



# Release de Resultados 1T21



## Para Divulgação Imediata

Mais informações:

**Eduardo Sattamini**

Diretor-Presidente e de Relações  
com Investidores

[eduardo.sattamini@engie.com](mailto:eduardo.sattamini@engie.com)

**Rafael Bósio**

Gerente de Relações com Investidores

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

Tel.: (48) 3221-7225

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



## Videoconferência de resultados

Dia 6/05/2021 às 11:00h

(horário de Brasília): em português com  
tradução simultânea para inglês

**Mais detalhes na seção**

**Próximo Evento, na página 31.**

Visite nosso *Website*

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

**IBOVESPA B3**

Índice de  
Ações com Governança  
Corporativa Diferenciada **IGC**

**ITAG B3**

**ISEB3**

Florianópolis (SC), 5 de maio de 2021. A ENGIE Brasil Energia S.A. ("ENGIE", ou "Companhia") — B3: EGIE3, ADR: EGIEY — anuncia os resultados financeiros relativos ao Primeiro Trimestre de 2021, encerrado em 31 de março de 2021 (1T21). As informações financeiras e operacionais a seguir são apresentadas em base consolidada e estão de acordo com os princípios e as práticas contábeis adotadas no Brasil. Os valores estão expressos em reais (R\$), salvo quando indicado de modo diferente. Efeitos de arredondamentos podem causar diferenças nas variações percentuais, quando comparados os comentários de Desempenho Econômico-Financeiro, apresentados em R\$ milhões, com a Demonstração do Resultado (Anexo III), apresentada em R\$ mil.

# ENGIE Brasil Energia inicia operação comercial de Campo Largo II, ultrapassando 1GW de capacidade instalada em eólicas e 1,2GW em fontes renováveis não convencionais

Ebitda e lucro líquido têm crescimento de 30,5% e 3,3%, respectivamente, frente ao primeiro trimestre de 2020.

## Destaques

- » A ENGIE Brasil Energia registrou receita operacional líquida de R\$ 3.250 milhões no 1T21, 25,3% (R\$ 655 milhões) acima do montante apurado no 1T20.
- » O Ebitda<sup>1</sup> registrado no 1T21 foi de R\$ 1.738 milhões, aumento de 30,5% (R\$ 406 milhões) em comparação ao 1T20. A margem Ebitda foi de 53,5% no 1T21, acréscimo de 2,2 p.p. em relação ao 1T20.
- » O lucro líquido foi de R\$ 529 milhões (R\$ 0,6481/ação) no 1T21, valor 3,3% (R\$ 17 milhões) acima do alcançado no 1T20.
- » O preço médio dos contratos de venda de energia, líquido dos tributos sobre a receita e das operações de *trading*, foi de R\$ 205,13/MWh no 1T21, valor 6,7% superior ao registrado no 1T20.
- » A quantidade de energia vendida no 1T21, sem considerar as operações de *trading*, foi de 9.084 GWh (4.205 MW médios), volume 3,0% inferior ao comercializado no 1T20.
- » Continuam as ações de enfrentamento à Covid-19 com comitê de crise; aplicação de testes semanais em colaboradores e prestadores de serviços; participação do Projeto Aliança pela Vida; viabilização de uma usina de oxigênio, em parceria com BNDES; campanha de arrecadação de recursos para ajuda às comunidades do entorno da sede e usinas; adesão ao movimento Unidos pela Vacina, para aquisição de insumos utilizados no processo de vacinação.
- » A Companhia concedeu à FRAM Capital o direito de exclusividade por 120 dias, a contar de 25 de fevereiro de 2021, para realização de *due diligence* acerca da alienação do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda.
- » O Conjunto Eólico Campo Largo II recebeu autorização da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) para iniciar as operações comerciais das Centrais Eólicas IX, X e XIV, somando 79,8 MW de capacidade instalada em operação, de um total de 361,2 MW.
- » A Fitch Ratings reafirmou a nota de crédito (*ratings*) Nacional de Longo Prazo e a atribuída às sexta, sétima e nona emissões de debêntures, em 'AAA(bra)', ambas com perspectiva estável. Os *ratings* internacionais de longo prazo em moeda estrangeira e local da Companhia também foram reafirmados, respectivamente, em BB' e 'BBB-', ambos com perspectiva negativa, em decorrência do limite imposto pelo *rating* soberano, contudo ainda um nível acima do mesmo.
- » Retomado o processo de venda da totalidade das ações da Usina Termelétrica Pampa Sul, de 345 MW de capacidade instalada, em linha com a estratégia de descarbonização da ENGIE no mundo.
- » A ENGIE foi reconhecida como a melhor empresa da América Latina na categoria Meio Ambiente com o Latin Trade IndexAmericas Sustainability Award 2021, prêmio desenvolvido pelo Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) em parceria com a Latin Trade, revista de negócios presente há 27 anos na região.

## Eventos Subsequentes

- » Aneel autoriza operação comercial da Central Eólica XVII do Conjunto Eólico Campo Largo II, em abril de 2021 e da Central Eólica VIII em 4 de maio de 2021.
- » Aprovada pela Assembleia Geral Ordinária de 28 de abril a distribuição de dividendos complementares ao exercício findo em 31 de dezembro de 2020, no valor de R\$ 609,6 milhões (R\$ 0,7471/ação), cuja distribuição atingiu 100% do lucro líquido distribuível (ex repactuação do risco hidrológico). As ações deverão ser negociadas ex-dividendos a partir de 12 de maio de 2021 e a data de pagamento será definida posteriormente pela diretoria executiva.
- » Em 29 de abril ocorreu o lançamento da edição de 2020 do Relatório de Sustentabilidade da ENGIE Brasil Energia. Para acessar o conteúdo completo [clique aqui](#).

## Resumo dos Indicadores Financeiros e Operacionais

Consolidado (Valores em R\$ milhões)	1T21	1T20	Var.
Receita Operacional Líquida (ROL)	3.250	2.595	25,3%
Resultado do Serviço (EBIT)	1.507	1.097	37,5%
Ebitda <sup>(1)</sup>	1.738	1.332	30,5%
Ebitda / ROL - (%) <sup>(1)</sup>	53,5	51,3	2,2 p.p.
Lucro Líquido	529	512	3,3%
Retorno Sobre o Patrimônio (ROE) <sup>(2)</sup>	34,8	33,5	1,3 p.p.
Retorno Sobre o Capital Investido (ROIC) <sup>(3)</sup>	22,6	19,3	3,3 p.p.
Dívida Líquida <sup>(4)</sup>	13.235	11.084	19,4%
Produção Bruta de Energia Elétrica (MW médios) <sup>(5)</sup>	4.601	3.611	27,4%
Energia Vendida (MW médios) <sup>(6)</sup>	4.205	4.337	-3,0%
Preço Líquido Médio de Venda (R\$/MWh) <sup>(7)</sup>	205,13	192,17	6,7%
Número de Empregados - Total	1.600	1.478	8,3%
Empregados EBE	1.472	1.462	0,7%
Empregados em Projetos em Construção	128	16	700,0%

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

<sup>2</sup> ROE: lucro líquido dos últimos 4 trimestres / patrimônio líquido.

<sup>3</sup> ROIC: taxa efetiva x EBIT / capital investido (capital investido: dívida - caixa e eq. caixa - depósitos vinculados ao serviço da dívida + PL).

<sup>4</sup> Valor ajustado, líquido de ganhos de operações de *hedge*.

<sup>5</sup> Produção total bruta das usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia.

<sup>6</sup> Desconsidera vendas por regime de cotas (UHES Jaguará e Miranda).

<sup>7</sup> Líquido de impostos sobre a venda e operações de *trading*.

## MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

Um ano se passou desde que o mundo começou uma jornada de novos aprendizados para combater uma pandemia até então desconhecida pelas atuais gerações. E, embora a ciência já ofereça uma visão mais otimista para o nosso futuro, a verdade é que ainda estamos vivendo sob as limitações impostas pelo coronavírus. O cenário emergencial colocou à prova a estrutura de saúde e a conjuntura econômica nacional, enquanto empresas de Norte a Sul do país engajaram-se socialmente no apoio a instituições e comunidades em vulnerabilidade social. Na ENGIE Brasil Energia, não poupamos esforços para oferecer o suporte necessário a quem mais precisa, enquanto nossos colaboradores atuam incansavelmente para manterem o mais alto nível em nossas operações, gerando resultados positivos, garantindo a oferta de energia, vital à sociedade, sem comprometer a segurança e a saúde das pessoas e o respeito ao meio ambiente.

Nosso investimento social e os elevados padrões de gestão socioambiental são possíveis graças ao cumprimento da nossa governança de maneira transversal em todas as atividades que realizamos, o que possibilita a disciplina financeira necessária para elevar a confiança dos(as) nossos(as) acionistas. Isso é determinante para seguirmos atingindo resultados positivos. Foi essa solidez da ENGIE Brasil Energia que levou a Fitch Ratings a reafirmar, em março, a nota de crédito (*ratings*) Nacional de Longo Prazo e a atribuída às sexta, sétima e nona emissões de debêntures, em 'AAA (bra)', ambas com perspectiva estável. Os *ratings* internacionais de longo prazo em moeda estrangeira e local da Companhia também foram reafirmados, respectivamente, em 'BB' e 'BBB-', ambos com perspectiva negativa, em decorrência do limite imposto pelo *rating* soberano, contudo ainda um nível acima do mesmo.

No 1T21, a receita operacional líquida aumentou 25,3%, totalizando R\$ 3,2 bilhões, com Ebitda 30,5% superior, alcançando R\$ 1,7 bilhão. Essas variações positivas refletem substancialmente a ampliação da contribuição da TAG e do segmento de transmissão nos resultados da Companhia frente o mesmo período de 2020, além de redução no volume de compras de energia, aumento do preço médio líquido de venda de energia e evento não recorrente, relacionado ao complemento nos valores da repactuação do risco hidrológico registrados no final de 2020. O lucro líquido registrou aumento de 3,3%, atingindo R\$ 529 milhões, mesmo impactado pela variação do Índice Geral de Preços de Mercado (IGP-M) na correção das concessões a pagar.

Nossa posição de caixa continua confortável, na ordem de R\$ 4 bilhões e nosso índice dívida líquida/Ebitda segue em torno de 2,0x. Mantemos a previsão de investimentos da ordem de R\$ 3,6 bilhões para o ano de 2021, determinados a acelerar a transição energética para uma economia neutra em carbono e fortalecer nossa atuação em infraestrutura por meio dos projetos de transmissão de energia.

Seguimos focados em nossos projetos de geração renovável e transmissão de energia. Os avanços do primeiro trimestre devem acelerar ainda mais ao longo do ano, com a entrada em operação dos projetos em desenvolvimento. No 1T21, o Conjunto Eólico Campo Largo - Fase II, localizado no Município de Umburanas (BA), recebeu autorização da Aneel para iniciar as operações comerciais de três Parques Eólicos, somando 79,8 MW de capacidade instalada em operação, de um total de 361,2 MW, com energia totalmente direcionada para o Ambiente de Contratação Livre (ACL). A conclusão da Fase II está prevista já para o terceiro trimestre deste ano e com isso, a capacidade instalada de energia eólica da ENGIE ultrapassará o total de 1 gigawatt (GW) – um marco na história da Companhia, que passa a contar com mais de 1,2GW em fontes renováveis não convencionais. Os Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado continuam em andamento. Gralha Azul atingiu 83% de avanço da obra e Novo Estado 69% e, portanto, as previsões de entrada em operação permanecem setembro e dezembro de 2021, respectivamente.

Com relação à venda das nossas termelétricas, que representam hoje cerca de 10% da capacidade instalada da Companhia, a ENGIE concedeu à FRAM Capital o direito de exclusividade por 120 dias, a partir de 25 de fevereiro de 2021, para realização de *due diligence* sobre a alienação do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda e também foi retomado, em março, o processo de venda da totalidade das ações da Usina Termelétrica Pampa Sul. Os processos de venda do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda e de Pampa Sul estão em linha com a estratégia de descarbonização da ENGIE em todo o mundo. Caso a venda de Jorge Lacerda não aconteça, a Companhia vai prosseguir com o estudo sobre o descomissionamento faseado do Complexo - o qual continua sendo executado em paralelo ao processo de venda.

”

“A ENGIE Brasil Energia confia plenamente no potencial de desenvolvimento sustentável do país. Diante de um momento em que tornar o ambiente mais favorável aos negócios será fundamental para a retomada da economia brasileira, a Companhia mantém seus esforços direcionados ao fortalecimento do setor de energia, gerando impacto positivo para milhões de brasileiros.”

Pensando na comunidade, a ENGIE investiu nos seguintes projetos, próprios e de terceiros:

- » **Unidos pela Vacina** – iniciativa do Grupo Mulheres do Brasil que reúne centenas de entidades, empresas, associações e ONGs, com a ambiciosa meta de vacinar todos os brasileiros até setembro de 2021, contribuindo com a compra de insumos como seringas e agulhas e apoiando o transporte e armazenamento das doses, beneficiando os municípios do entorno das usinas;
- » **Aliança pela Vida** – outra iniciativa com diversas empresas de Santa Catarina, disponibiliza atendimento gratuito aos pacientes na fase chamada pré-inflamatória da Covid-19 – um suporte adicional que procura evitar que pacientes fiquem sem assistência médica, enquanto as unidades públicas e privadas estão sobrecarregadas – o projeto contempla os municípios da Grande Florianópolis, com atendimento domiciliar ou telemedicina;
- » **Fundo Emergencial das Usinas** – aporte financeiro adicional para itens básicos como produtos hospitalares e cestas básicas para as comunidades no entorno das usinas;
- » **Centro de Empoderamento Digital (CED)** – projeto realizado no município de Umburanas (BA) que tem como objetivo capacitar jovens locais através de cursos de tecnologia, criando oportunidades de aprendizado, geração de renda, empreendedorismo e engajamento cívico para a comunidade;
- » **Projetos Sociais do Entorno do Sistema de Transmissão Novo Estado** – criado a partir da construção da Subestação Serra Pelada e a ampliação das subestações Itacaiúnas e Xingu, no Pará, e Miracema, no Tocantins, visa gerar oportunidades de emprego e renda e contribuir para o desenvolvimento econômico e social das comunidades destes estados, durante e depois da fase de implantação;
- » **Entre Linhas e Agulhas - Costurando Sonhos** - na comunidade de Rodoleiro, em Umburanas, beneficiando em especial as mulheres do local. Além da implantação de um ateliê de costura, o projeto prevê a aquisição de equipamentos/materiais e realização de capacitação pelo SESI em corte e costura. A comunidade também vai ser contemplada com a construção de uma praça com quadra esportiva e a Comunidade de Barriguda da Brasília terá a implantação da horta comunitária, com acompanhamento técnico junto aos moradores pelo período de seis meses.

O intenso comprometimento da ENGIE Brasil Energia com a gestão socioambiental também resultou em uma importante conquista. A Companhia foi reconhecida nesse trimestre como a melhor empresa da América Latina na categoria Meio Ambiente pelo Latin Trade Index Americas Sustainability Award 2021, organizado pelo Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) em parceria com a Latin Trade, revista de negócios presente há 27 anos na região. A publicação destacou projetos como o Matriz Biodiversidade, Programa de Conservação de Nascentes, Sistema Integrado de Gestão, e ainda as certificações ISO 9001, ISO 14001 e OHSAS 18001.

Além de todos os projetos listados acima, outros dois importantes marcos foram registrados em ESG, especificamente no S e no G: (i) em Segurança do Trabalho, no **Projeto Modernização Salto Osório**: mais de meio milhão de horas trabalhadas sem nenhum acidente com afastamento desde o início do projeto, em julho de 2018, atestando nosso comprometimento com a saúde e a segurança de nossos colaboradores; e (ii) em Compliance, a ENGIE Brasil Energia reforçou o compromisso com o **Pacto Empresarial pela Integridade e Contra a Corrupção**, do Instituto Ethos. O Pacto é um compromisso voluntário assumido por empresas privadas e públicas, cujo objetivo é de promover um mercado mais íntegro, ético e erradicar o suborno e a corrupção.

Por último, mas não menos relevante, na AGO de 28 de abril, os(as) acionistas aprovaram a proposta de distribuição de dividendos complementares ao exercício findo em 31 de dezembro de 2020, no valor de R\$ 610 milhões (R\$ 0,7471/ação), elevando o *payout* de 2020 ao patamar de 100% do lucro líquido distribuível (desconsiderando os efeitos da repactuação do risco hidrológico).

A ENGIE Brasil Energia confia plenamente no potencial de desenvolvimento sustentável do país. Diante de um momento em que tornar o ambiente mais favorável aos negócios será fundamental para a retomada da economia brasileira, a Companhia mantém seus esforços direcionados ao fortalecimento do setor de energia, gerando impacto positivo para milhões de brasileiros.

Acreditamos que, com o avanço da vacinação em massa e a retomada à normalidade, também passaremos por um processo de ressignificação dos negócios e fortalecimento das relações com os públicos de interesse. E, como comprovamos no atípico 2020, estamos preparados para contribuir com a superação dos desafios que se impõem ao futuro, de forma íntegra, corajosa e responsável.



**Eduardo Antonio Gori Sattamini**  
Diretor-Presidente e de Relações  
com Investidores



**Marcelo Cardoso Malta**  
Diretor Financeiro

## DETALHAMENTO DOS ATIVOS

### Ativos de Geração de Energia

A ENGIE Brasil Energia integra o maior grupo produtor independente de energia do país e, no final do 1T21, conta com 8.790,3 MW de capacidade instalada, operando um parque gerador de 10.511,0 MW, composto de 63 usinas, sendo 11 hidrelétricas, quatro termelétricas e 48 complementares — centrais a biomassa, PCHs, eólicas e solares —, das quais 59 pertencem integralmente à Companhia e quatro (as hidrelétricas Itá, Machadinho e Estreito, e a usina de cogeração a biomassa Ibitiúva Bioenergética) são comercialmente exploradas por meio de parcerias com outras empresas.

#### Parque Gerador em 31 de março de 2021

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)		Data de vencimento do termo original da Concessão/Autorização *	Energia assegurada (MW médios) Participação da Companhia
			Total	Participação da Companhia		
Itá	Hidrelétrica	Rio Uruguai (SC e RS)	1.450,0	1.126,9	out/30	564,7
Salto Santiago	Hidrelétrica	Rio Iguaçu (PR)	1.420,0	1.420,0	set/28	733,3
Machadinho	Hidrelétrica	Rio Uruguai (SC e RS)	1.140,0	403,9	jul/32	165,3
Estreito	Hidrelétrica	Rio Tocantins (TO/MA)	1.087,0	435,6	nov/37	256,9
Salto Osório	Hidrelétrica	Rio Iguaçu (PR)	1.078,0	1.078,0	set/28	502,6
Cana Brava	Hidrelétrica	Rio Tocantins (GO)	450,0	450,0	ago/33	260,8
Jaguara	Hidrelétrica	Rio Grande (MG)	424,0	424,0	dez/47	341,0
Miranda	Hidrelétrica	Rio Araguari (MG)	408,0	408,0	dez/47	198,2
São Salvador	Hidrelétrica	Rio Tocantins (TO)	243,2	243,2	abr/37	148,2
Passo Fundo	Hidrelétrica	Rio Passo Fundo (RS)	226,0	226,0	set/28	113,1
Ponte de Pedra	Hidrelétrica	Rio Correntes (MT)	176,1	176,1	set/34	133,6
<b>Total - Hidrelétricas</b>			<b>8.102,3</b>	<b>6.391,7</b>		<b>3.417,7</b>
Complexo Jorge Lacerda <sup>1</sup>	Termelétrica	Capivari de Baixo (SC)	857,0	857,0	set/28	649,9
Pampa Sul	Termelétrica	Candiota (RS)	345,0	345,0	mar/50	323,5
<b>Total - Termelétricas</b>			<b>1.202,0</b>	<b>1.202,0</b>		<b>973,4</b>
Conjunto Umburanas <sup>2</sup>	Eólica	Umburanas (BA)	360,0	360,0	ago/49	213,3
Conjunto Campo Largo I <sup>3</sup>	Eólica	Umburanas (BA)	326,7	326,7	jul/50	166,5
Conjunto Campo Largo II <sup>4</sup>	Eólica	Umburanas (BA)	79,8	79,8	dez/54	43,5
Conjunto Trairi <sup>5</sup>	Eólica	Trairi (CE)	212,6	212,6	set/41	97,2
Ferrari	Biomassa	Pirassununga (SP)	80,5	80,5	jun/42	35,6
Ibitiúva Bioenergética	Biomassa	Pitangueiras (SP)	33,0	22,9	abr/30	13,6
Assú V	Solar	Assú (RN)	30,0	30,0	jun/51	9,2
Lages	Biomassa	Lages (SC)	28,0	28,0	out/32	13,7
Rondonópolis	PCH	Ribeirão Ponte de Pedra (MT)	26,6	26,6	dez/32	14,0
José Gelazio da Rocha	PCH	Ribeirão Ponte de Pedra (MT)	24,4	24,4	dez/32	11,9
Nova Aurora	Solar	Tubarão (SC)	3,0	3,0	não aplicável <sup>6</sup>	0,3
Tubarão	Eólica	Tubarão (SC)	2,1	2,1	não aplicável <sup>6</sup>	0,3
<b>Total - Complementares</b>			<b>1.206,7</b>	<b>1.196,6</b>		<b>619,1</b>
<b>Total</b>			<b>10.511,0</b>	<b>8.790,3</b>		<b>5.010,2</b>

\* Não considera a extensão de concessões de certas usinas, decorrente da adesão à repactuação do risco hidrológico de que trata a Lei 14.052/2020.

<sup>1</sup> Complexo composto por 3 usinas.

<sup>2</sup> Conjunto composto por 18 centrais eólicas.

<sup>3</sup> Conjunto composto por 11 centrais eólicas.

<sup>4</sup> Complexo composto por 11 centrais eólicas, das quais 3 estavam em operação comercial em 31/03/2021.

<sup>5</sup> Conjunto composto por 8 centrais eólicas.

<sup>6</sup> Para centrais geradoras com potência igual ou inferior a 5 MW o instrumento legal aplicável é o registro.

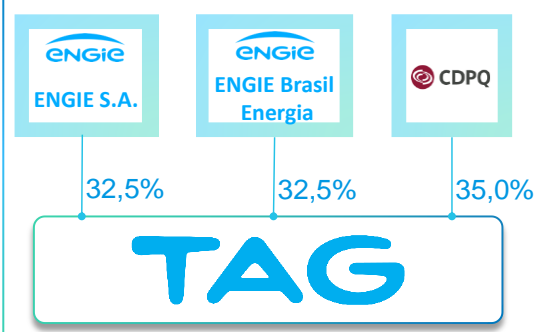


## Ativos de Transporte de Gás

A Transportadora Associada de Gás S.A. - TAG (TAG) é a maior transportadora de gás natural do Brasil, com uma infraestrutura de 4.500 km de gasodutos de alta pressão, que se estende por todo o litoral do Sudeste e Nordeste e mais um trecho entre Urucu e Manaus, no Amazonas, atravessando 10 estados brasileiros e quase 200 municípios.

A rede de gasodutos possui diversos pontos de interconexão, entre eles, 10 distribuidoras de gás, 13 pontos de entrada de gás ativos (incluindo

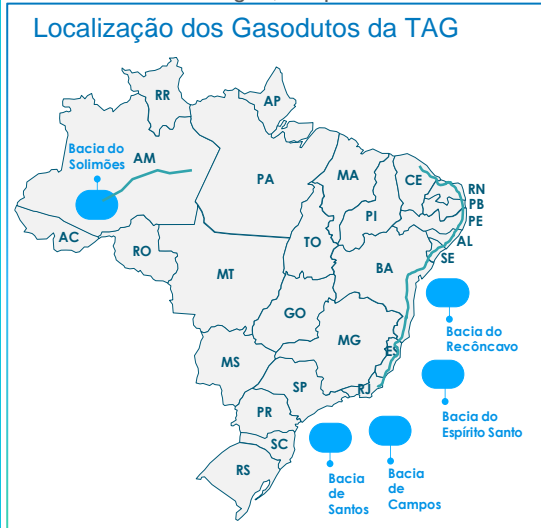
### Estrutura Societária



dois terminais de Gás Natural Liquefeito (GNL)) e 90 pontos de saída de gás, além de 11 estações de compressão e de atender refinarias, plantas de fertilizantes e usinas termelétricas.

Em julho de 2020, a Companhia, em conjunto com os atuais sócios, uma subsidiária da ENGIE S.A. e Caisse de dépôt et placement du Québec (CDPQ), adquiriu a participação acionária minoritária de 10% que ainda pertencia à Petrobras, pelo valor de R\$ 1.006,7 milhões, de forma que a Companhia passou a deter o total de 32,5% das ações da TAG.

A presença da ENGIE Brasil Energia no segmento de gás natural no país está alinhada com a estratégia global do Grupo de ser líder na transição energética, o que demanda infraestruturas de energia sofisticadas e em larga escala, como os gasodutos da TAG, que contribuem para a diversificação e a descarbonização do *mix* energético brasileiro.



A TAG encontra-se significativamente contratada (~99%) por um prazo médio aproximado de 10 anos, com a Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), por meio de contratos vigentes.

### Detalhamento dos Contratos

Gasoduto	Tamanho (km)	Maturidade do Contrato	Término da Autorização	Volumes Contratados (MM m³/dia)	% da Receita Operacional Líquida*	Índice de reajuste
Gasene	1.400	nov-33	mar-39	30,3	40,4%	IGPM/CPI/FX
Malha NE	2.000	dez-25	mar-39	21,6	23,2%	IGPM
Pilar-Ipojuca	200	nov-31	nov-41	15,0	6,4%	IGPM
Urucu-Coari-Manaus	800	nov-30	nov-40	6,7	30,0%	IGPM/IPCA
Lagoa Parda-Vitória	100	Em negociação	mar-39	0,7	0,0%	IGPM
<b>Total</b>	<b>4.500,0</b>			<b>74,3</b>	<b>100,0%</b>	

\* Variações na representatividade da receita entre os contratos podem ocorrer.

## Geração Solar Distribuída



**ENGIE Geração Solar Distribuída.** A Companhia atua desde 2016 no mercado de geração distribuída, por meio da ENGIE Geração Solar Distribuída S.A. (EGSD), empresa cuja aquisição da totalidade do capital social foi concluída em agosto de 2018. Os investimentos no segmento de geração solar distribuída contribuem para uma matriz energética mais dinâmica e próxima do consumidor final.

O primeiro trimestre de 2021 caracterizou-se pela viabilização de novas áreas para a geração remota, modelo onde a EGSD faz os investimentos e aluga os equipamentos para os clientes (projetos *asset-based*). Essas áreas permitirão a implantação de sistemas que totalizarão 12 MWp, trazendo uma redução de cerca de 2.175 toneladas de dióxido de carbono por ano para nossos próximos clientes.

Adicionalmente, a EGSD iniciou a construção de 17 novos projetos no 1T21, que somados aos demais contratos em andamento, totalizam 40 MWp em implantação. A redução na quantidade de instalações no 1T21, quando comparado ao 1T20, é decorrente da mudança estratégica, uma vez que com os projetos *asset-based* serão instalados uma quantidade menor de sistemas, levando um tempo maior na execução, mas com maior potência instalada.

Desde o início de suas operações, a empresa atingiu um total de 2.605 sistemas instalados, somando 54,3 MWp de capacidade instalada.

### Número de unidades e potência instalada



Sistema instalado pela EGSD.

## Expansão

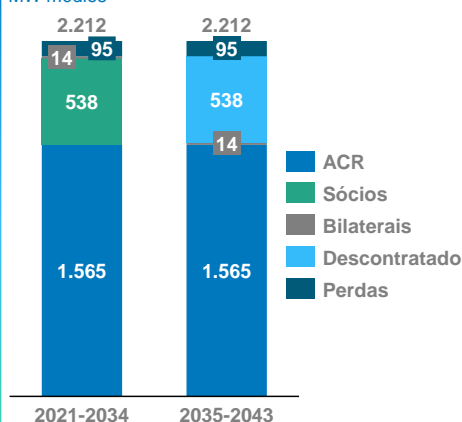


**Jirau Energia.** A Jirau Energia, nova denominação da Energia Sustentável do Brasil S.A. (ESBR), é responsável pela manutenção, operação e venda da energia gerada pela Usina Hidrelétrica Jirau, localizada no Rio Madeira, em Porto Velho, estado de Rondônia.

Desde novembro de 2016, a UHE Jirau conta com todas as suas 50 unidades geradoras em funcionamento, totalizando 3.750 MW de capacidade instalada. Sua inauguração ocorreu em 16 de dezembro de 2016.

### Portfólio de Contratos da Jirau Energia

MW médios

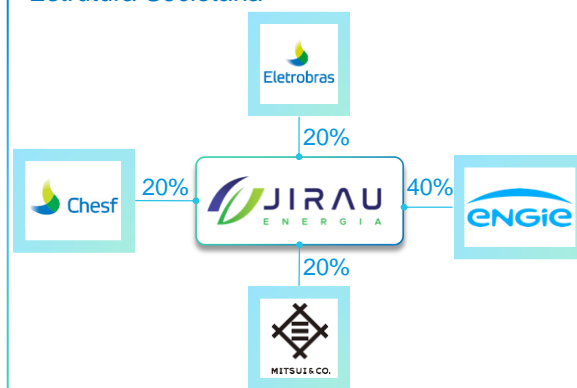


Em maio de 2017, a ENGIE Brasil Participações (EBP) divulgou a contratação do Banco Itaú BBA S.A.

para a prestação de serviços de assessoria financeira na preparação de estudo econômico-financeiro para elaboração de proposta de transferência para a ENGIE Brasil Energia de sua participação de 40% na ESBP Participações S.A. (ESBRpar), detentora de 100% do capital social da Jirau Energia, e sua participação de 100% na Geramamóre Participações e Comercializadora de Energia Ltda. A avaliação da transferência foi colocada em espera, aguardando condições mais favoráveis para que as discussões sejam retomadas.

No 1T21, a Usina gerou 3.006,1 MW médios, 10,5% abaixo dos 3.358,5 MW médios gerados no 1T20, atingindo Fator de Disponibilidade do Operador Nacional do Sistema (FID) de 99,5% no período (dados sujeitos à contabilização final da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE).

### Estrutura Societária

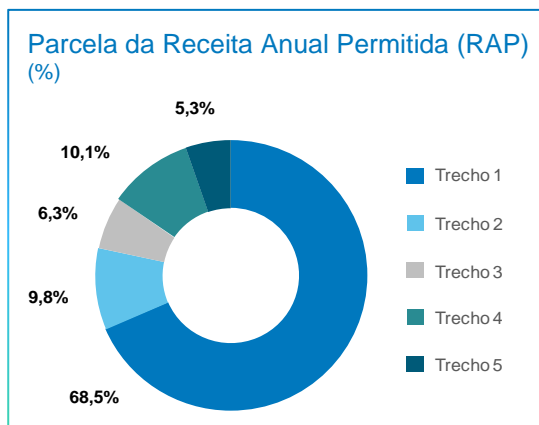


**Sistema de Transmissão Gralha Azul.** A Companhia arrematou no Leilão de Transmissão nº 02, de 15 de dezembro de 2017, promovido pela Aneel, o Lote 1, com cerca de 1.000 quilômetros de extensão, localizado no estado do Paraná, marcando a entrada da ENGIE Brasil Energia no segmento de transmissão de energia no Brasil. O empreendimento prevê ainda a instalação de cinco novas subestações de energia e ampliação de outras cinco existentes. O prazo de concessão do serviço público de transmissão, incluindo o licenciamento, a construção, a montagem e a operação e manutenção das instalações de transmissão, será de 30 anos, contados a partir da data da assinatura do contrato de concessão, com prazo limite para início da operação da linha de transmissão em 9 de março de 2023.

O contrato de financiamento do empreendimento foi assinado junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) em 30 de março de 2020.

Lote	Localização	RAP Contratada (R\$ milhões)	Capex estimado (R\$ milhões)*
1	Paraná (PR)	231,7	1.700,0
<b>Total</b>		<b>231,7</b>	<b>1.700,0</b>

\* Valor em dezembro de 2017



Foram emitidas duas decisões liminares pela Justiça Federal, em outubro de 2020 e março de 2021, proferidas no âmbito de duas Ações Cíveis Públicas (ACP). A primeira liminar havia suspenso as licenças ambientais das linhas de transmissão do trecho Ivaiporã – Ponta Grossa C1 e C2 e do trecho Ponta Grossa – Bateias C1 e C2, enquanto a segunda liminar pretendia suspender os trabalhos em um trecho específico das Linhas de Transmissão Ponta Grossa - Bateias C1 e C2, na região da escarpa devoniana.

Como resultado dos esforços da Companhia em demonstrar a robustez dos processos de licenciamento ambiental do projeto, além das medidas compensatórias de caráter voluntário e da utilização de tecnologias inovadoras para minimizar ao máximo a supressão vegetal, desenvolvidas em alinhamento às políticas de sustentabilidade da Companhia, as liminares foram revogadas pelo Superior Tribunal de Justiça (STJ), em 9 de dezembro de 2020 e em 24 de março de 2021, permitindo assim a continuidade dos trabalhos de implantação.

Cumprir destacar que a segunda liminar não chegou a afetar o andamento das obras, uma vez que a decisão do STJ da primeira liminar foi estendida à segunda liminar antes de a mesma produzir efeitos. Destaca-se ainda que, além das citadas ACP, não há outras ações contra o projeto em andamento.

Desta forma, ao fim do 1T21, a implantação do Sistema de Transmissão Gralha Azul atingiu 83% de avanço geral, com as obras civis e montagem eletromecânica das linhas de transmissão e subestações atendendo os prazos previstos no contrato federal de concessão. Permanece inalterada a estimativa de redução do prazo de implantação do empreendimento para setembro de 2021, com uma antecipação de 18 meses em relação ao prazo limite, o que antecipará a solução de suprimento da energia de Itaipu para o estado do Paraná.

A expectativa de redução no investimento em relação ao previsto pela Aneel permanece em cerca de 15%, o que viabilizou a oferta de uma tarifa de transmissão mais barata para os consumidores do País e, em especial, aos consumidores do Paraná.



**Novo Estado Transmissora de Energia.** Em dezembro de 2019, a Companhia, por meio de sua controlada ENGIE Transmissão de Energia Participações S.A., assinou contrato de compra e venda da totalidade das ações de emissão da Sterlite Novo Estado Energia S.A., detidas pela Sterlite Brasil Participações S.A. - vencedora do Lote 3 do Leilão de Transmissão Aneel nº 002/2017, realizado em dezembro de 2017. O fechamento da operação ocorreu em 3 de março de 2020 e em 29 de maio de 2020, foi firmado o Primeiro Termo Aditivo ao respectivo Contrato de Concessão, que consolidou a transferência de titularidade.

O objeto da concessão é a construção, operação e manutenção de aproximadamente 1.800 quilômetros de linhas de transmissão, uma nova subestação e expansão de outras três subestações existentes nos estados do Pará e Tocantins, pelo prazo de 30 anos. **A licença de instalação do empreendimento foi emitida pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente (Ibama).**

Em 26 de junho de 2020 foi assinado contrato de financiamento do projeto junto ao BNDES. Posteriormente, em 19 de agosto de 2020, foi celebrado contrato de financiamento junto ao Banco da Amazônia S.A. (BASA), com o objetivo de financiar parte da implantação do projeto.

Atualmente, são mais de 6.000 profissionais mobilizados para a construção. Foram concluídas 74% das fundações das torres, sendo que 29% delas já foram montadas. No 1T21, prosseguiu o lançamento dos cabos das linhas de transmissão, que contava com avanço de 7% ao final do período. O fornecimento de materiais para a linha de transmissão está avançado e com previsão de conclusão no próximo trimestre. A obra da Subestação Serra Pelada iniciou a fase de montagem eletromecânica e encerrou o 1T21 com 50% de avanço na etapa de construção. As demais ampliações de subestações estão avançando nas obras civis. O progresso total da obra era de 69,2% no fim do 1T21.





O prazo limite para início da operação dos sistemas de transmissão é 9 de março de 2023, mas a previsão da Companhia é de reduzir esse prazo para dezembro de 2021.

Lote	Localização	RAP Contratada (R\$ milhões)	Capex estimado (R\$ milhões)*
3	Pará (PA) e Tocantins (TO)	313,1	3.000,0
<b>Total</b>		<b>313,1</b>	<b>3.000,0</b>

\* Base março de 2020, desconsiderando custo de aquisição

## Projetos em Implantação

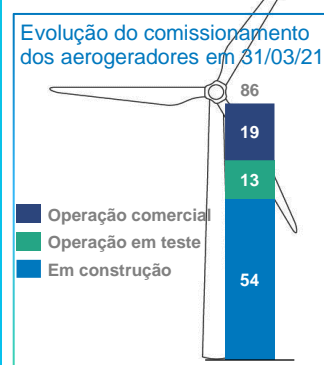
Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)		Data de vencimento do termo original da Concessão/ Autorização	Energia assegurada (MW médios) Participação da Companhia
			Total	Participação da Companhia		
Conjunto Campo Largo II	Eólica	Umburanas e Sento Sé (BA)	281,4	281,4	dez/54	149,0
Conjunto Santo Agostinho - Fase I	Eólica	Lajes e Pedro Avelino (RN)	434,0	434,0	-	218,0
<b>Total</b>			<b>715,4</b>	<b>715,4</b>		<b>367,0</b>



**Conjunto Eólico Campo Largo II – Bahia.** Estão em andamento as atividades para implantação do Conjunto Eólico Campo Largo II, localizado nos municípios de Umburanas e Sento Sé, a aproximadamente 420 km de Salvador, no estado da Bahia. O desenvolvimento da **segunda fase totaliza 361,2 MW de capacidade instalada** e 192,5 MW médios de energia assegurada, com investimento aproximado de R\$ 1,6 bilhão.

O Projeto se beneficiará da sinergia das estruturas existentes, como a subestação e a linha de transmissão, implementadas pela Companhia para atender os Conjuntos Eólicos Campo Largo – Fase I e Umburanas – Fase I, que totalizam 686,7 MW de capacidade instalada. A energia de Campo Largo II será totalmente direcionada para o Ambiente de Contratação Livre (ACL).

Todas as licenças de instalação para as onze centrais que compõem o projeto foram obtidas, liberando as atividades em todas as áreas do empreendimento. Quanto às licenças de operação, os parques VIII, IX, X, XIV e XVII já as obtiveram, e as demais deverão ser obtidas até julho de 2021. O contrato de financiamento do empreendimento junto ao BNDES foi assinado em 27 de abril de 2020 e os desembolsos vêm ocorrendo conforme cronograma.



No primeiro trimestre de 2021, foram concluídas as obras civis e a instalação das redes de média tensão, que conectam os aerogeradores à subestação coletora. A montagem e o comissionamento dos aerogeradores prosseguem, com 36 aerogeradores completamente montados e 28 comissionados, de um total de 86 máquinas. O avanço geral da obra atingiu 86,3% ao final do 1T21.

No período em análise entraram em operação comercial os parques IX, X e XIV, que adicionaram 79,8 MW de capacidade instalada ao parque gerador da Companhia. Além disso, durante o mês de abril, mais 29,4 MW entraram em operação comercial e, em 4 de maio, mais 33,6 MW foram adicionados. Com isso, a capacidade instalada de fonte eólica da ENGIE Brasil Energia ultrapassou a marca de 1 gigawatt (GW). As Centrais Eólicas XIX, XX e XXII, que totalizam 105,0 MW de capacidade instalada, iniciaram a operação em teste. As demais

deverão entrar em operação comercial até o terceiro trimestre de 2021.



Montagem das pás



**Conjunto Eólico Santo Agostinho – Fase I – Rio Grande do Norte.** Com **capacidade instalada total de 434 MW**, a primeira fase do conjunto eólico está localizada nos municípios de Lajes e Pedro Avelino, a aproximadamente 120 km da Cidade de Natal, capital do estado do Rio Grande do Norte. Em junho de 2016, foi emitida a licença prévia pelo Instituto de Desenvolvimento Sustentável e Meio Ambiente (Idema), órgão ambiental do estado do Rio Grande do Norte, declarando o empreendimento ambientalmente viável, sendo que em junho de 2020, foi protocolado no Idema a solicitação de licença de instalação.

Em janeiro de 2021, a ENGIE assinou com a Siemens Gamesa o contrato de fornecimento dos aerogeradores, o que viabilizou o início da implantação da primeira fase do Conjunto Eólico Santo Agostinho, que irá atender clientes do mercado livre com seus 434 MW de capacidade instalada, tendo investimento previsto da ordem de R\$ 2,3 bilhões (base dez/2020) e geração de cerca de mil empregos na região.

As atividades preliminares do projeto já estão em andamento, como o processo de aquisição dos principais equipamentos, desenvolvimento de estudos de engenharia e execução de topografia. Para o segundo semestre está previsto o início das atividades de campo, de sondagem e adequação de acessos.

## Projetos em Desenvolvimento

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)	
			Total	Participação da Companhia
Conjunto Fotovoltaico Campo Largo	Solar	Umburanas e Sento Sé (BA)	400,0	400,0
Conjunto Santo Agostinho - Fase II	Eólica	Lajes e Pedro Avelino (RN)	366,0	366,0
Conjunto Umburanas - Fase II	Eólica	Umburanas (BA)	250,0	250,0
Conjunto Campo Largo III	Eólica	Umburanas e Sento Sé (BA)	250,0	250,0
Assú - Centrais I, II, III e IV	Solar	Assú (RN)	120,0	120,0
Alvorada	Solar	Bom Jesus da Lapa (BA)	90,0	90,0
<b>Total</b>			<b>1.476,0</b>	<b>1.476,0</b>



**Conjunto Eólico Santo Agostinho – Fase II – Rio Grande do Norte.** Localizada junto à primeira fase, contará com sinergias que auxiliarão no desenvolvimento e viabilidade, tais como: alojamento, acesso externo, subestação, linha de transmissão e outros. Em fase de desenvolvimento, sua **capacidade instalada total está prevista em 366 MW**, sujeita a variação durante o desenvolvimento do projeto, e já conta com a licença prévia emitida pelo Instituto de Desenvolvimento Sustentável e Meio Ambiente (Idema), órgão ambiental do estado do Rio Grande do Norte, declarando o empreendimento ambientalmente viável. Em junho de 2020, foi protocolado no Idema a solicitação de licença de instalação.



**Conjunto Eólico Umburanas – Bahia (Fase II).** A Segunda Fase conta com licenciamento ambiental regularizado, o qual deverá ser atualizado ao longo de 2021 para refletir as novas tecnologias disponíveis no mercado e assegurar o melhor aproveitamento dos recursos eólicos da região. O projeto será futuramente desenvolvido pela Companhia ao lado do Conjunto Eólico Campo Largo e Umburanas – Fase I, capturando sinergias durante a implantação e operação, como subestação de energia, alojamento, acessos, equipes e outros. Também conta com toda documentação necessária para participar de leilões de energia, o que não afasta a potencial viabilização do empreendimento por meio de venda de energia para clientes corporativos no mercado livre. **A capacidade instalada prevista atualmente para o projeto é de aproximadamente 250 MW**, aproveitando os melhores recursos eólicos da região.



**Conjunto Eólico Campo Largo III – Bahia.** A Companhia pretende acrescentar aproximadamente **250 MW de capacidade instalada** ao Conjunto Eólico Campo Largo com o desenvolvimento da sua terceira fase. Também conta com toda documentação necessária para participar de leilões de energia, o que não afasta a potencial viabilização do empreendimento por meio de venda de energia para clientes corporativos no mercado livre. O projeto, localizado ao lado das Fases I e II do Conjunto Eólico Campo Largo contará com sinergias importantes para a sua viabilização.



**Conjunto Fotovoltaico Assú.** Localizado no município de Assú (RN), terá **capacidade instalada total aproximada de 150 MW**. O Conjunto conta com cinco projetos, no qual um deles, a Central Fotovoltaica Assú V, entrou em operação comercial em dezembro de 2017. As demais centrais solares em desenvolvimento, estão aptas a participar de oportunidades nos mercados livre e regulado.



**Conjunto Fotovoltaico Alvorada.** Adquiriu-se área no estado da Bahia, em região com potencial de geração de energia solar, onde serão desenvolvidos três projetos que irão compor o **Conjunto Fotovoltaico Alvorada, com capacidade instalada total estimada em 90 MW**. Os projetos estão em fase de desenvolvimento e aptos a participar de oportunidades nos mercados livre e regulado.



**Conjunto Fotovoltaico Campo Largo.** Localizado na área do Conjunto Eólico Campo Largo (BA), o conjunto conta com 12 centrais fotovoltaicas, totalizando um **potencial de instalação de 400 MW**. Os projetos estão em fase de desenvolvimento e aptos a participar de oportunidades nos mercados livre e regulado.

Além dos projetos acima, a Companhia continua analisando oportunidades em regiões de alto potencial fotovoltaico, bem como parcerias que venham acelerar o desenvolvimento dessa fonte de energia, em linha com a transição energética que se configura em esfera mundial.

## DESEMPENHO OPERACIONAL

### Disponibilidade do Parque Gerador de Energia

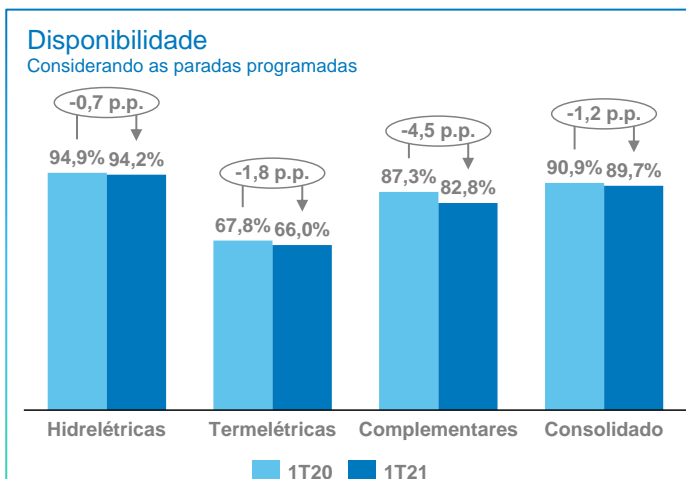
No 1T21, as usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia atingiram índice de disponibilidade de **95,0%**, **desconsiderando-se as paradas programadas**, sendo 99,8% nas usinas hidrelétricas, 66,0% nas termelétricas e 91,1% nas usinas de fontes complementares — PCHs, biomassas, eólicas e fotovoltaicas.

**Considerando todas as paradas programadas**, a disponibilidade interna global no 1T21 foi de 89,7%, sendo 94,2% nas usinas hidrelétricas, 66,0% nas termelétricas e 82,8% nas usinas de fontes complementares.

A disponibilidade das usinas hidrelétricas, no primeiro trimestre de 2021, considerando as paradas programadas, teve uma ligeira redução (0,7 p.p.) quando comparada ao 1T20, por conta de manutenções programadas nas Unidades Geradoras 2 e 3 da Usina Hidrelétrica Jaguará.

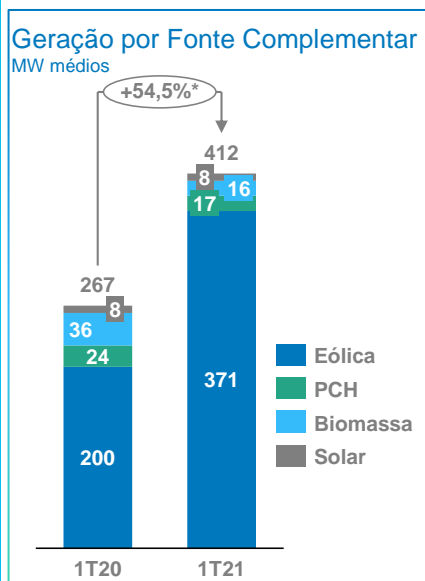
Em relação às usinas termelétricas, a disponibilidade no primeiro trimestre de 2021 teve redução de 1,8 p.p., quando comparada com o mesmo período do ano anterior, devido às manutenções corretivas nas Usinas Termelétricas Jorge Lacerda A e Pampa Sul.

Nas usinas complementares também houve redução no índice de disponibilidade no 1T21 (4,5 p.p.), comparando ao mesmo trimestre do ano anterior, basicamente pela continuidade da manutenção corretiva no gerador da Usina Cogeração Lages.



### Produção de Energia

A produção de energia elétrica nas usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia foi de 9.938 GWh (4.601 MW médios) no 1T21, resultado **26,0%\*** superior à produção do 1T20. Do total gerado, as usinas hidrelétricas foram responsáveis por 7.339 GWh (3.398 MW médios); as termelétricas, por 1.708 GWh (791 MW médios); e as complementares, por 891 GWh (412 MW médios). Esses resultados representam aumentos de 26,3%, 14,3% e 52,8%\* na geração das usinas hidrelétricas, termelétricas e complementares, respectivamente, em comparação ao 1T20.

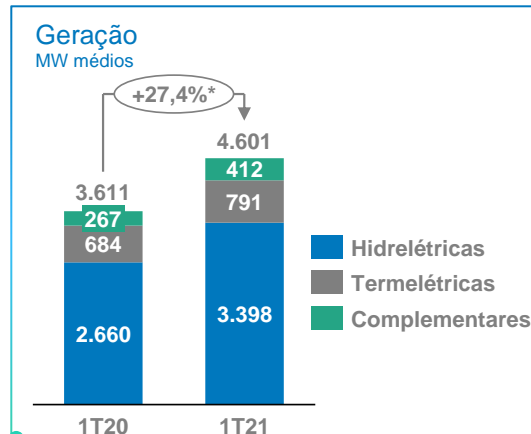


\* A diferença entre os percentuais calculados em GWh e MW médios ocorre em razão de 2020 ser ano bissexto.

A elevação na geração total das usinas hidrelétricas da Companhia, no 1T21, se deve, principalmente, às condições hidrológicas mais favoráveis nas bacias hidrográficas da região sul onde se localiza grande parte das hidrelétricas da ENGIE Brasil Energia, quando comparado ao primeiro trimestre do ano anterior.

Com relação à geração termelétrica, o aumento verificado no 1T21 em relação ao mesmo período de 2020 é atribuído principalmente pela continuidade do despacho fora da ordem de mérito, em atendimento à deliberação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), cujo objetivo consiste em garantir níveis mais favoráveis de armazenamentos equivalentes dos reservatórios, diminuindo o risco de déficit.

Já a grande elevação na geração das usinas complementares, comparado ao 1T20, ocorreu principalmente pela maior incidência de ventos nas regiões onde os conjuntos eólicos estão localizados, além da entrada em operação comercial de novos aerogeradores do Conjunto Eólico Campo Largo II, localizado no estado da Bahia.



\* A diferença entre os percentuais calculados em GWh e MW médios ocorre em razão de 2020 ser ano bissexto.

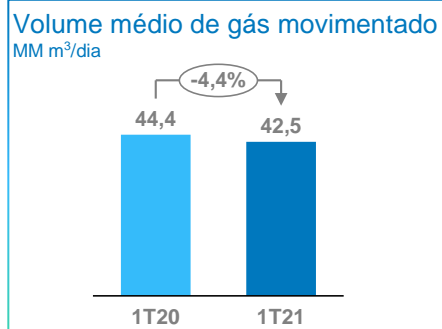
Por fim, com a elevação da produção de energia elétrica em todas as fontes no período apresentado (1T21), cumpre também destacar que o montante de geração hidrelétrica não resulta necessariamente em alteração do desempenho econômico-financeiro da Companhia, por conta da aplicação do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), que compartilha os riscos hidrológicos inerentes à geração hidrelétrica entre seus participantes. Em relação à geração termelétrica, seu aumento pode reduzir (em razão do nível de contratação da Companhia) a exposição ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), mantidas as outras variáveis.

## Transporte de Gás

A Transportadora Associada de Gás - TAG recebe o gás natural diariamente nos pontos de recebimento de sua malha e entrega-o ao carregador Petrobras nos pontos de entrega (*city gates*), tendo como contrapartida a receita do serviço de transporte, composta da parcela de efetiva movimentação de molécula, e também do encargo de capacidade não utilizada (*ship-or-pay*).

Em 16 de março de 2021, foi aprovado, pela Câmara dos Deputados, o Projeto de Lei 4.476/2020, chamado de Nova Lei do Gás, que muda o marco regulatório do setor. O texto obteve sanção presidencial, sem vetos, no dia 8 de abril de 2021. O projeto tenta ampliar o investimento privado no setor, promovendo competição, redução do custo e aumento do consumo de gás natural.

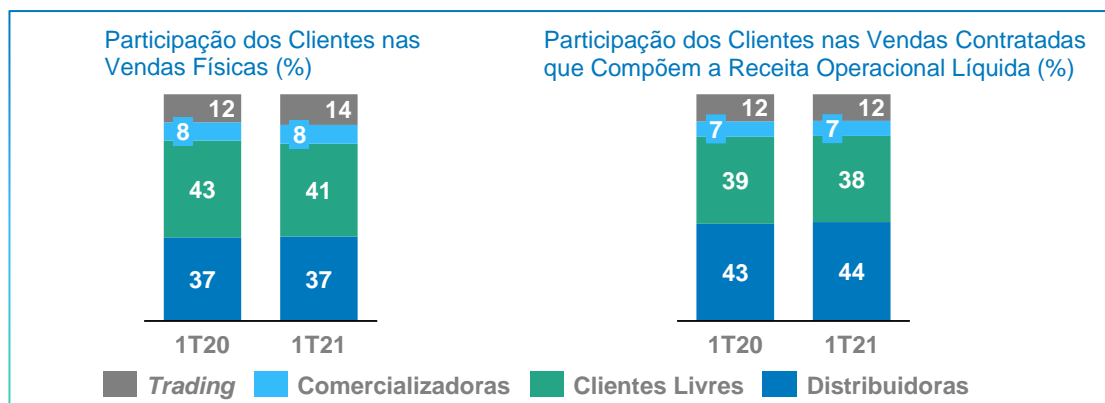
No 1T21, a TAG transportou um volume médio de gás de 42,5 milhões de m<sup>3</sup>/dia (44,4 milhões de m<sup>3</sup>/dia no 1T20).



## Portfólio de Venda de Energia Elétrica

No 1T21, a participação de consumidores livres no portfólio da Companhia alcançou 41,0% do total das vendas físicas e 38,0% do total da receita operacional líquida (com exceção de CCEE e outras receitas), redução de 1,7 p.p. e 0,5 p.p., respectivamente, em relação ao mesmo período do ano anterior.

A redução da participação de consumidores livres nas vendas físicas foi motivada pela pandemia da Covid-19 e pelas incertezas relacionadas à retomada da economia, com impactos na demanda de energia. Já a redução na receita operacional líquida, entre os períodos em análise, ocorreu, essencialmente, da redução de consumo por parte dos clientes industriais, afetados pela pandemia da Covid-19, decréscimo parcialmente atenuado pela correção monetária dos contratos existentes e pelo maior preço médio das novas contratações.





## Estratégia de Comercialização de Energia Elétrica

A Companhia tem como estratégia de comercialização a venda gradativa da energia disponível para determinado ano, de forma a mitigar o risco de ficar exposta ao preço *spot* (Preço de Liquidação das Diferenças — PLD) daquele ano. As vendas são feitas dentro das “janelas” de oportunidade que se apresentam quando o mercado revela maior propensão de compra. De acordo com os dados de capacidade comercial própria e contratos de compra e venda vigentes em **31 de março de 2021**, apresenta-se a seguir, o balanço de energia da ENGIE Brasil Energia:

### Balanço de Energia

(em MW médios)

	2021	2022	2023	2024	2025	2026				
Recursos Próprios	4.808	4.900	5.062	5.118	5.114	5.112	Preço Bruto	Data de	Preço Bruto	Preço Líquido de
+ Compras para Revenda	1.030	794	579	403	343	307	no Leilão	Referência	Corrigido	PIS/COFINS/P&D
= Recursos Totais (A)	5.838	5.694	5.641	5.521	5.457	5.419	(R\$/MWh)		(R\$/MWh)	(R\$/MWh)
Vendas Leilões do Governo <sup>1</sup>	2.012	2.012	2.012	2.007	1.994	1.984				
2005-EN-2010-30	200	200	200	200	200	200	115,1	dez-05	243,5	218,7
2006-EN-2009-30	493	493	493	493	493	493	128,4	jun-06	267,2	240,0
2006-EN-2011-30	148	148	148	148	148	148	135,0	nov-06	279,5	251,1
2007-EN-2012-30	256	256	256	256	256	256	126,6	out-07	251,3	225,8
Proinfa	19	19	19	19	19	19	147,8	jun-04	305,3	294,2
1º Leilão de Reserva	14	14	14	14	2	-	158,1	ago-08	311,5	300,1
Mix de leilões (Energia Nova / Reserva / GD)	14	14	14	9	8	-	-	-	295,8	285,0
2014-EN-2019-25	295	295	295	295	295	295	183,5	mar-14	270,0	242,6
2014-EN-2019-25	10	10	10	10	10	10	206,2	nov-14	283,8	273,4
2014-EN-2019-20	82	82	82	82	82	82	139,3	nov-14	192,3	174,5
2015-EN-2018-20	46	46	46	46	46	46	188,5	ago-15	241,1	218,8
8º Leilão de Reserva	9	9	9	9	9	9	303,0	nov-15	370,2	336,0
2014-EN-2019-20	48	48	48	48	48	48	136,4	nov-14	220,5	200,1
Vendas Reguladas - Cotas										
2018 - Cotas (UHJA) - 2018-30	239	239	239	239	239	239	-	jul-17	153,4	146,3
2018 - Cotas (UHMI) - 2018-30	139	139	139	139	139	139	-	jul-17	174,0	166,0
+ Vendas Bilaterais	3.155	2.919	2.443	1.835	1.295	860				
= Vendas Totais (B)	5.167	4.931	4.455	3.842	3.289	2.844				
Saldo (A - B)	671	763	1.186	1.679	2.168	2.575				
Preço médio de venda (R\$/MWh) (líquido) <sup>2, 3</sup>	201,2	204,3	202,3							
Preço médio de compra (R\$/MWh) (líquido) <sup>4</sup> :	181,8	177,2	166,1							

<sup>1</sup> XXXX-YY-WWWW-ZZ, onde:

XXXX → ano de realização do leilão

YY → EE = energia existente ou EN = energia nova

WWW → ano de início de fornecimento

ZZ → duração do fornecimento (em anos)

<sup>2</sup> Preço de venda, incluindo operações de *trading*, líquido de ICMS e impostos sobre a receita (PIS/Cofins, P&D), ou seja, não considerando a inflação futura.

<sup>3</sup> Desconsidera vendas por regime de cotas (UHes Jaguará e Miranda).

<sup>4</sup> Preço de aquisição líquido, considerando operações de *trading* e os benefícios de crédito do PIS/Cofins, ou seja, não considerando a inflação futura.

Notas:

- O balanço está referenciado ao centro de gravidade (líquido de perdas e consumo interno das usinas).

- Os preços médios são meramente estimativos, elaborados com base em revisões do planejamento financeiro, não captando a variação das quantidades contratadas, que são atualizadas trimestralmente.

## DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

	Resultado por segmento – 1T21 x 1T20 (em R\$ milhões)					
	Energia elétrica			Painéis Solares	Transporte de Gás	Consolidado
	Geração¹	Transmissão²	Trading			
1T21						
Receita operacional líquida	2.145	837	260	8	-	3.250
Custos operacionais	(900)	(680)	(257)	(9)	-	(1.846)
Lucro (prejuízo) bruto	1.245	157	3	(1)	-	1.404
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(68)	(1)	(1)	(1)	-	(71)
Outras despesas operacionais, líquidas	(1)	-	-	-	-	(1)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	-	175	175
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	1.176	156	2	(2)	175	1.507
1T20						
Receita operacional líquida	2.151	156	275	13	-	2.595
Custos operacionais	(1.111)	(143)	(270)	(15)	-	(1.539)
Lucro bruto	1.040	13	5	(2)	-	1.056
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(59)	-	(1)	(2)	-	(62)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	-	103	103
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	981	13	4	(4)	103	1.097
Variação						
Receita operacional líquida	(6)	681	(15)	(5)	-	655
Custos operacionais	211	(537)	13	6	-	(307)
Lucro (prejuízo) bruto	205	144	(2)	1	-	348
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(9)	(1)	-	1	-	(9)
Outras despesas operacionais, líquidas	(1)	-	-	-	-	(1)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	-	72	72
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	195	143	(2)	2	72	410

O resultado financeiro da Companhia não é alocado por segmento, pois a Administração realiza a gestão do fluxo de caixa de forma consolidada e corporativa.

<sup>1</sup> Geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia ("Geração").

<sup>2</sup> Segmento representado pelo Sistema de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado Transmissora de Energia (adquirida em março de 2020), ambos em fase de construção.

## Receita Operacional Líquida

	Receita por segmento – 1T21 x 1T20 (em R\$ milhões)				
	Energia elétrica				Consolidado
	Geração	Transmissão	Trading	Painéis Solares	
1T21					
Distribuidoras de energia elétrica	921	-	-	-	921
Consumidores livres	802	-	-	-	802
Receita de construção	-	699	-	-	699
Remuneração dos ativos de concessão	128	138	-	-	266
Operações de <i>trading</i> de energia	-	-	249	-	249
Comercializadoras de energia elétrica	140	-	-	-	140
Transações no mercado de curto prazo	107	-	-	-	107
Receita de serviços prestados <sup>3</sup>	31	-	-	-	31
Ganhos não realizados em operações de <i>trading</i>	-	-	11	-	11
Outras receitas	16	-	-	8	24
Receita operacional líquida	2.145	837	260	8	3.250
1T20					
Distribuidoras de energia elétrica	887	-	-	-	887
Consumidores livres	796	-	-	-	796
Receita de construção	-	147	-	-	147
Remuneração dos ativos de concessão	82	9	-	-	91
Operações de <i>trading</i> de energia	-	-	248	-	248
Comercializadoras de energia elétrica	138	-	-	-	138
Transações no mercado de curto prazo	196	-	-	-	196
Receita de serviços prestados	30	-	-	-	30
Ganhos não realizados em operações de <i>trading</i>	-	-	27	-	27
Outras receitas	22	-	-	13	35
Receita operacional líquida	2.151	156	275	13	2.595
Variação					
Distribuidoras de energia elétrica	34	-	-	-	34
Consumidores livres	6	-	-	-	6
Receita de construção	-	552	-	-	552
Remuneração dos ativos de concessão	46	129	-	-	175
Operações de <i>trading</i> de energia	-	-	1	-	1
Comercializadoras de energia elétrica	2	-	-	-	2
Transações no mercado de curto prazo	(89)	-	-	-	(89)
Receita de serviços prestados	1	-	-	-	1
Ganhos não realizados em operações de <i>trading</i>	-	-	(16)	-	(16)
Outras receitas	(6)	-	-	(5)	(11)
Receita operacional líquida	(6)	681	(15)	(5)	655

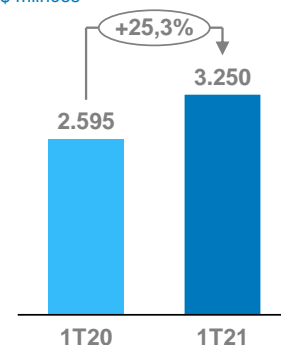
No 1T21, a receita operacional líquida aumentou 25,3% (R\$ 655 milhões) quando comparada ao 1T20, passando de R\$ 2.595 milhões para **R\$ 3.250 milhões**. Essa variação foi reflexo, principalmente, dos seguintes fatores:

**Transmissão:** elevação de R\$ 681 milhões, em grande parte consequência do avanço na execução das obras dos Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado, cujo tratamento contábil como receita decorre do custo com a construção adicionado de uma margem de gestão da construção pela Companhia.

**Trading:** redução de R\$ 15 milhões (5,5%) oriunda, principalmente, da diminuição dos ganhos decorrentes da marcação a mercado das vendas futuras.

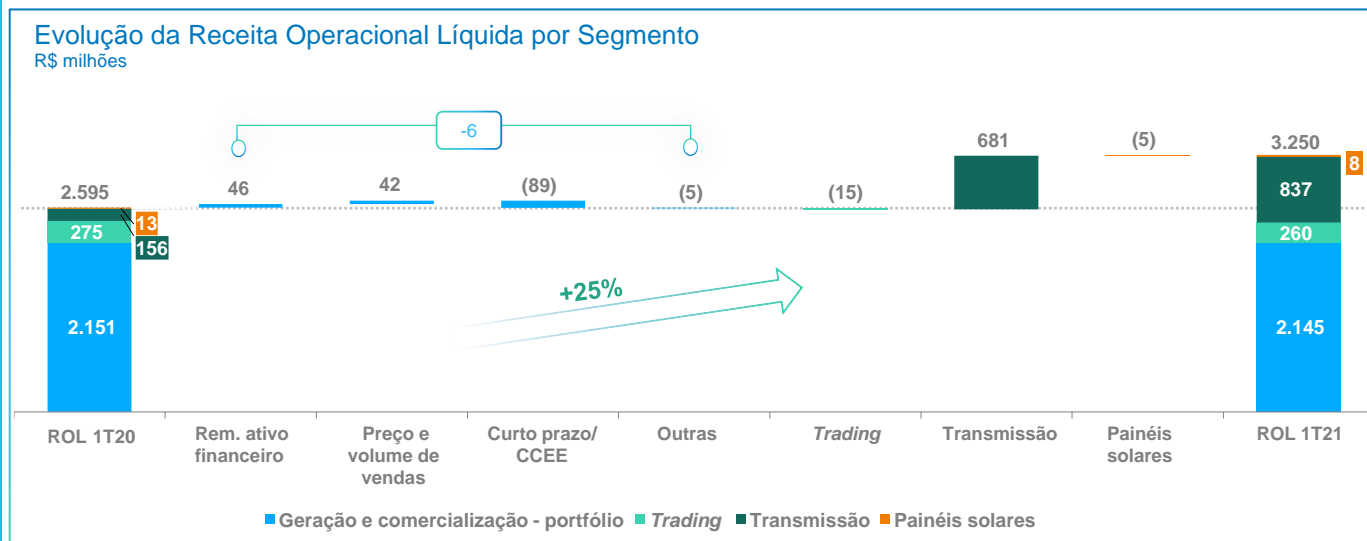
**Geração e venda de energia do portfólio:** decréscimo de R\$ 6 milhões (0,3%), motivado, substancialmente, pelas diminuições de R\$ 89 milhões nas transações realizadas no mercado de curto prazo, principalmente na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Esse efeito foi parcialmente atenuado por acréscimos de: (i) R\$ 46 milhões de remuneração dos ativos financeiros relativos à parcela do pagamento pela outorga das concessões das Usinas Hidrelétricas Jaguará e Miranda, referente à energia destinada ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR); e (ii) R\$ 42 milhões na receita com contratos de venda de energia nos ambientes regulado e livre, resultado da combinação das variações de quantidade de energia vendida e do preço médio líquido de venda.

Receita Operacional Líquida  
R\$ milhões



<sup>3</sup> Refere-se substancialmente aos valores oriundos das Usinas Hidrelétricas Jaguará e Miranda, para a energia vendida no ACR, como parte da Receita Anual de Geração (RAG). As empresas recebem a parcela referente à Gestão dos Ativos de Geração (GAG), para cobertura dos custos com operação e manutenção, além de gastos com melhorias e investimentos durante o prazo de concessão.

**Painéis solares:** redução de R\$ 5 milhões (38,5%) na venda e instalação de painéis solares em razão da retração desse mercado no trimestre em análise e da mudança de estratégia com foco nos projetos *asset-based* onde o tempo de instalação e a potência instalada são maiores. Os resultados dos segmentos de transmissão e de *trading* são comentados em “Resultado operacional do segmento de transmissão de energia” e “Resultado operacional do segmento de *trading* de energia”.



## Comentários sobre as Variações da Receita Operacional Líquida

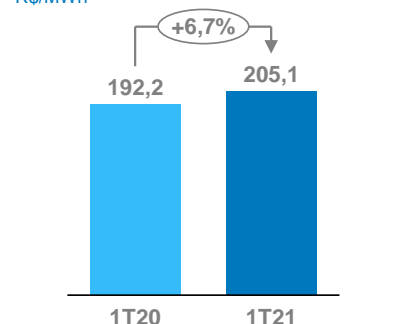
### ➤ Geração e Venda de Energia do Portfólio

#### ➤ Preço Médio Líquido de Venda

O **preço médio de venda de energia**, líquido dos encargos sobre a receita, atingiu **R\$ 205,13/MWh no 1T21, 6,7% superior** ao obtido no 1T20, cujo valor foi de R\$ 192,17/MWh.

A elevação do preço foi motivada, substancialmente, pela correção monetária dos contratos vigentes e pelo preço médio na venda de novos contratos de consumidores livres. Esses efeitos foram parcialmente atenuados pelas novas contratações de comercializadoras, com preços inferiores à média dos contratos vigentes ou finalizados.

#### Preço Médio Líquido de Venda\*

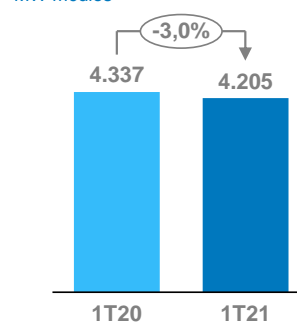


#### ➤ Volume de Vendas

A **quantidade de energia vendida** em contratos passou de 9.473 GWh (4.337 MW médios) no 1T20 para **9.084 GWh (4.205 MW médios) no 1T21**, uma redução de 3,0% ou 389 GWh (132 MW médios) entre os períodos comparados.

O decréscimo no volume de vendas é resultante, substancialmente, da retração econômica provocada pela pandemia da Covid-19, parcialmente atenuado pela maior geração eólica.

#### Volume de Vendas





## ➤ Receita de Venda de Energia Elétrica

### • Distribuidoras:

A receita de venda a distribuidoras alcançou R\$ 921 milhões no 1T21, R\$ 34 milhões (3,8%) superior aos R\$ 887 milhões auferidos no 1T20. O aumento foi ocasionado pelos seguintes efeitos: (i) R\$ 53 milhões — aumento de 6,1% no preço médio líquido de vendas; e (ii) R\$ 19 milhões — redução de 87 GWh (20 MW médios) na quantidade vendida.

A elevação do preço decorreu, substancialmente, da correção monetária dos contratos existentes.

A redução do consumo de energia foi motivada, substancialmente, pelos efeitos de sazonalização entre os trimestres, parcialmente atenuado pelo menor impacto dos efeitos de ressarcimentos previstos nos contratos de ambiente regulado entre os trimestres comparados, o qual considera a diferença entre a geração (energia entregue) e o montante contratual vendido.

### • Consumidores Livres:

A receita de venda a consumidores livres aumentou R\$ 6 milhões (0,8%) entre os trimestres em análise, passando de R\$ 796 milhões no 1T20 para R\$ 802 milhões no 1T21. Os seguintes eventos contribuíram para esta variação: (i) R\$ 58 milhões — acréscimo de 7,3% no preço médio líquido de vendas; e (ii) R\$ 52 milhões — redução de 301 GWh (116 MW médios) no volume de energia vendida.

A elevação do preço decorreu, substancialmente, da correção monetária dos contratos existentes e pelo maior preço médio das novas contratações.

A redução na quantidade de energia vendida foi motivada pela pandemia da Covid-19 e pelas incertezas relacionadas à retomada da economia, com impactos na demanda de energia.

### • Comercializadoras:

No 1T21, a receita de venda a comercializadoras foi de R\$ 140 milhões, R\$ 2 milhões (1,4%) superior à receita auferida no 1T20, que foi de R\$ 138 milhões. Esse aumento é oriundo, substancialmente, do acréscimo de R\$ 2 milhões (1,2%), no preço médio líquido de vendas. Não houve variação relevante de volume entre os períodos comparados.

A elevação do preço decorreu, substancialmente, da correção monetária dos contratos existentes, parcialmente atenuada por novas contratações com preços médios inferiores à média dos contratos existentes ou finalizados.

## ➤ Transações no Mercado de Energia de Curto Prazo

No 1T21, a receita auferida no mercado de curto prazo foi de R\$ 107 milhões, enquanto no 1T20 foi de R\$ 196 milhões, o que representa uma redução de R\$ 89 milhões (45,4%) entre os trimestres comparados. Mais explicações sobre tais operações e acerca da variação podem ser obtidas em “Detalhamento das operações de curto prazo”.

## ➤ Remuneração dos Ativos Financeiros de Concessões

Os ativos financeiros de concessões representam o valor presente dos fluxos de caixa futuros da parcela da energia destinada ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR) das Usinas Hidrelétricas Jaguará e Miranda, equivalente a 70% da garantia física destas usinas. Esses ativos são remunerados pela taxa interna de retorno e pela variação do Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA).

A remuneração dos ativos financeiros de concessões passou de R\$ 82 milhões, no 1T20, para R\$ 128 milhões no 1T21, aumento de R\$ 46 milhões (56,1%). O aumento é motivado, substancialmente, pela variação do IPCA e pelo aumento do saldo médio entre os períodos em comparação.

## ➤ Painéis Solares

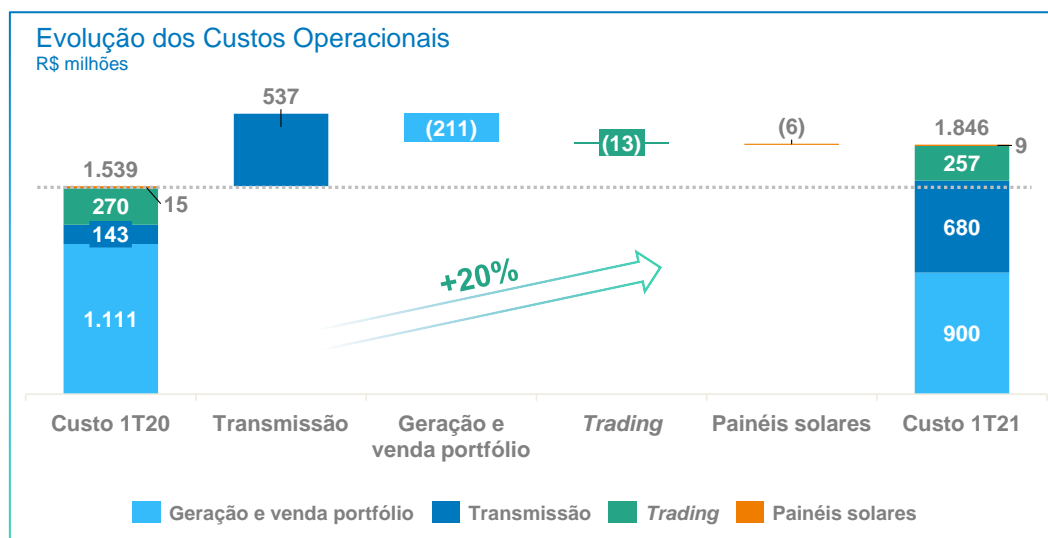
A receita de venda e instalação de painéis solares, por meio da controlada ENGIE Geração Solar Distribuída S.A. (EGSD), entre os trimestres em análise, reduziu R\$ 5 milhões (38,5%), passando de R\$ 13 milhões no 1T20 para R\$ 8 milhões no 1T21. A redução é consequência, principalmente, da mudança de estratégia com foco nos projetos *asset-based* e da desaceleração das atividades comerciais, em decorrência da pandemia da Covid-19. No 1T21, a EGSD iniciou a construção de 17 novos projetos que, somados aos demais contratos em andamento, totalizam 40 MWp em implantação.

## Custos Operacionais

	Custos por segmento – 1T21 x 1T20 (em R\$ milhões)				
	Energia elétrica			Painéis Solares	Consolidado
	Geração	Transmissão	Trading		
1T21					
Custos de construção	-	680	-	-	680
Compras de energia	176	-	251	-	427
Depreciação e amortização	225	-	-	-	225
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	142	-	-	-	142
Combustíveis para geração	125	-	-	-	125
Materiais e serviços de terceiros	90	-	-	2	92
Transações no mercado de curto prazo	70	-	1	-	71
Pessoal	66	-	-	2	68
<i>Royalties</i>	26	-	-	-	26
Seguros	21	-	-	-	21
Perdas não realizadas em operações de <i>trading</i>	-	-	5	-	5
Custo da venda de painéis solares	-	-	-	5	5
Repactuação do risco hidrológico	(52)	-	-	-	(52)
Outros custos operacionais, líquidos	11	-	-	-	11
<b>Custos operacionais</b>	<b>900</b>	<b>680</b>	<b>257</b>	<b>9</b>	<b>1.846</b>
1T20					
Custos de construção	-	143	-	-	143
Compras de energia	343	-	237	-	580
Depreciação e amortização	230	-	-	-	230
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	141	-	-	-	141
Combustíveis para geração	95	-	-	-	95
Materiais e serviços de terceiros	80	-	-	4	84
Transações no mercado de curto prazo	111	-	7	-	118
Pessoal	72	-	-	2	74
<i>Royalties</i>	17	-	-	-	17
Seguros	20	-	-	-	20
Perdas não realizadas em operações de <i>trading</i>	-	-	26	-	26
Custo da venda de painéis solares	-	-	-	9	9
Outros custos operacionais, líquidos	2	-	-	-	2
<b>Custos operacionais</b>	<b>1.111</b>	<b>143</b>	<b>270</b>	<b>15</b>	<b>1.539</b>
Variação					
Custos de construção	-	537	-	-	537
Compras de energia	(167)	-	14	-	(153)
Depreciação e amortização	(5)	-	-	-	(5)
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	1	-	-	-	1
Combustíveis para geração	30	-	-	-	30
Materiais e serviços de terceiros	10	-	-	(2)	8
Transações no mercado de curto prazo	(41)	-	(6)	-	(47)
Pessoal	(6)	-	-	-	(6)
<i>Royalties</i>	9	-	-	-	9
Seguros	1	-	-	-	1
Perdas não realizadas em operações de <i>trading</i>	-	-	(21)	-	(21)
Custo da venda de painéis solares	-	-	-	(4)	(4)
Repactuação do risco hidrológico	(52)	-	-	-	(52)
Outros custos operacionais, líquidos	9	-	-	-	9
<b>Custos operacionais</b>	<b>(211)</b>	<b>537</b>	<b>(13)</b>	<b>(6)</b>	<b>307</b>

Os custos operacionais aumentaram em R\$ 307 milhões (19,9%) entre os trimestres comparados, passando de R\$ 1.539 milhões no 1T20 para R\$ 1.846 milhões no 1T21. Esta variação foi reflexo dos seguintes fatores: (i) acréscimo de R\$ 537 milhões nos custos do segmento de transmissão; (ii) decréscimo no 1T21 de R\$ 211 milhões (19,0%) em relação ao 1T20, nos custos do segmento de geração e venda de energia do portfólio da Companhia; (iii) redução de R\$ 13 milhões (4,8%) nos custos de operações de *trading* de energia; e (iv) diminuição de R\$ 6 milhões (40,0%) de custos de venda e instalação de painéis solares.

Da variação observada no item (ii), destaca-se o impacto do complemento dos valores reconhecidos em dezembro de 2020 oriundos da recuperação de custos passados de energia decorrente da repactuação do risco hidrológico de que trata a Lei nº 14.052/2020, regulada pela Resolução Normativa Aneel nº 895/2020, de R\$ 52 milhões. Desconsiderando-se esse efeito, os custos operacionais do segmento de geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia do 1T21 reduziram R\$ 159 milhões (14,3%), em relação ao 1T20.



## Comentários sobre as Variações dos Custos Operacionais

### ➤ Geração e Venda de Energia do Portfólio

» **Compras de energia:** entre o 1T20 e o 1T21 houve redução de R\$ 167 milhões (48,7%) nas operações de compras para a gestão de portfólio de energia, em razão do que segue: (i) R\$ 191 milhões — decréscimo de 1.169 GWh (541 MW médios) na quantidade comprada; e (ii) R\$ 24 milhões — aumento de 16,0% no preço médio líquido de compras, que foi de R\$ 163,78/MWh no 1T20 para R\$ 189,95/MWh no 1T21.

O decréscimo observado no volume de compras foi motivado, substancialmente, pela gestão do portfólio da Companhia e pela redução do efeito das paradas não programadas ocorridas em Pampa Sul ao longo dos trimestres em comparação, o que ocasionou a realização de compras de energia para atendimento de seus contratos com distribuidoras, em maior volume no 1T20.

» **Transações no mercado de energia de curto prazo:** entre os trimestres em análise, os custos com essas transações foram inferiores em R\$ 41 milhões (36,9%), devido, substancialmente, a redução do PLD. Mais explicações sobre tais operações e acerca da variação podem ser obtidas em “Detalhamento das operações de curto prazo”.

» **Combustíveis para geração:** acréscimo de R\$ 30 milhões (31,6%) na comparação entre o 1T20 e o 1T21, devido, basicamente, ao maior consumo de carvão próprio, em virtude da maior geração pelas Usinas Termelétricas Jorge Lacerda e Pampa Sul, e aos efeitos do reajuste anual do custo com combustíveis.

» **Materiais e serviços de terceiros:** elevação de R\$ 10 milhões (12,5%) no 1T21, em relação ao mesmo trimestre de 2020, resultante, substancialmente, do acréscimo nos custos de operação e manutenção do parque gerador e nos custos relacionados às atividades de prevenção à Covid-19.

» **Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (Royalties):** aumento de R\$ 9 milhões (52,9%) nos trimestres comparados, em decorrência, principalmente, de maior geração das usinas hidrelétricas entre os trimestres.

» **Pessoal:** redução de R\$ 6 milhões (8,3%) no 1T21, em relação ao mesmo trimestre de 2020, resultante, substancialmente, da diminuição das despesas com credenciamento médico, reembolso de despesas médicas e despesas com planos de saúde.

» **Repactuação do risco hidrológico:** em 2 de março de 2021, a CCEE publicou a revisão nos valores de compensação, contemplando: (i) aplicação da taxa de desconto no cálculo das extensões das outorgas; (ii) consideração dos impactos decorrentes da caducidade de concessões no escoamento da Usina Hidrelétrica Belo Monte; e (iii) reconhecimento do direito das usinas em regime de cotas, enquadradas na Lei nº 13.783/13, às compensações calculadas nos termos da Lei 14.052/20. Dessa forma, a Companhia registrou o montante de R\$ 52 milhões no 1T21, resultante destas revisões.

### ➤ Painéis Solares

Entre os trimestres analisados, houve redução de R\$ 6 milhões (40,0%) nos custos deste segmento, motivada, substancialmente, pelo decréscimo nos custos da venda e instalação de painéis solares, de R\$ 4 milhões (44,4%), ocasionado pela retração no volume de vendas entre os períodos.

## Resultado Operacional do Segmento de Transmissão de Energia

A Companhia é a responsável primária pela construção e instalação de infraestruturas relacionadas às concessões de transmissão dos Sistemas de Transmissão Gralha Azul, cuja implantação iniciou no segundo semestre de 2018, e Novo Estado, a partir da aquisição de 100% das ações da Novo Estado Transmissora de Energia S.A. em março de 2020, e está exposta aos riscos e benefícios dessas construções. Desta forma, com base nas práticas contábeis vigentes, a Companhia reconhece receita de implementação de infraestrutura de transmissão, ao longo da implantação, em montante correspondente aos custos de construção adicionados de uma margem bruta residual, destinada a cobrir os custos relacionados com a gestão da construção. Os gastos incorridos na construção estão reconhecidos no custo da infraestrutura de transmissão. A Receita Anual Permitida (RAP) é recebida a partir da entrada em operação comercial do Sistema de Transmissão. Dessa forma, só há entrada de recursos advindos da atividade operacional a partir deste momento.

O lucro operacional bruto do segmento de transmissão de energia apresentou aumento de R\$ 144 milhões no 1T21, em relação ao mesmo trimestre de 2020, em decorrência, principalmente, da evolução na execução das obras de construção dos Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado. Adicionalmente, a receita de remuneração de infraestrutura de transmissão também foi impactada pela variação positiva do IPCA.

## Resultado Operacional do Segmento de Trading de Energia

A Companhia atua no mercado de *trading* de energia, a fim de auferir resultados por meio da variação de preços de energia, dentro de limites de risco pré-estabelecidos. As operações de *trading* de energia são transacionadas em mercado ativo e, para fins de mensuração contábil, atendem à definição de instrumentos financeiros por valor justo, devido principalmente ao fato de que não há compromisso de combinar operações de compra e de venda, havendo flexibilidade para gerenciar os contratos para obtenção de resultados por variações de preços no mercado.

O lucro bruto entre os trimestres em análise reduziu R\$ 2 milhões, passando de R\$ 5 milhões no 1T20 para R\$ 3 milhões no 1T21, motivado pelos seguintes eventos: (i) R\$ 13 milhões decorrentes de redução no resultado bruto das transações de compra e venda de energia realizadas; (ii) aumento de R\$ 6 milhões no resultado das transações no mercado de energia de curto prazo; e (iii) R\$ 5 milhões de impacto positivo oriundo da marcação a mercado — diferença entre os preços contratados e os de mercado — das operações líquidas contratadas em aberto em 31 de março de 2020 e de 2021.

## Detalhamento das Operações de Curto Prazo

Operações de curto prazo são definidas como compra e venda de energia cujo objetivo principal é a gestão da exposição da Companhia na CCEE. O preço da energia nessas operações tem como característica o vínculo com o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). O presente item engloba também as transações na CCEE, dado o caráter volátil e sazonal, portanto, de curto prazo, dos resultados advindos da contabilização na CCEE. Adicionalmente, as exposições positivas ou negativas são liquidadas ao PLD, à semelhança das operações de curto prazo descritas acima.

Sobre as transações na CCEE, os diversos lançamentos credores ou devedores realizados mensalmente na conta de um agente da CCEE são sintetizados numa fatura única (a receber ou a pagar), exigindo, portanto, seu registro na rubrica de receita ou de despesa. Cumpre ressaltar que, em razão de ajustes na estratégia de gerenciamento de portfólio da Companhia, vem se verificando mudança no perfil das faturas mencionadas. Tal alternância dificulta a comparação direta dos elementos que compõem cada fatura dos períodos em análise, sendo esse o motivo para a criação deste tópico. Assim, permite analisar oscilações dos principais elementos, apesar de terem sido alocados ora na receita, ora na despesa, conforme a natureza credora ou devedora da fatura à qual estão vinculados.

Genericamente, esses elementos são receitas ou despesas provenientes, por exemplo, (i) da aplicação do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE); (ii) do Fator de Ajuste da Energia Assegurada (GSF — *Generation Scaling Factor*), que ocorre quando a geração das usinas que integram o MRE, em relação à energia alocada, é menor ou maior (Energia Secundária); (iii) do chamado “risco de submercado”; (iv) do despacho motivado pela Curva de Aversão ao Risco (CAR); (v) da aplicação dos Encargos de Serviço do Sistema (ESS), que resultam do despacho fora da ordem de mérito de usinas termelétricas; e (vi) naturalmente, da exposição (posição vendida ou comprada de energia na contabilização mensal), que será liquidada ao valor do PLD.

**No 1T21 e no 1T20, os resultados líquidos** (diferença entre receitas e custos — deduzidos dos tributos) decorrentes de transações de curto prazo — em especial as realizadas no âmbito da CCEE — **foram positivos em R\$ 36 milhões e R\$ 78 milhões, respectivamente.** O montante representa uma **redução de R\$ 42 milhões entre os períodos comparados**, sendo um decréscimo de R\$ 48 milhões no resultado das transações no segmento de geração e venda de energia do portfólio e um acréscimo de R\$ 6 milhões no resultado das transações de *trading* de energia.

Essa variação foi consequência, fundamentalmente, dos seguintes efeitos: (i) maior impacto negativo do Fator de Ajuste do MRE (GSF) — já deduzido dos efeitos da repactuação do risco hidrológico; (ii) maior geração termelétrica entre os períodos analisados, porém sendo afetado pelo menor PLD entre os períodos comparados; (iii) aumento de operações de curto prazo, em virtude da estratégia de alocação dos recursos hídricos, aliada à ativa gestão do portfólio; e (iv) redução da despesa no MRE.

Em dezembro de 2020, a Aneel estabeleceu os limites máximo e mínimo do PLD para o ano de 2021 em R\$ 583,88/MWh e R\$ 49,77/MWh, respectivamente. A tabela a seguir apresenta os valores médios do PLD para os submercados nos quais a Companhia atua, por MWh.



PLD médio em R\$/MWh	1T21	1T20	Var. (%)
Sul	171,68	217,57	(21,1%)
Sudeste/Centro-Oeste	172,57	187,89	(8,2%)
Nordeste	159,91	181,31	(11,8%)

## Despesas com Vendas, Gerais e Administrativas

As despesas com vendas, gerais e administrativas apresentaram incremento de R\$ 9 milhões (14,5%) nos trimestres em análise, aumentando de R\$ 62 milhões no 1T20 para R\$ 71 milhões no 1T21, em razão, substancialmente, da combinação dos seguintes itens: (i) R\$ aumento de R\$ 4 milhões nas despesas com materiais e serviços de terceiros, dos quais se destacam a contratação de serviços gerais de informática, alinhado com a política da Companhia de digitalização de seus processos, e a aquisição de materiais de consumo relacionados às atividades de prevenção à Covid-19; e (ii) acréscimo de R\$ 3 milhões nas despesas com pessoal.

## Resultado de Equivalência Patrimonial – Transporte de Gás

Em 20 de julho de 2020, a Companhia adquiriu participação acionária adicional de 3,25% na TAG, do total de 10% que a Petrobras ainda detinha. Dessa forma, a Companhia passou de 29,25% para 32,5% de participação societária direta na TAG.

O resultado de equivalência patrimonial da TAG dos trimestres em análise é composto pelos seguintes itens:

DRE – em R\$ milhões	1T21		1T20	
	100%	Participação da Companhia	100%	Participação da Companhia
<b>TAG</b>				
Receita operacional líquida	1.716	558	1.416	414
Custos dos serviços prestados	(565)	(184)	(544)	(159)
<b>Lucro bruto</b>	<b>1.151</b>	<b>374</b>	<b>872</b>	<b>255</b>
Despesas gerais e administrativas	(52)	(17)	(36)	(10)
<b>Lucro antes do resultado financeiro e impostos</b>	<b>1.099</b>	<b>357</b>	<b>836</b>	<b>245</b>
Resultado financeiro	(280)	(91)	(313)	(92)
<b>Lucro antes dos impostos</b>	<b>819</b>	<b>266</b>	<b>523</b>	<b>153</b>
Imposto de renda e contribuição social	(282)	(91)	(171)	(50)
<b>Lucro líquido da TAG</b>	<b>537</b>	<b>175</b>	<b>352</b>	<b>103</b>
<b>Equivalência patrimonial sobre o resultado da TAG</b>	<b>175</b>		<b>103</b>	

Entre o 1T21 e o 1T20, o resultado de equivalência patrimonial aumentou em R\$ 72 milhões (69,9%), passando de R\$ 103 milhões no 1T20 para R\$ 175 milhões no 1T21. A variação foi consequência da combinação dos seguintes efeitos: (i) R\$ 133 milhões de acréscimo no Ebitda devido, principalmente, à atualização das tarifas de transporte de gás, em grande parte pelo IGP-M, e da variação cambial sobre um dos contratos de transporte de gás; (ii) acréscimo de R\$ 41 milhões de IR e CS, em razão, substancialmente, do aumento do lucro antes dos impostos; e (iii) incremento de R\$ 21 milhões, nas despesas com depreciação e amortização. Destaca-se que parte das variações observadas decorrem da alteração de participação societária entre os períodos analisados.

Com a finalidade de possibilitar a reconciliação do lucro líquido com o Ebitda, apresentamos a tabela abaixo:

Ebitda – em R\$ milhões	1T21	1T20
	100%	100%
<b>Lucro antes do resultado financeiro e impostos</b>	<b>1.099</b>	<b>836</b>
Depreciação e amortização	159	156
Amortização da mais valia	251	227
<b>Ebitda</b>	<b>1.509</b>	<b>1.219</b>

## Balanço Patrimonial

Os principais grupos do ativo e passivo da TAG nas datas de 31 de março de 2021 e 31 de dezembro de 2020 eram estes:

Balanço Patrimonial	31.03.2021	31.12.2020
<b>ATIVO</b>		
<b>Ativo circulante</b>	<b>3.449</b>	<b>2.220</b>
Caixa e equivalentes de caixa	769	437
Contas a receber de clientes	1.685	1.556
Ganhos não realizados com operações de <i>hedge</i>	79	19
Outros ativos circulantes	916	208
<b>Ativo não circulante</b>	<b>32.204</b>	<b>35.660</b>
Contas a receber de clientes	522	49
Depósitos vinculados	119	203
Ganhos não realizados com operações de <i>hedge</i>	18	29
Outros ativos realizáveis a longo prazo	-	3.475
Imobilizado	28.816	29.185
Intangível	2.729	2.719
<b>Total</b>	<b>35.653</b>	<b>37.880</b>
<b>PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>		
<b>Passivo circulante</b>	<b>3.586</b>	<b>3.874</b>
Empréstimos, financiamentos e debêntures	3.093	3.250
Perdas não realizadas com operações de <i>hedge</i>	177	298
Outros passivos circulantes	316	326
<b>Passivo não circulante</b>	<b>25.167</b>	<b>27.079</b>
Empréstimos, financiamentos e debêntures	22.659	22.519
Perdas não realizadas com operações de <i>hedge</i>	805	910
Imposto de renda e contribuição social diferidos	1.064	1.073
Outros passivos não circulantes	639	2.577
<b>Patrimônio líquido</b>	<b>6.900</b>	<b>6.927</b>
<b>Total</b>	<b>35.653</b>	<b>37.880</b>

## Ebitda e Margem Ebitda

	Ebitda por segmento – 1T21 x 1T20 (em R\$ milhões)					
	Energia elétrica			Painéis Solares	Transporte de Gás	Consolidado
	Geração	Transmissão	Trading			
<b>1T21</b>						
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	1.176	156	2	(2)	175	1.507
Depreciação e amortização	231	-	-	-	-	231
<b>Ebitda</b>	<b>1.407</b>	<b>156</b>	<b>2</b>	<b>(2)</b>	<b>175</b>	<b>1.738</b>
<b>Margem Ebitda</b>	<b>65,6%</b>	<b>18,6%</b>	<b>0,8%</b>	<b>(25,0%)</b>	<b>-</b>	<b>53,5%</b>
<b>1T20</b>						
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	981	13	4	(4)	103	1.097
Depreciação e amortização	235	-	-	-	-	235
<b>Ebitda</b>	<b>1.216</b>	<b>13</b>	<b>4</b>	<b>(4)</b>	<b>103</b>	<b>1.332</b>
<b>Margem Ebitda</b>	<b>56,5%</b>	<b>8,3%</b>	<b>1,5%</b>	<b>(30,8%)</b>	<b>-</b>	<b>51,3%</b>
<b>Variação</b>						
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	195	143	(2)	2	72	410
Depreciação e amortização	(4)	-	-	-	-	(4)
<b>Ebitda</b>	<b>191</b>	<b>143</b>	<b>(2)</b>	<b>2</b>	<b>72</b>	<b>406</b>
<b>Margem Ebitda</b>	<b>9,1 p.p.</b>	<b>10,3 p.p.</b>	<b>(0,7 p.p.)</b>	<b>5,8 p.p.</b>	<b>-</b>	<b>2,2 p.p.</b>

Entre o 1T21 e o 1T20, o Ebitda aumentou R\$ 406 milhões (30,5%), passando de R\$ 1.332 milhões no 1T20 para R\$ 1.738 milhões no 1T21. A variação foi consequência da combinação dos seguintes **efeitos positivos**: (i) R\$ 191 milhões (15,7%) no segmento de geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia; (ii) R\$ 143 milhões oriundos do segmento de transmissão de energia; (iii) R\$ 72 milhões (69,9%) decorrentes da variação dos resultados de participação societária na TAG; e (iv) R\$ 2 milhões (50,0%) oriundo do segmento de painéis solares. Os referidos impactos positivos foram contrabalanceados pelo seguinte **efeito negativo**: (v) R\$ 2 milhões (50,0%) oriundos do segmento de *trading*.

O principal segmento de negócios da Companhia é o de geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia, com variação indicada no item (i) acima, cujos principais efeitos estão descritos a seguir: (i) redução de R\$ 167 milhões nos custos de compras de energia; (ii) reconhecimento de efeito não recorrente de R\$ 52 milhões relativo à recuperação de custos de energia em decorrência da repactuação do risco hidrológico; (iii) redução de R\$ 48 milhões no resultado das transações realizadas no mercado de curto prazo; (iv) incremento de R\$ 46 milhões de receita de remuneração e variação monetária sobre ativos de concessões; (v) R\$ 42 milhões motivados pelo aumento da receita com contratos de venda de energia nos ambientes regulado e livre, resultado da combinação das variações de quantidade de energia vendida e do preço médio líquido de venda; (vi) aumento de R\$ 30 milhões nos custos com combustíveis; (vii) incremento de R\$ 10 milhões de custos com materiais e serviços de terceiros; (viii) R\$ 9 milhões oriundos de aumento no custo com *royalties*; e (ix) acréscimo de R\$ 19 milhões dos demais custos e despesas operacionais. Desconsiderando o efeito não recorrente citado no item (ii), a variação do Ebitda desse segmento entre o 1T21 e o 1T20, passaria de R\$ 191 milhões para R\$ 139 milhões (11,4%).

### Margem Ebitda Geração

A margem Ebitda no segmento de geração apresentou aumento de 9,1 p.p., passando de 56,5% no 1T20 para 65,6% no 1T21. Desconsiderando o efeito não recorrente, a margem Ebitda teria um aumento de 6,7 p.p. entre os períodos em comparação.

### Margem Ebitda Consolidada

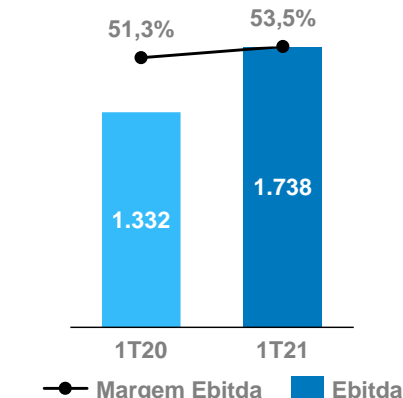
A margem Ebitda consolidada apresentou aumento de 2,2 p.p., passando de 51,3% no 1T20 para 53,5% no 1T21. Desconsiderando o efeito não recorrente, a margem Ebitda teria um aumento de 0,6 p.p. entre os períodos em comparação.

Destaca-se que a margem Ebitda consolidada é parcialmente reduzida pelos efeitos das operações de *trading* de energia, do reconhecimento da receita e dos custos relativos à construção das linhas de transmissão e das operações realizadas pela controlada EGSD, os quais apresentam margens inferiores às auferidas pelas demais operações realizadas pela Companhia.

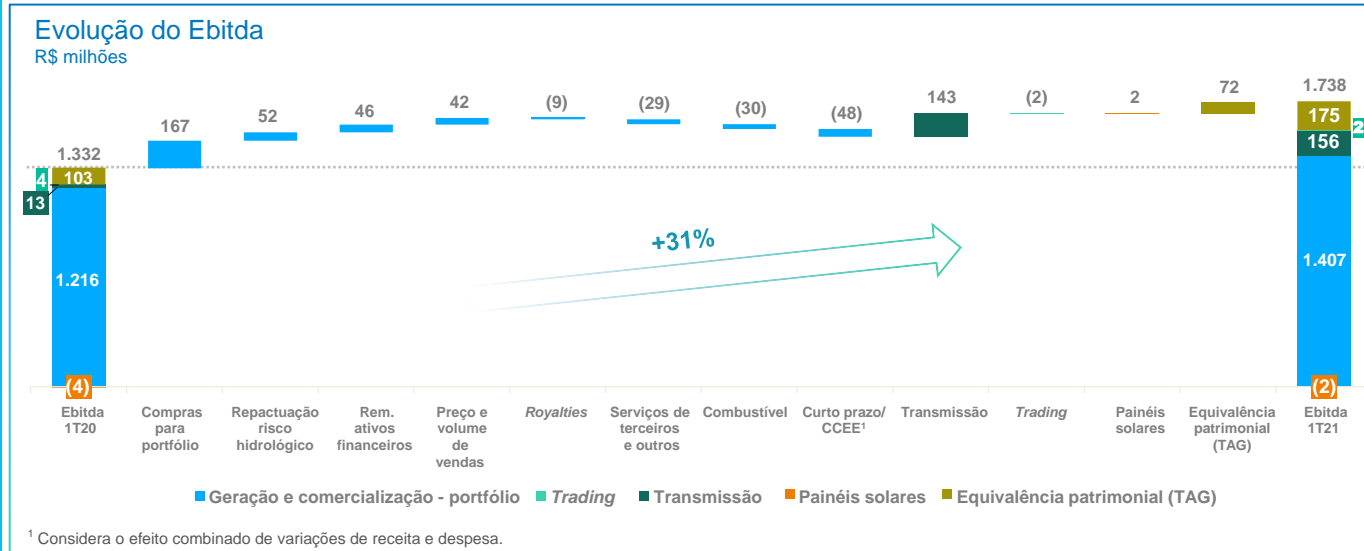
Com a finalidade de possibilitar a reconciliação do lucro líquido com o Ebitda, apresentamos a tabela abaixo:

(Valores em R\$ milhões)	1T21	1T20	Var. %
Lucro líquido	529	512	3,3
(+) Imposto de renda e contribuição social	146	193	-24,4
(+) Resultado financeiro	832	392	112,2
(+) Depreciação e amortização	231	235	-1,7
<b>Ebitda</b>	<b>1.738</b>	<b>1.332</b>	<b>30,5</b>

### Ebitda<sup>1</sup> e Margem Ebitda



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



## Resultado Financeiro

**Receitas financeiras:** no 1T21, as receitas financeiras atingiram R\$ 25 milhões, R\$ 19 milhões ou 43,2% abaixo dos R\$ 44 milhões auferidos no mesmo trimestre de 2020, em razão, substancialmente, do decréscimo de R\$ 15 milhões na receita com aplicações financeiras, motivada pela redução das taxas de juros entre os períodos comparados.

**Despesas financeiras:** as despesas no 1T21 foram de R\$ 857 milhões, isto é, R\$ 421 milhões ou 96,6% acima das registradas no mesmo trimestre do ano anterior, que foram de R\$ 436 milhões. As principais variações observadas foram: (i) elevações de R\$ 251 milhões sobre as concessões a pagar, entre os trimestres analisados, dos quais: (i.i) R\$ 231 milhões de variação monetária, visto o acréscimo dos índices inflacionários; e (i.ii) R\$ 20 milhões de juros; (ii) aumento de R\$ 136 milhões de variação monetária de dívidas, pela variação da inflação; e (iii) R\$ 17 milhões de juros sobre a dívida, em razão, principalmente, da emissão de debêntures pelas controladas da Companhia em 2020 e da contratação de empréstimos e financiamentos ao longo de 2020 e 2021 para gestão do fluxo de caixa e realização de investimentos.

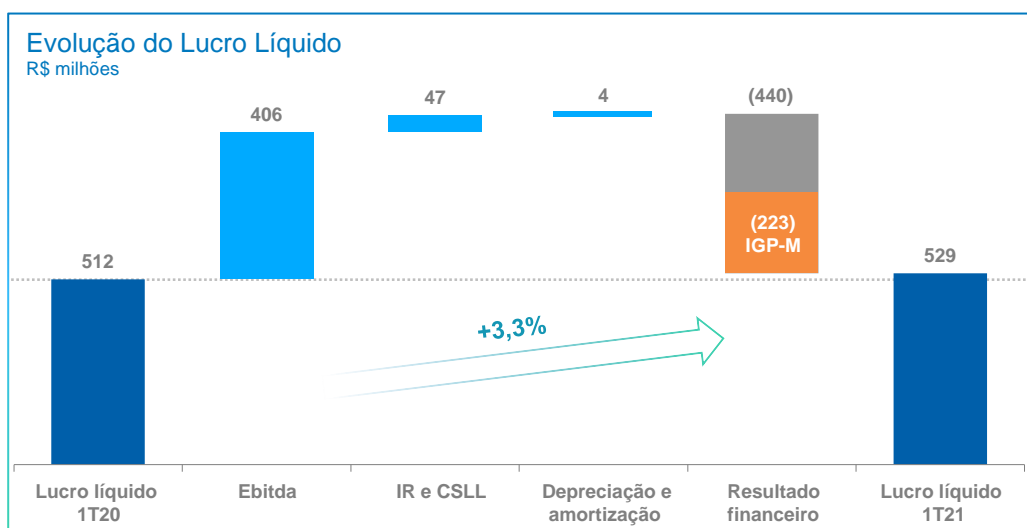
Vale destacar que a totalidade dos contratos com venda de energia possuem cláusulas de reajuste inflacionário, com a aplicação de IGP-M ou de IPCA, o que representa um *hedge* natural de longo prazo para as dívidas e as obrigações indexadas a índices de inflação.

## Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social (CSLL)

As despesas com IR e CSLL no 1T21 foram de R\$ 146 milhões, R\$ 47 milhões (24,4%) inferiores às registradas no mesmo trimestre de 2020, de R\$ 193 milhões, em decorrência, substancialmente, do menor lucro antes dos impostos auferido no 1T21, em comparação ao 1T20, e pelas variações nos regimes de tributação de empresas controladas. A alíquota efetiva de IR e CSLL, desconsiderando os efeitos de equivalência patrimonial, reduziu 2,8 p.p., saindo de 32,0% no 1T20 para 29,2% no 1T21.

## Lucro Líquido

O lucro líquido do 1T21 foi de R\$ 529 milhões, R\$ 17 milhões ou 3,3% superior aos R\$ 512 milhões apresentados no mesmo trimestre do ano anterior. Esse acréscimo é consequência dos seguintes efeitos: (i) aumento de R\$ 406 milhões no Ebitda; (ii) aumento de R\$ 440 milhões das despesas financeiras líquidas; (iii) decréscimo de R\$ 47 milhões do imposto de renda e da contribuição social; e (iv) redução de R\$ 4 milhões da depreciação e amortização. Desconsiderando o efeito não recorrente da repactuação do risco hidrológico, o lucro líquido do 1T21 foi inferior em R\$ 17 milhões (3,3%).

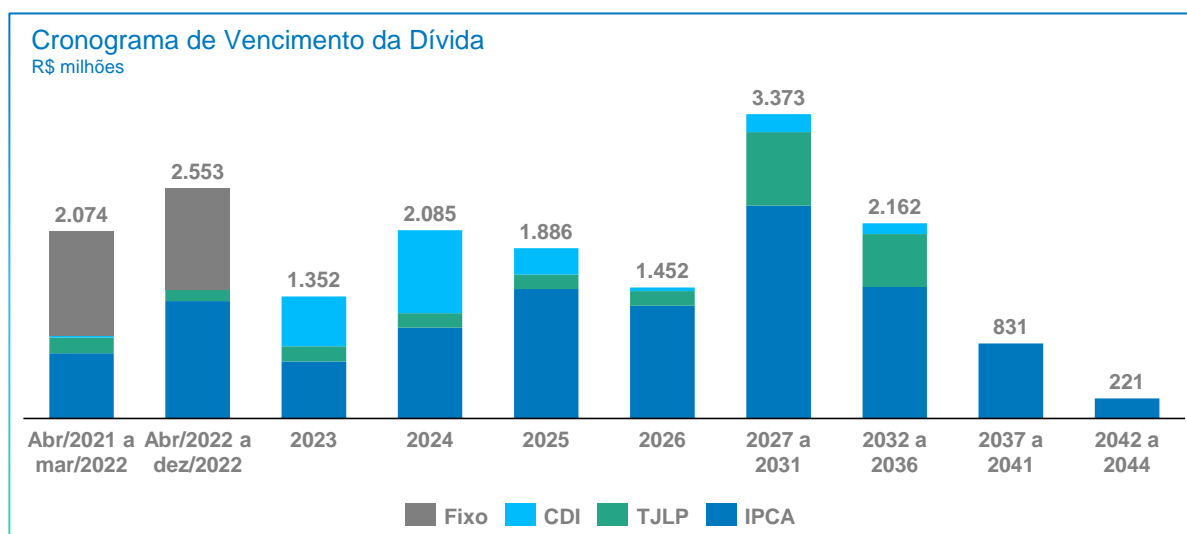
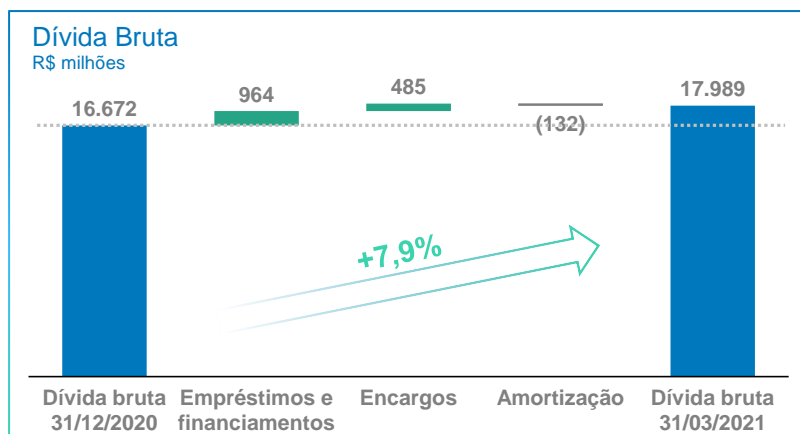


## Endividamento

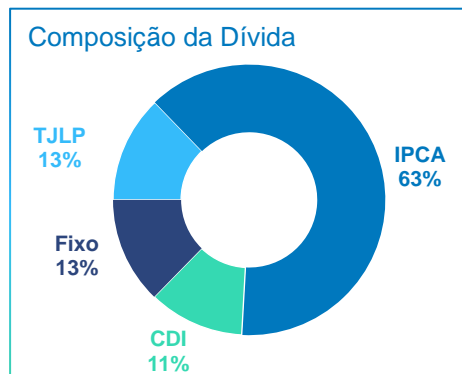
Em 31 de março de 2021, a **dívida bruta total consolidada**, representada, principalmente, por empréstimos, financiamentos, debêntures e ações preferenciais resgatáveis, líquidos dos efeitos de operações de *hedge*, **totalizava R\$ 17.989 milhões — aumento de 7,9%** (R\$ 1.317 milhões) comparativamente à posição de 31 de dezembro de 2020. O prazo médio de vencimento da dívida no fim do 1T21 era de 6,4 anos.

A variação no endividamento da Companhia está relacionada, principalmente, à combinação dos seguintes fatores, ocorridos no 1T21: (i) saques junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e bancos repassadores, no montante de R\$ 964 milhões, destinados, principalmente, à construção do Sistema de Transmissão Novo Estado e do Conjunto Eólico Campo Largo II; (ii) geração de R\$ 485 milhões em encargos incorridos a serem pagos e variação monetária; e (iii) R\$ 132 milhões em amortizações de empréstimos e financiamentos.





O custo médio ponderado nominal da dívida ao fim do primeiro trimestre de 2021 foi **8,7%** (6,1% no fim do 1T20). O aumento em relação ao ano anterior deve-se, principalmente, à aceleração do IPCA no período e aos novos contratos para financiamento dos projetos em construção, atrelados a esse índice, que responde pela indexação de 63%.



Em 31 de março de 2021, a **dívida líquida** (dívida total menos resultado de operações com derivativos, depósitos vinculados à garantia do pagamento dos serviços da dívida e caixa e equivalentes de caixa) da Companhia era de **R\$ 13.235 milhões**, **aumento de 12,3%** em relação ao registrado ao fim de 2020.

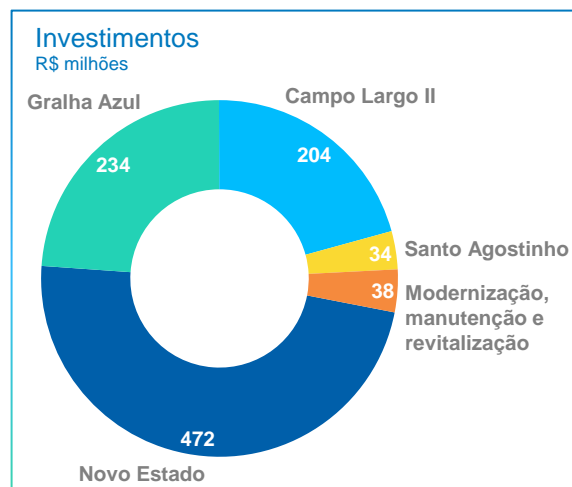
### Dívida Líquida

R\$ milhões

	31/03/2021	31/12/2020	Var. %
Dívida bruta	18.833	17.246	9,2
Resultado de operações com derivativos	(844)	(574)	47,1
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(439)	(347)	26,7
Caixa e equivalentes de caixa	(4.314)	(4.539)	100,0
<b>Dívida líquida total</b>	<b>13.235</b>	<b>11.786</b>	<b>12,3</b>
<b>Dívida líquida/Ebitda últimos 12 meses</b>	<b>1,9X</b>	<b>1,8X</b>	

## Investimentos

Os investimentos totais da ENGIE Brasil Energia no 1T21 foram de **R\$ 982 milhões**, dos quais (i) R\$ 944 milhões aplicados na construção dos novos projetos, sendo: (i.i) R\$ 472 milhões concentrados na Novo Estado Transmissora de Energia; (i.ii) R\$ 234 milhões na Linha de Transmissão Gralha Azul; (i.iii) R\$ 204 milhões no Conjunto Eólico Campo Largo II; e (i.iv) R\$ 34 milhões no Conjunto Eólico Santo Agostinho; (ii) R\$ 26 milhões destinados aos projetos de manutenção e revitalização do parque gerador; e (iii) R\$ 12 milhões designados para a modernização da Usina Hidrelétrica Salto Osório.



## COMPROMISSO COM O DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL

### Gestão Sustentável

A ENGIE possui a ambição de liderar o processo de transição carbono neutro em todo o mundo, apoiando nossos clientes em suas trajetórias de redução de emissões e associando às ofertas diferenciais socioambientais, induzindo o desenvolvimento sustentável com impactos positivos locais e globais. Através de nossos Objetivos Estratégicos ESG de médio prazo, procuramos endereçar o trinômio “Pessoas, Planeta e Prosperidade”, com destaque ao compromisso de redução das emissões de CO<sub>2</sub> em 46% entre 2019 e 2030, o que é uma *Science Based Target* (Metas Baseadas na Ciência).

Todas as usinas sob responsabilidade da Companhia seguem a Política ENGIE Brasil Energia de Gestão Sustentável, que abrange as dimensões Qualidade, Gestão de Energia, Meio Ambiente, Mudanças do Clima, Saúde e Segurança no Trabalho, Responsabilidade Social e Engajamento de Partes Interessadas. Em 31 de março de 2021, das 63 usinas instaladas em 13 estados das cinco regiões do país, 12 são certificadas de acordo com as normas de gestão NBR ISO 9001 (da Qualidade), NBR ISO 14001 (do Meio Ambiente) e NBR OHSAS 18001 (da Saúde e Segurança no Trabalho), com potência somada que corresponde a 77,3% da capacidade total operada pela Companhia. O Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, cujas três usinas estão entre as 12 certificadas, é também certificado segundo a norma NBR ISO 50001, de Eficiência Energética.

Além da já mencionada Política de Gestão Sustentável, outros compromissos com o desenvolvimento sustentável estão disponíveis em seu *website*, abordando temas como Direitos Humanos e Ética. Os Relatórios de Sustentabilidade são publicados anualmente de acordo com as recomendações da *Global Reporting Initiative* (GRI), *Sustainability Accounting Standard Board* (SASB) e o *framework* do *International Integrated Reporting Council* (IIRC).

### Fórum de Sustentabilidade

Criado em 2007, o Fórum de Sustentabilidade da Companhia atualmente é formado por 12 membros, de diferentes áreas, especialmente as que se relacionam mais proximamente com *stakeholders*, como acionistas, clientes, fornecedores, empregados, mídia e comunidades. A coordenação é da Diretoria Administrativa, e um dos membros é o representante dos empregados no Conselho de Administração. Entre outros, o Fórum tem como objetivos:

- » Contribuir para manter o equilíbrio dos interesses dos diferentes públicos em relação à Companhia;
- » Desenvolver programas de sensibilização e conscientização para conceitos e práticas de sustentabilidade para públicos internos e externos;
- » Contribuir para o emprego das melhores práticas de governança corporativa; e
- » Propor, obter aprovação da Diretoria Executiva e atuar articuladamente com as unidades organizacionais para atingir as metas anuais de sustentabilidade empresarial (“Metas ENGIE Brasil Energia de Sustentabilidade”), que são baseadas em quatro Programas — Desenvolvimento Cultural, Melhoria Ambiental, Inclusão Social e Educação para a Sustentabilidade — com iniciativas associadas a indicadores e pesos para avaliação ao fim de cada ano.

### Destaques do Trimestre

- » Em fevereiro, a Companhia reafirmou seu compromisso com o Pacto Empresarial pela Integridade e Contra a Corrupção, do Instituto Ethos, do qual é signatário desde o lançamento da iniciativa, em 2013. Trata-se de um compromisso voluntário assumido por empresas privadas e públicas, cujo objetivo é promover um mercado mais íntegro, ético, que erradique o suborno e a corrupção, com base na Lei Anticorrupção (nº 12.846/2013).

- » A ENGIE Brasil Energia, em parceria com a Recode, organização especializada em geração de oportunidades por meio da inclusão digital e da facilitação do acesso à tecnologia, irá implantar um Centro de Empoderamento Digital (CED), com acesso à internet via fibra ótica, com velocidade de 100MB e capacidade para 300 conexões, no Município de Umburanas, na Bahia, no entorno dos Conjuntos Eólicos Umburanas e Campo Largo. O projeto tem como objetivo capacitar jovens locais através de cursos de tecnologia, criando oportunidades de aprendizado, geração de renda, empreendedorismo e engajamento cívico para a comunidade.
- » Como marco na celebração do Dia Internacional da Mulher (08 de março), a Companhia se uniu ao movimento *#ChooseToChallenge*, da organização global *International Women's Day* para avançarmos no combate à desigualdade de gênero, com uma programação de webinars e eventos de conscientização e reconhecimento durante todo o mês de março.
- » Evolução no Plano Ambiental de Conservação e Uso do Entorno do Reservatório Artificial – PACUERA das Usinas Hidrelétricas Miranda e Cana Brava. Na primeira usina, em estágio inicial, o plano foi protocolado junto ao órgão ambiental licenciador (SUPRAM), e na segunda, em estágio mais avançado, o Ibama autorizou o início das Audiências Públicas, após a aprovação do Plano de Comunicação junto ao Órgão.
- » A Companhia lançou em 29 de abril, a edição 2020 de seu Relatório de Sustentabilidade, uma importante ferramenta de prestação de contas à sociedade, que segue as diretrizes da Global Reporting Initiative (GRI) e conta com Asseguração da Bureau Veritas. Neste ano foram enfatizadas as estratégias de enfrentamento da crise sanitária, com os seus desdobramentos, discorrendo também sobre o contexto estratégico presente e futuro, a governança corporativa e o desempenho socioambiental. Acesse o conteúdo completo no [link](#).



## Saúde e Segurança – Covid-19

- » Reativação do comitê de crise para acompanhamento e monitoramento da Covid-19, tanto no cenário nacional, nas comunidades do entorno de nossas operações e internamente, entre colaboradores e prestadores de serviços.
- » Novo protocolo de teste para detecção da Covid-19 em colaboradores e prestadores de serviços dentro das instalações da Companhia, com aplicação de testes tipo *Swab* Nasal ao invés do Antígeno, e com maior frequência, de quinzenal para semanal. Em razão do aumento da frequência e do agravamento das condições em todo o país, foram realizados 36.967 testes da Covid-19 apenas no trimestre (em todo o ano de 2020 foram cerca de 59.000).

## Responsabilidade Social – Covid-19

- » Participação no Projeto Aliança Pela Vida – Grande Florianópolis – SC – R\$ 500 mil:

Estruturação de um grande centro de triagem para pacientes com suspeita de Covid-19, para diminuir a pressão sobre a capacidade dos hospitais da região. Estabeleceu-se uma operação de 30 dias (prorrogáveis), com contrato junto à empresa HELP Emergências Médicas para atendimento em domicílio (cerca de 25 por dia) e 200 atendimentos diários via telemedicina, com parceria médica do Hospital SOS Córdio.

- » Viabilização de uma usina de oxigênio em Ponta Grossa – PR – R\$ 750 mil reais + R\$ 750 mil reais do BNDES:

O BNDES, por meio do projeto chamado Salvando Vidas, faz o “*match*” de um valor igual ao doado pela ENGIE Brasil Energia. Em 2020, a mesma parceria foi estabelecida, com direcionamento para a aquisição e distribuição de EPIs. Esse ano, o destino foi a construção e operação de uma Usina de Oxigênio no município de Ponta Grossa.

- » Campanha de arrecadação de recursos junto aos colaboradores (em andamento):

Estamos conduzindo uma quarta campanha de arrecadação de recursos junto aos colaboradores da Companhia para aquisição de cestas básicas, cujo destino serão as comunidades do entorno das Usinas. A ENGIE Brasil Energia dobrará o montante doado pelos colaboradores.

- » Adesão ao movimento Unidos Pela Vacina:

Movimento que objetiva adquirir insumos como geladeiras, seringas, luvas, álcool gel etc., para evitar gargalos no processo de vacinação. No momento, está sendo finalizado o levantamento das demandas repassadas pelos municípios, para avaliação das melhores formas de apoio.

## Indicadores de Sustentabilidade

Desde 2012, a Companhia tem como padrão incluir, em suas apresentações de resultados trimestrais e anuais, os principais indicadores de sustentabilidade mensurados em cada período. A tabela a seguir apresenta os relativos ao 1T21 e 1T20, associando cada indicador aos da GRI padrão *Standards*.

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

Item	Dimensão <sup>2</sup>	Indicador	Temas materiais	Indicador GRI <sup>4</sup>	1T21	1T20	Variação
1	Qualidade	Número de usinas em operação	- Priorização de fontes renováveis para a geração de energia  - Gestão de Emissões	102-7, EU1	63	60	3
2		Capacidade instalada operada (MW)		102-7, EU1	10.511	10.431	0,8%
3		Capacidade instalada própria (MW)		102-7, EU1	8.790	8.710	0,9%
4		Número de usinas certificadas		102-16, EU6	12	12	0
5		Capacidade instalada certificada (MW)		102-16, EU6	8.127	8.127	0,0%
6		Capacidade instalada certificada em relação à total		102-16, EU6	77,3%	77,9%	-0,6 p.p.
7		Capacidade instalada proveniente de fontes renováveis		102-7, EU1	9.309	9.229	0,9%
8		Capacidade instalada proveniente de fontes renováveis em relação à total		102-7, EU1	88,6%	88,5%	0,1 p.p.
9		Geração de energia total (GWh)		EU2	9.938	7.886	26,0%
10		Geração de energia certificada		102-16, EU6	8.031	6.065	32,4%
11		Geração certificada em relação à total		102-16, EU6	80,8%	76,9%	3,9 p.p.
12		Geração de energia proveniente de fontes renováveis (GWh)		EU2	8.230	6.392	28,8%
13		Geração proveniente de fontes renováveis em relação à total		EU2	82,8%	81,1%	1,8 p.p.
14		Disponibilidade do parque gerador, descontadas as paradas programadas		EU30	95,0%	96,8%	-1,8 p.p.
15		Disponibilidade do parque gerador, consideradas as paradas programadas		EU30	89,7%	91,0%	-1,4 p.p.
16	Meio Ambiente e Mudanças do Clima	Total de mudas plantadas e doadas	- Gestão de Emissões	304-1, 413-1	93.976	15.857	492,6%
17		Número de visitantes às usinas e educação ambiental	- Impulso à prosperidade das comunidades locais  - Biodiversidade	413-1	3.824	1.659	130,5%
18		Emissões de CO2 (usinas a combustíveis fósseis) (t/MWh)		D305-1, D305-2, D305-3	0,932	0,952	-2,0%
19		Emissões de CO2 do parque gerador da ENGIE Brasil Energia (t/MWh)		D305-1, D305-2, D305-3	0,160	0,180	-11,2%
20	Saúde e Segurança <sup>3</sup>	Taxa de Frequência (TF) operação e manutenção <sup>5</sup>	- Segurança das equipes e das comunidades - Fomento a boas práticas socioambientais entre fornecedores e clientes	403-2	0,000	N.D	-
21		Taxa de Gravidade (TG) empregados próprios <sup>6</sup>		403-2	0,000	0,000	-
22		Taxa de Frequência (TF) obras <sup>5</sup>		403-2	0,572	N.D	-
23		Visitas Gerenciais de Saúde e Segurança - VGS		403-2	452	201	Não Aplic.
24	Responsabilidade Social <sup>7</sup>	Registro de Situações de Risco e Quase Acidentes	- Geração de resultado econômico e compartilhamento de valor com a sociedade  - Impulso à prosperidade das comunidades locais	403-2	1.429	1.106	Não Aplic.
25		Investimentos não incentivados		201-1, 413-1	1.639,5	268,2	511,3%
26		Investimentos pelo Fundo da infância e adolescência - FIA		201-1, 413-1	244,0	596,4	-59,1%
27		Investimentos pela Lei de Incentivo à cultura - Rouanet		201-1, 413-1	810,8	1.877,5	-56,8%
28		Investimentos pela Lei de incentivo ao esporte		201-1, 413-1	147,1	184,0	-20,1%
29		Investimentos pelo Programa Nacional de Apoio à Atenção Oncológica - PRONON		201-1, 413-1	0,0	0,0	-
30		Investimentos pelo Programa Nacional de Apoio à Atenção da Saúde da Pessoa com Deficiência - PRONAS/PCD		201-1, 413-1	0,0	0,0	-
31		Investimentos pelo Fundo Municipal do Idoso		201-1, 413-1	0,0	300,8	-

Notas:

<sup>1</sup> Informações adicionais sobre a sustentabilidade na Companhia estão no Relatório de Sustentabilidade (<https://www.engie.com.br/investidores/informacoes-financeiras>).

<sup>2</sup> Referência: Política ENGIE de Gestão Sustentável.

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

<sup>4</sup> GRI: *Global Reporting Initiative*, versão *Standards* e complemento setorial G4.

<sup>5</sup> TF = nº de acidentes do trabalho ocorridos em cada milhão de horas de exposição ao risco.

<sup>6</sup> TG = nº de dias perdidos com os acidentes de trabalho ocorridos em cada mil horas de exposição ao risco.

<sup>7</sup> Valores em milhares de reais.



## GOVERNANÇA CORPORATIVA

A Companhia procura regularmente aprimorar seus mecanismos de gestão, com otimização de procedimentos de controle, *compliance* e transparência. É componente do Novo Mercado, segmento de listagem das empresas com mais alto nível de governança corporativa da B3. Tal segmento passou por revisão em 2017, para aumento das exigências gerais do regulamento do segmento, e a Companhia tem, desde então, empreendido esforços para implementação das mudanças com maior brevidade possível. Um grupo de trabalho multidisciplinar foi composto para endereçar o tema e, como primeiros resultados obtidos, houve o estabelecimento do Comitê de Auditoria, composto por três membros, sendo dois deles membros Independentes do Conselho de Administração. O objetivo do Comitê é assessorar o Conselho de Administração na avaliação das demonstrações financeiras, em temas éticos, controles internos, auditoria interna e externa e gestão de riscos. Em outra frente relacionada, foi aprimorada a gestão dos procedimentos de *compliance* corporativo e houve implementação de três políticas que visam dar maior transparência às atividades e procedimentos da alta gestão: Política de Indicação, de Remuneração e de Avaliação.

Adicionalmente, a Companhia é integrante do Índice de Sustentabilidade Empresarial da B3 (ISE). O Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia é composto por nove membros titulares, sendo um representante dos empregados e três conselheiros independentes. Nenhum dos membros do Conselho ocupa cargo executivo na Companhia e, consequentemente, o posto de Presidente do Conselho não é ocupado pelo Diretor-Presidente. Com exceção do membro escolhido pelos empregados, todos são eleitos por acionistas, em Assembleia Geral de Acionistas.

Um Código de Ética pauta a conduta da Companhia: documento público, disponível em seu *website*. A Companhia também dispõe de Fórum de Ética, responsável pela constante atualização do Código e pela avaliação de questões éticas. **Em 2013, a ENGIE Brasil Energia ratificou sua adesão ao Pacto Empresarial pela Integridade contra a Corrupção:** iniciativa do Instituto Ethos, em desdobramento ao Pacto Global da Organização das Nações Unidas (ONU), do qual a ENGIE Brasil Energia é signatária desde seu lançamento. Em 2020, foi ratificada a certificação ISO 37001 da ENGIE Brasil, que avalia os requisitos e fornece orientação para estabelecer, implementar, manter, revisar e melhorar o sistema de gestão antissuborno corporativo.

**A política de dividendos da ENGIE Brasil Energia estabelece um dividendo mínimo obrigatório de 30% do lucro líquido do exercício, ajustado nos termos da Lei 6.404/76 e, além disso, determina intenção de pagar em cada ano calendário dividendos e/ou juros sobre o capital próprio em valor não inferior a 55% do lucro líquido ajustado em distribuições semestrais.**

Em relação ao modelo de transferência de ativos e demais transações com partes relacionadas, a Companhia e sua controladora entenderam ser necessário elevar os padrões de governança corporativa por elas adotados. Entre as iniciativas aplicadas, destaca-se a criação, por meio da adaptação do Estatuto Social da Companhia, de um **Comitê Independente para Transações com Partes Relacionadas**, de caráter não permanente e que, quando convocado, será composto, em sua maioria, por membros independentes do Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia. O referido Comitê, atuou no processo de aquisição da participação na Transportadora Associada de Gás - TAG.

## MERCADO DE CAPITAIS

Desde sua adesão ao Novo Mercado da B3, a ENGIE Brasil Energia passou a integrar o Índice de Ações com Governança Corporativa Diferenciada (IGC) e o Índice de Ações com *Tag Along* Diferenciado (ITAG), que reúnem as companhias que oferecem ao(à) acionista minoritário(a) proteção maior em caso de alienação do controle. Suas ações integram o Índice de Sustentabilidade Empresarial da B3 (ISE), que reúne empresas com reconhecido comprometimento com a responsabilidade corporativa, além do Índice do Setor de Energia Elétrica (IEE), que é um índice setorial constituído pelas empresas abertas mais significativas do setor elétrico. As ações da Companhia também fazem parte do principal índice de ações da B3 – o Índice Bovespa e do Euronext-Vigeo EM 70 — índice integrado pelas empresas com mais alto desempenho em responsabilidade corporativa dos países em desenvolvimento. A Vigeo é a agência líder em *ratings* de responsabilidade social corporativa e analisa cerca de 330 indicadores.

As ações da ENGIE Brasil Energia são negociadas na B3 sob o **código EGIE3**. No mercado de balcão americano *Over-The-Counter* (OTC), os *American Depositary Receipts* (ADR) Nível I da Companhia são negociados com o **código EGIEY**, sendo a relação de um ADR para cada ação ordinária.

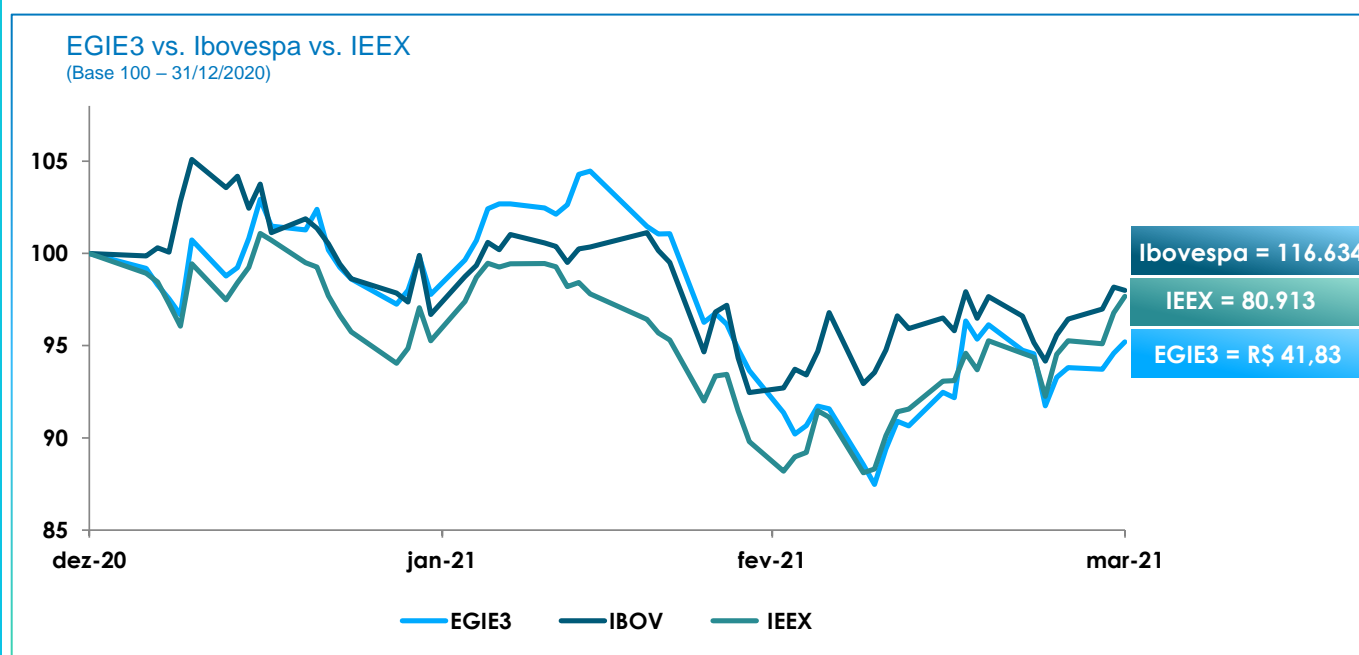
## Desempenho das Ações – EGIE3

Um ano depois do início do enfrentamento à pandemia da Covid-19, a instabilidade nos mercados financeiros mundiais ainda é uma realidade. No Brasil, as permanentes preocupações com o cenário fiscal e a situação política, além dos impactos mais evidentes da segunda onda do coronavírus, geraram volatilidade ao Ibovespa, principal índice da bolsa de valores brasileira. Após quedas em janeiro e fevereiro, em março o índice apresentou recuperação de 6% e fechou em 116 mil pontos.

**No primeiro trimestre de 2021, as ações da ENGIE Brasil Energia registraram desvalorização de 4,8%**, acompanhando as quedas do Índice do Setor de Energia Elétrica (IEEX) e do Ibovespa de 2,3% e 2,0%, respectivamente.

O volume médio diário da EGIE3 foi de R\$ 76,6 milhões no 1T21, 16,1% abaixo do registrado no 1T20, quando atingiu R\$ 91,3 milhões.

No último pregão de março de 2021, as ações da Companhia encerraram cotadas a R\$ 41,83/ação, o que confere à Companhia valor de mercado de R\$ 34,1 bilhões.



## Próximos Eventos

A ENGIE Brasil Energia realizará o seguinte evento para discussão dos resultados:

### Videoconferência de Divulgação de Resultados (Em português — tradução simultânea para inglês)

**Data:** 6 de maio de 2021

**Horário:** 11:00h (horário de Brasília)

**Link para conexão em português:** <https://vcasting.voitel.com.br/?transmissionId=8846>

**Link para conexão em inglês:** <https://vcasting.voitel.com.br/?transmissionId=8847>

**Telefones para conexão:**

Participantes no Brasil: (11) 3127-4971 / (11) 3728-5971

Senha para os participantes: ENGIE

## Importante

Este material inclui informações e opiniões acerca de eventos futuros sujeitas a riscos e incertezas, as quais se baseiam nas atuais expectativas, projeções e tendências sobre os negócios da Companhia. Inúmeros fatores podem afetar as estimativas e suposições nas quais estas opiniões se baseiam, razões por que as estimativas e declarações futuras constantes deste material podem não vir a se concretizar. Considerando estas limitações, os(as) acionistas e investidores não devem tomar quaisquer decisões com base nas estimativas, projeções e declarações futuras contidas neste material.

**ANEXO I**  
**ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.**  
**BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO — ATIVO**

(Valores em R\$ mil)	31/03/2021	31/12/2020
<b>Ativo Circulante</b>	<b>7.291.161</b>	<b>7.733.297</b>
Caixa e equivalentes de caixa	4.314.022	4.538.946
Contas a receber de clientes	1.506.536	1.723.101
Crédito de imposto de renda e contribuição social	118.542	140.785
Dividendos a receber	-	32.500
Estoques	188.105	189.428
Ganhos não realizados em operações de <i>hedge</i>	28.172	14.475
Ganhos não realizados em operações de <i>trading</i>	193.083	320.309
Depósitos vinculados	167.600	174.048
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	15.089	15.089
Ativo financeiro de concessão	312.972	305.626
Ativo de contrato	171.215	-
Outros ativos circulantes	271.248	274.413
Ativo não circulante mantido para venda	4.577	4.577
<b>Ativo Não Circulante</b>	<b>28.646.573</b>	<b>27.452.951</b>
<b>Realizável a Longo Prazo</b>	<b>7.938.873</b>	<b>6.829.060</b>
Ganhos não realizados em operações de <i>hedge</i>	1.042.446	719.380
Ganhos não realizados em operações de <i>trading</i>	70.705	54.385
Depósitos vinculados	327.755	235.819
Depósitos judiciais	77.174	82.539
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	96.825	100.597
Ativo financeiro de concessão	2.547.330	2.499.170
Ativo de contrato	3.630.212	2.961.419
Outros ativos não circulantes	146.426	175.751
<b>Investimentos</b>	<b>2.416.225</b>	<b>2.425.062</b>
<b>Imobilizado</b>	<b>15.587.791</b>	<b>15.537.837</b>
<b>Intangível</b>	<b>2.559.018</b>	<b>2.513.990</b>
<b>Direito de uso de arrendamentos</b>	<b>144.666</b>	<b>147.002</b>
<b>Total</b>	<b>35.937.734</b>	<b>35.186.248</b>



**ANEXO II**  
**ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.**  
**BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO — PASSIVO**

<b>(Valores em R\$ mil)</b>	<b>31/03/2021</b>	<b>31/12/2020</b>
<b>Passivo Circulante</b>	<b>4.067.742</b>	<b>5.380.926</b>
Fornecedores	794.615	861.752
Dividendos e juros sobre o capital próprio	160.252	1.385.056
Empréstimos e financiamentos	1.545.608	1.375.627
Debêntures	526.466	449.376
Arrendamentos a pagar	18.667	19.144
Concessões a pagar	237.908	228.865
Imposto de renda e contribuição social a pagar	62.598	198.541
Outras obrigações fiscais e regulatórias	112.966	113.901
Obrigações trabalhistas	150.941	130.097
Perdas não realizadas em operações de <i>trading</i>	193.940	321.654
Provisões	15.913	15.159
Obrigações com benefícios de aposentadoria	43.067	43.067
Outros passivos circulantes	204.801	238.687
<b>Passivo Não Circulante</b>	<b>23.778.255</b>	<b>22.063.324</b>
Empréstimos e financiamentos	11.029.090	9.825.881
Debêntures	5.245.273	5.113.171
Ações preferenciais resgatáveis	486.220	482.088
Arrendamentos a pagar	103.442	104.828
Concessões a pagar	4.087.542	3.783.453
Perdas não realizadas em operações de <i>trading</i>	47.593	36.405
Provisões	308.924	305.845
Obrigações com benefícios de aposentadoria	406.591	407.846
Imposto de renda e contribuição social diferidos	1.559.168	1.523.222
Outros passivos não circulantes	504.412	480.585
<b>Patrimônio Líquido</b>	<b>8.091.737</b>	<b>7.741.998</b>
Capital social	4.902.648	4.902.648
Reservas de lucros	3.546.496	3.546.496
Ajustes de avaliação patrimonial	(902.648)	(709.615)
Lucros acumulados	542.463	-
Participação de acionista não controlador	2.778	2.469
<b>Total</b>	<b>35.937.734</b>	<b>35.186.248</b>

**ANEXO III**  
**ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.**  
**DEMONSTRAÇÃO DOS RESULTADOS CONSOLIDADOS**

(Valores em R\$ mil)	1T21	1T20	Var. %
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>3.249.940</b>	<b>2.594.594</b>	<b>25,3</b>
<b>Custos Operacionais</b>	<b>(1.846.405)</b>	<b>(1.538.974)</b>	<b>20,0</b>
Compras de energia	(432.452)	(605.421)	-28,6
Transações no mercado de energia de curto prazo	(71.270)	(118.061)	-39,6
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	(142.209)	(141.049)	0,8
Combustíveis para geração	(125.388)	(95.174)	31,7
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos ( <i>royalties</i> )	(25.774)	(17.372)	48,4
Pessoal	(68.176)	(73.789)	-7,6
Materiais e serviços de terceiros	(92.301)	(84.067)	9,8
Depreciação e amortização	(224.975)	(230.244)	-2,3
Seguros	(20.768)	(20.091)	3,4
Reversão de provisões operacionais líquidas	7.114	7.190	-1,1
Custo da implementação de infraestrutura de transmissão	(680.416)	(142.815)	376,4
Custo da venda de painéis solares fotovoltaicos	(4.973)	(8.993)	-44,7
Recuperação de custos de energia - Repactuação do risco hidrológico	51.961	-	100,0
Outros	(16.778)	(9.088)	84,6
<b>Lucro Bruto</b>	<b>1.403.535</b>	<b>1.055.620</b>	<b>33,0</b>
<b>Receitas (Despesas) Operacionais</b>	<b>(70.676)</b>	<b>(61.997)</b>	<b>14,0</b>
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(70.101)	(62.116)	12,9
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	(575)	119	-583,2
<b>Resultado de Participações Societárias</b>	<b>174.529</b>	<b>102.901</b>	<b>69,6</b>
Equivalência patrimonial	174.529	102.901	69,6
<b>Lucro Antes do Resultado Financeiro e Tributos Sobre o Lucro</b>	<b>1.507.388</b>	<b>1.096.524</b>	<b>37,5</b>
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(832.306)</b>	<b>(392.256)</b>	<b>112,2</b>
Receitas financeiras	24.903	44.105	-43,5
Despesas financeiras	(857.209)	(436.361)	96,4
<b>Lucro Antes dos Tributos sobre o Lucro</b>	<b>675.082</b>	<b>704.268</b>	<b>-4,1</b>
Imposto de renda	(102.712)	(139.345)	-26,3
Contribuição social	(43.260)	(52.903)	-18,2
<b>Lucro Líquido do Exercício</b>	<b>529.110</b>	<b>512.020</b>	<b>3,3</b>
Lucro atribuído aos:			
Acionistas da ENGIE Brasil Energia	528.801	511.558	3,4
Acionista não controlador da Ibitiúva Bionergética S.A.	309	462	-33,1
<b>Número de Ações Ordinárias</b>	<b>815.927.740</b>	<b>815.927.740</b>	
<b>Lucro Líquido por Ação</b>	<b>0,6481</b>	<b>0,6270</b>	<b>3,4</b>

**ANEXO IV**  
**ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.**  
**DEMONSTRAÇÃO DE FLUXO DE CAIXA CONSOLIDADO**

(Valores em R\$ mil)	1T21	1T20
<b>Fluxo de Caixa das Atividades Operacionais</b>		
Lucro antes dos tributos sobre o lucro	675.082	704.268
<b>Conciliação do lucro com o caixa gerado nas operações:</b>		
Resultado de participações societárias	(174.529)	(102.901)
Depreciação e amortização	230.675	235.388
Repactuação do risco hidrológico	(51.961)	-
Variação monetária	507.957	130.716
Juros	335.077	289.283
Remuneração de ativo financeiro de concessão	(127.678)	(82.165)
Remuneração de ativo de contrato	(137.766)	(9.325)
Ganhos não realizados em operações de <i>trading</i> , líquidos	(5.620)	(1.664)
Outros	(4.458)	(6.575)
<b>Lucro Ajustado</b>	<b>1.246.779</b>	<b>1.157.025</b>
<b>(Aumento) redução nos ativos</b>		
Contas a receber de clientes	220.318	(26.303)
Crédito de imposto de renda e contribuição social	41.224	64.381
Estoques	1.323	22.473
Depósitos vinculados e judiciais	13.478	(44.248)
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	3.773	3.772
Ativo financeiro de concessão	72.172	70.665
Ativo de contrato	(702.242)	(146.309)
Outros ativos	11.769	33.127
<b>(Redução) aumento nos passivos</b>		
Fornecedores	(34.376)	(18.057)
Outras obrigações fiscais e regulatórias	(595)	(10.228)
Obrigações trabalhistas	20.844	17.534
Obrigações com benefícios de aposentadoria	(8.593)	(6.656)
Outros passivos	(20.458)	3.678
<b>Caixa Gerado pelas Operações</b>	<b>865.416</b>	<b>1.120.854</b>
Pagamento de juros sobre dívidas, líquido de <i>hedge</i>	(64.080)	(71.988)
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	(190.297)	(135.096)
<b>Caixa Líquido Gerado pelas Atividades Operacionais</b>	<b>611.039</b>	<b>913.770</b>
<b>Atividades de Investimento</b>	<b>(233.319)</b>	<b>(598.297)</b>
Dividendos recebidos de controladas em conjunto	32.500	-
Aquisição de investimento	-	(316.776)
Aplicação no imobilizado e no intangível	(265.845)	(281.521)
Outros	26	-
<b>Atividades de Financiamento</b>	<b>(602.644)</b>	<b>2.316</b>
Captação de empréstimos e financiamentos	871.039	632.153
Emissão de debêntures	-	499.127
Pagamento de empréstimos e financiamentos, líquido de <i>hedge</i>	(67.899)	(119.899)
Pagamento de parcelas de concessões	(59.380)	(36.417)
Pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio	(1.250.462)	(940.155)
Pagamento de arrendamentos	(5.532)	(5.143)
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(90.684)	(27.830)
Outros	274	480
<b>Aumento de Caixa e Equivalentes de Caixa</b>	<b>(224.924)</b>	<b>317.789</b>
<b>Conciliação do Caixa e Equivalentes de Caixa</b>		
Saldo inicial	4.538.946	3.870.261
Saldo final	4.314.022	4.188.050
<b>Aumento de Caixa e Equivalentes de Caixa</b>	<b>(224.924)</b>	<b>317.789</b>
<b>Transações que não Envolveram o Caixa e Equivalentes de Caixa</b>		
Ativos líquidos de controladas adquiridas	-	136.093
Fornecedores de imobilizado e intangível	(34.179)	1.962
Juros, V.M. e deprec. Capitalizados	37.934	8.155
Dividendos e juros sobre capital próprio não reclamados	6.829	1.881
Provisões para desapropriações sem efeito caixa na construção de transmissão	1.997	-
Crédito de imposto de renda e contribuição social	328	1.321