

ENGIE BRASIL ENERGIA

APRESENTAÇÃO DE RESULTADOS 2T23

8 de agosto 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



Usina Hidrelétrica São Salvador

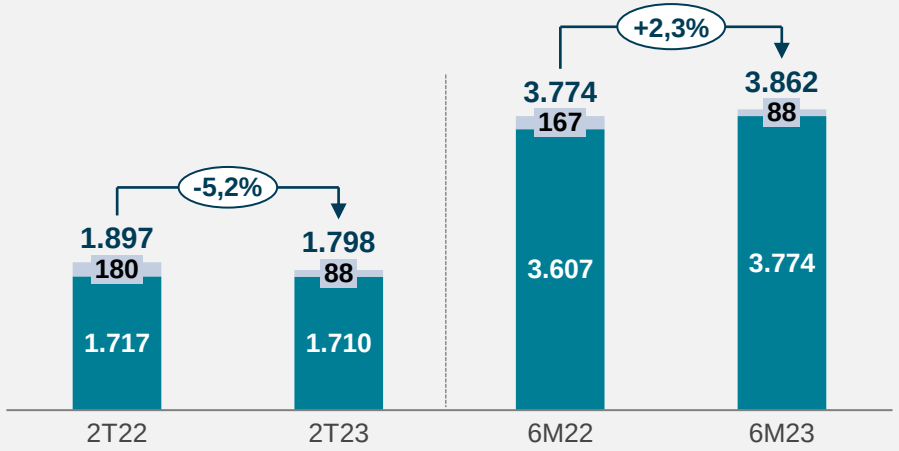


Conjunto Eólico Umburanas

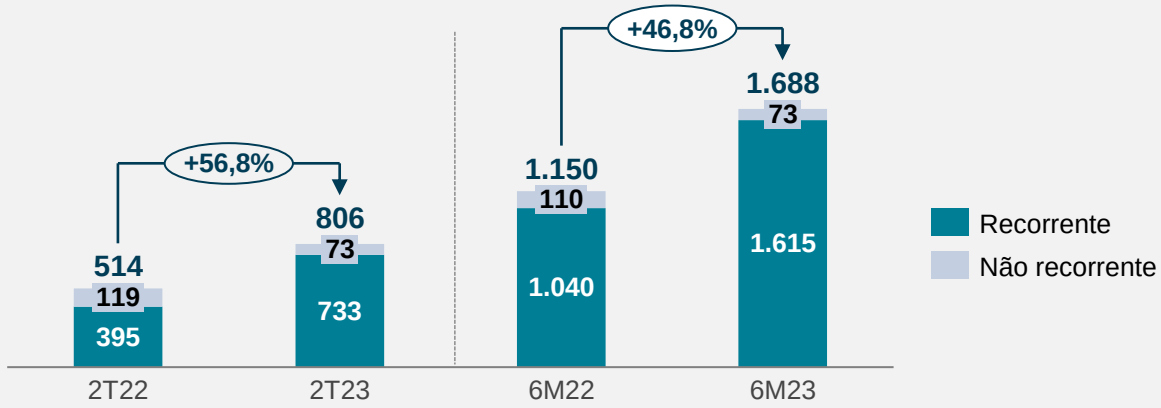
1. Destaques e Indicadores ESG

Destaques

Ebitda Ajustado[1] (R$ milhões)



Lucro Líquido Ajustado (R$ milhões)



Principais *drivers* do resultado vs. 2T22:

- ↑ **R$ 239 milhões** Extensão concessão UHE Estreito
- ↓ **R$ 214 milhões** Ativo financeiro e de contrato – impacto queda IPCA
- ↓ **R$ 64 milhões** Revisão tarifária periódica transmissão

Resultado financeiro líquido

- ↑ **R$ 489 milhões**
  - Receitas financeiras: < R$ 38 milhões
  - Despesas financeiras: < R$ 354 milhões
  - Despesas de concessões a pagar: < R$ 173 milhões

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

Destaques



A Companhia foi vitoriosa no **Leilão de Transmissão** Aneel 01/2023 ao adquirir o **Lote 5**, que contará com aproximadamente 1.000 km de extensão, a ser implantado nos estados da Bahia, Minas Gerais e Espírito Santo.



Com a conclusão da operação de venda da Usina Termelétrica Pampa Sul em 31 de maio, última usina a carvão do portfólio, a Companhia torna-se a **maior geradora de energia elétrica 100% renovável** do país.



Reconhecimento do valor de **R$ 243 milhões**, referente ao **direito de extensão da concessão da UHE Estreito**, relativo ao excludente de responsabilidade.



Consolidada a aceleração da **Jornada pelo Clima**, com definição de metas e compromissos claros e mensuráveis, abrangendo os escopos 1, 2 e 3.

Destaques

Assinatura do contrato para **modernização** das unidades geradoras 1 a 4 e sistemas comuns da **UHE Jaguara**, no valor de R$ 515,7 milhões.

Aprovada a **distribuição de dividendos intercalares** no valor **R$ 767,2 milhões (R$ 0,9403/ação)**, equivalente a 55% do lucro líquido distribuível do primeiro semestre de 2023.

As ações serão negociadas **ex-dividendos a partir de 22/08/2023** e a data de pagamento será definida posteriormente pela Diretoria Executiva.

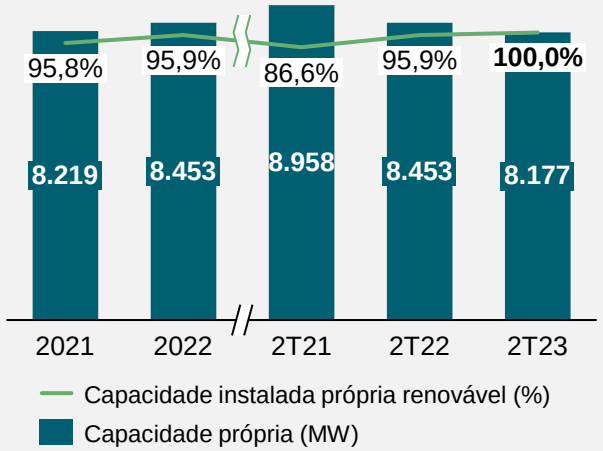
Fitch Ratings elevou o ***rating* IDR** (*Issuer Default Rating*) **em escala global de longo prazo em moeda estrangeira** da Companhia de BB **para BB+**, com perspectiva estável, em decorrência da melhora do *rating* soberano, permanecendo ainda um nível acima do soberano.



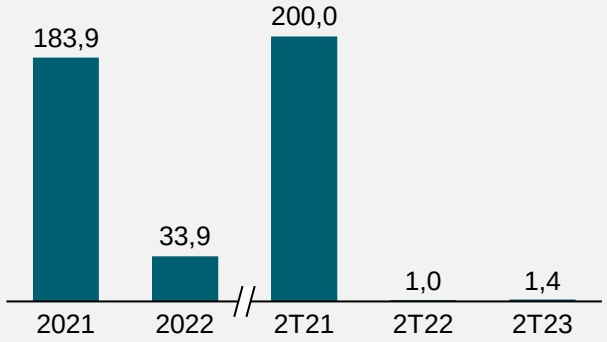
Usina Hidrelétrica Jaguara

Indicadores ESG

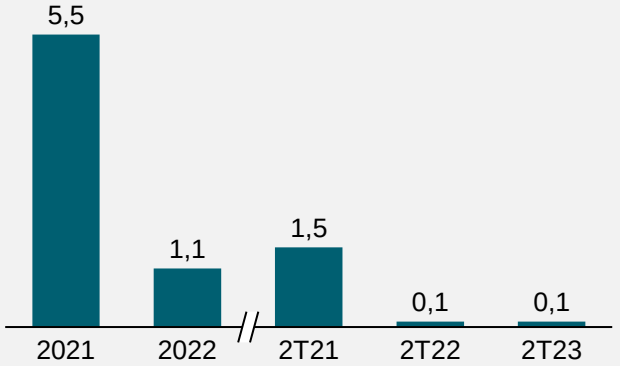
CAPACIDADE INSTALADA E % DE RENOVÁVEIS



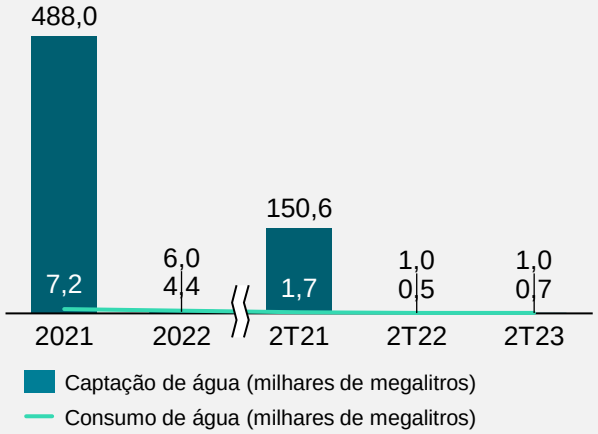
INTENSIDADE DE EMISSÕES (KgCO$_2$e/MWh)



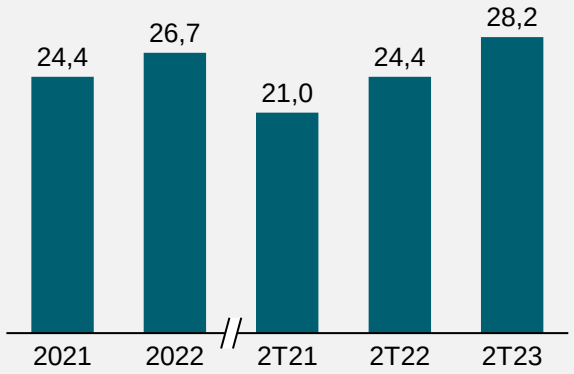
EMISSÕES TOTAIS (milhões de tCO$_2$e)



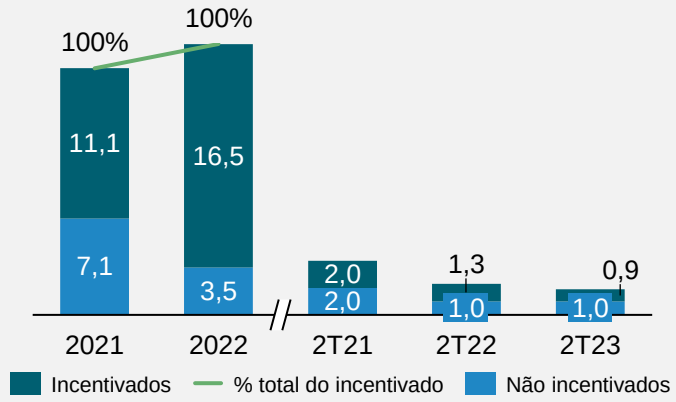
CAPTAÇÃO DE ÁGUA E CONSUMO DE ÁGUA

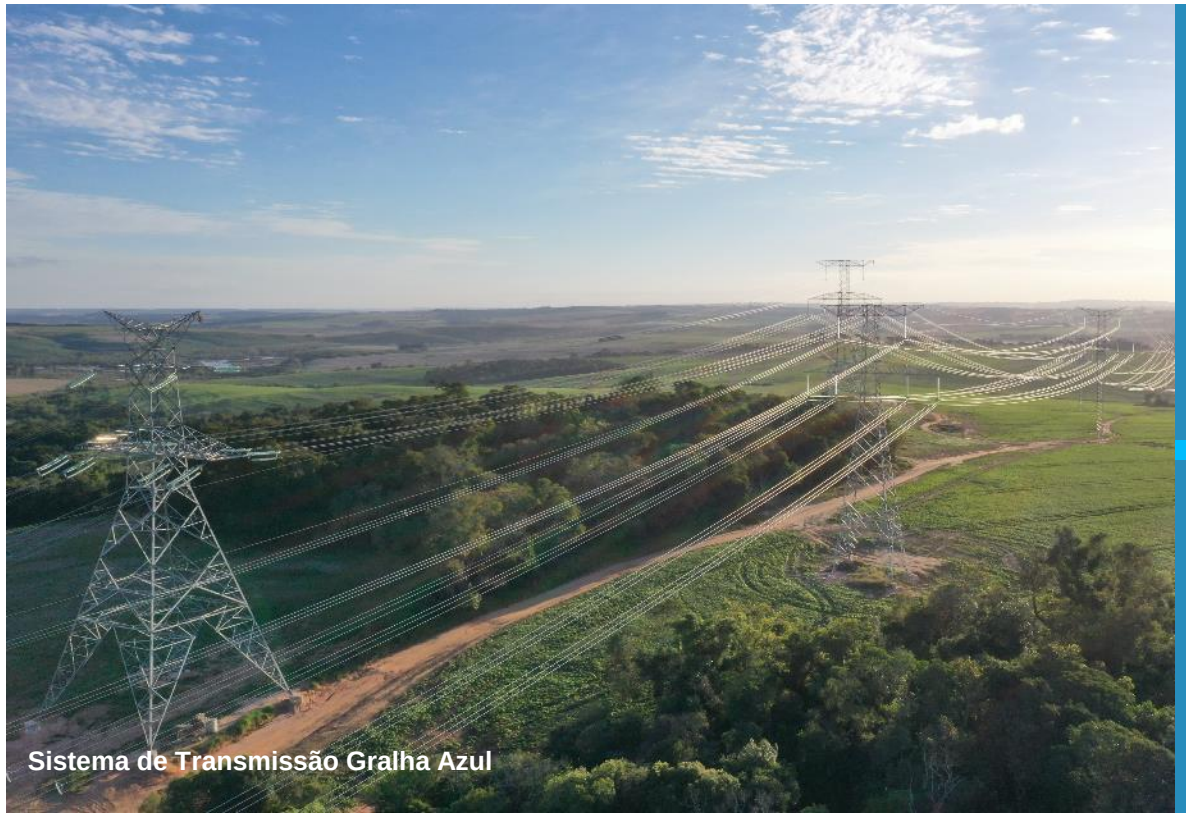


% MULHERES NA FORÇA DE TRABALHO



INVESTIMENTOS RESP. SOCIAL (R$ MILHÕES) E % DO LIMITE DE RECURSO INCENTIVADO



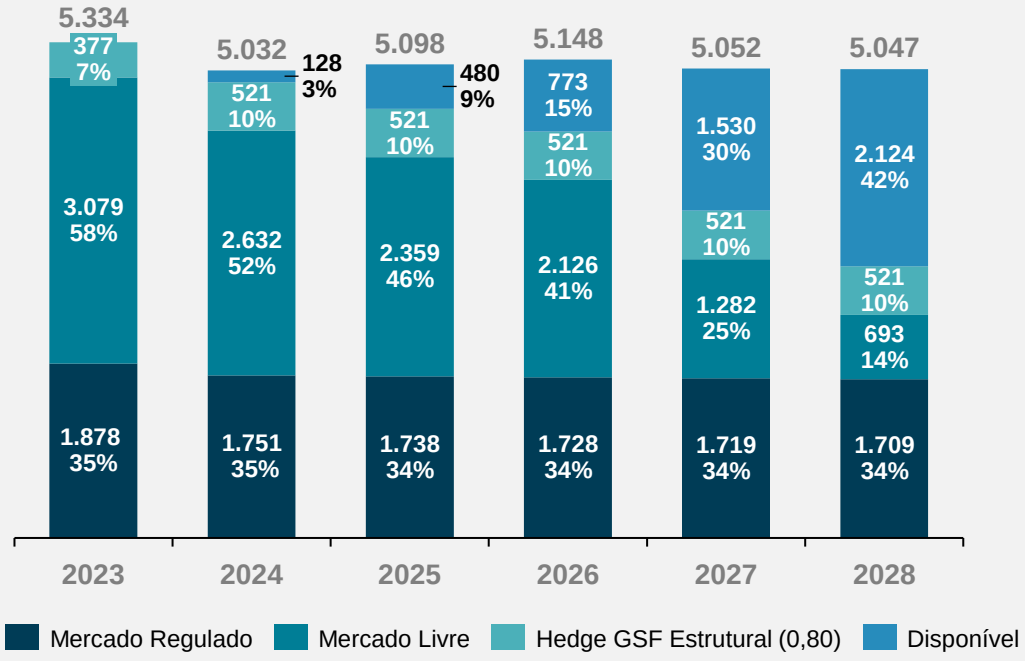

Sistema de Transmissão Gralha Azul

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

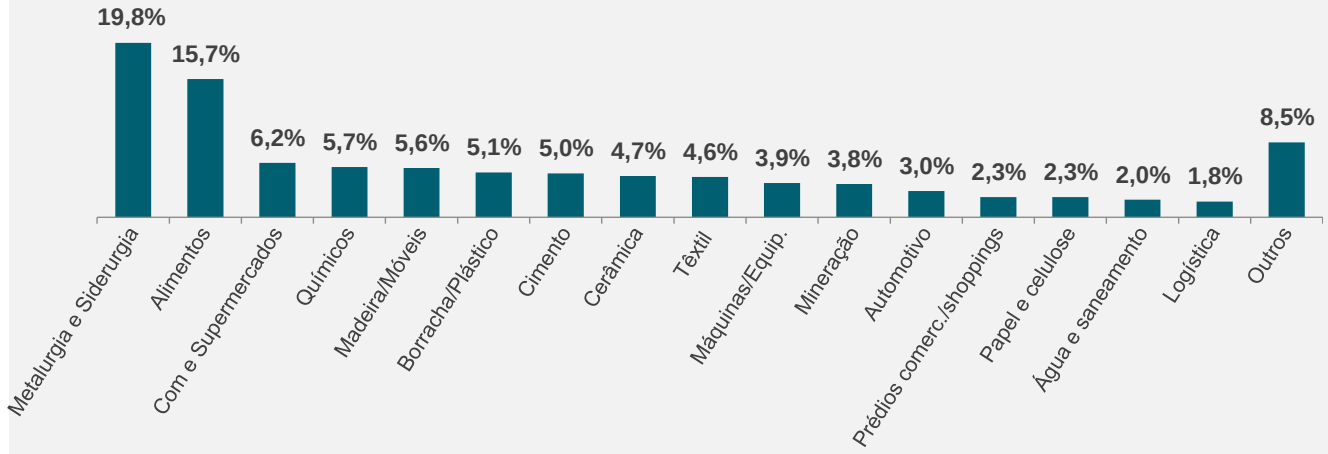
Balanço de Energia (% do total; em MWm) | *em 30/06/2023*



Volume de energia contratada por mercado | *2023*

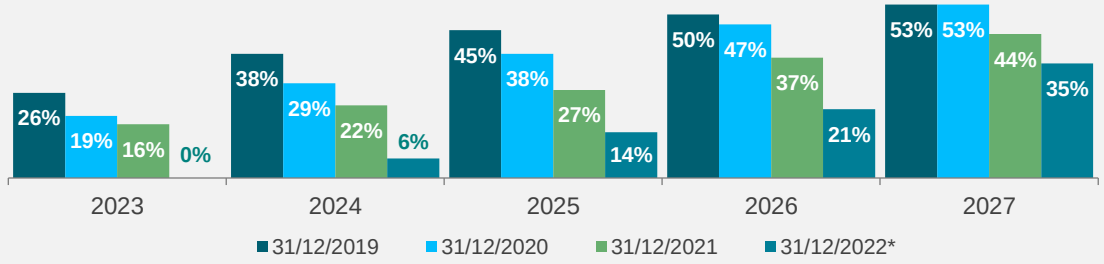


Volume contratado para clientes livres em 2023: 2.154 MWm



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

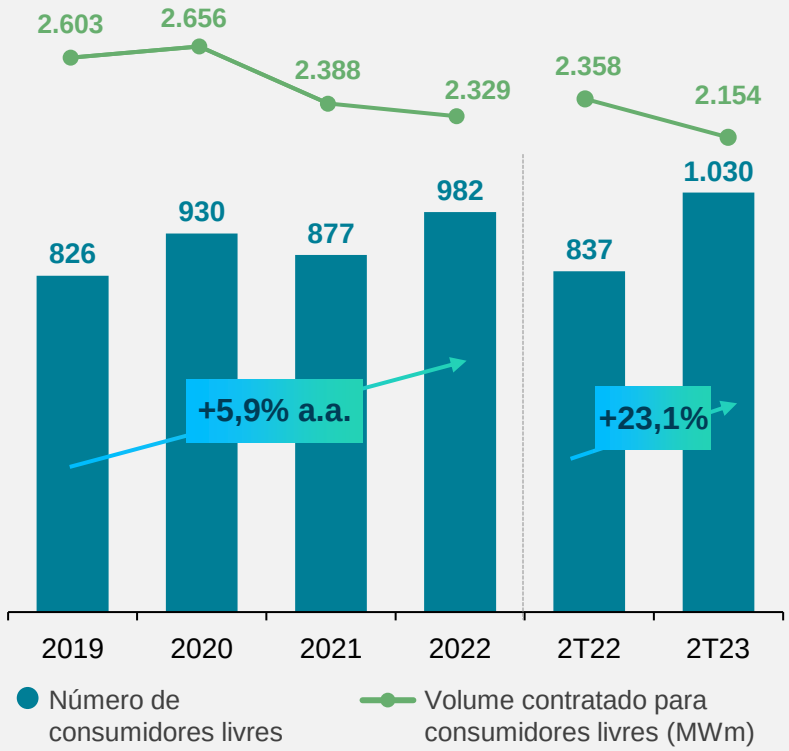
Energia descontratada em relação à disponibilidade de um dado ano



*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[1]



Notas:
[1] Desconsiderando operações de *trading*.
[2] Considera todas as unidades consumidoras com contratos vigentes.



2.680
(+16,4% em rel. 2T22)
Unidades Consumidoras atendidas no 2T23[2]

42%
Participação de Clientes Livres no total das vendas físicas no 2T23

8,8%
(-0,7 p.p. em rel. 2T22)
Market share do ACL no 2T23 (em relação ao total de energia livre)

24,9 mil tCO2
RCEs vendidas em 6M23
(Redução Certificada de Emissões)

37%
Participação de Clientes Livres na receita operacional líquida do segmento de geração no 2T23

2,4 mil GWh
CERs comercializados em 6M23
(Certificados de Energia Renovável)



Conjunto Eólico Santo Agostinho (Fase I) - Obras

3. Expansão

Projeto Eólico em Implantação

Conjunto Eólico Santo Agostinho (Fase I)

Avanço físico global de 73%.

Projeto eólico viabilizado no Ambiente de Contratação Livre (ACL).



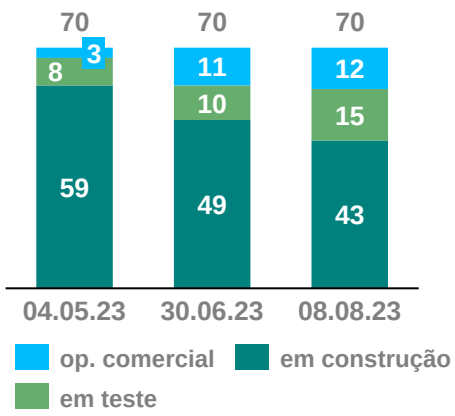
Montagem dos aerogeradores

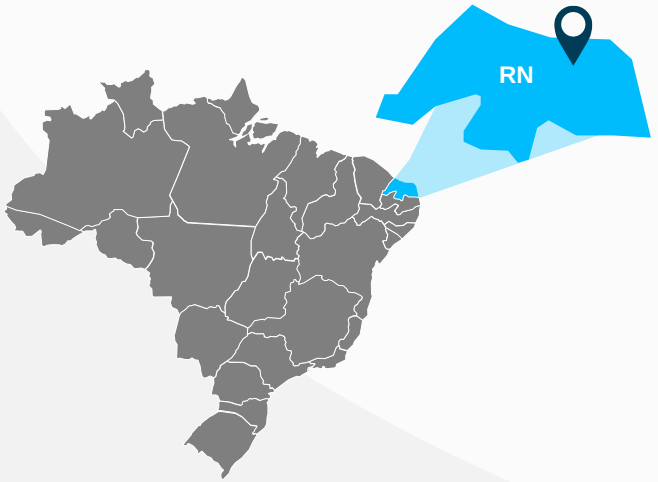
76% dos componentes principais dos aerogeradores já foram recebidos em campo.

Ocorrência de **avarias em pás de 2 aerogeradores,** sem reflexo até o momento no cronograma de implantação.

Operação comercial autorizada para **12** aerogeradores até o momento (17,1%).

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)[1]: **~R$ 2.300**

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

Nota:
[1] Valor base dezembro de 2020.

Projeto Eólico em Implantação

Conjunto Eólico Serra do Assuruá

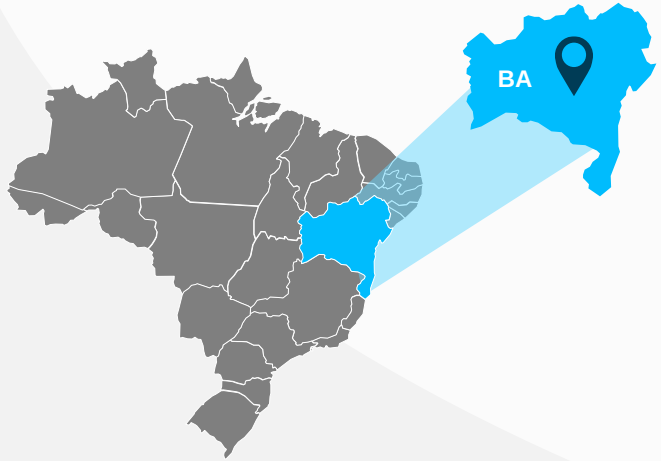
Um dos maiores projetos eólicos do grupo ENGIE a ser implantado em fase única.

Cluster eólico – Bahia



Licença ambiental de instalação da segunda metade do empreendimento e da linha de transmissão obtidas em junho/23.

Obras em andamento com a terraplenagem dos acessos, escavação das fundações dos aerogeradores e início das fundações da subestação coletora.



Gentio do Ouro (BA)

- Capacidade Instalada: **~846 MW**
- Início da construção: **2023**
- Capacidade Comercial: **~412 MWm**
- Início da operação**:** **2S24 (gradual)**
- Investimento (R$ mm)[1]: **~R$ 6.000**
- Nº de aerogeradores: **até 188 (4,5 MW cada)**

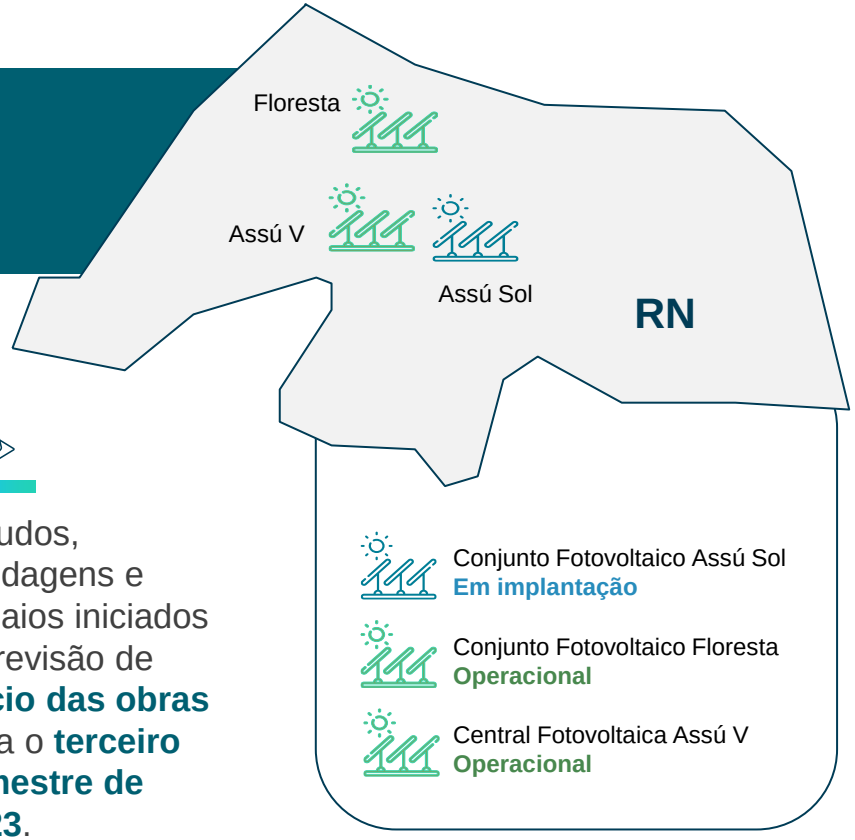
24 parques em fase única.

Nota:
[1] Valor base maio de 2022.

Projeto Fotovoltaico em Implantação

Conjunto Fotovoltaico Assú Sol

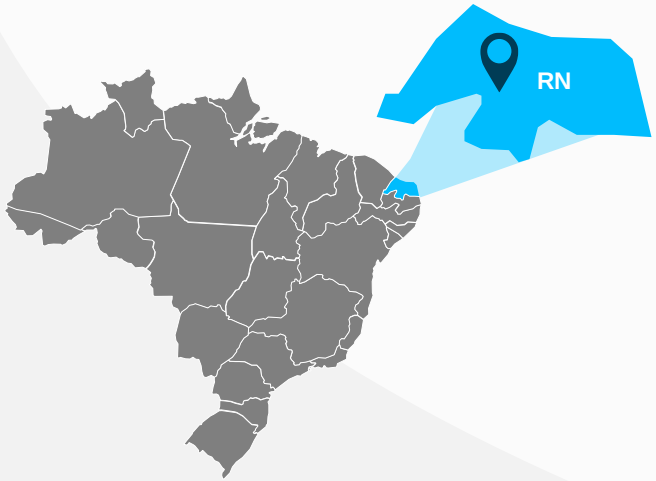
Energia será totalmente direcionada ao Mercado Livre.



Obtidas as **licenças de instalação** para o conjunto fotovoltaico, subestação coletora e *bay* de conexão em abril.

Contratos firmados para fornecimento de módulos, inversores, *trackers* e para as obras de conexão.

Estudos, sondagens e ensaios iniciados e previsão de **início das obras** para o **terceiro trimestre de 2023**.



Assú (RN)

Capacidade Instalada: **~752 MW**

Início da construção: **3T23**

Capacidade Comercial: **~234 MWm**

Operação comercial integral: **2S25**

Investimento (R$ mm)[1]: **~R$ 3.300**

Nota:
[1] 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.



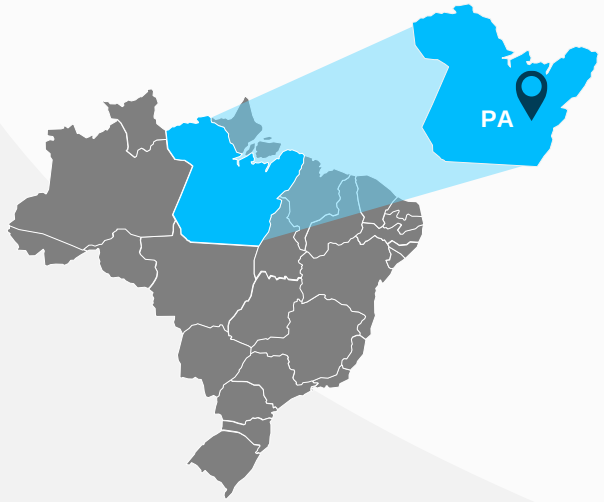
Atividades de terraplenagem

Expectativa de **antecipação de ao menos 24 meses** na operação comercial em relação ao prazo previsto pela Aneel, sujeita a atualizações.

No 2T23, foi registrado avanço nos **projetos executivos**, conclusão do canteiro de obras e **início das atividades de terraplenagem**.



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



RAP contratada[1]: **R$ 7,1 milhões**

Prazo de concessão: **30 anos**

Capex estimado[2]: **R$ 80,9 milhões**

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

Características:

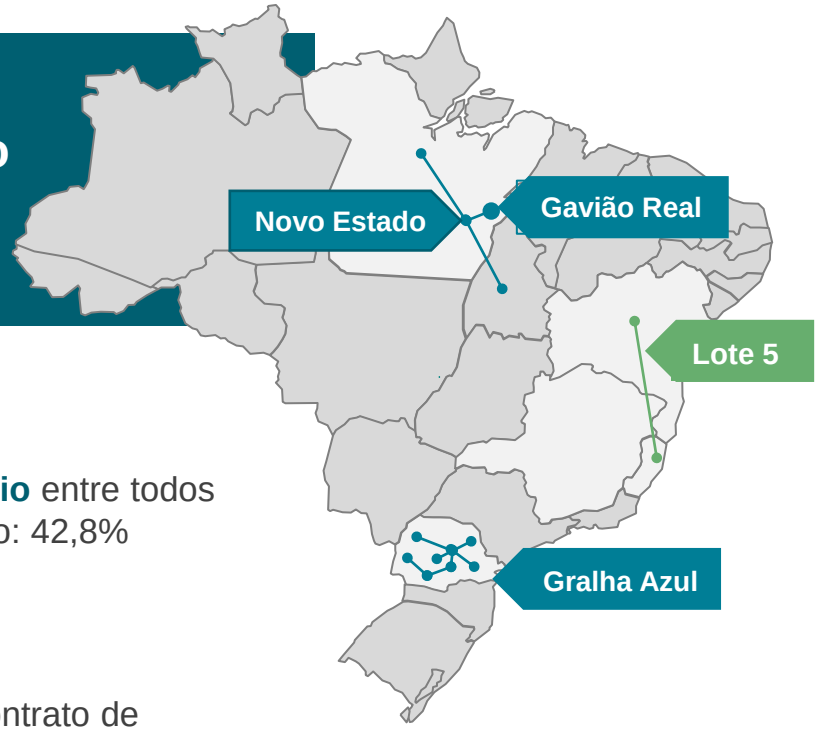
Ampliação da Subestação Itacaiúnas, com implantação de dois transformadores 230/138kV e novo pátio de 138 kV.

Notas:
[1] Valor base junho de 2023
[2] 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)

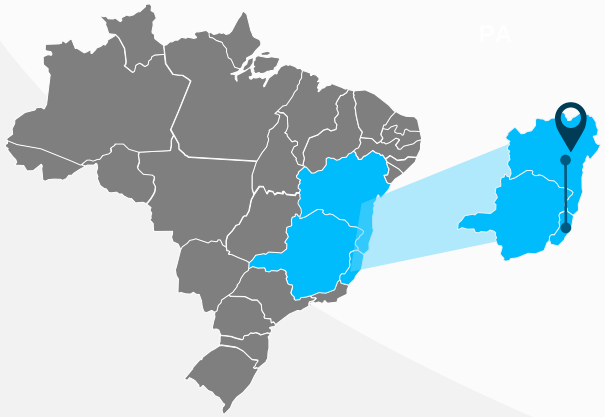
Localização estratégica para escoamento de energia renovável do Nordeste para Sudeste e Centro-Oeste.



O Lote 5 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.

2° menor deságio entre todos os lotes do Leilão: 42,8%

Assinatura do contrato de concessão previsto para Setembro/23.



RAP contratada[1]: **R$ 249,3 milhões**

Prazo de concessão: **30 anos**

Capex Aneel[1]: **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.

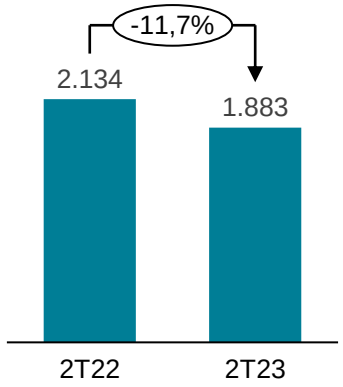
Nota:
[1] Valor base dez/22.

Expansão

UHE Jirau | atualização

MWm	MW	50	75
2.102	**3.750**	Unidades Geradoras	MW cada UG
Garantia Física[1]	Capacidade Instalada		

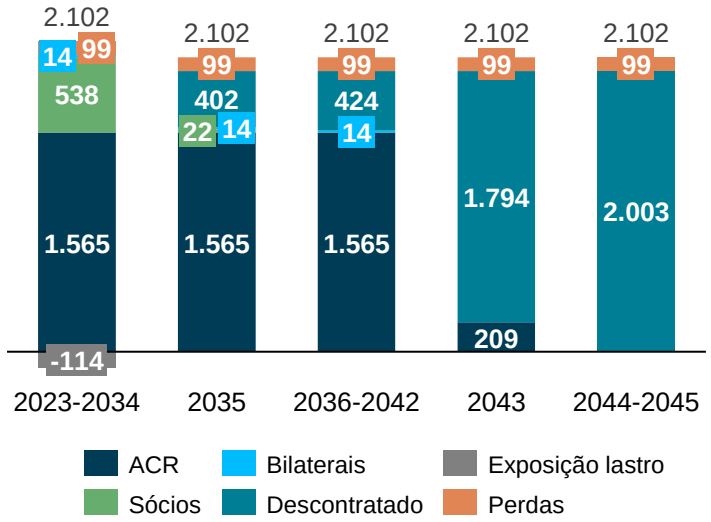
Produção (MW Médio)[2]



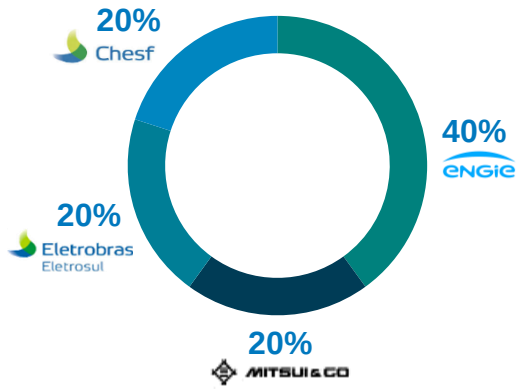
Fator de disponibilidade (FID) no 2T23:

100%[2]

Portfólio de Contratos (MW médios)



Estrutura Acionária

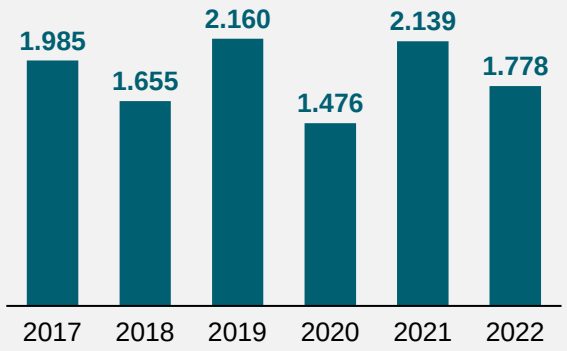


Notas:
[1] GF vigente a partir de 2023, conforme Portaria Nº 709/GM/MME, de 30.11.2022.
[2] Sujeitos à contabilização final da CCEE.

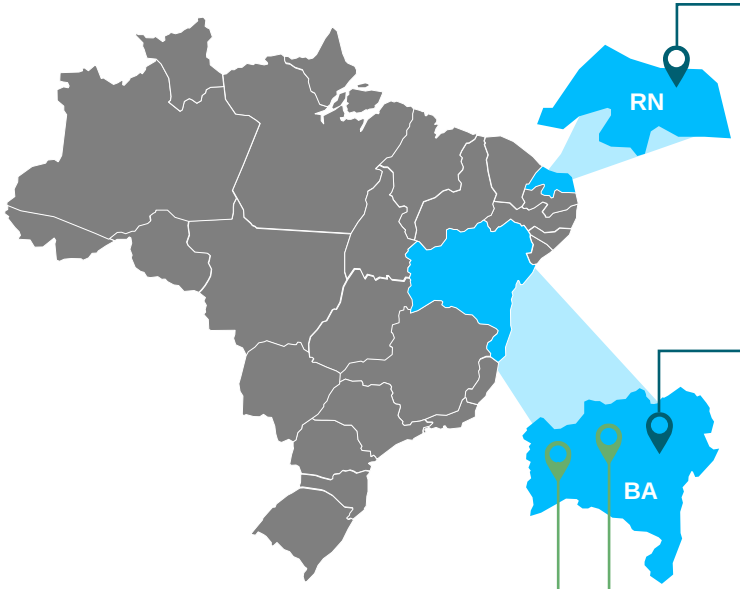
Projetos em Desenvolvimento

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

Evolução do *pipeline* de projetos em desenvolvimento[1] (MW)

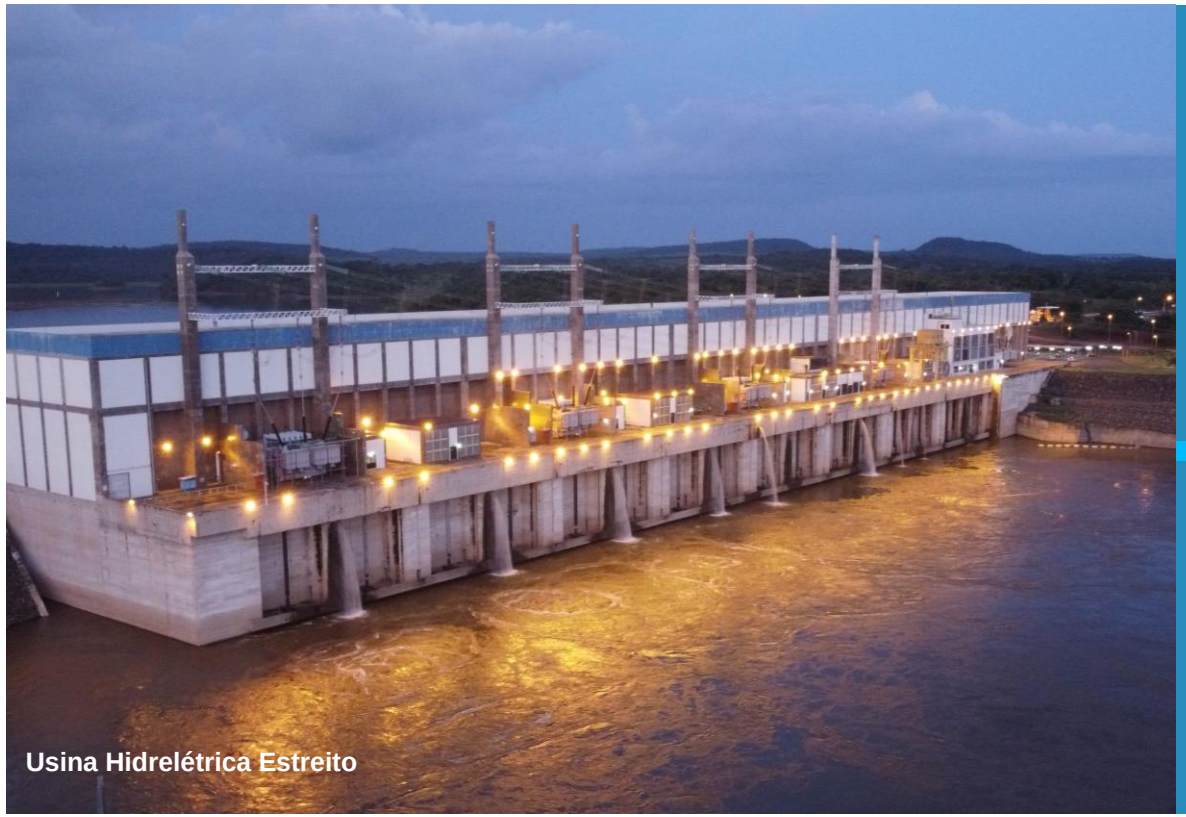


Nota:
[1] Base em 31/12 de cada ano.



Conjunto Eólico Sto. Agostinho (Fase II) – RN	Capacidade Instalada:	279 MW
Conjunto Fotovoltaico Sto. Agostinho – RN	Capacidade Instalada:	~509 MW
Conjunto Eólico Umburanas (Fase II) – BA	Capacidade Instalada:	250 MW
Conjunto Eólico Campo Largo (Fase III) – BA	Capacidade Instalada:	250 MW
Conjunto Fotovoltaico Campo Largo – BA	Capacidade Instalada:	~400 MW
Conjunto Fotovoltaico Alvorada - BA	Capacidade Instalada:	~90 MW

~779 MW + ~999 MW = ~1.778 MW



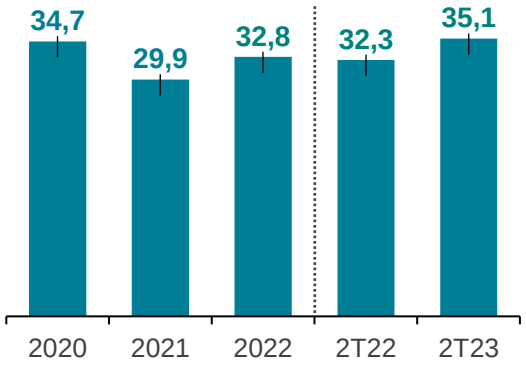
Usina Hidrelétrica Estreito

4. Desempenho Financeiro

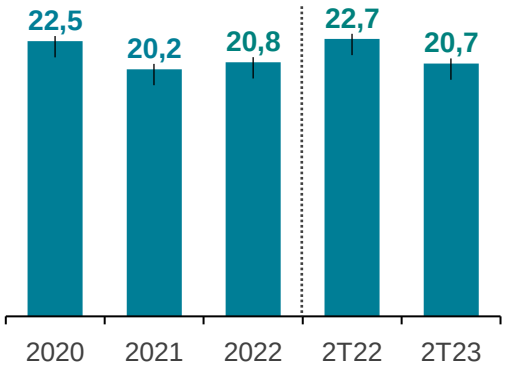
Sólida Performance Financeira

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[1] - RETORNO SOBRE O PATRIMÔNIO LÍQUIDO AJUSTADO (%)



ROIC[2] - RETORNO SOBRE O CAPITAL INVESTIDO AJUSTADO (%)



Notas: Estudo interno da ENGIE Brasil Energia baseado nas Demonstrações Financeiras da Companhia.
[1] ROE: lucro líquido dos últimos 4 trimestres / patrimônio líquido. ROE ajustado desconsidera não recorrentes.
[2] 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.
[3] Valores nominais.
[4] Líquido de *impairment*.



De 2016 – 2022[3]:

Investimentos:

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

Capacidade instalada própria:

Total: **+21%**

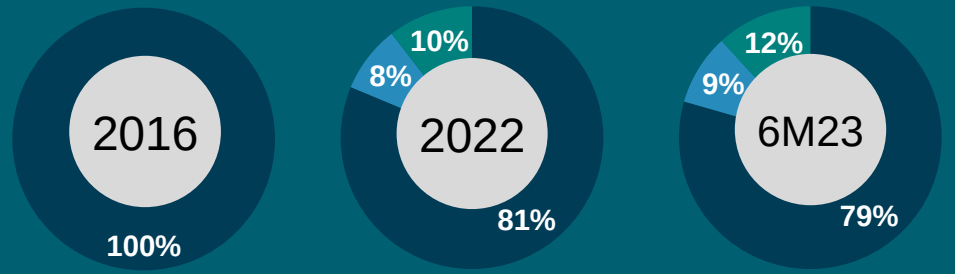
Renovável: **+36%**

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):



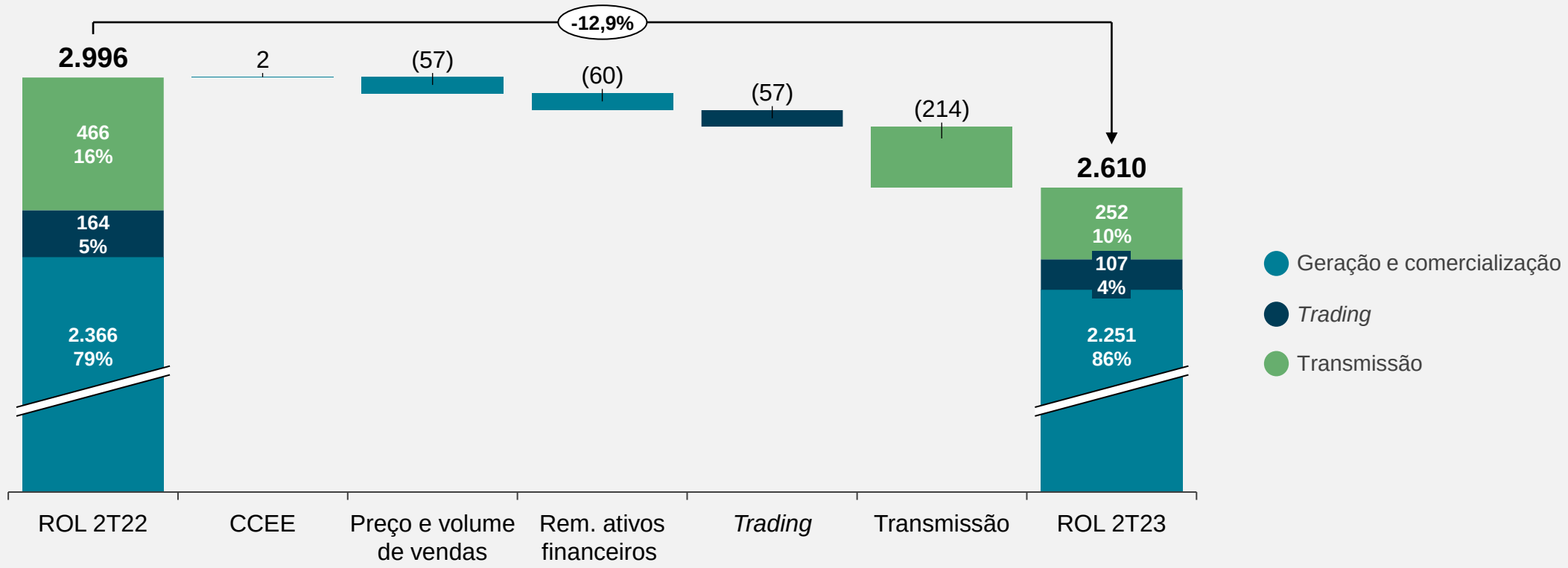
Ebitda ajustado[4]: **+108%**

Lucro líquido[4]: **+65%**

Dividendos e JCP: **R$ 13,8 bilhões**

Evolução da Receita Operacional Líquida

RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA (R$ MILHÕES)

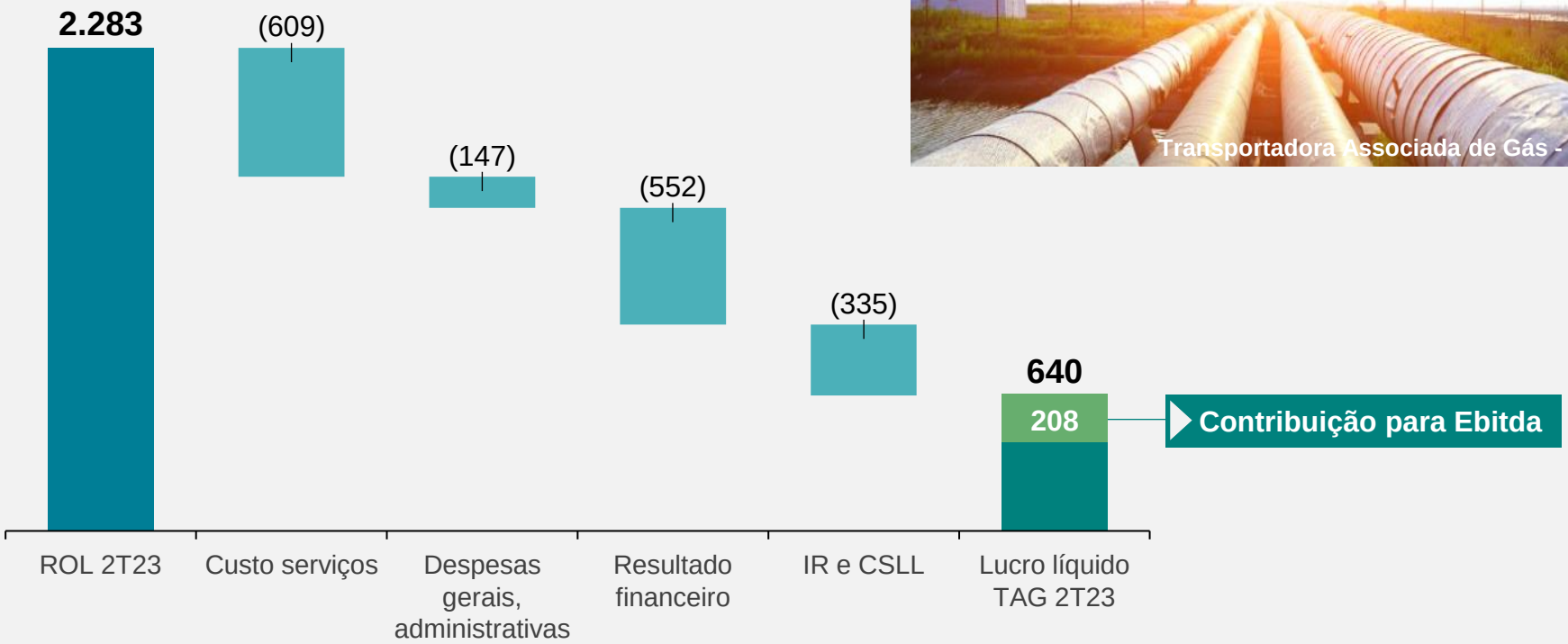


Resultado de Participações Societárias

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

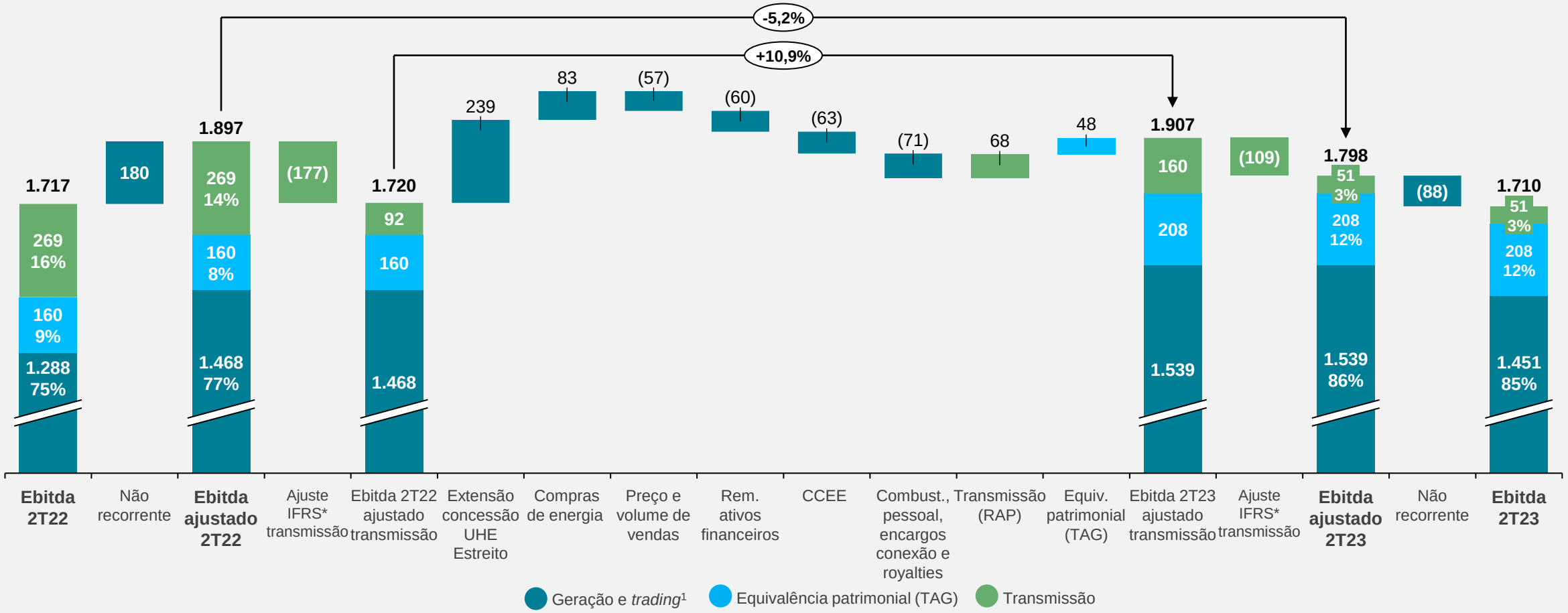
Participação de **32,5%** na TAG resultou em contribuição de **R$ 208 milhões** no Ebitda da Companhia no **2T23**, via equivalência patrimonial.

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO TAG (R$ MILHÕES)



Evolução do EBITDA

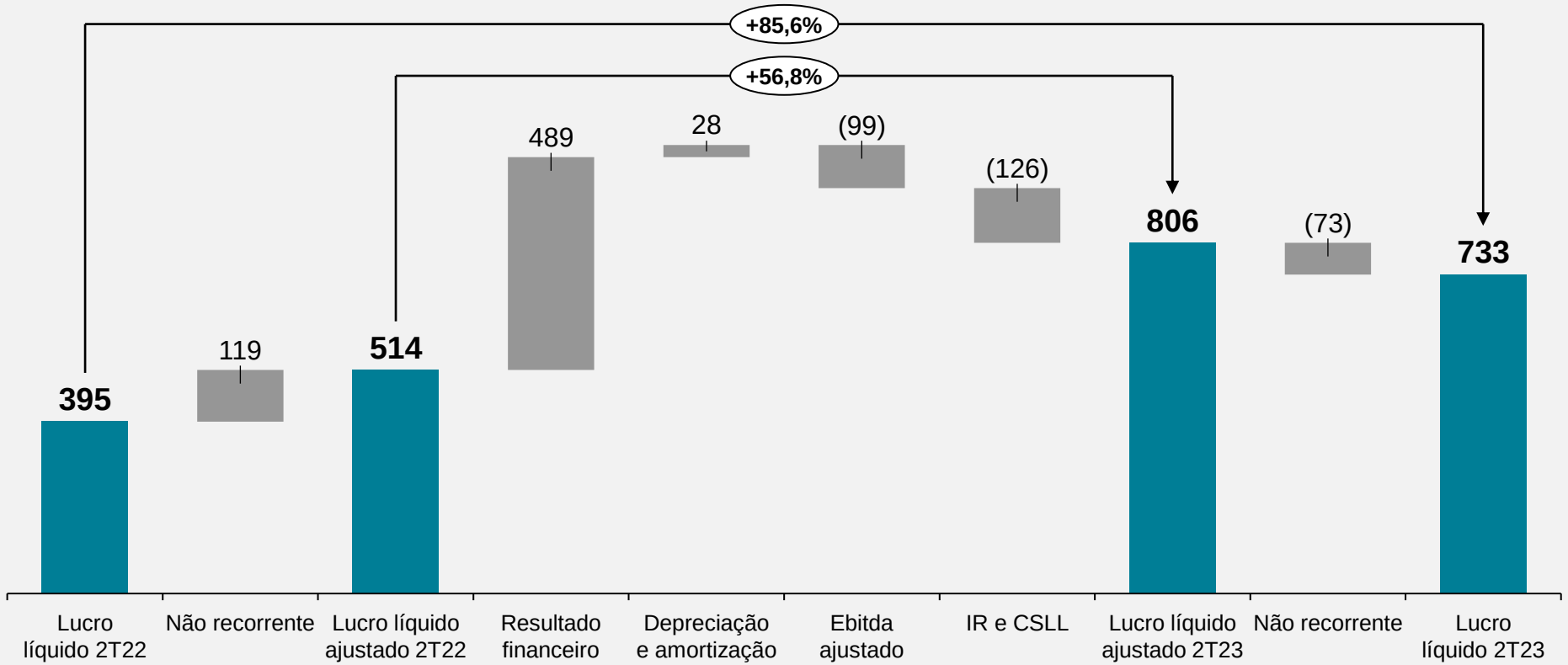
EBITDA (R$ MILHÕES)



Notas:
[1] 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)

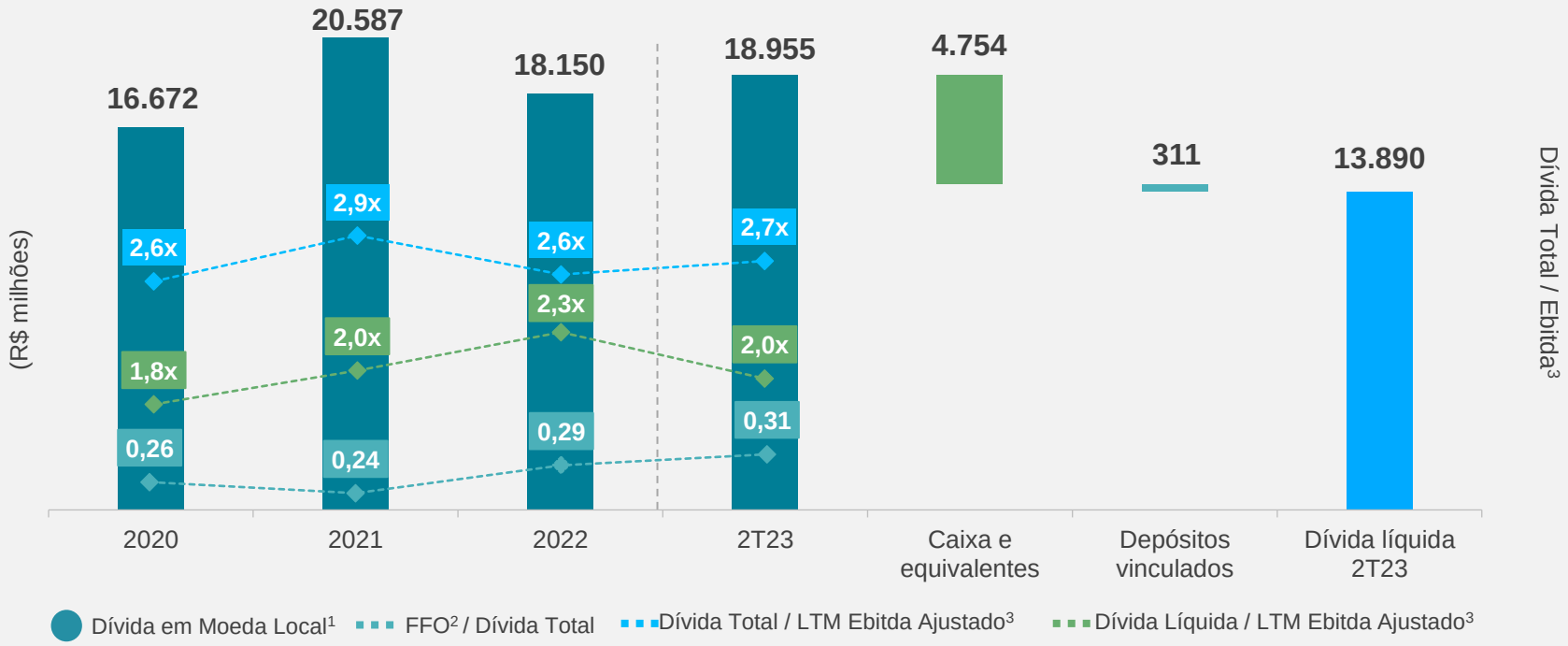


Endividamento Equilibrado

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:
[1] Dívida bruta, líquida de operações de *hedge*.
[2] *Funds from Operations,* desconsiderando o impacto das linhas de transmissão (Ativo de Contrato).
[3] Ebitda ajustado nos últimos 12 meses.

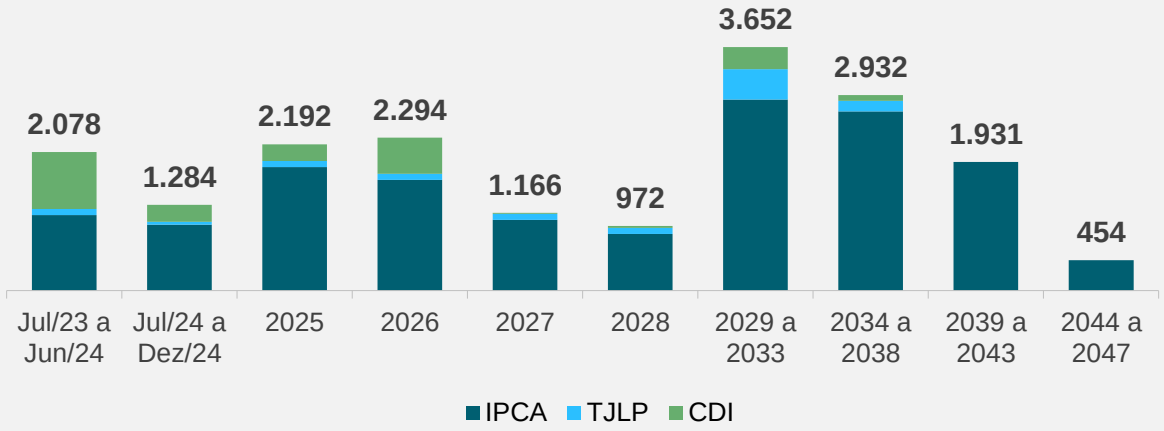
Perfil e Composição da Dívida

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: 7,3 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

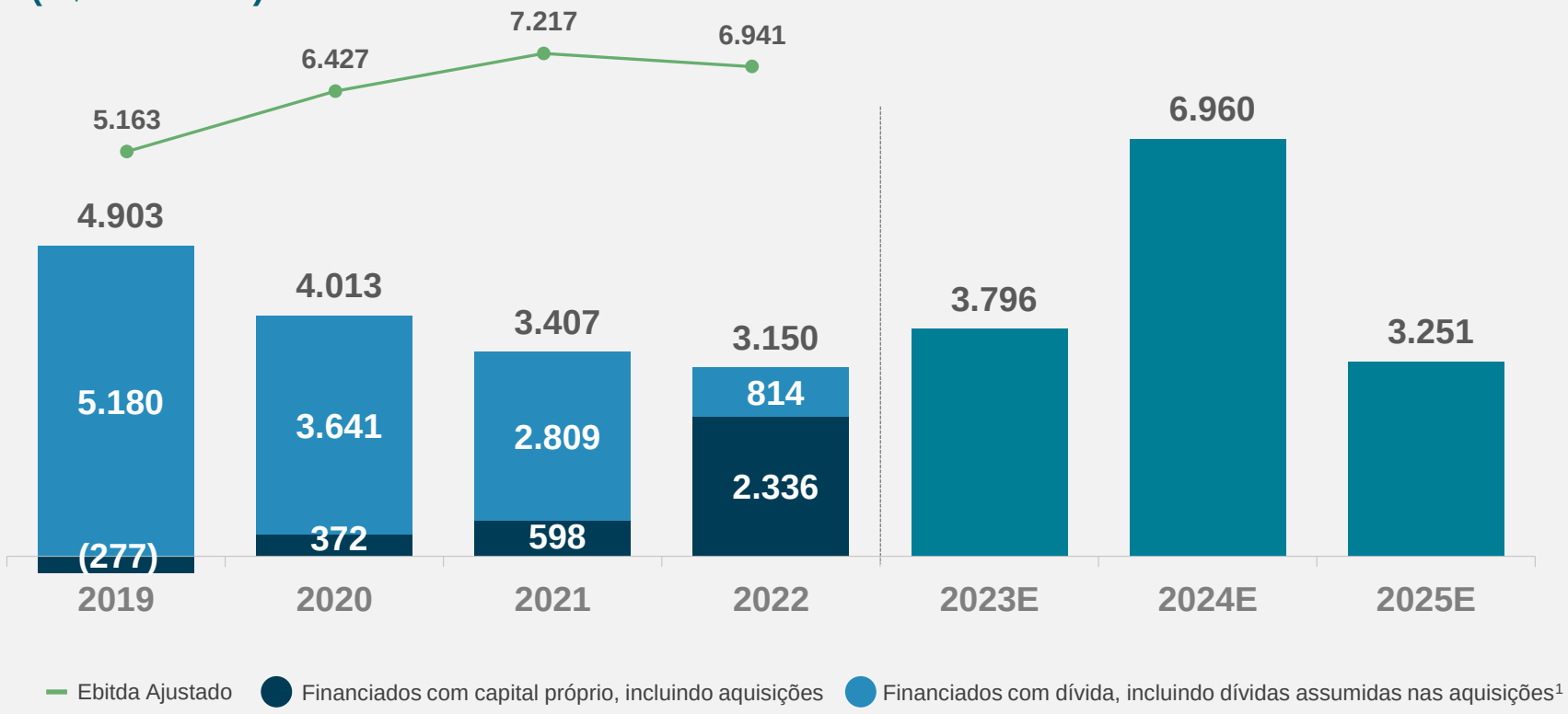
Custo nominal da dívida: 9,1% a.a. (equivalente a IPCA + 5,8%)

(15,8% - equiv. a IPCA + 3,5% no 2T22)

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)



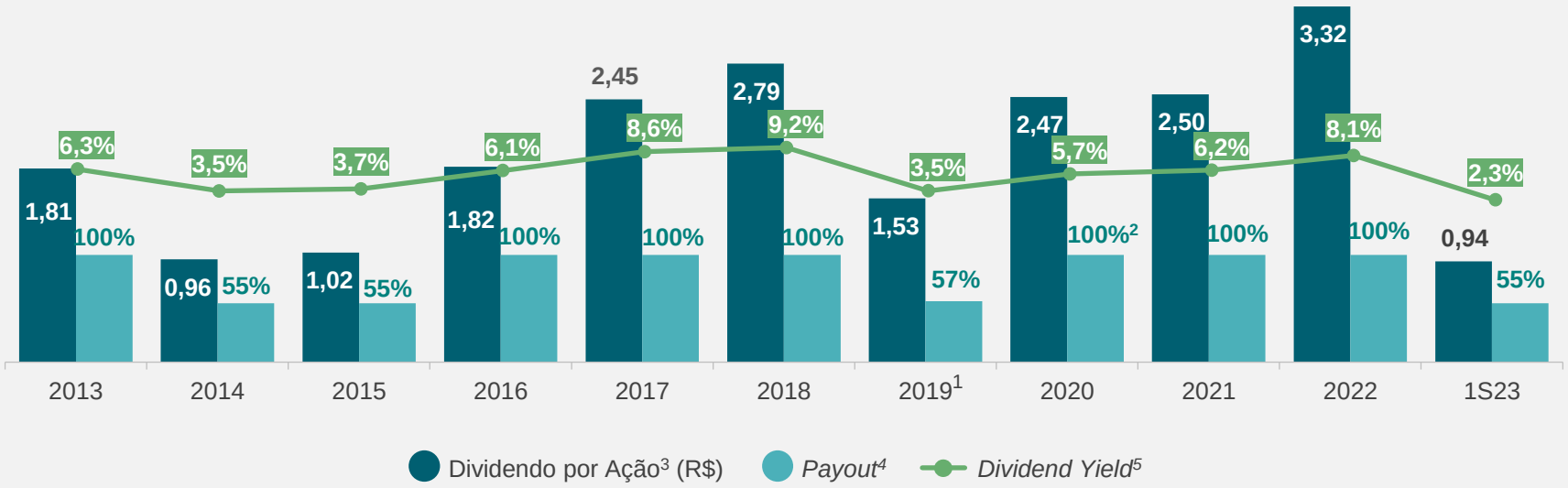
Nota:
[1] Não considera juros incorridos sobre a construção.

Política de Dividendos

%

- Dividendo mínimo estatutário de **30%** do lucro líquido distribuível
- Compromisso da Administração: *payout* mínimo de **55%** do lucro líquido ajustado
- 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 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)	2T23	2T22	Var.	6M23	6M22	Var.
Receita Operacional Líquida (ROL)	2.610	2.996	**-12,9%**	5.523	6.059	**-8,8%**
Resultado do Serviço (EBIT)	1.478	1.456	**1,5%**	3.315	3.098	**7,0%**
Ebitda [1]	1.710	1.717	**-0,4%**	3.774	3.607	**4,6%**
Ebitda ajustado [2]	1.798	1.897	**-5,2%**	3.862	3.774	**2,3%**
Ebitda ajustado por efeitos de transmissão [3]	1.907	1.720	**10,9%**	3.799	3.380	**12,4%**
Ebitda / ROL - (%) [1]	65,5	57,3	**8,2 p.p.**	68,3	59,5	**8,8 p.p.**
Ebitda / ROL - (%) ajustada [2]	68,9	63,3	**5,6 p.p.**	69,9	62,3	**7,6 p.p.**
Lucro Líquido	733	395	**85,6%**	1.615	1.040	**55,3%**
Lucro Líquido ajustado	806	514	**56,8%**	1.688	1.150	**46,8%**
Retorno Sobre o Patrimônio (ROE) Ajustado [4]	35,1	32,3	**2,7 p.p.**	35,1	32,3	**2,7 p.p.**
Retorno Sobre o Capital Investido (ROIC) Ajustado [5]	20,7	22,7	**-2,0 p.p.**	20,7	22,7	**-2,0 p.p.**
Dívida Líquida [6]	13.890	16.342	**-15,0%**	13.890	16.342	**-15,0%**
Produção Bruta de Energia Elétrica (MW médios) [7]	3.396	4.718	**-28,0%**	3.852	4.010	**-3,9%**
Energia Vendida (MW médios) [8]	4.253	4.435	**-4,1%**	4.268	4.326	**-1,3%**
Preço Líquido Médio de Venda (R$/MWh) [9]	219,80	216,60	**1,5%**	226,19	221,59	**2,1%**
Número de Empregados - Total	1.133	1.218	**-7,0%**	1.133	1.218	**-7,0%**
Empregados EBE	1.123	1.148	**-2,2%**	1.123	1.148	**-2,2%**
Empregados em Projetos em Construção	10	70	**-85,7%**	10	70	**-85,7%**

Notas:

[1] Ebitda representa: lucro líquido + imposto de renda e contribuição social + despesas financeiras, líquidas + depreciação e amortização.

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

[3] Ebitda ajustado, deduzidos os efeitos do IFRS do segmento de transmissão.

[4] ROE: lucro líquido ajustado dos últimos 4 trimestres / patrimônio líquido.

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

[6] Valor ajustado, líquido de ganhos de operações de *hedge*.

[7] Produção total bruta das usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia.

[8] Desconsidera vendas por regime de cotas (UHEs Jaguara e Miranda).

[9] Líquido de impostos sobre a venda e operações de *trading*.

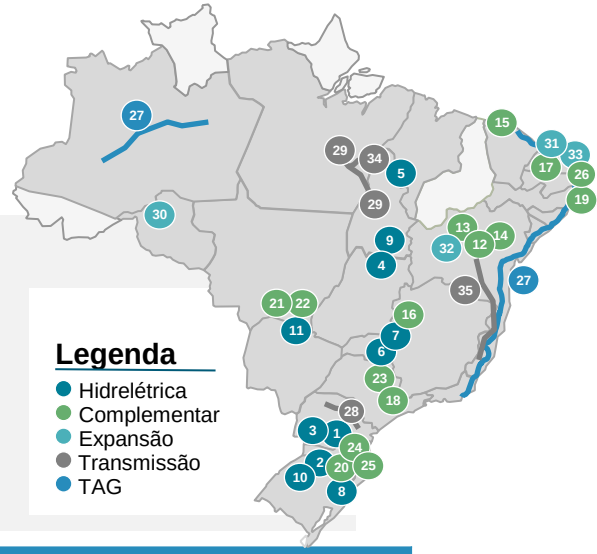
Portfólio Balanceado de Ativos em 30.06.2023

	Usinas Hidrelétricas	Capacidade Instalada (MW)	Capacidade Comercial (MWm)
1	Salto Santiago	1.420,0	702,2
2	Itá	1.126,9[1]	528,7[1]
3	Salto Osório	1.090,8	477,5
4	Cana Brava	450,0	247,8
5	Estreito	435,6[1]	244,1[1]
6	Jaguara	424,0	324,0
7	Miranda	408,0	188,3
8	Machadinho	403,9[1]	138,0[1]
9	São Salvador	243,2	140,8
10	Passo Fundo	226,0	107,5
11	Ponte de Pedra	176,1	127,6
	Total	**6.404,5**	**3.226,5**

	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[1]	7,1[1]
24	Nova Aurora (Solar)	3,0	0,25
25	Tubarão (Eólica)	6,3	0,3
26	Conjunto Santo Agostinho (Eólica)	68,2	35,5
	Total	**1.772,4**	**829,4**

Capacidade instalada de geração de energia de **8.176,9 MW (4.055,9 MWm)**, **+1.964 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
	Total	**2.709 km**	

Expansão

	Geração	Capacidade Instalada (MW)	Capacidade Comercial (MWm)
30	Jirau (Hidro)[2]	1.500,0	840,6
31	Conjunto Santo Agostinho I (Eólica)	365,8	188,7
32	Conjunto Serra do Assuruá (Eólica)	846,0	412,0
33	Conjunto Fotovoltaico Assú Sol (Solar)	752,0	234,0
	Total	**3.463,8**	**1.675,3**

	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	-
	Total	**~ 1.001 km**	

Notas:
[1] Parte da ENGIE Brasil Energia.
[2] 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 e perfil de endividamento

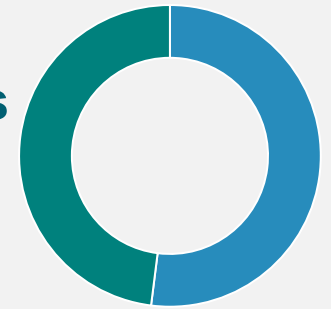
Totalmente contratada no ambiente regulado, por um prazo médio ponderado de aproximadamente 7 anos. Estrutura de financiamento com custo competitivo e protegido da variação cambial – *Rating* Local AAA e Internacional BB e Ba1 pela Fitch Ratings e Moody's, respectivamente.

DETALHAMENTO DOS CONTRATOS LEGADOS COM A PETROBRAS

Contrato/ Trecho	Extensão (km)	Vencimento do Contrato[1]	Volumes Contratados (MM m³/dia)	% da Receita Operacional Líquida[2]	Índice de reajuste
Gasene	1.400	nov-2033	30,3	40,0%	46% Cesta IGP[4]; 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[3]	100	dez-2023	0,7	0,3%	IGP-M
Total	**~4.500**		**74,3**	**100,0%**	

Notas:
[1] Após o vencimento dos contratos, será iniciado um ciclo de revisão tarifária, estimado em 5 anos, que determinará a receita máxima permitida (RAP).
[2] Variações na representatividade da receita entre os contratos podem ocorrer.
[3] Início faturamento em 01/01/2022.
[4] 1/3 IGP-M; 1/3 IPA-DI; 1/3 IGP-DI.

COMPOSIÇÃO DA DÍVIDA – TAG[1] (em 30/06/2023)



8,4 bilhões
Mercado interno

9,1 bilhões
Mercado externo

Mercado interno: ~CDI + 1,80% a.a., com amortizações semestrais e vencimento em junho/2026.

Mercado externo[2]: SOFR[3] + *spread* inicial entre 2,3% e 3,6%, com amortizações semestrais e vencimento em junho/2027.

TAG	2022	2T23
Dívida Líquida/Ebitda (x)	2,3x	2,1x

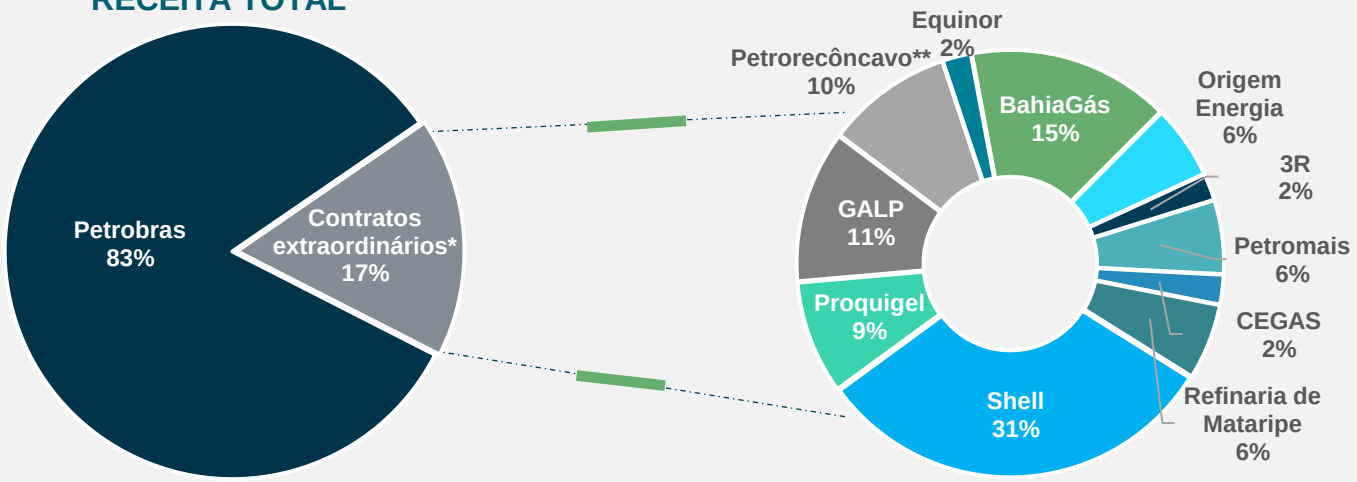
Notas:
[1] Os valores apresentados não consideram os *swaps* da dívida.
[2] A parcela da dívida em moeda estrangeira foi convertida pelo Ptax de 30/06/23 de R$ 4,8192 e está atrelada ao faturamento em dólar americano de parte do contrato Gasene, havendo assim uma simetria natural entre a receita e o serviço da dívida em dólar.
[3] 90% do fluxo de juros indexado à SOFR está travada por meio de operações de swap (SOFR x taxa fixa).

Transportadora Associada de Gás – TAG

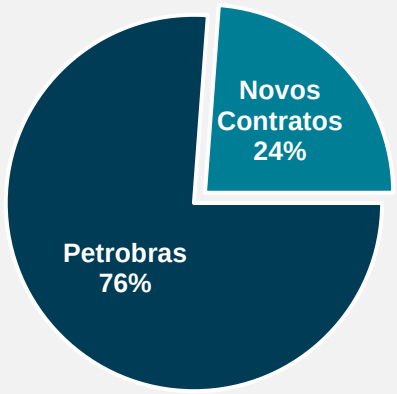
Protagonismo na abertura do mercado de gás: acesso de importantes *players* à rede de transporte

- Utilização do **POC – Plataforma de Oferta de Capacidade**, em conjunto com TBG e NTS – para negociação *online* de capacidade de transporte;
- **50 contratos** extraordinários assinados ao longo de 2023, com duração até dezembro.
- **13,8 milhões de m³ diários** de capacidade de transporte contratados (aprox. 24% do volume contratado da malha integrada);
- **18** clientes (incluindo Petrobras) de 11 grupos econômicos distintos;
- **Flexibilização de novas ofertas de capacidade**, com janelas semanais de ingresso e prazos variados;
- Criação de **plataforma *online***, assinatura de contratos de compra e venda de molécula para **balanceamento do sistema de transporte** e aquisição de **gás de empacotamento e de uso do sistema**, gerando maior dinamismo ao mercado.

RECEITA TOTAL*



RECEITA DA REDE INTEGRADA
(Excl. GTA URUCU-COARI-MANAUS)



*As receitas dos contratos extraordinários são abatidas do faturamento dos contratos legados com a Petrobras.
** Petrorecôncavo = Petrorecôncavo + SPE Miranga + Potiguar

Balanço de Energia em 30/06/2023

Contratação diversificada, com prazo médio de cerca de 15 anos no ACR e de 3 anos no ACL[1]

	(em MW médio)	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Preço **Bruto** no Leilão (R$/MWh)	Data de Referência	Preço **Bruto** Corrigido (R$/MWh)	Preço **Líquido** de PIS/COFINS/P&D (R$/MWh)
	Recursos Próprios	4.064	4.146	4.598	4.718	4.718	4.718				
+	Compras para Revenda	1.270	886	500	430	334	329				
=	**Recursos Totais (A)**	**5.334**	**5.032**	**5.098**	**5.148**	**5.052**	**5.047**				
	Vendas Leilões do Governo[2]	1.878	1.751	1.738	1.728	1.719	1.709				
	2005-EN-2010-30	200	200	200	200	200	200	115,1	dez-05	295,4	265,4
	2006-EN-2009-30	493	493	493	493	493	493	128,4	jun-06	324,1	291,2
	2006-EN-2011-30	148	148	148	148	148	148	135,0	nov-06	338,5	304,1
	2007-EN-2012-30	256	256	256	256	256	256	126,6	out-07	304,8	273,9
	Proinfa	19	19	19	19	10	-	147,8	jun-04	442,5	426,4
	1º Leilão de Reserva	14	14	2	-	-	-	158,1	ago-08	363,6	350,3
	Mix de leilões (Energia Nova / Reserva)	14	9	8	-	-	-	-	-	358,6	345,5
	2014-EN-2019-25	122	-	-	-	-	-	183,5	mar-14	294,9	264,9
	2014-EN-2019-25	10	10	10	10	10	10	206,2	nov-14	342,4	329,9
	2014-EN-2019-20	82	82	82	82	82	82	139,3	nov-14	223,9	203,2
	2015-EN-2018-20	46	46	46	46	46	46	188,5	ago-15	280,7	254,7
	8º Leilão de Reserva (Assú V/Floresta/Paracatu)	68	68	68	68	68	68	296,7	nov-15	427,3	387,7
	2017-EN-2019-20	48	48	48	48	48	48	136,4	nov-14	224,3	203,6
	Vendas Reguladas - Cotas										
	2018 - Cotas (UHJA) - 2018-30	226	226	226	226	226	226	-	jul-17	181,7	173,3
	2018 - Cotas (UHMI) - 2018-30	132	132	132	132	132	132	-	jul-17	209,5	199,8
+	Vendas Bilaterais	3.079	2.632	2.359	2.126	1.282	693				
=	**Vendas Totais (B)**	**4.957**	**4.383**	**4.097**	**3.854**	**3.001**	**2.402**				
-	**Hedge GSF Estrutural (0,80)**	**377**	**521**	**521**	**521**	**521**	**521**				
	Saldo (A - B - Hedge)	**-**	**128**	**480**	**773**	**1.530**	**2.124**				
	Preço médio de venda (R$/MWh) **(líquido)**[3,4]:	217,2	222,4	213,5							
	Preço médio de compra (R$/MWh) **(líquido)**[5]:	176,0	163,6	136,8							

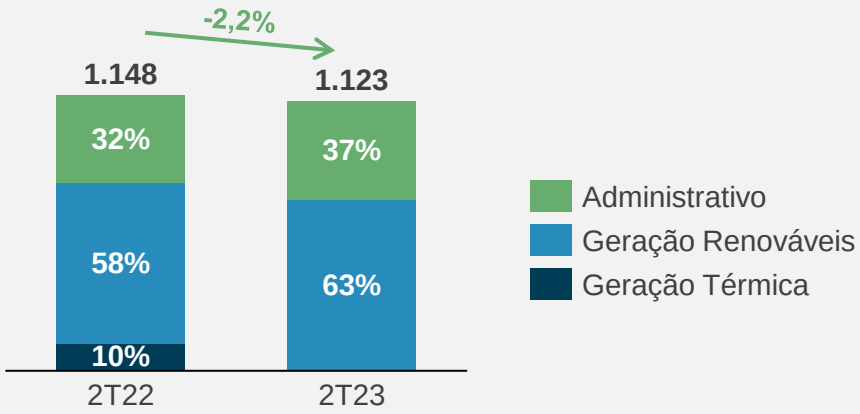
[2] XXXX-YY-WWWW-ZZ, onde:
XXXX -> ano de realização do leilão
YY -> EE = energia existente ou EN = energia nova
WWWW -> ano de início de fornecimento
ZZ -> duração do fornecimento (em anos)

[1] Prazo médio ponderado pela quantidade de energia vendida, incluindo operações de *trading*.
[3] 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.
[4] Desconsidera vendas por regime de cotas (UHEs Jaguara e Miranda).
[5] Preço de aquisição líquido, considerando operações de *trading* e os benefícios de crédito do PIS/Cofins, ou seja, não considerando a inflação futura.

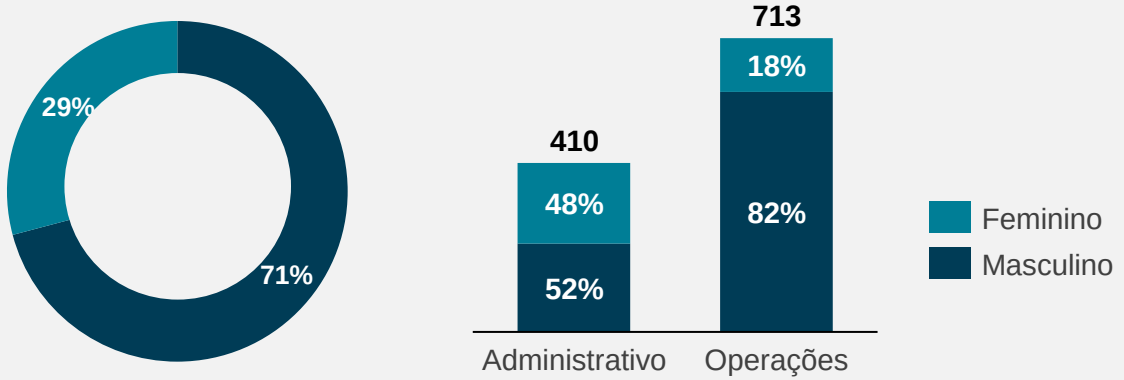
Notas:
- O balanço está referenciado ao centro de gravidade (líquido de perdas e consumo interno das usinas).
- Os preços médios são meramente estimativos, com base em revisões do planejamento financeiro, não captando a variação das quantidades contratadas, que são atualizadas trimestralmente.
- Contempla a revisão ordinária das Garantias Físicas das usinas hidrelétricas, conforme Portaria 709 do Ministério de Minas e Energia, de 30/11/2022;

Força de Trabalho[1]

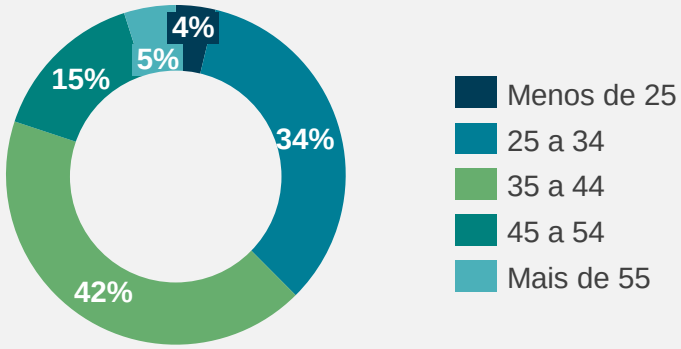
Número de Empregados



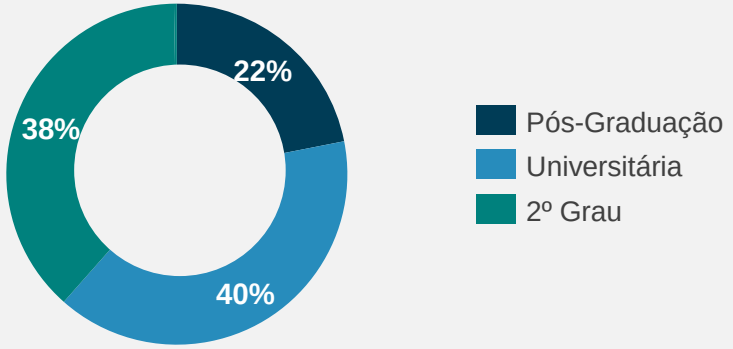
Por gênero



Por faixa etária



Por formação



Nota: [1]Não considera os empregados lotados em projetos em construção.

Indicadores de Sustentabilidade[1]

Item	Dimensão[2]	Indicador	Temas materiais	Indicador GRI[3]	2T23	2T22	Variação	6M23	6M22	Variação
1	Qualidade	Número de usinas em operação	- Performance econômica e operacional - Energia e Emissões de Gases de Efeito Estufa	EU1	76	76	0	76	76	0
2		Capacidade instalada operada (MW)		EU1	9.898	10.174	-2,7%	9.898	10.174	-2,7%
3		Capacidade instalada própria (MW)		EU1	8.177	8.453	-3,3%	8.177	8.453	-3,3%
4		Número de usinas certificadas		EU6	11	11	0	11	11	0
5		Capacidade operada certificada (MW)		EU6	8.115	8.115	0,0%	8.115	8.115	0,0%
6		Capacidade operada certificada em relação à total		EU6	82,0%	79,8%	2,2 p.p.	82,0%	79,8%	2,2 p.p.
7		Capacidade operada proveniente de fontes renováveis		EU1	9.898	9.829	0,7%	9.898	9.829	0,7%
8		Capacidade operada proveniente de fontes renováveis em relação à		EU1	100,0%	96,6%	3,4 p.p.	100,0%	96,6%	3,4 p.p.
9		Geração de energia total (GWh)		EU2	7.418	10.303	-28,0%	16.733	17.416	-3,9%
10		Geração de energia certificada		EU6	5.832	8.696	-32,9%	13.584	14.290	-4,9%
11		Geração certificada em relação à total		EU6	78,6%	84,4%	-5,8 p.p.	81,2%	82,0%	-0,9 p.p.
12		Geração de energia proveniente de fontes renováveis (GWh)		EU2	7.413	10.303	-28,1%	16.522	16.990	-2,8%
13		Geração proveniente de fontes renováveis em relação à total		EU2	99,9%	100,0%	-0,1 p.p.	98,7%	97,6%	1,2 p.p.
14		Disponibilidade global do parque gerador		EU30	92,4%	89,4%	3,0 p.p.	93,4%	91,3%	2,1 p.p.
15		Disponibilidade - linhas de transmissão		EU30	99,97%	-	-	99,97%	-	-
16	Meio Ambiente e Mudanças do Clima	Total de mudas plantadas e doadas	- Energia e emissões de gases de efeito estufa - Apoio ao desenvolvimento sustentável das comunidades - Água e efluentes - Biodiversidade	304-1, 413-1	57.811	52.709	9,7%	103.452	112.895	-8,4%
17		Número de visitantes às usinas e educação ambiental (Programa Conexão)		413-1	34.369	52.112	-34,0%	48.419	72.078	-32,8%
18		Captação de água (megalitros)		303-3	919,1	1.237,7	-25,7%	1.418,4	2.276,0	-37,7%
19		Consumo de água (megalitros)		303-5	426,8	730,6	-41,6%	889,1	1.723,0	-48,4%
20		Emissões totais tCO_2e		D305-1, D305-2, D305-3	9.762	6.967	40,1%	209.695	424.144	-50,6%
21		Intensidade de emissões de CO_2 (Usinas a comb. fóssil) (kg/MWh)		D305-1, D305-2, D305-3	0,0	0,0	-	513,1	1070,4	-52,1%
22		Intensidade de emissões de CO_2 (Parque gerador) (kg/MWh)		D305-1, D305-2, D305-3	1,4	1,0	36,6%	8,3	32,0	-74,1%
23	Pessoas	Total de colaboradores	- Saúde, segurança e desenvolvimento dos colaboradores - Fomento à sustentabilidade na cadeia de valor	2-7	1.090	1.170	-6,8%	1.090	1.170	-6,8%
24		Mulheres na força de trabalho (%)		2-7	28,2%	24,4%	3,8 p.p.	28,2%	24,4%	3,8 p.p.
25		Taxa de Frequência (TF) operação e manutenção[4]		403-2	0,775	0,000	▲	1,143	1,544	▼
26		Taxa de Gravidade (TG) empregados próprios + prestadores de		403-2	0,006	N.D.	-	0,006	N.D.	-
27		Taxa de Frequência (TF) obras[4]		403-2	1,858	1,813	▲	1,614	0,955	▲
28		Visitas Gerenciais de Saúde e Segurança - VGS		403-2	341	137	148,9%	594	250	137,6%
29		Registro de Situações de Risco e Quase Acidentes		403-2	694	779	-10,9%	1003	1.496	-33,0%
30	Responsabilidade Social[6]	Investimentos não incentivados	- Apoio ao desenvolvimento sustentável das comunidades	201-1, 413-1	957,4	978,4	-2,1%	1.831,9	1.802,1	1,7%
31		Investimentos pelo Fundo da infância e adolescência - FIA		201-1, 413-1	0,0	64,0	-100,0%	210,5	200,0	5,3%
32		Investimentos pela Lei de Incentivo à cultura - Rouanet		201-1, 413-1	700,0	571,0	22,6%	1.139,0	2.122,2	-46,3%
33		Investimentos pela Lei de incentivo ao esporte		201-1, 413-1	200,0	636,0	-68,6%	350,0	730,0	-52,1%
34		Investimentos pelo Fundo Municipal do Idoso		201-1, 413-1	0,0	0,0	-	226,9	38,5	489,4%

Notas:

[1] Informações adicionais sobre a sustentabilidade na Companhia estão no Relatório de Sustentabilidade (www.engie.com.br/investidores/relatorios-de-sustentabilidade).

[2] Referência: Política ENGIE de Gestão Sustentável.

[3] GRI: Global Reporting Initiative, versão Standards e complemento setorial G4.

[4] TF = nº de acidentes do trabalho ocorridos em cada milhão de horas de exposição ao risco.

[5] TG = nº de dias perdidos com os acidentes de trabalho ocorridos em cada mil horas de exposição ao risco. A TG passou a considerar prestadores de serviços a partir de 2023, razão pela qual não há dado comparativo relativo a 2022.

[6] Valores em milhares de reais (R$).

Contatos

EDUARDO Sattamini
Diretor Presidente e de Relações com Investidores

EDUARDO Takamori
Diretor Financeiro

Equipe de Relações com Investidores:

www.engie.com.br/investidores

ri.brenergia@engie.com

Rafael Bósio
Gerente de Relações com Investidores
rafael.bosio@engie.com
(48) 9 9911-0106

Adriana Wagner
Analista de Relações com Investidores
adriana.wagner@engie.com

Caio Miralles
Analista de Sustentabilidade
caio.miralles@engie.com

Ivani Angeli
Analista de Relações com Investidores
ivani.angeli@engie.com

Tatiana Wittmann
Analista de Relações com Investidores
tatiana.wittmann@engie.com



www.engie.com.br