D	-
2000	✓	3	N/D	2.976
2001	✓	-	N/D	-
2002	✓	2	N/D	1.239
2003	✓	3	N/D	1.909
2004	✓	2	N/D	319
2005	✓	1	N/D	389
2006	✓	1	8,2%	89
2007	✓	-	7,5%	-
2008	✓	1	7,1%	562
2009	✓	3	6,6%	908
2010	✓	1	6,0%	54
2011	✓	2	6,6%	1.994
2012	✓	-	5,8%	-
2013	✓	-	5,8%	-
2014	✓	1	6,6%	387
2015	✓	-	8,0%	-
2016 <sup>2</sup>	✓	7	9,8%	4.904
2017	✓	1	9,7%	1.081
2018	✓	-	7,9%	-
2019	✓	-	7,8%	-
2020	✓	-	6,0%	-

## Histórico de Desenvolvimento *Greenfield* da Alupar



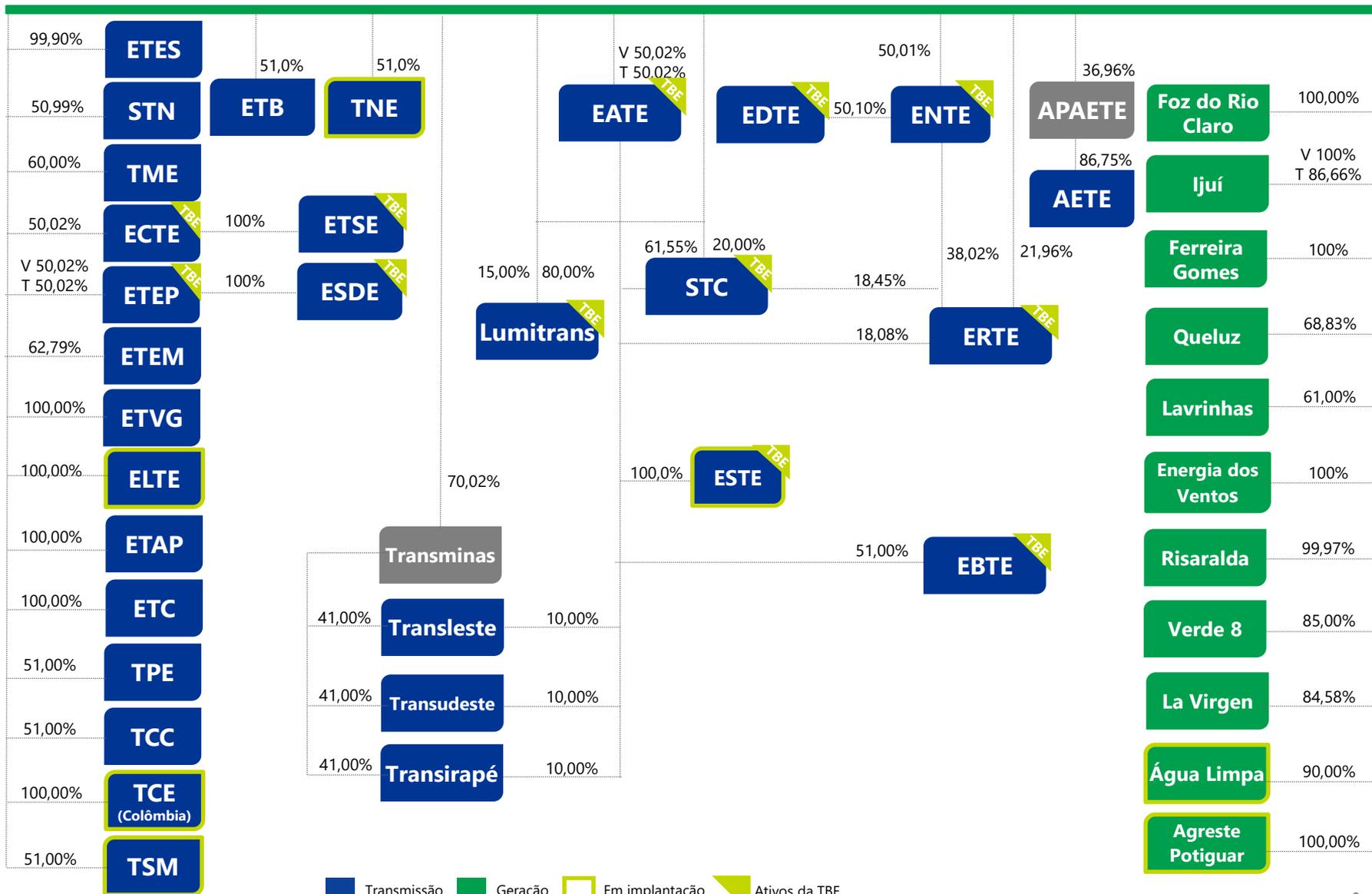
Nota: Inclui ativos desenvolvidos antes de 2006

O forte *know-how* de construção da Alupar reflete, na média, em um capex efetivo 16% menor do que o estimado pela ANEEL

<sup>1</sup> Valores atualizados da data da assinatura do contrato até agosto/21 pelo IPCA

<sup>2</sup> Não Inclui TCE

# Estrutura Corporativa





# Ações na Sociedade e Comunidades



## Instituições apoiadas através das Leis de Incentivo

### Lei de Incentivo à Cultura

- Fundação Bienal de São Paulo
- Fundação Bachiana
- Associação Vagalume
- Fundação Dorina Nowill para Cegos
- Associação Fernanda Bianchini
- Pequeno Príncipe
- Theatro Net
- Associação Israelita
- RUMO
- Virtuosi
- Menino Deus
- Fundação Demócrito Rocha
- Mundoteca

### Fundo de Amparo ao Idoso

- Hospital do Câncer de Barretos – Hosp. Do Amor
- APAE
- Fundação Terra

### PRONON

- Centro Infantil Boldrini
- Fundação Hemocentro de Ribeirão Preto

### PRONAS

- APAE
- IMIP – Instituto de Medicina Integral Prof. Fernando Figueira

### Fundo Municipal dos Direitos da Criança e do Adolescente

- Colégio Mão Amiga
- Liga Solidária
- Instituto André Franco Vive
- Instituto OBI
- Instituto Verdescola
- Projeto Casulo
- Lar Uma Nova Esperança
- Hospital Pequeno Príncipe
- Lar Betânia
- APAE
- Fundação Futuro Brasil
- Associação Peter Pan

### Lei de Incentivo ao Esporte

- Instituto Sports
- Instituto Tênis
- Rugby – Confederação Brasileira de Rugby

## Projetos Sociais:

- Mundoteca
- Livro Aves de São Francisco Xavier
- Projeto Aqualuz (ODS)
- Projeto Ubuntu



# Pessoas

## Nossas pessoas

Investimento no **desenvolvimento** e no **bem-star** do colaborador

- Remuneração (benchmark)
- Programas de **reconhecimento e recompensa**
- Programas de **qualidade de vida**
- Equilíbrio** entre vida pessoal e profissional
- Bolsas** de Pós-Graduação e Graduação
- Encontros de **integração**
- Programa** de Formação de Líderes
- Promoção** do Voluntariado
- Programa de **Trainee**

## Qualidade no Ambiente de Trabalho

Alupar conquista a **Certificação de Qualidade do Ambiente de Trabalho**, emitida a partir do resultado da pesquisa **Atmosfera FIA Employee Experience (FEEEx)**.



[#OrgulhodeSerAlupar](#)

[#SomosCertificadosAtmosferaFIA](#)



# Meio Ambiente **Alupar**

em 2008, a Alupar implementou sua área ambiental

**Programa de Educação Ambiental** (diagnóstico participativo integrado com a comunidade):

**82 municípios visitados** desde 2017

**52.483 pessoas** atendidas pelo programa de comunicação social

## **Programas Ambientais**

Programa de **Reposição Florestal**

**Monitoramento e Manejo** de Fauna e Flora

Plano de **Compensação Ambiental**

# Governança Corporativa

## Estrutura de governança corporativa baseada em transparência e equidade

- A Alupar segue todos os padrões do Nível II de Governança da B3
- Conselho de Administração composto por 7 membros (2 membros independentes)
- 100% de *tag along* para todas as ações
- Dividendos mínimo de 50% do lucro líquido para ações ONs e PNs (Estatuto Social)

## Governança:



Mais de 70  
municípios  
atendidos



A Alupar reafirma o compromisso de ser uma empresa que valoriza seu papel de responsabilidade social, ambiental e de governança.

Ações de apoio estão sendo desenvolvidas nas comunidades que estamos envolvidos.

Doações de:

- Cestas básicas
- Álcool gel
- Kits de higiene
- EPIs (Equipamentos de Proteção Individual)
- Máscaras
- Apoio ao projeto para contratação de anestesistas para o Hospital das Clínicas em São Paulo
- Doação de máscaras nas estações da CPTM de trem/metro em São Paulo





LT - ETEM



## Portfólio de Ativos

# Ativos Novos e Diversificados em Transmissão

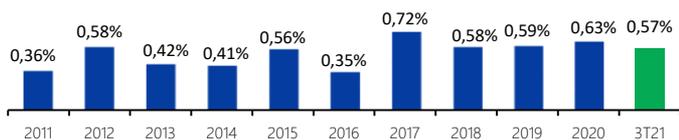
Alupar possui 30 concessões de longo prazo protegidas contra inflação que permitem à Companhia obter um fluxo caixa estável e previsível

## Características dos Ativos de Transmissão

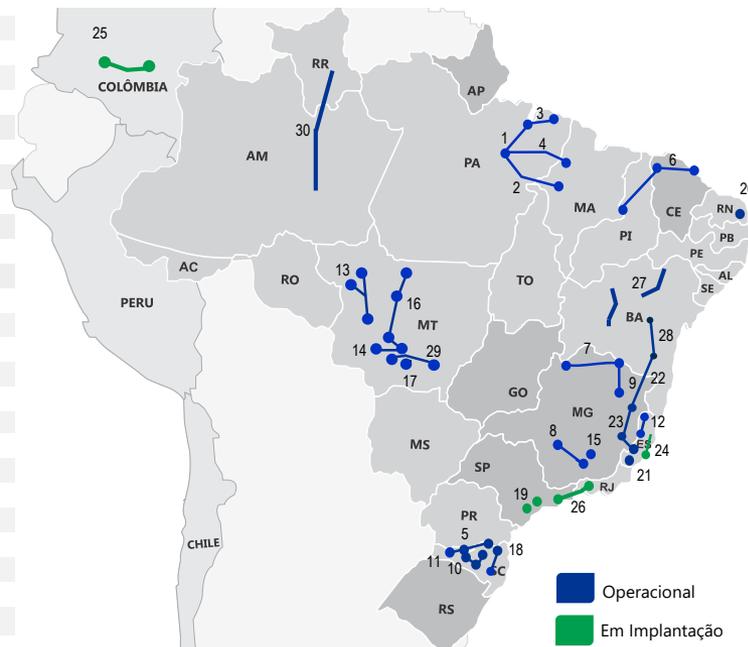
Ativos	Participação	Concessão		Ínic. Oper.	Extensão Km	RAP/RBNI¹	Indexador	Revisão Tarifária	Aniversário 15 anos
	%	Início	Fim						
1. ETEP	50,02%	2001	2031	2002	323	R\$ 80,6	IGP-M	Não	25/08/2017
2. ENTE	50,01%	2002	2032	2005	464	R\$ 184,5	IGP-M	Não	12/02/2020
3. ERTE	50,01%	2002	2032	2004	179	R\$ 42,0	IGP-M	Não	15/09/2019
4. EATE	50,02%	2001	2031	2003	924	R\$ 358,1	IGP-M	Não	10/03/2018
5. ECTE	50,02%	2000	2030	2002	253	R\$ 77,9	IGP-M	Não	26/03/2017
6. STN	51,00%	2004	2034	2005	541	R\$ 149,9	IGP-M	Não	01/01/2021
7. Transleste	33,71%	2004	2034	2005	150	R\$ 33,4	IGP-M	Não	18/12/2020
8. Transudeste	33,71%	2005	2035	2007	140	R\$ 34,2	IGP-M	Não	23/02/2022
9. Transirapé	33,71%	2005	2035	2007	65	R\$ 54,4	IGP-M	Não	23/05/2022
10. STC	60,02%	2006	2036	2007	195	R\$ 52,4	IPCA	Não	08/11/2022
11. Lumitrans	55,02%	2004	2034	2007	51	R\$ 43,6	IGP-M	Não	03/10/2022
12. ETES	100,00%	2007	2037	2008	107	R\$ 20,1	IPCA	Sim	12/12/2023
13. EBTE	25,51%	2008	2038	2011	775	R\$ 52,9	IPCA	Sim	-
14. TME	60,00%	2009	2039	2011	348	R\$ 58,3	IPCA	Sim	-
15. ESDE	50,02%	2009	2039	2014	Subestação	R\$ 15,7	IPCA	Sim	-
16. ETEM	62,79%	2010	2040	2011	235	R\$ 16,2	IPCA	Sim	-
17. ETVG	100,00%	2010	2040	2012	Subestação	R\$ 16,4	IPCA	Sim	-
18. ETSE	50,02%	2012	2042	2014	Subestação	R\$ 25,4	IPCA	Sim	-
19. ELTE	100,00%	2014	2044	-	Subestação+40	R\$ 57,5*	IPCA	Sim	-
20. ETAP	100,00%	2016	2046	2019	Subestação+20	R\$ 61,9	IPCA	Sim	-
21. ETC	100,00%	2016	2046	2019	Subestação	R\$ 36,0	IPCA	Sim	-
22. TPE	51,00%	2017	2047	2020	541	R\$ 263,1	IPCA	Sim	-
23. TCC	51,00%	2017	2047	2021	288	R\$ 178,6	IPCA	Sim	-
24. ESTE	50,02%	2017	2047	-	236	R\$ 123,6	IPCA	Sim	-
25. TCE (Colômbia)	100,00%	2016	Perpétua	-	200	R\$ 112,5**	PPI	-	-
26. TSM	51,00%	2017	2047	-	330	R\$ 120,0	IPCA	Sim	-
27. ETB	51,00%	2016	2046	2020	446	R\$ 155,3	IPCA	Sim	-
28. EDTE	25,06%	2016	2046	2020	170	R\$ 76,1	IPCA	Sim	-
29. AETE	32,06%	2004	2034	2005	193	R\$ 38,9	IGP-M	Não	19/08/2020
30. TNE	51,00%	2012	2042	-	715	R\$ 329,1*	IPCA	Sim	-

**Total** **7.929** **2.868,3**  
**Total TBE** **3.570** **1.132,7**

Média Nacional 2020: 1,46%



## Localização Geográfica dos Ativos



## Parcerias Sólidas



Nota: 1) Ciclo 21/22 \*\*USD 5,0/BRL 1,00 / \*Valor definido no aditivo ao contrato de concessão



## 2015

09/12/2015, Emissão da Licença Prévia do empreendimento pelo IBAMA;

06/11/2015, Encaminhamento pela FUNAI do Ofício com o não óbice à viabilidade ambiental do projeto para o IBAMA;

02/09/2015, protocolado na ANEEL, o requerimento para rescisão amigável do Contrato de Concessão nº 003/2012-ANEEL, dado a não manifestação da FUNAI quanto a viabilidade do projeto

## 2016

19/12/2016, Publicação pela ANEEL do Despacho nº 3.265, recomendando encaminhar os autos do processo administrativo ao MME com recomendações para: (a) extinguir o Contrato de Concessão nº 003/2012-ANEEL, 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 e; (c) considerar como referência para a indenização dos ativos em serviço

## 2017

13/09/2017, protocolado 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, em decorrência da inviabilidade, da implantação do empreendimento

09/2018, após reunião com a comunidade indígena, houve autorização para desenvolver estudos dentro da área afetada para a elaboração do Componente Indígena do PBA (PBA-CI);

22/02/2018, o MME, após receber e analisar os autos do processo, encaminhou à ANEEL o Ofício nº 66/2018/SPE-MME pelo qual não acatou a recomendação do Despacho nº 3.265/2016 e devolveu à ANEEL o processo para reavaliação



## 2021

27/04/2021, Reunião de Diretoria da ANEEL, deliberou por manter, em parte, o teor do Despacho ANEEL nº 2.502/2019, para os fins de: (i) autorizar a celebração de Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, que deverá constar o reequilíbrio econômico-financeiro e o valor associado ao CER da Subestação Boa Vista, parte integrante do escopo do Edital do Leilão nº 4/2011-ANEEL, totalizando uma RAP no valor de R\$ 329,1 milhões, atualizado até 30/06/21; (ii) recompor o prazo de implantação do objeto para 36 meses, a ser contado a partir da assinatura do Termo Aditivo Contratual; e (iii) convocar a TNE para, até 30 de junho de 2021, assinar o respectivo aditivo contratual. Esta decisão esta contida no Despacho ANEEL nº 1177/2021, publicado no DOU em 04.05.2021;

25/03/21, TNE protocolou na ANEEL pedido oficial para solução de controvérsias (instauração da arbitragem) e deverá, ser submetido a análise da diretoria da Agência. O objeto dessa arbitragem consiste na definição de eventual direito da TNE ao reequilíbrio econômico-financeiro do Contrato de Concessão, até o valor requerido de RAP de R\$ 395,7 milhões.

No âmbito do Processo Judicial nº: 1012027-22.2017.4.01.3400, em mar/21, foi prolatada sentença julgando procedente em parte a ação proposta, para determinar a rescisão do contrato de concessão e condenar a União Federal a indenizar a TNE das perdas materiais a serem apuradas em liquidação de sentença;

17/09/2021, assinatura 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.

28/09/2021, o IBAMA expediu a Licença de Instalação para a implantação da Linha de Transmissão;

## 2019

31/10/2019, Despacho ANEEL nº 2.951/2019, dando provimento parcial ao pedido de reconsideração, suspendendo a convocação para assinatura do Termo Aditivo, previsto para 31/10/2019, até que o referido recurso seja julgado pela diretoria da ANEEL;

23/09/2019, apresentado à ANEEL, recurso de pedido de reconsideração ao Despacho ANEEL Nº 2.502/2019;

10/09/2019, na 33ª Reunião de Diretoria ANEEL, estabeleceu: (i) autorizar o termo aditivo ao Contrato de Concessão nº 003/2012, constando o reequilíbrio econômico-financeiro de R\$ 275,6 milhões (inclusive CER da SE Boa Vista), atualizado até 31/10/2019; (ii) recompor o prazo de implantação para 36 meses, contado da assinatura do Aditivo Contratual e; (iii) convocação da contratada para assinar o aditivo até 31/10/2019. Segundo Despacho ANEEL nº 2.502/2019;

19/06/2019, protocolado no IBAMA o PBA-CI, juntamente com a solicitação de Licença de Instalação

## 2018



## 2016

08/07/2016 – Emissão pelo Comando da Aeronáutica (COMAER) do Ofício nº 445/OACO/12839, por meio do qual não autorizou a implantação das instalações de transmissão, por entender que causariam impactos nas operações do aeródromo.

## 2017

25/07/2017, o COMAER por meio do Ofício nº 847/OACO/13750 novamente se manifesta NÃO AUTORIZANDO a implantação da linha de transmissão;

12/04/2017, a ELTE protocolou Parecer Independente de renomado especialista em segurança de voo no COMAER solicitando considerações sobre o indeferimento das linhas de transmissão ligadas a SE Domênico Rangoni;

31/03/2017, emissão, pela CETESB, da Licença Prévia da subestação Manoel da Nóbrega 230/88 kV, e sua respectiva linha de transmissão, prevista para out/15

## 2018

13/06/2018, a ELTE protocolou, junto à ANEEL, pedido de rescisão amigável do Contrato de Concessão nº 016/2014;

30/05/2018, Emissão pela CETESB, da carta CETESB 239/18IE e Parecer Técnico nº 186/18/IE, indicando a inviabilidade ambiental do trecho da SE Domênico Rangoni e suas respectivas linhas de transmissão não autorizadas pelo COMAER;

09/03/2018, Emissão pela CETESB, da carta CETESB 136/18IE, indicando que o traçado proposto não seria passível de implantação, considerando os riscos e impactos à Unidade de Conservação;

16/01/2018, a ELTE solicitou a CETESB análise da pertinência quanto ao detalhamento de um traçado alternativo, afastando o traçado original da área de proteção de voo, porém, entrando em área mais preservada do Parque Estadual da Serra do Mar.

## 2019

12/09/2019, em virtude do vencimento do prazo estipulado pela ANEEL para assinatura do aditivo, a Agência estipulou, nova data para assinatura, nov/2019 (Nota Técnica nº 626/2019-SCT/ANEEL);

14/03/2019, A ELTE aceitou à proposta apresentada e ficou no aguardo da disponibilização pela ANEEL, do termo aditivo ao contrato;

07/03/2019, a ANEEL propôs à ELTE, por meio da Nota Técnica nº 116/2019-SCT/ANEEL, a redução de escopo do Contrato de Concessão em 48%, excluindo o trecho inviabilizado (Domênico Rangoni) e consequentemente o reequilíbrio econômico financeiro do contrato.

## 2021

08/01/2021, assinatura do Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 016/2014.

## 2020

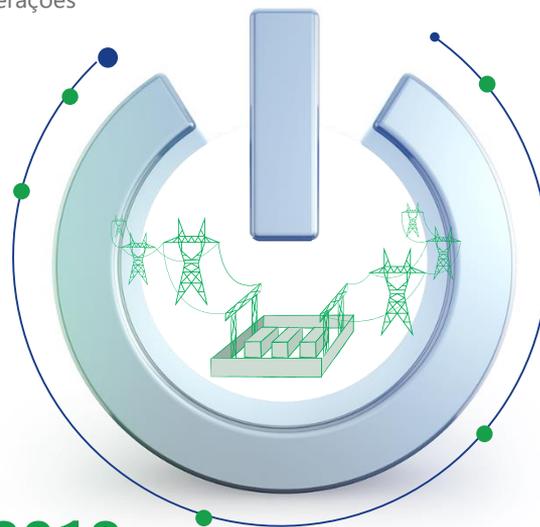
15/12/2020, na 47ª Reunião Pública Ordinária da ANEEL, foi reconhecido o excludente total de responsabilidade pelo atraso na implantação do empreendimento por inviabilidade ambiental e aprovado o reequilíbrio econômico-financeiro para a retomada da implantação dos ativos de transmissão;

10/06/2020, apresentou à Agência o recurso de pedido de reconsideração ao Despacho ANEEL nº 1485/2020;

26/05/2020, em reunião de Diretoria da ANEEL, decidiu-se negar provimento ao Requerimento Administrativo interposto pela ELTE pleiteando o reequilíbrio econômico-financeiro do Contrato de Concessão, com redução do objeto, referente às obras do conjunto da SE Domênico Rangoni, mantendo a SE Manoel da Nóbrega;

27/02/2020, em reunião extraordinária, a ANEEL comunicou que um novo projeto, elaborado pela EPE e apresentado ao SRPV-SP, poderia viabilizar o trecho Domênico Rangoni. A ANEEL suspendeu por 90 dias ou até a manifestação da SRPV-SP, a decisão para o pedido apresentado pela ELTE, de rescisão amigável do contrato de concessão ou celebração do termo aditivo para implantação do trecho Manoel da Nóbrega. A ELTE protocolou na ANEEL recurso contra esta decisão, solicitando a manifestação em 30 dias;

22/01/2020, mediante a não manifestação da ANEEL, a ELTE entrou com mandato de segurança nº 1003014-91.2020.4.01.3400, para que a ANEEL disponibilizasse o termo aditivo ao contrato de concessão ou a rescisão integral do contrato.



# Ativos de Geração e receitas contratadas

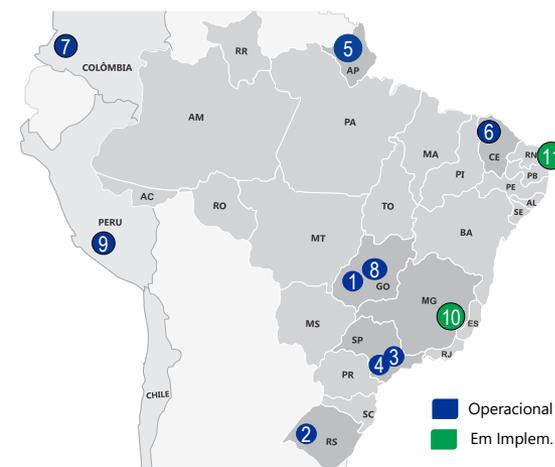
Contratos de preços ajustados pela inflação com clientes confiáveis.  
Ativos incluídos no mecanismo MRE mitigam o risco hidrológico.



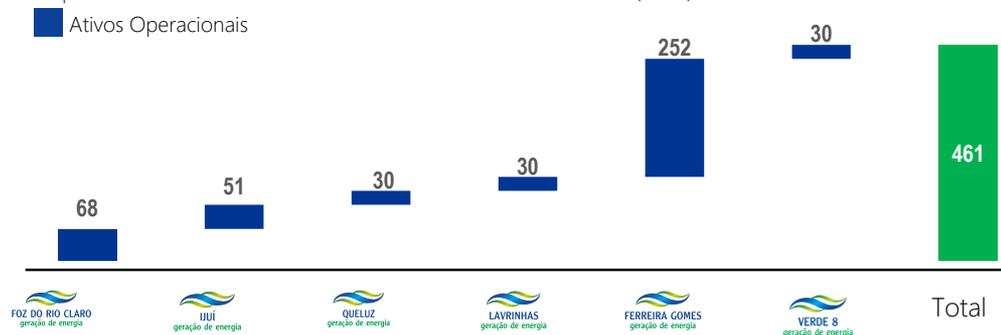
## Características dos Ativos de Geração

Ativos	Participação		Concessão		Ínic. Oper.	Tipo	Cap. Instalada	Energia Asseg.	Energia Contrat.	Energia Contrat.	Receita Contrat. <sup>4</sup>	PPA Prazo	PPA <sup>1</sup>	Index
	V <sup>2</sup>	T <sup>3</sup>	Início	Fim										
1. Foz do Rio Claro	100,00%	100,00%	2006	2046	2010	UHE	68,4	39,0	100%	39,0	76,9	2039	224,98	IPCA
2. Ijuí	100,00%	86,66%	2006	2046	2011	UHE	51,0	30,4	100%	30,0	63,4	2039	241,14	IPCA
3. Queliz	68,83%	68,83%	2004	2038	2011	PCH	30,0	21,4	100%	21,0	58,2	2025	316,21	IGP-M
4. Lavrinhas	61,00%	61,00%	2004	2038	2011	PCH	30,0	21,4	100%	21,0	58,2	2025	316,21	IGP-M
5. F. Gomes	100,00%	100,00%	2010	2047	2014	UHE	252,0	153,1	70% 30%	105,0 39,9	108,9 69,7	2045 2031	118,41 199,42	IPCA
6. Energia dos Ventos	100,00%	100,00%	2012	2047	2016	Eólica	98,7	50,9	78%	39,9	59,8	2035	171,18	IPCA
7. Morro Azul	99,97%	99,97%	--- Vitalícia ---	---	2016	PCH	19,9	13,2	100%	13,2	33,2	2026	286,74 <sup>6</sup>	IPP
8. Verde 08	85,00%	85,00%	2012	2044	2018	PCH	30,0	18,7	100%	18,2 <sup>5</sup>	39,5	2052	247,58 <sup>7</sup>	IPCA
9. La Virgen	84,58%	84,58%	--- Vitalícia ---	---	2021	UHE	93,8	59,2	-	-	-	-	-	-
10. Antônio Dias	90,00%	90,00%	2014	2049	-	PCH	23,0	11,4	-	-	-	-	-	-
11. Agreste Potiguar														
AW Santa Régia	100,00%	100,00%	2020	2055	-	Eólica	35,7	20,5	-	-	-	-	-	-
AW São João	100,00%	100,00%	2020	2055	-	Eólica	23,1	12,7	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>							<b>755,6</b>	<b>451,9</b>						

## Localização Geográfica



## Capacidade Instalada submetida ao mecanismo MRE (MW)



## Mecanismo MRE

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

1) Tarifa base: Usinas em operação preço médio 2020 | 2) Capital Total | 3) Capital Votante | 4) Receita Estimada: considerando o PPA  
5) Energia Contratada a partir de Jan/23 – Considera perdas | 6) 1BR/0,001409 COP | 7) atualizado IPCA 2020

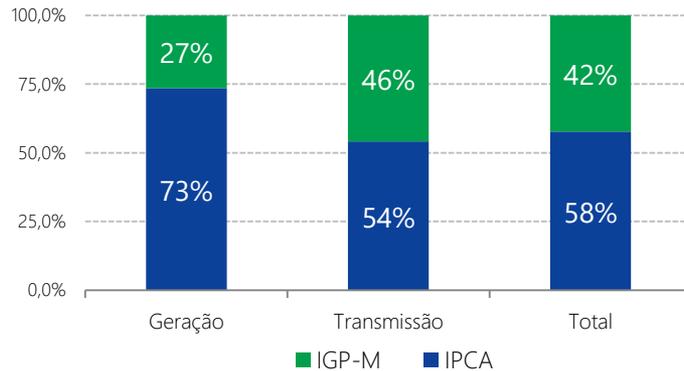


SE - ETVG

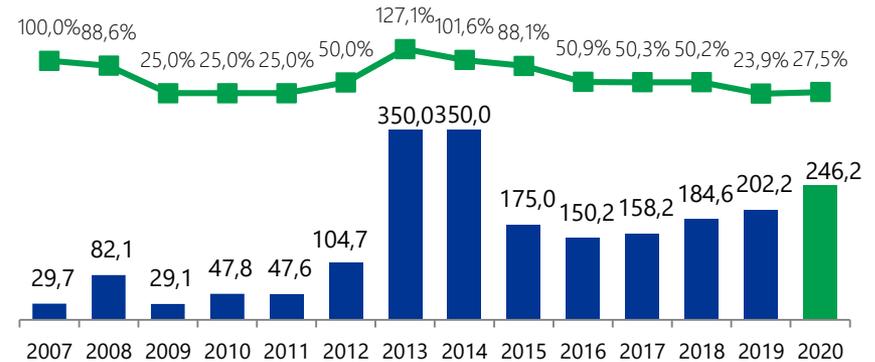
# Alta Previsibilidade e Baixo Risco



## Reajuste Contratual das Receitas

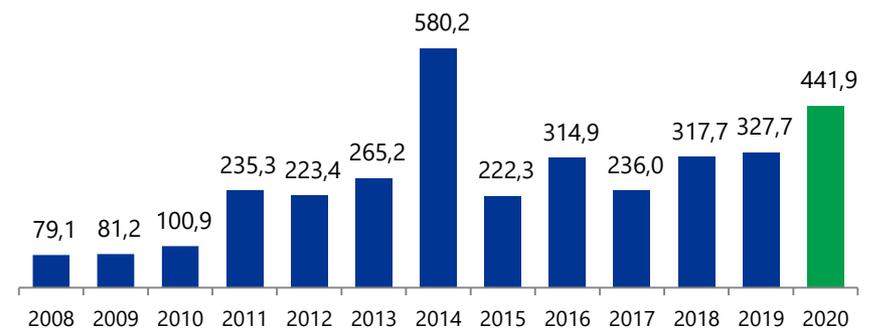


## Dividendos Declarados (Alupar => Acionistas)



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

## Dividendos Recebidos (Controladas => Alupar)

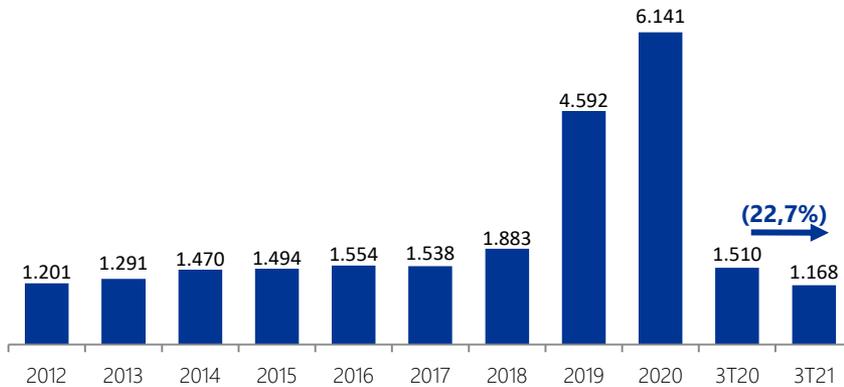


# Destques Financeiros - IFRS

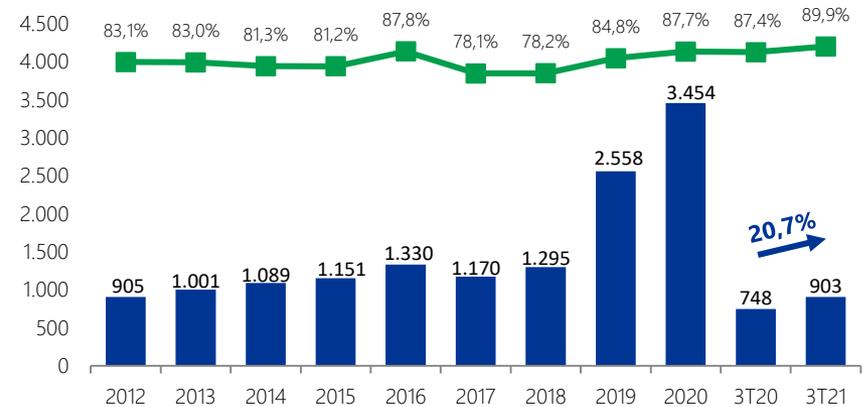


## Receita Líquida

(R\$ MM)

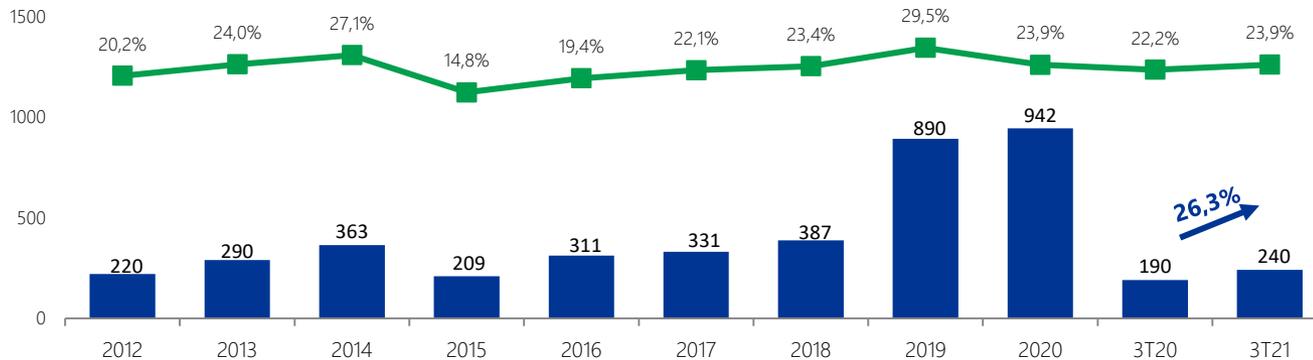


## EBITDA e Margem EBITDA<sup>(1)</sup>



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

(R\$ MM)



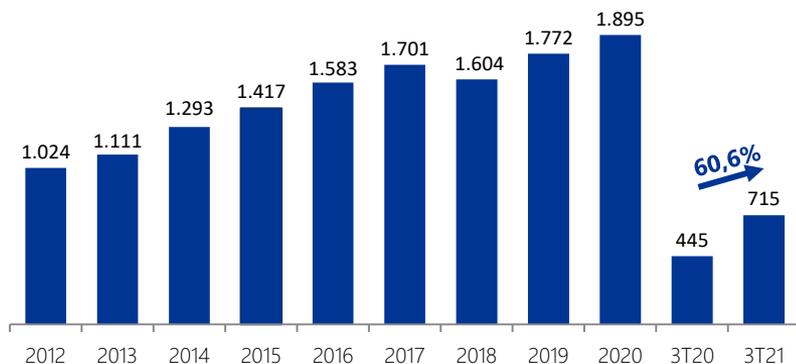
1) Para o cálculo da Margem foi subtraído da Receita Líquida o custo de infraestrutura (Capex).

# Destaques Financeiros - Regulatório

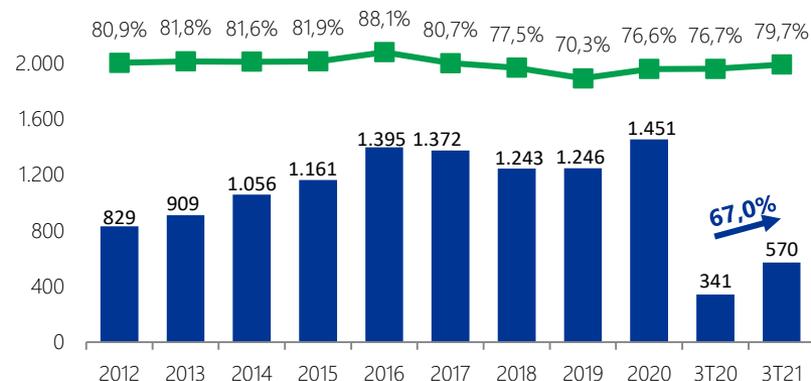


## Receita Líquida

(R\$ MM)



## EBITDA e Margem EBITDA

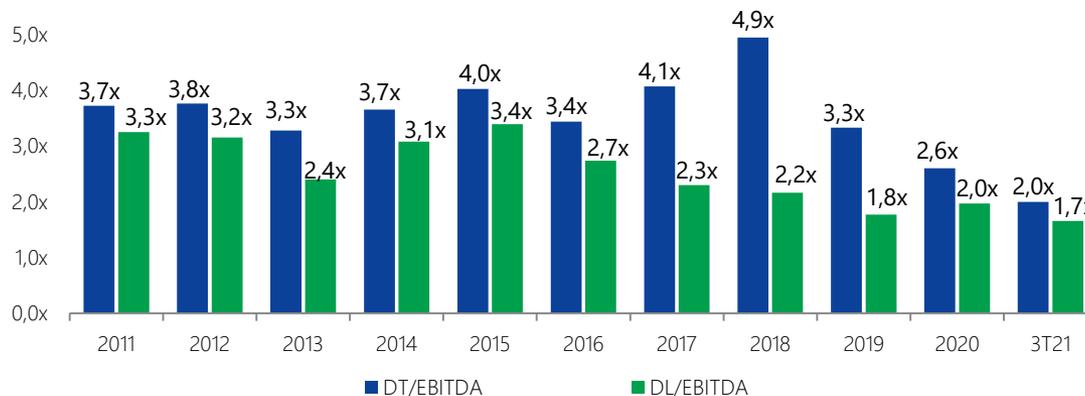


## Lucro Líquido e Margem Líquida

(R\$ MM)



## Dívida e Dívida Líquida/ EBITDA

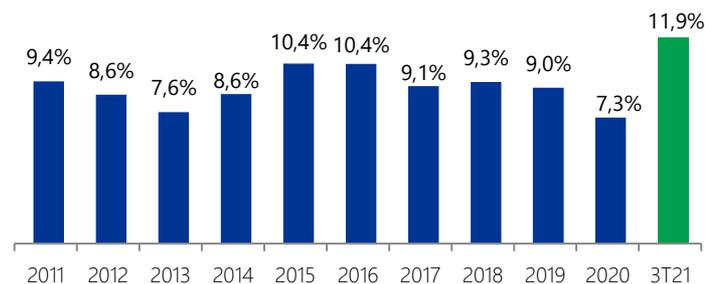


## Taxa Efetiva de Impostos



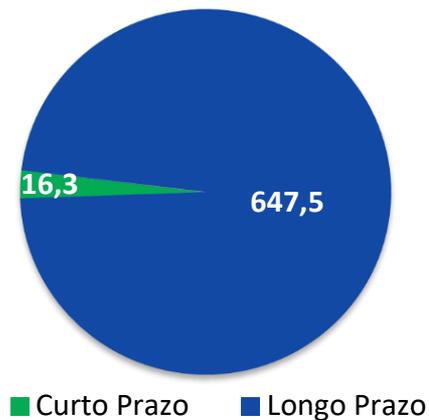
## Custo médio da dívida

% valores nominais



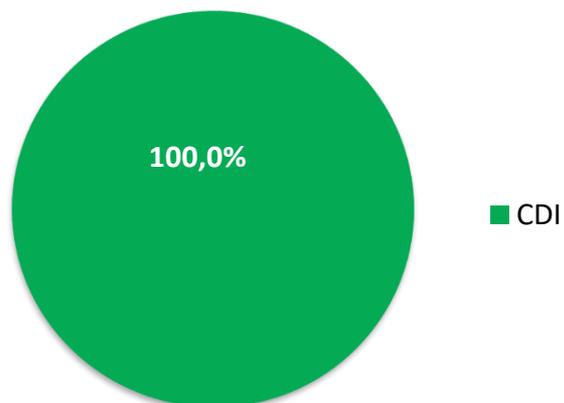
# Perfil da Dívida Controladora – 3T21

Perfil da Dívida (Em milhões de R\$)

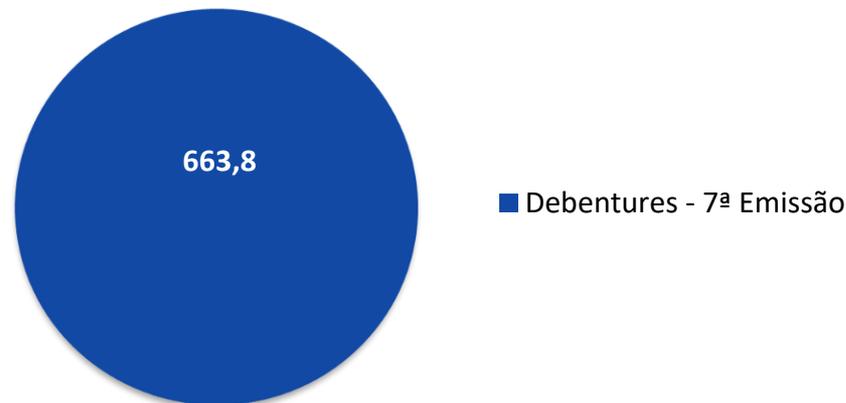


Dívida Total	R\$ 663,8 MM
(-) Caixa e equivalentes de caixa	R\$ 610,6 MM
(=) Dívida Líquida	R\$ 53,2 MM

Composição Dívida Total por Indexador (%)



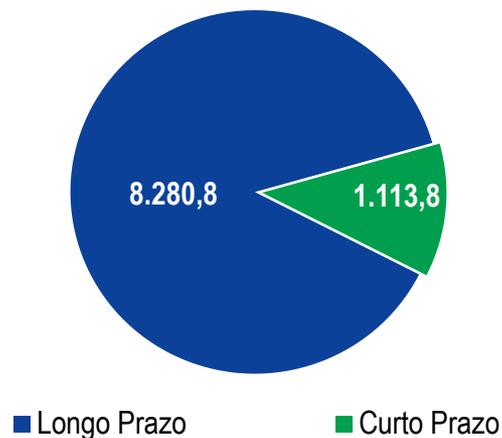
Composição da Dívida Total (Em milhões de R\$)



# Perfil da Dívida Consolidada – 3T21



Perfil da Dívida (Em milhões de R\$)



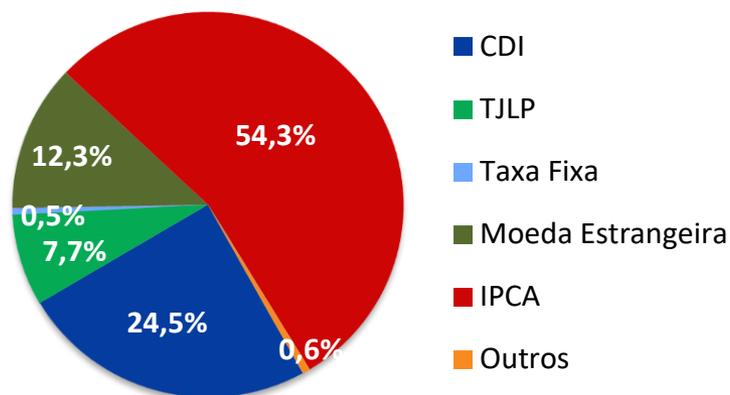
## Emissão de Green Bond



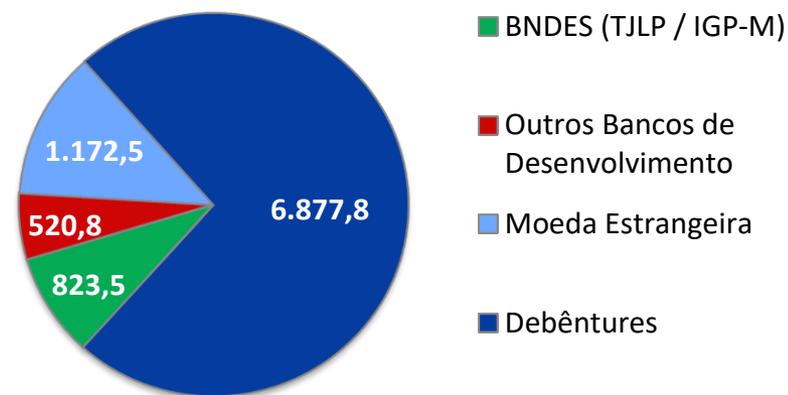
Emissão de um título verde para a subsidiária TSM

Dívida Total	R\$ 9.394,6 MM
(-) Caixa e equivalentes de caixa	R\$ 1.612,3 MM
(=) Dívida Líquida	R\$ 7.782,3 MM

## Composição Dívida Total por Indexador (%)



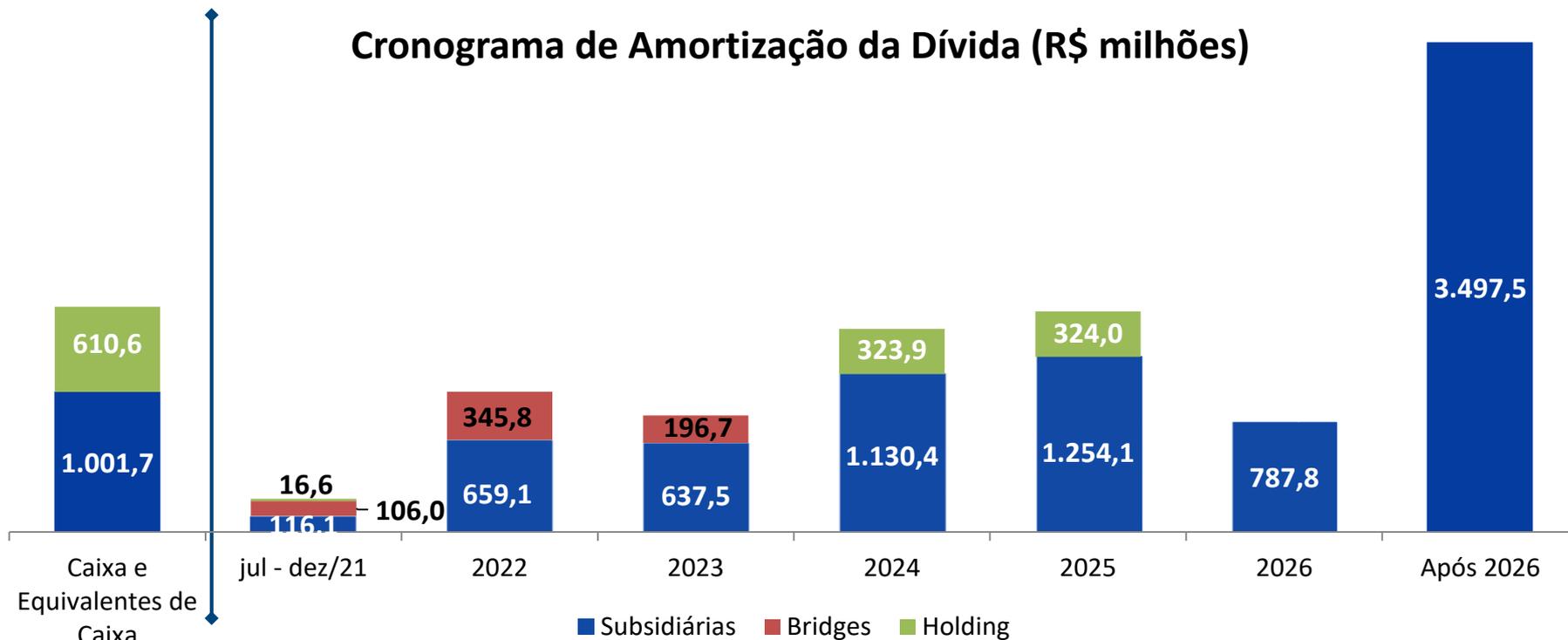
## Composição da Dívida Total (Em milhões de R\$)



# Cronograma de Amortização da Dívida – 3T21



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



BRIDGES (MM)	Out – dez/21	2022	2023
La Virgen / Alupar Inversiones	R\$ 101,5	R\$ 98,6	R\$ 98,2
TCE / Alupar Colômbia	R\$ 4,5	R\$ 247,2	R\$ 98,5
<b>TOTAL</b>	<b>R\$ 106,0</b>	<b>R\$ 345,8</b>	<b>R\$ 196,7</b>

## Fitch Ratings

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

# Conceito CPC 47 – IFRS 15



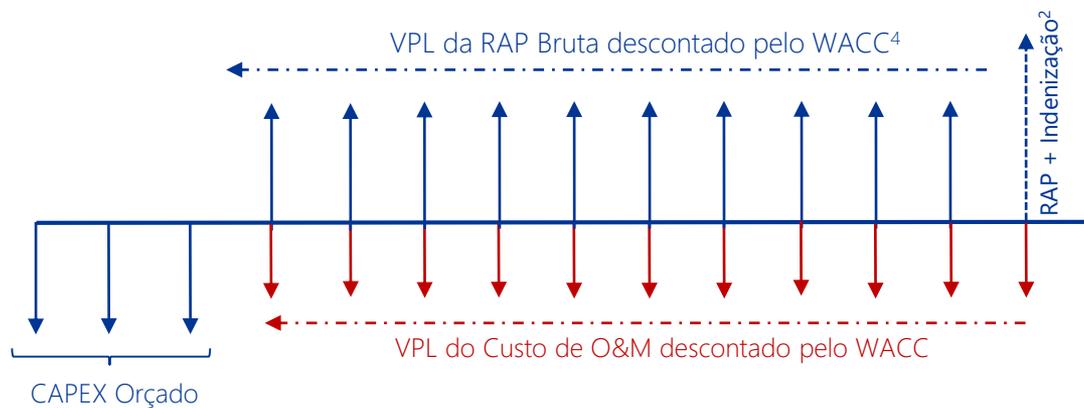
## 1. Cálculo da Margem de Construção e de O&M

$$\text{Margem de Construção e de O\&M} = \frac{\sum \text{VPL RAP}^1 + \text{VPL Indenização} - \sum \text{VPL O\&M} - \text{CAPEX}}{\sum \text{VPL RAP}^1}$$

### Exemplo Numérico

(+) VPL da RAP	100
(+) VPL Indeniz.	5
(-) VPL do O&M	(10)
(-) CAPEX	(50)
<b>Total</b>	<b>45</b>

$$\text{Margem de Construção e de O\&M} = \frac{45}{100} \Rightarrow \text{Margem } 45\%$$



## 2. Definição da Receita de Construção e de O&M

$$\text{Receita de Construção (RC)} = \text{Capex} * (1 + \text{Margem } \%)$$

$$\text{Receita de Operação e Manutenção (ROM)} = \text{Custo de O\&M} * (1 + \text{Margem } \%)$$

## 3. Definição da Taxa Efetiva de Juros – TEJ (%)

$$\text{TEJ} = \text{RAP} + \text{Indenização} - \text{RC} - \text{ROM}$$



<sup>1</sup>RAP com gross up de PIS/Cofins e TFSEE

<sup>2</sup>Valor Residual

<sup>3</sup>TIR - WACC

<sup>4</sup>WACC regulatório do respectivo Leilão

VPL na data de entrada em operação do ativo - contrato de concessão

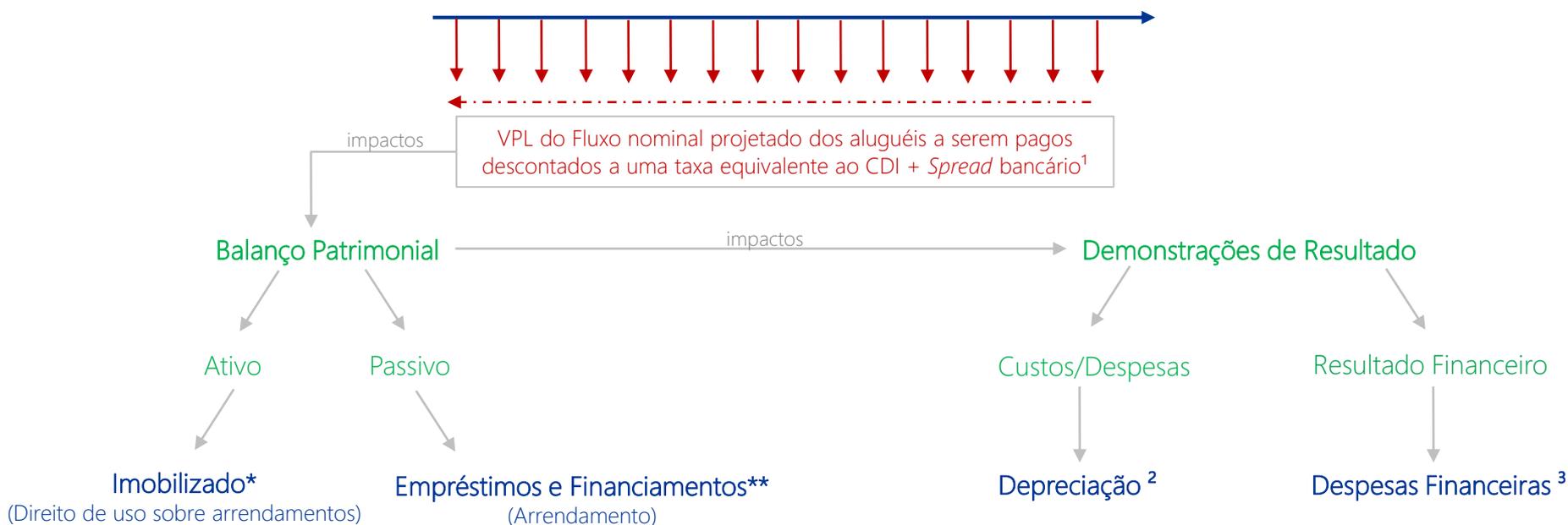
# Conceito CPC 06 – IFRS 16 | Arrendamento



## 1. Conceito

As diretrizes do IFRS 16/CPC06 (R2) – “Operações de Arrendamento Mercantil”, determinam o reconhecimento do direito de uso do ativo arrendado e o passivo dos pagamentos futuros para todos os contratos de arrendamento mercantil ou operações com as mesmas características de um arrendamento.

## 2. Cálculo | Impactos



\*Nota explicativa nº 12 – Demonstrações Financeiras Padronizadas 2019 \*\* Nota explicativa nº 21 – Demonstrações Financeiras Padronizadas 2019

1. Para determinar a Taxa, foi utilizada a taxa de Depósito Interbancário – DI futuro divulgado pela B3 com prazos de vencimento próximo ao prazo do contrato de arrendamento acrescido do risco de crédito (“spread bancário”).
2. A depreciação é calculada pelo método linear com base no prazo remanescente do contrato;
3. O Juros é a despesa financeira calculada com base na Taxa utilizada para descontar o fluxo (ver item 1).



# Ativos em Implementação - Transmissão

## Leilões de 2016 e 2017



Leilão	13/2015 – 1ª Etapa				13/2015 – 2ª Etapa			UPME 07-2016	05/2016	Total
	ETAP	ETC	EDTE <sup>2</sup>	ETB	TPE	TCC	ESTE <sup>2</sup>	Colombia	TSM	
RAP (R\$ mm) <sup>7</sup>	✓ 61,9	✓ 36,0	✓ 76,1	✓ 155,3	✓ 263,1	✓ 178,6	126,3	112,5 <sup>3</sup>	120,0	1.103
Capex ANEEL (R\$ mm)	285	151	368	721	1.269	699	486	650 <sup>3</sup>	889	5.518
Capex ANEEL - atualizado (R\$ mm) <sup>4,5</sup>	330	176	436	872	1.471	828	576	768	1.043	6.500
Alavancagem (%) <sup>1</sup>	90%	87%	89%	90%	85%	90%	86%	85%	85%	85% - 90% <sup>6</sup>
Captação (R\$ MM)	156 (41,3 + 114,7)	116 (30,7 + 85,3)	315	715	1.070	680	415	818 <sup>3, 10</sup>	530 Green Bond	-
Custo da Dívida	1ª: 112% CDI 2ª: IPCA + 6,2%	1ª: 113,5% CDI 2ª: IPCA + 6,2%	IPCA + 5,29%	IPCA + 5,34%	IPCA + 6,53%	IPCA + 6,53%	IPCA + 4,5%	Libor +1,75%	IPCA + 4,5%	-
Período de Implantação	Dez/19	Jun/19	Dez/19	Jun/20	Fev/22	Fev/22	Fev/22	2022	Ago/22	Jun/19-Ago/22
Extensão (km)	20 km	Subestação	170 km	446 km	541 km	288 km	236 km	200 km	330 km	2.231 km
Participação (%)	100%	100%	25%	51%	51%	51%	50%	100%	51%	n.a.
Entrada em Operação	Abr/19	Set/19	Jan/20	Out/20	Out/20	Mar/21				
Capex a ser unitizado (R\$mm) <sup>8</sup>	~166	~143	~368	~758	~1.227	~760				
RAP/CAPEX <sup>9</sup>	~30%	~21%	~19%	~19%	~20%	~22%				

■ Captações de longo prazo já realizadas

- ✓ 2.231 km de linhas de Transmissão
- ✓ 7 Subestações Próprias
- ✓ Estimativa Orçamento Alupar: 20% inferior ao orçamento Aneel
- ✓ Relação média RAP/CAPEX 19,8%

Fonte: ANEEL e UPME

1 Valores apresentados são estimativas da Companhia, os quais podem sofrer alterações durante a implantação

2 Não é necessário aporte de capital da Alupar

3 R\$/US\$ de 5,0

4 Data base prevista no edital atualizado até agosto/21 pelo IPCA e CPI para TCE

5 Para os projetos concluídos o valor está atualizado até as respectivas datas de entrada em operação

6 Alavancagem mínima e máxima estimada nos projetos

7 Ciclo 2021/2022

8 Valores não contemplam as despesas financeiras líquidas capitalizadas durante a implantação dos projetos

9 RAP/CAPEX referente a respectiva data de entrada em operação

10 Valor total do financiamento aprovado – tranches serão liberadas conforme necessidade do projeto

# Acompanhamento dos Ativos em Implantação

## Leilões de 2016 e 2017

 Projetos Concluídos

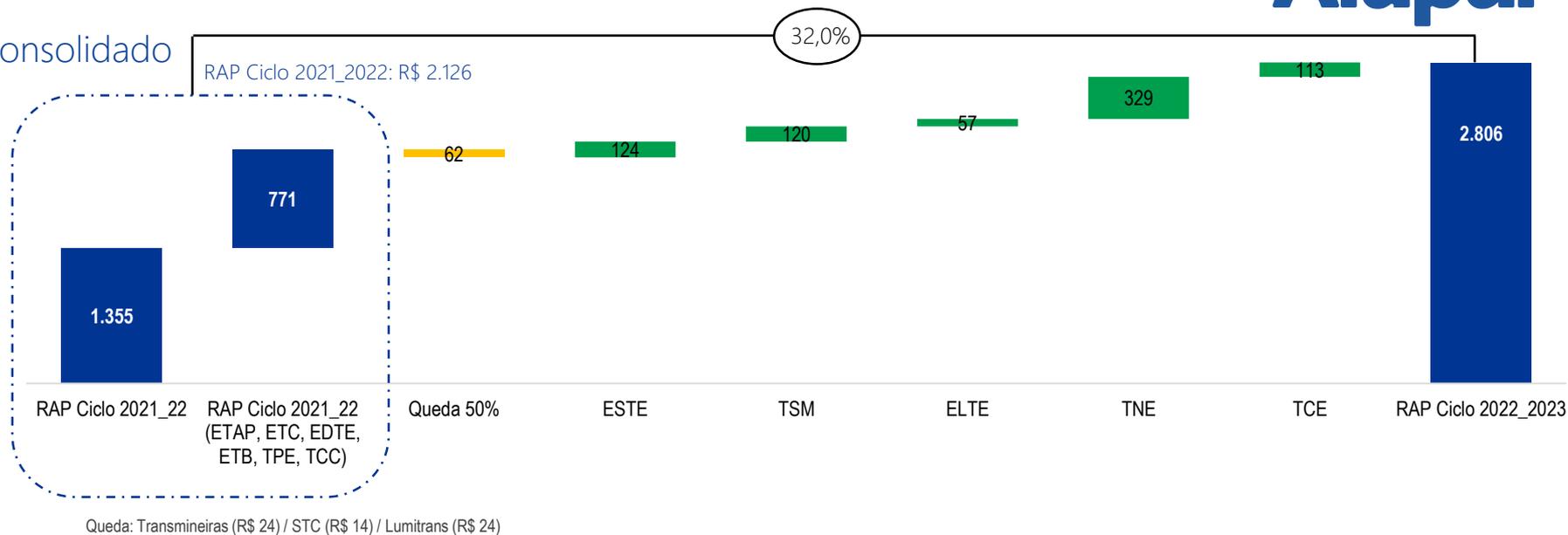
	Data Contrato de Concessão	Estado	Região Incentivada	Entrada Operação (Edital)	Estudos Ambientais	Enquadramento REIDI		Projeto Prioritário
						MME	RFB	
					IBAMA / IDEMA (RN) / IEMA (ES) INEMA (BA)			MME
 1 - ETAP (Lote I)	02/09/16	RN	SUDENE 2029	Dez/19	LO IDEMA: 13/03/19 - Subestação LS IDEMA: 01/12/17 – LT	Aprovado 21/03/2017	Aprovado 27/07/2017	Aprovado 30/03/17
 2 - ETC (Lote T)	02/09/16	ES	-	Jun/19	LI IEMA – 23/03/18	Aprovado 23/03/2017	Aprovado 27/07/2017	Aprovado 21/02/17
 3 - EDTE (Lote M)	01/12/16	BA	SUDENE 2029	Dez/19	INEMA LI – 09/01/19	Aprovado 08/05/2017	Aprovado 10/08/2017	Aprovado 06/12/2017
 4 - ETB (Lote E)	27/09/16	BA	SUDENE Emitida - Nov/18	Jun/20	INEMA Trecho 1 – LI 14/03/19 Trecho 2 – LI 16/02/2019	Aprovado 21/02/2017	Aprovado 10/08/2017	Aprovado 06/12/2017
 5 - TPE (Lote 2)	10/02/17	MG/BA	SUDENE Emitida - Ago/18 Parcial	Fev/22	IBAMA LI – 20/03/2019	Aprovado 11/07/2017	Aprovado 04/10/2017	Aprovado 13/10/17
 6 - TCC (Lote 6)	10/02/17	MG/ES	-	Fev/22	IBAMA LI – 04/06/19	Aprovado 12/07/2017	Aprovado 06/11/2017	Aprovado 13/10/17
7 - ESTE (Lote 22)	10/02/17	MG/ES	-	Fev/22	IBAMA LI – 15/10/19	Aprovado 24/07/2017	Aprovado 29/09/2017	Aprovado 14/09/17
8 - TSM (Lote 19)	11/08/17	SP/RJ	-	Ago/22	IBAMA LI – 13/11/19	Aprovado 06/11/17	Aprovado 06/04/18	Aprovado 14/11/17
9 - TCE	23/11/16	Risaralda/ Tolima/ Cundinamarca/ Caldas	-	2022	ANLA Protocolado 05/04/19	-	-	-

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

# Crescimento Contratado – RAP<sup>1</sup> (R\$ MM)



## Consolidado



## % Alupar



<sup>1</sup>Valores em moeda constante (base Ciclo 2021-2022)

\*USD 5,00 | % Alupar considera opção de compra dos ativos TPE, TCC, TSM e ETB

# Ativos em Implementação - Geração

Complexo Agreste Potiguar – Parques Eólicos São João / Santa Régia



## Características do Empreendimento

Localização: **RN – Município Jandaíra**

Participação Alupar: **100%**

Composição: **7 parques eólicos**

Potência total: **214,2 MW**

Garantia Física: **110,5 MW (P90)**

Fator de Capacidade: **51,6%**



**AEROGERADOR**  
WEG – 4,2 MW

	Parque	Potência (MW)	Aerogeradores
⚡ Fase 1 <sup>1</sup>	Santa Régia	37,8	9
	São João	25,2	6
⚡ Fase 2	Cruzeiro	37,8	9
	Nova Arizona	21,0	5
	Olho D'água I	25,2	6
	Olho D'água II	37,8	9
	São Miguel	29,4	7
	<b>Total</b>	<b>214,2</b>	<b>51</b>

⚡ Fase 1<sup>1</sup>

(Implantação)

- Potência Instalada: 63,0 MW
- Garantia Física: 33,6 MW (P90)
- Início Implantação: Set/21
- Entrada em Operação (Aneel): Jan/23
- Capex (Estimado): R\$ 445,0<sup>2</sup> mm
- Licença de Instalação: Mar/21

<sup>1</sup>Valores de potência conforme alteração de Outorga solicitada em 27/04/21 <sup>2</sup>R\$ 95 mm para conexão da fase 1 e 2

# Pipeline – Ativos de Geração

## Projetos de Geração Renovável em Desenvolvimento



**190,9 MW / 64,4MWm**



**Fontainha: 33,6 MW / 15,5 MWm**



**Aracati: 110,0 MW / 33,2 MWm**



**Pitombeira: 47,3 MW / 15,7 MWm**



**890,0 MW / 281,8 MWm**



**Pedro Avelino: 239,4 MW / 99,8 MWm**



**Jandaíra: 650,6 MW / 182,0 MWm**





## Contato RI

Tel.: (011) 4571-2400

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