



mar asset  
management

Equatorial Energia

[marasset.com.br](http://marasset.com.br)

Setembro de 2023

As informações aqui contidas são consideradas confiáveis e foram obtidas em fontes consideradas confiáveis. Entretanto, esclarecemos que nós não fazemos nenhuma declaração ou garantia, expressa ou implícita, com respeito à imparcialidade, consistência, precisão, razoabilidade ou integralidade, das informações ou opiniões aqui reportadas. Além disto, não temos nenhuma obrigação de atualizar, modificar ou aditar esse material e tampouco notificar o leitor sobre quaisquer eventos, assuntos aqui declarados ou qualquer opinião, projeção, previsão ou estimativa aqui contempladas que eventualmente mudarem ou se tornarem imprecisas posteriormente.

- ▶ Visão Geral
- Histórico de Geração de Valor e Diferenciais Competitivos
- Governança Corporativa
- Distribuição – Aquisições Recentes
- Transmissão
- Geração
- Saneamento
- Riscos
- Oportunidades
- Valuation

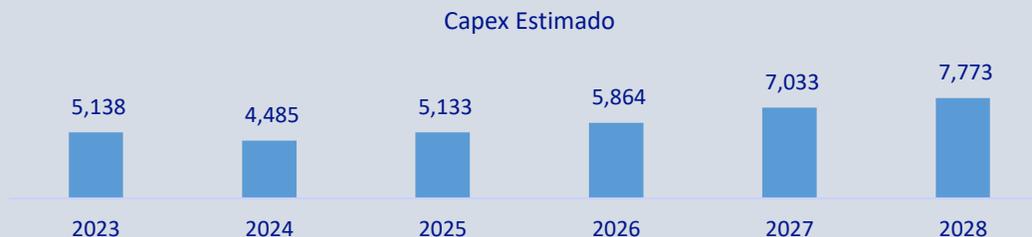
# Por Que Investimos em Equatorial?

## Comprovada capacidade de executar turnarounds bem sucedidos de concessões complexas de distribuição

- Ao longo de sua história, a Equatorial concluiu a aquisição de 6 concessões de distribuição (pós CEMAR)
- Em praticamente todas elas, foi a **única companhia ofertar um lance** pelas concessões adquiridas, o que indica a dificuldade operacional dos ativos
- Ainda assim, a cia foi capaz de executar **turnarounds consistentes** e cada vez mais rápidos. Nas nossas contas e estimativas, enxergamos robusta geração de valor: Cepisa (R\$ +2,9 bi); Ceal (R\$ +3bi); CEA (R\$ +1bi); CEEE (R\$ +2bi); CELG (R\$ +5bi)
- Essa comprovada capacidade de execução operacional e financeira transformou a cia na **“acquirer of last resort”** do setor. Percebida, inclusive pela Aneel, como a única empresa capaz de operar determinadas concessões complexas
- Com isso, a Equatorial está posicionada como a principal candidata a absorver novos ativos de distribuição que podem vir a mercado
- Entre (i) concessões problemáticas (Light, Amazonas e Enel RJ); (ii) concessões à venda (Coelce); (iii) concessões pertencentes a grupos econômicos que podem desinvestir de distribuição (Eletropaulo, EDP ES e EDP SP); e (iv) potenciais privatizações (Celesc), há um total de **R\$ 47+ bi de RAB em potencial** (180% da RAB atual)

## Elevada capacidade de reinvestimento orgânico a altas taxas de retorno

- O modelo de negócio de distribuição prevê uma remuneração regulatória sobre os investimentos realizados na área de concessão
- Para empresas eficientes, o retorno efetivo realizado pode se mostrar muito superior ao retorno regulatório
- **Na Equatorial, o ROIC médio dos últimos 5 anos foi de 20%+**
- Para os próximos anos, vemos espaço para a companhia alocar de **R\$ 5-7 bi por ano a taxas de retorno da ordem de 15%+**



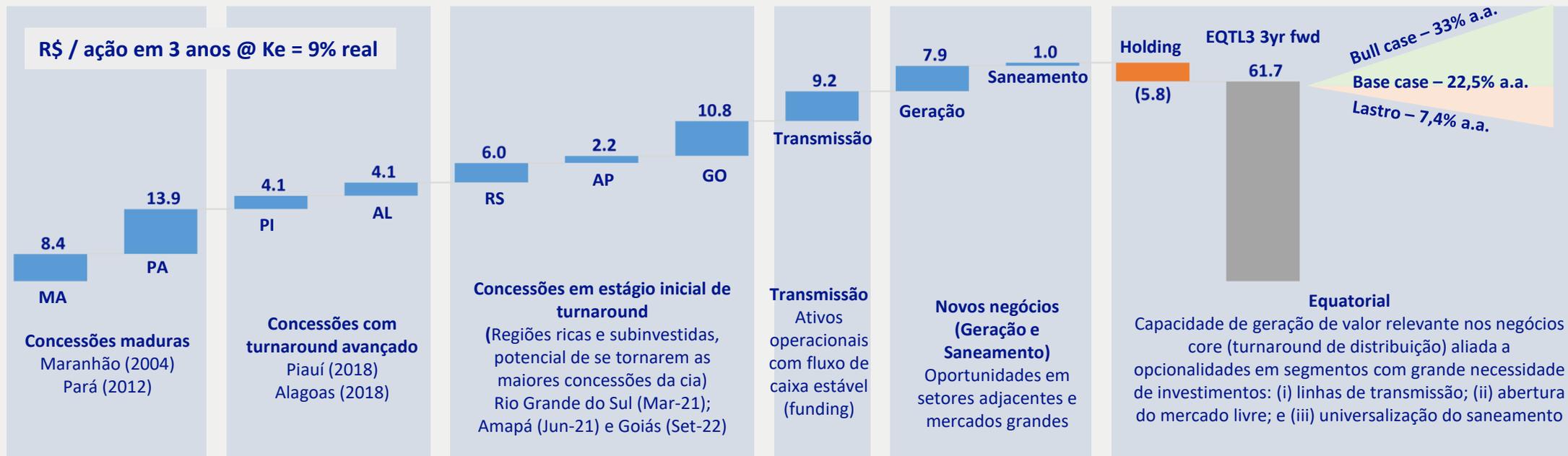
## Histórico de alocações de capital assertivas

- A companhia foi capaz de realizar alocações de capital assertivas tanto em seu negócio core (distribuição), quanto em setores correlatos (transmissão)
- Em transmissão, a cia foi agressiva quando os retornos se mostraram elevados e a competição baixa, garantindo uma **TIR alavancada da ordem de 26% e um NPV de R\$ +4,5 bi**

Capex (R\$ M)	RAP teto (R\$ M)	RAP leilão (R\$ M)	Deságio (%)	% RAP / Capex	IRR real (%)	IRR real alavanc (%)	NPV @ Ke = 9.0% real
4,571.8	954.5	844.6	11.5%	18.5%	14.3%	26.6%	4,590.7

- Na **CELG, a primeira concessão adquirida pela cia de um player privado**, a Equatorial foi capaz de vencer a disputa pagando um valuation que se mostrou bastante baixo (**~1x EV/RAB**), **gerando mais de R\$ 5 bi de NPV**
- Isso reflete um diferencial competitivo na análise do ativo e uma confiança na capacidade de execução do turnaround operacional e financeiro
- **Os mesmos times que realizaram essas alocações de capital(\*) permanecem na companhia até hoje, o que nos dá confiança na capacidade da empresa de aproveitar eventuais oportunidades futuras**
- (\*) Diretoria da companhia, com Augusto, Leonardo e Tinn; e Conselho de Administração, com Luis, Aché, Dutra e Noel

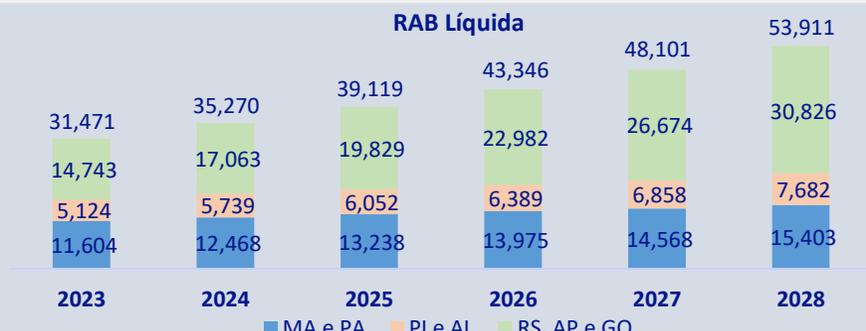
# Qual o Retorno Potencial para o Investimento?



Estimamos que a Equatorial tem a capacidade de **aumentar sua base de ativos em R\$ ~4,5 bi por ano pelos próximos 5 anos**, pelo menos. **Para cada R\$ 1 bi** de incremento da base, o **valor gerado é da ordem de R\$ 700 M** (assumimos um múltiplo EV/RAB “fair” de 1,7x e uma alavancagem de 60%). Isso representa um potencial de **geração de valor da ordem de R\$ 15 bi em 5 anos**

Caso a companhia siga entregando resultados operacionais sólidos, corroborando a tese de uma capacidade de execução diferenciada, acreditamos que deverá haver uma descompressão de prêmio de risco. Negociando hoje com uma **TIR real da ordem de ~11-12% (6p.p. de prêmio para a NTN-B)**, e com uma duration de ~16 anos, uma redução nesse spread para 9% (em linha com o histórico) leva ao upside percebido acima

Adicionalmente, essas premissas não levam em conta oportunidades adicionais de alocação de capital, seja em distribuição, geração, saneamento ou novos segmentos.



As concessões adquiridas nos últimos 2 anos devem representar mais de 70% do crescimento

# Visão Geral

- A Equatorial é uma holding de investimentos no setor de utilidades públicas, com negócios nos segmentos de distribuição, transmissão, geração, comercialização e saneamento
- Possui histórico de grande sucesso em reestruturações financeiras e operacionais de concessões de distribuição de energia



## GERAÇÃO

12 Ativos

1,2 GW Instalados

1,2 GW no Pipeline



## TRANSMISSÃO

9 Linhas

+3,2 mil Km de linhas

R\$ 1,2 bi de RAP



## DISTRIBUIÇÃO

7 Distribuidoras

+2,0 mm de Km<sup>2</sup>

27,3 mm de pessoas atendidas

R\$ 15,8 bi<sup>1</sup> em base de ativos

Atuação em regiões complexas



## SANEAMENTO

1 Concessão

900 m de pessoas atendidas

Atuação em 16 cidades

Concessão Plena



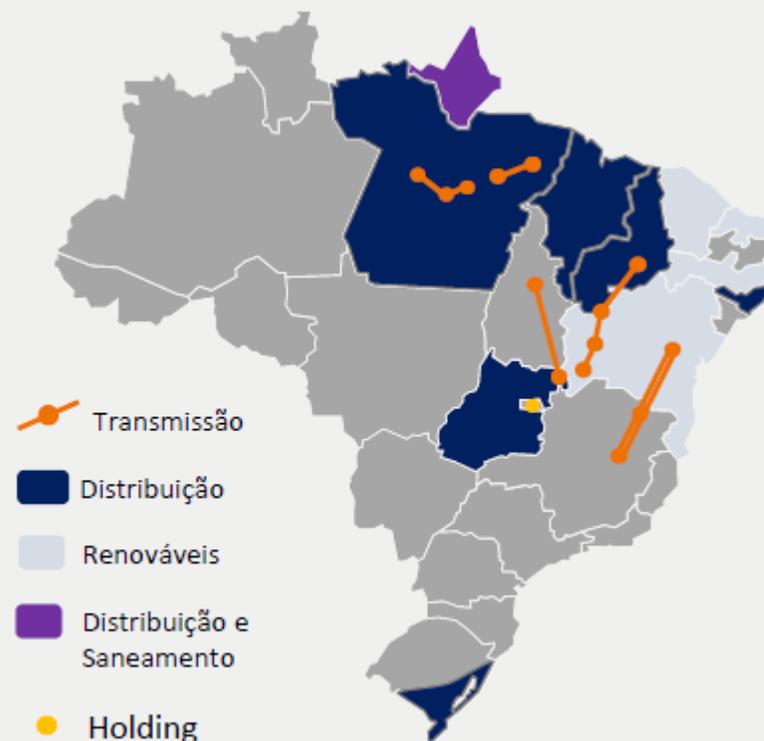
## OUTROS

Serviços

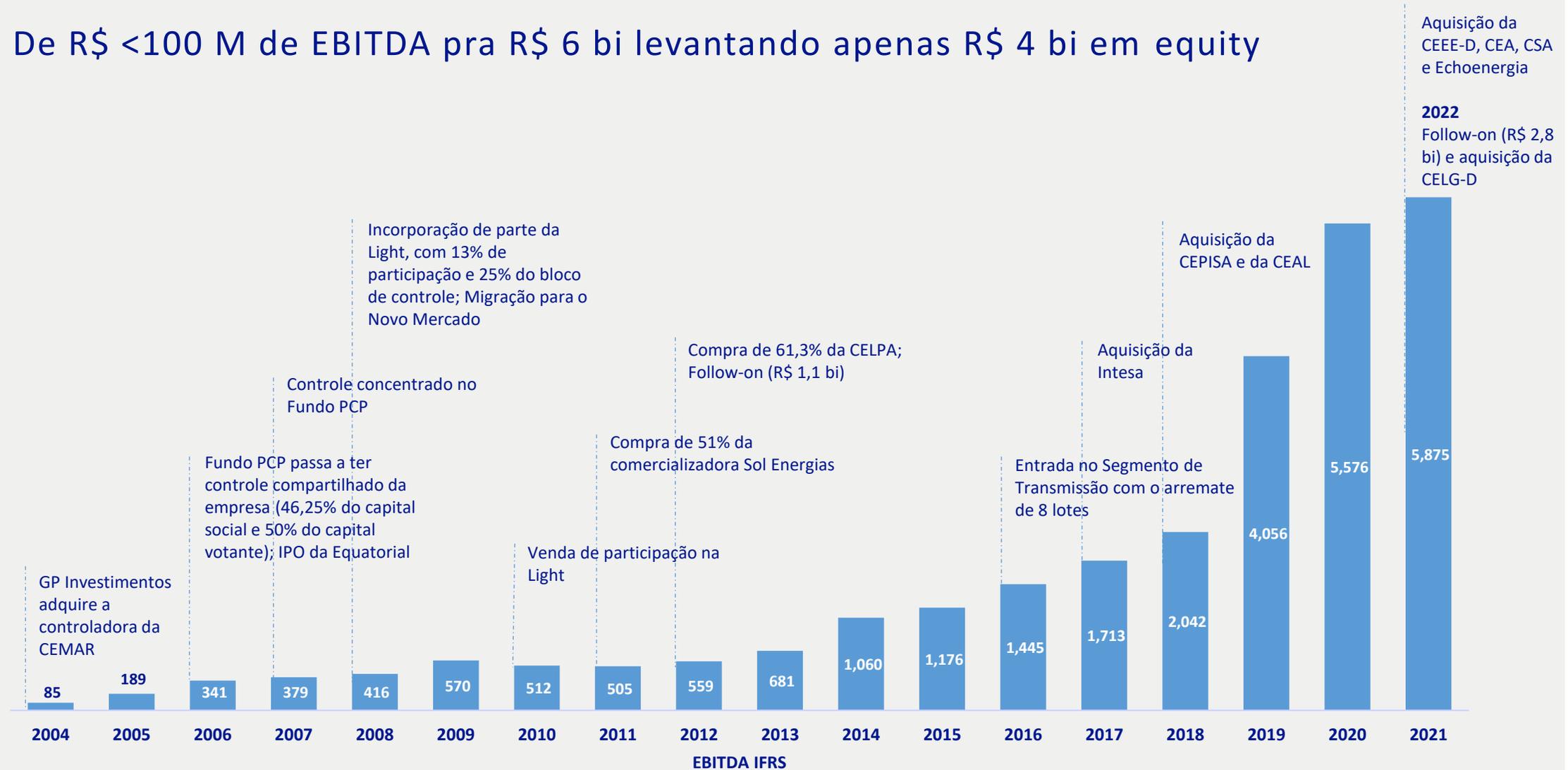
Comercialização

Telecom

GD – Geração Distribuída



De R\$ <100 M de EBITDA pra R\$ 6 bi levantando apenas R\$ 4 bi em equity



# Concessões de Distribuição

	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO
População (milhões)	7.0	8.5	3.3	3.3	3.8	0.9	7.2
Consumidores (milhões)	2.6	2.8	1.4	1.2	1.8	0.2	3.3
Extensão da Rede (Mil Km)	112	155	92	48	60	9	226
PIB per capita (R\$/hab)	12,800	18,426	13,937	15,977	37,371	15,977	23,411
Rendimento domiciliar mensal	635	847	837	777	1,787	855	1,276
Perdas Totais	18.4%	28.5%	19.4%	22.0%	18.1%	47.3%	13.4%
Despesa com energia (% renda)	13.3%	13.5%	11.8%	10.7%	7.6%	21.0%	10.2%
% Tarifa Social	42.6%	40.5%	43.7%	36.7%	9.4%	21.8%	12.0%
PMSO Por Consumidor (R\$)	199	225	236	209	343	N/A	296
EBITDA Regulatorio 2022 (R\$ M)	828	1,647	394	316	545	111	847
RAB 2022 (R\$ M)	4,949	7,145	2,615	2,029	3,596	1,147	8,284
Prazo da Concessão	2030	2028	2048	2049	2045	2051	2045



## WACC Regulatório

	Antes de Impostos	Depois de Impostos
2019	12,08%	8,09%
2020	11,09%	7,32%
2021	10,63%	7,02%
2022	10,83%	7,15%

2019 – aplicável a Pará  
 2020 – aplicável a Piauí e Alagoas  
 2021 - aplicável a Maranhão e CEEE-D

## Revisões tarifárias

	RTP	RTP
Maranhão	2021	2025
Pará	2019	2023
Piauí	2013	2023
Alagoas*	2013	2024
CEEE-D	2021	2026
CEA	2022	2027

**39,0%**  
 RAB CAGR 18 - 21

**16,8%**  
 Parcela B Orgânica  
 CAGR 18 – 1T22

**38%**  
 Superação do EBITDA  
 regulatório 1T22 LTM

SPE	Antecipação	Capex Regulatório R\$ (milhões)	RAP Regulatória (R\$ milhões)
SPE 1	21 meses	529	95
SPE 2	24 meses	538	86
SPE 3	10 meses	624	126
SPE 4 <sup>3</sup>	15 meses	1.172	227
SPE 5	13 meses	486	105
SPE 6 <sup>3</sup>	11 meses	596	130
SPE 7	13 meses	530	110
SPE 8	37 meses	1.103	159
INTESA	N/A	N/A	182
<b>Total</b>	<b>100%</b>	<b>5.582</b>	<b>1.228</b>

## Região Geográfica

Reg. Margem EBITDA:  
**~93% avg.**  
2021

Linhas de Extensão:  
**3.278 km**

Período de Concessão  
Remanescente  
**25 anos**



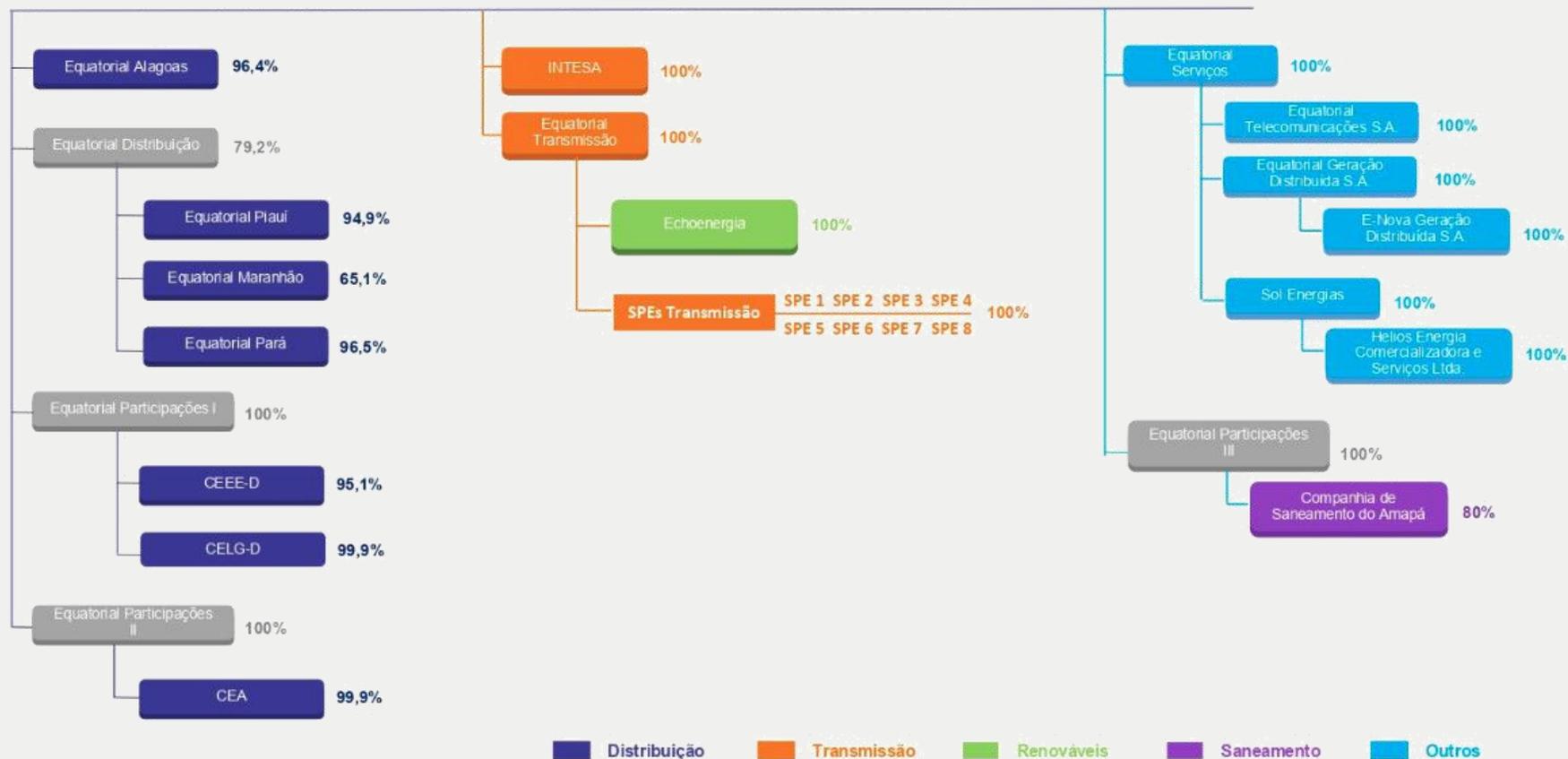
A Equatorial se mostrou uma das melhores empresas em termos de geração de valor do país. De um valor de mercado de R\$ 1,8 bi em 2006, atingiu **R\$ 38,5 bi** em setembro de 2023, um retorno acumulado de **25% a.a.** A empresa teve o melhor desempenho do índice Bovespa nos últimos 10 anos

Principais dados de 2022:

- **Receita líquida: R\$ 27,1 bi**
- **EBITDA: R\$ 7,6 bi**
- **Lucro líquido: R\$ 1,9 bi**
- **Dívida líquida: R\$ 36 bi (4x EBITDA)**
- **Market cap de R\$ 38,5 bi**
- **Liquidez média de R\$ 250 M por dia**



# Estrutura Societária



- Visão Geral
- ▶ Histórico de Geração de Valor e Diferenciais Competitivos
- Governança Corporativa
- Distribuição – Aquisições Recentes
- Transmissão
- Geração
- Saneamento
- Riscos
- Oportunidades
- Valuation

# Investimentos e Desempenho Financeiro

Nas concessões de distribuição, a base de ativos saiu de R\$ 825 M em 2005 para mais de R\$ 25 bi em 2023 (21% a.a.)

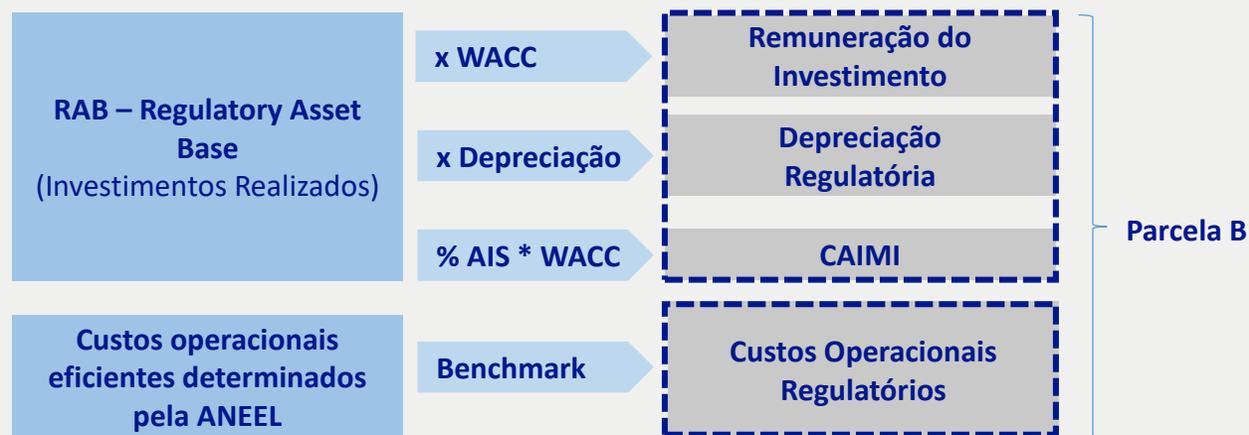
Entre investimentos orgânicos, novas concessões e M&As, a companhia investiu cerca de R\$ 46 bi (*enterprise value*) ao longo dos últimos 10 anos e pagou mais de R\$ 2 bi em dividendos. Para fazer jus a esses investimentos, a companhia levantou aproximadamente R\$ 4 bi em *equity*, R\$ 28 bi em dívidas e gerou fluxo de caixa operacional de R\$ 21 bi (dos quais cerca de R\$ 5 bi foram direcionados ao pagamento de juros da dívida).



Dado o modelo regulatório baseado em incentivos, que remunera o capital investido e estabelece parâmetros operacionais eficientes, a Equatorial, como um dos melhores operadores do setor, foi capaz de outperformar seus peers e atingir retornos sobre o capital da ordem de 20%+.



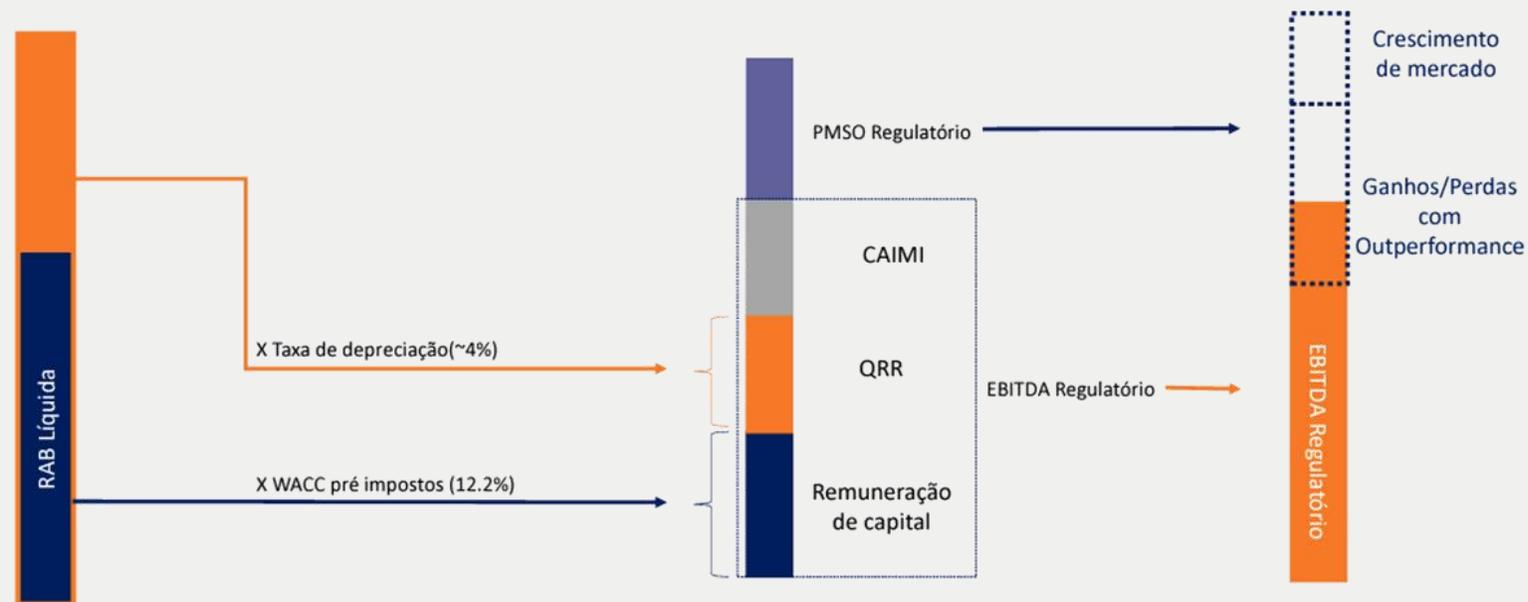
- O segmento de distribuição de energia consiste em um **monopólio natural**. Por isso, deve ser regulado de forma a **extrair eventuais excedentes econômicos** dos prestadores de serviço, repassando os ganhos para os consumidores. Essa regulação é realizada pela Aneel
- A tarifa de energia, definida pelo regulador, tem a função de assegurar aos prestadores dos serviços receita suficiente para **cobrir os custos operacionais eficientes e remunerar os investimentos** necessários para expandir a capacidade e garantir o atendimento com qualidade;
- Também é do interesse do regulador que as concessões se tornem **cada vez mais eficientes** ao longo do tempo. Para que esse objetivo seja alcançado, não é adequado extrair todo o ganho econômico, uma vez que desestimularia a busca por eficiência. Por isso, a Aneel adota um **modelo regulatório baseado em incentivos**, i.e., a **remuneração de cada distribuidora pode ser maior ou menor do que seus custos reais**, a depender do seu nível de eficiência relativo às demais empresas do setor



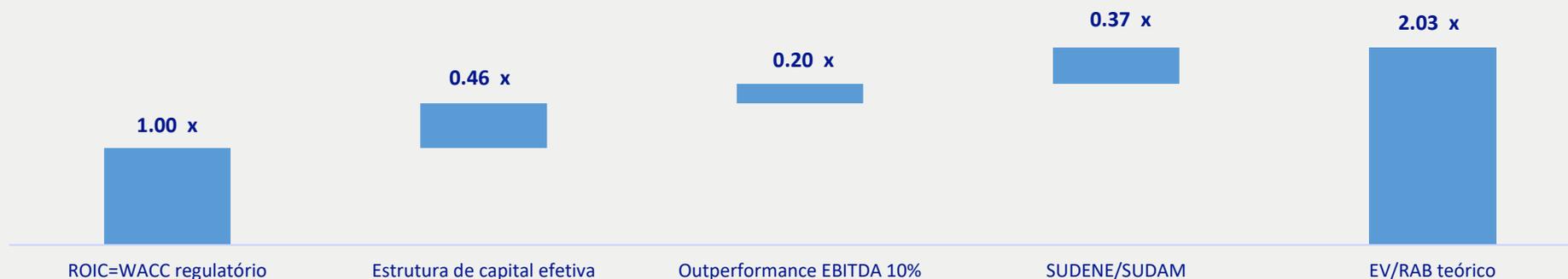
# Geração de Valor no Segmento de Distribuição

- **OPEX:** Opex efetivo inferior ao regulatório
- **PERDAS:** Perdas reais inferiores à meta regulatória
- **MERCADO:** Crescimento de mercado no período entre ciclos tarifários
- **ESTRUTURA DE CAPITAL:** Estrutura de capital otimizada e custo de capital inferior ao WACC regulatório

**ROIC efetivo superior permite reinvestir na concessão a elevadas taxas de retorno**



Uma vez que a rentabilidade do setor é amplamente pautada pela remuneração do capital investido na base de ativos (RAB), a métrica mais utilizada é o **EV/RAB**

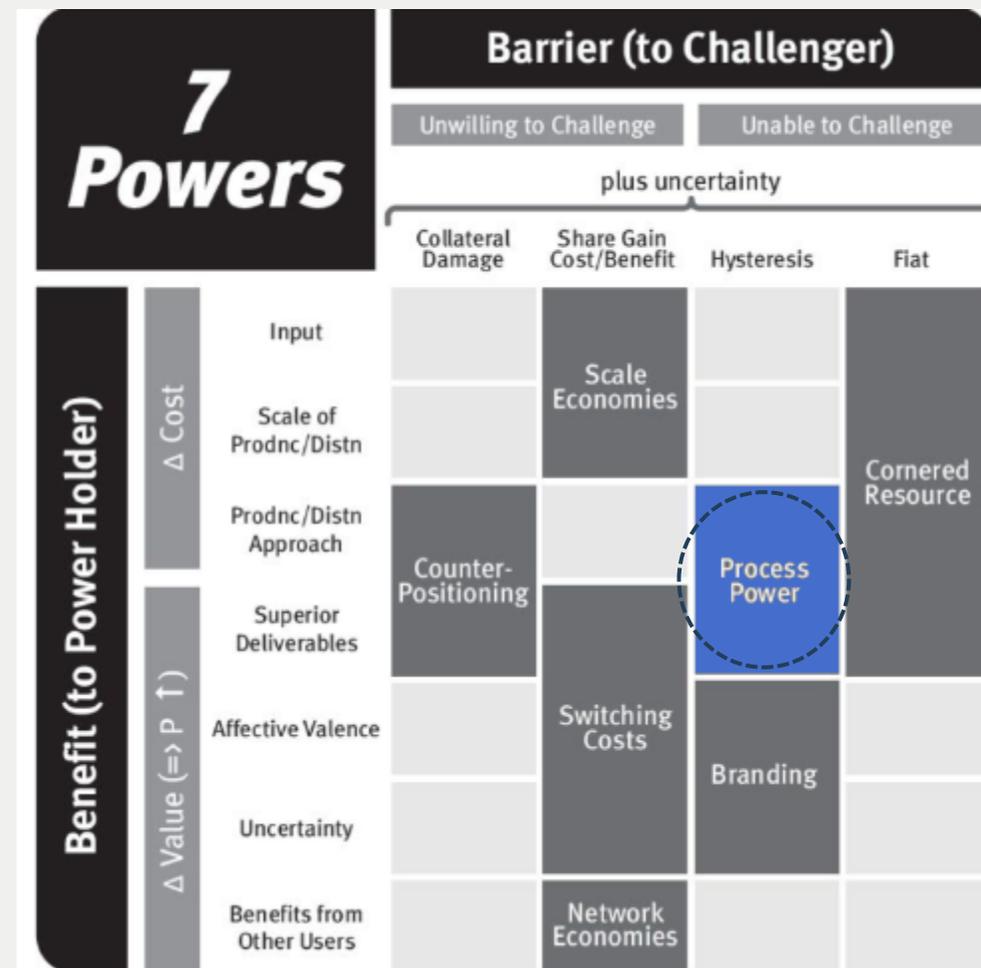


# Diferenciais Competitivos

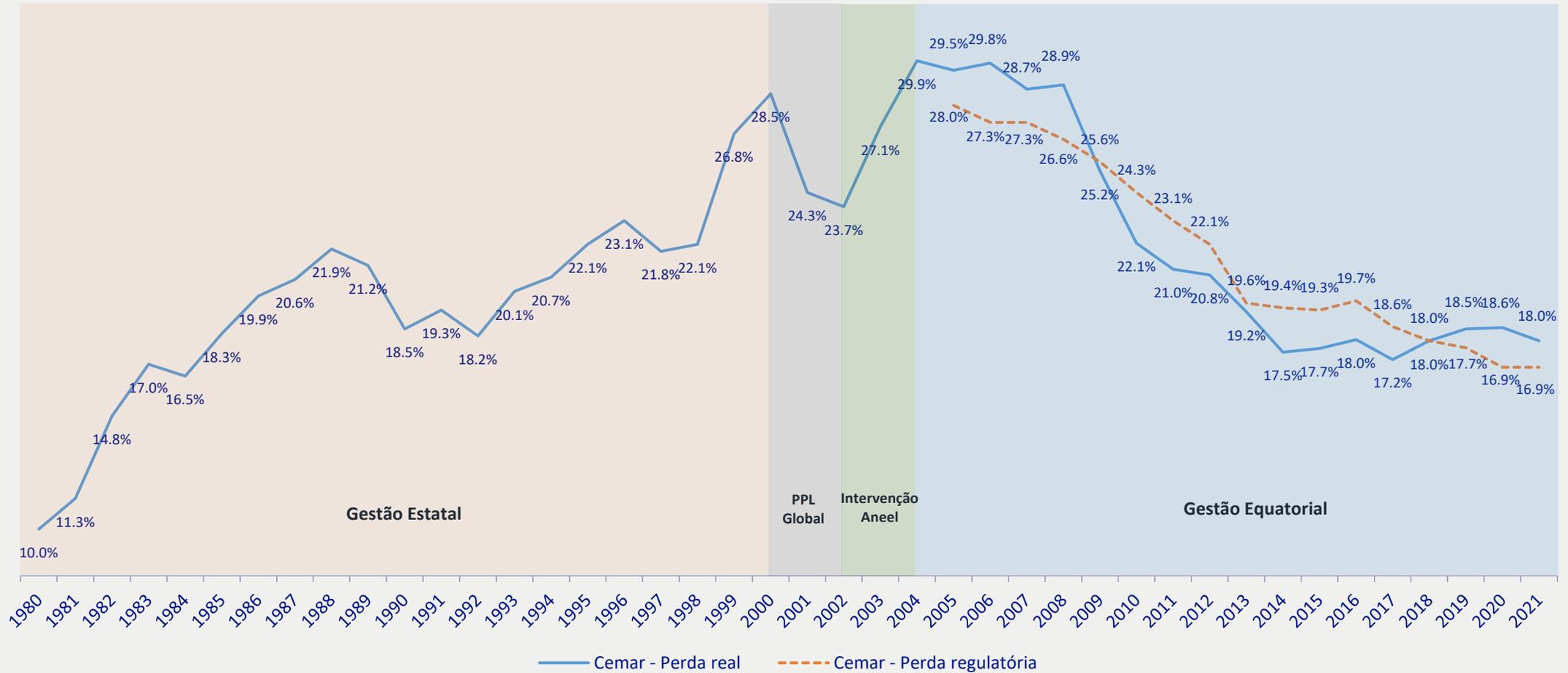
Em monopólios naturais, uma execução operacional e financeira eficiente é a principal fonte de retorno

- Monopólio natural  $\Rightarrow$  ausência de risco de competição, marca, coleção, etc
- Competição ocorre apenas na alocação de capital, mas a empresa não é obrigada a participar da briga. Alocação de capital prudente e assertiva é essencial
- Na operação, eficiência vem da gestão rigorosa dos investimentos na rede, das despesas com pessoal, das ações preventivas e de combate a perdas, dentre outras
- Atributos essenciais: incentivos corretos, capital humano de qualidade e processos

Principais diferenciais da Equatorial: **Pessoas, processos, execução**

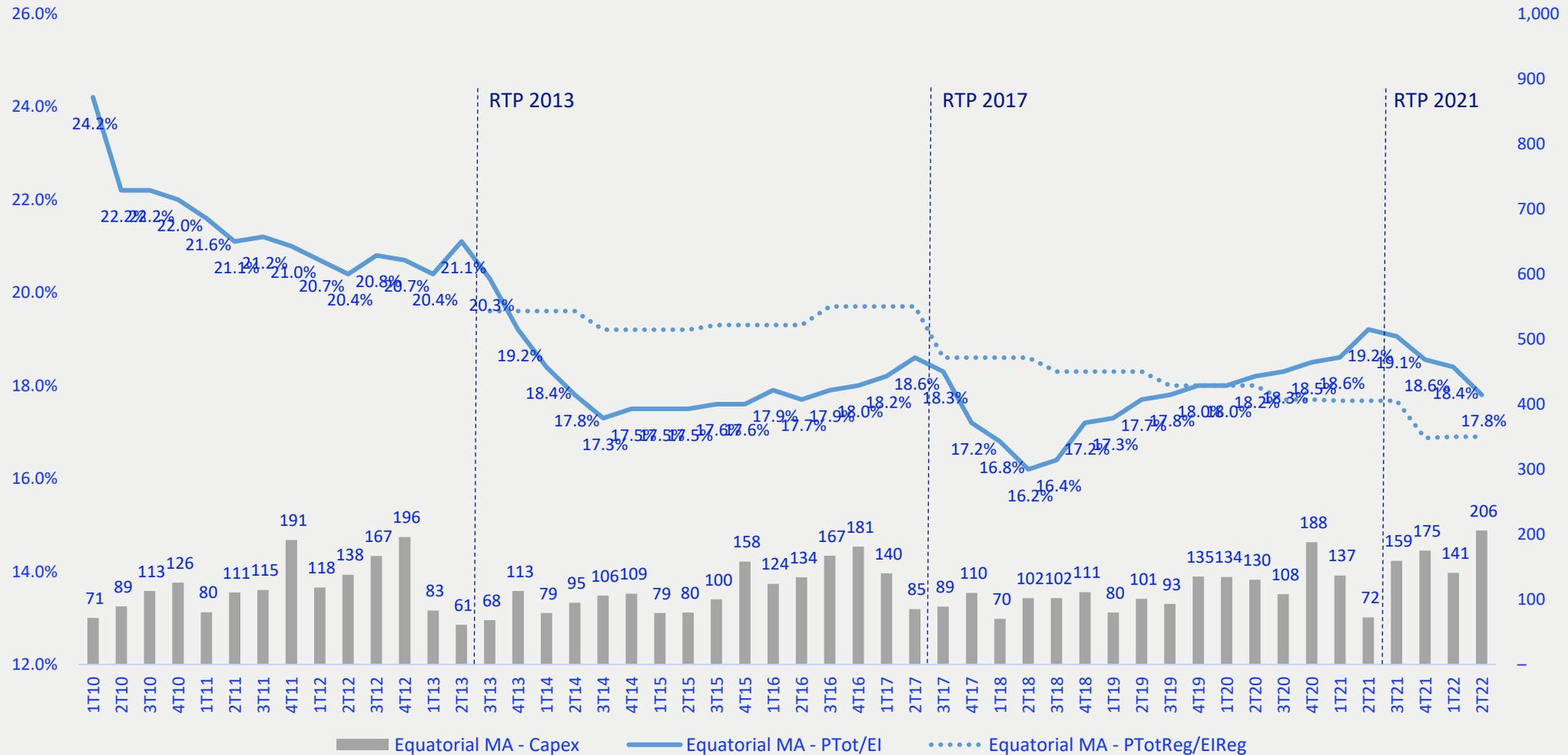


## Histórico de Perdas de Energia – Equatorial Maranhão



# Diferencial Competitivo - Expertise Regulatória

## Equatorial Maranhão - Gestão do Ciclo Regulatório



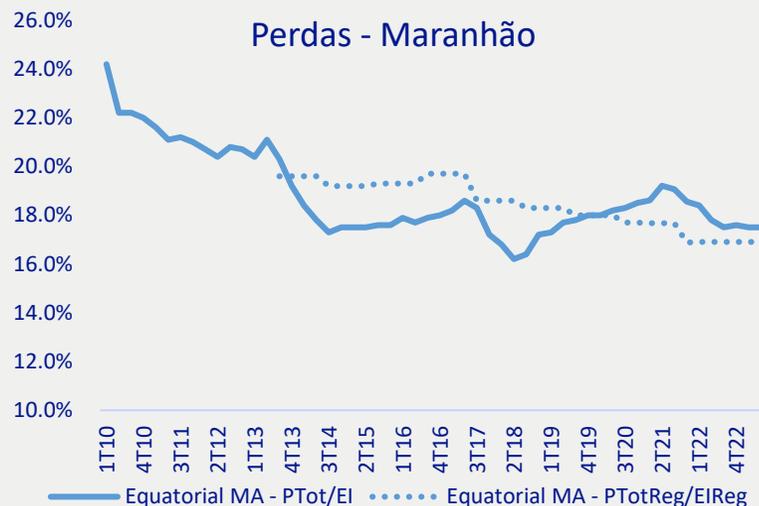
# Histórico de Geração de Valor

Principais drivers de geração de valor:

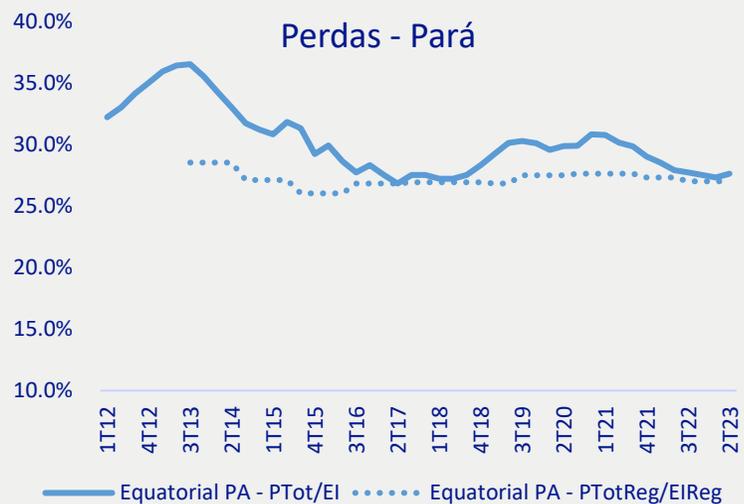
- Turnarounds bem sucedidos de concessões problemáticas
- Reinvestimento a elevadas taxas de retorno
- Alocações de capital assertivas



# Geração de Valor - Equatorial Maranhão e Pará

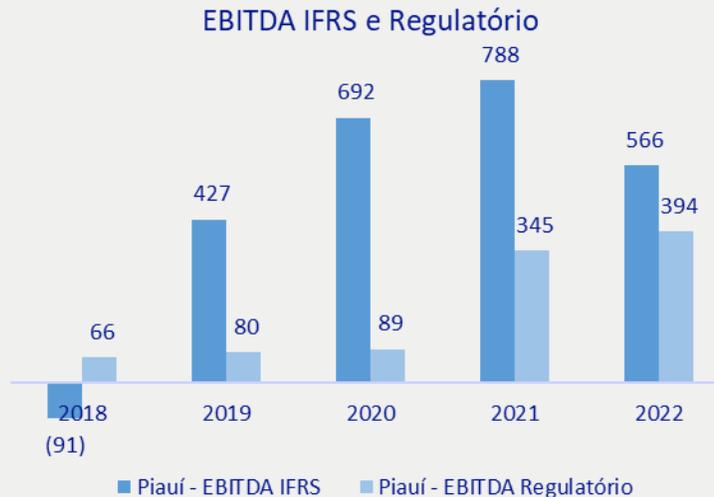
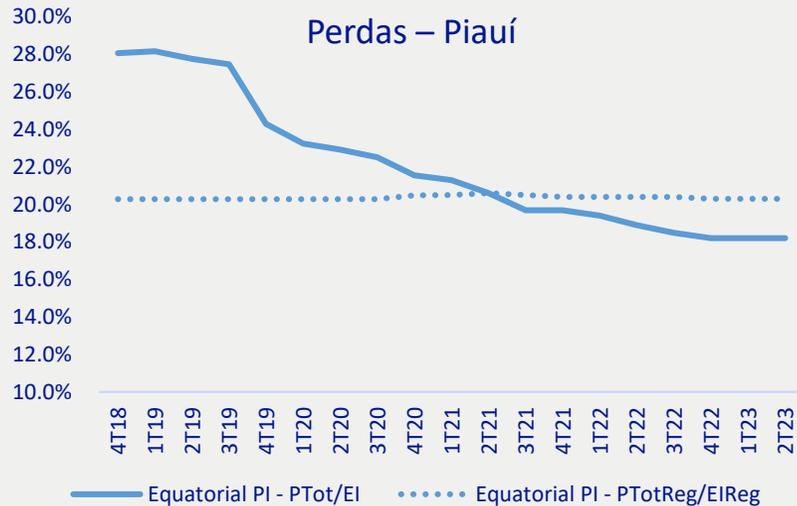


Primeira concessão da Equatorial, a Cemar possui hoje um valor estimado de R\$ 9,9 bi, ou R\$ 6,5 bi referentes aos 65% de participação da companhia. Antes a única concessão, hoje representa cerca de 14% do valor de mercado da empresa

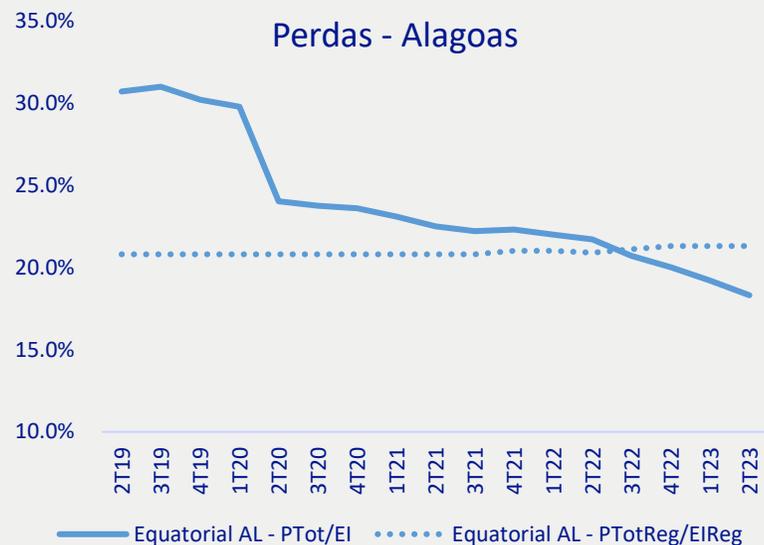


Adquirida em 2012 por R\$ 1 e com obrigação de aumento de capital de R\$ 700 M, a Celpa foi o segundo caso de turnaround da companhia. A empresa vale hoje R\$ 10,8 bi, uma TIR real desalavancada de 16%

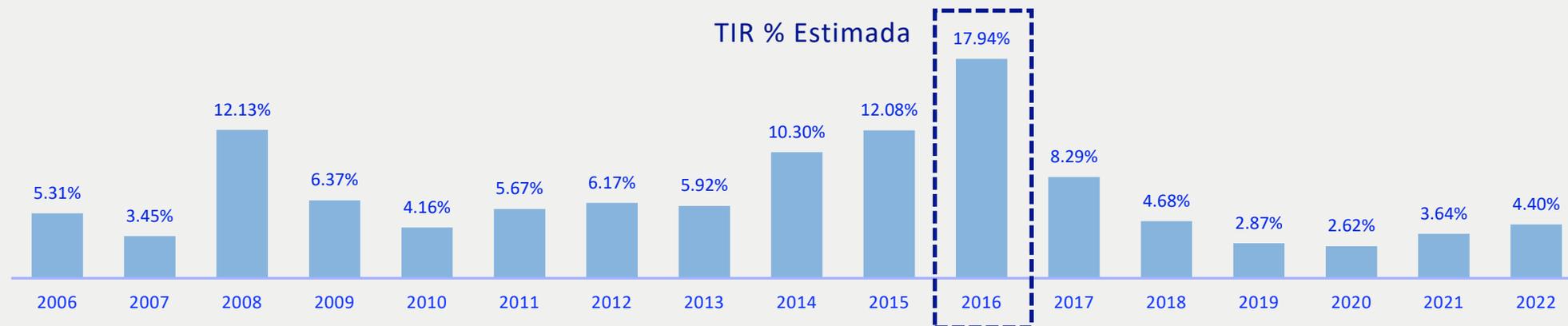
# Geração de Valor - Equatorial Piauí e Alagoas



Com as privatizações das distribuidoras da Eletrobras, a Equatorial foi vencedora da disputa pela Cepisa em 2018, com um valor de outorga de R\$ 95 M e obrigação de aumento de capital de R\$ 721 M. A empresa vale hoje R\$ 3,2 bi, uma TIR real desalavancada de 13%



Na sequência da aquisição da Cepisa a Equatorial venceu, ainda em 2018, leilão pela concessão da Ceal, pagando o valor mínimo de R\$ 50 mil e tendo obrigação de aportar R\$ 546 M na concessão. A empresa vale hoje R\$ 3,2 bi, uma TIR real desalavancada de 15%



## Lotes arrematados pela Equatorial

Capex estimado de R\$ 3,9 bi, representando cerca de 30% dos investimentos totais previstos

Com uma antecipação media de 18 meses e capex inferior às estimativas, o NPV gerado foi de cerca de R\$ 4,6 bi, com uma **TIR real alavancada de ~26%**

## Projetos vencidos pela Equatorial

Projeto	Data do leilão	Construção (meses)	Início de operação	Capex (R\$ M)	RAP teto (R\$ M)	RAP leilão (R\$ M)	Deságio (%)	% RAP / Capex	IRR real (%)	IRR real alavanc (%)	NPV @ Ke = 9.0% real
1	30-Oct-16	60	Jan-22	445	93	78	16.0%	17.5%	14.2%	26.3%	434.9
2	30-Oct-16	60	Jan-22	473	98	71	28.0%	14.9%	10.8%	13.1%	128.0
3	30-Oct-16	60	Jan-22	548	114	103	10.0%	18.8%	15.3%	29.0%	628.2
4	30-Oct-16	60	Jan-22	1,066	223	186	16.8%	17.4%	13.2%	24.7%	958.6
5	30-Oct-16	60	Jan-22	436	91	86	6.0%	19.7%	13.6%	27.1%	472.2
6	30-Oct-16	60	Jan-22	507	106	106	-	20.9%	15.7%	31.4%	674.2
7	30-Oct-16	60	Jan-22	427	90	90	-	21.0%	17.0%	33.6%	615.7
8	24-Apr-17	60	Jul-22	671	139	126	9.5%	18.8%	15.3%	29.0%	678.8
<b>*retornos estimados na data do leilão / aquisição</b>				<b>4,571.8</b>	<b>954.5</b>	<b>844.6</b>	<b>11.5%</b>	<b>18.5%</b>	<b>14.3%</b>	<b>26.6%</b>	<b>4,590.7</b>

- Visão Geral
- Histórico de Geração de Valor e Diferenciais Competitivos
- ▶ Governança Corporativa
- Distribuição – Aquisições Recentes
- Transmissão
- Geração
- Saneamento
- Riscos
- Oportunidades
- Valuation

- **Carlos Augusto Leone Piani (Presidente Independente):** Foi diretor da Vinci Capital e co-responsável pela área de Private Equity. Membro dos Conselho de Administração da Equatorial e Equatorial Maranhão desde abril de 2010 e março de 2006, respectivamente. Foi Diretor Presidente da Equatorial de 2004 a 2010. Antes, trabalhou durante 6 anos no Banco Pactual. Entre 2000 e 2004, coordenou a gestão de fundos de capital de risco administrados pela Área de Investimentos do Banco. Antes do Pactual, trabalhou em 1997 na Ernst & Young como analista do Departamento de Business Valuation. O Sr. Piani é graduado em Informática pela PUC-RJ e em Administração de Empresas pelo IBMEC. Além disto, obteve o título de CFA Charterholder pelo CFA Institute em 2003 e concluiu o curso Owners and President Management (OPM) Program da Harvard Business School em 2008.
- **Guilherme Mexias Aché (Vice Presidente Independente):** Economista e sócio fundador da Squadra Investimentos, atuando como CEO e co-CIO desta empresa. Foi chefe da área de análise de empresas do Banco Pactual entre 1993 e 1998, onde começou como analista em 1991. De 1998 a 2007, foi um dos sócios fundadores e diretor da JGP Gestão de Recursos, onde foi o Portfolio Manager responsável pelos investimentos em ações, tanto no Brasil como em outros mercados emergentes.
- **Karla Bertocco Trindade:** Coordenadora do Comitê de Auditoria da Orizon Valorização de Resíduos e da Corsan. Previamente foi Diretora de Governo e Infraestrutura do BNDES, Diretora Presidente e membro do Conselho de Administração da Sabesp, Subsecretária de Parcerias e Inovação do Governo de São Paulo e Diretora Presidente da Artesp e da Arsesp. Também é coordenadora da liderança de Saneamento do Infracore Brasil e membro do Conselho Deliberativo do Instituto Água e Saneamento.
- **Luis Henrique de Moura Gonçalves (Membro Independente):** Sócio e membro do Conselho de Administração da Gera Venture e Eleva Educação (desde 2011); Imaginarium S/A (desde 2012); e Brasil Brokers (desde 2014). Foi o sócio responsável por investimentos em ações da 3G Capital em Nova Iorque de 2005 a 2011. Entre 1998 e 2004 foi gestor de portfólio de ações internacionais e chefe da área de análise da JGP S.A. Foi analista de finanças corporativas e gestor de ações brasileiras no Banco Pactual, entre 1994 e 1998, e trainee internacional e analista de finanças corporativas no Citibank NA, de 1990 a 1994. Formado em administração de empresas pela PUC-Rio, possui especialização em Finanças Corporativas pelo IBMEC e em Fusões e Aquisições pela Wharton School of Business.
- **Paulo Jerônimo Bandeira de Mello Pedrosa (Membro Independente):** É parte integrante dos Conselhos das Indústrias Reguladas e de Energia da Associação Comercial do Rio de Janeiro. Anteriormente participou dos Conselhos de CEMAR e Light. Presidente Executivo da Abrace. Foi Presidente da Chesf e da Abraceel, tendo atuado também como assessor da Subcomissão de Energia e da Comissão de Infra-Estrutura do Senado Federal. Foi diretor da Aneel por 4 anos. Entre 2017 e 2019, foi membro do Conselho da Itaipu Binacional. É graduado em Engenharia Mecânica pela UnB e MBA pela FIA-USP.
- **Tania Sztamfater Chocolat (Membro Independente):** Diretora Sênior da área de Direct Equity Investments para América Latina no CPPIB desde Maio de 2017. Anteriormente, foi responsável pela gestão de investimentos ilíquidos na Raiz Investimentos, e Diretora responsável por investimentos em Private Equity no Brasil pela Capital Group. Foi membro suplente do Conselho de Administração da STP (Sem Parar). Anteriormente, ocupou diversas posições no banco Itaú e Unibanco, entre 2004 e 2013, nas áreas de Investment Banking, Private Banking e Equity Research. Foi Head da área de Solution Partners no Itaú Private Bank, Diretora Executiva no Itaú BBA, Diretora, Head e Analista Sênior do setor de consumo e varejo da área de Equity Research do Unibanco, tendo também trabalhado na área de Investment Banking do Banco JP Morgan. Tania é graduada em Engenharia de Produção pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.
- **Tiago de Almeida Noel (Membro Independente):** É responsável pelos investimentos no setor de energia elétrica nos fundos do Opportunity, onde ingressou em 2020. Foi sócio da gestora Athena Capital durante o período de 2014 até 2020, cobrindo os setores de energia elétrica, infraestrutura e óleo & gás, tendo anteriormente trabalhado nas áreas de risco, equity research e gestão do Modal Asset Management e no planejamento estratégico da Enel Brasil. Bacharel em Economia pela Universidade Federal Fluminense.

- **Augusto Miranda da Paz Junior, Diretor Presidente:** Presidente da Equatorial desde novembro de 2015 e Presidente da Equatorial Maranhão desde abril de 2010. De 2007 a 2010, foi Diretor Vice-Presidente de Operações e, anteriormente, foi Diretor de Engenharia da Equatorial Maranhão desde julho de 2004. Experiente executivo com mais de 20 anos no setor elétrico. Antes de ingressar na Equatorial Maranhão, o Sr. Miranda exerceu diversos cargos nas áreas de gestão da manutenção do sistema elétrico na COELBA, sendo também representante da COELBA junto ao CCON. Engenheiro eletricitista formado pela Universidade Federal da Bahia, com especialização em Gestão de Manutenção promovida pela Eletrobrás em convênio com a PUC/RJ e a Escola Federal de Engenharia de Itajubá/MG e MBA em gestão de empresas de energia elétrica pela FGV/SP.
- **Leonardo da Silva Lucas Tavares de Lima, Diretor Financeiro e de RI:** Diretor da Equatorial Pará desde novembro de 2012, tendo também atuado como Diretor da Equatorial Maranhão entre abril de 2011 e outubro de 2012. Anteriormente, foi Controller da Equatorial Maranhão (função que ocupou de 2007 até abril de 2011) e Coordenador de Planejamento e Gestão (de 2005 a 2007). Antes de ingressar na Equatorial Maranhão, Leonardo trabalhou na Telemar Norte Leste, ABN Amro, URB – Empresa de Urbanização do Recife e na Shell Brasil. Graduado em Engenharia Civil pela Universidade de Pernambuco, com pós-graduação em Gestão da Produção e MBA em Gestão de Negócios de Energia Elétrica, pela FGV.
- **Bruno Cavalcanti Coelho, Diretor:** Sólida experiência na área e nos últimos anos desempenhou diversas funções na estrutura de Gestão de Pessoas no Grupo Neoenergia, onde atuou no período de 2006 a 2021, tendo ocupado a posição de Diretor de Recursos Humanos e S&S entre 2019 e 2021. Formado em Administração de Empresas pela Universidade Católica de Pernambuco – UNICAP, possui MBA Executivo Empresarial pela Fundação Dom Cabral – FDC e em Gestão Empresarial pelo CEDEPE.
- **Cristiano de Lima Logrado, Diretor:** Atua no grupo Equatorial Energia desde Jan/2007, tendo ocupado as posições de Gerente de Assuntos Regulatórios da CEMAR, Gerente Corporativo de Assuntos Regulatórios, e Superintendente de Regulação. As responsabilidades, enquanto superintendente, englobavam todas as distribuidoras do grupo, o segmento de transmissão e a nova linha de atuação em saneamento. Ao longo de 2006, foi assessor técnico da Abraceel. No período Jul/2002 a Jan/2005 trabalhou na Superintendência de Regulação da Comercialização da Eletricidade – SRC da ANEEL. A formação acadêmica teve início com a graduação em Eng. Mecânica, seguida do mestrado em Eng. Mecânica com foco em análise técnica e econômica de sistema de geração baseados em turbinas a gás e ciclos combinados. Posteriormente, houve uma complementação na forma de um curso de especialização na área financeira (MBA em Administração financeira e Mercado de Capitais – FGV Brasília), e mais recentemente novo MBA (IDP, Brasília, conclusão em Jul/2022), agora na área de Data Science.
- **Humberto Luis Queiroz Nogueira, Diretor:** Diretor da Equatorial Maranhão desde agosto de 2016 e da Equatorial em agosto de 2017. Atuando no grupo Equatorial desde 2005, foi Gerente de Suprimento e Logística da Equatorial Energia, Gerente de Operações da Cemar e Gerente de Projeto SAP. Antes de ingressar no grupo, trabalhou na Oi/Telemar de 1987 a 2005. Humberto é graduado pela UNIFACS.

- **José Silva Sobral Neto, Diretor:** Formado pela Universidade Federal do Maranhão, com especialização em Direito Tributário pela UNAMA, MBA pela FGV/RIO em Gestão de Negócios em Energia Elétrica e Pós-Graduando do MBA em Direito Tributário pela FGV/Isan. Iniciou sua vida profissional na advocacia corporativa no setor elétrico. Na CEMAR desde 2005, foi Coordenador Jurídico e, desde 2007, está à frente da Gerência Jurídica da Companhia, auxiliando no assessoramento jurídico da Companhia e outras empresas do grupo, como Equatorial Soluções S.A, Sol Energia e Geramar. A partir de 2013, também se tornou responsável pelas áreas tributária e societária na Gerência Jurídica da CELPA. Foi Vice-Presidente da Comissão de Sociedade de Advogados da OAB/MA. Atua, ainda, como Dirigente da Fundação de Previdência Complementar – FASCEMAR desde 2006, tendo atuado como Conselheiro Fiscal e Deliberativo. É certificado pelo ICSS – Instituto de Certificação de Profissionais de Seguridade Social.
- **Marcos Antônio Souza de Almeida, Diretor:** atuou como Diretor Comercial da Equatorial Maranhão de 2008 a 2017. Em 2017 assumiu a Diretoria Comercial da Celpa e em 2018 foi eleito Diretor Presidente da Companhia. O Sr. Marcos é executivo com mais de 27 anos no setor elétrico. Antes de ingressar na Equatorial Maranhão, o Sr. Marcos exerceu diversos cargos de gestão na área comercial, administrativa e atendimento a clientes da COELBA. Foi também conselheiro da Fundação Coelba de Previdência Complementar – Faelba. O Sr. Marcos é contador formado pela Universidade Estadual de Feira de Santana – UEFS e Mestre em Regulação da Indústria de Energia pela Universidade Salvador – UNIFACS.
- **Tinn Freire Amado, Diretor:** O executivo possui mais de 21 anos no setor elétrico, dos quais 15 anos foram no grupo Equatorial na posição de diretor de Estratégia, Regulação e Novos Negócios. É formado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Itajubá, com Mestrado em Regulação pela UnB. Foi analista regulatório da Aneel, Especialista em regulação na CPFL, e atua nas empresas do Grupo Equatorial como Diretor Regulatório desde 2006. Em 2022 assumiu como CEO da Echoenergia.
- **José Ailton Rodrigues, Diretor:** José Ailton atua há mais de 20 anos como executivo de empresas de Saneamento. De 2010 a 2018 foi Diretor Executivo da AEGEA, atuando nas concessões de Águas de Guariroba, Nascentes do Xingu e Águas de Teresina. Posteriormente, atuou como consultor na Hydro Vita. Em 2022, assumiu como Diretor Executivo da Concessionária de Saneamento do Amapá.
- **Maurício Alvares da Silva Velloso Ferreira, Diretor:** engenheiro eletricitista formado pela Universidade de Brasília com especialização em Administração Financeira pela Fundação Getúlio Vargas – FGV e especialização em Telecomunicações pela Universidade de Brasília. Ainda, possui pós-graduação (MBA) em Gestão Empresarial pela Fundação Dom Cabral. Antes de ingressar no grupo, estava atuando na Oi S.A. como Diretor. De 2015 a março de 2017, trabalhou como diretor comercial na CEB Distribuição S.A e de março de 2017 a janeiro de 2019, como diretor geral. De 2012 a 2015, foi Diretor na Indra S.A. De 2010 a 2012, trabalhou na Contax S.A. De 2003 a 2010 trabalhou na Brasil Telecom S.A. De 2001 a 2002 trabalhou na Telemar S.A. De 1998 a 1999, trabalhou Telebrasil Celular S.A.. De 1994 a 1997, trabalhou Telecomunicações Brasileiras S.A. – TELEBRAS.

- Principais acionistas:
  - Squadra (8,8%) – 1 Conselheiro
  - Opportunity (6,4%) – 1 Conselheiro
  - CPPIB (5,0%) – 1 Conselheiro
- Acordo de acionistas? Não
- Gatilho de OPA? Apenas no caso de aquisição de controle (definido de forma genérica)
- Conselho Fiscal Instalado? Sim
- Comitês do Conselho:
  - Comitê de Auditoria Estatutária
  - Comitê de Estratégia e Novos Negócios
  - Comitê de Pessoas, Governança e Sustentabilidade
  - Comitê de Regulação e Inovação
  - Comitê Operacional
- Auditoria interna e área de compliance? Sim
- Política de negociação e gerenciamento de riscos? Sim

## Remuneração do Conselho e Diretoria

Mix de Remuneração (%)	Fixa		Variável		TOTAL
	Salário	Benefícios	Variável	Stock Options	
Conselho de Administração	58.8%	4.4%	–	36.8%	100.0%
Diretoria Estatutária	13.0%	0.7%	53.3%	32.9%	100.0%

Remuneração (R\$ / ano / pessoa)	Fixa		Variável		TOTAL
	Salário	Benefícios	Variável	Stock Options	
Conselho de Administração	881,530	65,878	–	552,593	1,500,000
Diretoria Estatutária	1,952,648	107,553	8,000,000	4,939,799	15,000,000

\* A Diretoria Estatutária tem apenas 1 membro remunerado

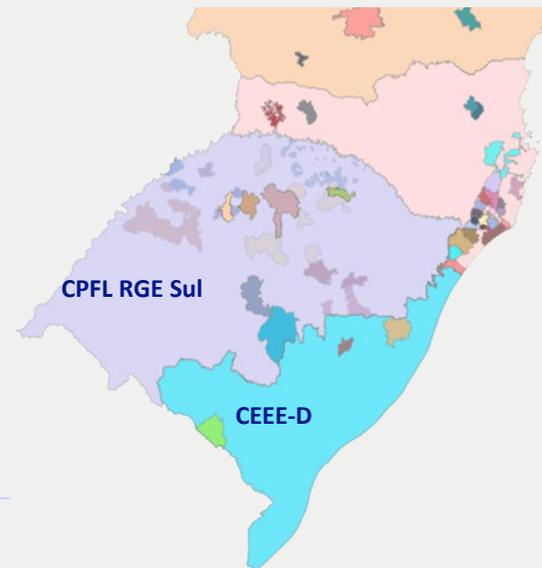
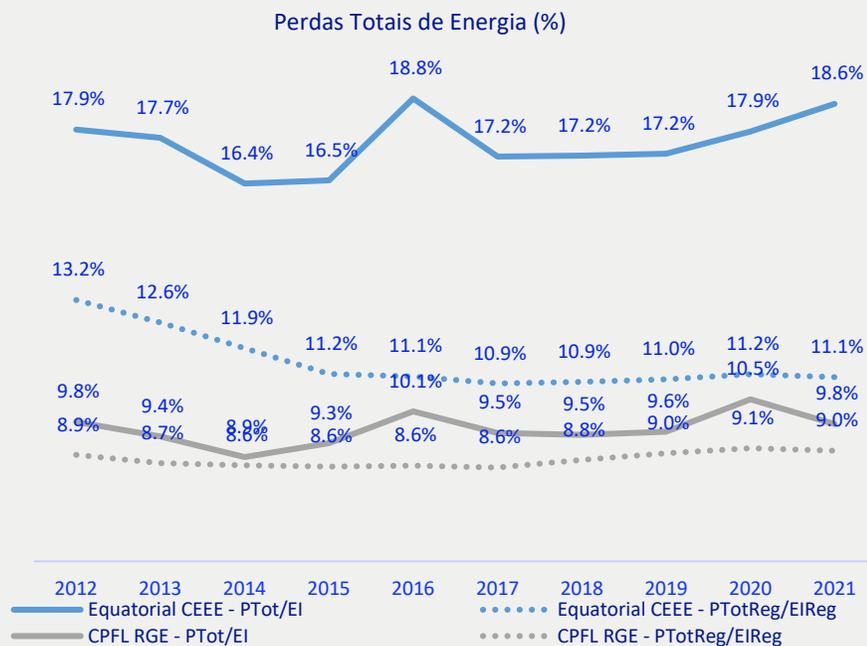
# Scorecard Qualitativo

Score Total	
0.76	
<b>Score Micro</b>	<b>0.69</b>
Assimetria de valuation	1
Qualidade do negócio	2
Risco de execução	1
Qualidade da governança	2
Qualidade dos executivos	2
Momento Operacional	1
Riscos (setoriais; governamentais; regulatórios)	-1
Narrativa (long-term case; growth opp)	1
Triggers de curto prazo	1
Alavancagem	-1

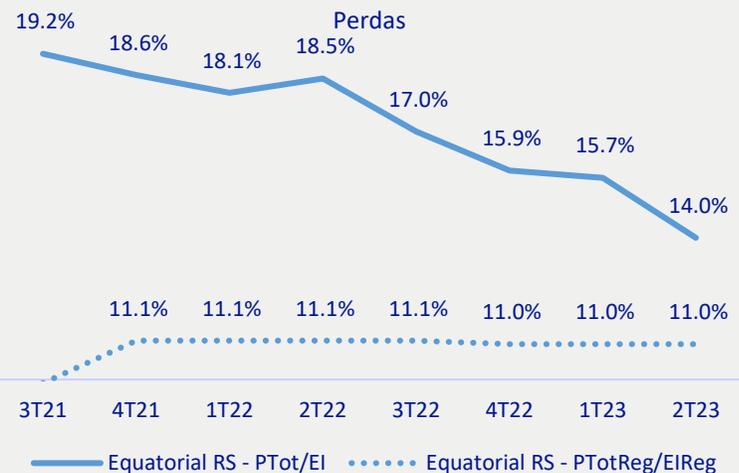
<b>Score Técnico</b>	<b>0.07</b>
Liquidez	2
Posicionamento técnico	-2
Qualidade dos holders	2

- Visão Geral
- Histórico de Geração de Valor e Diferenciais Competitivos
- Governança Corporativa
- ▶ Distribuição – Aquisições Recentes
- Transmissão
- Geração
- Saneamento
- Riscos
- Oportunidades
- Valuation

- Em março de 2021 a Equatorial foi a vencedora do leilão de privatização da CEEE-D, distribuidora de energia do RS, com lance único no valor mínimo de R\$ 100 mil.
- A aquisição foi acompanhada da assunção de dívidas e outros passivos que totalizavam R\$ 4,1 bi.
- Considerando uma RAB de R\$ 3 bi, homologada na RTP de 2021, o múltiplo da aquisição foi de **1,3x EV/RAB**
- Apesar de ser a primeira incursão da Equatorial na região Sul, a concessão da CEEE tem problemas operacionais similares às outras histórias de turnaround da companhia: subinvestimento, perdas elevadas, despesas operacionais ineficientes e indicadores de qualidade inferiores à meta.
- Mas, diferentemente das concessões nas regiões Norte e Nordeste, o nível de renda da região é muito mais elevado. Adicionalmente, concessões adjacentes, em especial a RGE Sul, da CPFL, indicam a possibilidade de melhora significativa nos indicadores da concessão.



# CEEE-D



Após cerca de 2 anos de operação, o processo de turnaround já mostra resultados bastante promissores, com as perdas e indicadores de qualidade apresentando melhora significativa

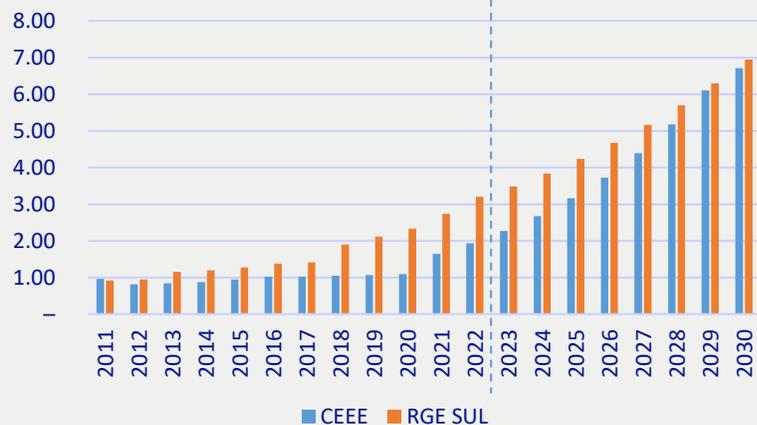
Com a RTP de 2021, que elevou o EBITDA regulatório em 55%, aliado a uma redução de 50% no headcount e de 18% nas despesas operacionais, o EBITDA efetivo já se encontra em patamar positivo e próximo do EBITDA regulatório

## mar asset management

### EBITDA IFRS e Regulatório



### RAB líquida por consumidor



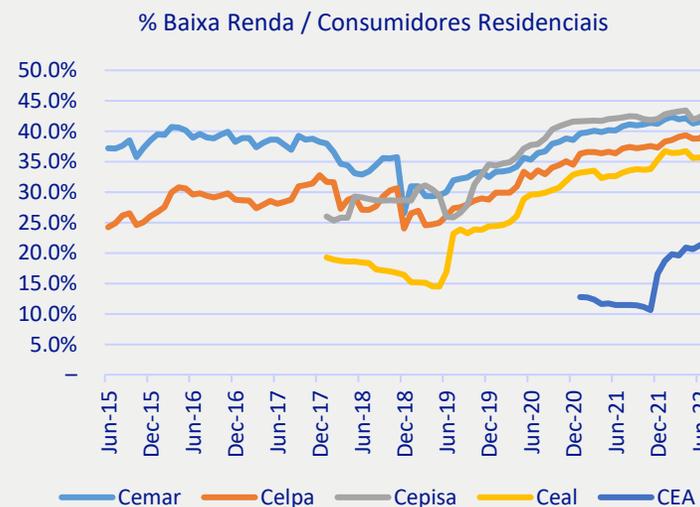
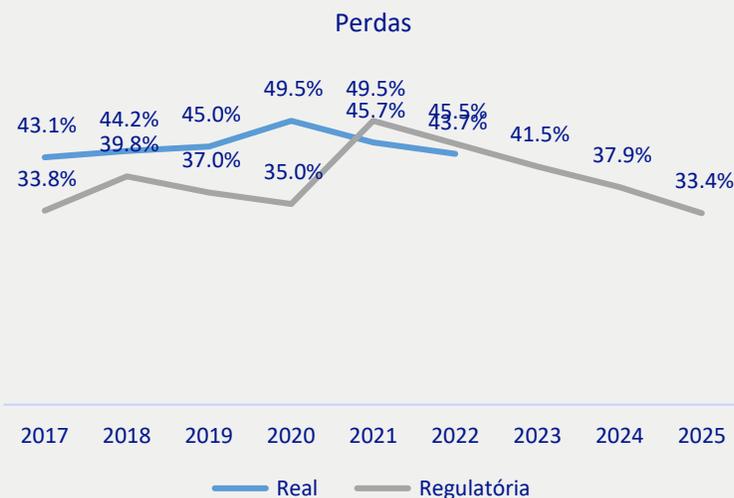
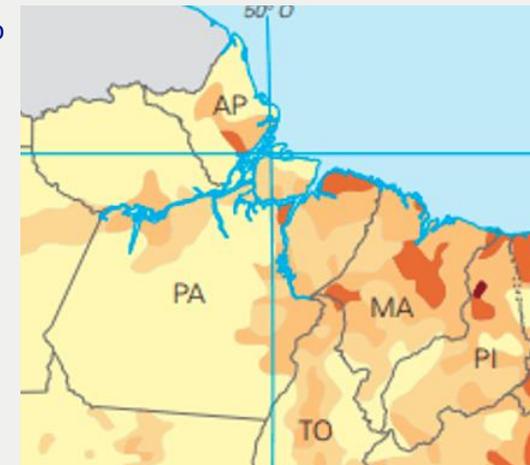
Comparada à RGE, a concessão parece ter bastante espaço para investimento, com modernização da rede.

Assumindo um múltiplo EV/RAB de **1,6x\***, a TIR implícita do investimento atinge **13,9%** em termos reais, com um NPV de R\$ 2,0 bi (reinvestindo 3x a QRR até a próxima revisão)

Se assumirmos que o gap RAB/consumidor é fechado, a TIR atinge **14,8%** e o NPV R\$ 3,3 bi

\*considera 20% de outperformance e ausência de benefícios fiscais

- Em junho de 2021 a Equatorial foi a vencedora do leilão de privatização da CEA, distribuidora de energia do Amapá, com **lance único** no valor mínimo de R\$ 50 mil.
- A aquisição foi acompanhada da assunção de dívidas e outros passivos que totalizavam R\$ 3,1 bi, mas que com renegociação com fornecedores e redução da RGR, o saldo final efetivo foi de R\$ 0,8 bi.
- Considerando uma RAB estimada de R\$ 820 M na RTP de 2023, o múltiplo da aquisição foi de **1,0x EV/RAB**
- A CEA é uma concessão geograficamente próxima e com características socioeconômicas similares ao Pará, com mercado bastante concentrado em dois municípios (Macapá e Santana)
- A concessão é bastante pequena, o que limita ganhos de escala para um operador que atuasse apenas na região, mas que permite que um grupo como a Equatorial atinja níveis de eficiência em relação aos parâmetros regulatórios superiores. Sinergia operacional com a Celpa e com a nova concessão de Saneamento do Amapá, recém assumida pela Equatorial
- Os desafios de perdas são similares ao Pará e Maranhão, com flexibilização regulatória favorável nos primeiros 5 anos. Há, ainda, bastante oportunidade de incremento dos consumidores cadastrados como baixa renda



Assumindo um múltiplo EV/RAB de **1,85x\***, a TIR implícita do investimento atinge **15,4%** em termos reais

\*considera 20% de outperformance e benefício fiscal da SUDAM

# Aquisição CELG-D

- Em Setembro de 2022 a Equatorial assinou acordo para compra da CELG-D pelo valor de **R\$ 1.575 M**, corrigido pelo CDI desde a data base de 31 de março de 2022 e sujeito a ajustes, positivos ou negativos, decorrentes da variação do endividamento líquido ou outros ativos líquidos;
- Adicionalmente, o contrato prevê a reestruturação dos empréstimos existentes entre a Celg-D e a Vendedora e outras sociedades do seu grupo econômico, no valor de R\$ 5.717 M
- Essa foi a primeira compra pela companhia de um ativo de distribuição de um player privado

## Área de Concessão



### Principais características da concessão

Área de concessão (Km <sup>2</sup> )	336.871
Municípios	237
Energia distribuída (GWh) – 12M	14.987
Perdas Totais (%) – 12M	13,5%
Vencimento da Concessão	2045

Data base: 1T22

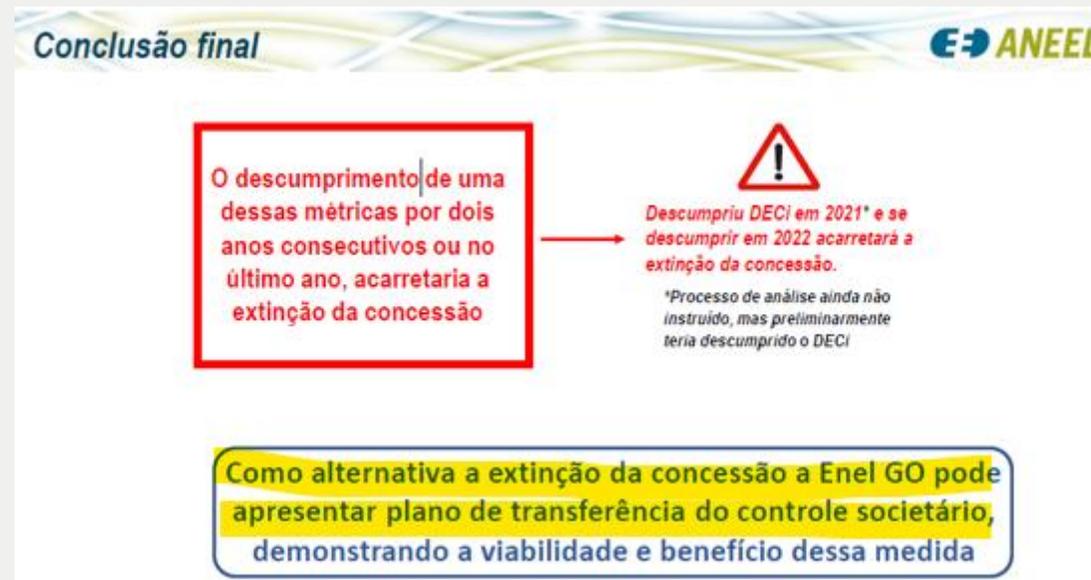
Valor da aquisição	1,575
(+) Dívida líquida	6,010
(+) Dívida Itaipu (fornecedores)	493
(+) Obrigações pós emprego	205
(-) Ativos financeiros setoriais	(274)
(+) Provisões prováveis	400
(-) Depósitos vinculados	(156)
(+) FUNAC (provisões prováveis)	782
(-) FUNAC (créditos a receber)	(881)
<b>EV</b>	<b>8,155</b>

RAB estimada 2023 8,017

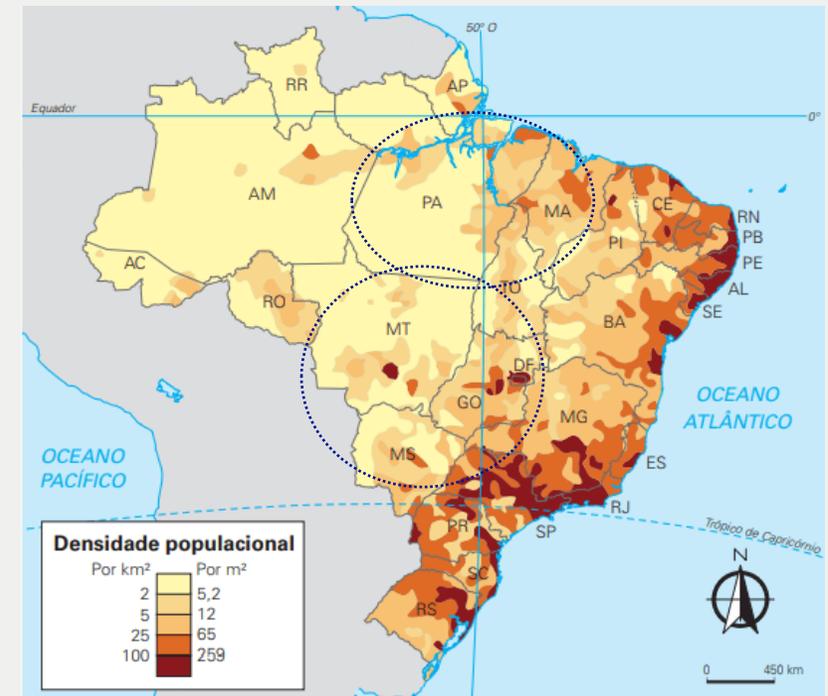
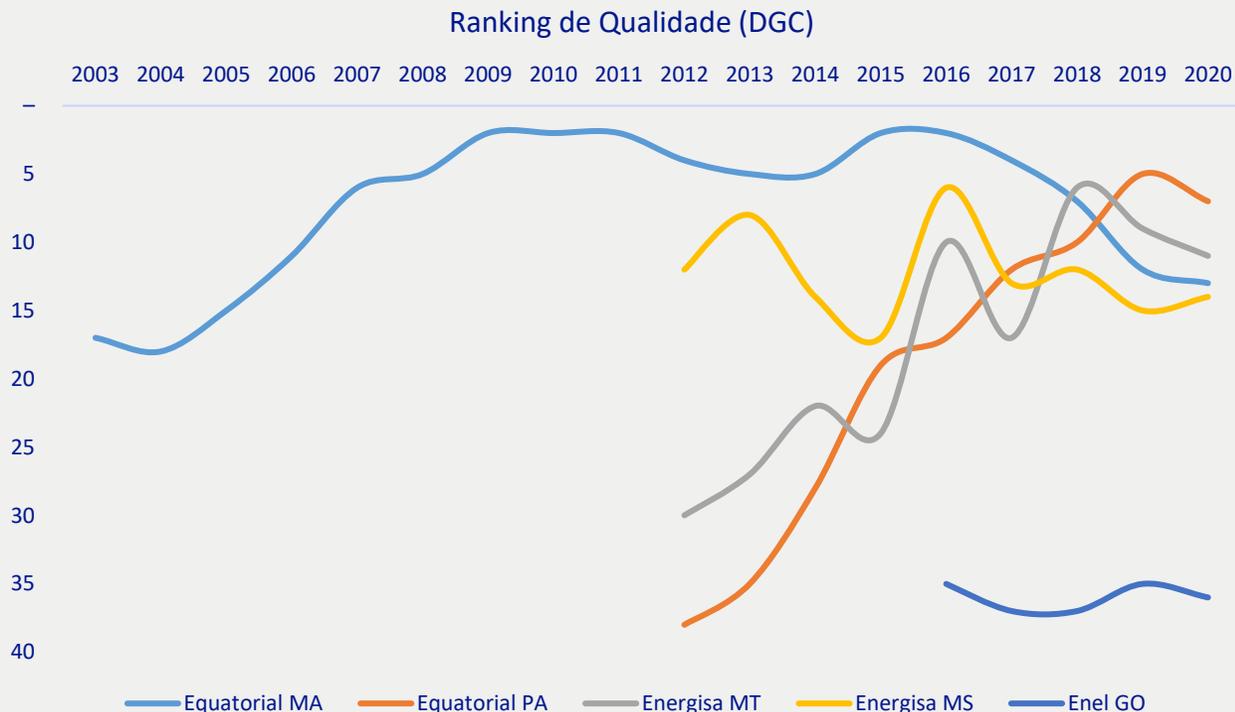
**EV/RAB 2023 1.02 x**



- Em 2022, 5 anos após a Enel assumir a concessão, foi publicado um relatório de avaliação da Aneel:
  - “A partir da troca de controle da concessão no início de 2017 **observou-se uma evolução positiva do desempenho da distribuidora quanto aos indicadores de continuidade globais** e por conjunto frente aos estímulos da fiscalização por parte da ANEEL.
  - “**Porém, verificou-se uma dificuldade em internalizar processos eficientes de gestão, de forma a garantir uma melhoria constante do serviço e alcançar os limites regulatórios estabelecidos.**”
- A extinção de uma concessão, no entanto, é um processo sempre traumático. Com uma melhor habilidade na relação com o regulador e com o Governo, a Enel poderia ter pleiteado, por exemplo, um plano de readequação, como outras distribuidoras em situações mais críticas já foram capazes de conseguir. No entanto, a pressão política somada à inabilidade da empresa, levaram a uma medida dura pelo regulador.

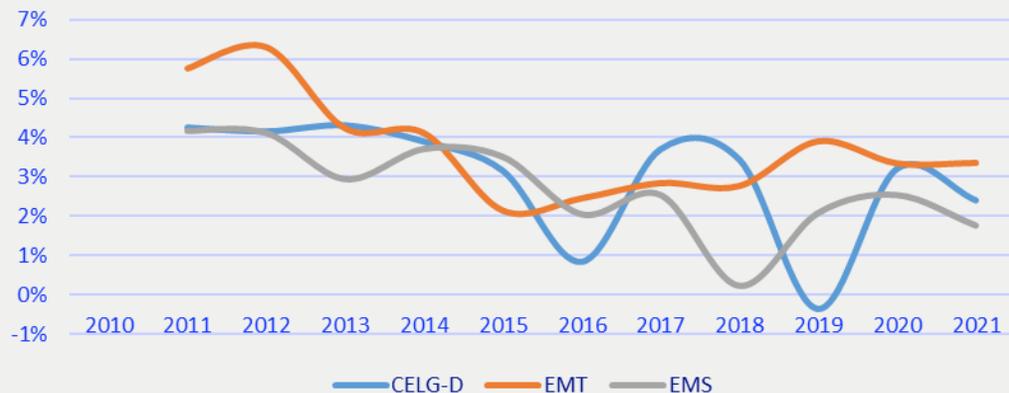


- Como condição precedente para a conclusão da concessão, a Equatorial negociou com a Aneel um novo prazo para atendimento às métricas de qualidade.
- Historicamente, os bons operadores foram capazes de melhorar de forma substancial o nível da qualidade de serviço em regiões similares ou ainda mais complexas.

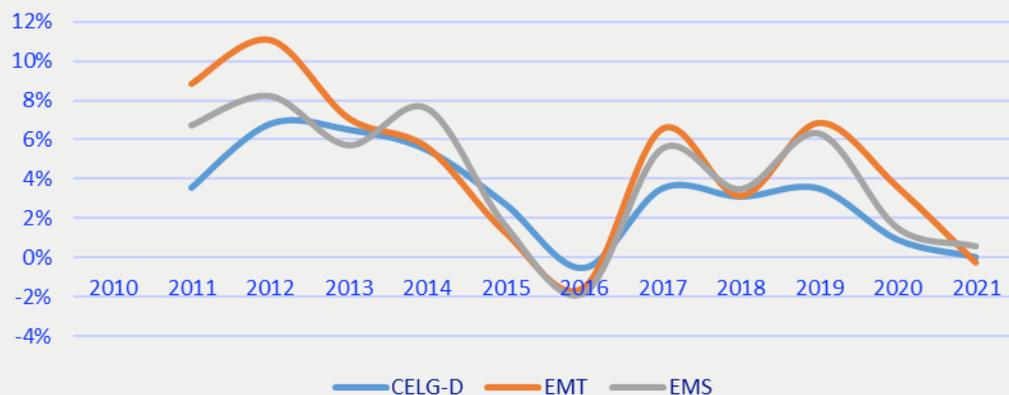


- Apesar do maior volume de investimentos nos anos recentes, a CELG segue subinvestida e tem apresentado crescimento inferior às concessões similares, o que indica espaço para continuidade da expansão da base de ativos.

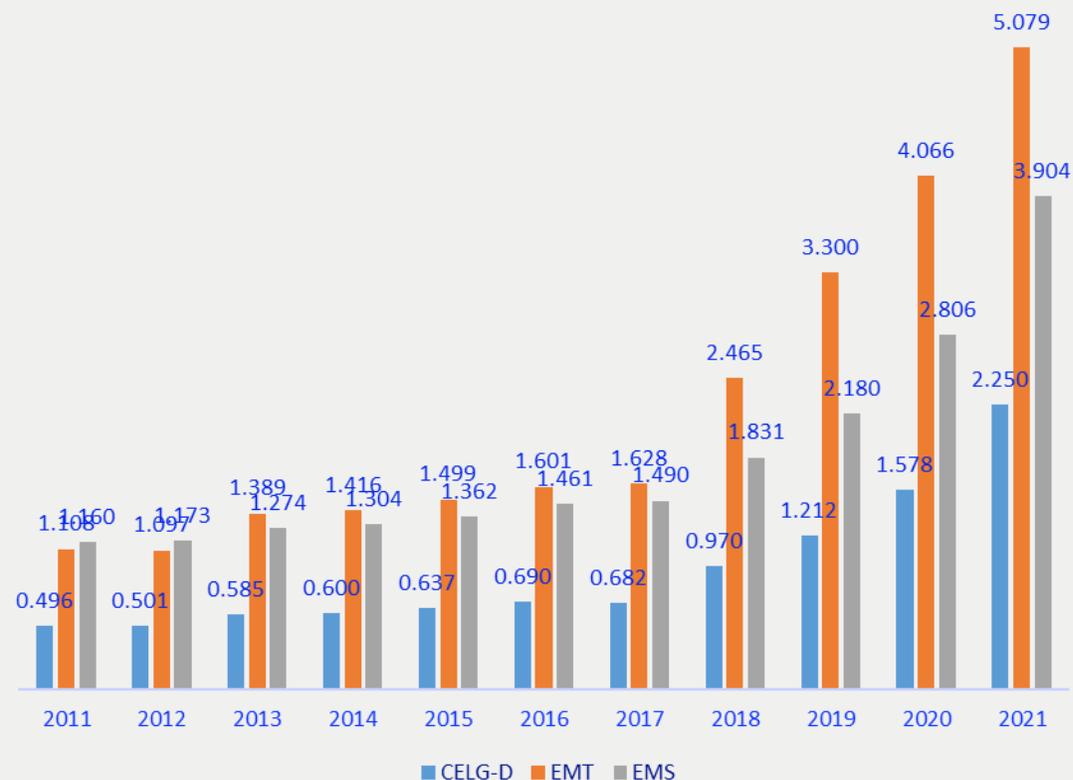
# Consumidores - g% YoY



# Mercado - g% YoY



RAB / consumidor



- Considerações:
  - A Equatorial sempre foi hábil no relacionamento institucional com o regulador e com os dirigentes políticos das concessões que assumiu. Isso se mostrou verdade em transições mais complexas do que a CELG, como no PI, AL e RS.
  - A Revisão Tarifária de 2023 incrementou a RAB em 218% e a Parcela B em 106% em relação à RTP de 2018. Isso, aliado à melhor gestão das despesas operacionais, deverá permitir a companhia a atingir *outperformance* em relação ao EBITDA regulatório.
  - No entanto, a concessão da CELG não possui incentivo fiscal da SUDENE/SUDAM, o que reduz o ROIC e, conseqüentemente, o múltiplo EV/RAB potencial.
  - Considerando uma RAB líquida de R\$ 9,4 bi em 2023, redução do nível de perdas para o patamar regulatório ao longo dos próximos 3 anos, crescimento de mercado de 3%, utilização de R\$ 900 M de créditos tributários e capex em 250% da depreciação regulatória, chegamos a uma TIR real desalavancada de 12%

DRE	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Receita operacional bruta	11,013	15,000	13,934	14,750	16,847	18,001	19,131	20,347	21,697	23,037	23,231
(-) Deduções da receita operacional	(3,887)	(5,264)	(4,902)	(5,282)	(5,989)	(6,324)	(6,654)	(7,003)	(7,385)	(7,839)	(8,220)
Receita operacional líquida	7,125	9,735	9,032	9,468	10,858	11,677	12,477	13,344	14,312	15,198	15,011
(-) Gastos não gerenciáveis	(5,287)	(7,818)	(6,916)	(6,909)	(6,941)	(7,477)	(8,050)	(8,671)	(9,344)	(9,773)	(9,315)
Energia comprada para revenda	(3,229)	(4,348)	(4,079)	(4,412)	(4,749)	(5,087)	(5,449)	(5,837)	(6,253)	(6,698)	(7,105)
Encargos de uso do sistema (T e D)	(607)	(547)	(683)	(710)	(738)	(768)	(799)	(831)	(864)	(898)	(934)
(-) Gastos gerenciáveis	(1,397)	(1,617)	(2,116)	(1,933)	(2,003)	(2,033)	(2,147)	(2,270)	(2,403)	(2,543)	(2,669)
PMSO	(1,036)	(1,194)	(1,687)	(1,477)	(1,498)	(1,481)	(1,543)	(1,608)	(1,677)	(1,750)	(1,822)
Outras despesas/receitas operacionais	-	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Depreciação e amortização	(361)	(423)	(428)	(456)	(505)	(552)	(604)	(662)	(727)	(794)	(846)
Resultado do serviço (EBIT)	441	300	1	626	1,914	2,167	2,280	2,403	2,565	2,882	3,028
EBITDA	802	723	429	1,081	2,419	2,719	2,884	3,065	3,291	3,675	3,874
Margem EBITDA (%)	14.0%	9.7%	6.2%	14.1%	25.7%	27.0%	27.0%	27.0%	27.2%	28.2%	28.2%
(+/-) Resultado financeiro líquido	(220)	(451)	(1,105)	(890)	(1,090)	(969)	(963)	(1,119)	(1,121)	(1,107)	(1,117)
Receitas financeiras	503	309	684	112	133	138	146	155	165	176	185
Despesas financeiras	(723)	(761)	(1,789)	(1,002)	(1,223)	(1,107)	(1,109)	(1,274)	(1,285)	(1,283)	(1,303)
LAIR	221	(151)	(1,104)	(265)	824	1,198	1,317	1,284	1,444	1,775	1,911
(-) IR e Contribuição social	(86)	32	295	90	(196)	(285)	(313)	(306)	(344)	(422)	(455)
Lucro líquido	135	(118)	(808)	(175)	628	913	1,003	978	1,100	1,352	1,456
Margem Líquida (%)	1.9%	-1.2%	-9.0%	-1.8%	5.8%	7.8%	8.0%	7.3%	7.7%	8.9%	9.7%

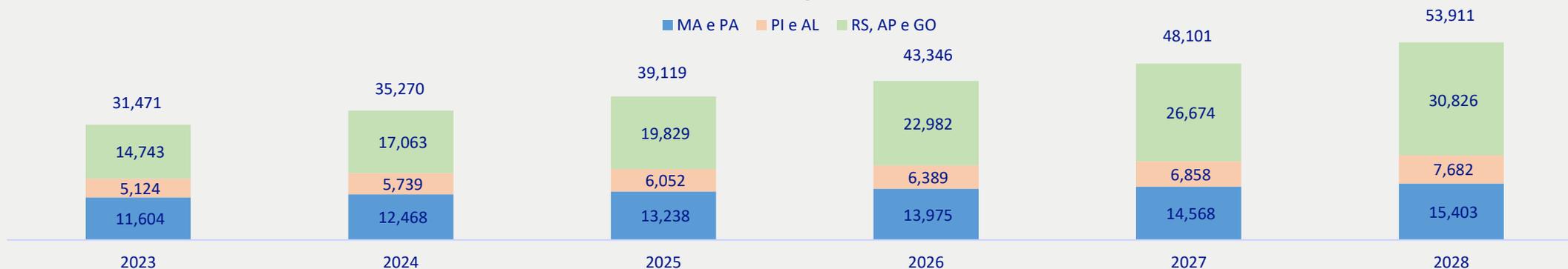
## Valuation CELG

EV	17,354
Dívida Líquida	7,013
Outros ativos (passivos)	(3,977)
NPV	6,364
RAB 2023	9,401
EV/RAB 2023	1.85 x
TIR real	13%

# Equatorial Distribuição - Consolidado

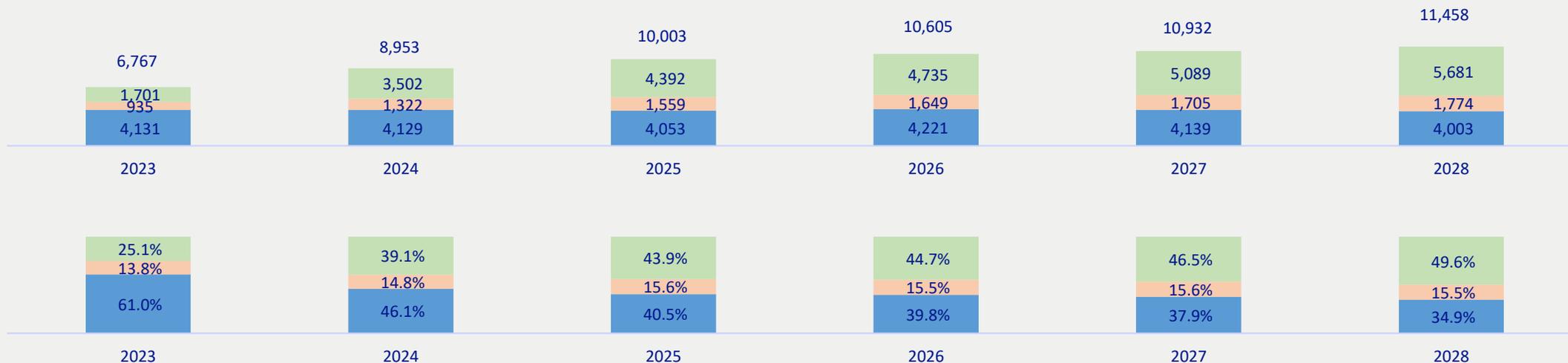
## RAB Líquida

■ MA e PA ■ PI e AL ■ RS, AP e GO



Estimamos que a Equatorial tem a capacidade de **umentar sua base de ativos em R\$ ~4,5 bi por ano pelos próximos 5 anos**, pelo menos. **Para cada R\$ 1 bi de incremento da base, o valor gerado é da ordem de R\$ 700 M** (assumimos um múltiplo EV/RAB "fair" de 1,7x para concessões sem SUDENE e uma alavancagem de 60%). Isso representa um potencial de **geração de valor da ordem de R\$ 15 bi em 5 anos**

## EBITDA de Distribuição



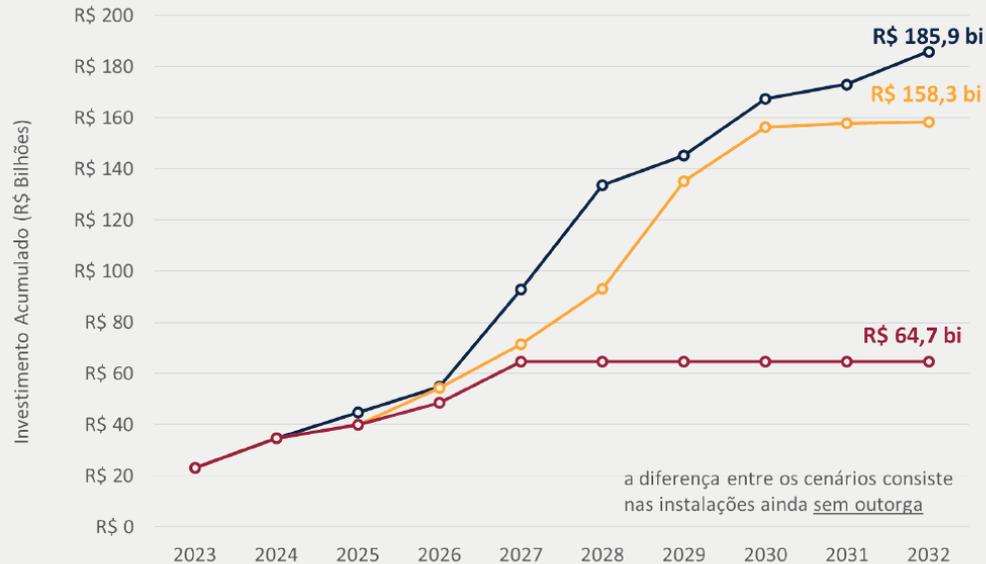
- Visão Geral
- Histórico de Geração de Valor e Diferenciais Competitivos
- Governança Corporativa
- Distribuição – Aquisições Recentes
- ▶ Transmissão
- Geração
- Saneamento
- Riscos
- Oportunidades
- Valuation

# Projetos de Transmissão Operacionais

- Após investir R\$ 4,5 bi em 8 projetos de transmissão nos últimos anos, volume **20% inferior à referência da Aneel**, e de executar a construção com eficiência, **antecipando a entrada em operação em mais de 18 meses**, hoje a companhia possui um *cash cow*
- Devido às características dos projetos de transmissão, com **receitas estáveis, corrigidas por inflação e sem risco de contraparte**, esses ativos comportam um alto grau de alavancagem a taxas bastante baixas, servindo como **funding para a alocação em outras oportunidades**
- Assumindo uma alavancagem de 60%, R\$ 1 bi de geração de caixa poderia financiar R\$ 2,5 bi em outros projetos, ou ~40% da necessidade atual de investimentos em distribuição, por exemplo
- Caso houvesse necessidade adicional de *funding*, uma venda desses ativos poderia gerar R\$ 6+ bi para a cia

FCF	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
EBIT	864	902	942	984	1,027	1,072	1,118	1,166	1,217	1,269	1,322	1,378	1,436	1,496	1,558	1,622	1,689	1,757
(-) Impostos	(160)	(167)	(175)	(182)	(190)	(199)	(207)	(216)	(226)	(431)	(450)	(469)	(488)	(509)	(530)	(552)	(574)	(597)
(=) NOPAT = EBIT*(1-T)	704	735	768	801	837	873	911	950	991	837	873	910	948	987	1,028	1,071	1,114	1,159
(+/-) Resultado financeiro líquido	(310)	(283)	(326)	(332)	(319)	(326)	(332)	(346)	(346)	(346)	(346)	(346)	(346)	(346)	(346)	(354)	(368)	(382)
(+/-) Efeito fiscal sobre resultado financeiro	57	52	60	62	59	60	62	64	64	117	117	117	117	117	117	120	125	130
(=) Lucro Líquido	451	505	502	531	577	608	640	669	710	609	645	682	720	759	800	837	872	907
(+) Depreciação e Amortização	124	125	126	127	128	130	131	133	135	137	139	142	145	148	152	156	161	167
(+/-) Δ Capital de giro	21	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
<b>Fluxo de caixa operacional</b>	<b>596</b>	<b>631</b>	<b>630</b>	<b>659</b>	<b>707</b>	<b>739</b>	<b>773</b>	<b>803</b>	<b>846</b>	<b>748</b>	<b>786</b>	<b>826</b>	<b>867</b>	<b>910</b>	<b>954</b>	<b>995</b>	<b>1,035</b>	<b>1,077</b>
(-) Capex	(24)	(25)	(26)	(27)	(28)	(29)	(30)	(31)	(32)	(34)	(35)	(36)	(38)	(39)	(41)	(43)	(44)	(46)
<b>Fluxo de caixa de investimentos</b>	<b>(24)</b>	<b>(25)</b>	<b>(26)</b>	<b>(27)</b>	<b>(28)</b>	<b>(29)</b>	<b>(30)</b>	<b>(31)</b>	<b>(32)</b>	<b>(34)</b>	<b>(35)</b>	<b>(36)</b>	<b>(38)</b>	<b>(39)</b>	<b>(41)</b>	<b>(43)</b>	<b>(44)</b>	<b>(46)</b>
(+/-) Δ Dívida bruta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	112	178	185
<b>Fluxo de caixa de financiamento</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>112</b>	<b>178</b>	<b>185</b>						
<b>FCFF</b>	<b>825</b>	<b>836</b>	<b>869</b>	<b>903</b>	<b>939</b>	<b>976</b>	<b>1,014</b>	<b>1,054</b>	<b>1,095</b>	<b>942</b>	<b>979</b>	<b>1,017</b>	<b>1,057</b>	<b>1,098</b>	<b>1,142</b>	<b>1,187</b>	<b>1,234</b>	<b>1,283</b>
<b>FCFE</b>	<b>572</b>	<b>606</b>	<b>604</b>	<b>633</b>	<b>679</b>	<b>710</b>	<b>743</b>	<b>772</b>	<b>814</b>	<b>714</b>	<b>751</b>	<b>789</b>	<b>829</b>	<b>870</b>	<b>913</b>	<b>1,064</b>	<b>1,169</b>	<b>1,215</b>

# Expansão Projetada de Transmissão



a diferença entre os cenários consiste nas instalações ainda sem outorga

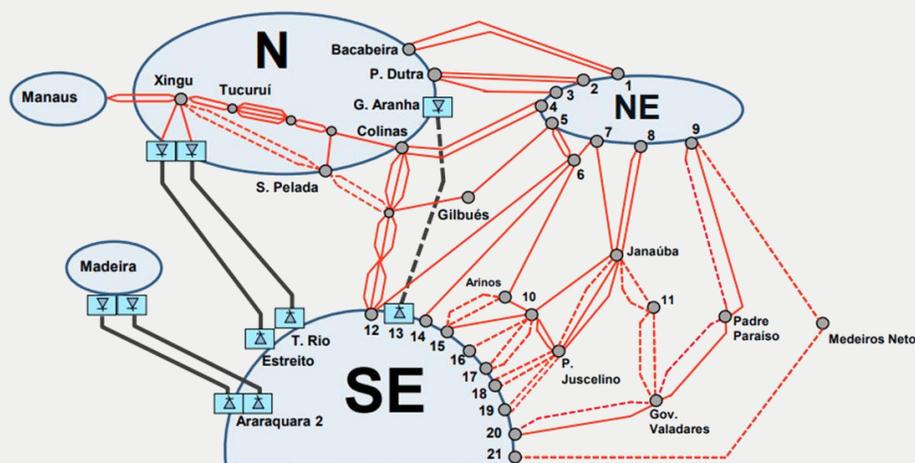
*\*Não contempla os investimentos potenciais associados aos ativos em final de vida útil.*

## Motivação para a expansão (PDE 2032)

- Expressiva expansão de geração renovável prevista para se concretizar nas regiões Norte e Nordeste nos próximos anos
- Para que esses projetos possam contribuir para a segurança energética e para o aumento da competição na oferta de geração de energia, é primordial preparar o sistema de transmissão

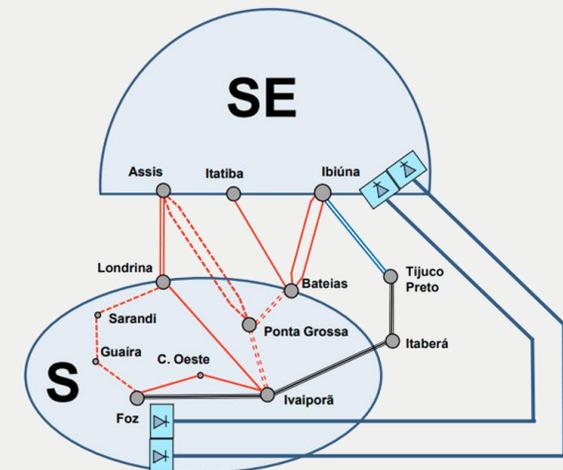
## Requisitos da rede de transmissão:

- Prover a integração segura da geração prospectiva projetada
- Proporcionar o atendimento seguro da demanda do SIN em múltiplos cenários operativos futuros



## Legenda

- LT CC em operação
- LT 500kV em operação
- LT 500kV com entrada em operação até 2025
- LT 500kV com entrada em operação até 2027
- LT 500kV com entrada em operação até 2031
- LT CC com entrada em operação até 2031



# Leilões Previstos para 2023-2024

## 1 leilão já realizado:

- **Leilão de Jun/23:** 9 lotes com capex de R\$ 15,8 bi

## + 2 leilões previstos:

- **Leilão de Dez/23:** 3 lotes de linhas de corrente contínua com investimentos da ordem de R\$ 22 bi
- **Leilão do 1T24:** Investimentos previstos da ordem de R\$ 10-12 bi

### O leilão de junho se mostrou mais uma vez muito competitivo

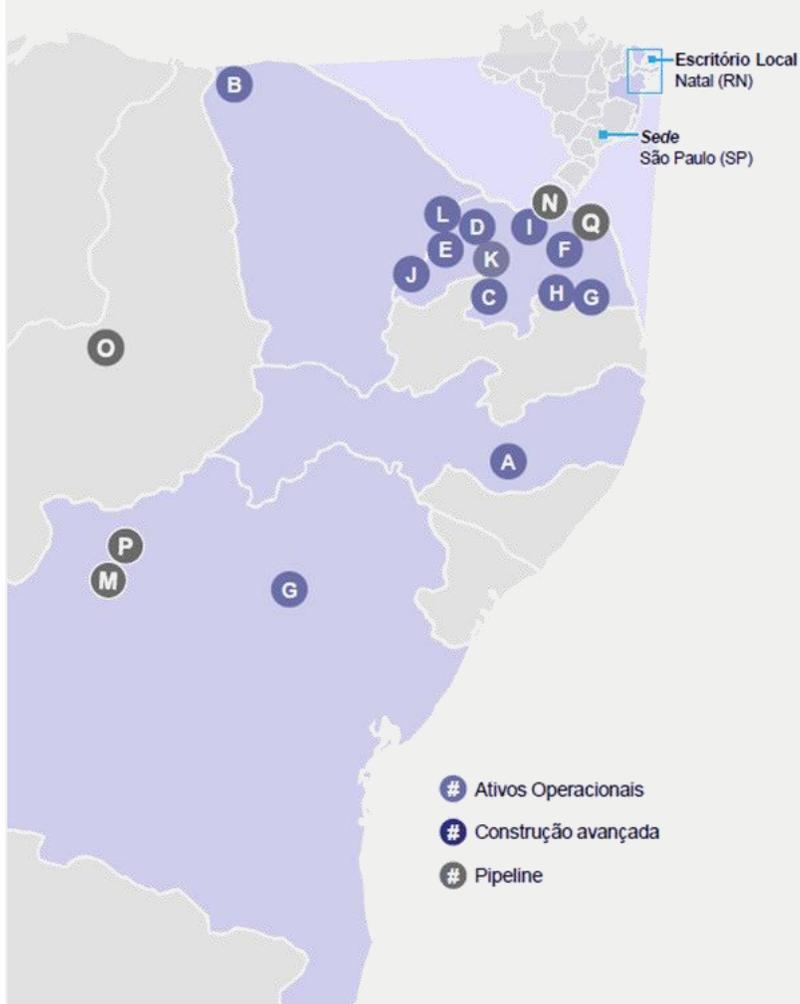
Lote	Local	Construção (meses)	Início de operação	Capex (R\$ M)	RAP teto (R\$ M)	RAP leilão (R\$ M)	Deságio (%)	% RAP / Capex	IRR real (%)	NPV @ Ke = 9.0% real	Vencedor
1	BA, MG	66	Mar-29	3,156	515	174	66.2%	5.5%	3.2%	(829.0)	Consórcio Gêneseis
2	BA, MG	66	Mar-29	4,351	710	348	51.0%	8.0%	6.0%	(281.9)	Rialma
3	MG	60	Sep-28	921	148	71	52.1%	7.7%	6.5%	(16.8)	Cymi
4	MG	60	Sep-28	787	127	69	45.8%	8.7%	5.4%	(112.3)	Furnas (Eletrobras)
5	BA, MG, ES	66	Mar-29	2,667	436	249	42.8%	9.3%	6.2%	(133.9)	Engie
6	BA, SE	60	Sep-28	1,203	193	100	48.2%	8.3%	5.6%	(126.1)	Celeo Redes Brasil
7	MG, RJ	66	Mar-29	2,301	376	219	41.8%	9.5%	6.2%	(133.5)	CTEEP
8	PE	66	Mar-29	259	44	20	55.4%	7.5%	5.7%	(25.8)	Consórcio Gêneseis
9	SP	36	Sep-26	94	15	7	50.4%	7.9%	4.1%	(19.6)	CTEEP
				<b>15,740.2</b>	<b>2,562.8</b>	<b>1,256.5</b>	<b>51.0%</b>	<b>8.0%</b>	<b>5.5%</b>	<b>(1,678.7)</b>	

- Os tamanhos dos certames deverão afastar aventureiros (especialmente após o caso do Consórcio Gêneseis, no leilão de junho) e estimular parcerias. Conforme aumenta o compromisso de capex das empresas, a competição deveria ser sequencialmente menor
- Não existe mão de obra suficiente no Brasil hoje para executar R\$ ~50 bi de obras. Capacidade *in-house* de execução será um diferencial
- Concorrentes potenciais: Taesa, Cteep, Eletrobras, CPFL, Energisa, Sterlite, etc.
- Alavancagem de curto prazo não deve ser um problema, já que a maior parte do capex só começa em cerca de 2 anos

- Visão Geral
- Histórico de Geração de Valor e Diferenciais Competitivos
- Governança Corporativa
- Distribuição – Aquisições Recentes
- Transmissão
- ▶ Geração
- Saneamento
- Riscos
- Oportunidades
- Valuation

- Ao longo de 2021 a Equatorial intensificou seus investimentos nos segmentos de **geração renovável e de comercialização de energia**, setores que devem ganhar cada vez mais relevância com a abertura do mercado livre nos próximos anos.
- Após a compra da E-Nova, empresa de geração distribuída, e da participação remanescente de 49% na Sol Energias, comercializadora do grupo, o movimento mais ousado se deu com o anúncio da aquisição da **Echoenergia, uma plataforma de energias renováveis robusta, com 1,2 GW de capacidade instalada em operação, geração de caixa e uma das principais comercializadoras do setor**.
- A escolha da Echoenergia se deu depois de anos de avaliação de diversas oportunidades estratégicas no segmento de energias renováveis.
- Essa foi a maior aquisição do grupo Equatorial até hoje, com um valor do equity de R\$ 6,6 bi e um EV de R\$ 9,6 bi.
- Racional para a aquisição:
  - Plataforma já consolidada para expansão em renováveis
  - Entre os maiores e melhores players do setor no país
  - Ativos de qualidade e com pipeline para expansão
  - Diversificação do portfólio: comercialização tomará cada vez mais espaço do mercado cativo

 <b>Resumo da Transação</b>	
Enterprise Value	R\$ 9.584mm
Dívida Líquida	R\$ 2.927mm
Valor do <i>Equity</i>	R\$ 6.657mm



## Ativos Operacionais

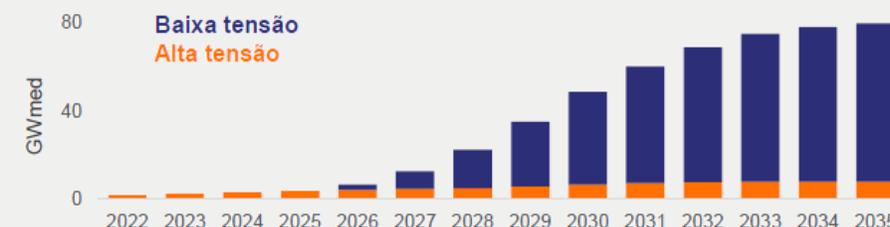
Projeto	Data	Capacidade (MW)	GF (MWm)	Destaques
<b>A</b> São Clemente	May/16	232	122	Principais fornecedores de turbinas:  <b>Vestas</b>  <b>R\$3,3 bi</b> Dív. Líquida <sup>(2)</sup>
<b>B</b> Tianguá	Sep/16	141	75	
<b>C</b> Echo 1	Aug/12	88	33	
<b>D</b> Echo 2	Jan/16	132	58	
<b>E</b> Echo 3	Apr/20	101	56	
<b>F</b> Echo 4	Feb/18	85	45	
<b>G</b> Echo 5	Nov/18	53	25	
<b>H</b> Echo 6	Jul/20	97	54	
<b>I</b> Echo 7	Sep/20	76	42	
<b>J</b> Echo 8	Jan/22	92	47	
<b>K</b> Echo 9	Jan/22	76	38	
<b>L</b> Echo 10	Jan/22	38	20	
<b>Σ</b> Total		1,211	615	

## Pipeline

Projeto	Fonte	Capacidade MWp / MW	Desconto Fio	Leasing	Licença Preliminar	Acesso a Info.	Garantia	Acesso a Opinião
<b>M</b> Pipeline I		423 MWp / 350 MW	✓	✓	✓	✓	✓	✓
<b>N</b> Pipeline II		278 MWp / 221 MW	✓	✓	✓	✓	✓	✓
<b>O</b> Pipeline III		177 MWp / 144 MW	✓	✓	✓	✓	✓	✓
<b>P</b> Pipeline V		466 MWp / 385 MW	✗	✓	✓	✓	2022	2022
<b>Q</b> Pipeline IV		n.a. / 109 MW	✓	✓	✓	✓	2022	2022

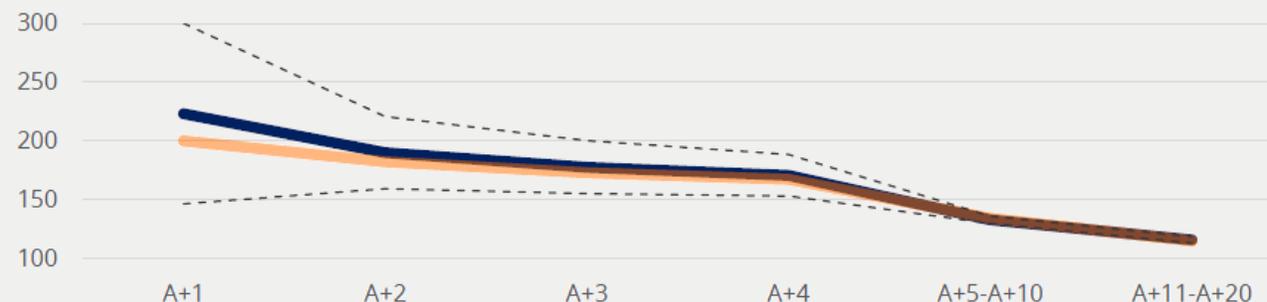
- **Abertura total do mercado** prevista para 2028
  - Grupo A (alta tensão >2,3kV) em 2024
  - Grupo B não residencial em 2026
  - Grupo B total em 2028

Abertura do mercado	Data estimada
Grupo A < 500kW	Jan/24
Grupo B não residencial e não rural	Jan/26
Grupo B residencial e rural	A partir de Jan/28



- **Portfólio de energia incentivada (desconto de 50% na TUST/TUSD)** que permite a venda de energia com prêmio ao preço de mercado. Spread atual de R\$ 30 / MWh pode aumentar para R\$ 150-200 / MWh conforme aumente a migração de consumidores MT/BT e essa fonte incentivada fique mais escassa (encerramento das novas outorgas incentivadas prevista pra 2025)
- Oportunidade no mercado de **autoprodução**, cujos consumidores **não pagam encargos na tarifa** (R\$ ~60 / MWh).
- Contratos relativamente curtos (~4 anos), permitindo melhor capturar distorções do mercado.

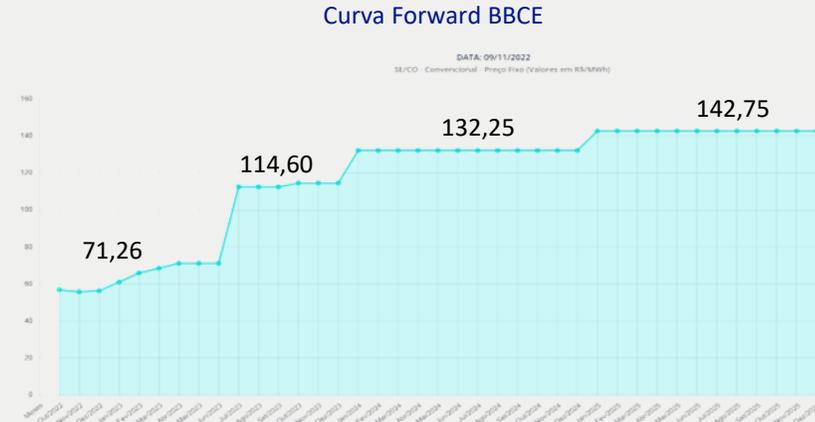
**PREÇOS MEDIOS ATUAL DE CONTRATOS DE ENERGIA CONVENCIONAL POR INICIO DO CONTRATO**  
CONTRATOS DE 4 A 5 ANOS



Fonte: Dcide, base jul/22

█ Média 
 █ Mediana 
  Preço + 1DP 
  Preço - 1DP

- Portfólio bastante descontratado, o que pode se mostrar um risco em cenários de preços baixos e sobreoferta de capacidade, como o momento atual.



- Os resultados de velocidade do vento tem ficado abaixo da média de longo prazo no período de 2018 a 2021.



- Equatorial não tem qualquer experiência no setor. A aquisição foi também uma forma de *acqui-hire*? O time da Echoenergia é realmente bom?

# Echoenergia - Valuation

- Considerando o cenário atual de sobreoferta aparente e PLD em níveis bastante baixos, assumi no cenário base um PLD médio de longo prazo de R\$ 150 / MWh e spread para fontes incentivadas de R\$ 30 / MWh
- Assumo que todos os projetos estarão estruturados para se adequarem ao lucro presumido (presunção de lucro de 8% da receita bruta para o IRPJ e 12% para a CSLL), o que leva a uma alíquota efetiva da ordem de 8-10%
- Alavancagem de 2,5x ND/EBITDA e custo de dívida nos primeiros 20 anos de IPCA+3,3% (custo médio atual, baseado em linhas de crédito incentivadas).

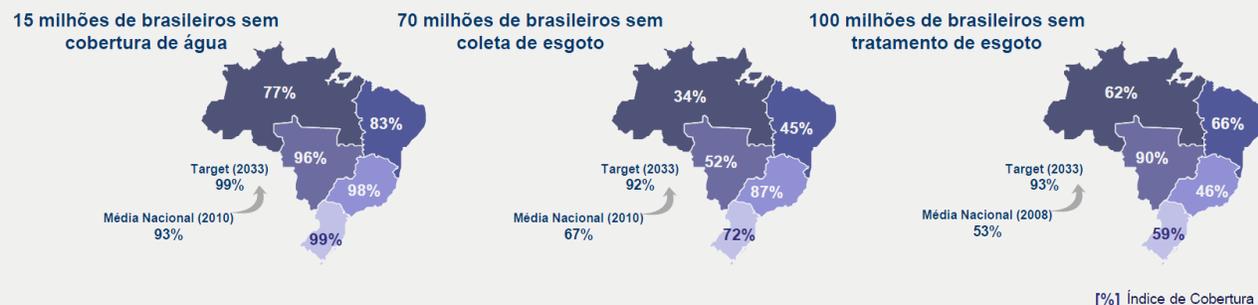
DRE	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>Receita operacional líquida</b>	<b>1,097</b>	<b>1,151</b>	<b>1,214</b>	<b>1,263</b>	<b>1,295</b>	<b>1,335</b>	<b>1,370</b>	<b>1,406</b>	<b>1,443</b>
<b>(-) Despesas Operacionais</b>	<b>(217)</b>	<b>(225)</b>	<b>(232)</b>	<b>(241)</b>	<b>(249)</b>	<b>(258)</b>	<b>(266)</b>	<b>(274)</b>	<b>(282)</b>
<b>(-) SG&amp;A</b>	<b>(302)</b>	<b>(293)</b>	<b>(283)</b>	<b>(274)</b>	<b>(266)</b>	<b>(258)</b>	<b>(250)</b>	<b>(243)</b>	<b>(236)</b>
PMSO	(46)	(49)	(51)	(53)	(55)	(57)	(58)	(60)	(62)
Pessoal	(19)	(21)	(22)	(22)	(23)	(24)	(25)	(25)	(26)
Material	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Serviços de terceiros	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(20)	(21)	(22)	(22)
Provisões									
Outros	(10)	(11)	(11)	(12)	(12)	(12)	(13)	(13)	(14)
Depreciação e amortização	(256)	(244)	(232)	(221)	(211)	(201)	(192)	(183)	(174)
<b>Resultado do serviço (EBIT)</b>	<b>578</b>	<b>634</b>	<b>699</b>	<b>747</b>	<b>780</b>	<b>819</b>	<b>855</b>	<b>890</b>	<b>925</b>
<b>EBITDA</b>	<b>834</b>	<b>878</b>	<b>931</b>	<b>969</b>	<b>991</b>	<b>1,020</b>	<b>1,046</b>	<b>1,072</b>	<b>1,099</b>
<i>Margem EBITDA (%)</i>	<i>82.9%</i>	<i>82.8%</i>	<i>82.9%</i>	<i>82.9%</i>	<i>82.7%</i>	<i>82.7%</i>	<i>82.6%</i>	<i>82.5%</i>	<i>82.5%</i>
<b>(+/-) Resultado financeiro líquido</b>	<b>(511)</b>	<b>(342)</b>	<b>(314)</b>	<b>(279)</b>	<b>(258)</b>	<b>(260)</b>	<b>(240)</b>	<b>(240)</b>	<b>(240)</b>
Receitas financeiras	61	57	42	33	33	31	29	29	29
Despesas financeiras	(572)	(399)	(356)	(313)	(291)	(291)	(269)	(269)	(269)
<b>LAIR</b>	<b>66</b>	<b>292</b>	<b>385</b>	<b>468</b>	<b>522</b>	<b>560</b>	<b>615</b>	<b>650</b>	<b>685</b>
<b>(-) IR e Contribuição social</b>	<b>(23)</b>	<b>(37)</b>	<b>(39)</b>	<b>(40)</b>	<b>(41)</b>	<b>(43)</b>	<b>(44)</b>	<b>(45)</b>	<b>(46)</b>
<b>Lucro líquido</b>	<b>44</b>	<b>255</b>	<b>346</b>	<b>428</b>	<b>481</b>	<b>517</b>	<b>571</b>	<b>605</b>	<b>639</b>
<i>Margem Líquida (%)</i>	<i>4.0%</i>	<i>22.2%</i>	<i>28.5%</i>	<i>33.9%</i>	<i>37.1%</i>	<i>38.7%</i>	<i>41.7%</i>	<i>43.0%</i>	<i>44.3%</i>

- Nesse cenário, descontando a uma taxa real de 9%, o **NPV do projeto é de R\$ 6,2 bi**, valor inferior aos R\$ 6,7 bi pagos pelo equity da empresa. A **TIR real implícita é de 7,8%**
- Considerando a baixa taxa de retorno aparente, há duas causas principais: **(i)** o cenário de preços de energia no momento da aquisição se mostrou muito superior ao atual; e **(ii)** a companhia considera ser capaz de comercializar energia a preços superiores devido ao perfil de seus clientes – pouco sofisticados e que aceitam contratos na modalidade de desconto em relação ao mercado cativo

Echoenergia		PLD				
NPV	5,855.63	100	125	150	175	200
Ke real	8.0%	4,118	5,223	6,789	8,352	9,912
	9.0%	3,954	4,938	6,295	7,747	9,195
	10.0%	3,796	4,737	5,856	7,210	8,561
	11.0%	3,644	4,545	5,462	6,729	7,993
	12.0%	3,498	4,361	5,190	6,295	7,482

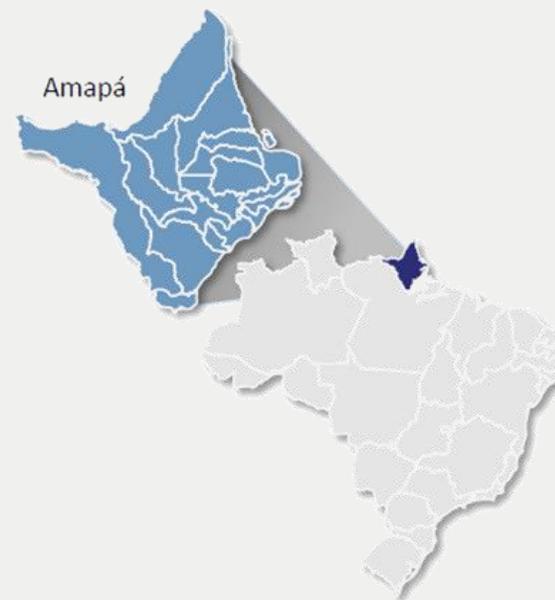
- Visão Geral
- Histórico de Geração de Valor e Diferenciais Competitivos
- Governança Corporativa
- Distribuição – Aquisições Recentes
- Transmissão
- Geração
- ▶ Saneamento
- Riscos
- Oportunidades
- Valuation

- Em 2020 foi aprovado o Novo Marco do Saneamento (Lei 14.026/20), medida que dita novas diretrizes para o setor de saneamento básico com o objetivo de atingir a universalização do fornecimento de água e esgoto.
- Metas de universalização: cobertura de 99% de água e 90% de esgoto até 2033.
- Investimentos estimados para o atingimento das metas: R\$ 753 bi, ou cerca de R\$ 65,8 bi por ano.



- Regulação: a ANA publicará normas de referência e padrões de qualidade aos reguladores regionais. O Poder Concedente, no entanto, continua sendo atribuição dos municípios.
- Clusters regionais: os contratos podem ser designados como consórcios entre microrregiões.
- Fim dos contratos de programa: fim das renovações automáticas de contratos de prestação de serviço entre empresas e estados ou municípios, passando a ser obrigatória a realização de licitações.
- Para os contratos vigentes, torna-se necessárias a comprovação de capacidade econômico-financeira e o estabelecimento de metas de universalização.
- Prazos previstos:
  - Dez/2023: Conclusão da análise das agências reguladoras se cada prestador de serviço atende aos critérios estabelecidos na lei
  - Mar/2024: O prestador incapaz de provar sua capacidade financeira torna-se irregular. A empresa prestadora do serviço de saneamento deverá apresentar um novo plano de metas para atender aos índices demandados no prazo máximo de 5 anos

- **Primeira concessão da Equatorial no setor de Saneamento**
- Parceria com a **SAM Ambiental (80% / 20%)**, empresa com **mais de 6 décadas de experiência** como construtora e na prestação de serviços de saneamento
- **Outorga de R\$ 930 M e desconto de 20 sobre a tarifa** do edital. O lance mínimo era de R\$ 50 M
- **Concessão plena:** ampliação, operação e manutenção dos sistemas de água e esgoto, bem como a gestão comercial
- Prazo de contrato de **35 anos**
- Meta de **universalização de água em 11 anos e de esgoto em 17 anos**
- **Capex estimado de R\$ 3 bi**
- Início da operação em **Julho de 2022**



## População

**+800 mil**

*~80% concentrados em Macapá e Santana*

## Saneamento Atual

**0% Tratamento Esgoto**  
**36% Abastecimento Água**

## Área de Concessão

**Sedes Urbanas dos 16 municípios do Estado**  
*Não abrange consumidores rurais*

- Modelo de concessão plena tem diversas vantagens em relação ao modelo de regulação pela remuneração da base de ativos:
  - Ganhos de eficiência são capturados pelo operador da concessão
  - Tarifa fixa, definida contratualmente, corrigida pela inflação
  - Mitigação das influências políticas nos processos de revisão tarifária
  - Retornos mais previsíveis, dependentes mais da execução operacional do que do ambiente regulatório

## VISÃO GERAL DO CONTRATO

- **Contrato robusto** – segregação de riscos e metas claras
- **Baixa intensidade de interação com regulador**
- **Sem remuneração por base de ativos** (não há discussão sobre reconhecimento de investimentos)
- **Outperformance é integralmente capturada pelo operador** (diferente da distribuição)
- **Eventos tarifários – tarifa corrigida pela inflação** (fórmula paramétrica captura inflação dos gastos operacionais e investimentos)
- Contrato captura **Tarifa Social** com impacto em reequilíbrio (se >23% dos consumidores)

## Componentes



**IDG** é uma verificação da qualidade da concessão, composta por **indicadores operacionais** de cobertura da rede (água e esgoto), qualidade da água e do tratamento de esgoto, entre outros itens.

- Apesar do pouco tempo de operação, as primeiras entregas tem se mostrado positivas
- Adicionalmente, **evidências de outras concessões**, indicam que é possível outperformar de forma significativa as premissas do edital: a AEGEA, na CEDAE, tem conseguido entregar **receita 34% superior ao projetado e EBITDA 58% superior**, que já chega a R\$ 1 bi anualizado.
- Alavancas de geração de valor: (i) capex inferior ao previsto, (ii) maior eficiência nos custos operacionais, (iii) aceleração no volume de novas ligações, aumentando o faturamento, e (iii) redução de perdas com maior velocidade
- Com premissas ainda preliminares, estimamos uma TIR real de 8,5% para o investimento na CSA. Conforme a cia ganhe expertise no segmento, é possível que o retorno efetivo seja superior



## Desafios

- Saneamento exige muito mais obras civis. Expertise na execução desse tipo de serviço é bastante diferente da distribuição de energia.
- Lidar com rios e lagos também é tarefa bastante distinta. Drenagens, sistemas de coletores, etc.
- Importante se associar a parceiros com experiência no setor. SAM Ambiental, com mais de 6 décadas de experiência e alinhado no equity parece uma boa escolha.

## INÍCIO DA OPERAÇÃO

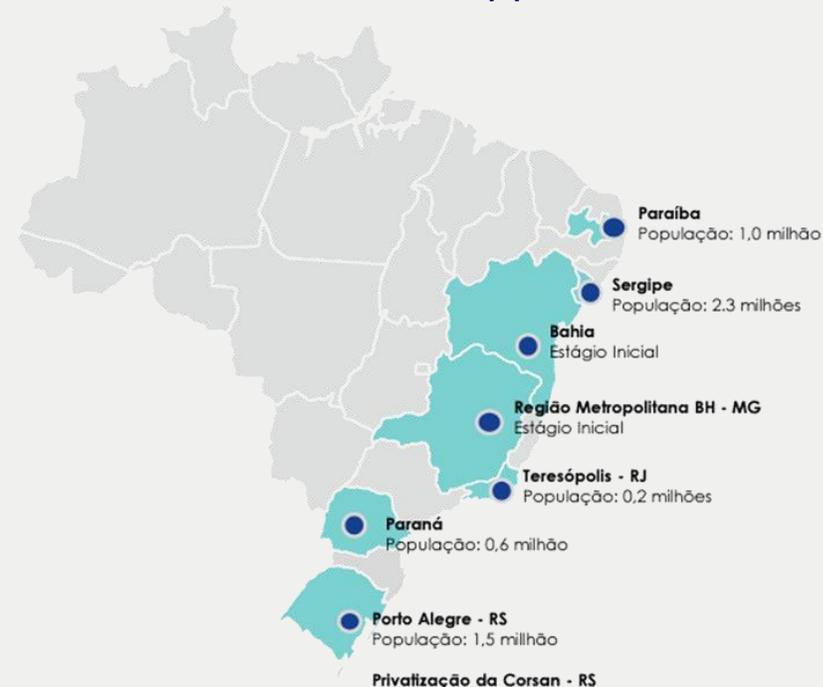


## REALIZADO ATÉ O MOMENTO



- Privatizações de saneamento tem direcionado bilhões de reais aos cofres dos Estados e Municípios
  - Rio (CEDAE): R\$ 24,9 bi em outorgas e cerca de R\$ 32 bi em investimentos previstos
  - Alagoas: R\$ 3,6 bi em outorgas e R\$ 5,5 bi em investimentos previstos
  - Amapá: R\$ 0,9 bi em outorgas e R\$ 3 bi em investimentos previstos
  - Ceará: PPP com economia de R\$ 9,9 bi em desembolso público e investimentos previstos de R\$ 6,2 bi
- Isso, aliado ao maior volume de investimentos nas concessões, geração de empregos e a melhora na qualidade de serviço devem estimular novos processos de privatização
- O pipeline de licitações já se acelerou desde a publicação do Novo Marco, e deveria seguir a mesma dinâmica ao longo dos próximos anos (assumindo baixa intervenção política)
- Desde que tomou a decisão de investir no setor de Saneamento, a Equatorial tem participado ativamente de todos os principais leilões. Na CEDAE, por exemplo, chegou a ir para os lances em viva-voz nos blocos 1 e 3, vencidos pela AEGEA com outorga de R\$ 15 bi

## Ativos atualmente no pipeline



## Companhias Estaduais que não demonstraram capacidade financeira

Company	State	Cities served <sup>1</sup>	Pop. served <sup>1</sup>	Coverage index (%) <sup>1</sup>	
				Water	Sewage
COSANPA	Pará	53	2.032	39	6
COSAMA	Amazonas	14	196	44	13
AGESPISA	Piauí	155	1.432	50	24
CAEMA	Maranhão	140	2.294	47	59
CAER	Roraima	15	517	82	26
DEPASA	Acre	22	422	47	32
COPANOR	Minas Gerais	78	232	20	21

- Visão Geral
- Histórico de Geração de Valor e Diferenciais Competitivos
- Governança Corporativa
- Distribuição – Aquisições Recentes
- Transmissão
- Geração
- Saneamento
- ▶ Riscos
- Oportunidades
- Valuation

## 1. Renovação das concessões de distribuição

- Esse risco foi bastante mitigado com a recém publicada Nota Técnica 19/2023 do Ministério de Minas e Energia, que afasta a possibilidade de onerosidade no processo de renovação

## 2. SUDENE/SUDAM

- Apesar da tentativa de captura desse benefício econômico no contexto da renovação das concessões, a NT 19/2023 também afastou essa possibilidade. O assunto seguirá em discussão no judiciário, cujas decisões até aqui foram todas em prol das distribuidoras

## 3. Aperto regulatório

- Evoluções regulatórias que reduzam o retorno econômico das concessionárias são parte inerente do modelo regulatório vigente, que busca incentivar eficiência e compartilhar os ganhos com os consumidores

### NT 19/2023 – Excedente econômico

4.4.12.10. Posto isso, deve-se reconhecer que a captura de excedente econômico ou, dito de outra forma, de valor econômico decorrente da prorrogação, se tratou de uma medida de difícil comprovação de sua existência e de ainda mais difícil mensuração.

### NT 19/2023 – SUDENE/SUDAM

e visando a prudência, o parecer orienta a não utilização do benefício fiscal das áreas da SUDAM/SUDENE como contrapartida para prorrogação dos contratos de concessão.

## 4. Intervenções políticas

- Há um movimento crescente de tentativa de captura regulatória por parte do Legislativo, intervindo em assuntos como: (i) subsídios para fontes renováveis e GD; (ii) expansão de capacidade, com as térmicas do PL da Eletrobras; e (iii) um recente projeto de lei que busca retirar poderes das agências reguladoras

## 5. Alterações do modelo regulatório

- O setor passa por um momento de muitas transformações. Essas mudanças exigirão soluções estruturais, relativamente complexas e que precisarão ser prontamente implementadas (abertura do mercado livre, separação do lastro e energia, espiral da morte com renováveis e GD, etc)

## 6. Tarifas muito altas

- Em algumas áreas de concessão, especialmente no Norte/Nordeste, as tarifas já atingiram patamares bastante elevados. Medidas que mitiguem os impactos tarifários, removendo encargos, subsídios e políticas públicas precisam ser implementadas

Estado	UF	Renda domiciliar mensal (R\$)	Consumo médio p/ unidade consumidora p/ mês (kWh / mês)	Tarifa média c/ tributos (R\$ / kWh)	Gasto médio p/ unidade consumidora (R\$ / mês)	% Renda Mensal c/ Energia
Amazonas	AM	800	218	986	215	26.9%
Amapá	AP	855	285	778	222	25.9%
Roraima	RR	1,046	318	763	242	23.2%
Acre	AC	888	202	939	189	21.3%
Rondônia	RO	1,023	246	839	206	20.2%
Mato Grosso	MT	1,362	225	1,170	263	19.3%
Pará	PA	847	144	1,137	163	19.3%
Maranhão	MA	635	131	918	121	19.0%
Ceará	CE	881	142	1,070	151	17.2%
Piauí	PI	837	142	992	141	16.8%
Pernambuco	PE	829	131	1,050	137	16.5%

- Visão Geral
- Histórico de Geração de Valor e Diferenciais Competitivos
- Governança Corporativa
- Distribuição – Aquisições Recentes
- Transmissão
- Geração
- Saneamento
- Riscos
- ▶ Oportunidades
- Valuation

- **Distribuição**
  - Reinvestimento orgânico nas concessões atuais deve ser o principal driver, especialmente na CELG e CEEE
  - Players internacionais reduzindo exposição em distribuição podem se tornar oportunidades interessantes (Enel e EDP são candidatos possíveis)
  - Concessões em dificuldade (Amazonas ou Light) precisarão de flexibilização regulatória e reestruturação financeira
  - Comprar os 35% remanescentes da Eletrobras na Cemar pode gerar valor
- **Transmissão**
  - Os leilões seguem bastante competitivos, mas o elevado volume de investimentos necessários para os próximos anos pode criar uma janela positiva
  - Pode fazer sentido vender os projetos se o retorno for adequado. Uma venda a 7% real poderia gerar R\$ ~1 bi de NPV
- **Geração e Comercialização**
  - Cenário de sobre oferta e “corrida do ouro” pelos incentivos de fontes renováveis pode limitar o volume de novos projetos no curto prazo, o que fica agravado pelos preços de energia em baixa, reduzindo os retornos esperados
  - Comercialização, no entanto, deverá ganhar cada vez mais relevância com a abertura do Mercado Livre. Entregar produtos customizados e inteligência comercial será essencial
- **Saneamento**
  - Com mais de R\$ 700 bi em investimentos previstos nos próximos anos, é o setor com maior potencial de crescimento, impulsionado pelo Novo Marco do Saneamento. O novo Governo pode, no entanto, atrapalhar a eficácia da aplicação da Lei, reduzindo a velocidade das privatizações
  - Outorgas em valores elevados e a melhora na qualidade do serviço entregue pelos novos concessionários pode estimular Estados e Municípios a realizarem novas licitações independentemente do cenário político

# Investimentos Orgânicos - CELG e CEEE

- CELG e CEEE possuem um longo histórico de sub investimento pelos concessionários anteriores. Consequentemente, há uma enorme oportunidade de alocação de capital de forma orgânica
- Enquanto a CELG requer investimentos para ampliar acesso e conectar clientes em uma área de concessão de densidade populacional esparsa, a CEEE possui uma rede muito antiga que necessita da substituição de equipamentos para melhorar a qualidade do serviço
- Quando comparamos o valor da base de ativos por consumidor em relação a concessões similares, fica nítida a oportunidade de crescimento



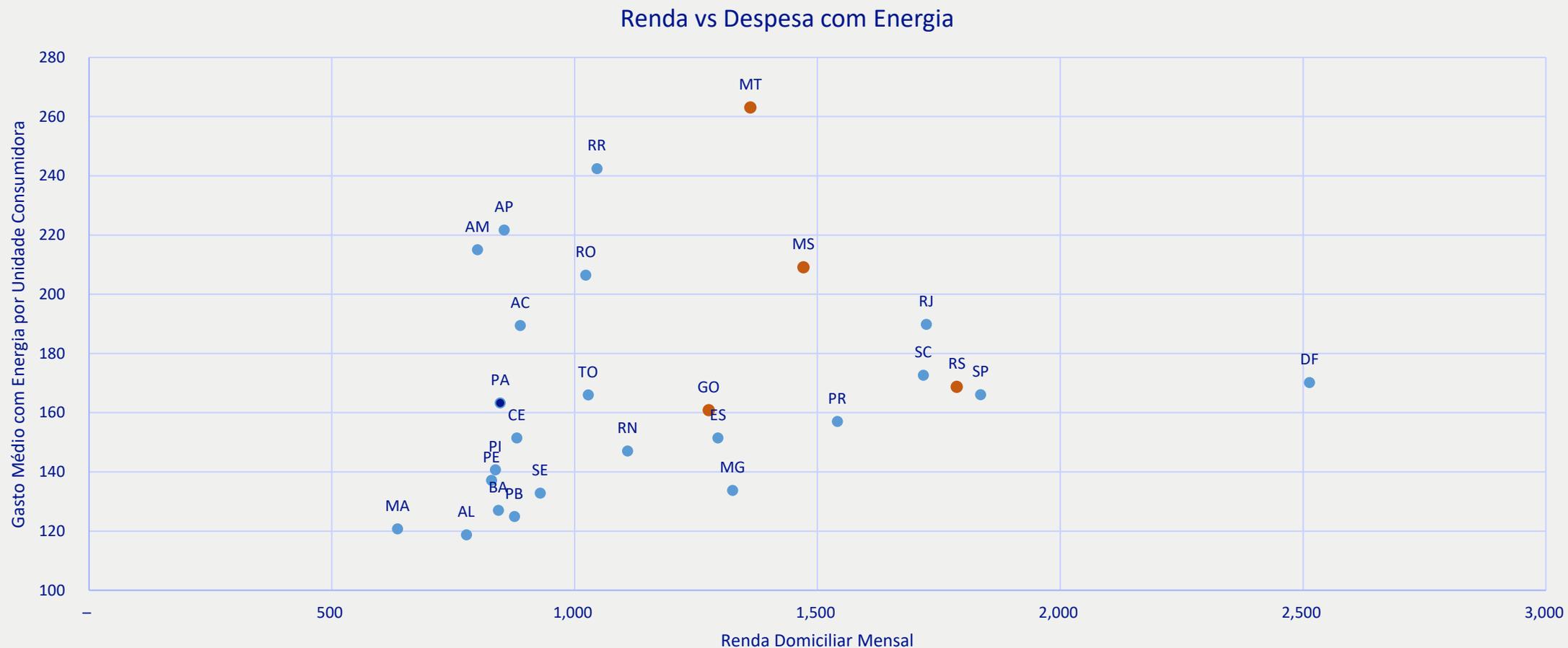
Se assumirmos que fecha o gap de RAB líquida por consumidor entre a CELG e a EMT e EMS, concessões da Energisa no Mato Grosso e Mato Grosso do Sul, com características similares, o **ΔNPV em relação ao caso base é de R\$ +2bi**

Da mesma forma, assumindo fechando do gap entre a CEEE e a RGE Sul, concessão da CPFL, o **ΔNPV em relação ao caso base é de R\$ +1,6bi**



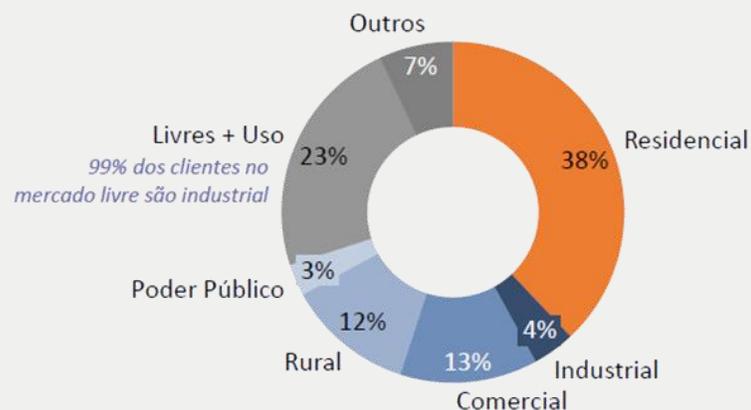
# CELG-D e CEEE – Tarifas vs Consumo

- As tarifas de energia atuais, tanto de Goiás (CELG) quanto do Rio Grande do Sul (CEEE), parecem comportar aumentos subsequentes sem afetar de forma relevante o comprometimento de renda dos consumidores



- A CELG, especificamente, ainda deve se beneficiar de uma tendência muito positiva de crescimento do agronegócio, levando a um aumento de consumo acima da média nacional

## Consumo por Classe (%)



## Destaques

- Matriz de consumo diversificada
- Maior representatividade do setor Rural entre as nossas concessões
- Mercado com grandes consumidores. Maior % de Livres entre as nossas distribuidoras

## Crescimento do PIB Goiás x Brasil (Base 100)

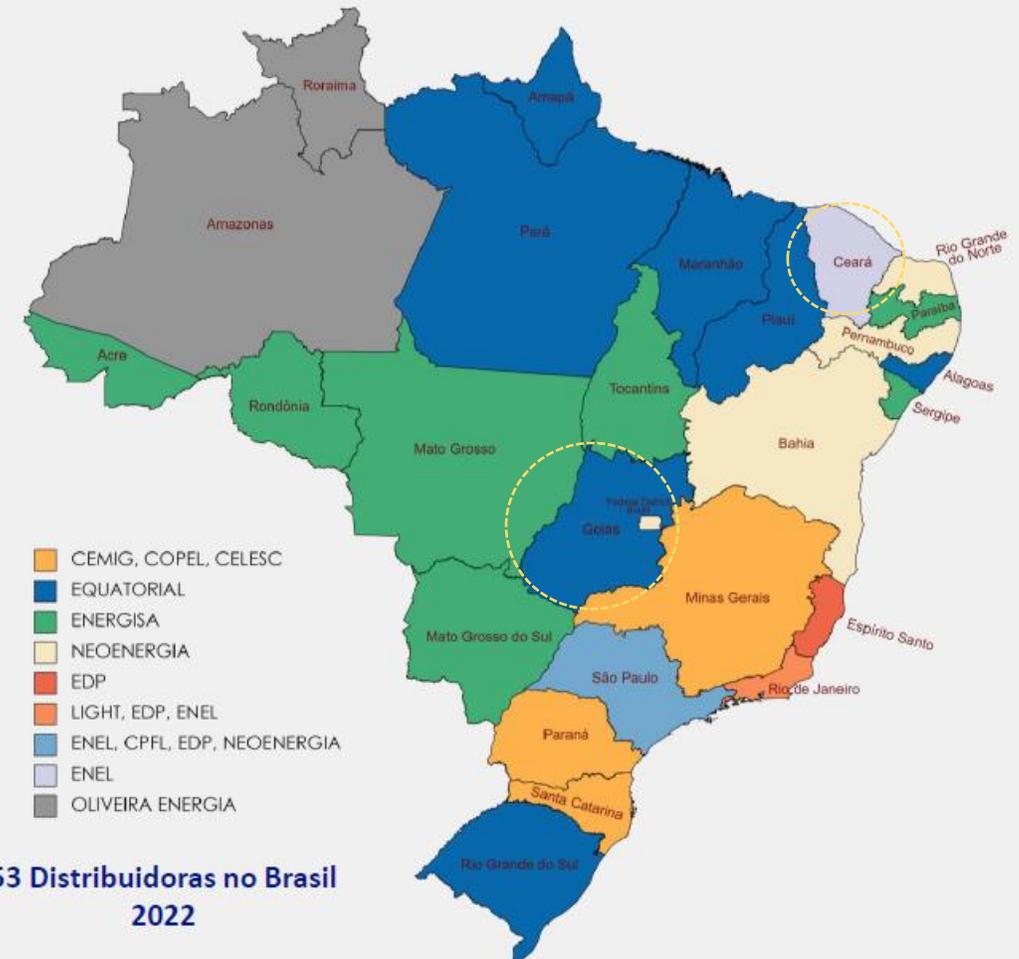


- Estado com performance econômica consistentemente acima do PIB nacional
- Alimentos biocombustíveis respondem por mais de 80% da indústria
- Setor de mineração é destaque em investimentos
- Em momentos de desaceleração, estado de GO se mostrou resiliente com redução % inferior

## Composição do PIB (2020)



- Tese: A Equatorial é a “acquirer of last resort” do setor
- Hipótese: a Equatorial é o único player capaz de gerir diversas das concessões mais complexas do país. Acredito que, caso novas concessões venham a ser colocadas à venda, a Equatorial será uma das poucas – se não a única empresa – capaz de bidar de forma competitiva e gerar valor
- Evidências:
  - A cia foi a única empresa a bidar por Cepisa, Ceal, CEEE e CEA
  - Ceron e Eletroacre, que a cia não bidou, apresentaram resultados medianos
  - O mesmo acontece em concessões pouco complexas: apesar da potencial vantagem competitiva da Energisa no bid pela CELG, por causa da localização geográfica, a Equatorial foi a vencedora com um bid de apenas 1x RAB e geração de valor de R\$ 5+ bi
  - A Coelce, outra concessão de qualidade, teve apenas 2 interessados, Equatorial e CPFL, sendo que no primeiro sinal de dificuldades a CPFL parece ter desistido



- Entre **(i)** concessões problemáticas (Light, Amazonas e Enel RJ); **(ii)** concessões à venda (Coelce); **(iii)** concessões pertencentes a grupos econômicos que podem desinvestir de distribuição (Eletropaulo, EDP ES e EDP SP); e **(iv)** potenciais privatizações (Celesc), há um total de **R\$ 47+ bi** de RAB em potencial
- Historicamente a Equatorial comprou concessões de distribuição por **<1,3x EV/RAB** e negocia próximo de **2x EV/RAB**

Concessionária	Vencimento	RAB
EDP ES	17-Jul-25	3,787
Light	4-Jun-26	10,133
Enel RJ	9-Dec-26	7,581
COELCE	13-May-28	5,174
ELETROPAULO	15-Jun-28	10,615
EDP SP	23-Oct-28	2,953
CELESC	7-Jul-45	5,321
AMAZONAS	10-Apr-49	2,098
		<b>47,663</b>

- Visão Geral
- Histórico de Geração de Valor e Diferenciais Competitivos
- Governança Corporativa
- Distribuição – Aquisições Recentes
- Transmissão
- Geração
- Saneamento
- Riscos
- Oportunidades
- ▶ Valuation

# Valuation – Base Case

SOTP Valuation	NPV 100%	% EQTL	NPV (R\$ M)	R\$ / share
Maranhão	9,954	65.1%	6,480	5.74
Pará	11,125	96.5%	10,736	9.51
Piauí	3,356	95.0%	3,188	2.82
Alagoas	3,284	96.4%	3,166	2.80
Rio Grande do Sul	3,096	95.1%	2,944	2.61
Amapá	1,726	99.9%	1,723	1.53
Goiás	6,364	100.0%	6,362	5.64
Transmissão	7,116	100.0%	7,116	6.30
Echoenergia	6,120	100.0%	6,120	5.42
Saneamento	930	80.0%	744	0.66
(-) Custos Holding			(494)	(0.44)
(+/-) Caixa/Dívida Holding			(3,983)	(3.53)
<b>Target Price</b>			<b>44,102</b>	<b>39.07</b>
<b>Market Price</b>				<b>33.50</b>
<b>Upside @ Ke = 9.0%</b>				<b>16.6%</b>

IRR Real	9.9%
Duration	17.7

EV	RAB 2024	EV/RAB
12,138	5,641	2.15 x
18,061	9,114	1.98 x
6,028	3,236	1.86 x
4,690	2,765	1.70 x
7,528	4,521	1.67 x
2,206	1,147	1.92 x
17,354	10,422	1.67 x
<b>68,005</b>	<b>36,846</b>	<b>1.85 x</b>



	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>RAB Consolidada</b>	34,230	37,023	39,921	43,015	46,831	50,646	53,312
<b>EV/RAB no target</b>	2.0	1.8	1.7	1.6	1.5	1.3	1.3
<b>EV/RAB no preço atual</b>	1.8	1.7	1.6	1.4	1.3	1.2	1.2



## Premissas:

- Manutenção do wacc regulatório em 7,25%
- Outperformance de 10% na perpetuidade
- Crescimento de volume de 2% real
- Vigência de SUDENE/SUDAM até 2030
- Kd de CDI + 1,5%
- Ke de 9%

Ke real	Target	Outperformance regulatória				
		0%	10%	20%	30%	40%
8.0%	8.0%	41.3	47.0	52.8	58.6	64.4
9.0%	9.0%	34.1	39.1	44.0	48.9	53.9
10.0%	10.0%	28.5	32.7	37.0	41.3	45.6
11.0%	11.0%	23.8	27.6	31.3	35.1	38.8
12.0%	12.0%	19.9	23.3	26.6	29.9	33.2

Ke real	Upside	Outperformance regulatória				
		0%	10%	20%	30%	40%
8.0%	8.0%	23.2%	40.4%	57.7%	75.0%	92.3%
9.0%	9.0%	1.9%	16.6%	31.4%	46.1%	60.8%
10.0%	10.0%	(15.1%)	(2.3%)	10.5%	23.2%	36.0%
11.0%	11.0%	(28.9%)	(17.7%)	(6.5%)	4.6%	15.8%
12.0%	12.0%	(40.5%)	(30.6%)	(20.7%)	(10.8%)	(0.9%)

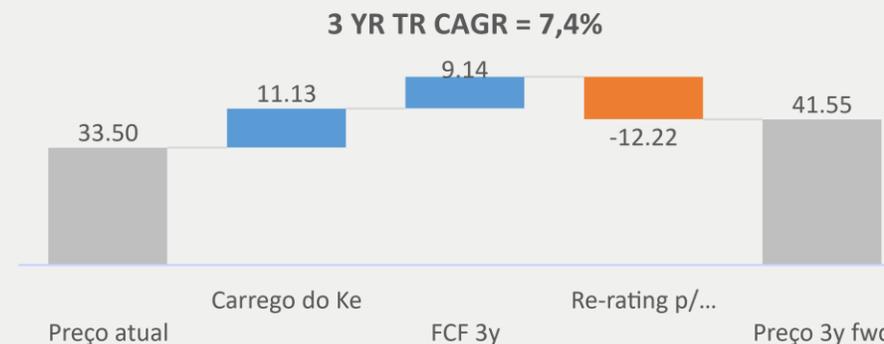
# Valuation – Lastro

SOTP Valuation	NPV 100%	% EQTL	NPV (R\$ M)	R\$ / share
Maranhão	7,834	65.1%	5,100	4.52
Pará	8,338	96.5%	8,046	7.13
Piauí	2,379	95.0%	2,260	2.00
Alagoas	2,293	96.4%	2,210	1.96
Rio Grande do Sul	1,543	95.1%	1,468	1.30
Amapá	1,341	99.9%	1,339	1.19
Goiás	2,786	100.0%	2,785	2.47
Transmissão	6,844	100.0%	6,844	6.06
Echoenergia	5,880	100.0%	5,880	5.21
Saneamento	930	80.0%	744	0.66
(-) Custos Holding			(494)	(0.44)
(+/-) Caixa/Dívida Holding			(3,983)	(3.53)
<b>Target Price</b>			<b>32,199</b>	<b>28.52</b>
Market Price				33.50
Upside @ Ke = 9.0%				(14.9%)

IRR Real	8.0%
Duration	16.8

EV	RAB 2024	EV/RAB
10,018	5,641	1.78 x
15,274	9,114	1.68 x
5,052	3,236	1.56 x
3,698	2,765	1.34 x
5,976	4,521	1.32 x
1,821	1,147	1.59 x
13,776	10,422	1.32 x
<b>55,614</b>	<b>36,846</b>	<b>1.51 x</b>



	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>RAB Consolidada</b>	34,230	37,023	39,921	43,015	46,831	50,646	53,312
<b>EV/RAB no target</b>	1.6	1.5	1.4	1.3	1.2	1.1	1.0
<b>EV/RAB no preço atual</b>	1.8	1.7	1.5	1.4	1.3	1.2	1.1

## Premissas:

- Wacc regulatório em 6%
- Outperformance de 0% na perpetuidade
- Crescimento de volume de 1% real
- Vigência de SUDENE/SUDAM até 2030
- Kd de CDI + 2%
- Ke de 9%

Target	Ke real	Outperformance regulatória				
		0%	10%	20%	30%	40%
8.0%		33.7	37.9	42.1	46.3	50.5
9.0%		28.6	32.3	36.0	39.7	43.4
10.0%		24.3	27.6	30.9	34.2	37.5
11.0%		20.6	23.5	26.5	29.5	32.4
12.0%		17.4	20.1	22.7	25.4	28.1

## Upside

Upside	Ke real	Outperformance regulatória				
		0%	10%	20%	30%	40%
8.0%		0.6%	13.1%	25.6%	38.1%	50.7%
9.0%		(14.7%)	(3.6%)	7.4%	18.5%	29.5%
10.0%		(27.5%)	(17.7%)	(7.9%)	2.0%	11.8%
11.0%		(38.5%)	(29.7%)	(20.9%)	(12.1%)	(3.2%)
12.0%		(48.0%)	(40.1%)	(32.1%)	(24.1%)	(16.2%)

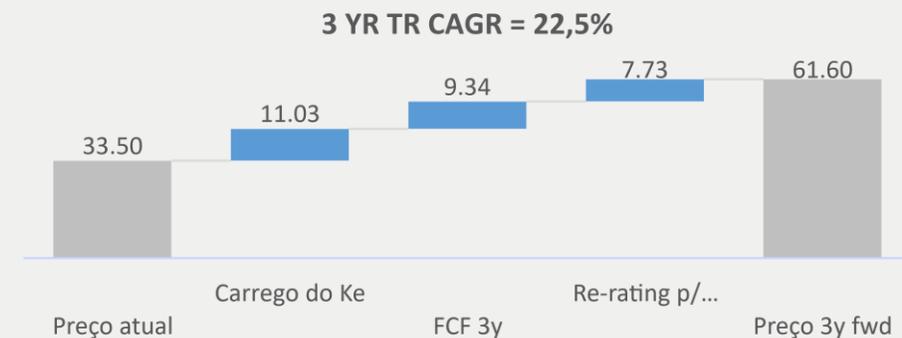
# Valuation – Base Case + Cenário CELG e CEEE

SOTP Valuation	NPV 100%	% EQTL	NPV (R\$ M)	R\$ / share
Maranhão	9,957	65.1%	6,482	5.74
Pará	11,130	96.5%	10,740	9.51
Piauí	3,357	95.0%	3,189	2.83
Alagoas	3,286	96.4%	3,167	2.81
Rio Grande do Sul	4,854	95.1%	4,616	4.09
Amapá	1,726	99.9%	1,724	1.53
Goiás	8,323	100.0%	8,320	7.37
Transmissão	7,116	100.0%	7,116	6.30
Echoenergia	6,120	100.0%	6,120	5.42
Saneamento	930	80.0%	744	0.66
(-) Custos Holding			(494)	(0.44)
(+/-) Caixa/Dívida Holding			(3,983)	(3.53)
<b>Target Price</b>			<b>47,742</b>	<b>42.29</b>
<b>Market Price</b>				<b>33.50</b>
<b>Upside @ Ke = 9.0%</b>				<b>26.2%</b>

<b>IRR Real</b>	<b>10.3%</b>
<b>Duration</b>	<b>18.2</b>

EV	RAB 2024	EV/RAB
12,141	5,641	2.15 x
18,066	9,114	1.98 x
6,030	3,236	1.86 x
4,691	2,765	1.70 x
9,286	5,201	1.79 x
2,207	1,147	1.92 x
19,312	10,816	1.79 x
<b>71,732</b>	<b>37,919</b>	<b>1.89 x</b>



	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>RAB Consolidada</b>	35,270	39,119	43,346	48,101	53,911	60,077	63,676
<b>EV/RAB no target</b>	2.0	1.8	1.7	1.5	1.3	1.2	1.1
<b>EV/RAB no preço atual</b>	1.8	1.6	1.4	1.3	1.2	1.0	1.0



## Premissas:

- Manutenção do wacc regulatório em 7,25%
- Outperformance de 10% na perpetuidade
- Fechamento do gap de RAB/consumidor na CELG e CEEE
- Crescimento de volume de 2% real
- Vigência de SUDENE/SUDAM até 2030
- Kd de CDI + 1,5%
- Ke de 9%

Target	Ke real	Outperformance regulatória				
		0%	10%	20%	30%	40%
8.0%		44.5	51.3	58.1	64.9	71.7
9.0%		36.5	42.3	48.1	53.9	59.8
10.0%		30.1	35.2	40.2	45.3	50.4
11.0%		25.0	29.4	33.9	38.3	42.8
12.0%		20.6	24.6	28.6	32.5	36.5

Upside	Ke real	Outperformance regulatória				
		0%	10%	20%	30%	40%
8.0%		32.7%	53.0%	73.3%	93.6%	113.9%
9.0%		8.9%	26.2%	43.6%	61.0%	78.4%
10.0%		(10.1%)	5.0%	20.1%	35.2%	50.3%
11.0%		(25.5%)	(12.2%)	1.1%	14.4%	27.6%
12.0%		(38.4%)	(26.6%)	(14.8%)	(2.9%)	8.9%

## BTG Pactual (15-Set-23)

### Utilities IRR & ERP

Source: Tesouro Direto, Bloomberg and BTG Pactual as of 15-Sep-2023

As of 15-Sep-2023	IRR (%)	ERP (%)
Ambipar	15.0%	9.6%
Eletrobras	14.5%	9.1%
Orizon	12.2%	6.8%
Copel	11.3%	5.8%
Omega	10.7%	5.3%
Energisa	10.7%	5.3%
Neoenergia	10.3%	4.9%
Eneva	10.3%	4.8%
Auren	10.2%	4.7%
Sanepar	9.9%	4.5%
Sabesp	9.8%	4.4%
Equatorial	9.7%	4.3%
Light	9.4%	4.0%
CPFL	9.3%	3.9%
Cemig	9.2%	3.8%
Copasa	8.7%	3.2%
AES Brasil	8.5%	3.1%
Engie Brasil	8.5%	3.0%
Alupar	7.5%	2.0%
Isa CTEEP	7.1%	1.6%
Taesa	6.6%	1.1%
<b>NTN-B 10-y</b>	5.4%	
<b>Median</b>	9.8%	
<b>Average</b>	10.0%	

## Itaú BBA (15-Set-23)

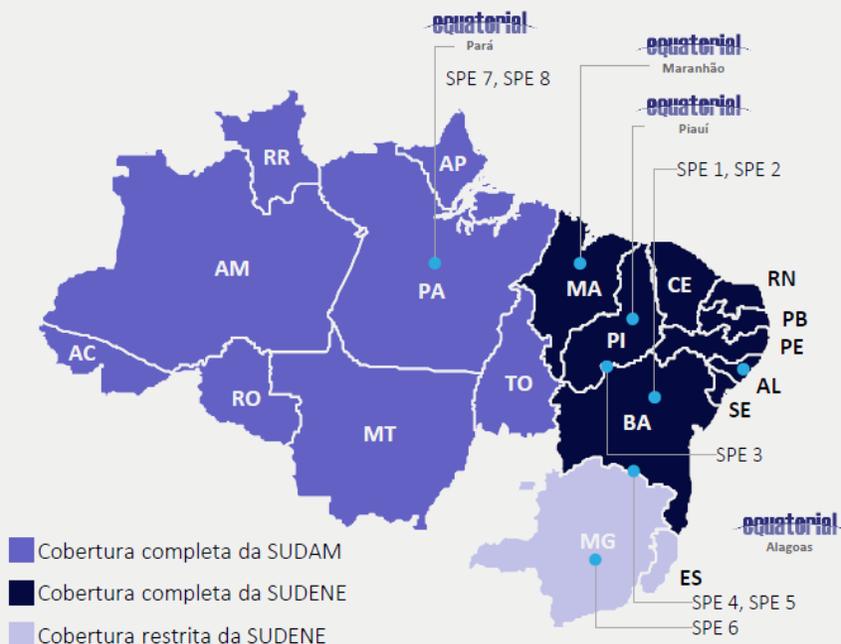
### Valuation Table

Company	Sector	Ticker	Rating	BRL/Sh	Mkt Cap	IRR Real
<b>Alupar</b>	Integrated	ALUP11	OP	29.6	8,683	11.10%
<b>Cemig</b>		CMIG4	MP	12	28,178	11.00%
<b>Copel</b>		CPLE6	OP	9.1	24,766	11.10%
<b>CPFL Energia</b>		CPFE3	OP	35.6	41,032	11.70%
<b>Eletrobras</b>		ELET3	OP	35.9	82,499	16.70%
<b>Neoenergia</b>		NEOE3	OP	19.4	23,523	12.80%
<b>Auren</b>	Genco	AURE3	MP	14	14,020	10.40%
<b>AES Brasil</b>		AESB3	UP	11.6	6,951	5.20%
<b>Omega Energia</b>		MEGA3	MP	10.8	6,725	8.50%
<b>Eneva</b>		ENEV3	OP	12.4	19,581	10.50%
<b>Engie</b>		EGIE3	OP	42.9	35,003	10.40%
<b>Taesa</b>	Transco	TAEE11	UP	35.2	12,126	8.80%
<b>ISA CTEEP</b>		TRPL4	MP	24	15,833	8.90%
<b>Equatorial</b>	Disco	EQTL3	OP	33.9	38,282	9.90%
<b>Energisa</b>		ENGI11	OP	50.3	20,463	11.80%
<b>Sabesp</b>	Others	SBSP3	OP	59.8	40,840	12.30%
<b>Ambipar</b>		AMBIP3	OP	22	2,481	24.10%
<b>Orizon</b>		ORVR3	OP	38.4	3,187	14.50%

anexos

A SUDAM/SUDENE oferece redução de 75% no Imposto de Renda (IRPJ) e o valor do benefício fiscal deve ser reinvestido na região

Um eventual encerramento do benefício fiscal teria impacto de 0.6p.p. na TIR implícita do investimento (~10% no NPV)

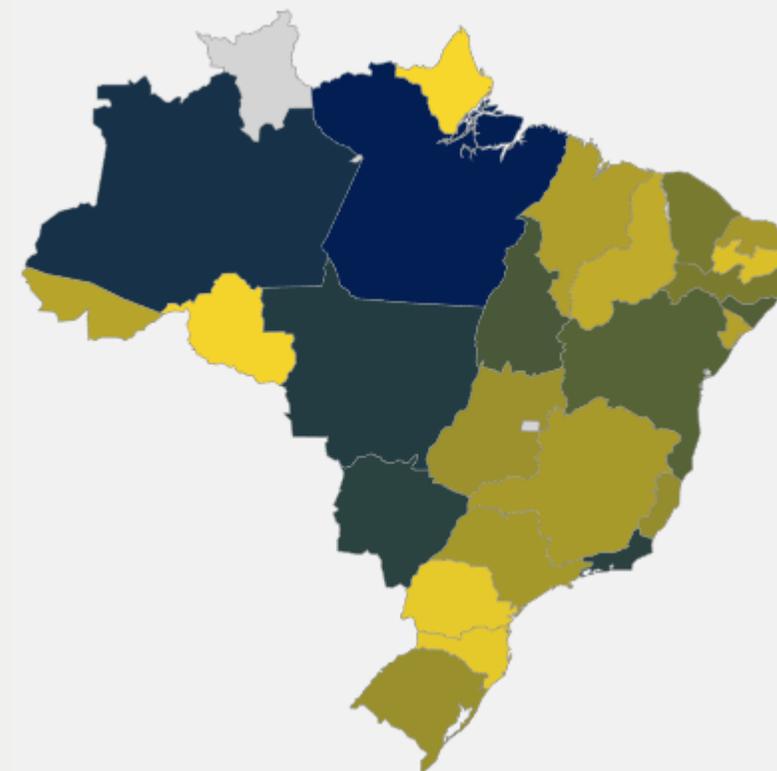
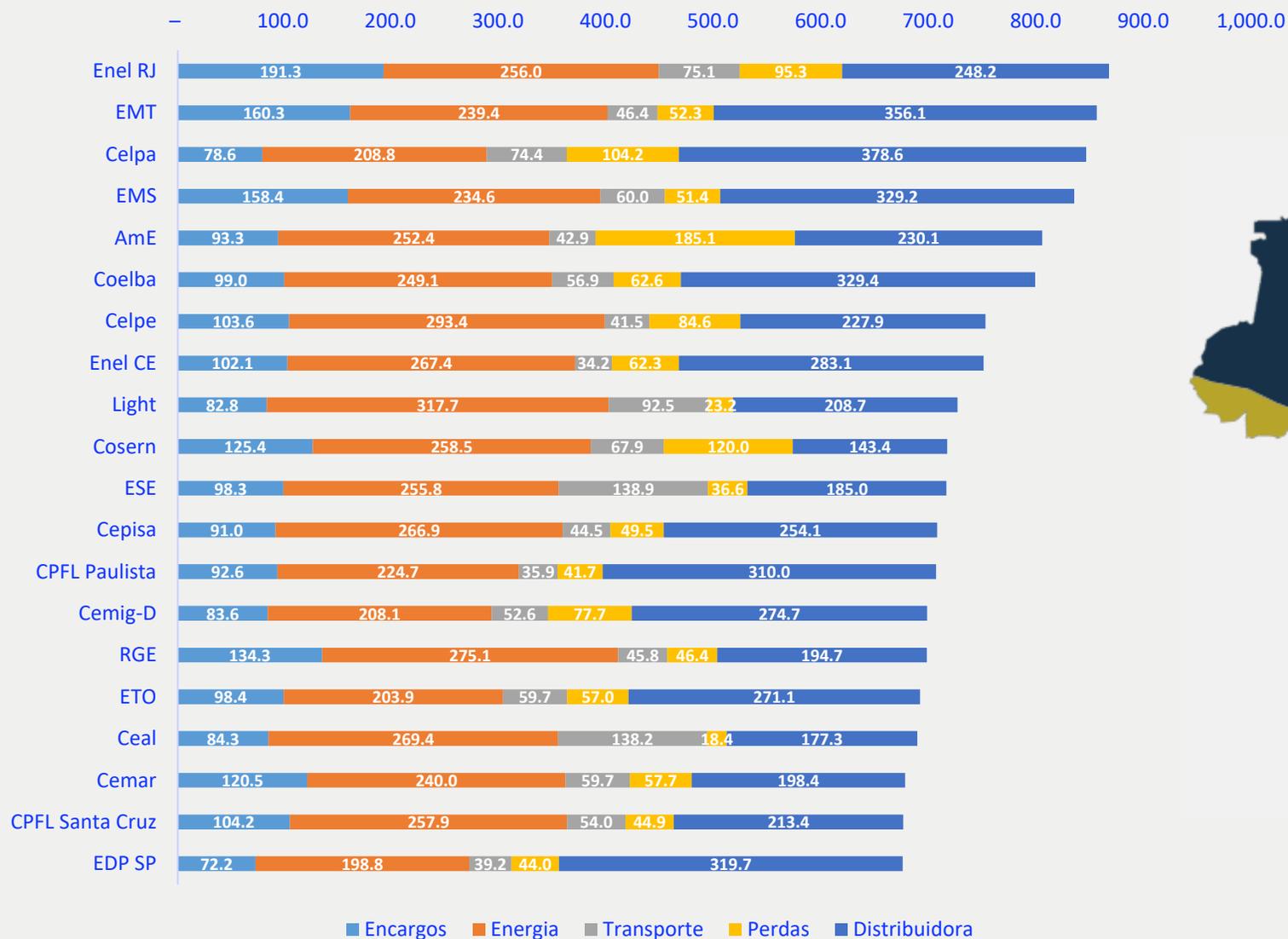


As atividades do projeto devem estar localizadas e em operação em áreas da SUDAM/SUDENE consideradas prioritárias para o desenvolvimento regional, conforme proposto no Decreto nº 4.213, de 26 de abril de 2002.

Concessão	Aplicável?	Regulação WACC	WACC com Benefício Fiscal
Equatorial Maranhão	Sim	10,64%	12,55%
Equatorial Pará	Sim	12,26%	14,47%
Equatorial Piauí	Sim	11,08%	13,07%
Equatorial Alagoas	Sim	11,08%	13,07%
CEEE-D	Não	10,64%	N/A
CEA	Sim	12,26%	14,47%
Companhia de Saneamento do Amapá	Sim	N/A	N/A

Concessão	Aplicável?	Benefício Fiscal
Transmissão – SPE 1	Sim	75%
Transmissão – SPE 2	Sim	75%
Transmissão – SPE 3	Sim	75%
Transmissão – SPE 4	Sim	45%
Transmissão – SPE 5	Sim	75%
Transmissão – SPE 6	Sim	22%
Transmissão – SPE 7	Sim	75%
Transmissão – SPE 8	Sim	75%
Intesa	Sim	65%

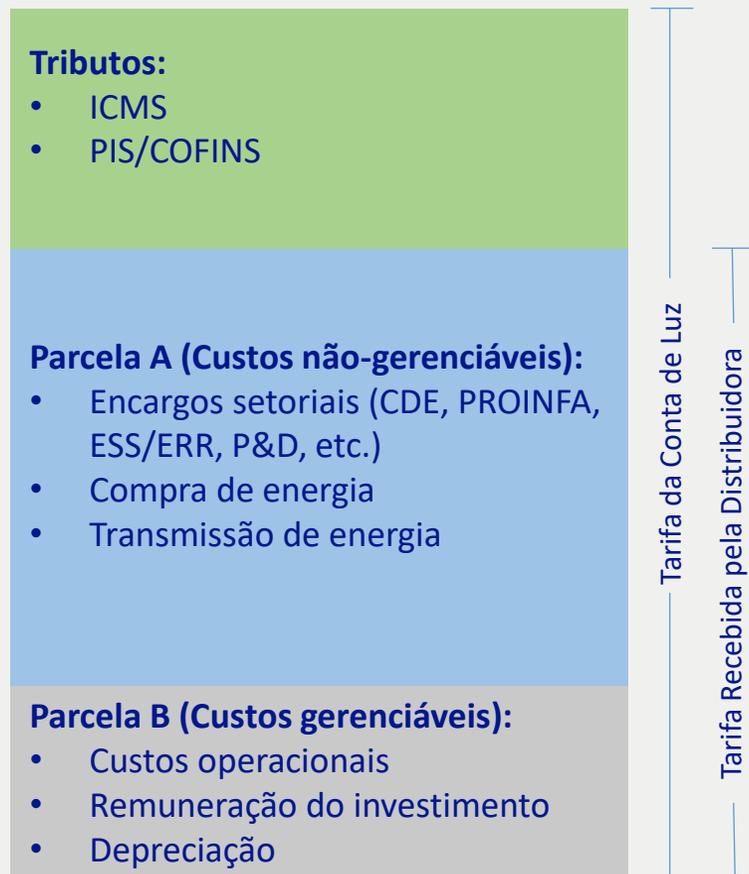
# Ranking das Tarifas de Energia



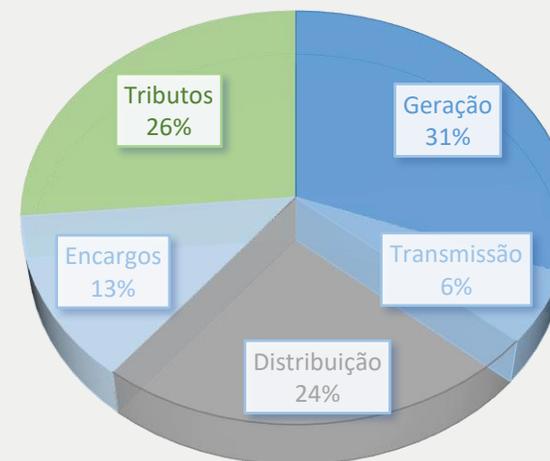
# Renda vs Tarifa de Energia

Estado	UF	Renda domiciliar mensal (R\$)	Consumo médio p/ unidade consumidora p/ mês (kWh / mês)	Tarifa média c/ tributos (R\$ / kWh)	Gasto médio p/ unidade consumidora (R\$ / mês)	% Renda Mensal c/ Energia
Amazonas	AM	800	218	986	215	26.9%
Amapá	AP	855	285	778	222	25.9%
Roraima	RR	1,046	318	763	242	23.2%
Acre	AC	888	202	939	189	21.3%
Rondônia	RO	1,023	246	839	206	20.2%
Mato Grosso	MT	1,362	225	1,170	263	19.3%
Pará	PA	847	144	1,137	163	19.3%
Maranhão	MA	635	131	918	121	19.0%
Ceará	CE	881	142	1,070	151	17.2%
Piauí	PI	837	142	992	141	16.8%
Pernambuco	PE	829	131	1,050	137	16.5%
Tocantins	TO	1,028	175	947	166	16.1%
Alagoas	AL	777	122	972	119	15.3%
Bahia	BA	843	113	1,124	127	15.1%
Sergipe	SE	929	132	1,003	133	14.3%
Paraíba	PB	876	133	939	125	14.3%
Mato Grosso do Sul	MS	1,471	191	1,096	209	14.2%
Rio Grande do Norte	RN	1,109	152	966	147	13.3%
Goiás	GO	1,276	168	960	161	12.6%
Espírito Santo	ES	1,295	163	930	151	11.7%
Rio de Janeiro	RJ	1,724	190	1,000	190	11.0%
Paraná	PR	1,541	163	962	157	10.2%
Minas Gerais	MG	1,325	129	1,034	134	10.1%
Santa Catarina	SC	1,718	211	817	173	10.0%
Rio Grande do Sul	RS	1,787	167	1,009	169	9.4%
São Paulo	SP	1,836	193	858	166	9.0%
Distrito Federal	DF	2,513	207	821	170	6.8%

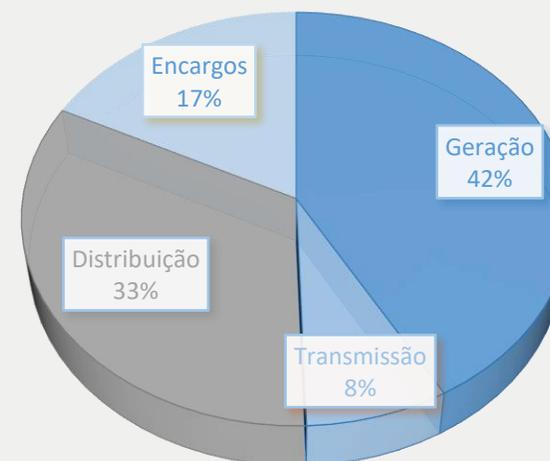
# Composição da Tarifa de Energia



### Tarifa de Energia para o Consumidor



### Tarifa de Energia Recebida pela Distribuidora



- Os consumidores da subclasse Residencial Baixa Renda são beneficiados com a isenção do custeio da CDE e do custeio do Proinfa.
- Além dessas isenções, no restante da tarifa residencial são aplicados os descontos, de modo cumulativo, de acordo com a tabela a seguir:

Parcela de consumo mensal de energia elétrica	Desconto	Tarifa para aplicação da redução
de 0 a 30 kWh	65%	B1 subclasse baixa renda
de 31 kWh a 100 kWh	40%	
de 101 kWh a 220 kWh	10%	
a partir de 221 kWh	0%	

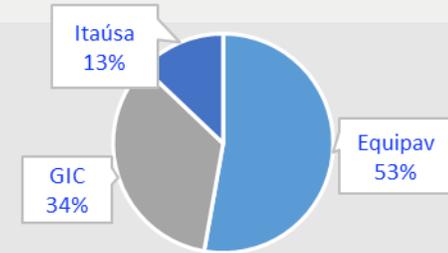
- Para ter direito ao benefício da Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE), deve ser satisfeito um dos seguintes requisitos:
  - Família inscrita no Cadastro Único, com renda familiar mensal per capita menor ou igual a meio salário-mínimo nacional; ou
  - Idosos com 65 anos ou mais ou pessoas com deficiência, que recebam o BPC; ou
  - Família inscrita no Cadastro Único com renda mensal de até 3 salários-mínimos, que tenha portador de doença ou deficiência cujo tratamento, procedimento médico ou terapêutico requeira o uso continuado de aparelhos que demandem consumo de energia elétrica.
- Com a regulamentação da Lei nº 14.203/2021 e a assinatura do protocolo entre a ANEEL e o Ministério da Cidadania (MC), a Tarifa Social será concedida automaticamente, a partir de janeiro de 2022, para as famílias que têm direito. Portanto, não é mais necessário solicitar à distribuidora.



# Principais Players de Saneamento

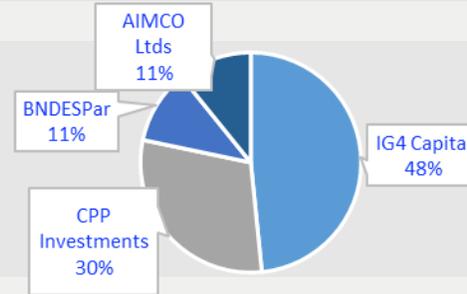
## ▪ AEGEA

- Acionistas: Equipav, GIC, Itaúsa
- EBITDA: R\$ 2,2 bi / mg EBITDA: 66%



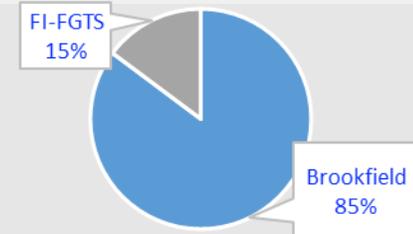
## ▪ Iguá

- Acionistas: IG4 Capital, CPP Investments, BNDESPar, AIMCo Ltds
- EBITDA: R\$ 305 M / mg EBITDA 43.5%



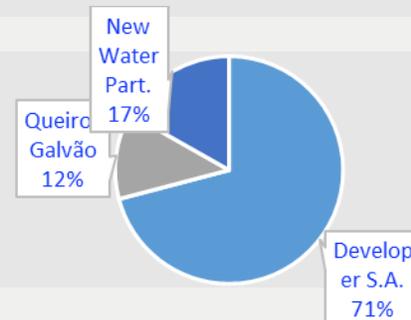
## ▪ BRK Ambiental

- Acionistas: Brookfield, FI-FGTS
- EBITDA: R\$ 1,3 bi / mg EBITDA: 47%



## ▪ Águas do Brasil

- Acionistas: Developer S.A., Queiroz Galvão Desenvolvimento, New Water Participações
- EBITDA: R\$ 495 M / mg EBITDA: 39.8%



## Cultura

### meritocracia

Gente que **assume desafios**, da o melhor de si e é **recompensada pelos resultados**

### resultados

Somos **orientados a resultados**, traçamos e alcançamos metas desafiadoras

### gente

O maior ativo da empresa é **gente competente**, engajada e trabalhando em equipe

### liderança

**Liderança inspiradora**, responsável e que assume o seu papel

## Atração e Retenção

### Phantom Shares

Atrelado a TIR do Business Plan do ativo, vinculando as metas de performance

### Stock Options

Outorgas flexíveis com beneficiários definidos por um comitê do conselho de administração e prazo mínimo de 4 anos para exercício

### Incentivos de Longo Prazo como ferramenta

	Stock Options	Phantom Shares
Diretorias	100%	56%
Superintendências	89%	65%
Gerências	+50%	+41%

## Sucessão e Formação de Talentos

### Processo Atual:

- Mapeamento de **sucessores com prontidão até 1 ano**.
- **Prioridade em áreas mais impactadas com o crescimento** do Grupo.
- Posições mapeadas: **Gerente, Superintendente, Diretor, Presidente e CEO**.

**80** Profissionais mapeados para assumir posições estratégicas





**mar** asset  
management

Relação com Investidores:

**Igor Galvão**

55 21 99462 3359

[igalvao@marasset.com.br](mailto:igalvao@marasset.com.br)

rio de janeiro – rj • av. ataulfo de paiva 1351, 3º andar, leblon • 22440 034

[marasset.com.br](http://marasset.com.br)