ENGIE BRASIL ENERGIA

Apresentação de Resultados 1T22

05 de maio de 2022

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

2 Comercialização de Energia

3 Expansão

4 Desempenho Financeiro

5 Material de Apoio



1

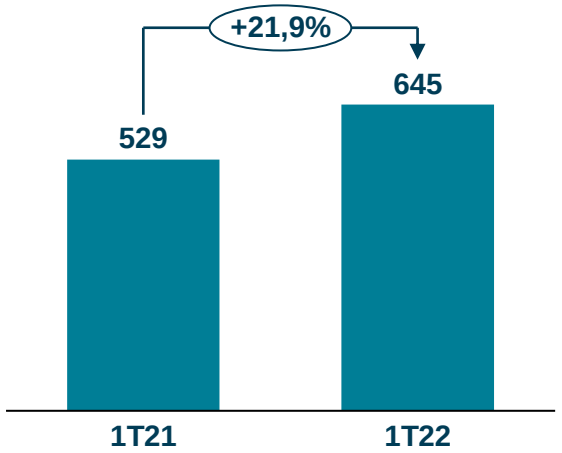
DESTAQUES

Destaques

EBITDA (R$ milhões)



LUCRO LÍQUIDO (R$ milhões)



Drivers do resultado vs. 1T21

↑ **+ 9,9%**	Preço médio líquido de venda
↑ **R$ 203 milhões**	Maior preço e volume de vendas
↑ **R$ 83 milhões**	Menor custo de combustível
↑ **R$ 78 milhões**	Contribuição do segmento transmissão

Compra de energia para portfólio

↓ **R$ 237 milhões**

Volume de compras 581 MWm maior:
- Principalmente devido alienação Complexo Termelétrico Jorge Lacerda com o qual foi firmado contrato de compra de energia

Resultado financeiro líquido

↑ **R$ 8 milhões**

Crescimento de 1,0%
Receitas financeiras: R$ 150 milhões
Despesas financeiras: R$ 974 milhões
- R$ 456 milhões: atualização monetária
- R$ 482 milhões: juros
- R$ 23 milhões: outras

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

Destaques

Atingida cerca de **77% da RAP total do projeto Gralha Azul ao final do 1T22.**

Em abril, 87% da RAP total foi efetivada com a entrada em operação de nova linha de transmissão e seccionamento.

Atingida aproximadamente **50% da RAP total do projeto Novo Estado** até o início de maio, com a entrada em operação da linha Serra Pelada – Miracema C1 e C2.

Concluída a aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos Paracatu (MG) e Floresta (RN), acrescentando 218 MW de capacidade instalada renovável ao parque gerador.

Reafirmado o Rating Nacional de Longo Prazo em 'AAA(bra)", pela Fitch Ratings. Os ratings internacionais de longo prazo em moeda estrangeira e local também forma reafirmados, respectivamente, em 'BB' e 'BBB-'.

Aprovada a aquisição do **projeto eólico Serra do Assuruá, com capacidade instalada prevista de 880 MW**, localizado em Gentio do Ouro (BA) a 160 Km dos Conjuntos Eólicos Campo Largo e Umburanas, pelo valor máximo de aproximadamente R$ 265 milhões.



Destaques



Aprovada a **distribuição de dividendos complementares** ao exercício de 2021 no **valor de R$ 549,8 milhões (R$ 0,6738/ação).**

As ações serão negociadas ex-dividendos a partir de 12/05/2022 e o **pagamento será definido posteriormente** pela Diretoria Executiva.

O Grupo ENGIE vem desenvolvendo **estratégias de promoção do Hidrogênio Verde e, no Brasil, definiu a ENGIE Brasil Energia como o veículo para investimentos nesta fonte**. A Companhia contará com uma estrutura interna dedicada ao tema. O Brasil é considerado altamente competitivo para H_2, em especial devido à abundância de recursos naturais.

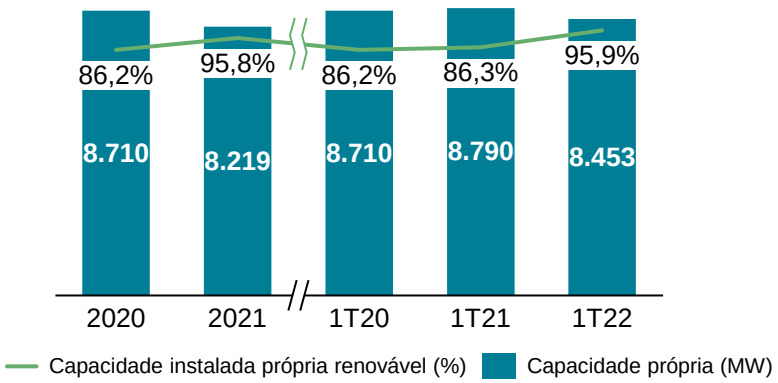
Lançamento do **Relatório de Sustentabilidade 2021,** uma importante ferramenta de prestação de contas à sociedade, que segue as diretrizes da Global Reporting Initiative (GRI) e conta com a asseguração da Burea Veritas. Neste ano, os principais destaques foram:

- Melhoria de indicadores ambientais e atingimento de 96% de capacidade instalada renovável;
- Incremento dos impactos sociais positivos, com ampliação de programas já existentes e implementação de novas iniciativas;
- Resultados consistentes, mesmo diante de cenário hidrológico desafiador.

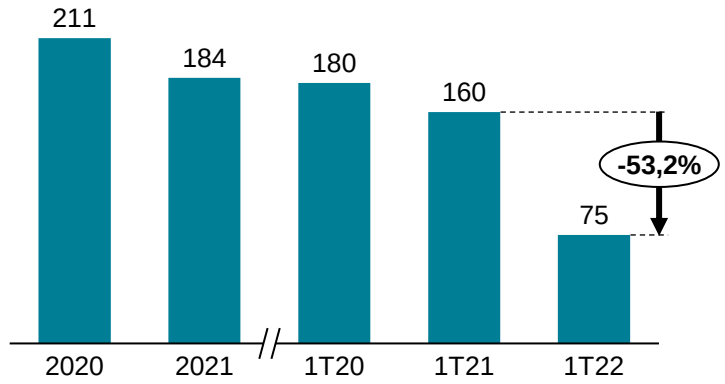
Acesse o conteúdo completo aqui.

Indicadores ESG 1T22

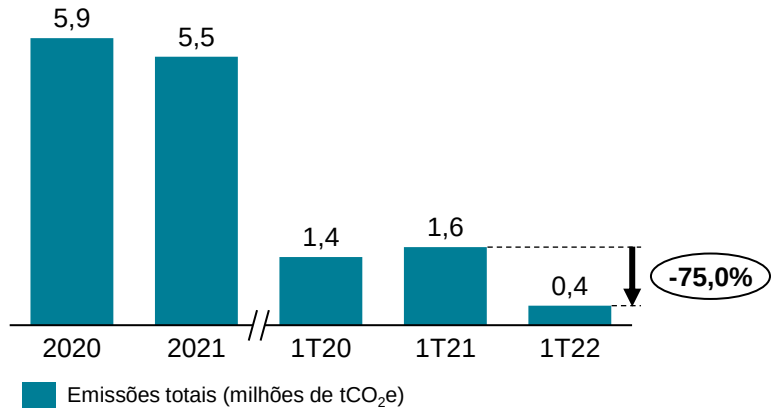
CAPACIDADE INSTALADA E % DE RENOVÁVEIS



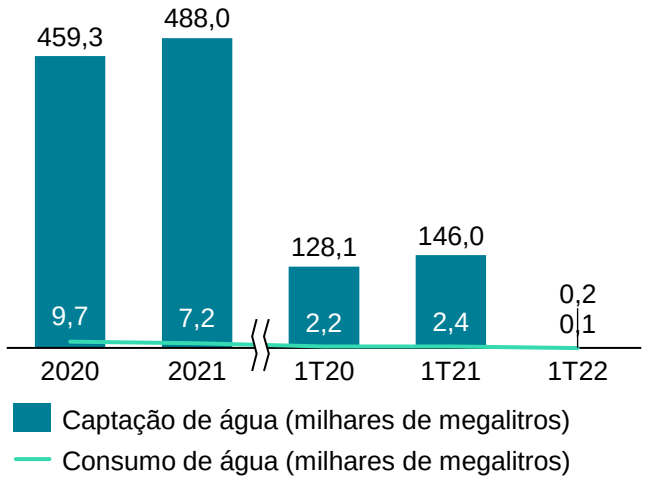
INTENSIDADE DE EMISSÕES (KgCO$_2$E/MWh)



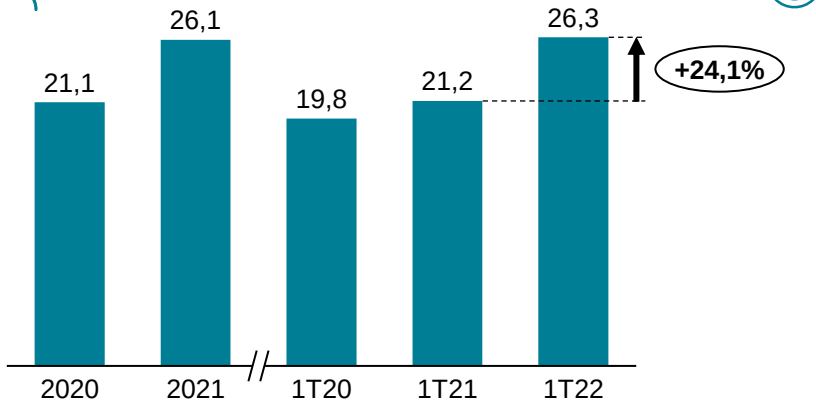
EMISSÕES TOTAIS



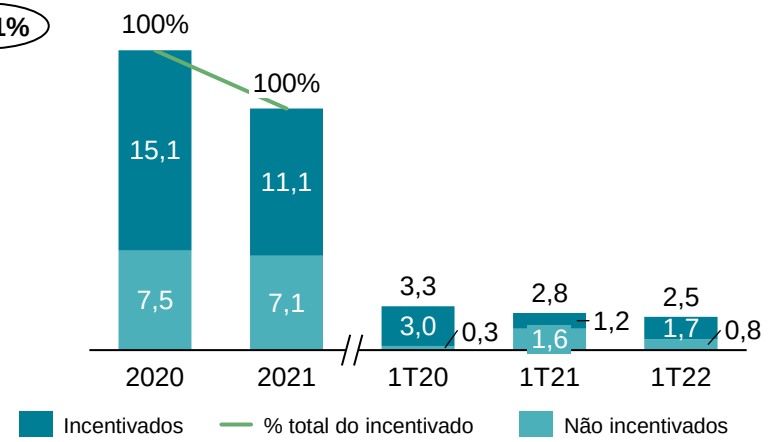
CAPTAÇÃO DE ÁGUA E CONSUMO DE ÁGUA



% MULHERES NA FORÇA DE TRABALHO



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





2

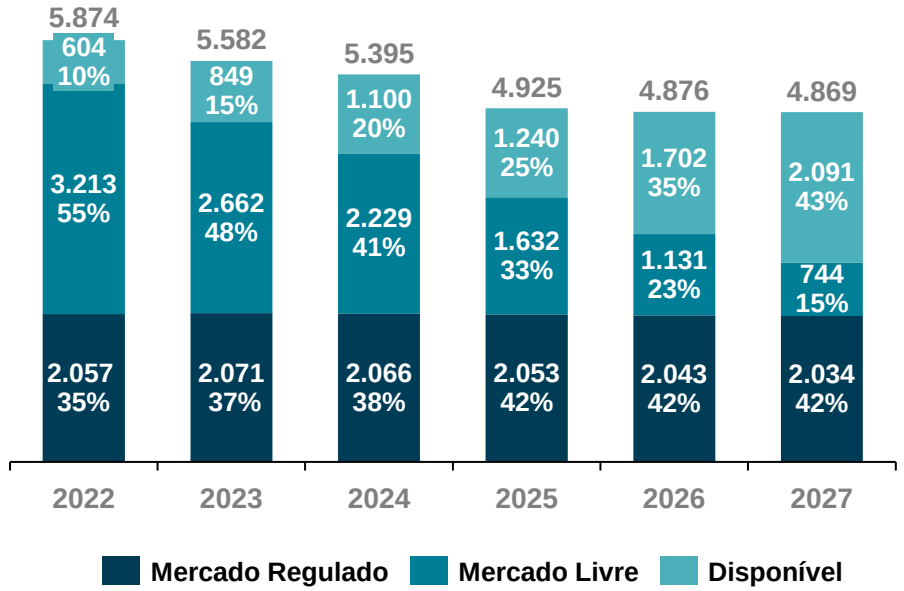
COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA

Estratégia de Comercialização de Energia

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

BALANÇO DE ENERGIA (% DO TOTAL; EM MWm)

em 31/03/2022

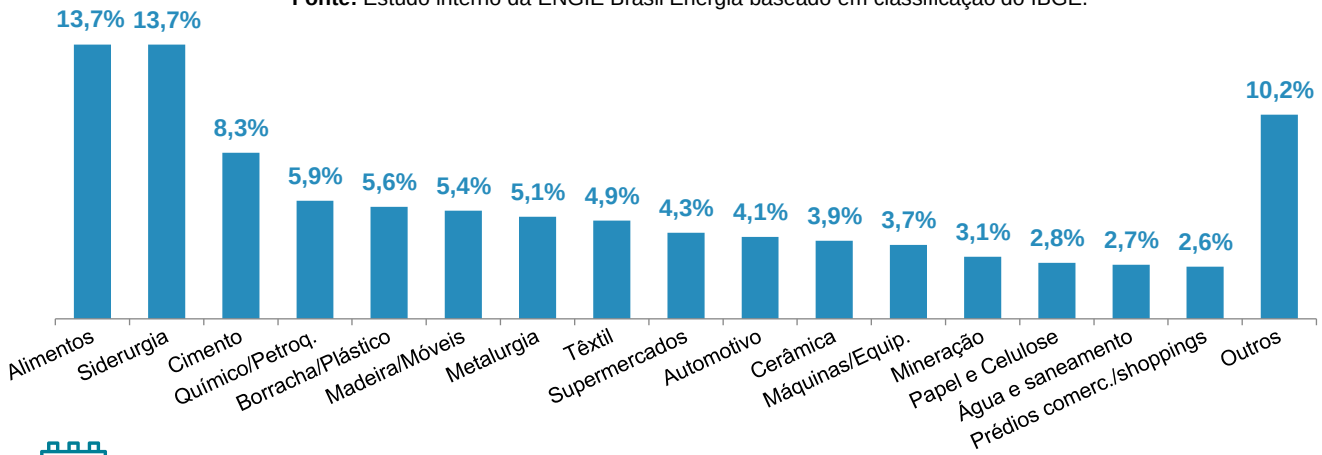


BREAKDOWN DA ENERGIA CONTRATADA POR MERCADO | 2022

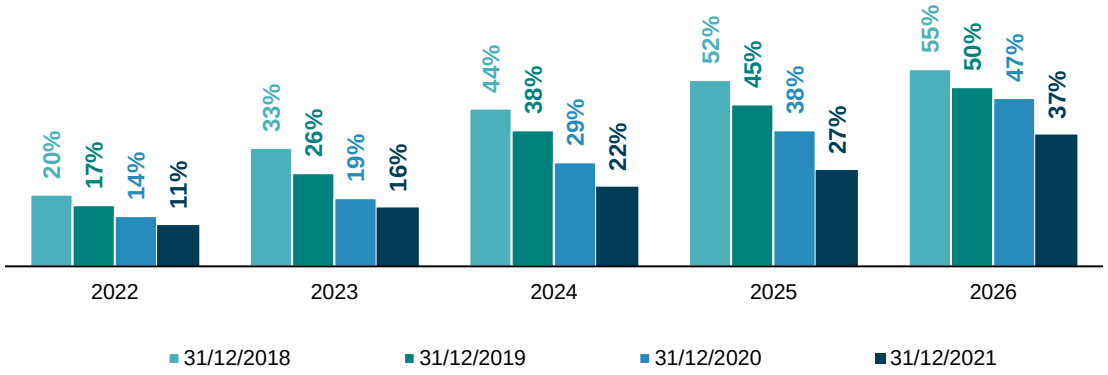


VOLUME DE VENDAS PARA CLIENTES LIVRES EM 2022: 2.378 MWm

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

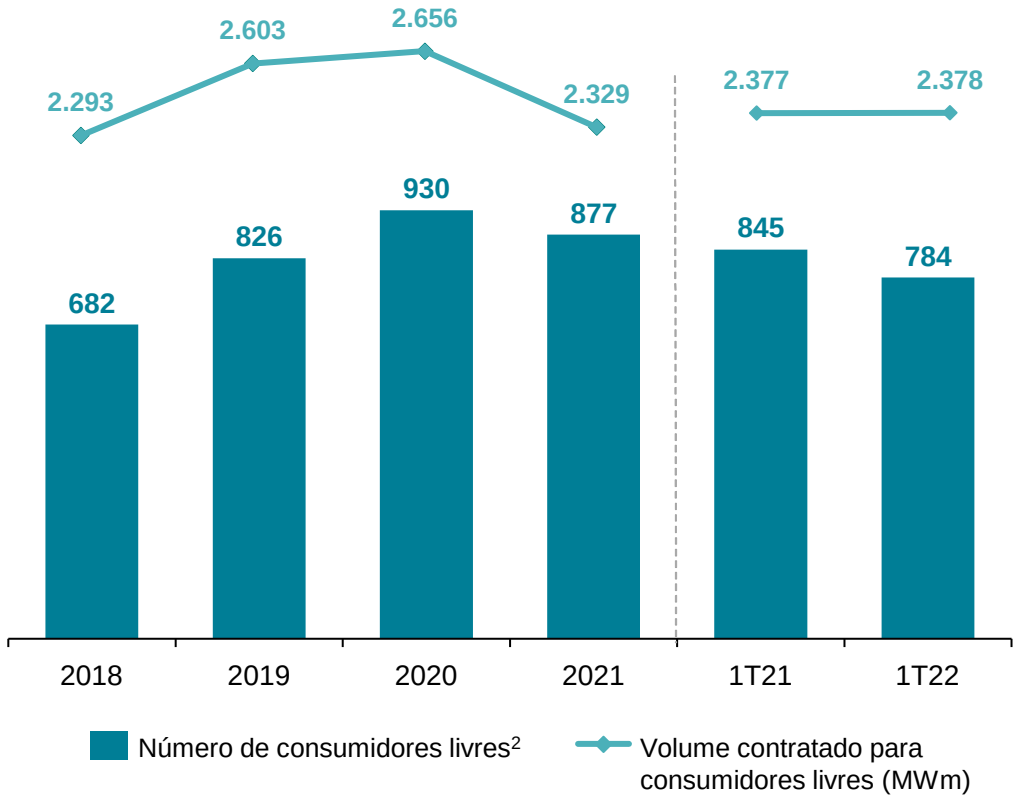


ENERGIA DESCONTRATADA EM RELAÇÃO À DISPONIBILIDADE DE UM DADO ANO



Estratégia de Comercialização de Energia

EVOLUÇÃO DO NÚMERO DE CONSUMIDORES LIVRES[1]



2.277 (-0,3% em rel. 1T21)
Unidades Consumidoras atendidas no 1T22[3]

9,7% (-1,8 p.p. em rel. 1T21)
Market share do ACL no 1T22 (em relação ao total de energia livre)

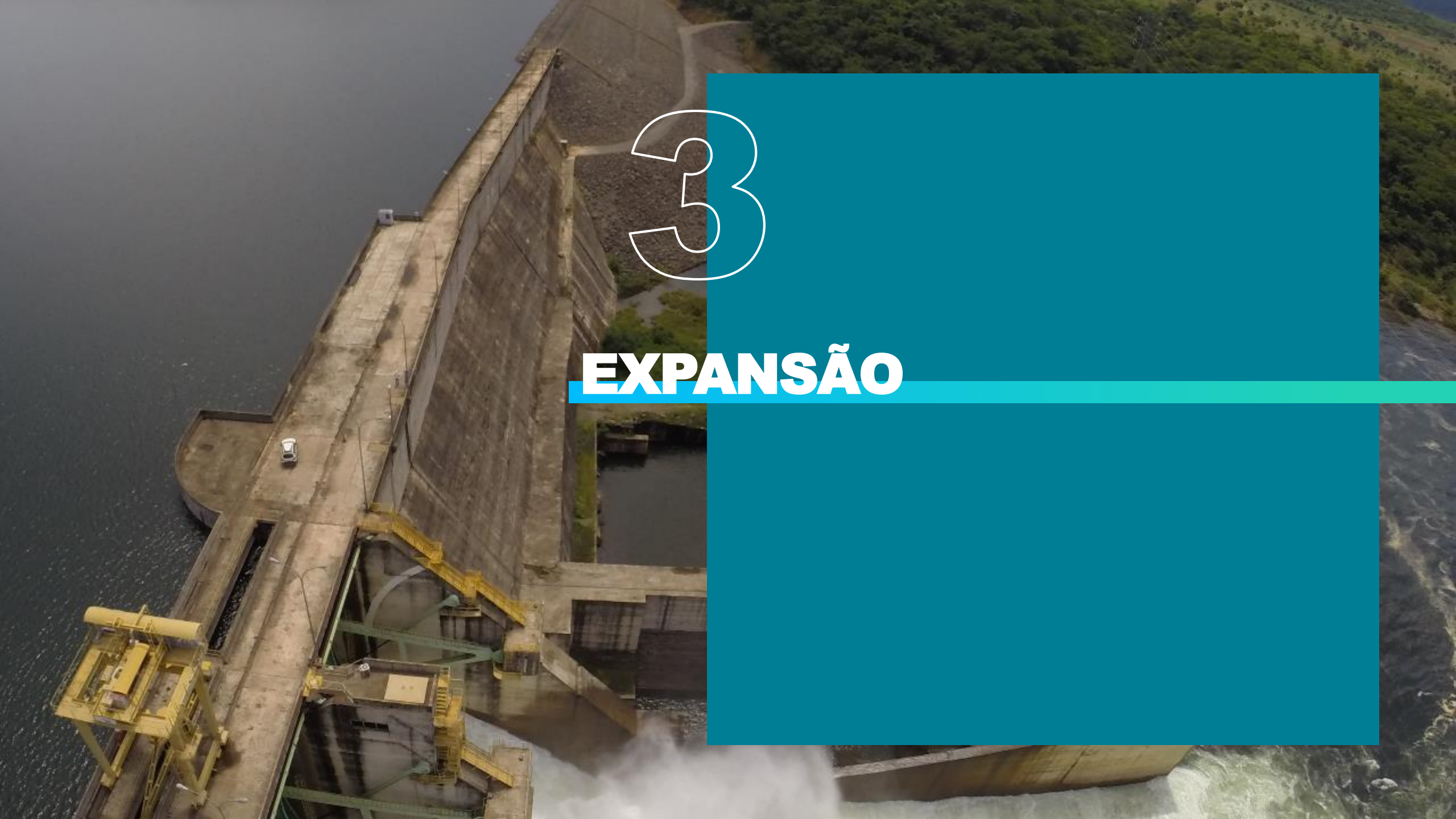
38%
Participação de Clientes Livres no total da receita operacional líquida no 1T22

41%
Participação de Clientes Livres no total das vendas físicas no 1T22

1 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.



3

EXPANSÃO

Projeto Eólico em Implantação

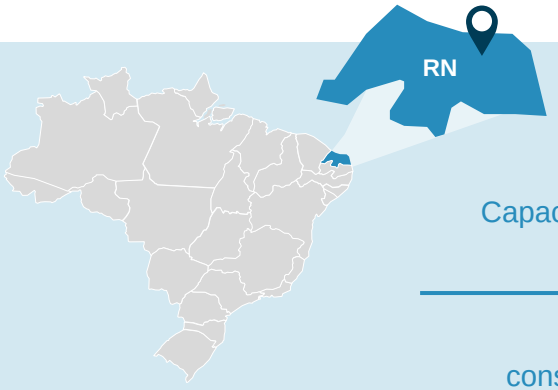
Conjunto Eólico Santo Agostinho (Fase I)

Avanço físico global de 14,5%
Projeto eólico viabilizado no Ambiente de Contratação Livre (ACL).

- Concretagem das bases de 45 dos 70 aerogeradores (64%);
- Construção da Subestação Coletora acumula 33% de avanço físico;
- Obtenção da Licença Simplificada de Instalação e Operação e iniciada a construção da Linha de Transmissão e do *bay* de conexão.



Concretagem da fundação da torre do aerogerador



Lajes e Pedro Avelino (RN) - Fase I

Capacidade Instalada: **434 MW**	Capacidade Comercial (bruta): **218 MWm**	Investimento (R$ mm)[1]: **~R$ 2.300**
Início da construção: **2021**	Início da operação: **4T22**	Nº de aerogeradores: **70 (6,2 MW cada)**

Nota:
[1] Valor base dezembro de 2020.

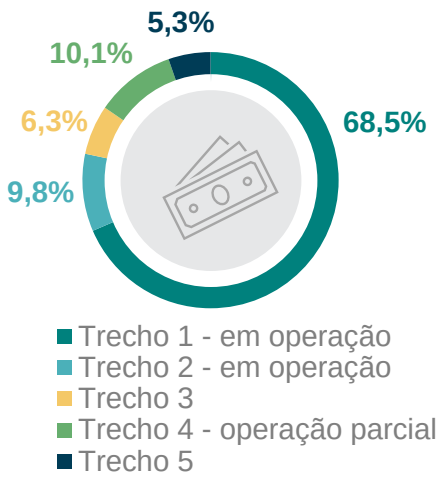
Projeto de Transmissão em Construção

Sistema de Transmissão Gralha Azul

Progresso geral da implantação atingiu 99,8%, ao final do 1T22

- 77% da RAP efetivada: 9 linhas de transmissão e 3 seccionamentos já estão energizadas
- Em abril, atingido 87% da RAP total com a entrada em operação da linha Guarapuava Oeste – Areia e seccionamento Eletrosul.
- Estimativa de atingir cerca de 95% da RAP total ao fim do 2T22.
- Por restrições regulatórias, a linha de transmissão e subestação Irati-Ponta Grossa possui previsão de energização em mar/23.

Parcela da RAP (%)





Subestação Ponta Grossa



RAP contratada (R$ mm): **274,6**[1]	**15 linhas** com cerca de **1.000 km** e cinco subestações	Tensão da linha: **525 kV** (cerca de 526 Km) **230 kV** (cerca de 474 Km)
Investimento Estimado[2]: **~R$ 1,8 bilhão**	Prazo limite para início da operação: **mar/2023**	Prazo de concessão: **30 anos**
Capacidade da subestação:	1 subestação de 525 para 230 kV: **2.016 MVA**	4 subestações de 230 para 138 kV: **1.350 MVA**

Notas:
[1] Valor base agosto de 2021.
[2] Valor base dezembro de 2021.

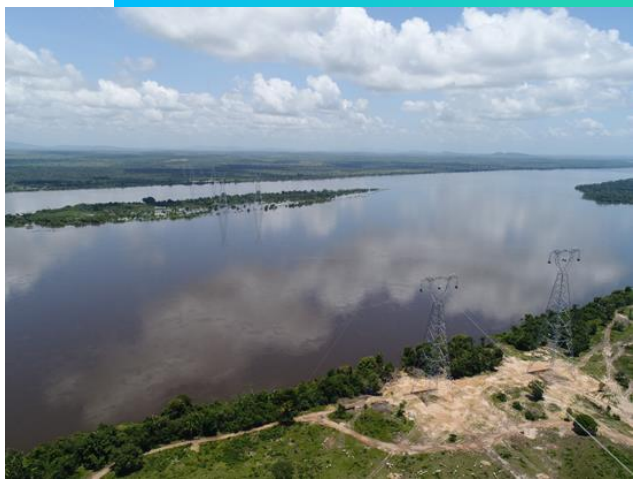
Projeto de Transmissão em Construção

Novo Estado Transmissora de Energia

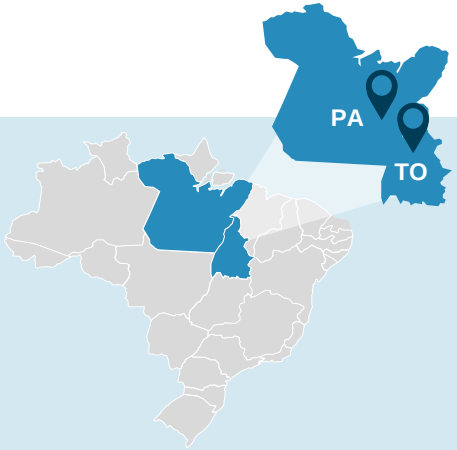
Ao final do 1T22, o progresso geral da obra atingiu 92,6%.

- Linhas Serra Pelada – Miracema C1 e C2 entraram em operação, efetivando cerca de 50% da RAP total até o início de maio.
- Previsão de entrada em operação da linha Xingu – Serra Pelada permanece para o 4T22, atingindo assim a totalidade da RAP do projeto





Lançamento de cabos – travessia do Rio Araguaia



RAP contratada (R$ mm): **370,0[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

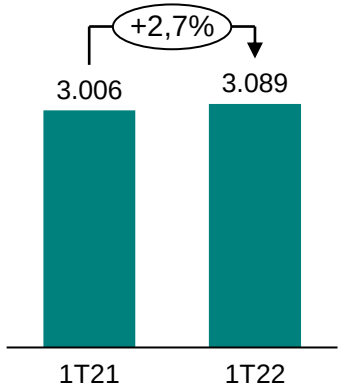
Notas:
[1] Valor base agosto de 2021.
[2] Valor base dezembro de 2021, desconsiderando custo de aquisição.

Expansão

UHE Jirau | atualização

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

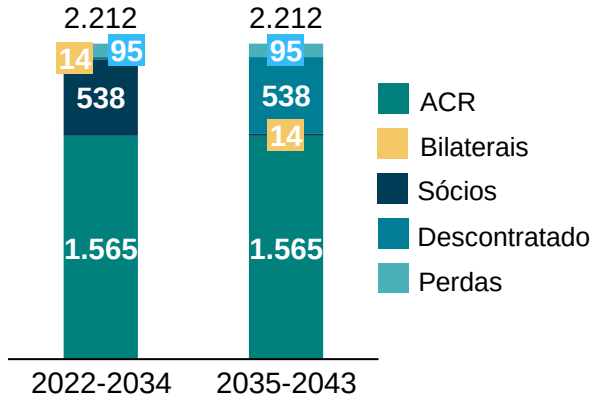
PRODUÇÃO (MW MÉDIO)[1]



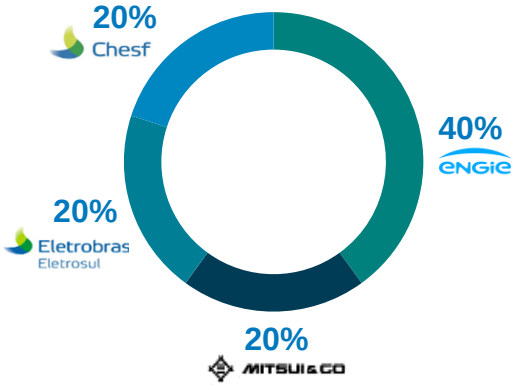
Fator de disponibilidade (FID) no 1T22:

99,2%[1]

PORTFÓLIO DE CONTRATOS (MW MÉDIOS)



ESTRUTURA ACIONÁRIA

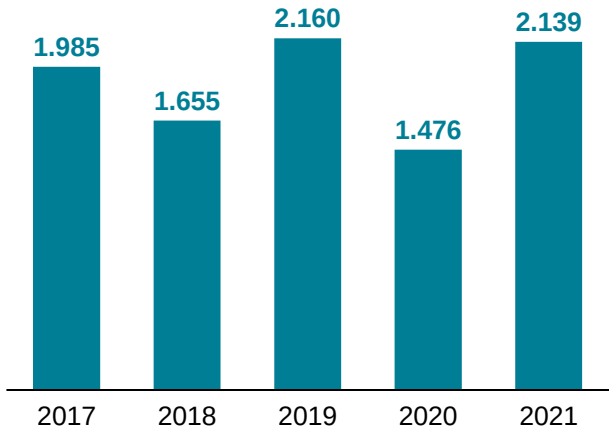


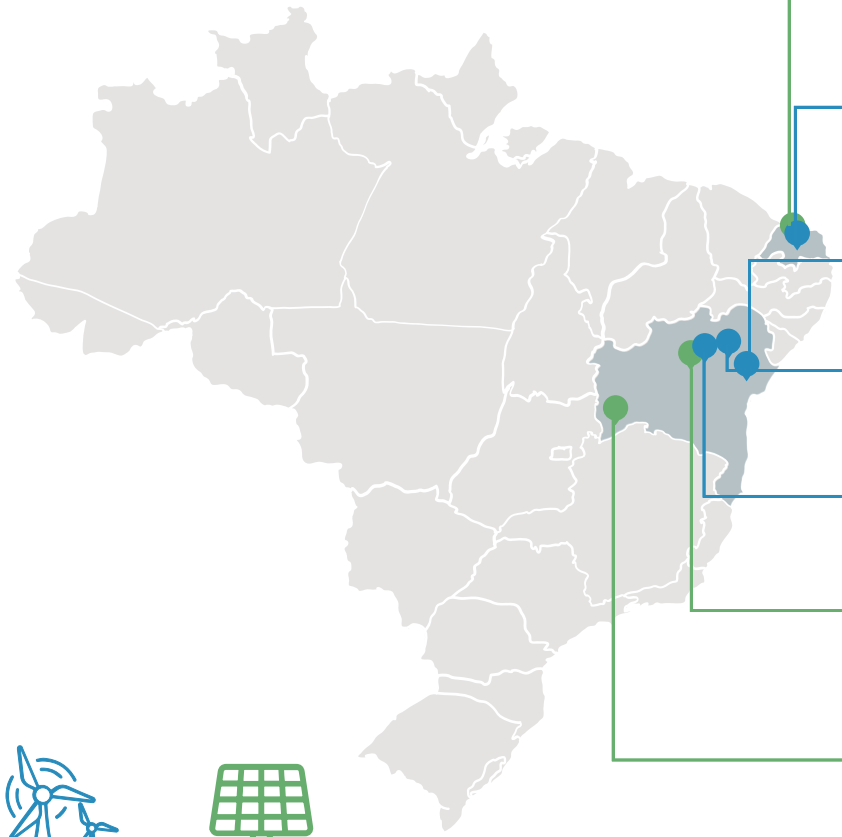
Nota:
[1] Sujeitos à contabilização final da CCEE.

Projetos em Desenvolvimento

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

EVOLUÇÃO PIPELINE DE PROJETOS EM DESENVOLVIMENTO[1] (MW)





Conjunto Fotovoltaico Assú – RN
Capacidade Instalada:
870 MW

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

Conjunto Eólico Serra do Assuruá - BA
Capacidade Instalada:
~880 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

1.659 MW + **1.360 MW** = **3.019 MW**

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



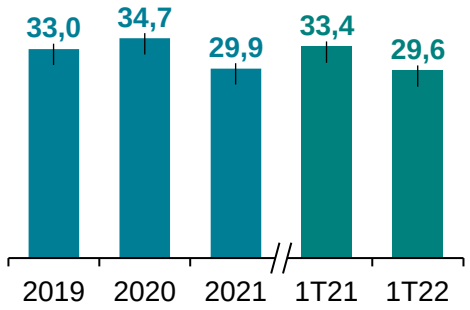
4

DESEMPENHO FINANCEIRO

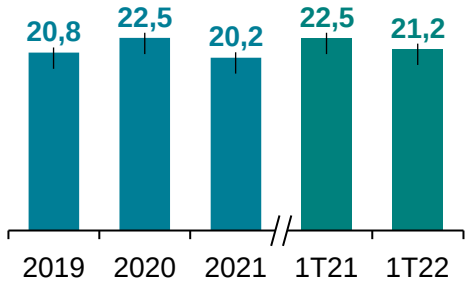
Sólida Performance Financeira

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 – 2021[3]:

Investimentos somaram: **~R$ 22,5 bilhões**, com alavancagem de **82%**

Capacidade instalada própria:

- Total: **+17%**
- Renovável: **+34%**

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

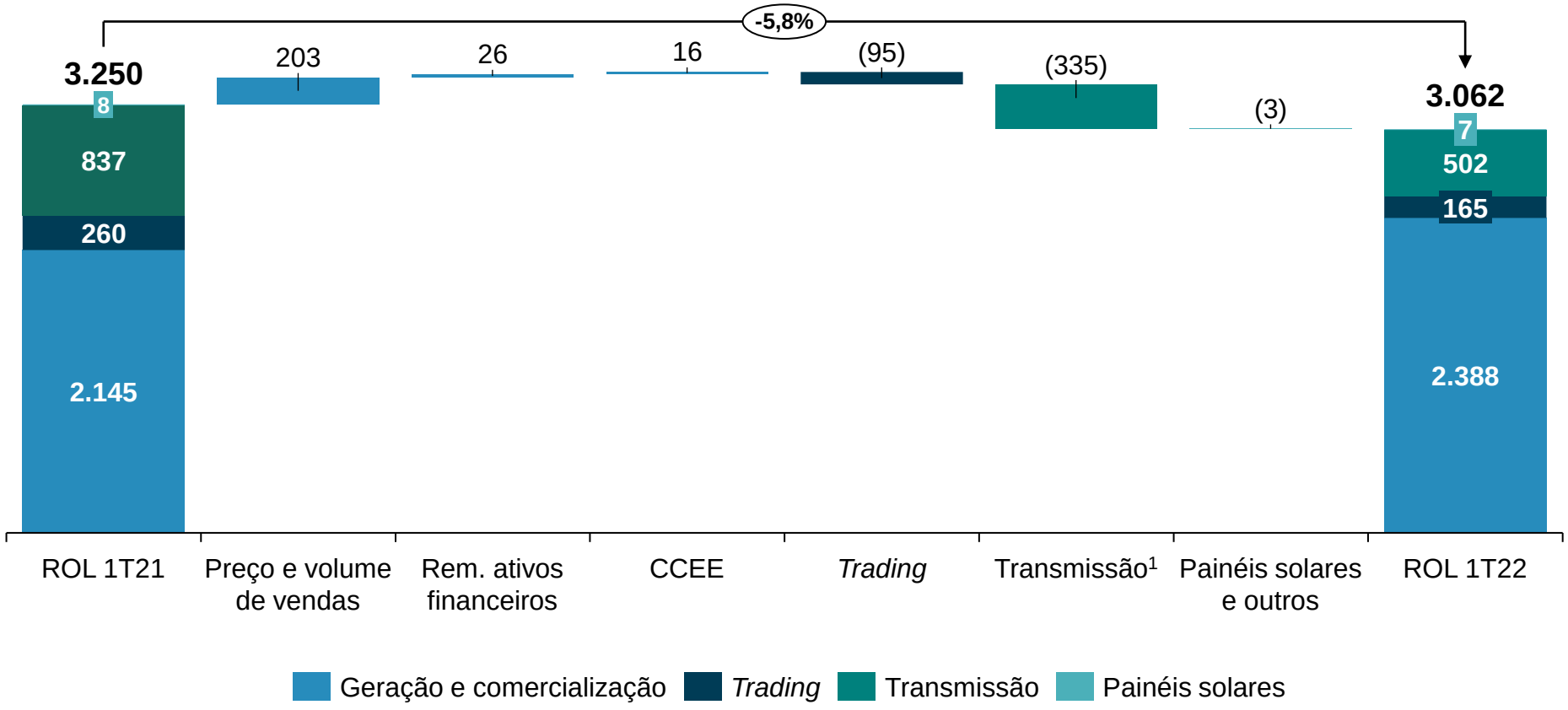
Entrada em transmissão: **2.800 km** em fase final de construção

Ebitda ajustado[4]: **+113%** Lucro líquido[4]: **+34%**

Dividendos e JCP distribuídos: **R$ 11,1 bilhões**

Evolução da Receita Operacional Líquida

RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA (R$ MILHÕES)



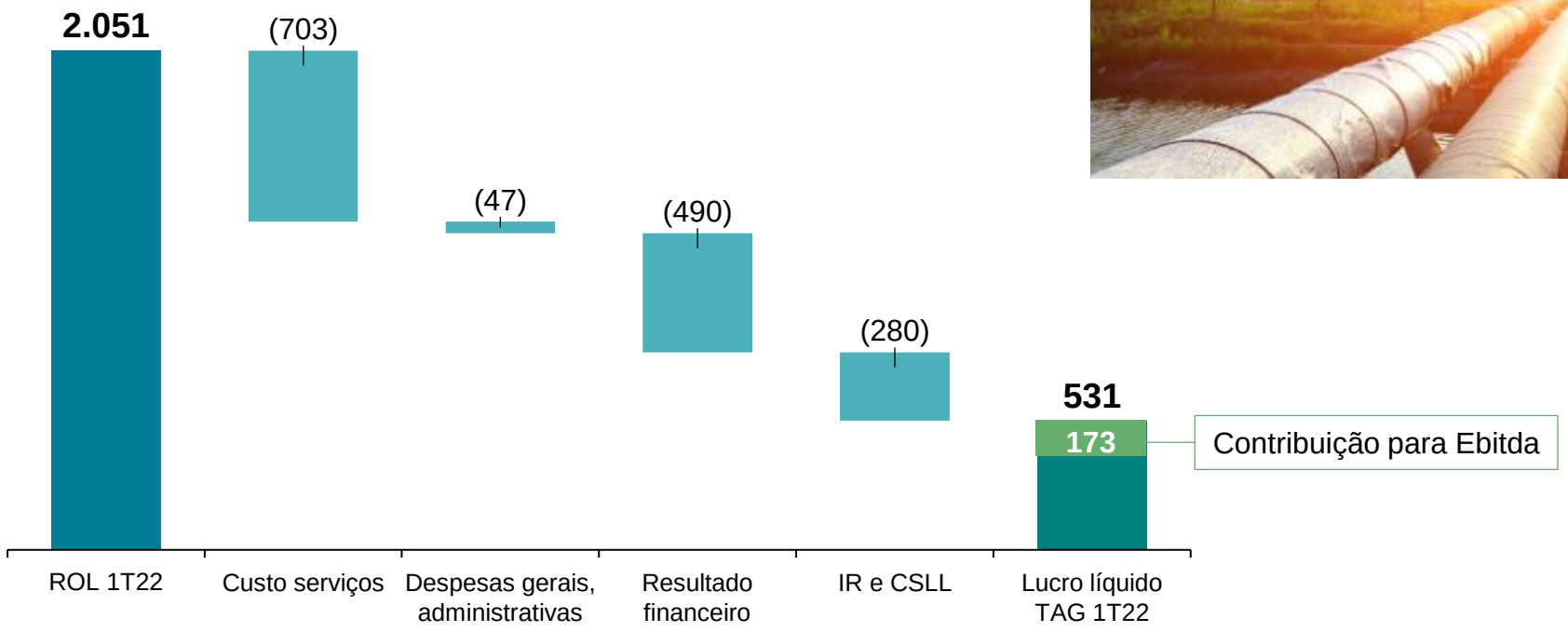
Nota:
[1] Redução de Capex na comparação entre os trimestres.

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$ 173 milhões no Ebitda da Companhia no 1T22, via equivalência patrimonial

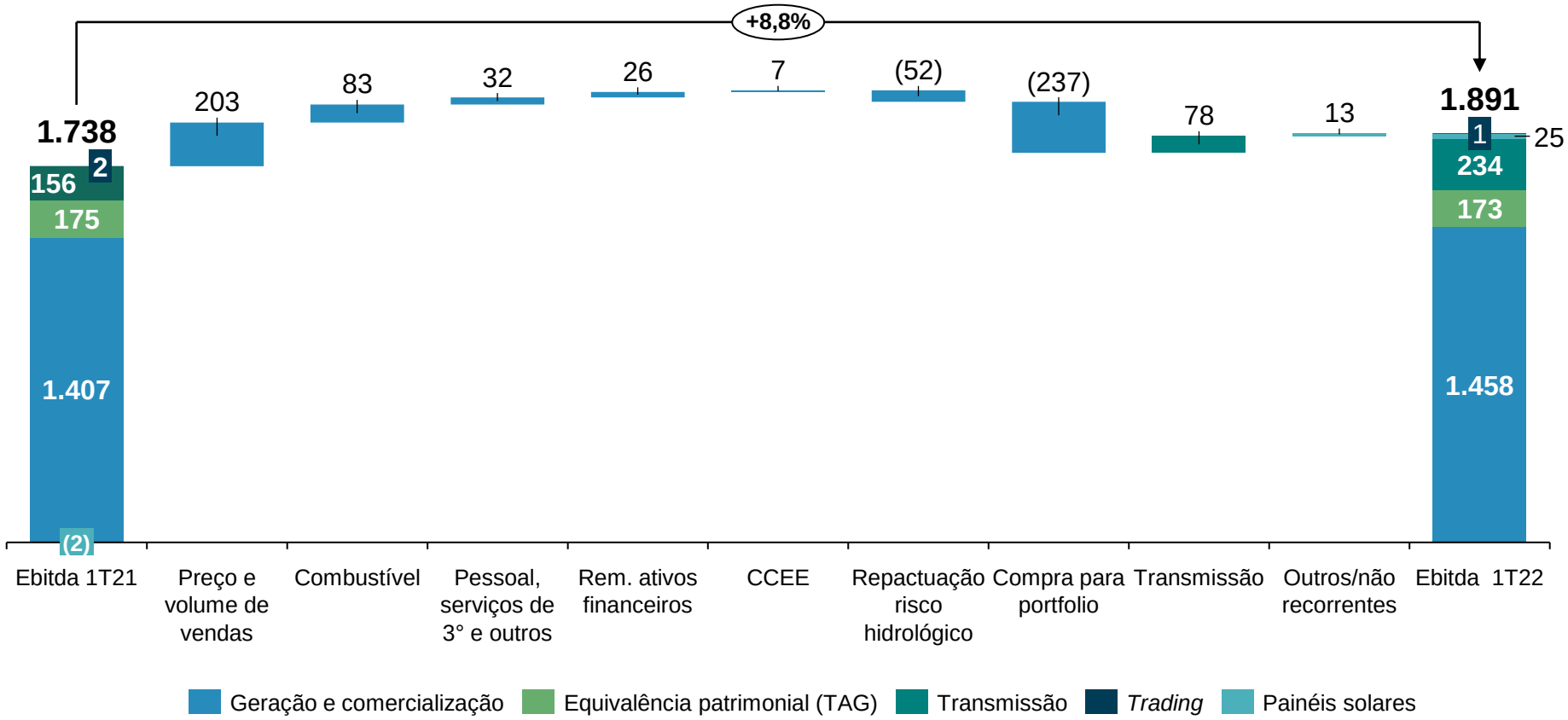
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO TAG (R$ MILHÕES)





Evolução do Ebitda

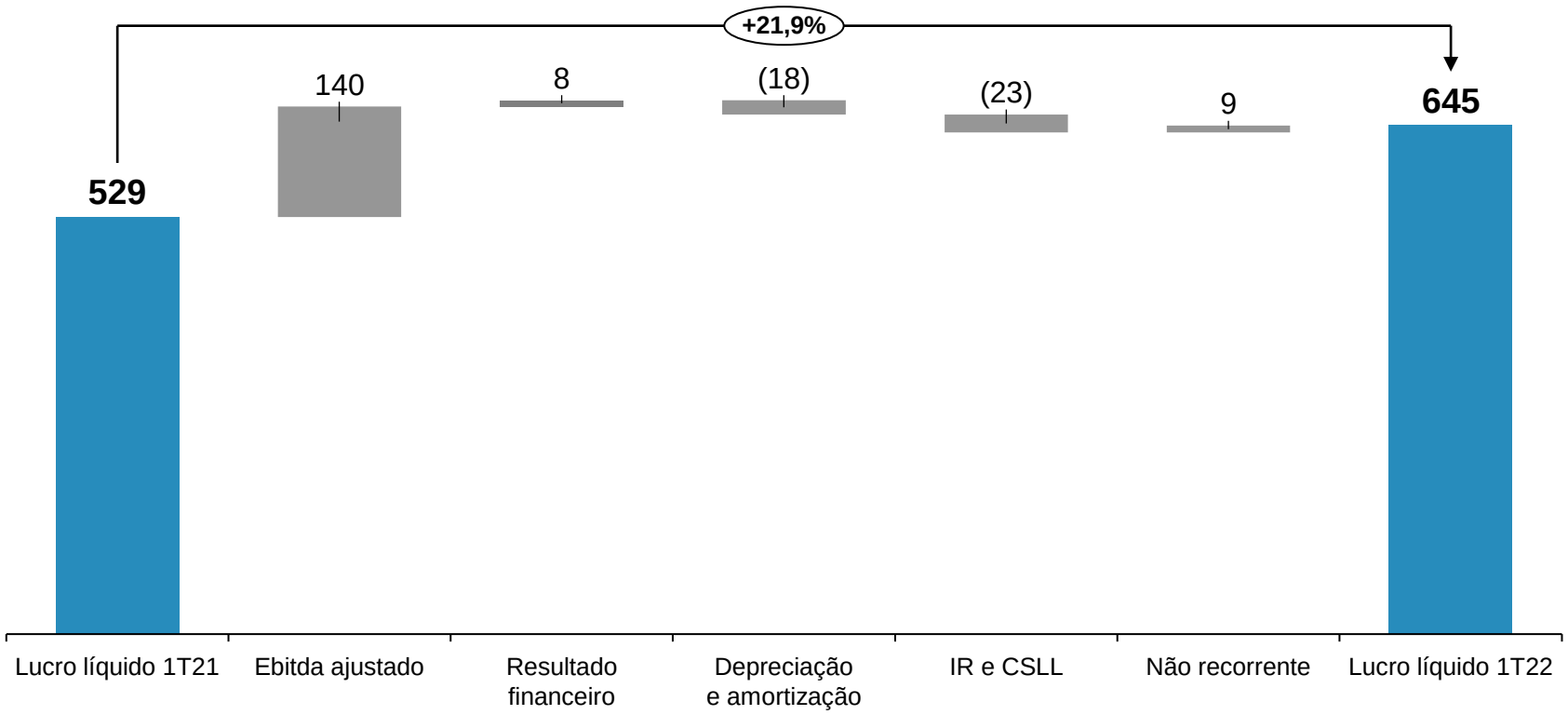
EBITDA (R$ MILHÕES)



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

Evolução do Lucro Líquido

LUCRO LÍQUIDO (R$ MILHÕES)

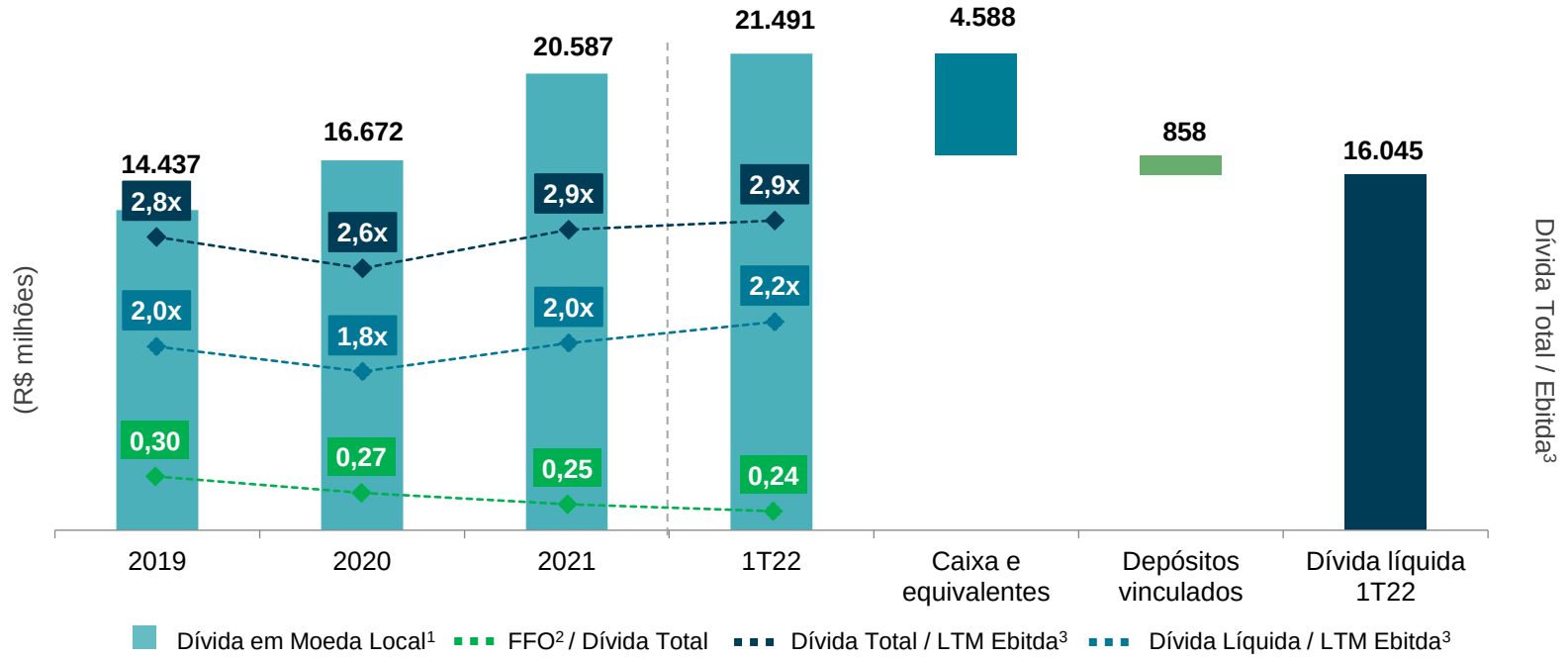


Endividamento Equilibrado

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)





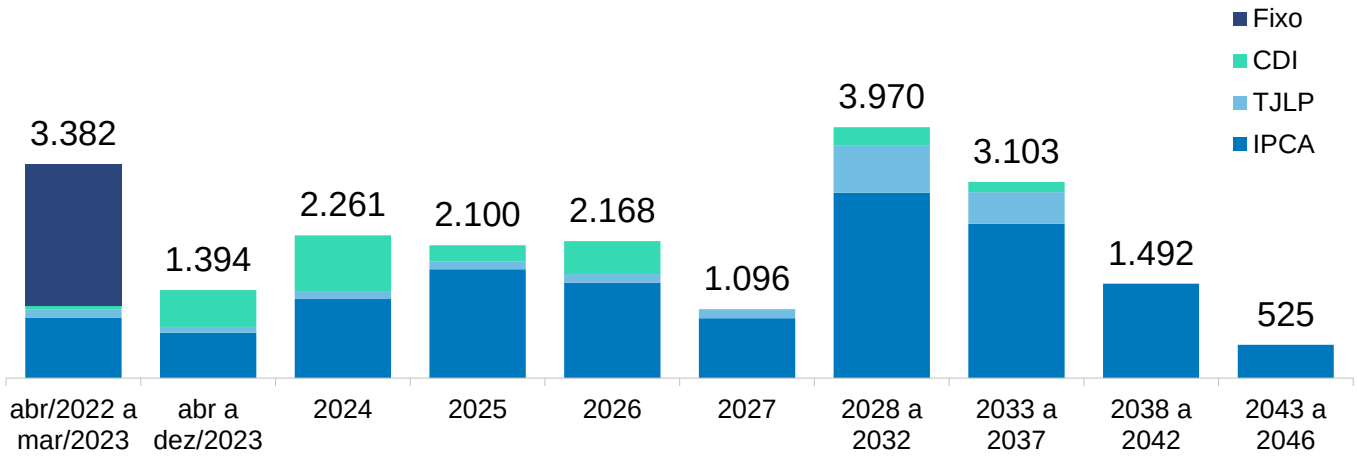
Notas:
[1] Dívida bruta, líquida de operações de *hedge*.
[2] *Funds from Operations,* desconsiderando o impacto das linhas de transmissão (Ativo de Contrato).
[3] Ebitda nos últimos 12 meses.

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.

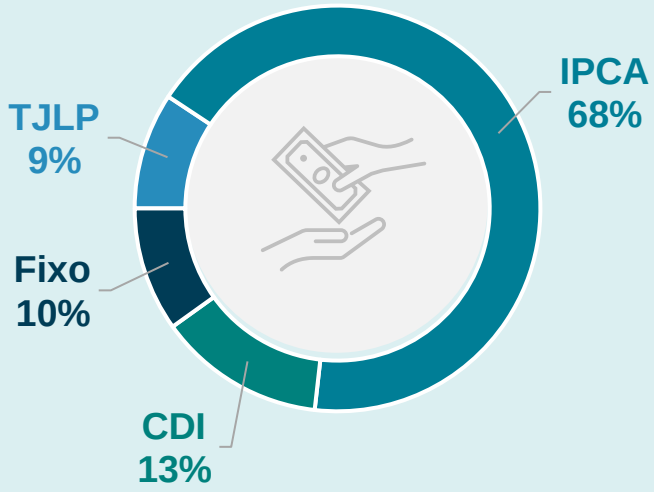
CRONOGRAMA DE VENCIMENTO DA DÍVIDA (R$ MILHÕES)



Prazo médio da dívida: 7,1 anos

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

COMPOSIÇÃO DO ENDIVIDAMENTO



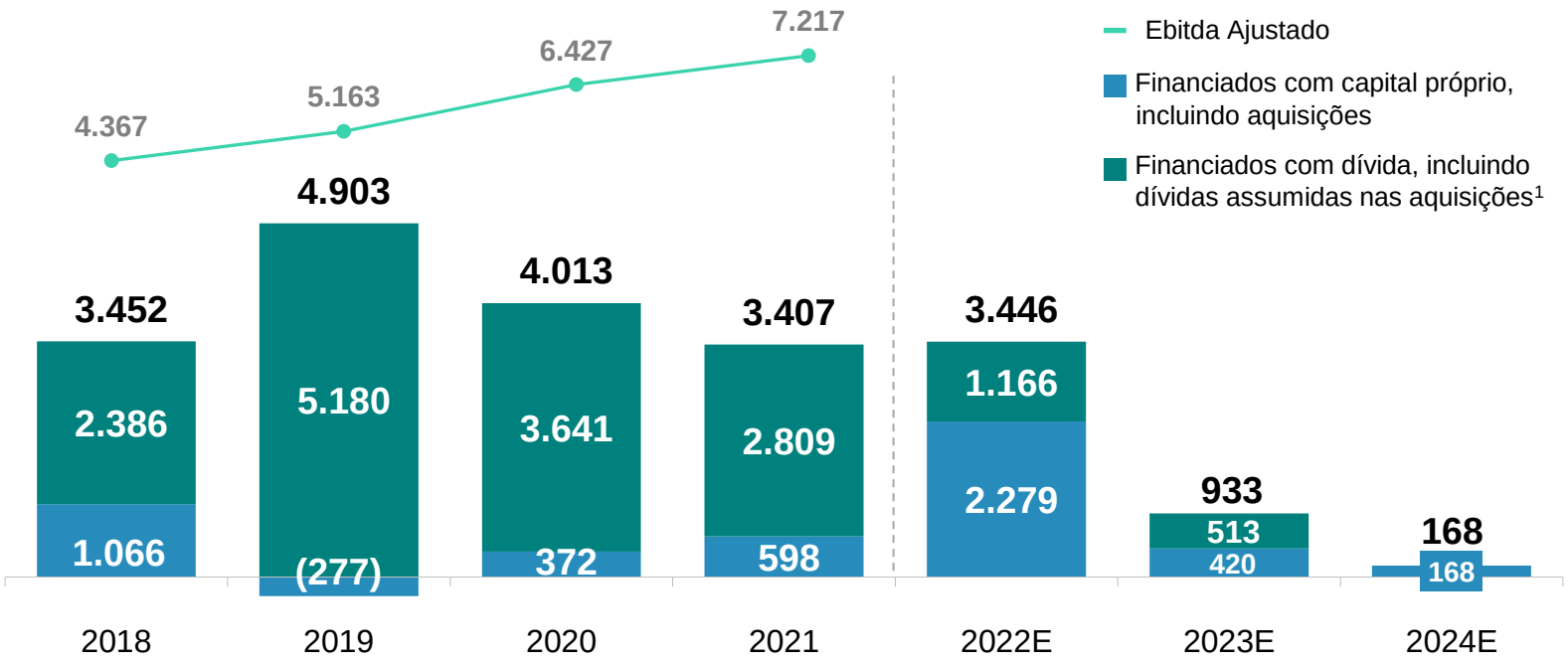
Custo nominal da dívida: 14,5% a.a.
(equivalente a IPCA + 2,9%)

(8,7% - equiv. a IPCA + 2,5% no 1T21)

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)





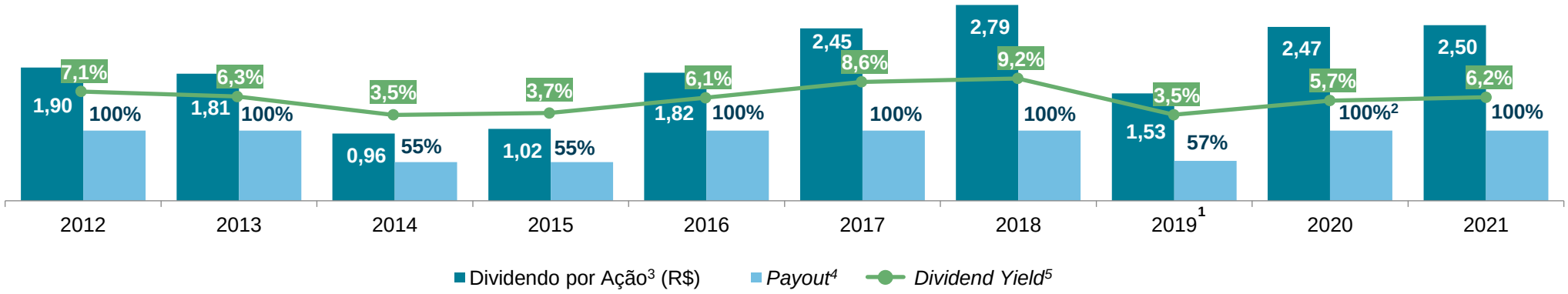
Subestação Ponta Grossa

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

Política de Dividendos

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

DIVIDENDOS (CALCULADOS SOBRE O LUCRO LÍQUIDO DISTRIBUÍVEL)



De forma a manter o nível de *dividend yield*, a Companhia aprovou a distribuição de dividendos intermediários no valor de R$ 638,7 milhões (R$ 0,7827/ação), com base em reserva de lucros retidos em 2020.

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.



5

MATERIAL DE APOIO

Principais Indicadores Financeiros e Operacionais

Consolidado (Valores em R$ milhões)	1T22	1T21	Var.
Receita Operacional Líquida (ROL)	3.062	3.250	**-5,8%**
Resultado do Serviço (EBIT)	1.641	1.507	**8,9%**
Ebitda [1]	1.891	1.738	**8,8%**
Ebitda Ajustado [2]	1.878	1.738	**8,1%**
Ebitda / ROL - (%) [1]	61,8	53,5	**8,3 p.p.**
Ebitda / ROL - (%) Ajustada [2]	61,3	53,5	**7,8 p.p.**
Lucro Líquido	645	529	**21,9%**
Lucro Líquido Ajustado	636	529	**20,2%**
Retorno Sobre o Patrimônio (ROE) Ajustado [3]	29,6	33,4	**-3,8 p.p.**
Retorno Sobre o Capital Investido (ROIC) Ajustado [4]	21,2	22,5	**-1,3 p.p.**
Dívida Líquida [5]	16.045	13.235	**21,2%**
Produção Bruta de Energia Elétrica (MW médios) [6]	3.293	4.601	**-28,4%**
Energia Vendida (MW médios) [7]	4.245	4.205	**1,0%**
Preço Líquido Médio de Venda (R$/MWh) [8]	225,35	205,13	**9,9%**
Número de Empregados - Total	1.216	1.600	**-24,0%**
Empregados EBE	1.129	1.472	**-23,3%**
Empregados em Projetos em Construção	87	128	**-32,0%**

Notas:
[1] Ebitda representa: lucro líquido + imposto de renda e contribuição social + resultado financeiro + depreciação e amortização.
[2] Ebitda ajustado: lucro líquido + imposto de renda e contribuição social + despesas financeiras, líquidas + depreciação e amortização + *impairment* + não recorrentes.
[3] ROE: lucro líquido ajustado dos últimos 4 trimestres / patrimônio líquido.
[4] ROIC: taxa efetiva x EBIT ajustado / capital investido (capital investido: dívida – caixa e eq. caixa – depósitos vinculados ao serviço da dívida + PL).
[5] Valor ajustado, líquido de ganhos de operações de *hedge*.
[6] Produção total bruta das usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia.
[7] Desconsidera vendas por regime de cotas (UHEs Jaguara e Miranda).
[8] Líquido de impostos sobre a venda e operações de *trading*.

Portfólio Balanceado de Ativos

	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	1.078,0	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	**6.391,7**	**3.417,7**

	Usinas Termelétricas	Capacidade Instalada (MW)	Capacidade Comercial (MWm)
12	Pampa Sul	345,0	323,5
	Total	**345,0**	**323,5**

	Usinas Complementares	Capacidade Instalada (MW)	Capacidade Comercial (MWm)
13	Conjunto Campo Largo II (Eólica)[2]	361,2	192,5
14	Conjunto Umburanas (Eólica)[3]	360,0	213,3
15	Conjunto Campo Largo I (Eólica)[2]	326,7	166,5
16	Conjunto Trairi (Eólica)[4]	212,6	97,2
17	Paracatu (Solar)[5]	132,0	34,0
18	Floresta (Solar)[6]	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)[7]	2,1	0,3
	Total	**1.704,2**	**815,3**

Capacidade instalada de geração de energia de **8.441 MW (4.556 MWm)**, **+434 MW** de energia eólica e **~2.800 Km** de linhas de transmissão em implantação.

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)[8]	1.500,0	884,6
29	Conjunto Santo Agostinho I (Eólica)	434,0	218,0
	Total	**1.934,0**	**1.102,6**

	Transmissão	**Tamanho**	**Subestações**
30	Gralha Azul	~ 1.000 km	5
31	Novo Estado	~ 1.800 km	1 nova e expansão de 3 existentes
	Total	**~ 2.800 km**	

Notas:
[1] Parte da ENGIE Brasil Energia.
[2] Conjuntos compostos por 11 centrais eólicas.
[3] Conjunto composto por 18 centrais eólicas.
[4] Conjunto composto por 8 centrais eólicas.
[5] Composto por 4 centrais fotovoltaicas.
[6] Composto por 3 centrais fotovoltaicas.
[7] Composto por 2 usinas.
[8] 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

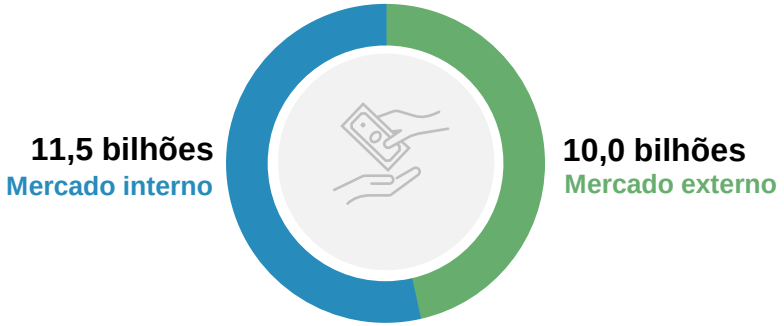
Alto nível de contratação no ambiente regulado, por um prazo médio ponderado de aproximadamente 9 anos. Estrutura de financiamento com custo competitivo e protegido da variação cambial – *Rating* Local AAA pela Fitch Ratings e Moody's

DETALHAMENTO DOS CONTRATOS

Contrato/ Trecho	Extensão (km)	Maturidade do Contrato[1]	Volumes Contratados (MM m³/dia)	% da Receita Operacional Líquida 1T22[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-2022	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 de cinco 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 31/03/2022)



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

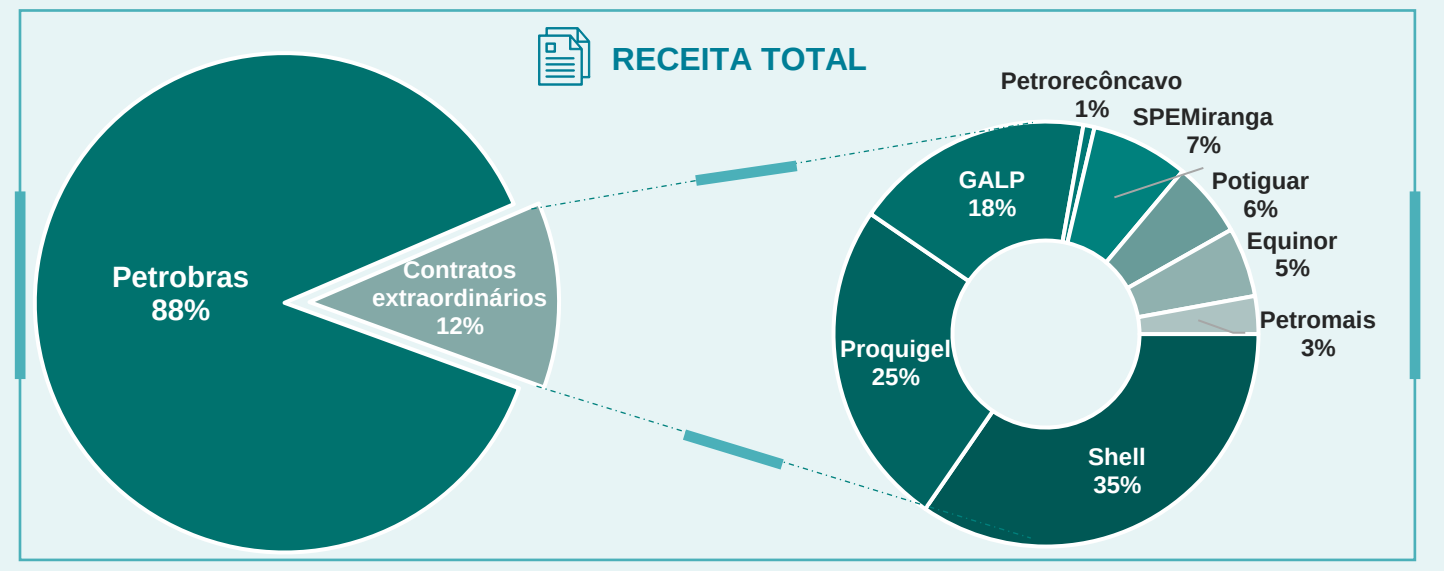
Mercado externo[2]: Libor[3] + *spread* inicial entre 2,3% e 3,6%, com amortizações semestrais e vencimento em junho/2027.

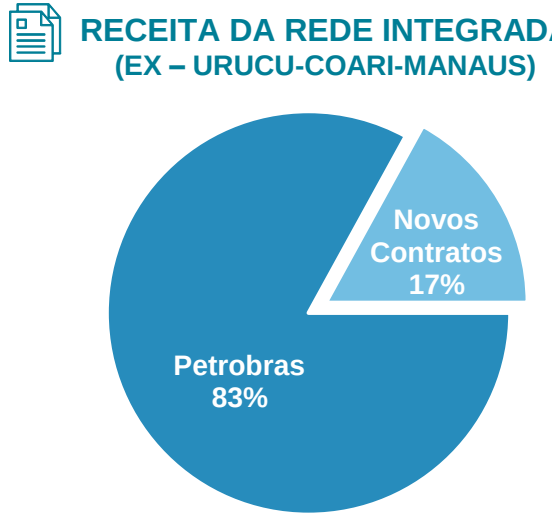
Notas:
[1] Os valores apresentados não consideram os *swaps* da dívida.
[2] A parcela da dívida em moeda estrangeira foi convertida pelo Ptax de 31/03/22 de R$ 4,7378 e está atrelada ao faturamento em dólar americano de parte do contrato Gasene, havendo assim uma simetria natural entre a receita e o 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).

Transportadora Associada de Gás – TAG

Iniciativas para a 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;
- Assinatura do **Acordo de Redução de Flexibilidade** de uso da malha da TAG pela Petrobras;
- **30 novos contratos** extraordinários iniciados em janeiro de 2022, com duração de 1 ano;
- **11,3 milhões de m³** de capacidade de transporte contratadas em janeiro;
- **8** clientes além da Petrobras;
- **Flexibilização do calendário** de novas ofertas de capacidade de transporte, com janelas semanais de ingresso.





Balanço de Energia em 31/03/2022

Contratação diversificada, com prazo médio de cerca de 17 anos no ACR e de 4 anos no ACL[1]

	(em MW médio)	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Preço **Bruto** no Leilão (R$/MWh)	Data de Referência	Preço **Bruto** Corrigido (R$/MWh)	Preço **Líquido** de PIS/COFINS/P&D (R$/MWh)
	Recursos Próprios	4.388	4.535	4.602	4.592	4.589	4.589				
+	Compras para Revenda	1.486	1.047	793	333	287	280				
=	**Recursos Totais (A)**	**5.874**	**5.582**	**5.395**	**4.925**	**4.876**	**4.869**				
	Vendas Leilões do Governo[2]	2.057	2.071	2.066	2.053	2.043	2.034				
	2005-EN-2010-30	200	200	200	200	200	200	115,1	dez-05	263,1	236,4
	2006-EN-2009-30	493	493	493	493	493	493	128,4	jun-06	288,4	259,1
	2006-EN-2011-30	148	148	148	148	148	148	135,0	nov-06	302,0	271,3
	2007-EN-2012-30	256	256	256	256	256	256	126,6	out-07	271,6	244,0
	Proinfa	19	19	19	19	19	10	147,8	jun-04	418,4	403,1
	1º Leilão de Reserva	14	14	14	2	-	-	158,1	ago-08	344,3	331,7
	Mix de leilões (Energia Nova / Reserva)	14	14	9	8	-	-	-	-	322,9	311,1
	2014-EN-2019-25	295	295	295	295	295	295	183,5	mar-14	278,7	250,4
	2014-EN-2019-25	10	10	10	10	10	10	206,2	nov-14	312,4	301,0
	2014-EN-2019-20	82	82	82	82	82	82	139,3	nov-14	211,6	192,1
	2015-EN-2018-20	46	46	46	46	46	46	188,5	ago-15	265,3	240,8
	8º Leilão de Reserva (Assú V/Floresta/Paracatu)	54	68	68	68	68	68	296,7	nov-15	401,3	364,2
	2017-EN-2019-20	48	48	48	48	48	48	136,4	nov-14	212,0	192,4
	Vendas Reguladas - Cotas										
	2018 - Cotas (UHJA) - 2018-30	239	239	239	239	239	239	-	jul-17	166,6	158,9
	2018 - Cotas (UHMI) - 2018-30	139	139	139	139	139	139	-	jul-17	193,2	184,3
+	Vendas Bilaterais	3.213	2.662	2.229	1.632	1.131	744				
=	**Vendas Totais (B)**	**5.270**	**4.733**	**4.295**	**3.685**	**3.174**	**2.778**				
	Saldo (A - B)	**604**	**849**	**1.100**	**1.240**	**1.702**	**2.091**				
	Preço médio de venda (R$/MWh) **(líquido)**[3,4]:	219,4	223,7	219,4							
	Preço médio de compra (R$/MWh) **(líquido)**[5]:	190,8	175,3	155,8							

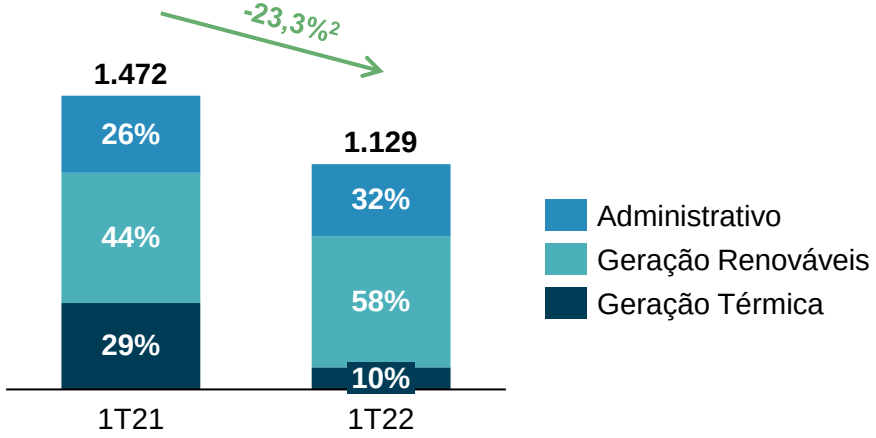
[2] XXXX-YY-WWWW-ZZ, onde:
XXXX -> ano de realização do leilão
YY -> EE = energia existente ou EN = energia nova
WWWW -> ano de início de fornecimento
ZZ -> duração do fornecimento (em anos)

[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.

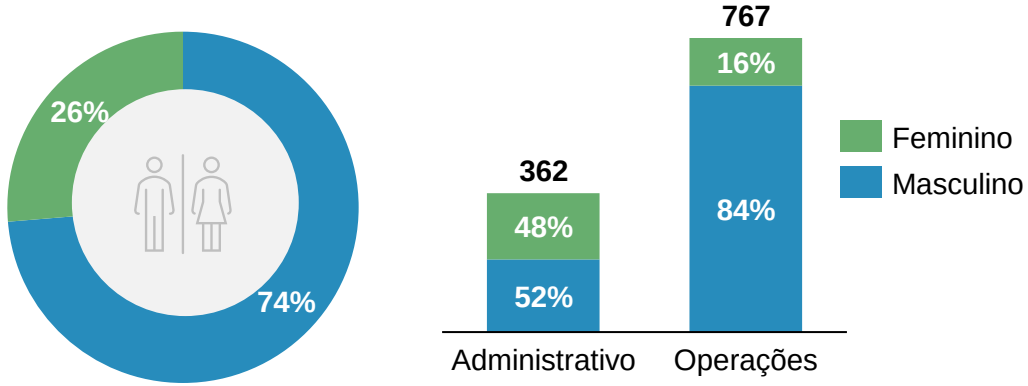
Notas:
- O balanço está referenciado ao centro de gravidade (líquido de perdas e consumo interno das usinas).
- Os preços médios são meramente estimativos, com base em revisões do planejamento financeiro, não captando a variação das quantidades contratadas, que são atualizadas trimestralmente.

Força de Trabalho[1]

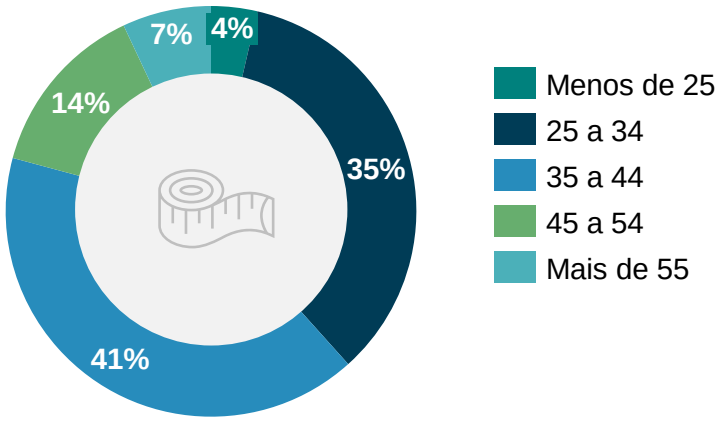
NÚMERO DE EMPREGADOS



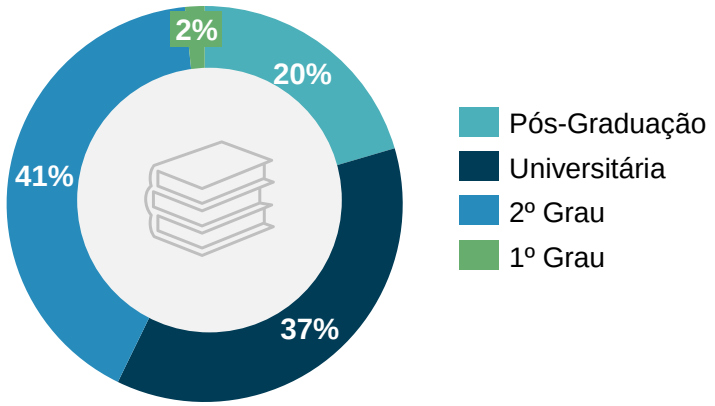
POR GÊNERO



POR FAIXA ETÁRIA



POR FORMAÇÃO



Notas:
[1] Não considera os empregados lotados em projetos em construção.
[2] Considerando a alienação do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda e ENGIE Geração Solar Distribuída.

Indicadores de Sustentabilidade[1]

Item	Dimensão[2]	Indicador	Temas materiais	Indicador GRI[4]	1T22	1T21	Variação
1	Qualidade	Número de usinas em operação	- Performance econômico-financeira e operacional - Descarbonização das próprias operações e de clientes	102-7, EU1	76	63	13
2		Capacidade instalada operada (MW)		102-7, EU1	10.174	10.511	-3,2%
3		Capacidade instalada própria (MW)		102-7, EU1	8.453	8.790	-3,8%
4		Número de usinas certificadas		102-7, EU1, EU6	11	12	-1
5		Capacidade instalada certificada (MW)		102-16, EU6	8.115	8.127	-0,2%
6		Capacidade instalada certificada em relação à total		102-16, EU6	79,8%	77,3%	2,4 p.p.
7		Capacidade instalada proveniente de fontes renováveis		102-7, EU1	9.829	9.309	5,6%
8		Capacidade instalada proveniente de fontes renováveis em relação à total		102-7, EU1	96,6%	88,6%	8,0 p.p.
9		Geração de energia total (GWh)		EU2	7.113	9.938	-28,4%
10		Geração de energia certificada		102-16, EU6	5.593	8.031	-30,4%
11		Geração certificada em relação à total		102-16, EU6	78,6%	80,8%	-2,2 p.p.
12		Geração de energia proveniente de fontes renováveis (GWh)		EU2	6.687	8.230	-18,7%
13		Geração proveniente de fontes renováveis em relação à total		EU2	94,0%	82,8%	11,2 p.p.
14		Disponibilidade global do parque gerador		EU30	93,5%	89,7%	3,8 p.p.
15	Meio Ambiente e Mudanças do Clima	Total de mudas plantadas e doadas	- Mitigação e adaptação a mudanças do clima - Apoio ao desenvolvimento sustentável das comunidades - Biodiversidade	304-3, 413-1	60.186	95.077	-36,7%
16		Número de visitantes às usinas e educação ambiental		413-1	19.966	21.172	-5,7%
17		Emissões de CO2 (usinas a combustíveis fósseis) (t/MWh)		D305-1, D305-2, D305-3	1,087	0,932	16,6%
18		Emissões de CO2 do parque gerador da ENGIE Brasil Energia (t/MWh)		D305-1, D305-2, D305-3	0,075	0,160	-53,2%
19	Saúde e Segurança[3]	Taxa de Frequência (TF) operação e manutenção[5]	- Saúde, segurança, bem-estar e desenvolvimento de colaboradores	403-9	2,461	0,000	↑
20		Taxa de Gravidade (TG) empregados próprios[6]		403-9	0,000	0,000	-
21		Taxa de Frequência (TF) obras[5]		403-9	0,330	0,572	↓
22		Visitas Gerenciais de Saúde e Segurança - VGS		403-9	113	452	Não Aplic.
23		Registro de Situações de Risco e Quase Acidentes		403-9	663	1.429	Não Aplic.
24	Responsa-bilidade Social[7]	Investimentos não incentivados	- Apoio ao desenvolvimento sustentável das comunidades - Promoção dos direitos humanos e da diversidade, equidade e inclusão	201-1, 413-1	823,7	1.639,5	-49,8%
25		Investimentos pelo Fundo da infância e adolescência - FIA		201-1, 413-1	136,0	244,0	-44,3%
26		Investimentos pela Lei de Incentivo à cultura - Rouanet		201-1, 413-1	1.423,8	810,8	75,6%
27		Investimentos pela Lei de incentivo ao esporte		201-1, 413-1	94,0	147,1	-36,1%
28		Investimentos pelo Programa Nacional de Apoio à Atenção Oncológica - PRONON		201-1, 413-1	0,0	0,0	-
29		Investimentos pelo Programa Nacional de Apoio à Atenção da Saúde da Pessoa com Deficiência - PRONAS/PCD		201-1, 413-1	0,0	0,0	-
30		Investimentos pelo Fundo Municipal do Idoso		201-1, 413-1	38,5	0,0	-

Notas:

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

[2] Referência: Política ENGIE de Gestão Sustentável.

[3] Os indicadores de Saúde e Segurança passaram por uma mudança metodológica no início de 2021, razão pela qual não há comparativos com períodos anteriores.

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

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

[6] TG = nº de dias perdidos com os acidentes de trabalho ocorridos em cada mil horas de exposição ao risco.

[7] 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

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

Mariana Puricelli
Analista de Relações com Investidores
mariana.puricelli@engie.com