ENGIE BRASIL ENERGIA

Apresentação de Resultados 4T22 e 2022

16 de fevereiro 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

Destaques e Indicadores ESG 01

Comercialização de Energia 02

Expansão 03

Desempenho Financeiro 04

Material de Apoio 05



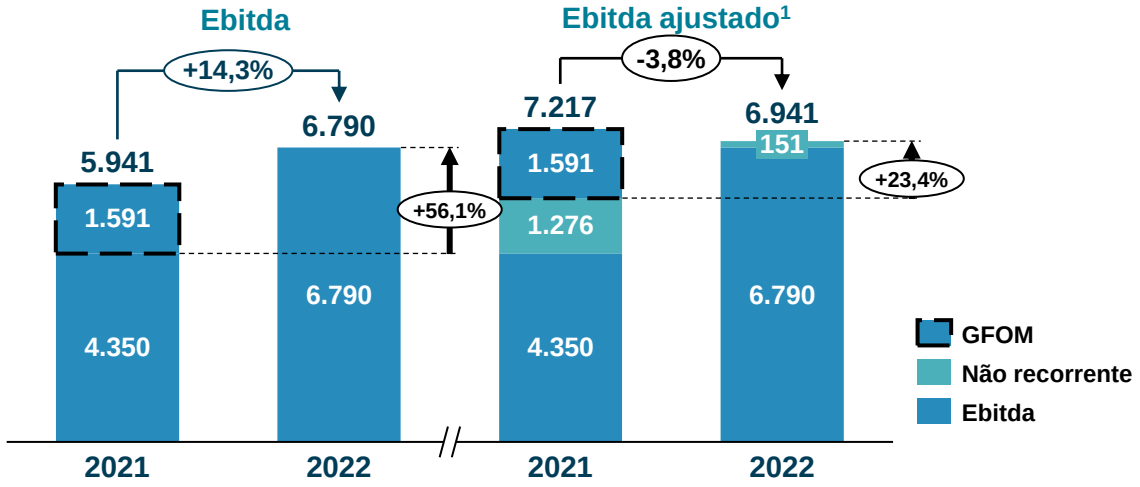
Conjunto Eólico Trairi

01

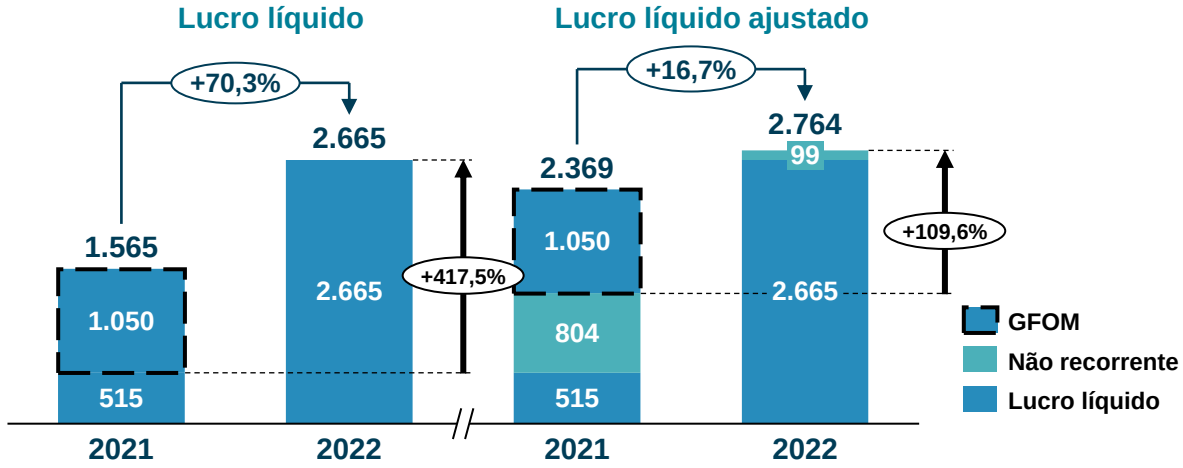
Destaques e Indicadores ESG

Destaques

EBITDA (R$ milhões)



LUCRO LÍQUIDO (R$ milhões)



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

Drivers do resultado vs. 2021

Não recorrentes 2021

R$ 1.276 milhões	*Impairments* e resultado de alienação de ativo
R$ 1.591 milhões	Reconhecimento repactuação risco hidrológico (GFOM) em 2021

Resultados 2022 – Ajustados ex-GFOM

- Crescimento Ebitda ajustado ex-GFOM: +23,4%
- Crescimento Lucro líquido ajustado ex-GFOM: +109,6%

R$ 1.187 milhões	Aumento 11,5% preço e 4,3% no volume de vendas
R$ 220 milhões	Resultado líquido CCEE
R$ 348 milhões	RAP segmento de transmissão (efeito caixa)
R$ 220 milhões	Menor consumo de combustíveis

Compra de energia para portfólio

R$ 695 milhões	Prioritariamente devido ao contrato de compra de energia com Complexo Termelétrico Jorge Lacerda

Resultado financeiro líquido

R$ 564 milhões	Receitas financeiras: > R$ 304 milhões Despesas financeiras: > R$ 63 milhões Despesas de concessões a pagar: < R$ 323 milhões

Destaques

Aprovado investimento da ordem de R$ 3,3 bilhões para **implantação do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol**, com capacidade instalada de aproximadamente 752 MW, a ser desenvolvido no município de Assú (RN).

Assinado contrato de **financiamento com o BNDES no valor de R$ 1,5 bilhão, para implantação do Conjunto Eólico Serra do Assuruá**, localizado em Gentio do Ouro (BA), com capacidade instalada aproximada de 846 MW.

O **Energy Place**, **primeira plataforma digital para comercialização de energia** no Mercado Livre no Brasil, completou dois anos de existência em novembro. Iniciativa pioneira para atender pequenas e médias empresas, registrou até 2022 mais de 320 operações, resultando em aproximadamente 90 GWh negociados.


Conjunto Eólico Umburanas

Destaques



Aprovada a proposta de distribuição de **dividendos complementares** no valor de R$ 1.455,2 milhões (R$ 1,7834/ação), a ser ratificada pela Assembleia Geral Ordinária.

Com isso, os proventos de 2022 totalizam R$ 2.705,9 milhões (R$ 3,3163/ação), **atingindo 100% de *payout* e *dividend yield* de 8,1%.**

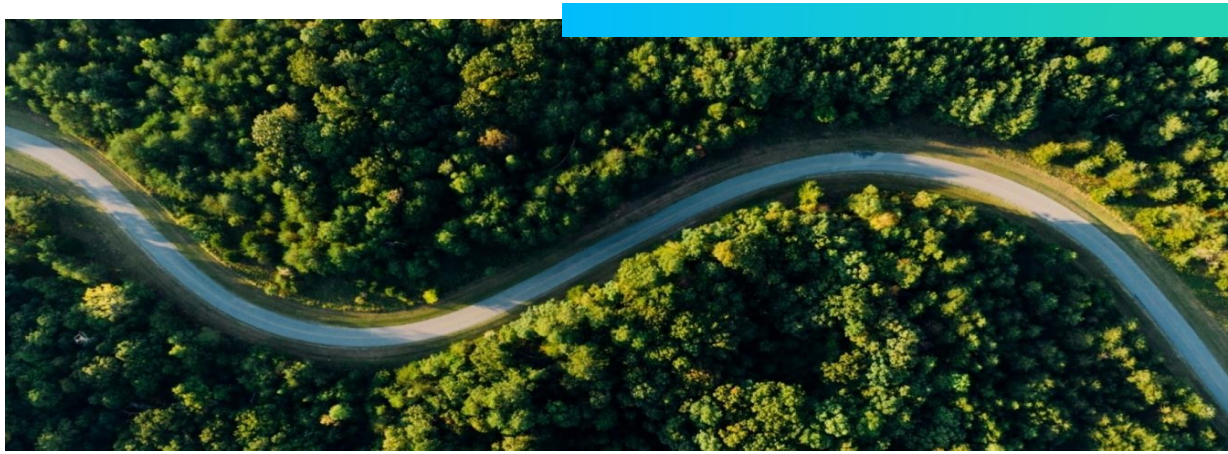
Aprovada em dezembro de 2022 a distribuição de **juros sob o capital próprio** no valor de R$ 200 milhões (R$ 0,2451/ação), sendo que a data de pagamento será definida posteriormente pela Diretoria Executiva.

Foi divulgado pelo **CDP (antigo Carbon Disclosure Project)** o resultado do primeiro reporte da ENGIE Brasil Energia à instituição sobre sua gestão de carbono. A Companhia obteve o score “B”.

Pelo 18° ano consecutivo, a Companhia segue integrando o **Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE)**, sendo a empresa do setor elétrico com maior participação no índice. E, pelo terceiro ano, as ações da Companhia foram também selecionadas para compor a carteira do **Índice Carbono Eficiente (ICO2)** da B3.

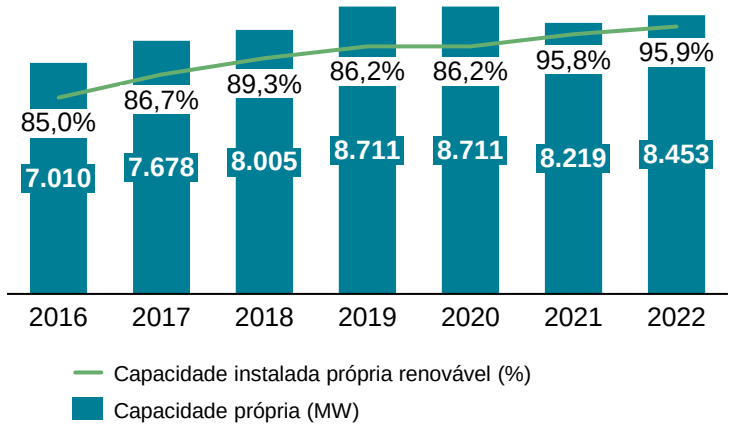
Destaques

Aneel deferiu o pedido de excludente de responsabilidade, feito pelo consórcio CESTE, **estendendo o prazo de outorga da Usina Hidrelétrica Estreito em 852 dias**.

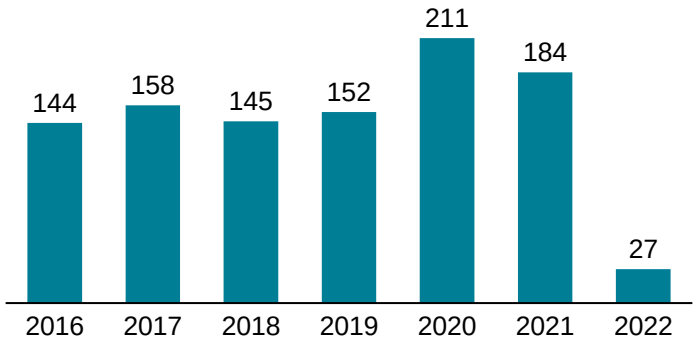


Indicadores Anuais ESG

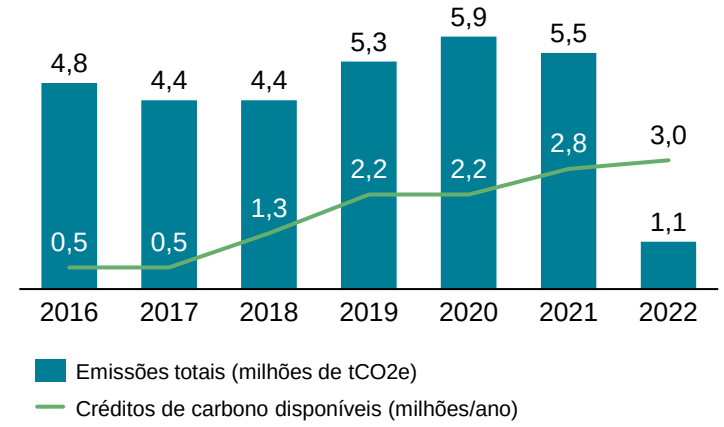
CAPACIDADE INSTALADA E % DE RENOVÁVEIS



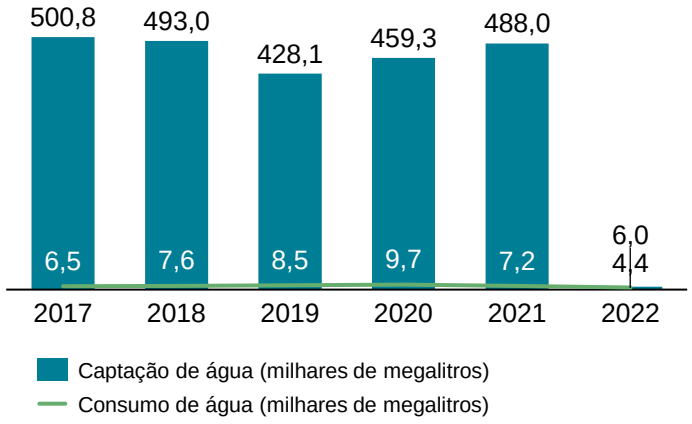
INTENSIDADE DE EMISSÕES (KgCO$_2$e/MWh)



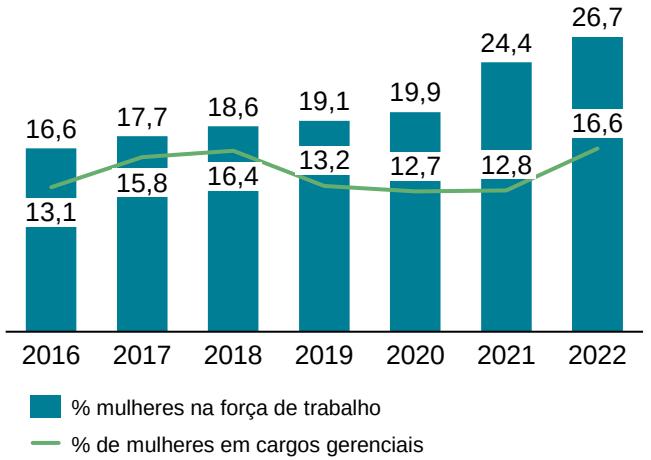
EMISSÕES DE CO$_2$ E CRÉDITOS DISPONÍVEIS



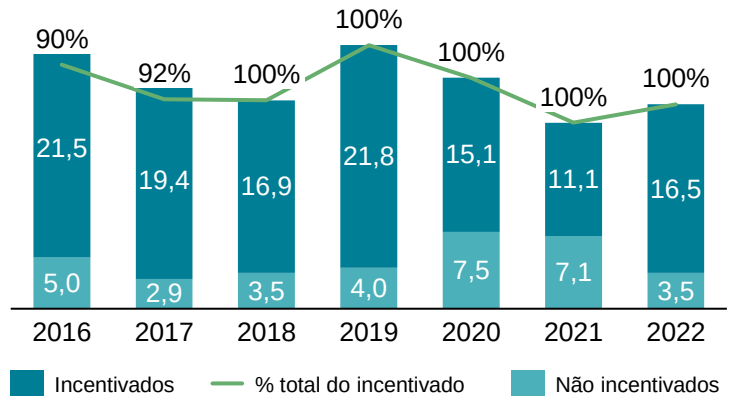
CAPTAÇÃO DE ÁGUA E CONSUMO DE ÁGUA[1]



% MULHERES NA FORÇA DE TRABALHO



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



Nota:
[1] A Usina Termelétrica Pampa Sul esteve em manutenção durante 5 meses em 2022, não havendo captação no período. Também contribuiu para a redução a saída do CTJL do parque gerador ao final de 2021.



Usina Hidrelétrica Salto Santiago

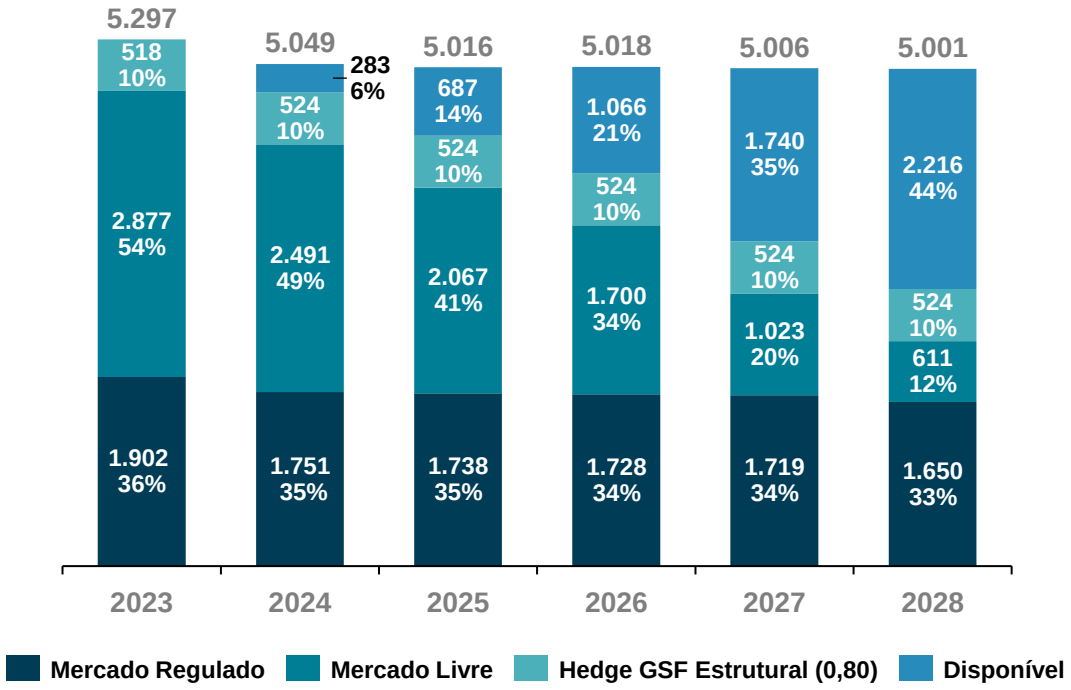
02

Comercialização de Energia

Estratégia de Comercialização de Energia

Com cerca de 65% das receitas totais vinculadas a mercado regulado e apenas 35% no mercado livre de energia, mantemos estratégia de contratação conservadora e aderente a práticas de mercado

BALANÇO DE ENERGIA (% DO TOTAL; em MWm) em 31/12/2022

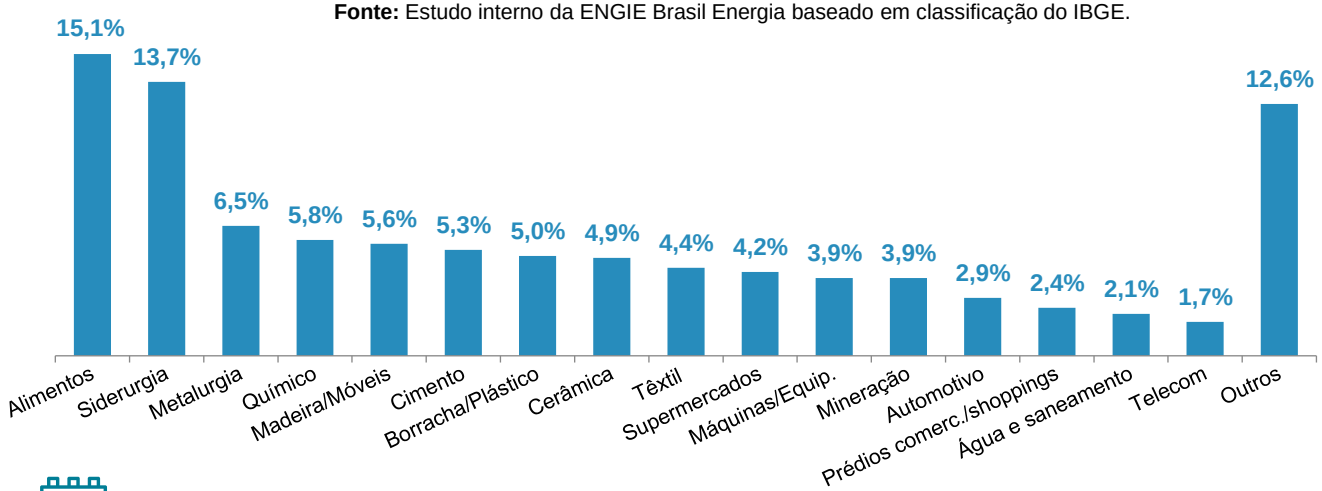


VOLUME DE ENERGIA CONTRATADA POR MERCADO | 2023

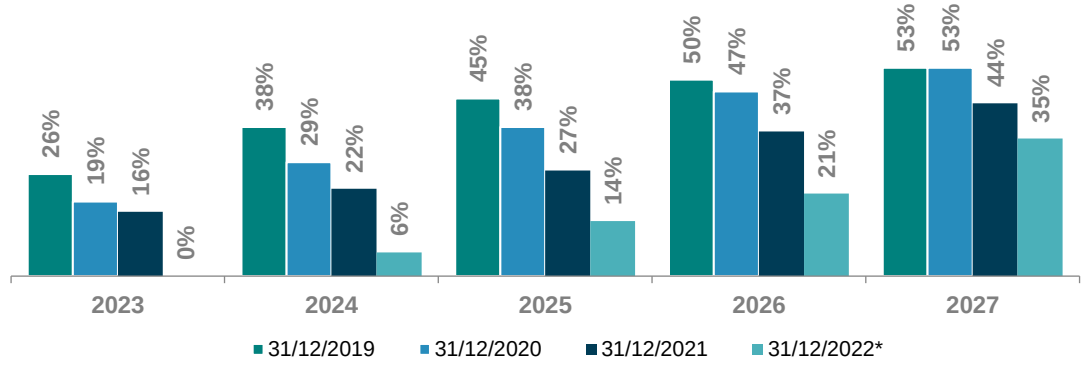


VOLUME CONTRATADO PARA CLIENTES LIVRES EM 2023: 2.159 MWm

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



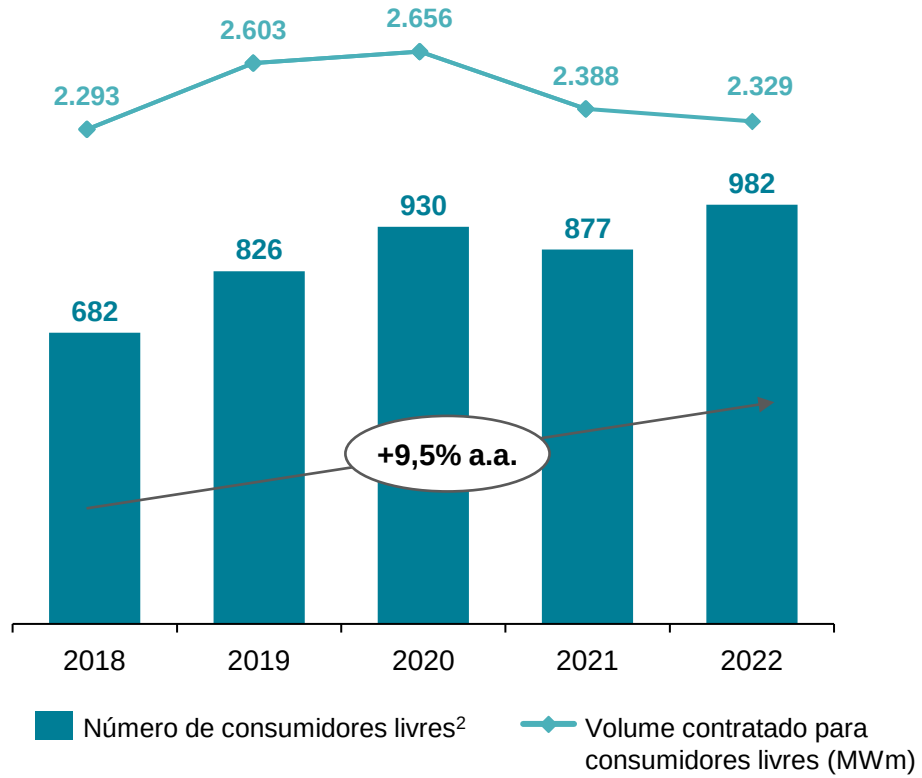
ENERGIA DESCONTRATADA EM RELAÇÃO À DISPONIBILIDADE DE UM DADO ANO



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]



2.734 (+13,2% em rel. 4T21)
Unidades Consumidoras atendidas no 4T22[3]

9,7% (-0,8 p.p. em rel. 2021)
Market share do ACL em 2022 (em relação ao total de energia livre)

37%
Participação de Clientes Livres na receita operacional líquida do segmento de geração em 2022

41%
Participação de Clientes Livres no total das vendas físicas em 2022

216 mil tCO2
RCEs vendidas em 2022
(Redução Certificada de Emissões)

2,0 mil GWh
CERs comercializados em 2022
(Certificados de Energia Renovável)

Notas:
[1] Desconsiderando operações de *trading*.
[2] A partir de 1T22, o número de consumidores livres considera o total de empresas atendidas, tendo sido ajustada toda a séria histórica.
[3] Considera todas as unidades consumidoras com contratos vigentes.



Usina Hidrelétrica Jaguara

03

Expansão

Projeto Eólico em Construção

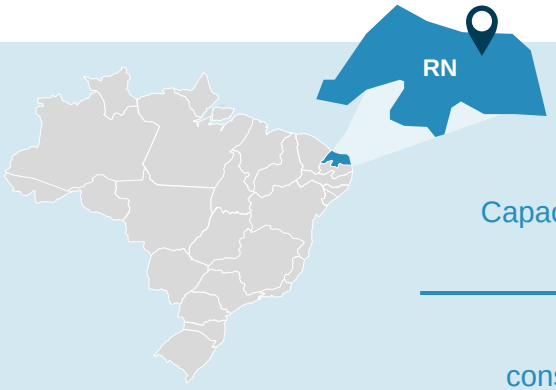
Conjunto Eólico Santo Agostinho (Fase I)

Avanço físico global de 32,5%
Projeto eólico viabilizado no Ambiente de Contratação Livre (ACL).

- Subestação coletora, *bay* de conexão e linha de transmissão tiveram as licenças de operação emitidas e já foram energizadas;
- 31% das torres metálicas e 13% das naceles já foram recebidos em campo;
- **Previsão de entrada em operação comercial gradual permanece para o final do 1T23.**



Subestação



Lajes e Pedro Avelino (RN) - Fase I

Capacidade Instalada: **434 MW**	Capacidade Comercial: **224,2 MWm**	Investimento (R$ mm)[1]: **~R$ 2.300**
Início da construção: **2021**	Início da operação: **1T23**	Nº de aerogeradores: **70 (6,2 MW cada)**

Nota:
[1] Valor base dezembro de 2020.

Projeto de Transmissão em Construção

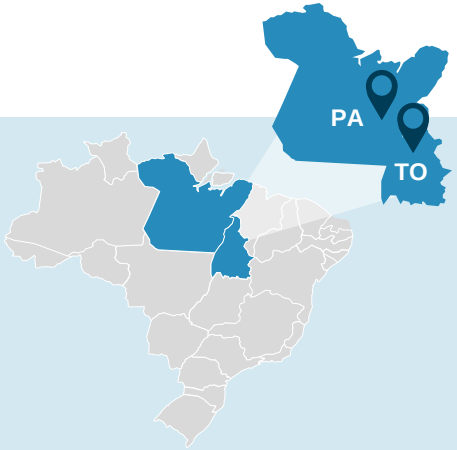
Novo Estado Transmissora de Energia

Progresso geral da obra atingiu 99,2%, ao final do 4T22

- Linhas Serra Pelada – Itacaiúnas e Serra Pelada – Miracema C1 e C2 já estão em operação comercial, efetivando **49% da RAP do projeto;**
- Obras civis, montagem e lançamento de condutores foram concluídas. Seguem as atividades de instalação de acessórios e comissionamento;
- **Previsão de entrada em operação comercial da Linha Xingu – Serra Pelada permanece para o 1T23**, quando atingirá a totalidade da RAP.



Subestação Serra Pelada: principal subestação do projeto Novo Estado



RAP contratada (R$ mm): **414,5**[1]

Cerca de **1.800 km** de linhas de transmissão **500kV**, cruzando 22 municípios

Capex estimado[2]**: R$ 3,2 bilhões**

Prazo limite para início da operação: **mar/2023**

Prazo de concessão: **30 anos**

Subestações:

1 nova subestação de **500 Kv**

Expansão de **3 subestações** existentes

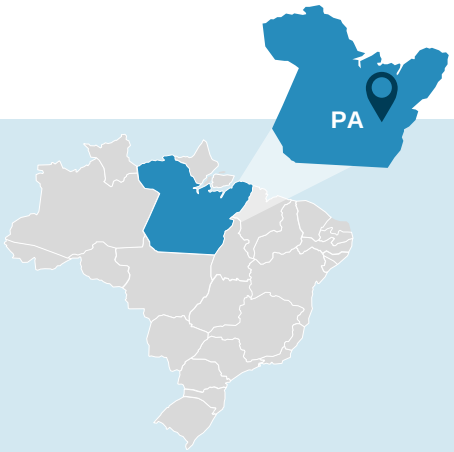
Notas:
[1] Valor base agosto de 2022.
[2] Valor base dezembro de 2021, desconsiderando custo de aquisição.

Projeto de Transmissão em Implantação

Gavião Real Transmissora de Energia

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

- Expectativa **de redução no investimento** total de aproximadamente **30%**, com **antecipação de ao menos 24 meses** na operação comercial em relação ao prazo previsto pela Aneel, sujeitas a atualizações;
- No 4T22, foi registrado avanço no desenvolvimento e entrega do projeto básico à Aneel e protocolado o pedido de licença de instalação, visando o **início da implantação no primeiro trimestre de 2023.**





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

RAP contratada[1]: **R$ 6,5 milhões**

Capex Aneel[1]: **R$ 110 milhões**

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

Prazo de concessão: **30 anos**

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

Nota:
[1] Valor base junho de 2022.

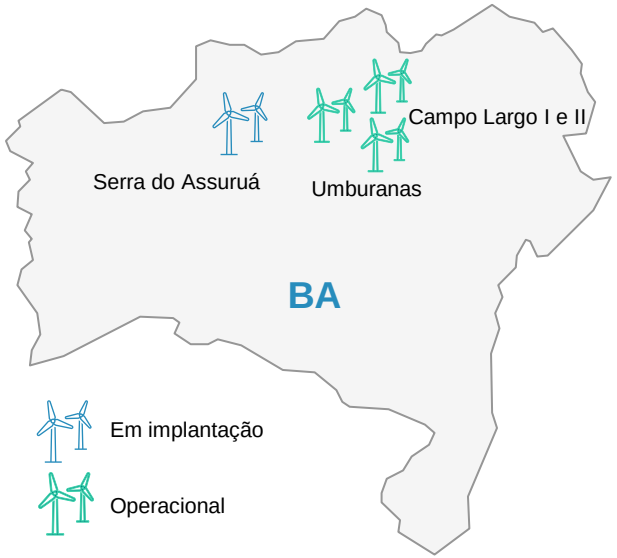
Projeto Eólico em Implantação

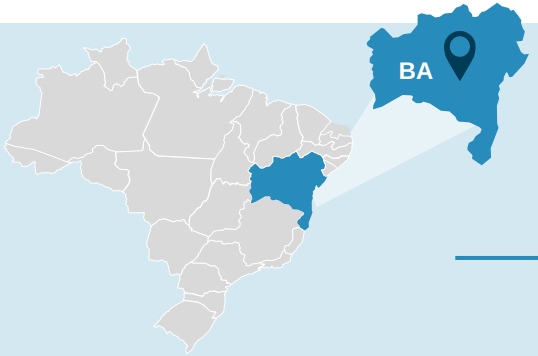
Conjunto Eólico Serra do Assuruá

Energia direcionada ao Mercado Livre, podendo inclusive atender o mercado de autoprodução de energia

- Um dos maiores projetos eólicos do grupo ENGIE a ser implantado em fase única;
- Contratos assinados para o fornecimento dos aerogeradores, obras civis, subestação e linha de transmissão;
- Assinatura do contrato de financiamento junto ao BNDES no valor de R$ 1,5 bilhão;
- Emissão da licença ambiental de instalação prevista para início de 2023.

Cluster eólico – Bahia





Gentio do Ouro (BA)

Capacidade Instalada: **~846 MW**	Capacidade Comercial: **~406 MWm**	**24 parques eólicos** em fase única	Nº de aerogeradores: **até 188 (4,5 MW cada)**
Início da construção: **2023**	Início da operação: **2S24 (gradual)**	Investimento (R$ mm)[1]: **~R$ 6.000**	

Nota:
[1] Valor base maio de 2022.

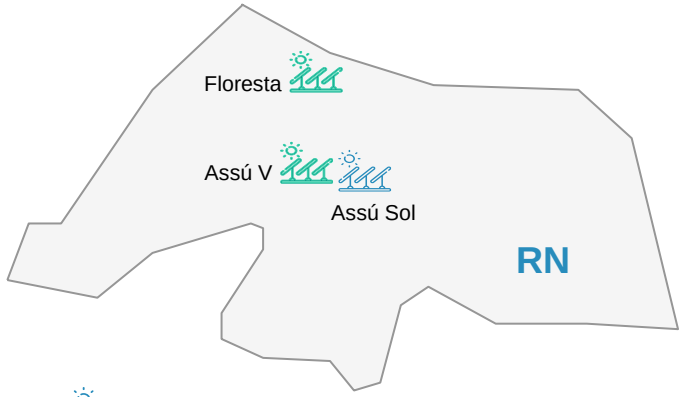
Projeto Fotovoltaico em Implantação

Conjunto Fotovoltaico Assú Sol

Energia será totalmente direcionada ao Mercado Livre

- Licença Prévia e contratos fundiários firmados;
- Contratos de fornecimento e serviços em processo de contratação;
- Previsão de início de construção programado para o segundo trimestre de 2023.

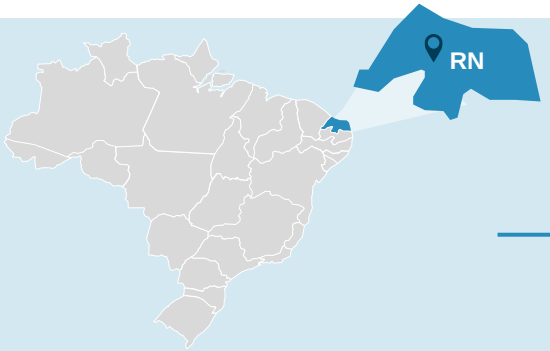
Assú Sol



Conjunto Fotovoltaico Assú Sol – em implantação

Conjunto Fotovoltaico Floresta - operacional

Central Fotovoltaica Assú V - operacional



Assú (RN)

Capacidade Instalada:	Capacidade Comercial:	Investimento (R$ mm)[1]:
~752 MW	~234 MWm	~R$ 3.300

Início da construção:	Operação comercial integral:
2T23	2S25

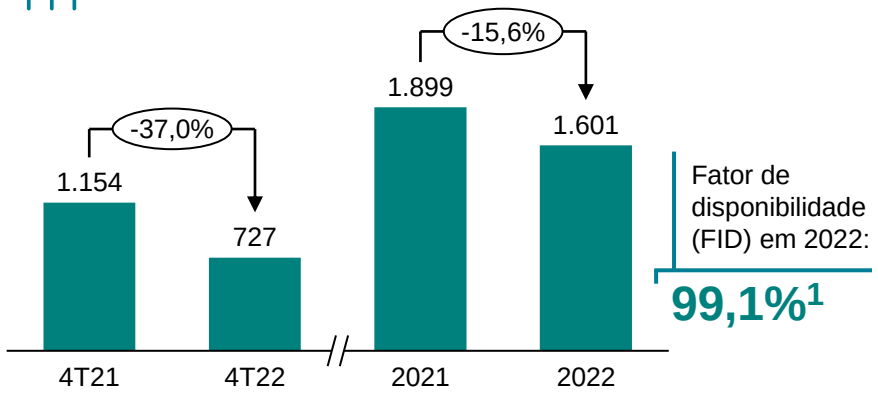
Nota:
[1] Valor base janeiro de 2023.

Expansão

UHE Jirau | atualização

MWm	MW		
2.212	**3.750**	**50**	**75**
GARANTIA FÍSICA	CAPACIDADE INSTALADA	UNIDADES GERADORAS	MW CADA UG

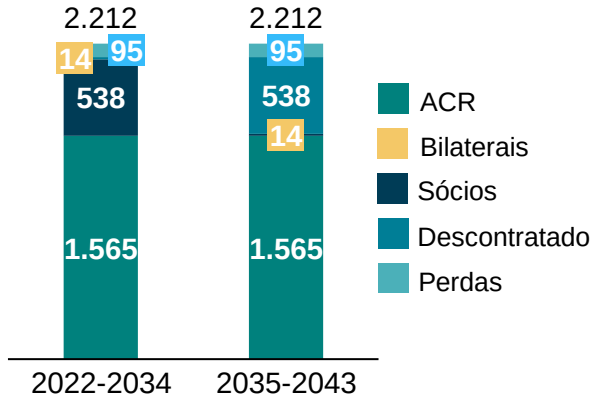
PRODUÇÃO (MW MÉDIO)[1]



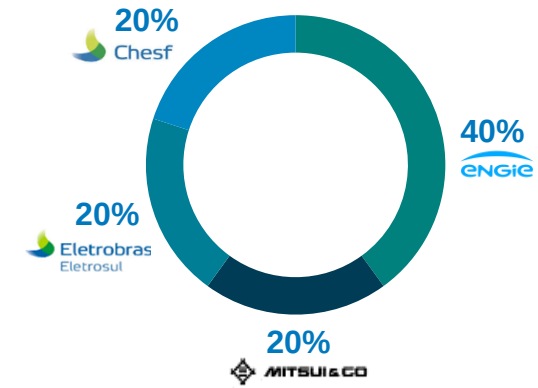
Fator de disponibilidade (FID) em 2022:

99,1%[1]

PORTFÓLIO DE CONTRATOS (MW MÉDIOS)[2]



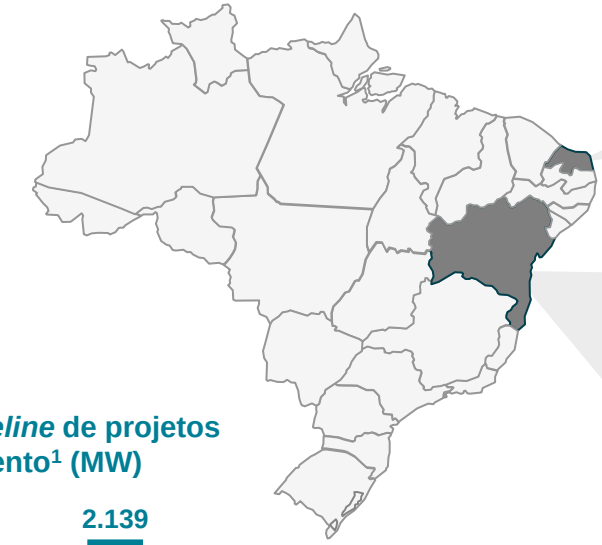
ESTRUTURA ACIONÁRIA



Notas:
[1] Sujeitos à contabilização final da CCEE.
[2] Considerando a data base de 31/12/2022.

Projetos em Desenvolvimento

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



Conjunto Eólico Sto. Agostinho (Fase II) – RN — Capacidade Instalada: **279 MW**

Conjunto Fotovoltaico Sto. Agostinho – RN — Capacidade Instalada: **~509 MW**

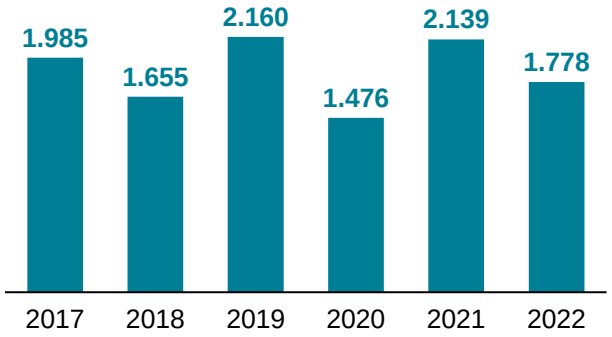
Conjunto Eólico Umburanas (Fase II) – BA — Capacidade Instalada: **250 MW**

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**

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



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

~779 MW + ~999 MW = ~1.778 MW



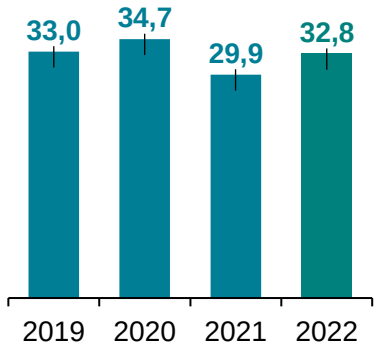
04

Desempenho Financeiro

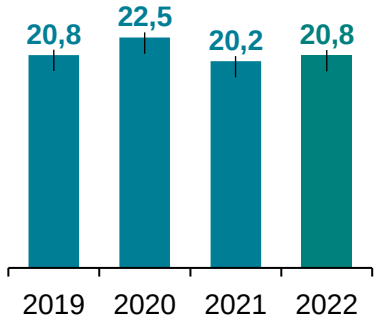
Sólida Performance Financeira

Geração de valor ao acionista: disciplina financeira e alocação de capital eficiente.

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: ~**1.800 km** em fase final de construção

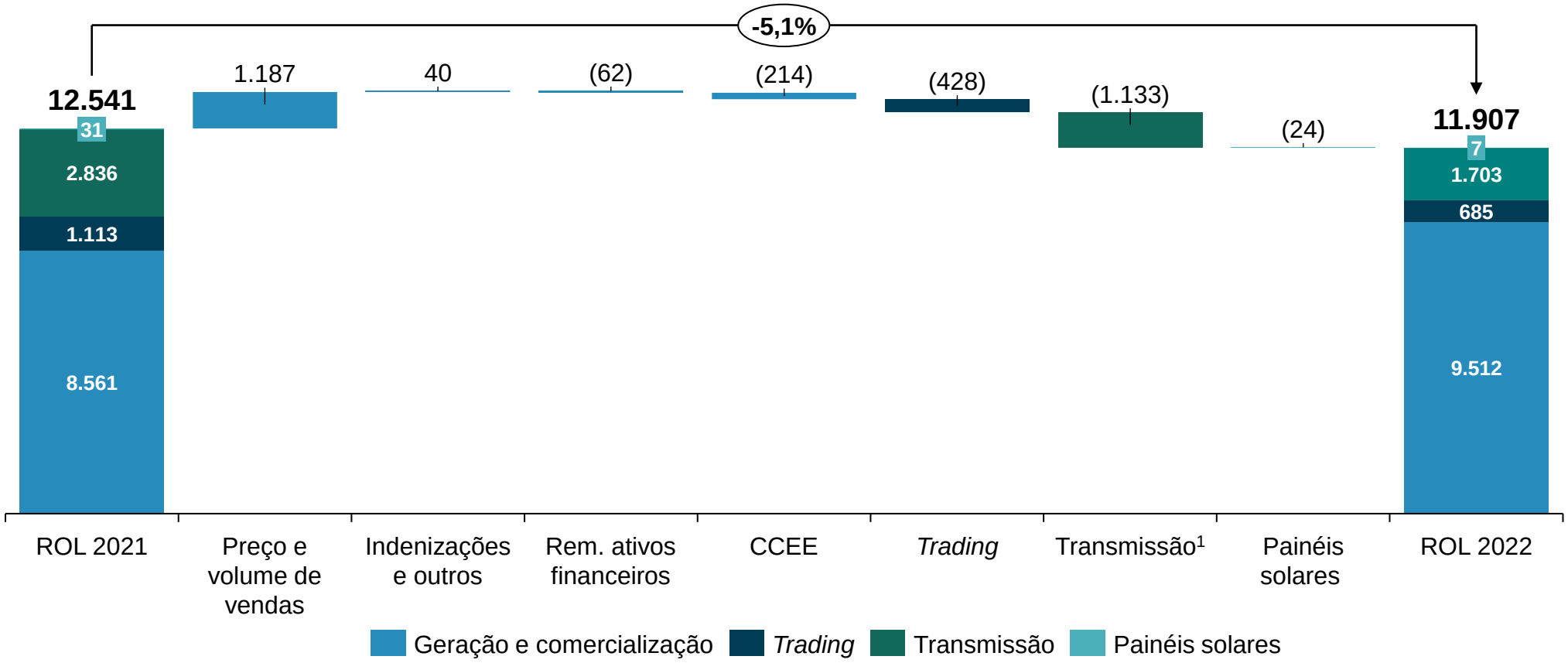
909 Km em fase operacional

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)



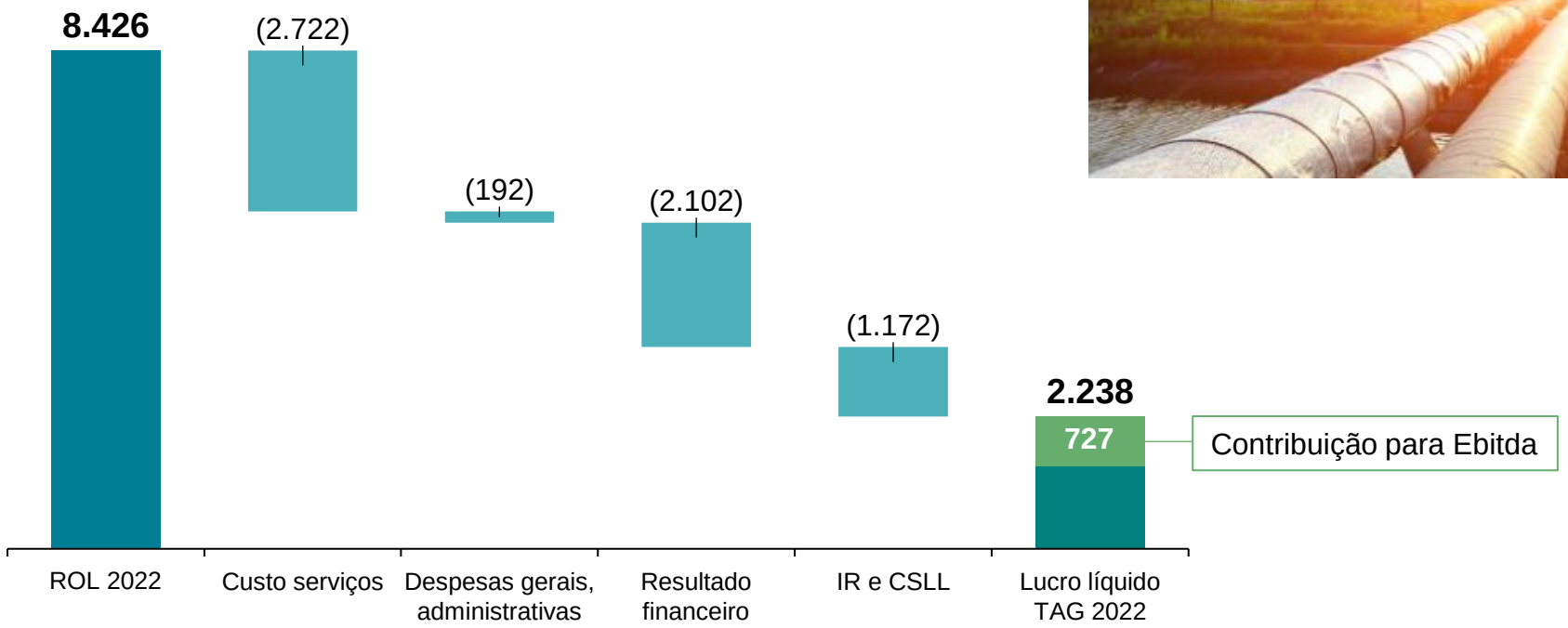
Nota:
[1] Redução de Capex na comparação entre os anos.

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$ 727 milhões no Ebitda da Companhia em 2022, via equivalência patrimonial.

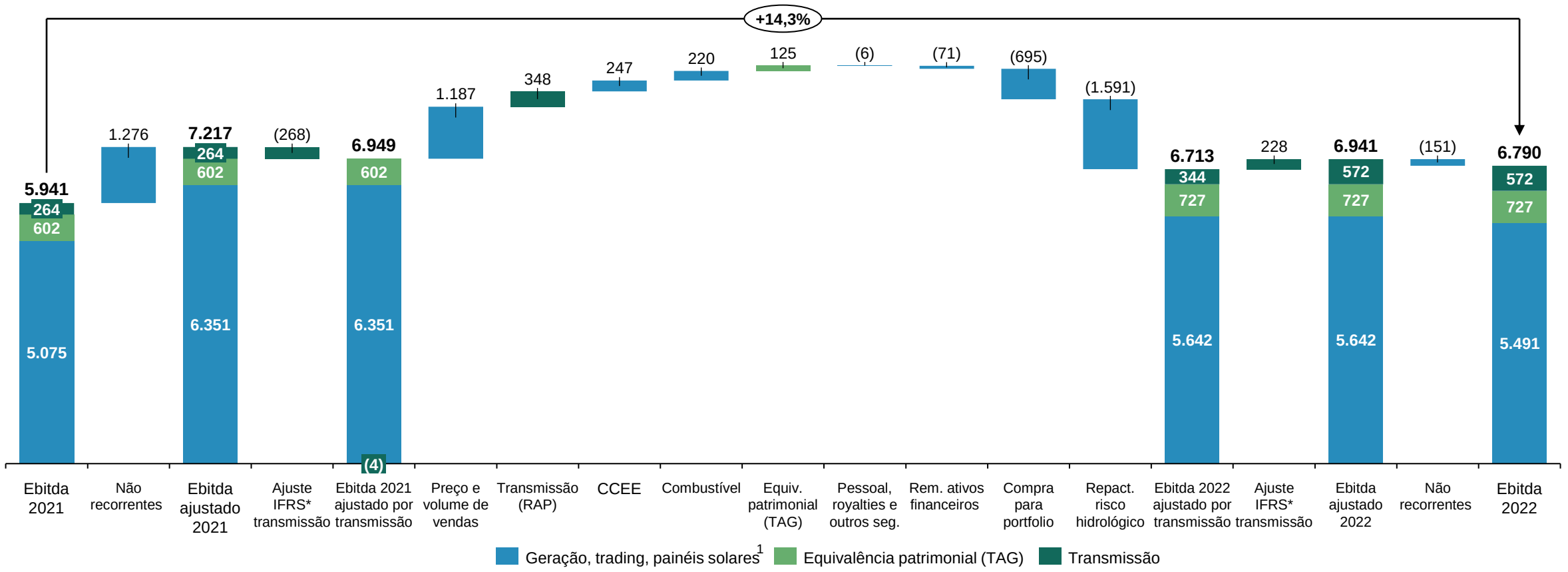
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO TAG (R$ MILHÕES)





Evolução do Ebitda

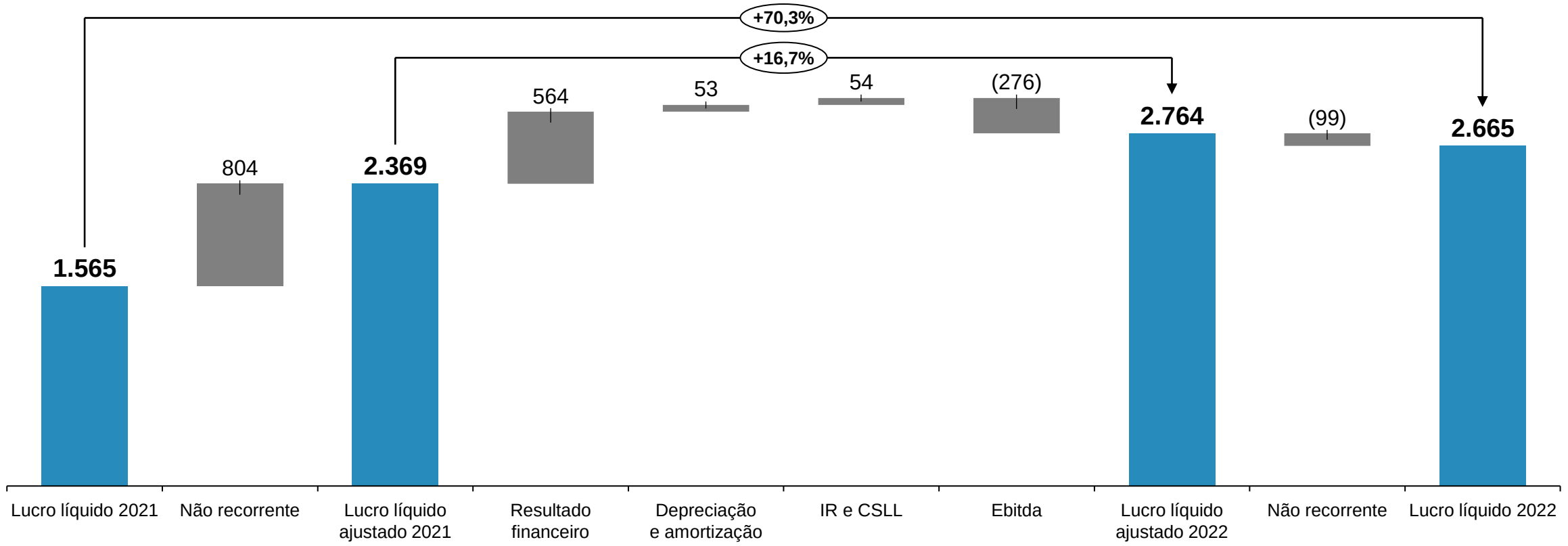
EBITDA (R$ MILHÕES)



Notas:
Ebitda ajustado: lucro líquido + imposto de renda e contribuição social + resultado financeiro + depreciação e amortização + *impairment* + não recorrentes.
*IFRS: International Financial Reporting Standards (Normas Internacionais de Contabilidade)
[1] Contempla o resultado dos segmentos de geração, trading e painéis solares
Excluindo o efeito da repactuação do risco hidrológico reconhecido em 2021, a variação do Ebitda Ajustado entre os anos seria de 23,4%.

Evolução do Lucro Líquido

LUCRO LÍQUIDO (R$ MILHÕES)

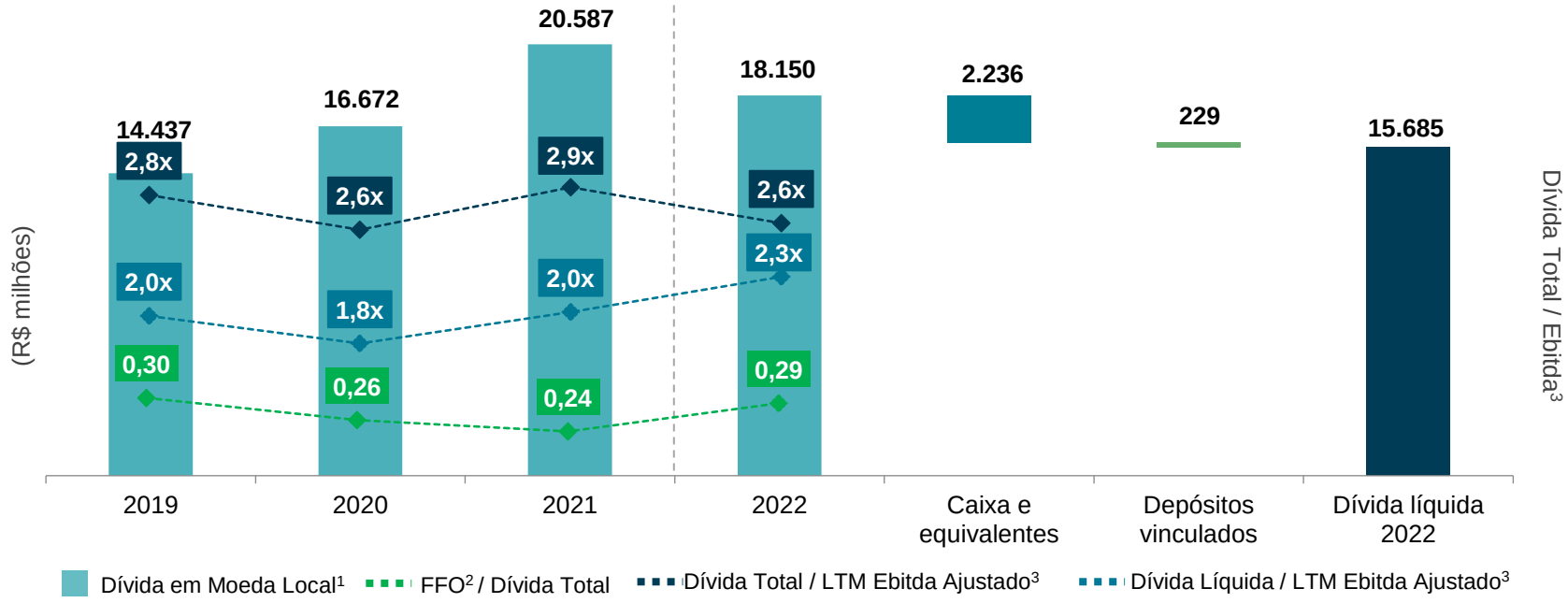


Endividamento Equilibrado

Sem exposição cambial

Controle da dívida, gestão ativa dos custos do endividamento e decisões de investimentos acertadas garantem níveis baixos da relação Dívida Líquida/Ebitda.

OVERVIEW DA DÍVIDA (R$ MILHÕES)




Conjunto Eólico Umburanas

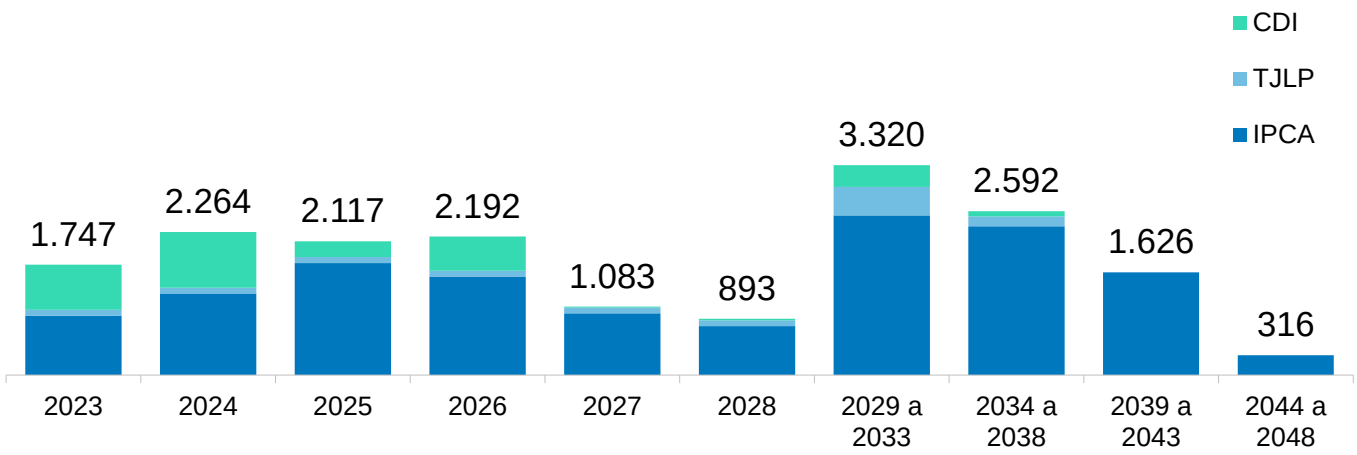
Notas:
[1] Dívida bruta, líquida de operações de *hedge*.
[2] *Funds from Operations,* desconsiderando o impacto das linhas de transmissão (Ativo de Contrato).
[3] Ebitda ajustado nos últimos 12 meses.

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.

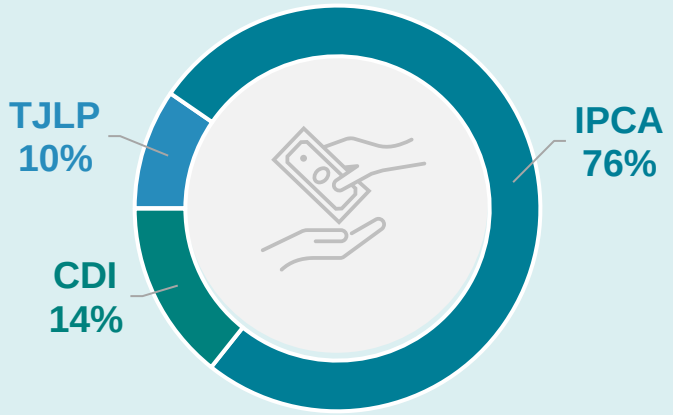
CRONOGRAMA DE VENCIMENTO DA DÍVIDA (R$ MILHÕES)



Prazo médio da dívida: 7,6 anos

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

COMPOSIÇÃO DO ENDIVIDAMENTO



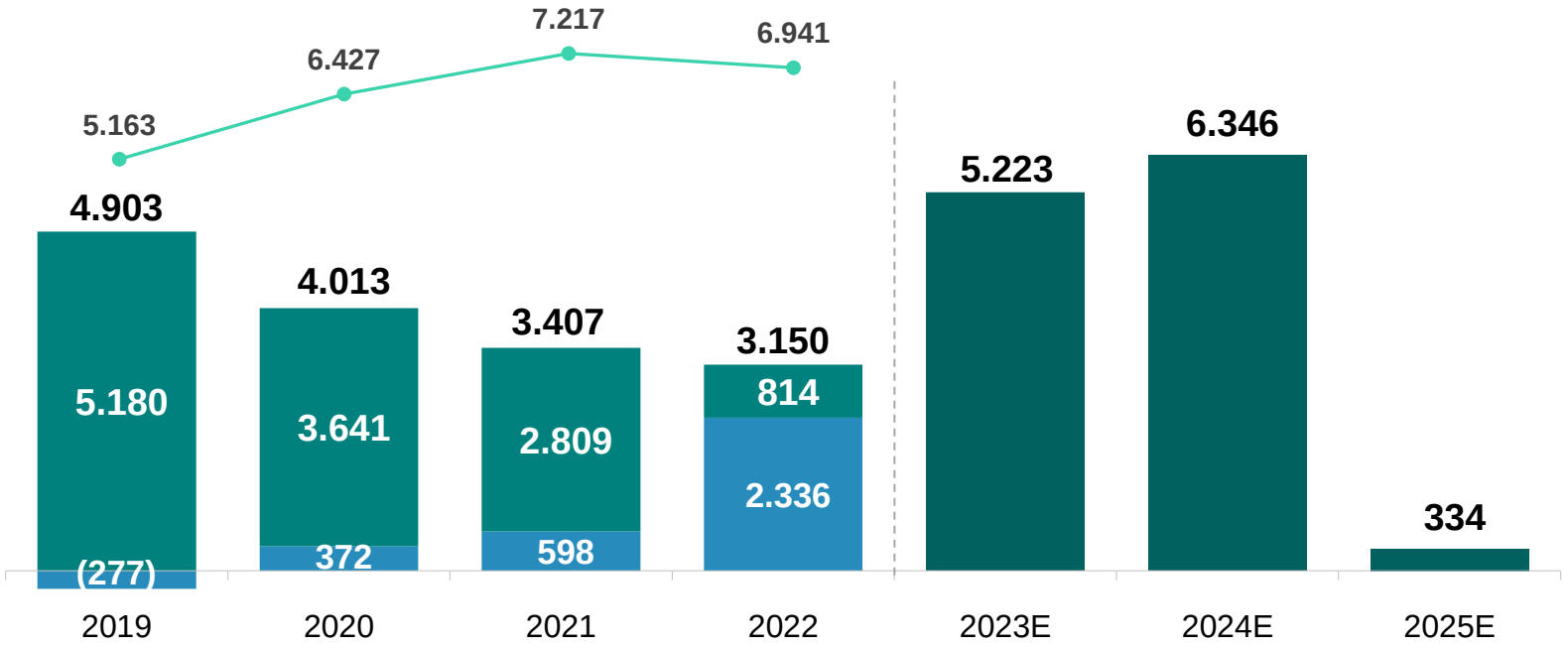
Custo nominal da dívida: 11,4% a.a.
(equivalente a IPCA + 5,3%)

(13,1% - equiv. a IPCA + 2,8% no 4T21)

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)





Subestação Ponta Grossa

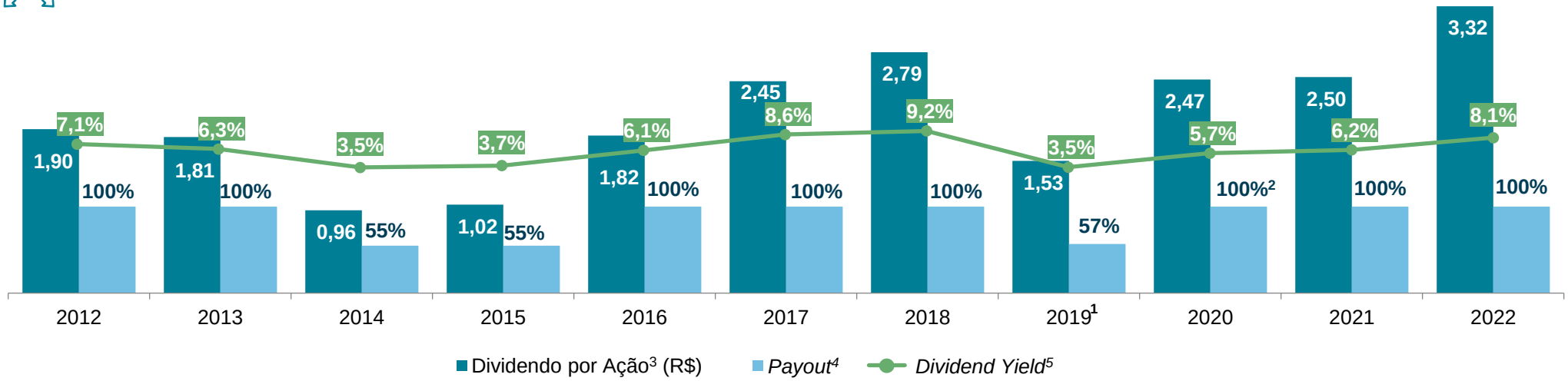
- Ebitda Ajustado
- Financiados com capital próprio, incluindo aquisições
- Financiados com dívida, incluindo dívidas assumidas nas aquisições[1]

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.



Conjunto Fotovoltaico Assú V

05

Material de Apoio

Principais Indicadores Financeiros e Operacionais

Consolidado (Valores em R$ milhões)	4T22	4T21	Var.	12M22	12M21	Var.
Receita Operacional Líquida (ROL)	3.102	2.769	**12,0%**	11.907	12.541	**-5,1%**
Resultado do Serviço (EBIT)	1.487	750	**98,3%**	5.801	4.898	**18,4%**
Ebitda [1]	1.714	1.084	**58,1%**	6.790	5.941	**14,3%**
Ebitda ajustado [2]	1.735	2.248	**-22,8%**	6.941	7.217	**-3,8%**
Ebitda ajustado por efeitos de transmissão [3]	1.674	2.447	**-31,6%**	6.713	6.949	**-3,4%**
Ebitda / ROL - (%) [1]	55,3	39,1	**16,2 p.p.**	57,0	47,4	**9,6 p.p.**
Ebitda / ROL - (%) ajustada [2]	55,9	81,2	**-25,3 p.p.**	58,3	57,5	**0,8 p.p.**
Lucro Líquido	891	78	**1042,3%**	2.665	1.565	**70,3%**
Lucro Líquido ajustado	904	815	**10,9%**	2.764	2.369	**16,7%**
Retorno Sobre o Patrimônio (ROE) Ajustado [4]	32,8	29,9	**2,9 p.p.**	32,8	29,9	**2,9 p.p.**
Retorno Sobre o Capital Investido (ROIC) Ajustado [5]	20,7	22,4	**-1,8 p.p.**	20,8	20,2	**0,6 p.p.**
Dívida Líquida [6]	15.685	14.612	**7,3%**	15.685	14.612	**7,3%**
Produção Bruta de Energia Elétrica (MW médios) [7]	5.750	3.789	**51,7%**	5.013	3.906	**28,3%**
Energia Vendida (MW médios) [8]	4.398	4.234	**3,9%**	4.330	4.151	**4,3%**
Preço Líquido Médio de Venda (R$/MWh) [9]	223,05	190,84	**16,9%**	222,85	199,79	**11,5%**
Número de Empregados - Total	1.253	1.237	**1,3%**	1.253	1.237	**1,3%**
Empregados EBE	1.191	1.135	**4,9%**	1.191	1.135	**4,9%**
Empregados em Projetos em Construção	62	102	**-39,2%**	62	102	**-39,2%**

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 31.12.2022

	Usinas Hidrelétricas	Capacidade Instalada (MW)	Capacidade Comercial (MWm)*
1	Salto Santiago	1.420,0	733,3
2	Itá	1.126,9[1]	564,7[1]
3	Salto Osório	1.090,4	502,6
4	Cana Brava	450,0	260,8
5	Estreito	435,6[1]	256,9[1]
6	Jaguara	424,0	341,0
7	Miranda	408,0	198,2
8	Machadinho	403,9[1]	165,3[1]
9	São Salvador	243,2	148,2
10	Passo Fundo	226,0	113,1
11	Ponte de Pedra	176,1	133,6
	Total	**6.404,1**	**3.417,7**

	Usina Termelétrica	Capacidade Instalada (MW)	Capacidade Comercial (MWm)
12	Pampa Sul[2]	345,0	323,5
	Total	**345,0**	**323,5**

	Usinas Complementares	Capacidade Instalada (MW)	Capacidade Comercial (MWm)
13	Conjunto Campo Largo II (Eólica)	361,2	192,5
14	Conjunto Umburanas (Eólica)	360,0	213,3
15	Conjunto Campo Largo I (Eólica)	326,7	166,5
16	Conjunto Trairi (Eólica)	212,6	97,2
17	Paracatu (Solar)	132,0	34,0
18	Floresta (Solar)	86,0	25,1
19	Ferrari (Biomassa)	80,5	35,6
20	Assú V (Solar)	34,0	9,2
21	Lages (Biomassa)	28,0	1,8
22	Rondonópolis (PCH)	26,6	14,0
23	José G. da Rocha (PCH)	24,4	11,9
24	Ibitiúva (Biomassa)	22,9[1]	13,6[1]
25	Nova Aurora (Solar)	3,0	0,3
26	Tubarão (Eólica)	6,3	0,3
	Total	**1.704,2**	**815,3**

Capacidade instalada de geração de energia de **8.453 MW (4.556 MWm)**, **+2.032 MW** de energia eólica e solar e **~1.800 Km** de linhas de transmissão em implantação.

909 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

Expansão

	Geração	Capacidade Instalada (MW)	Capacidade Comercial (MWm)
28	Jirau (Hidro)[3]	1.500,0	884,6
29	Conjunto Santo Agostinho I (Eólica)	434,0	224,2
30	Conjunto Serra do Assuruá (Eólica)	846,0	406,0
31	Conjunto Fotovoltaico Assú Sol (Solar)	752,0	234,0
	Total	**3.532,0**	**1.748,8**

	Transmissão	Tamanho	Subestações
32	Gralha Azul – em operação	909 km	5
33	Novo Estado – em implantação	~ 1.800 km	1 nova e expansão de 3 existentes
34	Gavião Real (Pará) – em implantação	~1 km	Ampliação de 1 existente
	Total	**~ 2.710 km**	

Notas:
[1] Parte da ENGIE Brasil Energia.
[2] O ativo aguarda o fechamento da operação de venda e autorização da Aneel para transferência.
[3] A transferência para a Cia da participação de 40,0% da ENGIE Brasil Part. na UHE Jirau deverá ser avaliada oportunamente.
* Não contempla a revisão ordinária da garantia física das hidrelétricas que entrou em vigor a partir de 01 de janeiro de 2023.

Transportadora Associada de Gás – TAG

Detalhamento dos contratos e perfil de endividamento

Totalmente contratada no ambiente regulado, por um prazo médio ponderado de aproximadamente 8 anos. Estrutura de financiamento com custo competitivo e protegido da variação cambial – *Rating* Local AAA pela Fitch Ratings e Moody's.

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 (em 31/12/2022)

9,6 bilhões
Mercado interno



10,3 bilhões
Mercado externo

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

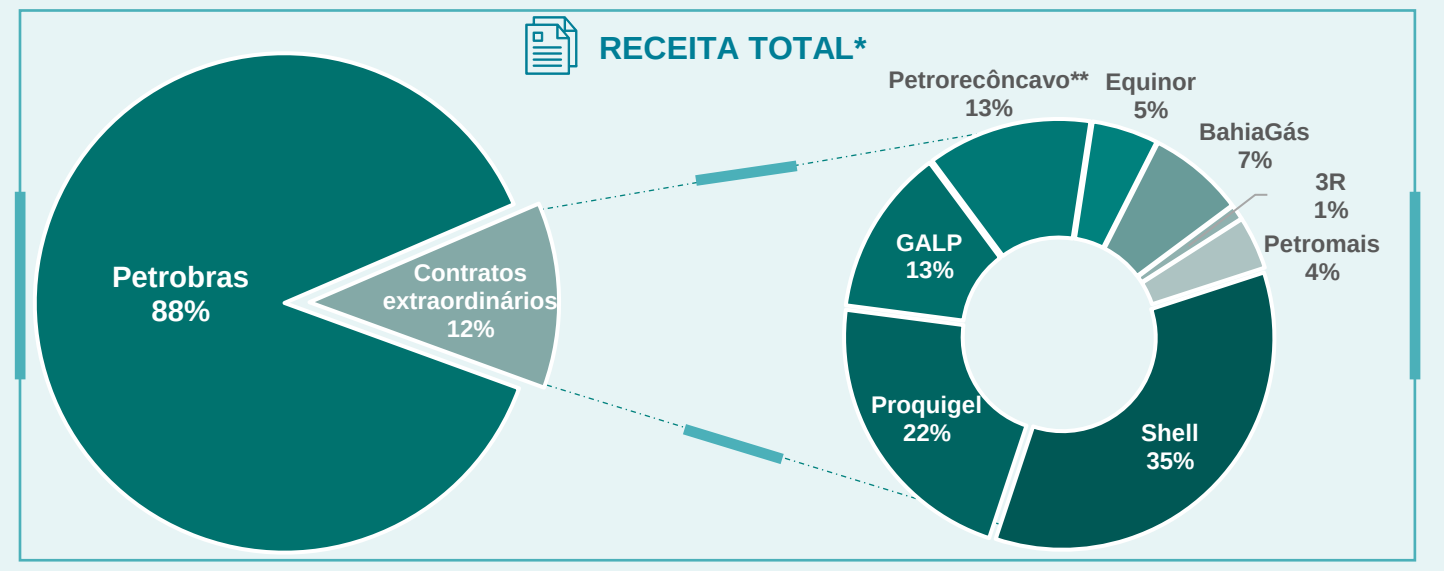
Mercado externo[2]: Libor[3] + *spread* inicial entre 2,3% e 3,6%, com amortizações semestrais e vencimento em junho/2027.

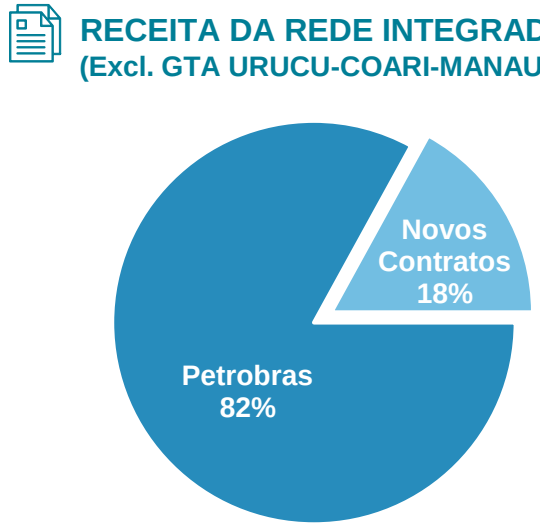
Notas:
[1] Os valores apresentados não consideram os *swaps* da dívida.
[2] A parcela da dívida em moeda estrangeira foi convertida pelo Ptax de 31/12/22 de R$ 5,2177 e está atrelada ao faturamento em dólar americano de parte do contrato Gasene, havendo assim uma simetria natural entre a receita e o serviço da dívida em dólar.
[3] 100% do fluxo de juros indexado à Libor está travada por meio de operações de swap (Libor x taxa fixa). Negociações em andamento com credores para transição Libor para SOFR.

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;
- **Mais de 50 contratos** extraordinários assinados ao longo de 2022, com duração até dezembro. Lançamento de novas ofertas para 2023;
- **12,8 milhões de m³ diários** de capacidade de transporte contratados (aprox. 18% do volume contratado da malha integrada);
- **15** clientes além da Petrobras, de 11 grupos econômicos distintos;
- **Flexibilização de novas ofertas de capacidade**, com janelas semanais de ingresso, prazos variados e oferta de contratos interruptíveis;
- 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.





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

Balanço de Energia em 31/12/2022

Contratação diversificada, com prazo médio de cerca de 16 anos no ACR e de 4 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$/MWh)
	Recursos Próprios	4.085	4.226	4.674	4.722	4.722	4.722				
+	Compras para Revenda	1.212	823	342	296	284	279				
=	**Recursos Totais (A)**	**5.297**	**5.049**	**5.016**	**5.018**	**5.006**	**5.001**				
	Vendas Leilões do Governo[2]	1.902	1.751	1.738	1.728	1.719	1.650				
	2005-EN-2010-30	200	200	200	200	200	200	115,1	dez-05	289,5	260,1
	2006-EN-2009-30	493	493	493	493	493	493	128,4	jun-06	317,6	285,3
	2006-EN-2011-30	148	148	148	148	148	148	135,0	nov-06	331,4	297,7
	2007-EN-2012-30	256	256	256	256	256	256	126,6	out-07	298,7	268,3
	Proinfa	19	19	19	19	10	-	147,8	jun-04	463,2	446,3
	1º Leilão de Reserva	14	14	2	-	-	-	158,1	ago-08	344,3	331,7
	Mix de leilões (Energia Nova / Reserva)	14	9	8	-	-	-	-	-	340,2	327,7
	2014-EN-2019-25[6]	146	-	-	-	-	-	183,5	mar-14	278,7	250,4
	2014-EN-2019-25	10	10	10	10	10	10	206,2	nov-14	312,4	301,0
	2014-EN-2019-20	82	82	82	82	82	82	139,3	nov-14	211,6	192,1
	2015-EN-2018-20	46	46	46	46	46	46	188,5	ago-15	265,3	240,8
	8º Leilão de Reserva (Assú V/Floresta/Paracatu)	68	68	68	68	68	9	296,7	nov-15	427,3	387,7
	2017-EN-2019-20	48	48	48	48	48	48	136,4	nov-14	212,0	192,4
	Vendas Reguladas - Cotas										
	2018 - Cotas (UHJA) - 2018-30	226	226	226	226	226	226	-	jul-17	181,7	173,3
	2018 - Cotas (UHMI) - 2018-30	132	132	132	132	132	132	-	jul-17	209,5	199,8
+	Vendas Bilaterais	2.877	2.491	2.067	1.700	1.023	611				
=	**Vendas Totais (B)**	**4.779**	**4.242**	**3.805**	**3.428**	**2.742**	**2.261**				
-	**Hedge GSF Estrutural (0,80)**	**518**	**524**	**524**	**524**	**524**	**524**				
	Saldo (A - B - Hedge)	**-**	**283**	**687**	**1.066**	**1.740**	**2.216**				
	Preço médio de venda (R$/MWh) **(líquido)**[3,4]:	225,0	221,4	216,9							
	Preço médio de compra (R$/MWh) **(líquido)**[5]:	178,8	162,7	151,6							

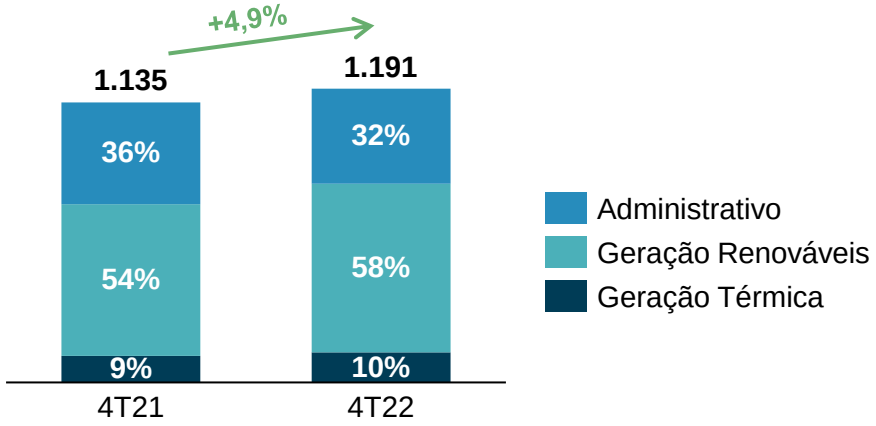
[2] XXXX-YY-WWWW-ZZ, onde:
XXXX -> ano de realização do leilão
YY -> EE = energia existente ou EN = energia nova
WWWW -> ano de início de fornecimento
ZZ -> duração do fornecimento (em anos)

[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.
[6] Considera o fechamento da alienação da Usina Termelétrica Pampa Sul em julho de 2023.

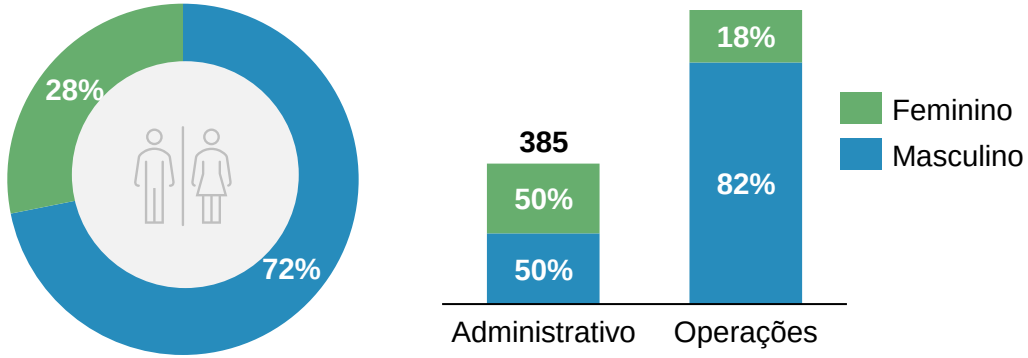
Notas:
- O balanço está referenciado ao centro de gravidade (líquido de perdas e consumo interno das usinas).
- Os preços médios são meramente estimativos, com base em revisões do planejamento financeiro, não captando a variação das quantidades contratadas, que são atualizadas trimestralmente.
- Contempla 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]

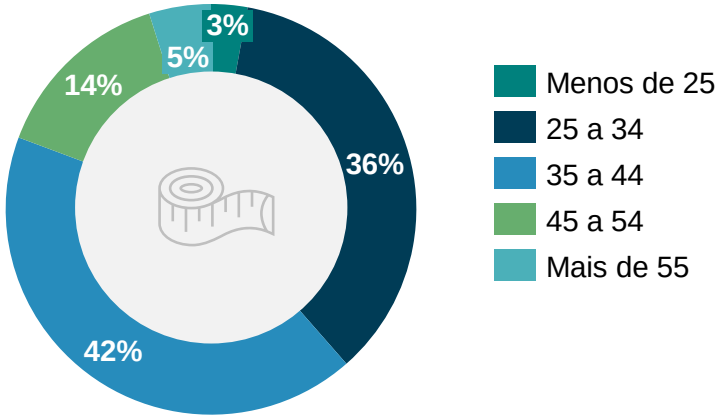
NÚMERO DE EMPREGADOS



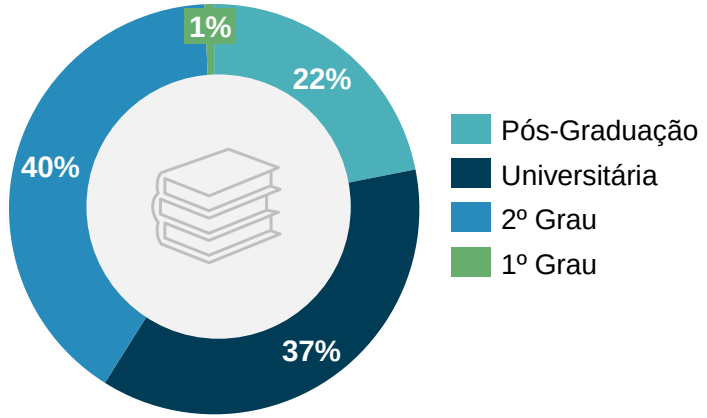
POR GÊNERO



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]	4T22	4T21	Variação	12M22	12M21	Variação
1	Qualidade	Número de usinas em operação	- Priorização de fontes renováveis para a geração de energia - Gestão de Emissões	102-7, EU1	76	68	8	76	68	8
2		Capacidade instalada operada (MW)		102-7, EU1	10.174	9.939	2,4%	10.174	9.939	2,4%
3		Capacidade instalada própria (MW)		102-7, EU1	8.453	8.219	2,9%	8.453	8.219	2,9%
4		Número de usinas certificadas		102-16, EU6	11	11	0	11	11	0
5		Capacidade operada certificada (MW)		102-16, EU6	8.115	8.102	0,2%	8.115	8.102	0,2%
6		Capacidade operada certificada em relação à total		102-16, EU6	79,8%	81,5%	-1,8 p.p.	79,8%	81,5%	-1,8 p.p.
7		Capacidade operada proveniente de fontes renováveis		102-7, EU1	9.829	9.594	2,4%	9.829	9.594	2,4%
8		Capacidade operada proveniente de fontes renováveis em relação à total		102-7, EU1	96,6%	96,5%	0,1 p.p.	96,6%	96,5%	0,1 p.p.
9		Geração de energia total (GWh)		EU2	12.696	8.678	46,3%	43.913	37.916	15,8%
10		Geração de energia certificada		102-16, EU6	10.841	7.166	51,3%	36.512	29.019	25,8%
11		Geração certificada em relação à total		102-16, EU6	85,4%	82,6%	2,8 p.p.	83,1%	76,5%	6,6 p.p.
12		Geração de energia proveniente de fontes renováveis (GWh)		EU2	12.294	8.129	51,2%	42.778	32.652	31,0%
13		Geração proveniente de fontes renováveis em relação à total		EU2	96,8%	93,7%	3,2 p.p.	97,4%	86,1%	11,3 p.p.
14		Disponibilidade global do parque gerador		EU30	94,7%	93,7%	1,0 p.p.	92,5%	90,0%	2,5 p.p.
15	Meio Ambiente e Mudanças do Clima	Total de mudas plantadas e doadas	- Gestão de Emissões - Impulso à prosperidade das comunidades locais - Água e efluentes - Biodiversidade	304-1, 413-1	96.046	135.343	-29,0%	266.110	464.325	-42,7%
16		Número de visitantes às usinas e educação ambiental		413-1	66.066	36.169	82,7%	194.653	131.595	47,9%
17		Captação de água (megalitros)		303-3	1.689	96.864,6	-98,3%	6.008	488.499	-98,8%
18		Consumo de água (megalitros)		303-5	1.295	2.018,1	-35,8%	4.387	7.233	-39,3%
19		Emissões totais tCO_2e		D305-1, D305-2, D305-3	406.242	565.607	-28,2%	1.145.960	5.458.635	-79,0%
20		Intensidade de emissões de CO_2 (Usinas a comb. fóssil) (kg/MWh)		D305-1, D305-2, D305-3	1.087	1.160	-6,3%	1.087	1.100	-1,2%
21		Intensidade de emissões de CO_2 (Parque gerador) (kg/MWh)		D305-1, D305-2, D305-3	19	70	-73,2%	27	184	-85,3%
22	Pessoas	Total de colaboradores	- Segurança das equipes e das comunidades - Fomento a boas práticas socioambientais entre fornecedores e clientes	102-8	1.191	1.135	4,9%	1.191	1.135	4,9%
23		Mulheres na força de trabalho (%)		405-1	28,10%	26%	2,1 p.p.	28,10%	26%	2,1 p.p.
24		Taxa de Frequência (TF) operação e manutenção[4]		403-2	1,510	1,560	↓	1,320	0,568	↑
25		Taxa de Gravidade (TG) empregados próprios[5]		403-2	0,000	0,000	-	0,000	0,000	-
26		Taxa de Frequência (TF) obras[4]		403-2	0,834	1,860	↓	1,010	1,649	↓
27		Visitas Gerenciais de Saúde e Segurança - VGS		403-2	269	254	5,9%	999,0	1.474	-32,2%
28		Registro de Situações de Risco e Quase Acidentes		403-2	368	1.024	-64,1%	2.497,0	4.681	-46,7%
29	Responsa-bilidade Social[6]	Investimentos não incentivados	- Geração de resultado econômico e compartilhamento de valor com a sociedade - Impulso à prosperidade das comunidades locais	201-1, 413-1	1.162,5	3.028,4	-61,6%	3.499,5	7.078,0	-50,6%
30		Investimentos pelo Fundo da infância e adolescência - FIA		201-1, 413-1	1.761,7	587,7	199,8%	2.352,0	1.262,8	86,3%
31		Investimentos pela Lei de Incentivo à cultura - Rouanet		201-1, 413-1	4.775,6	2.035,2	134,7%	9.443,8	5.052,0	86,9%
32		Investimentos pela Lei de incentivo ao esporte		201-1, 413-1	1.619,1	850,0	90,5%	2.349,7	1.262,5	86,1%
35		Investimentos pelo Fundo Municipal do Idoso		201-1, 413-1	2.264,0	1.179,6	91,9%	2.341,0	1.239,6	88,9%

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.

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

Contatos

Eduardo Sattamini
Diretor Presidente e de Relações com Investidores

Marcelo Cardoso Malta
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