



# ENGIE BRASIL ENERGIA

## APRESENTAÇÃO DE RESULTADOS 3T23

6 de novembro de 2023



# Aviso Importante

Este material pode incluir declarações que representem expectativas sobre eventos ou resultados futuros de acordo com a regulamentação de valores mobiliários brasileira e internacional. Essas declarações estão baseadas em certas suposições e análises feitas pela **ENGIE Brasil Energia S.A.** (“ENGIE Brasil Energia” ou “Companhia”), - anteriormente denominada Tractebel Energia S.A. -, de acordo com a sua experiência e o ambiente econômico, nas condições de mercado e nos eventos futuros esperados, muitos dos quais estão fora do controle da **ENGIE Brasil Energia**. Fatores importantes que podem levar a diferenças significativas entre os resultados reais e as declarações de expectativas sobre eventos ou resultados futuros incluem a estratégia de negócios da **ENGIE Brasil Energia**, as condições econômicas brasileira e internacional, tecnologia, estratégia financeira, desenvolvimentos da indústria de serviços públicos, condições hidrológicas, condições do mercado financeiro, incerteza a respeito dos resultados de suas operações futuras, planos, objetivos, expectativas e intenções e outros fatores. Em razão desses fatores, os resultados reais da **ENGIE Brasil Energia** podem divergir significativamente daqueles indicados ou implícitos nas declarações de expectativas sobre eventos ou resultados futuros.

As informações e opiniões aqui contidas não devem ser entendidas como recomendação a potenciais investidores e nenhuma decisão de investimento deve se basear na veracidade, atualidade ou completude dessas informações ou opiniões. Nenhum dos assessores da **ENGIE Brasil Energia** ou partes a eles relacionadas ou seus representantes terá qualquer responsabilidade por quaisquer perdas que possam decorrer da utilização ou do conteúdo desta apresentação.

Este material inclui declarações acerca de eventos futuros sujeitas a riscos e incertezas, as quais baseiam-se nas atuais expectativas e projeções sobre eventos futuros e tendências que podem afetar os negócios da **ENGIE Brasil Energia**. Essas declarações incluem projeções de crescimento econômico e demanda e fornecimento de energia, além de informações sobre posição competitiva, ambiente regulatório, potenciais oportunidades de crescimento e outros assuntos. Inúmeros fatores podem afetar adversamente as estimativas e suposições nas quais essas declarações se baseiam.

# Sumário

1. Destaques e Indicadores ESG
2. Comercialização de Energia
3. Expansão
4. Desempenho Financeiro
5. Material de Apoio



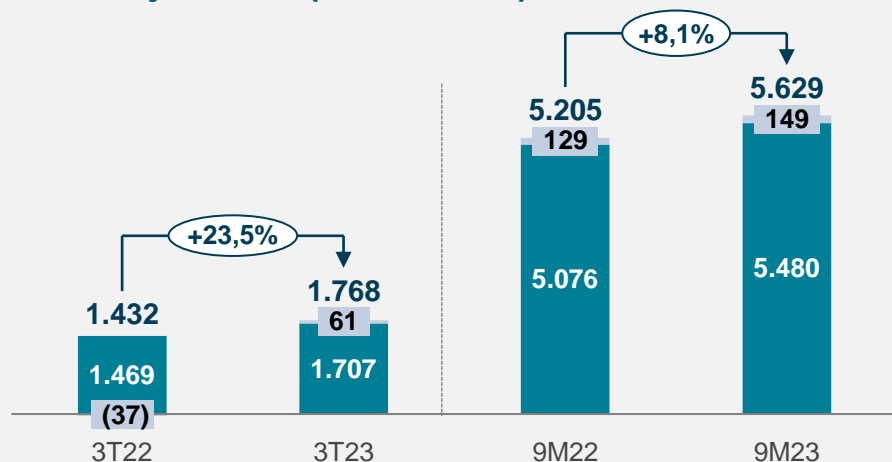


Conjunto Eólico Umburanas

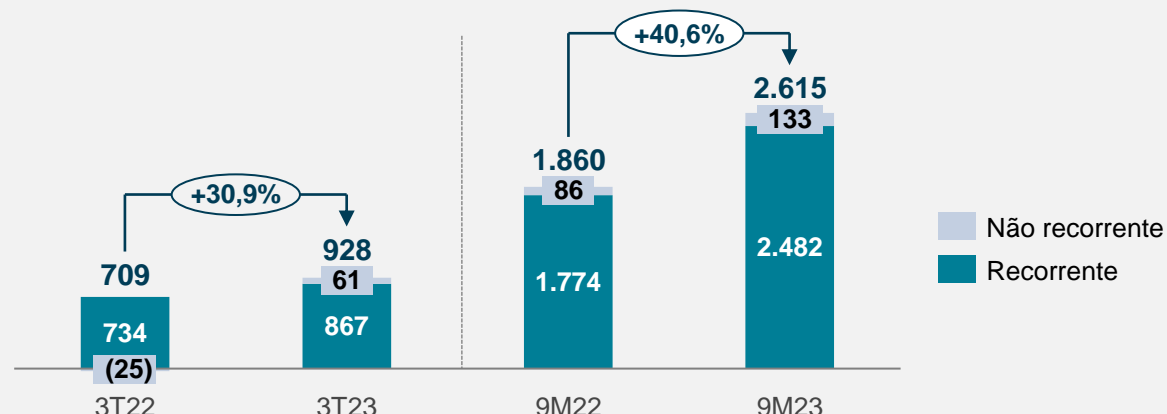
# 1. Destaques e Indicadores ESG

# Destques

## Ebitda Ajustado<sup>1</sup> (R\$ milhões)



## Lucro Líquido Ajustado (R\$ milhões)



■ Não recorrente  
■ Recorrente

## Principais drivers do resultado vs. 3T22:

- ↑ R\$ 318 milhões Resultado segmento transmissão
- ↑ R\$ 118 milhões Equivalência patrimonial (TAG)
- ↓ R\$ 83,1 milhões Venda de Pampa Sul

- ↑ R\$ 21 milhões Depreciação e amortização
- ↓ R\$ 43 milhões Resultado financeiro líquido
- ↓ R\$ 95 milhões IR e CSLL

**Nota:**

<sup>1</sup>Ebitda ajustado: lucro líquido + imposto de renda e contribuição social + resultado financeiro + depreciação e amortização + não recorrente.

# Destques



Ampliação da diversificação do portfólio com a aquisição de 5 conjuntos fotovoltaicos com capacidade instalada total de 545 MWac (661 MWp), pelo valor de R\$ 3,2 bilhões. Os ativos estão altamente contratados no longo prazo, com 66% da capacidade comercial alocada no ACR e 34% no ACL.



Fechamento da operação de compra, pela Companhia e demais consorciadas, da participação da CEEE-G no Consórcio Machadinho, acrescentando 5,3 MWm ao portfólio da empresa.



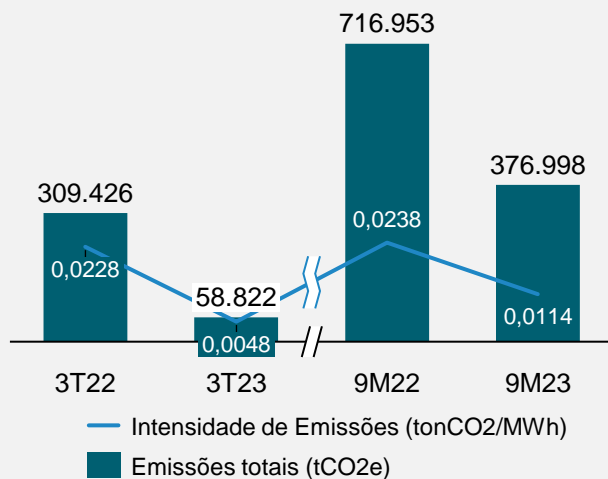
Ao final do 3T23, 12 do total de 70 aerogeradores do Conjunto Eólico Santo Agostinho estavam operando comercialmente. Até o momento, 19 aerogeradores encontram-se em operação comercial.



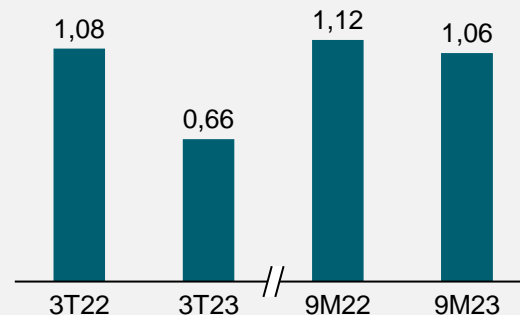
[www.engie.com.br/investidores](http://www.engie.com.br/investidores)

# Indicadores ESG

## EMISSIONES TOTAIS E INTENSIDADE DE EMISSIONES

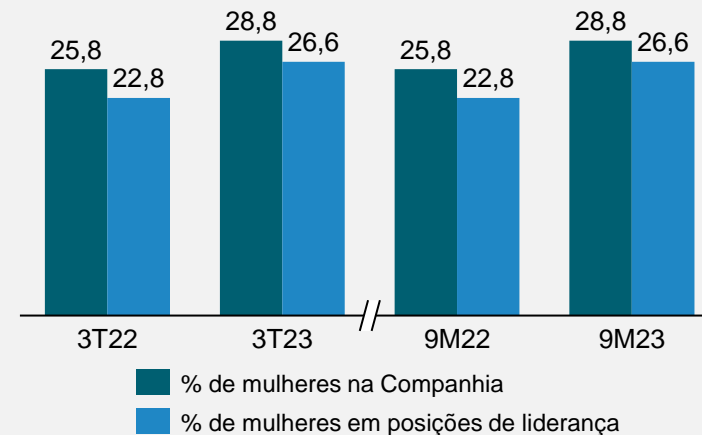


## SAÚDE E SEGURANÇA – TAXA DE FREQUÊNCIA (COLABORADORES PRÓPRIOS + PRESTADORES DE SERVIÇOS)\*

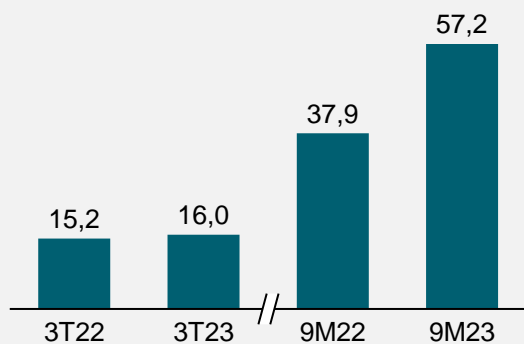


\* Nº de acidentes/ milhão de horas de exposição a riscos

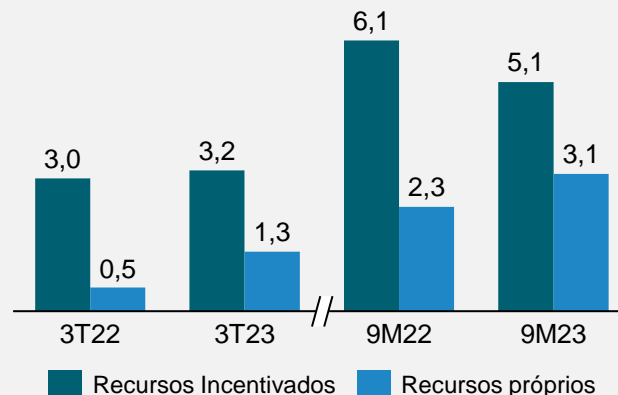
## % MULHERES NA FORÇA DE TRABALHO E EM POSIÇÕES DE LIDERANÇA



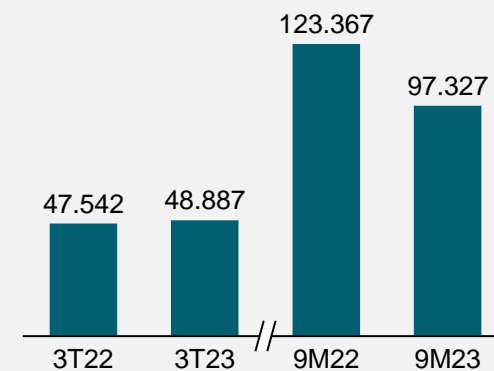
## INVESTIMENTO EM INOVAÇÃO (R\$ milhões)



## INVESTIMENTOS RESP. SOCIAL (R\$ milhões)



## PESSOAS ENGAJADAS – PROGRAMA DE RELACIONAMENTO COM A COMUNIDADE “CONEXÃO”



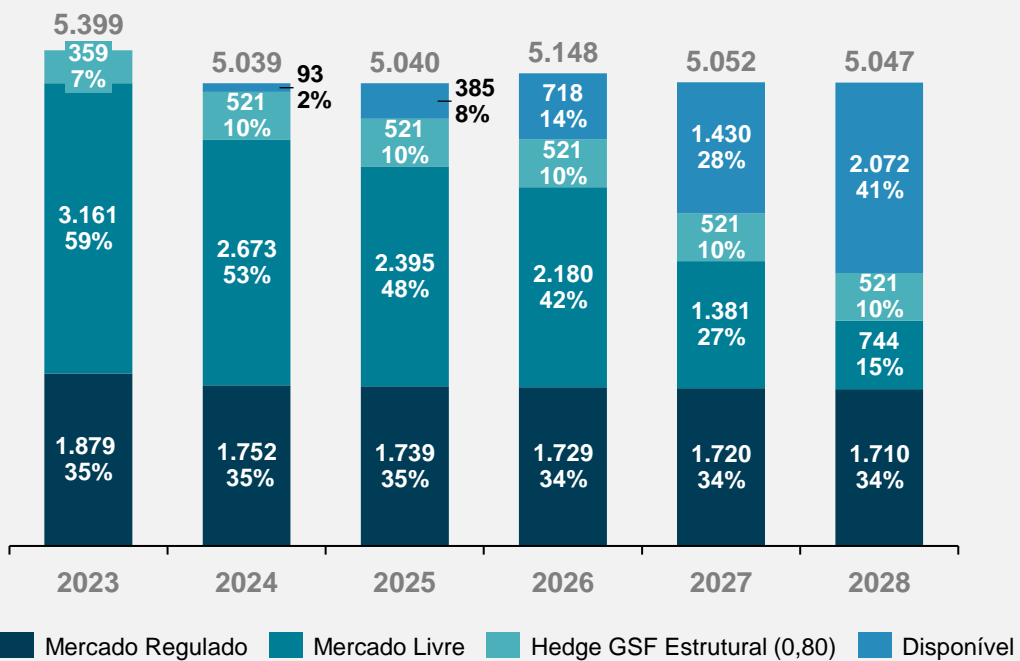


## 2. Comercialização de Energia

# Estratégia de Comercialização de Energia

Diversificação do portfólio e venda gradual de disponibilidade futura, com reserva para proteção contra risco hidrológico

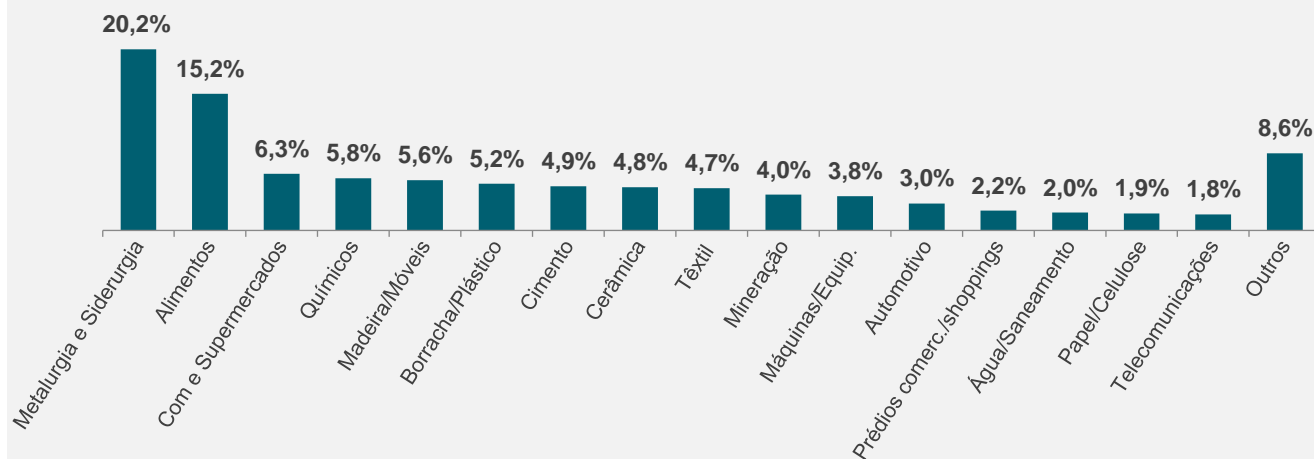
Balço de Energia (% do total; em MWm) | em 30/09/2023



Volume de energia contratada por mercado | 2023

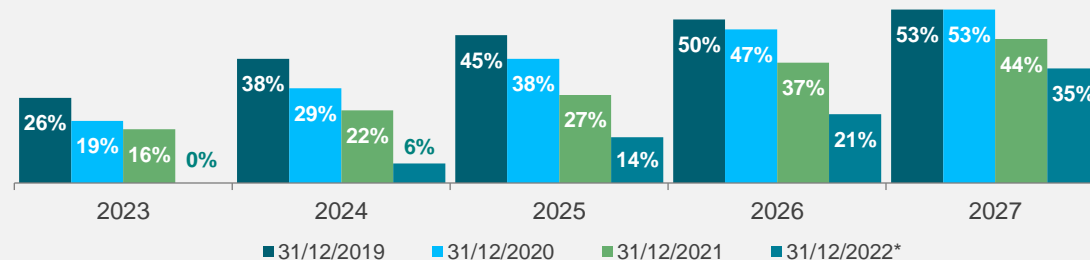


Volume contratado para clientes livres em 2023: 2.082 MWm



Fonte: Estudo interno da ENGIE Brasil Energia baseado em classificação do IBGE.

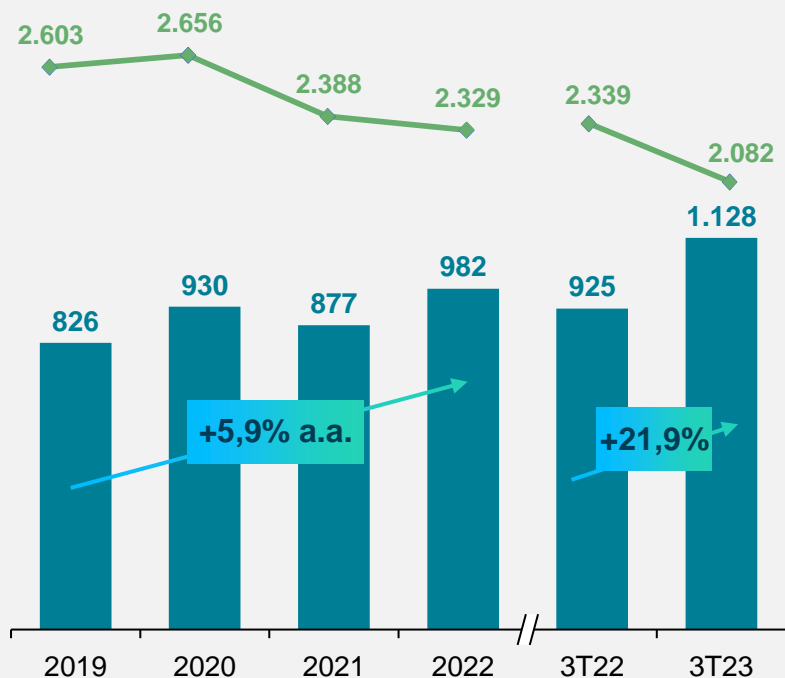
Energia descontratada em relação à disponibilidade de um dado ano



Nota: \* A partir de 31/12/2022, saldo disponível líquido do hedge estrutural de GSF.

# Estratégia de Comercialização de Energia

## Evolução do número de consumidores livres<sup>1</sup>



● Número de consumidores livres

—● Volume contratado para consumidores livres (MWm)

**Notas:**

<sup>1</sup> Desconsiderando operações de *trading*.

<sup>2</sup> Considera todas as unidades consumidoras com contratos vigentes.



**2.927**

(+17,3% em rel. 3T22)

Unidades Consumidoras atendidas no 3T23<sup>2</sup>



**46%**

Participação de Clientes Livres no total das vendas físicas no 3T23



**8,6%**

(-1,0 p.p. em rel. 3T22)

Market share do ACL no 3T23 (em relação ao total de energia livre)



**30,7 mil tCO2**

RCEs vendidas em 9M23  
(Redução Certificada de Emissões)



**41%**

Participação de Clientes Livres na receita operacional líquida do segmento de geração no 3T23



**3,4 mil GWh**

CERs comercializados em 9M23  
(Certificados de Energia Renovável)



## 3. Expansão

# Projeto Eólico em Implantação

## Conjunto Eólico Santo Agostinho (Fase I)

Avanço físico global de **87,5%**.  
Projeto eólico viabilizado no Ambiente de Contratação Livre (ACL).

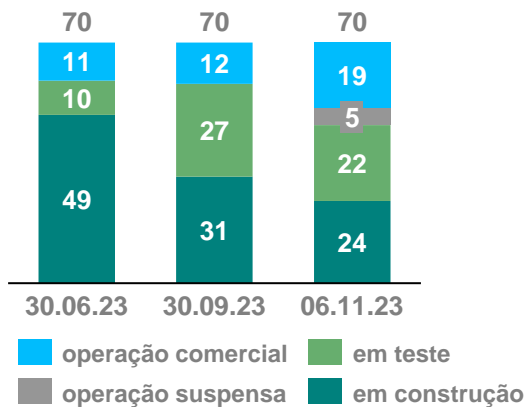


**Obras auxiliares** dos acessos, redes e subestação **100% concluídas**.



**Operação comercial** autorizada para **19** aerogeradores até o momento (27,1%).

### Evolução do comissionamento dos aerogeradores



### Lajes e Pedro Avelino (RN) - Fase I



Capacidade Instalada:  
**434 MW**



Início da construção:  
**2021**



Capacidade Comercial:  
**224,2 MWm**



Início da operação:  
**1T23**



Investimento (R\$ mm)<sup>1</sup>:  
**~R\$ 2.300**



Nº de aerogeradores:  
**70 (6,2 MW cada)**

**Nota:**

<sup>1</sup> Valor base dezembro de 2020.

# Projeto Eólico em Implantação

## Conjunto Eólico Serra do Assuruá

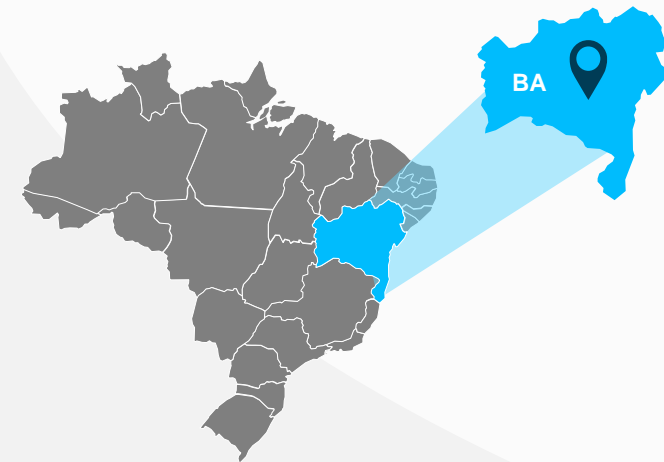
Um dos **maiores projetos eólicos** do grupo ENGIE a ser implantado em fase única.



Início das concretagens das fundações dos aerogeradores e das escavações para a linha de transmissão.



Concretagem das fundações



### Gentio do Ouro (BA)



Capacidade Instalada:  
**~846 MW**



Início da construção:  
**2023**



Capacidade Comercial:  
**~412 MWm**



Início da operação:  
**2S24 (gradual)**



Investimento (R\$ mm)<sup>1</sup>:  
**~R\$ 6.000**



Nº de aerogeradores:  
**até 188**  
**(4,5 MW cada)**



**24 parques** em fase única.

Nota:

<sup>1</sup> Valor base maio de 2022.

# Projeto Fotovoltaico em Implantação

## Conjunto Fotovoltaico Assú Sol

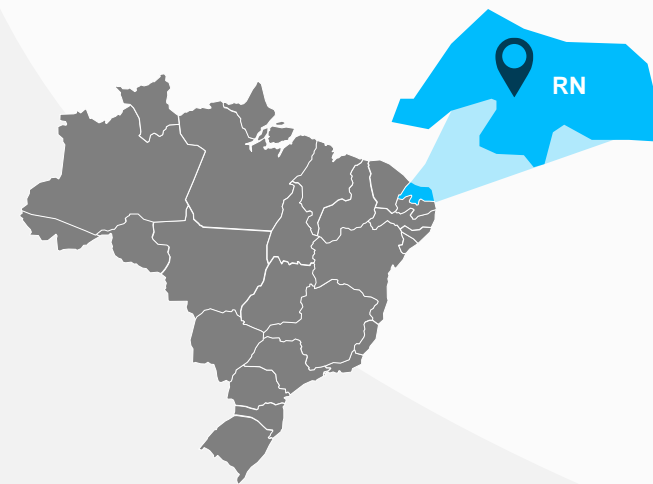
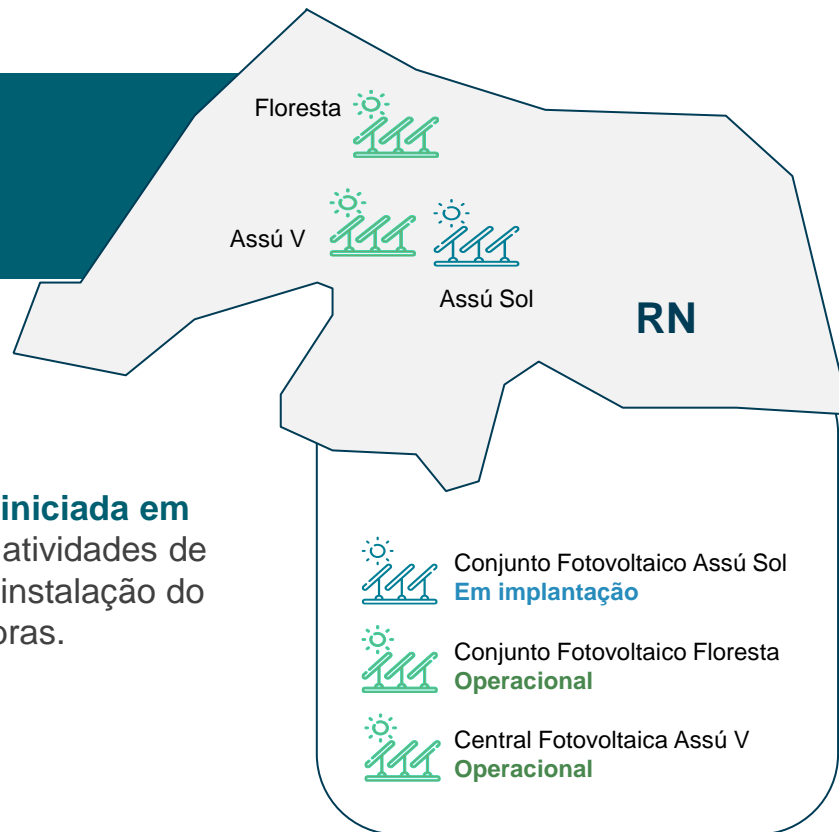
Energia será totalmente direcionada ao **Mercado Livre**.



**Contratos firmados** para construção das obras de conexão (subestação, linha de transmissão e bay de conexão).



**Implantação iniciada em julho** com as atividades de engenharia e instalação do canteiro de obras.



### Assú (RN)



Capacidade Instalada:  
**~752 MW**



Início da construção:  
**3T23**



Capacidade Comercial:  
**228,7 MW**



Operação comercial integral:  
**2S25**



Investimento (R\$ mm)<sup>1</sup>:  
**~R\$ 3.300**

**Nota:**

<sup>1</sup> Valor base janeiro de 2023.

# Projeto de Transmissão em Implantação

## Gavião Real Transmissora de Energia

Empreendimento complementar ao Sistema de Transmissão Novo Estado, **capturando sinergias.**



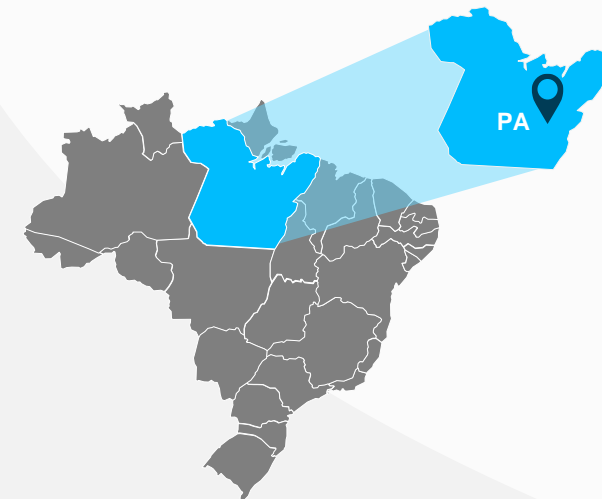
No 3T23, foram concluídas as atividades de terraplenagem e **seguem as obras das fundações dos equipamentos**, com início da montagem mecânica.



Expectativa de entrada em **operação comercial** para o 1T24.



Gavião Real Transmissora de Energia: integrada ao Sistema de Transmissão Novo Estado



RAP contratada<sup>1</sup>:  
**R\$ 7,1 milhões**



Prazo de concessão:  
**30 anos**



Capex estimado<sup>2</sup>:  
**R\$ 80,9 milhões**



Prazo limite para início da operação:  
**mar/2026**



### Características:

Ampliação da Subestação Itacaiúnas, com implantação de dois transformadores 230/138kV e novo pátio de 138 kV.

### Notas:

<sup>1</sup> Valor base junho de 2023

<sup>2</sup> Valor base junho de 2023, considerando otimização frente ao Capex de referência da Aneel (R\$ 110,00 milhões - em junho/22)

# Projeto de Transmissão em Implantação

Asa Branca Transmissora de Energia  
(Lote 5 – Leilão de Transmissão 01/2023)

**Localização estratégica para escoamento de energia renovável do Nordeste para Sudeste e Centro-Oeste.**



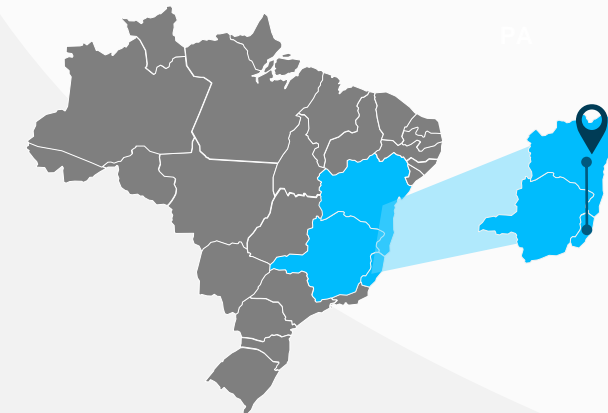
O projeto será implantado principalmente no estado da Bahia, onde a Companhia possui **forte presença em geração de energia renovável** com os Conjuntos Eólicos Umburanas, Campo Largo I e II e Serra do Assuruá, gerando sinergias.



**Assinatura do contrato de concessão** ocorreu em setembro de 2023.



Negociação finalizada para contratação dos **fornecedores de equipamentos, torres e epecista**.



RAP contratada<sup>1</sup>:  
**R\$ 249,3 milhões**



Prazo de concessão:  
**30 anos**



Capex Aneel<sup>1</sup>:  
**R\$ 2.667 milhões**



Prazo limite para início da operação:  
**mar/2029 (66 meses)**



## Características:

Extensão estimada de 1.000 Km, em 4 linhas de transmissão de 500 Kv (circuito simples) cruzando 60 municípios nos estados da Bahia, Minas Gerais e Espírito Santo.

**Nota:**

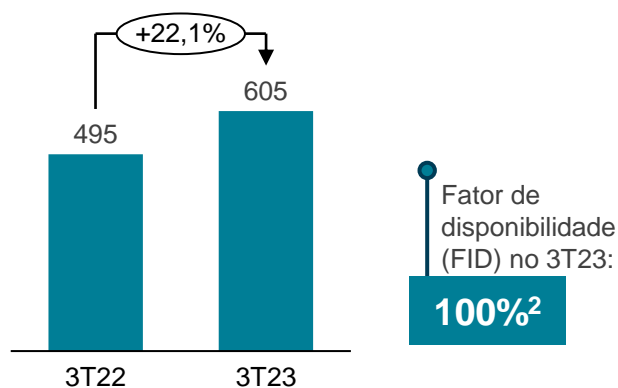
<sup>1</sup> Valor base dez/22.

# Expansão

## UHE Jirau | atualização

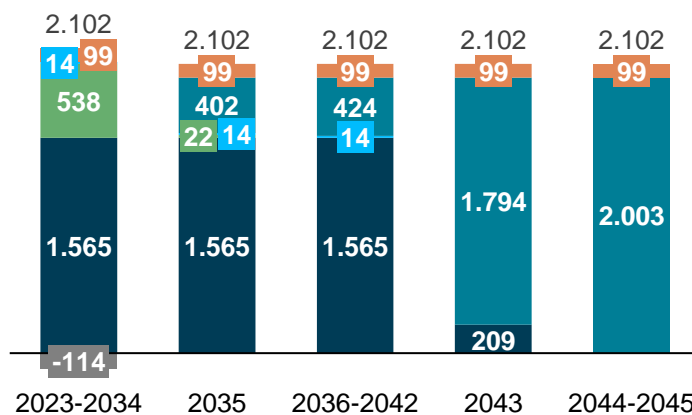
<p>MWm <b>2.102</b> Garantia Física<sup>1</sup></p>	<p>MW <b>3.750</b> Capacidade Instalada</p>	<p><b>50</b> Unidades Geradoras</p>	<p><b>75</b> MW cada UG</p>	<p>Jirau recebeu o mais alto nível de certificação, concedido pelo Conselho de Sustentabilidade Hidroelétrica (IHA – <i>International Hydropower Association</i>).</p>
---	---	---	---------------------------------	--

Produção (MW Médio)<sup>2</sup>



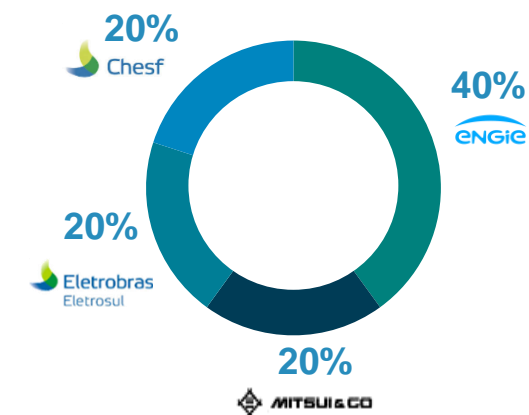
Notas:  
<sup>1</sup> GF vigente a partir de 2023, conforme Portaria Nº 709/GM/MME, de 30.11.2022.  
<sup>2</sup> Sujeitos à contabilização final da CCEE.

Portfólio de Contratos (MW médios)



■ ACR    ■ Bilaterais    ■ Exosição lastro  
■ Sócios    ■ Descontratado    ■ Perdas

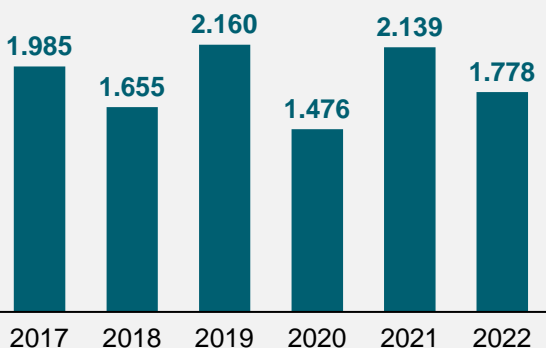
Estrutura Acionária



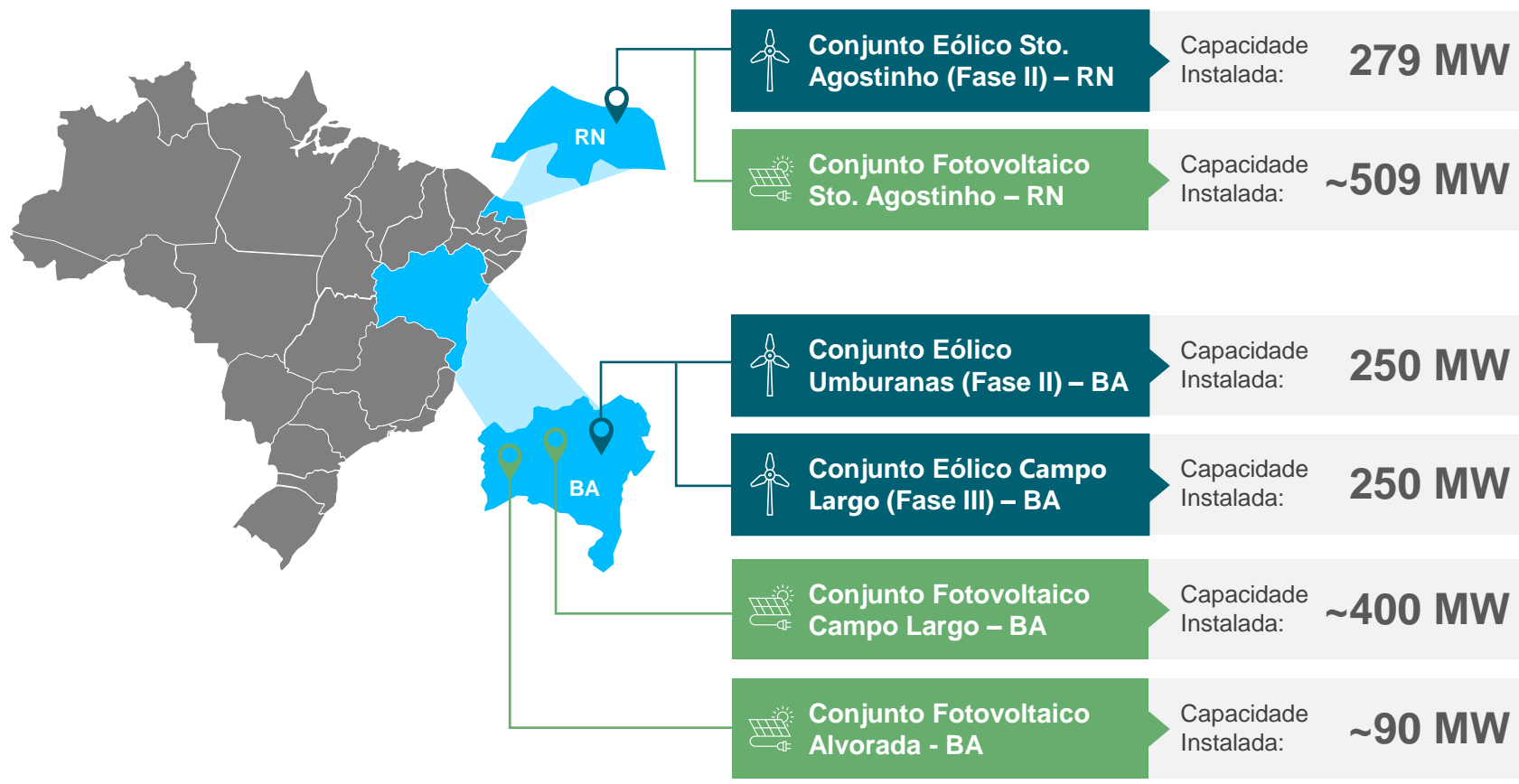
# Projetos em Desenvolvimento

Atualmente, a Companhia tem em seu portfólio diversos projetos em desenvolvimento.

Evolução do *pipeline* de projetos em desenvolvimento<sup>1</sup> (MW)



Nota:  
<sup>1</sup> Base em 31/12 de cada ano.



 ~779 MW + 
  ~999 MW = ~1.778 MW



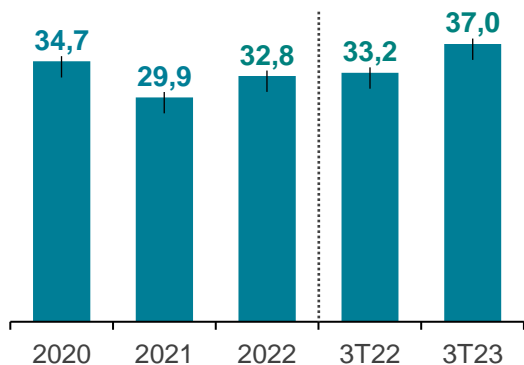
Usina Hidrelétrica Estreito

## 4. Desempenho Financeiro

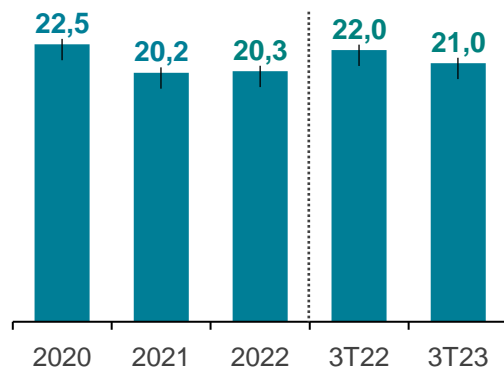
# Sólida Performance Financeira

A boa gestão do portfólio e a diversificação em outros segmentos regulados, como transmissão, transporte de gás e contratos de energia no ACR, resultam em estabilidade e previsibilidade nos resultados. Essas áreas representam **cerca de 60%** do total do Ebitda da Companhia.

## ROE<sup>1</sup> - RETORNO SOBRE O PATRIMÔNIO LÍQUIDO AJUSTADO (%)



## ROIC<sup>2</sup> - RETORNO SOBRE O CAPITAL INVESTIDO AJUSTADO (%)



**Notas:** Estudo interno da ENGIE Brasil Energia baseado nas Demonstrações Financeiras da Companhia.

<sup>1</sup> ROE: lucro líquido dos últimos 4 trimestres / patrimônio líquido. ROE ajustado desconsidera não recorrentes.

<sup>2</sup> ROIC: taxa efetiva x EBIT / capital investido (capital investido: dívida – caixa e eq. caixa – depósitos vinculados ao serviço da dívida + PL). ROIC ajustado desconsidera não recorrentes.

<sup>3</sup> Valores nominais.

<sup>4</sup> Líquido de *impairment*.



De 2016 – 2022<sup>3</sup>:

### Investimentos:

somaram **R\$ 25,7 bilhões**, com alavancagem de **75%**

### Capacidade instalada própria:



Total: **+21%**



Renovável: **+36%**



Aquisição de participação de **32,5%** na TAG

### Entrada em transmissão (até 2T23):

- 2.709 km em operação e 6 subestações próprias

### Diversificação do portfólio (% do Ebitda ajustado):



Ebitda ajustado<sup>4</sup>: **+108%**



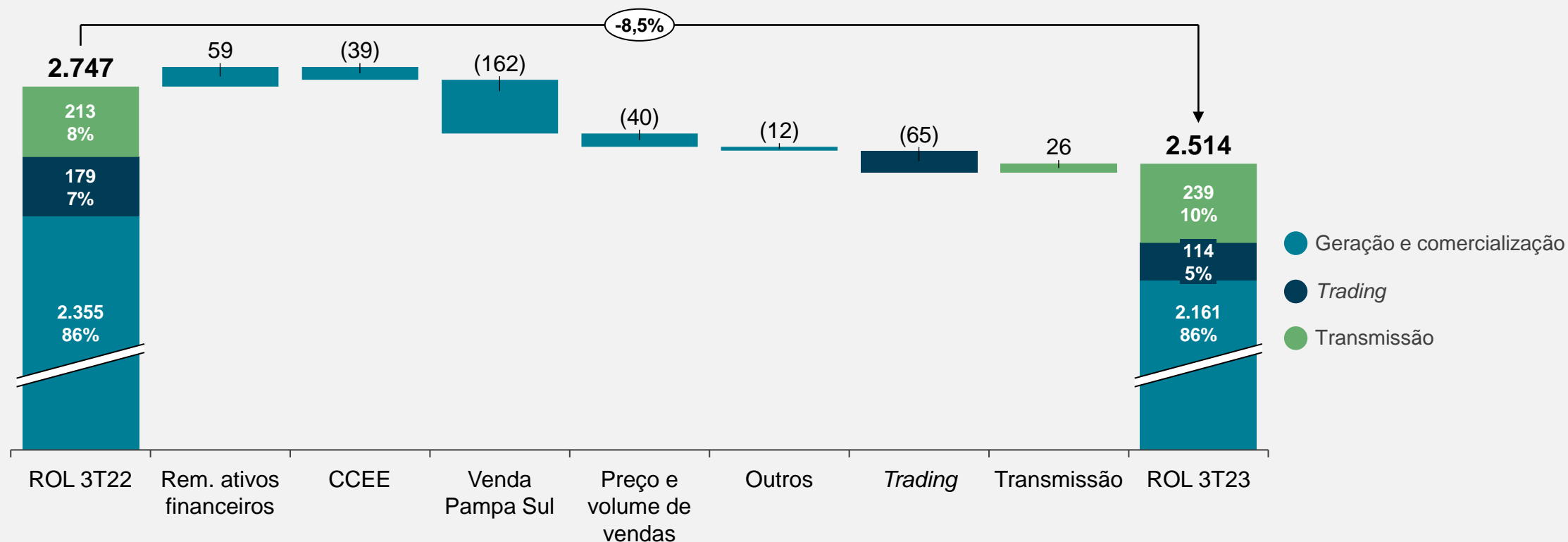
Lucro Líquido<sup>4</sup>: **+65%**



Dividendos e JCP: **R\$ 13,8 bilhões**

# Evolução da Receita Operacional Líquida

## RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA (R\$ MILHÕES)



# Resultado de Participações Societárias

## Contribuição do Resultado da Transportadora Associada de Gás (TAG) ao Ebitda da Companhia

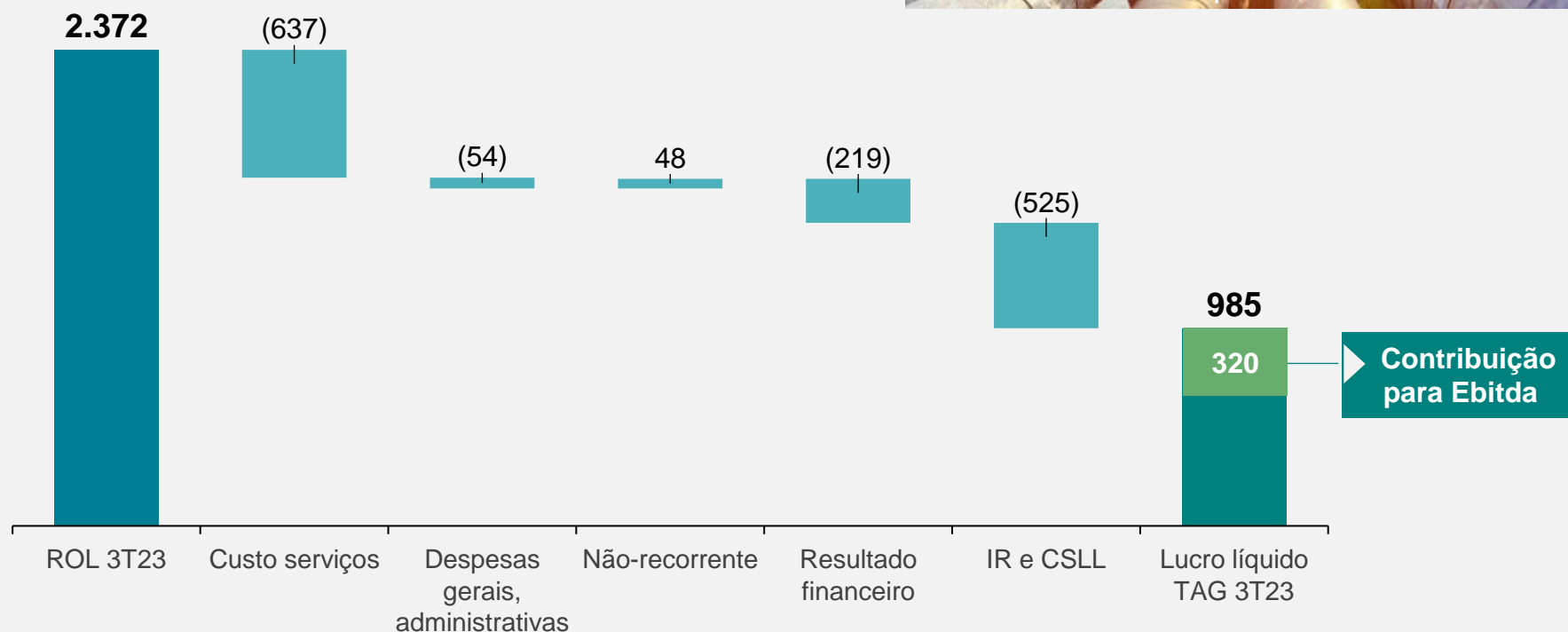


Transportadora Associada de Gás - TAG



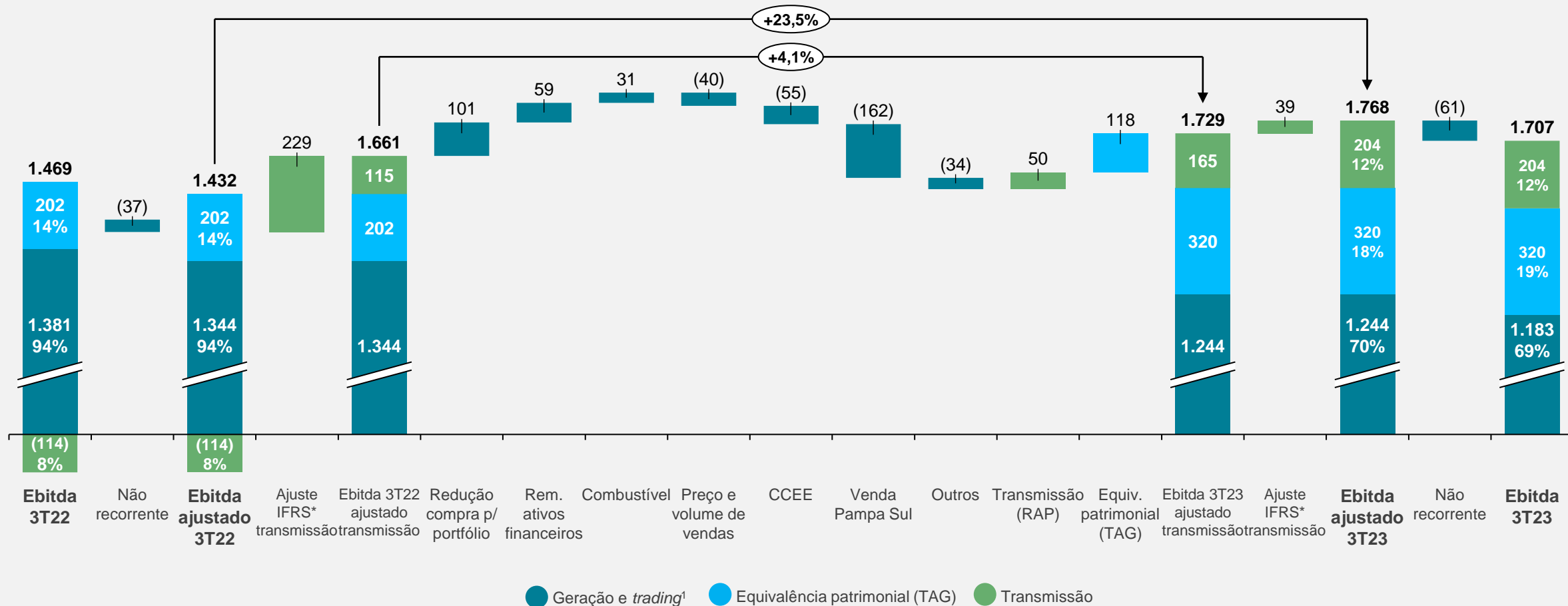
Participação de **32,5%** na TAG resultou em contribuição de **R\$ 320 milhões** no Ebitda da Companhia no **3T23**, via equivalência patrimonial.

### DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO TAG (R\$ MILHÕES)



# Evolução do EBITDA

## EBITDA (R\$ MILHÕES)



**Notas:**

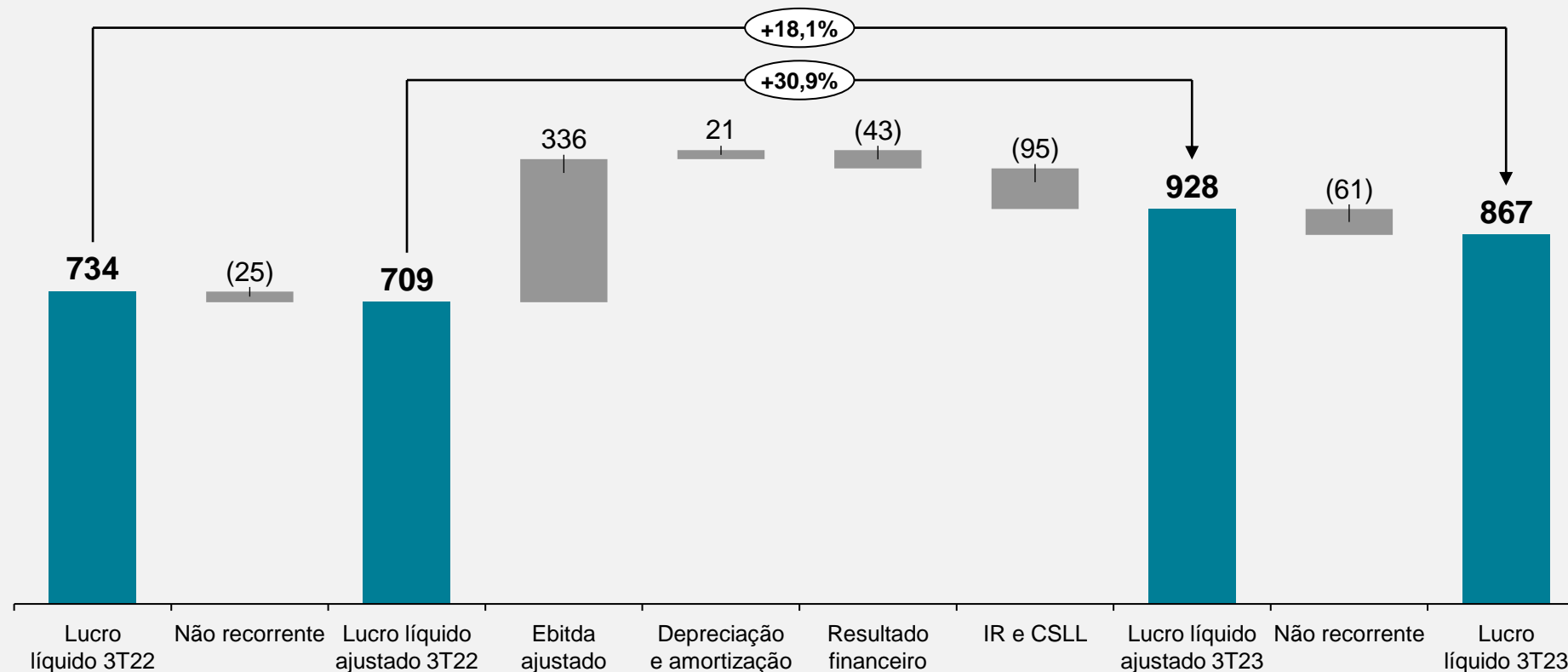
<sup>1</sup> Contempla o resultado dos segmentos de geração e trading.

Ebitda ajustado: lucro líquido + imposto de renda e contribuição social + resultado financeiro + depreciação e amortização + não recorrente.

\*IFRS: International Financial Reporting Standards (Normas Internacionais de Contabilidade)

# Evolução do Lucro Líquido

## LUCRO LÍQUIDO (R\$ MILHÕES)



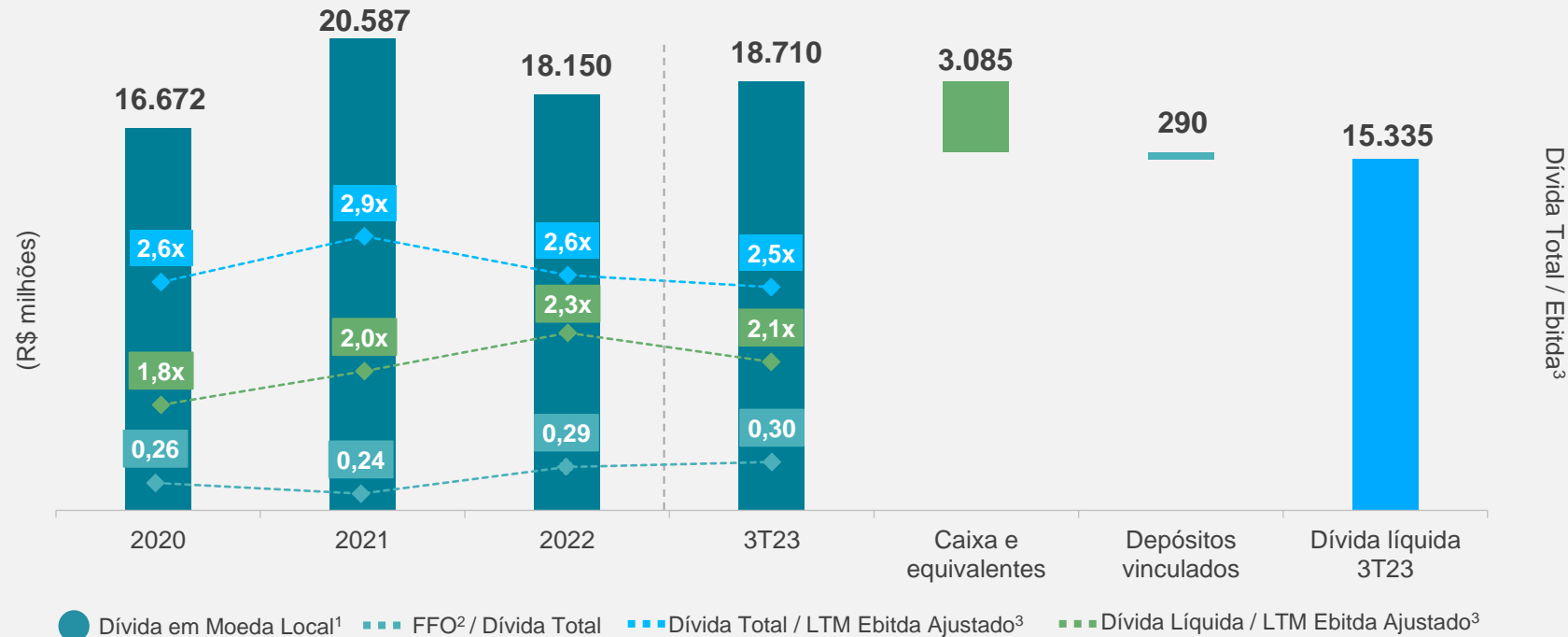
# Endividamento Equilibrado

Sem exposição cambial



Controle da dívida, gestão ativa dos custos do endividamento e decisões de investimentos bem-sucedidas asseguram níveis baixos da relação Dívida Líquida/Ebitda.

## OVERVIEW DA DÍVIDA (R\$ MILHÕES)



**Notas:**

- <sup>1</sup> Dívida bruta, líquida de operações de *hedge*.
- <sup>2</sup> *Funds from Operations*, desconsiderando o impacto das linhas de transmissão (Ativo de Contrato).
- <sup>3</sup> Ebitda ajustado nos últimos 12 meses.

# Perfil e Composição da Dívida

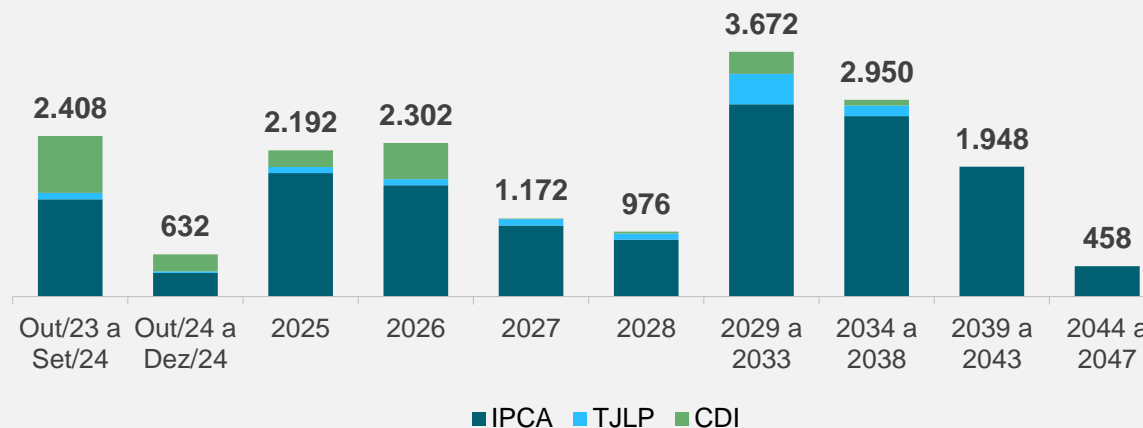
Custo competitivo e indexadores defensivos



Rating AAA e forte geração de caixa garantem custo de dívida competitivo para financiar o crescimento.

**Prazo médio da dívida: 7,5 anos**

CRONOGRAMA DE VENCIMENTO DA DÍVIDA (R\$ MILHÕES)



Indexação dos contratos de venda de energia mitiga a exposição da dívida ao IPCA.

COMPOSIÇÃO DO ENDIVIDAMENTO

**80%**

IPCA

**11%**

CDI

**9%**

TJLP

Custo nominal da dívida: 10,7% a.a. (equivalente a IPCA + 5,2%)

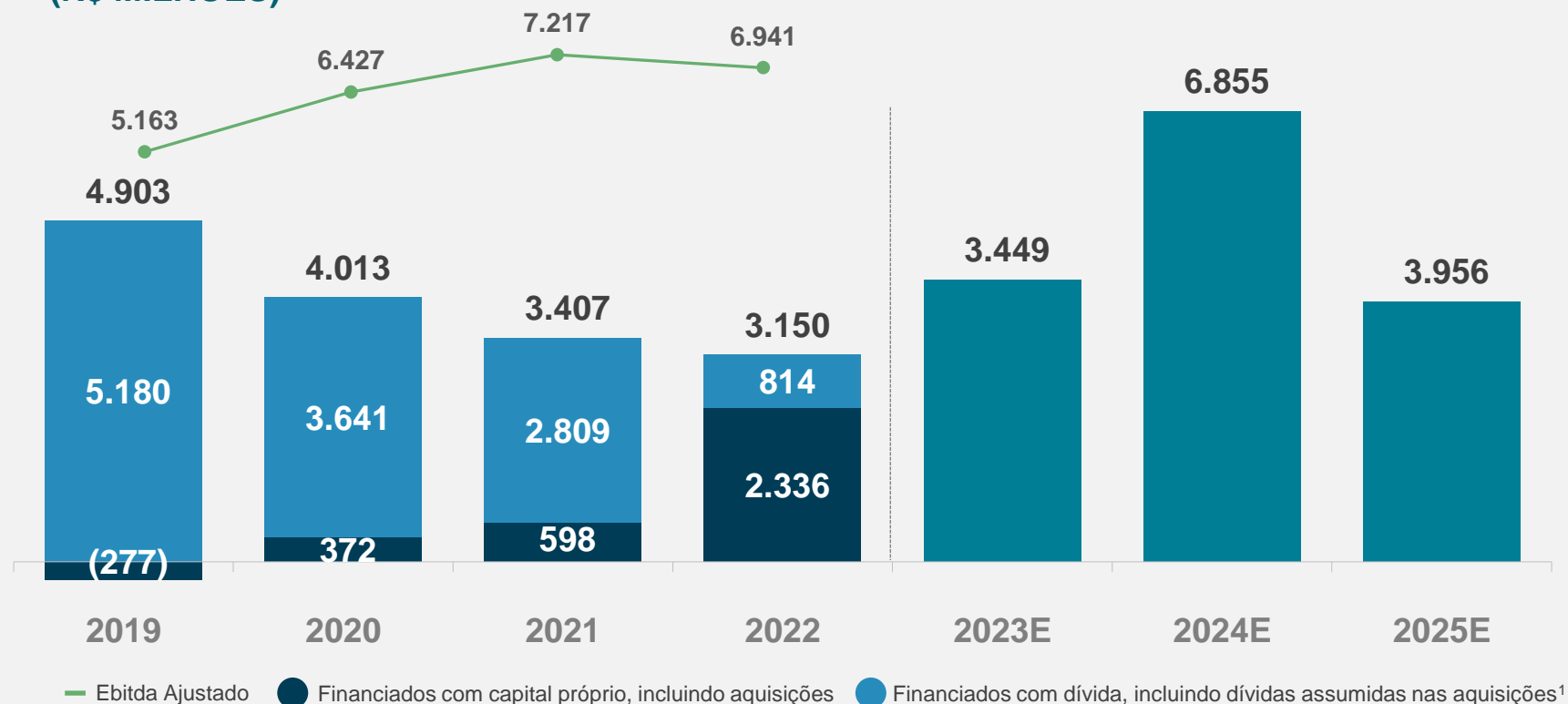
(12,3% a.a - equiv. a IPCA + 4,8% no 3T22)

# Plano de Investimentos



O plano de expansão e investimentos em manutenção são suportados por uma sólida geração de caixa e prudente estratégia de *funding*.

INVESTIMENTOS REALIZADOS/ORÇADOS E RESPECTIVAS FONTES DE FINANCIAMENTO (R\$ MILHÕES)

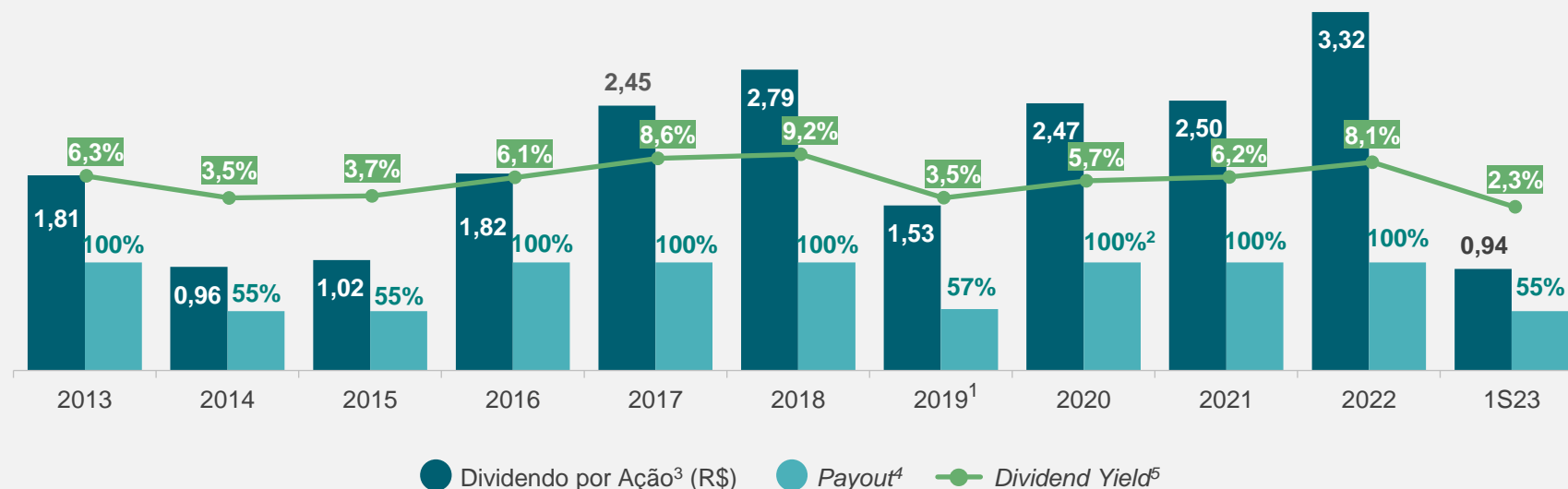


# Política de Dividendos

%

- Dividendo mínimo estatutário de **30%** do lucro líquido distribuível
- Compromisso da Administração: *payout* mínimo de **55%** do lucro líquido distribuível
- Ao menos dois proventos **por ano**

DIVIDENDOS (CALCULADOS SOBRE O LUCRO LÍQUIDO DISTRIBUÍVEL)



**Notas:**

¹ Os valores de 2019 foram reapresentados tendo em vista a retenção dos dividendos complementares ref. ao exercício de 2019 pela AGO.

² Considerando *payout* equivalente a 100% do lucro líquido ajustado distribuível ex-repactuação do risco hidrológico.

³ Para fins de comparabilidade entre os anos, houve ajuste do dividendo por ação decorrente da bonificação aprovada em 07/12/2018.

⁴ Considera o lucro líquido ajustado distribuível do exercício.

⁵ Baseado no preço de fechamento ponderado por volume das ações ON no período.



Central Fotovoltaica Assú V

## 5. Material de Apoio

# Principais Indicadores Financeiros e Operacionais

Consolidado (Valores em R\$ milhões)	3T23	3T22	Var.	9M23	9M22	Var.
Receita Operacional Líquida (ROL)	2.514	2.747	-8,5%	8.037	8.805	-8,7%
Resultado do Serviço (EBIT)	1.475	1.216	21,3%	4.790	4.314	11,0%
Ebitda <sup>1</sup>	1.707	1.469	16,2%	5.480	5.076	8,0%
Ebitda ajustado <sup>2</sup>	1.768	1.432	23,5%	5.629	5.205	8,1%
Ebitda ajustado por efeitos de transmissão <sup>3</sup>	1.729	1.661	4,1%	5.529	5.038	9,7%
Ebitda / ROL - (%) <sup>1</sup>	67,9	53,5	14,4 p.p.	68,2	57,6	10,6 p.p.
Ebitda / ROL - (%) ajustada <sup>2</sup>	70,3	52,1	18,2 p.p.	70,0	59,1	10,9 p.p.
Lucro Líquido	867	734	18,1%	2.482	1.774	39,9%
Lucro Líquido ajustado	928	709	30,9%	2.615	1.860	40,6%
Retorno Sobre o Patrimônio (ROE) Ajustado <sup>4</sup>	37,0	33,2	3,8 p.p.	37,0	33,2	3,8 p.p.
Retorno Sobre o Capital Investido (ROIC) Ajustado <sup>5</sup>	21,0	22,0	-1,0 p.p.	21,0	22,0	-1,0 p.p.
Dívida Líquida <sup>6</sup>	15.335	14.980	2,4%	15.335	14.980	2,4%
Produção Bruta de Energia Elétrica (MW médios) <sup>7</sup>	5.597	6.111	-8,4%	4.408	4.653	-5,3%
Energia Vendida (MW médios) <sup>8</sup>	3.883	4.285	-9,4%	4.138	4.288	-3,5%
Preço Líquido Médio de Venda (R\$/MWh) <sup>9</sup>	223,97	224,41	-0,2%	225,49	223,76	0,8%
Número de Empregados - Total	1.137	1.253	-9,3%	1.137	1.253	-9,3%
Empregados EBE	1.116	1.185	-5,8%	1.116	1.185	-5,8%
Empregados em Projetos em Construção	21	68	-69,1%	21	68	-69,1%

## Notas:

<sup>1</sup> Ebitda representa: lucro líquido + imposto de renda e contribuição social + despesas financeiras, líquidas + depreciação e amortização.

<sup>2</sup> Ebitda ajustado: lucro líquido + imposto de renda e contribuição social + despesas financeiras, líquidas + depreciação e amortização + *impairment* + não recorrentes.

<sup>3</sup> Ebitda ajustado, deduzidos os efeitos do IFRS do segmento de transmissão.

<sup>4</sup> ROE: lucro líquido ajustado dos últimos 4 trimestres / patrimônio líquido.

<sup>5</sup> ROIC: taxa efetiva x EBIT ajustado / capital investido (capital investido: dívida – caixa e eq. caixa – depósitos vinculados ao serviço da dívida + PL).

<sup>6</sup> Valor ajustado, líquido de ganhos de operações de *hedge*.

<sup>7</sup> Produção total bruta das usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia.

<sup>8</sup> Desconsidera vendas por regime de cotas (UHEs Jaguará e Miranda).

<sup>9</sup> Líquido de impostos sobre a venda e operações de *trading*.

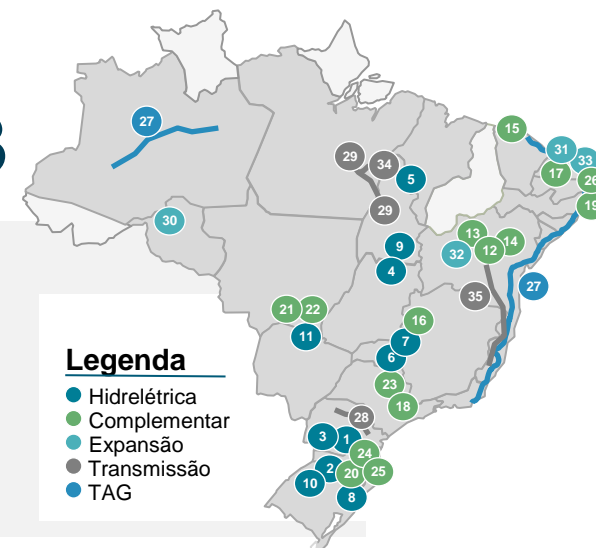
# Portfólio Balanceado de Ativos em 30.09.2023

Usinas Hidrelétricas	Capacidade Instalada (MW)	Capacidade Comercial (MWm)
1 Salto Santiago	1.420,0	702,2
2 Itá	1.126,9 <sup>1</sup>	528,7 <sup>1</sup>
3 Salto Osório	1.090,8	477,5
4 Cana Brava	450,0	247,8
5 Estreito	435,6 <sup>1</sup>	244,1 <sup>1</sup>
6 Jaguará	424,0	324,0
7 Miranda	408,0	188,3
8 Machadinho	414,8 <sup>1</sup>	143,3 <sup>1</sup>
9 São Salvador	243,2	140,8
10 Passo Fundo	226,0	107,5
11 Ponte de Pedra	176,1	127,6
<b>Total</b>	<b>6.415,4</b>	<b>3.231,8</b>

Usinas Complementares	Capacidade Instalada (MW)	Capacidade Comercial (MWm)
12 Conjunto Campo Largo II (Eólica)	361,2	192,5
13 Conjunto Umburanas (Eólica)	360,0	213,3
14 Conjunto Campo Largo I (Eólica)	326,7	159,6
15 Conjunto Trairi (Eólica)	212,6	88,3
16 Paracatu (Solar)	132,0	34,0
17 Floresta (Solar)	86,0	25,1
18 Ferrari (Biomassa)	80,5	25,6
19 Assú V (Solar)	34,0	9,2
20 Lages (Biomassa)	28,0	12,7
21 Rondonópolis (PCH)	26,6	14,0
22 José G. da Rocha (PCH)	24,4	11,9
23 Ibitiúva (Biomassa)	22,9 <sup>1</sup>	7,1 <sup>1</sup>
24 Nova Aurora (Solar)	3,0	0,25
25 Tubarão (Eólica)	6,3	0,3
26 Conjunto Santo Agostinho (Eólica)	74,4	38,5
<b>Total</b>	<b>1.778,6</b>	<b>832,4</b>

Capacidade instalada própria de geração de energia de **8.194 MW (4.064 MWm)**, **+1.958 MW** de energia eólica e solar em implantação.

**2.709 Km** de linhas de transmissão e **4.500 Km** de gasodutos em operação.



Gasodutos	Tamanho	Estações de compressão
27 Transportadora Associada de Gás (TAG)	4.500 Km	11

Transmissão	Tamanho	Subestações
28 Gralha Azul – em operação	909 km	5
29 Novo Estado – em operação	1.800 km	1 nova e expansão de 3 existentes
<b>Total</b>	<b>2.709 km</b>	

### Expansão

Geração	Capacidade Instalada (MW)	Capacidade Comercial (MWm)
30 Jirau (Hidro) <sup>2</sup>	1.500,0	840,6
31 Conjunto Santo Agostinho I (Eólica)	359,6	185,7
32 Conjunto Serra do Assuruá (Eólica)	846,0	412,0
33 Conjunto Fotovoltaico Assú Sol (Solar)	752,0	228,7
<b>Total</b>	<b>3.457,6</b>	<b>1.667,0</b>

Transmissão	Tamanho	Subestações
34 Gavião Real (Pará) – em implantação	~1 km	Ampliação de 1 existente
35 Asa Branca (BA, MG e ES) – em implantação	~ 1.000 km	-
<b>Total</b>	<b>~ 1.001 km</b>	

### Notas:

<sup>1</sup> Parte da ENGIE Brasil Energia.

<sup>2</sup> A transferência para a Cia da participação de 40,0% da ENGIE Brasil Part. na UHE Jirau deverá ser avaliada oportunamente.

# Transportadora Associada de Gás – TAG

## Detalhamento dos contratos

Totalmente contratada no ambiente regulado, por um prazo médio ponderado de aproximadamente 7 anos.

### CONTRATOS LEGADOS COM A PETROBRAS

Contrato/ Trecho	Extensão (km)	Vencimento do Contrato <sup>1</sup>	Volumes Contratados (MM m <sup>3</sup> /dia)	% da Receita Operacional Líquida <sup>2</sup>	Índice de reajuste
Gasene	1.400	nov-2033	30,3	40,0%	46% Cesta IGP <sup>4</sup> ; 54% US PPI
Malha NE	2.000	dez-2025	21,6	23,8%	IGP-M
Pilar-Ipojuca	200	nov-2031	15,0	6,5%	IGP-M
Urucu-Coari- Manaus	800	nov-2030	6,7	29,4%	50% IGP-M; 50% IPCA
Lagoa Parda Vitória <sup>3</sup>	100	dez-2023	0,7	0,3%	IGP-M
<b>Total</b>	<b>~4.500</b>		<b>74,3</b>	<b>100,0%</b>	

#### Notas:

<sup>1</sup> Após o vencimento dos contratos, será iniciado um ciclo de revisão tarifária, estimado em 5 anos, que determinará a receita máxima permitida (RAP).

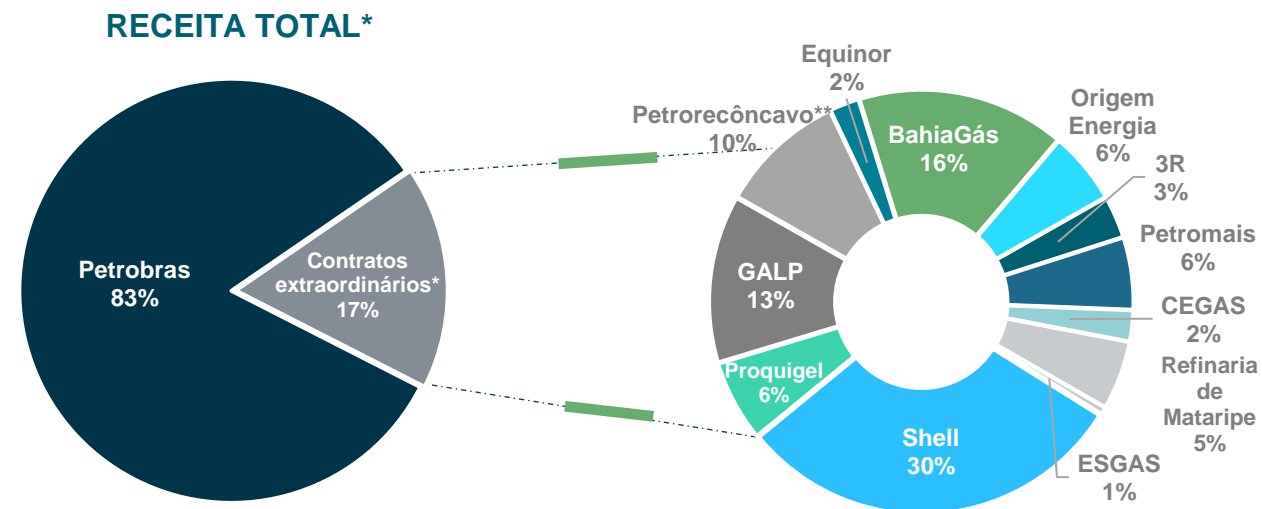
<sup>2</sup> Variações na representatividade da receita entre os contratos podem ocorrer.

<sup>3</sup> Início faturamento em 01/01/2022.

<sup>4</sup> 1/3 IGP-M; 1/3 IPA-DI; 1/3 IGP-DI.

Protagonismo na abertura do mercado de gás: acesso de importantes *players* à rede de transporte

- **64 contratos** extraordinários assinados em 2023, com duração até dezembro;
- **15 milhões de m<sup>3</sup> diários** contratados (aprox. 24% do volume da malha integrada);
- **21 clientes** (incluindo Petrobras) de 14 grupos econômicos distintos;
- **Flexibilização de novas ofertas de capacidade**, com janelas semanais de ingresso e prazos variados.

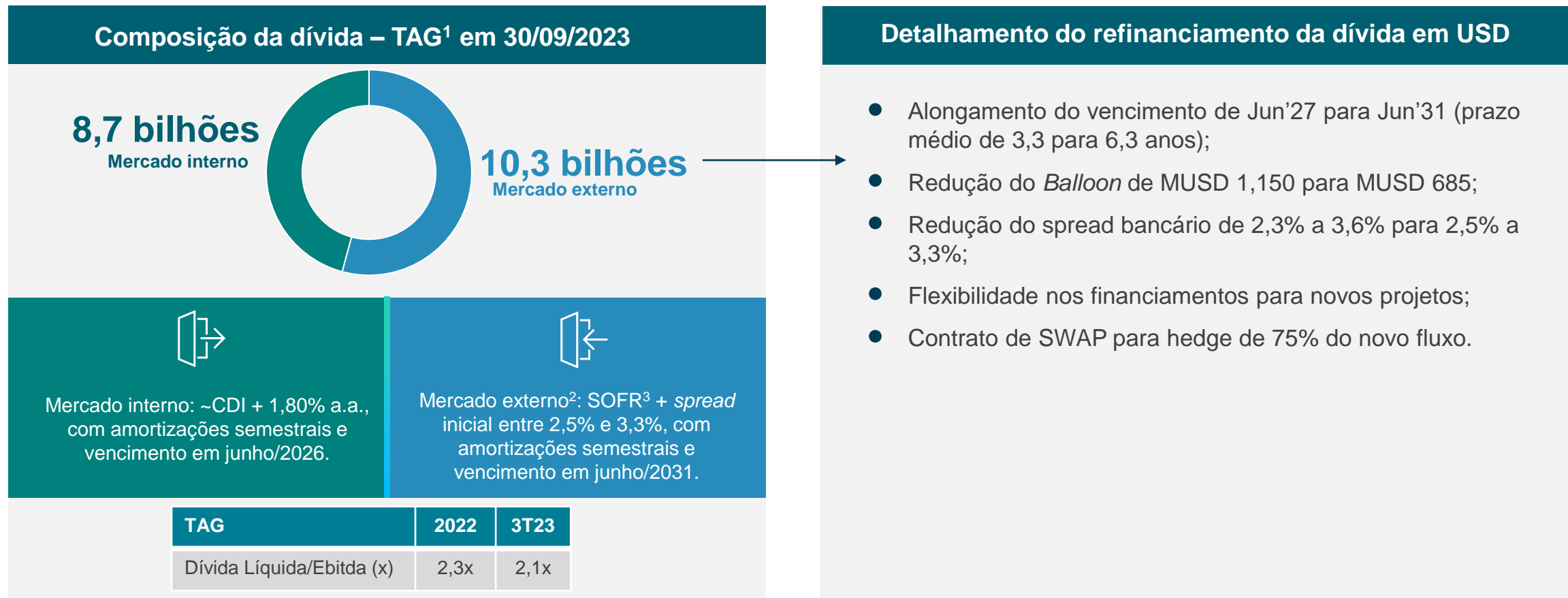


\*As receitas dos contratos extraordinários são abatidas dos contratos legados.

\*\* Petrorecôncavo = Petrorecôncavo + SPE Miranga + Potiguar

# Transportadora Associada de Gás – TAG

Estrutura de financiamento com custo competitivo e protegido da variação cambial – Rating Local AAA e Internacional BB e Ba1 pela Fitch Ratings e Moody's, respectivamente.



**Notas:**

<sup>1</sup> Os valores apresentados não consideram os *swaps* da dívida.

<sup>2</sup> A parcela da dívida em moeda estrangeira foi convertida pelo Ptax de 29/09/23 de R\$ 5,0076 e está atrelada ao faturamento em dólar americano de parte do contrato Gasene, havendo assim uma simetria natural entre a receita e o serviço da dívida em dólar.

<sup>3</sup> 75% do fluxo de juros indexado à SOFR está travada por meio de operações de swap (SOFR x taxa fixa).

# Balanço de Energia em 30/09/2023

Contratação diversificada, com prazo médio de cerca de 15 anos no ACR e de 3 anos no ACL<sup>1</sup>

(em MW médio)	2023	2024	2025	2026	2027	2028				
Recursos Próprios	4.060	4.113	4.540	4.718	4.718	4.718	Preço Bruto no Leilão (R\$/MWh)	Data de Referência	Preço Bruto Corrigido (R\$/MWh)	Preço Líquido de PIS/COFINS/P&D (R\$/MWh)
+ Compras para Revenda	1.339	926	500	430	334	329				
<b>= Recursos Totais (A)</b>	<b>5.399</b>	<b>5.039</b>	<b>5.040</b>	<b>5.148</b>	<b>5.052</b>	<b>5.047</b>				
Vendas Leilões do Governo <sup>2</sup>	1.879	1.752	1.739	1.729	1.720	1.710				
2005-EN-2010-30	200	200	200	200	200	200	115,1	dez-05	300,1	269,6
2006-EN-2009-30	493	493	493	493	493	493	128,4	jun-06	329,6	296,1
2006-EN-2011-30	148	148	148	148	148	148	135,0	nov-06	343,8	308,9
2007-EN-2012-30	256	256	256	256	256	256	126,6	out-07	309,0	277,6
Proinfa	19	19	19	19	10	-	147,8	jun-04	442,5	426,4
1º Leilão de Reserva	14	14	2	-	-	-	158,1	ago-08	363,6	350,3
Mix de leilões (Energia Nova / Reserva)	14	9	8	-	-	-	-	-	362,3	349,1
2014-EN-2019-25*	122	-	-	-	-	-	183,5	mar-14	294,9	264,9
2014-EN-2019-25	10	10	10	10	10	10	206,2	nov-14	331,3	319,2
2014-EN-2019-20	82	82	82	82	82	82	139,3	nov-14	223,9	203,2
2015-EN-2018-20	46	46	46	46	46	46	188,5	ago-15	280,7	254,7
8º Leilão de Reserva (Assú V/Floresta/Paracatu)	68	68	68	68	68	68	296,7	nov-15	427,3	387,7
2017-EN-2019-20	48	48	48	48	48	48	136,4	nov-14	224,3	203,6
Vendas Reguladas - Cotas										
2018 - Cotas (UHJA) - 2018-30	227	227	227	227	227	227	-	jul-17	197,1	188,0
2018 - Cotas (UHMI) - 2018-30	132	132	132	132	132	132	-	jul-17	228,9	218,3
+ Vendas Bilaterais	3.161	2.673	2.395	2.180	1.381	744				
<b>= Vendas Totais (B)</b>	<b>5.040</b>	<b>4.425</b>	<b>4.134</b>	<b>3.909</b>	<b>3.101</b>	<b>2.454</b>				
- Hedge GSF Estrutural (0,80)	359	521	521	521	521	521				
<b>Saldo (A - B - Hedge)</b>	<b>-</b>	<b>93</b>	<b>385</b>	<b>718</b>	<b>1.430</b>	<b>2.072</b>				
Preço médio de venda (R\$/MWh) (líquido) <sup>3,4</sup> :	212,2	221,6	213,2							
Preço médio de compra (R\$/MWh) (líquido) <sup>5</sup> :	171,4	160,0	137,1							

<sup>2</sup> XXXX-YY-XXXX-YY, onde:

XXXX -> ano de realização do leilão  
YY -> EE = energia existente ou EN = energia nova  
XXXX-YY -> ano de início de fornecimento  
ZZ -> duração do fornecimento (em anos)

<sup>1</sup> Prazo médio ponderado pela quantidade de energia vendida, incluindo operações de trading.

<sup>3</sup> Preço de venda, incluindo operações de trading, líquido de ICMS e impostos sobre a receita (PIS/Cofins, P&D), ou seja, não considerando a inflação futura.

<sup>4</sup> Desconsidera vendas por regime de cotas (UHES Jaguará e Miranda).

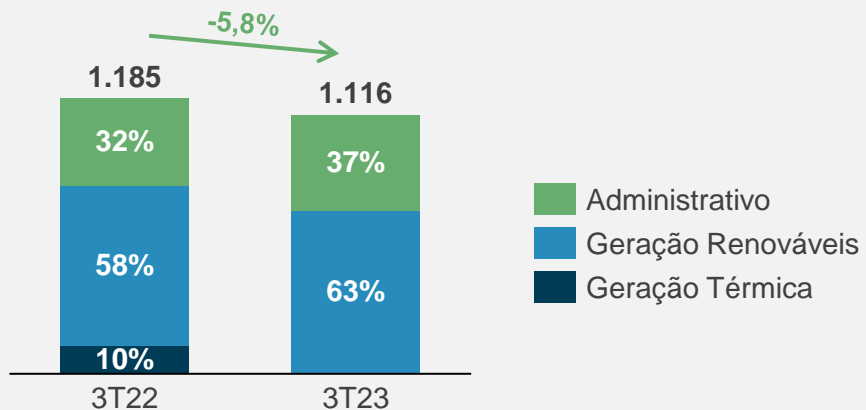
<sup>5</sup> Preço de aquisição líquido, considerando operações de trading e os benefícios de crédito do PIS/Cofins, ou seja, não considerando a inflação futura.

**Notas:**

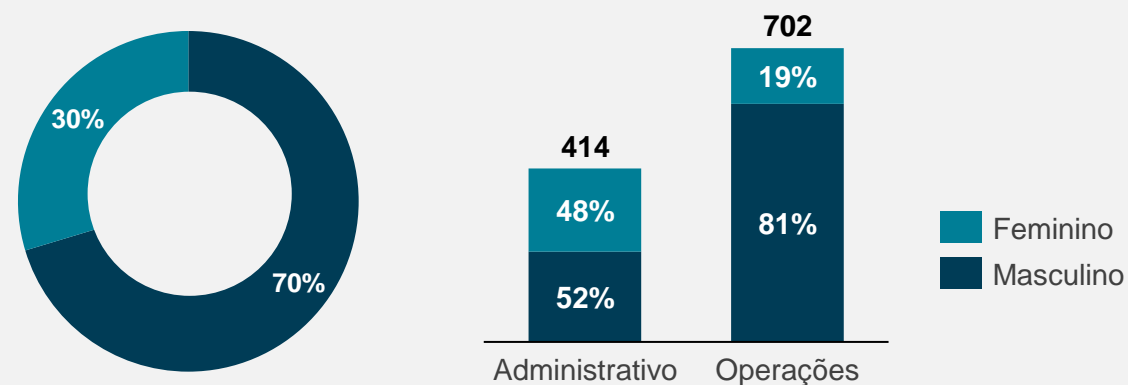
- O balanço está referenciado ao centro de gravidade (líquido de perdas e consumo interno das usinas).
  - Os preços médios são meramente estimativos, com base em revisões do planejamento financeiro, não captando a variação das quantidades contratadas, que são atualizadas trimestralmente.
  - Contempla a revisão ordinária das Garantias Físicas das usinas hidrelétricas, conforme Portaria 709 do Ministério de Minas e Energia, de 30/11/2022.
- \* Considerando a alienação da Usina Termelétrica Pampa Sul ocorrida em 31 de maio de 2023, valores pro rata até aquela data.

# Força de Trabalho<sup>1</sup>

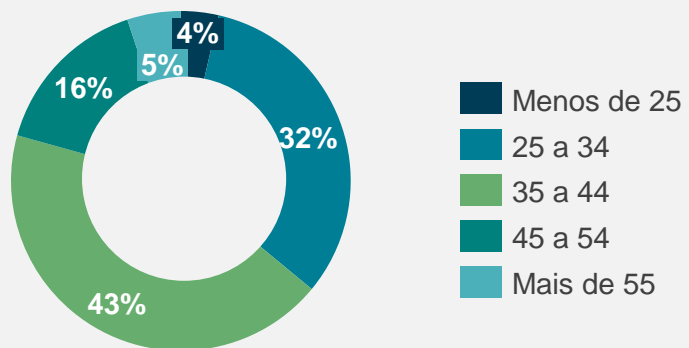
## Número de Empregados



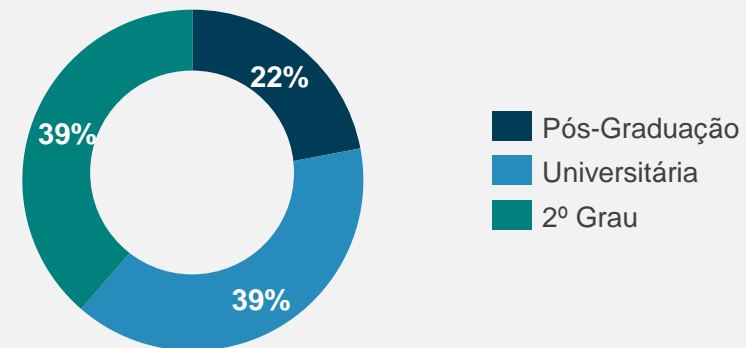
## Por gênero
















## Por faixa etária



## Por formação



# Indicadores de Sustentabilidade<sup>1</sup>

Aspecto	Tema	Unid. de medida	Desempenho 3T23	Desempenho 3T22	Variação	Desempenho 9M23	Desempenho 9M22	Variação
E	 Intensidade de emissões <sup>2</sup>	tonCO <sub>2</sub> e/MWh	0,0048	0,0228	-79,0%	0,0114	0,0238	-52,2%
	 Intensidade de emissões por Receita Líquida <sup>2</sup>	tCO <sub>2</sub> e/milhões R\$	21,4	123,1	-82,6%	42,8	89,20	-52,0%
	Emissões totais (Escopo 1, 2 e 3) <sup>2</sup>	Toneladas	58.821,8	309.426,1	-81,0%	376.998,2	716.952,7	-47,4%
	 Intensidade de consumo de água <sup>2</sup>	m <sup>3</sup> /MWh	0,0456	0,1008	-54,8%	0,0505	0,1025	-50,7%
	Pessoas engajadas - Programa de Relacionamento com a Comunidade "Conexão" <sup>1</sup>	Pessoas	48.887	47.542	2,8%	97.327	123.367	-21,1%
S	Taxa de Frequência - Empregados próprios + prestadores de serviços	nº acid/milhão horas	0,66	1,08	-0,42 p.p.	1,06	1,12	-0,06 p.p.
	 Taxa de Frequência - Empregados próprios	nº acid/milhão horas	0,00	0,00	-	0,00	0,00	-
	Taxa de Frequência - Prestadores de serviços	nº acid/milhão horas	0,80	1,23	-0,43 p.p.	1,37	1,30	0,07 p.p.
	 % de colaboradores treinados formalmente	%	13,7%	8,0%	5,7 p.p.	95,3%	81,6%	13,7 p.p.
	 Taxa de rotatividade de colaboradores (turnover)	%	1,6%	1,6%	0,0 p.p.	10,0%	11,5%	-1,5 p.p.
	Taxa de desligamento voluntário (turnover voluntário)	%	0,7%	0,5%	0,2 p.p.	3,0%	3,6%	-0,6 p.p.
	 Investimentos em Responsabilidade Social - Recursos Incentivados	R\$	3.154.843	2.974.740	6,1%	5.131.377	6.065.990	-15,4%
 Investimentos em Responsabilidade Social - Recursos Próprios	R\$	1.334.595	534.691	149,6%	3.078.768	2.336.964	31,7%	
 Investimento em Inovação	R\$	16.044.634	15.173.976	5,7%	57.183.603	37.861.691	51,0%	
 Total de colaboradores <sup>2</sup>	Pessoas	1.095	1.207	-9,3%	1.095	1.207	-9,3%	
G	 % de colaboradores em operações certificadas (ISO 9.001, 14.001, 45.001) <sup>2</sup>	%	87,7%	74,9%	12,8 p.p.	87,7%	74,9%	12,8 p.p.
	% de mulheres na Companhia	%	28,8%	25,8%	3,0 p.p.	28,8%	25,8%	3,0 p.p.
	 % de mulheres em posições de liderança	%	26,6%	22,8%	3,8 p.p.	26,6%	22,8%	3,8 p.p.
	% colaboradores com deficiência	%	4,8%	3,3%	1,5 p.p.	4,8%	3,3%	1,5 p.p.

1 - O Programa Conexão engloba visita às operações da Companhia em todo o país, diálogos com a comunidade e educação ambiental.

2 - Números diretamente impactados pela venda da Usina Termelétrica Pampa Sul, em junho de 2023.

# Contatos

**Eduardo SATTAMINI**

Diretor Presidente

**Eduardo TAKAMORI**

Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

## Equipe de Relações com Investidores:

[www.engie.com.br/investidores](http://www.engie.com.br/investidores)

[ri.brenergia@engie.com](mailto:ri.brenergia@engie.com)

**Rafael Bósio**

Gerente de Relações com Investidores

[rafael.bosio@engie.com](mailto:rafael.bosio@engie.com)

(48) 9 9911-0106

**Adriana Wagner**

Analista de Relações com Investidores

[adriana.wagner@engie.com](mailto:adriana.wagner@engie.com)

**Caio Miralles**

Analista de Sustentabilidade

[caio.miralles@engie.com](mailto:caio.miralles@engie.com)

**Ivani Angeli**

Analista de Relações com Investidores

[ivani.angeli@engie.com](mailto:ivani.angeli@engie.com)

**Tatiana Wittmann**

Analista de Relações com Investidores

[tatiana.wittmann@engie.com](mailto:tatiana.wittmann@engie.com)



[www.engie.com.br](http://www.engie.com.br)