



EGIE
B3 LISTED NM

Release de Resultados 4T21 e 2021



Para Divulgação Imediata

Mais informações:

Eduardo Sattamini

Diretor-Presidente e de Relações
com Investidores
eduardo.sattamini@engie.com

Rafael Bósio

Gerente de Relações com Investidores
rafael.bosio@engie.com
Tel.: (48) 3221-7225

ri.BREnergia@engie.com



Videoconferência de resultados

Dia 15/02/2022 às 11:00h
(horário de Brasília): em português com
tradução simultânea para inglês

**Mais detalhes na seção
Próximo Evento, na página 39.**

Visite nosso *Website*
www.engie.com.br/investidores

IBOVESPA B3

IGC-NM B3

ITAG B3

ISEB3

Florianópolis (SC), 14 de fevereiro de 2022. A ENGIE Brasil Energia S.A. ("ENGIE", ou "Companhia") — B3: EGIE3, ADR: EGIEY — anuncia os resultados financeiros relativos ao Quarto Trimestre e ao período de doze meses encerrados em 31 de dezembro de 2021 (4T21, 12M21). 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.

Em ano marcado pela crise hídrica, ENGIE Brasil Energia comprova importância da estratégia de diversificação dos negócios e expansão em renováveis

Companhia entregou crescimento em transmissão e geração eólica, avançou na descarbonização, além de mitigar impacto em volume de vendas em ano com déficit de geração hidrelétrica de cerca de 27%.

Conselho de Administração aprovou proposta de dividendos complementares e intercalares. O total de proventos relativos a 2021 soma R\$ 2.038 milhões (2,4978/ação), um *dividend yield* de 6,2%.

Destaques

- » A Companhia reconheceu, em 2021, o montante de **R\$ 1.591** milhões, decorrente da repactuação do risco hidrológico de que tratam as Leis nº 14.182/2021 e 14.052/2020.
- » A Companhia registrou, no ano de 2021, efeitos não recorrentes de *impairment* no valor de **R\$ 1.076** milhões, decorrentes de reavaliação das Usinas Termelétricas Jorge Lacerda e Pampa Sul e da controlada ENGIE Geração Solar Distribuída.
- » O Ebitda¹ ajustado registrado no ano de 2021 foi de **R\$ 7.217** milhões, aumento de 12,3% (R\$ 790 milhões) em comparação a 2020.
- » O lucro líquido ajustado foi de **R\$ 2.369** milhões (R\$ 2,9023/ação) em 2021, valor 11,8% (R\$ 317 milhões) abaixo do alcançado em 2020.
- » O preço médio dos contratos de venda de energia, líquido dos tributos sobre a receita e das operações de *trading*, foi de **R\$ 202,94/MWh** em 2021, valor 4,9% superior ao registrado no ano de 2020.
- » A quantidade de energia vendida em 2021, sem considerar as operações de *trading*, foi de 35.801 GWh (**4.087 MW médios**), volume 5,4% inferior ao comercializado em 2020.
- » Em outubro, foi concluída a operação de venda do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, possibilitando que a capacidade instalada renovável do parque gerador próprio da Companhia atinja 95,8% do total.
- » Em dezembro, o Sistema de Transmissão Novo Estado obteve autorização do Operador Nacional do Sistema (ONS) para iniciar a operação comercial da Subestação Serra Pelada, seus reatores e da linha Serra Pelada – Itacaiúnas, caracterizando o marco inicial da operação do projeto.
- » A ENGIE Brasil Energia foi certificada na ISO 37001 – Sistema de Gestão Antissuborno, pela Euro Compliance.
- » A Companhia teve certificado o seu Sistema Integrado de Gestão (SIG) pelo organismo certificador Bureau Veritas Certification, englobando os serviços de geração de energia em todas as usinas hidrelétricas, abrangendo NBR ISO 9001 (Gestão da Qualidade), NBR ISO 14001 (Gestão Ambiental) e ISO 45001 (Gestão de Saúde e Segurança do Trabalho).
- » Aprovada pelo Conselho de Administração a distribuição de Juros sobre o Capital Próprio no valor de **R\$ 60** milhões (R\$ 0,0735/ação).

Eventos Subsequentes

- » A Companhia foi uma das três empresas brasileiras a ser incluída no *ranking* das 100 Empresas Globais Mais Sustentáveis, da Revista Corporate Knights, entre cerca de 6,9 mil empresas de capital aberto em todo mundo.
- » O Conselho de Administração aprovou a proposta de distribuição de dividendos intermediários no valor de **R\$ 638,7** milhões (R\$ 0,7828/ação) e dividendos complementares no montante de **R\$ 549,8** milhões (R\$ 0,6738/ação). O total de proventos relativos a 2021 atingirá R\$ 2.038,0 milhões (2,4978/ação), equivalente a 100% do lucro líquido ajustado de 2021 ao lucro retido destinado a reserva de lucros de 2020.
- » Foi aprovada pelo Conselho de Administração a aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos Paracatu e Floresta, que somam 259,8 MWp de capacidade instalada, pelo valor total de **R\$ 625** milhões, conforme relatório de recomendação de compra submetido pelo Comitê Especial Independente para Transações com Partes Relacionadas.

Resumo dos Indicadores Financeiros e Operacionais

Consolidado (Valores em R\$ milhões)	4T21	4T20	Var.	12M21	12M20	Var.
Receita Operacional Líquida (ROL)	2.769	3.769	-26,5%	12.541	12.259	2,3%
Resultado do Serviço (EBIT)	750	2.065	-63,7%	4.898	5.570	-12,1%
Ebitda ⁽¹⁾	1.084	2.288	-52,6%	5.941	6.484	-8,4%
Ebitda Ajustado ⁽²⁾	2.248	2.387	-5,8%	7.217	6.427	12,3%
Ebitda / ROL - (%) ⁽¹⁾	39,1	60,7	-21,6 p.p.	47,4	52,9	-5,5 p.p.
Ebitda / ROL - (%) Ajustada ⁽²⁾	81,2	63,3	17,9 p.p.	57,6	52,8	4,8 p.p.
Lucro Líquido	78	1.030	-92,4%	1.565	2.797	-44,0%
Lucro Líquido Ajustado	808	1.095	-26,2%	2.369	2.686	-11,8%
Retorno Sobre o Patrimônio (ROE) Ajustado ⁽³⁾	29,9	34,7	-4,8 p.p.	29,9	34,7	-4,8 p.p.
Retorno Sobre o Capital Investido (ROIC) Ajustado ⁽⁴⁾	22,4	22,5	-0,1 p.p.	20,2	22,5	-2,3 p.p.
Dívida Líquida ⁽⁵⁾	14.612	11.786	24,0%	14.612	11.786	24,0%
Produção Bruta de Energia Elétrica (MW médios) ⁽⁶⁾	3.930	4.628	-15,1%	4.328	4.003	8,1%
Energia Vendida (MW médios) ⁽⁷⁾	4.345	4.485	-3,1%	4.087	4.321	-5,4%
Preço Líquido Médio de Venda (R\$/MWh) ⁽⁸⁾	185,96	190,87	-2,6%	202,94	193,43	4,9%
Número de Empregados - Total	1.237	1.573	-21,4%	1.237	1.573	-21,4%
Empregados EBE	1.135	1.444	-21,4%	1.135	1.444	-21,4%
Empregados em Projetos em Construção	102	129	-20,9%	102	129	-20,9%

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

² Ebitda ajustado: lucro líquido + imposto de renda e contribuição social + resultado financeiro + depreciação e amortização + *impairment* + não recorrentes.

³ ROE: lucro líquido ajustado dos últimos 4 trimestres / patrimônio líquido.

⁴ ROIC: taxa efetiva x EBIT ajustado / capital investido (capital investido: dívida - caixa e eq. caixa - depósitos vinculados ao serviço da dívida + PL).

⁵ Valor ajustado, líquido de ganhos de operações de *hedge*.

⁶ Produção total bruta das usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia.

⁷ Desconsidera vendas por regime de cotas (UHEs Jaguará e Miranda).

⁸ Líquido de impostos sobre a venda e operações de *trading*.

MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

Vivemos tempos de mudanças rápidas, involuntárias e profundas em toda a sociedade. Nestes últimos dois anos, as palavras desafio e resiliência dominaram o discurso, enquanto, na prática, compreendemos a dimensão do que é realmente essencial ao planeta e a nós mesmos. Pautas prioritárias emergiram nesse período e abriram oportunidades para evoluirmos como humanidade, o que também significa renovação e um necessário marco de boas-vindas ao futuro.

Apesar das incertezas em torno da pandemia, a retomada econômica motivou um fortalecimento da agenda de crescimento e intensificou oportunidades de negócios. Melhor que isso, houve o amadurecimento do setor privado para que essa ambição se materialize de maneira mais responsável e sustentável, abrindo espaço para as temáticas ESG (*Environment, Social & Governance*) no centro estratégico da tomada de decisão das empresas.

Com base nesse entendimento comum, testemunhamos um aumento exponencial dos compromissos públicos de combate às mudanças climáticas, o que comprova a estratégia acertada do Grupo ENGIE de acelerar a transição para uma economia neutra em carbono e contribuir com a jornada de descarbonização dos nossos clientes.

Ao mesmo tempo que expandimos as fontes renováveis na matriz elétrica nacional e ofertamos a infraestrutura necessária à retomada, potencializamos nosso compromisso histórico de atuação socioambiental nas comunidades das quais fazemos parte.

Nossa atuação:

Mas não foram apenas as lições da pandemia que marcaram o ano de 2021. No setor elétrico, o cenário tornou-se ainda mais complexo diante da crise hídrica enfrentada pelo país ao longo do ano – dando sequência à hidrologia inferior à média que, desde 2012, tem prejudicado a geração hidrelétrica no Brasil. Esses impactos foram parcialmente mitigados, na Companhia, por meio de um extraordinário esforço operacional, focado em manter os altos índices de eficiência e disponibilidade, somada à gestão ativa do portfólio comercial, em que se destaca a estratégia otimizada de contratação e venda. Quando comparado a 2020, enfrentamos um ano com Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) 58,0% maior no subsistema Sudeste, e um déficit de geração hidrológica de 27,0%, 7,2 p.p. acima do registrado no ano anterior.

Do ponto de vista estratégico, esse quadro confirmou a relevância da diversificação de nossas operações, por meio da expansão de outras fontes renováveis, especialmente eólica e solar, e do ingresso em novos segmentos, tais como transmissão de energia e transporte de gás natural – atividade realizada pela Transportadora Associada de Gás – TAG.

Somou-se aos resultados positivos o reconhecimento, no ano, dos efeitos da Lei 14.182/21, que possibilitou a recuperação de custos relativos à repactuação do risco hidrológico, totalizando R\$ 1,6 bilhão. Dentro desse contexto, o Ebitda ajustado atingiu R\$ 7,2 bilhões, incremento de 12,3%, em relação ao ano anterior, mesmo diante de um cenário hidrológico desafiador. Já o lucro líquido apresentou redução de 44,0%, totalizando R\$ 1,6 bilhão, em decorrência de *impairment* e impactos da aceleração da inflação, que se reflete na correção das concessões a pagar e demais despesas financeiras. Com relação ao último efeito, ressaltamos que a indexação dos contratos de venda de energia elevou em 4,9% o preço médio no período, o que tende a neutralizar os efeitos inflacionários sobre os resultados, no médio prazo. Desconsiderando o *impairment* e demais valores não recorrentes reconhecidos no ano de 2021, o lucro líquido ajustado chegou a R\$ 2,4 bilhões, decréscimo de 11,8% sobre o total do ano de 2020.

De forma responsável, fomentamos a visão de futuro da ENGIE Brasil Energia, assegurando, junto à remuneração dos acionistas, a competitividade necessária à expansão sustentável dos negócios, o que passa pela implantação de novos projetos de geração e infraestrutura. Entre eles estão o Conjunto Eólico Campo Largo II, na Bahia, que entrou integralmente em operação comercial no mês de agosto, e o Conjunto Eólico Santo Agostinho, no Rio Grande do Norte, que teve implantação iniciada em 2021 e será o maior empreendimento eólico da ENGIE no Brasil, com capacidade instalada de 434 MW e investimento da ordem de R\$ 2,3 bilhões (base dez/2020).

Somados, nossos parques eólicos agora oferecem 1,2 GW de capacidade instalada, proporcionando desenvolvimento socioeconômico local e maior disponibilidade de energia renovável ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

Na área de infraestrutura, em agosto tivemos a energização das primeiras linhas e subestações do Sistema de Transmissão Gralha Azul, adiantando em 16 meses o prazo de entrega estipulado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). Já em Novo Estado, que em dezembro energizou a sua primeira subestação, os desafios são mais profundos. Em 2021, esse projeto foi marcado pela ocorrência de acidentes que vitimaram nove trabalhadores de empresas contratadas. Com enorme pesar e profundo respeito à dor causada pela perda, prestamos nossa solidariedade às famílias desses profissionais.

Como demonstra nosso histórico e cultura de segurança, para a ENGIE Brasil Energia a perda de vidas no ambiente de trabalho é inaceitável. Por isso, não medimos esforços em gerar planos de ação e correção que assegurem a aplicação efetiva de nossas diretrizes e práticas de saúde e segurança às empresas contratadas para a execução das obras.



“... continuaremos trabalhando naquilo que importa para a sociedade, a partir da contínua consulta às comunidades e outras partes interessadas, ao mesmo tempo em que avançamos de forma consistente rumo à construção de um futuro melhor, o que inclui a transição energética acessível e justa sem deixar ninguém para trás.”

Nossa visão de futuro:

A ENGIE Brasil Energia segue atenta às oportunidades de mercado, entendendo como fundamental, no contexto da transição energética, que investimentos em geração renovável e sistemas de transmissão estejam em compasso. Assim contribuiremos com o escoamento da energia limpa gerada por nossos ativos atuais e futuros – temos projetos em estágio avançado de desenvolvimento que totalizam 2,1 GW de energia renovável.

Considerando a conjuntura de mercado, com intensa oferta de projetos, entendemos que é o momento certo para investir na ampliação do volume da nossa carteira, enquanto avaliamos o cenário macroeconômico e equilibramos riscos e retornos – fatores essenciais à nossa reconhecida disciplina financeira e, portanto, à sustentabilidade econômica do negócio. Um passo importante nessa direção foi dado em setembro de 2021: a aquisição do projeto do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, no Rio Grande do Norte, com capacidade de até 750MW.

Ao final do ano, alcançamos 95,8% de fontes renováveis compondo nosso parque gerador próprio, marco histórico que é resultado do processo, em curso, de descarbonização do portfólio da ENGIE no Brasil. Em outubro, concluímos a venda, para a FRAM Capital, do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, localizado em Capivari de Baixo (SC), um negócio conduzido de forma a possibilitar uma transição gradual e justa para a economia da região – reduzindo impactos socioeconômicos locais que poderiam ser gerados pela descontinuidade abrupta dessas operações. No mesmo movimento, continuamos analisando propostas para a venda da Usina Termelétrica Pampa Sul, no Rio Grande do Sul, com vistas a uma geração 100% renovável ainda em 2022.

No âmbito da comercialização, mantivemos o foco na excelência da entrega aos nossos clientes do Mercado Livre de Energia, aos quais oferecemos, em 2021, uma gama de soluções ancorada na digitalização. O Energy Place, nossa plataforma digital de relacionamento, agregou novas funcionalidades para atender aos consumidores livres.

Nossos compromissos:

Construindo relações de valor, a parceria com os mais diversos *stakeholders* – colaboradores, investidores, clientes e comunidades, entre outros, – vai muito além da esfera comercial. Prova disso foram os lançamentos de programas como Parcerias do Bem – que convida nossos clientes a se engajarem em nossas iniciativas de responsabilidade social, para fomentar o desenvolvimento sustentável em diferentes regiões do país –, Mulheres do Nosso Bairro – com foco em promover capacitação e geração de renda para mulheres – e compromissos com a equidade de gênero, com iniciativas para acelerar a carreira de mulheres em Operação & Manutenção (O&M).

Dessa forma, conectados uns aos outros e ao planeta que habitamos, continuaremos trabalhando naquilo que importa para a sociedade, a partir da contínua consulta às comunidades e outras partes interessadas, ao mesmo tempo em que avançamos de forma consistente rumo à construção de um futuro melhor, o que inclui a transição energética acessível e justa, sem deixar ninguém para trás.

Há muito a ser feito para gerar e transmitir a energia limpa necessária para impulsionar o desenvolvimento sustentável do país. Não temos tempo a perder! Vamos em frente!



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 4T21, contava com 8.218,7 MW de capacidade instalada, operando um parque gerador de 9.939,4 MW, composto de 68 usinas, sendo 11 hidrelétricas, uma termelétrica e 56 complementares — centrais a biomassa, PCHs, eólicas e solares —, das quais 64 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.

Em 18 de outubro de 2021, ocorreu o fechamento da operação de venda do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, em linha com o processo de descarbonização do Grupo ENGIE.

Parque Gerador em 31 de dezembro de 2021

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)		Data de vencimento 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	dez/32	564,7
Salto Santiago	Hidrelétrica	Rio Uruguai (SC e RS)	1.420,0	1.420,0	nov/30	733,3
Machadinho	Hidrelétrica	Rio Uruguai (SC e RS)	1.140,0	403,9	out/35	165,3
Estreito	Hidrelétrica	Rio Tocantins (TO/MA)	1.087,0	435,6	jan/43	256,9
Salto Osório	Hidrelétrica	Rio Iguaçu (PR)	1.078,0	1.078,0	abr/31	502,6
Cana Brava	Hidrelétrica	Rio Tocantins (GO)	450,0	450,0	jan/36	260,8
Jaguara	Hidrelétrica	Rio Grande (MG)	424,0	424,0	jun/48	341,0
Miranda	Hidrelétrica	Rio Araguaia (MG)	408,0	408,0	jun/48	198,2
São Salvador	Hidrelétrica	Rio Tocantins (TO)	243,2	243,2	jun/40	148,2
Passo Fundo	Hidrelétrica	Rio Passo Fundo (RS)	226,0	226,0	abr/31	113,1
Ponte de Pedra	Hidrelétrica	Rio Correntes (MT)	176,1	176,1	mar/37	133,6
Total - Hidrelétricas			8.102,3	6.391,7		3.417,7
Pampa Sul	Termelétrica	Candiota (RS)	345,0	345,0	mar/50	323,5
Total - Termelétricas			345,0	345,0		323,5
Conjunto Umburanas - Fase I ¹	Eólica	Umburanas (BA)	360,0	360,0	ago/49	213,3
Conjunto Campo Largo I ²	Eólica	Umburanas (BA)	326,7	326,7	jul/50	166,5
Conjunto Campo Largo II ³	Eólica	Umburanas (BA)	361,2	361,2	dez/54	192,5
Conjunto Trairi ⁴	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)	34,0	34,0	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 Gelazão 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 ⁵	0,3
Tubarão	Eólica	Tubarão (SC)	2,1	2,1	não aplicável ⁵	0,3
Total - Complementares			1.492,1	1.482,0		768,1
Total			9.939,4	8.218,7		4.509,3

* Considera a extensão de concessões de certas usinas, decorrente da adesão à repactuação do risco hidrológico de que tratam as Leis 14.052/2020 e 14.182/2021.

¹ Conjunto composto por 18 centrais eólicas.

² Conjunto composto por 11 centrais eólicas.

³ Complexo composto por 11 centrais eólicas.

⁴ Conjunto composto por 8 centrais eólicas.

⁵ Para centrais geradoras com potência igual ou inferior a 5 MW o instrumento legal aplicável é o registro.

Ativos de Transporte de Gás

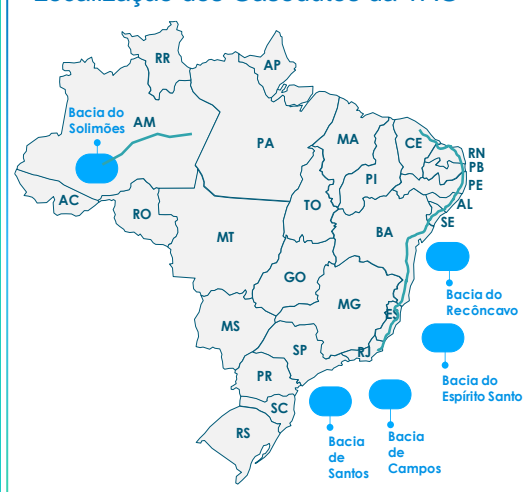


Transportadora Associada de Gás S.A. - TAG (TAG).

Maior transportadora de gás natural do Brasil, possui 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, 12 pontos de entrada de gás ativos (incluindo três terminais de Gás Natural Liquefeito (GNL)) e 91 pontos de saída de gás, além de 11 estações de compressão e de atender refinarias, plantas de fertilizantes e usinas termelétricas.

Localização dos Gasodutos da TAG



entregues 3,3 milhões de metros cúbicos (Mm³) de gás por dia. Este foi o primeiro contrato relevante de transporte de gás assinado com um novo agente.

Além disso, a empresa firmou parceria com a Transportadora Brasileira de Gasoduto Brasil-Bolívia (TBG) e a Nova Transportadora do Sudeste (NTS) para o compartilhamento do *marketplace* Portal de Oferta de Capacidade (POC). A plataforma digital simplifica o acesso ao sistema de transporte de gás natural do país, facilitando a coordenação e visibilidade das ofertas de capacidade das transportadoras, trazendo mais dinamismo ao setor.

Foi por meio do POC que a TAG concluiu em dezembro a oferta de capacidade de sua malha para 2022, com a assinatura de 30 novos contratos na modalidade de serviço extraordinário, com início em janeiro de 2022 e duração de um ano. Estes contratos totalizam 11,3 milhões de m³ de capacidade de transporte, em contratos de entrada e saída, assinados com nove empresas.

A TAG obteve ao longo de 2021 a avaliação de risco AAA(bra) para o Rating Nacional de Longo Prazo, tanto pela Fitch Ratings quanto pela Moody's. Na escala internacional, a TAG recebeu as notas BB pela Fitch e Ba1 pela Moody's, um nível acima da nota de risco do Brasil, alcançando a melhor classificação possível para uma empresa brasileira com atividade exclusivamente local.

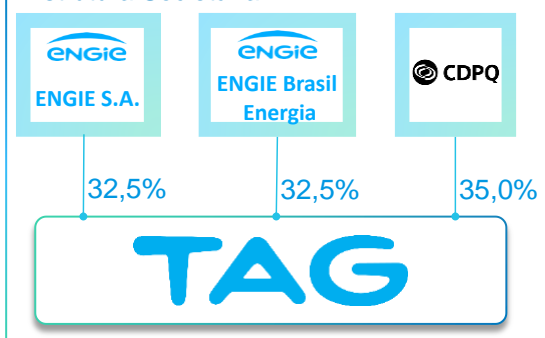
Detalhamento dos Contratos

Gasoduto	Tamanho (km)	Maturidade do Contrato	Volumes Contratados (MM m ³ /dia)	% da Receita Operacional Líquida	Índice de reajuste
Gasene	1.400	nov-33	30,3	40,7%	46% Cesta IGP**; 54% US PPI
Malha Nordeste	2.000	dez-25	21,6	23,3%	IGP-M
Pilar-Ipojuca	200	nov-31	15,0	6,3%	IGP-M
Urucu-Manaus	800	nov-30	6,7	29,7%	50% IGP-M; 50% IPCA
Lagoa Parda-Vitória*	100	dez-22	0,7	0,0%	IGP-M
Total	4.500,0		74,3	100,0%	

* Início do faturamento em 01/01/2022.

** 1/3 IGP-M, 1/3 IPA-DI; 1/3 IGP-DI.

Estrutura Societária



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 9 anos, com a Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), por meio de contratos vigentes.

A empresa vem trabalhando no desenvolvimento de soluções que promovam a ampliação do acesso de novos agentes ao sistema de transporte de gás natural, o que é fundamental para o crescimento do setor e para a atração de mais investimentos em toda a cadeia, dentro do contexto de desverticalização do setor e abertura do mercado de gás no Brasil. Em janeiro de 2021, a TAG e a Proquigel, empresa integrante do Grupo Unigel, assinaram contrato interruptível de serviço de transporte de gás para abastecimento de duas fábricas de fertilizantes operadas pela petroquímica, na Bahia e em Sergipe, por um ano. Ao longo de 2021, foram

Geração Solar Distribuída



ENGIE Geração Solar Distribuída (EGSD). O quarto trimestre de 2021 caracterizou-se pela conclusão de obras de usinas que estavam em construção, totalizando 39 usinas implantadas em 2021 e que correspondem a cerca de 18,6 MWp. Desde o início de suas operações, a empresa atingiu um total de 2.637 sistemas instalados, somando 72,4 MWp de capacidade instalada.

Número de unidades e potência instalada



Sistema fotovoltaico implantado pela EGSD.

Expansão



Conjuntos Fotovoltaicos Paracatu e Floresta. O Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia instalou um Comitê Especial Independente para Transações com Partes Relacionadas (CPR), para avaliar a potencial aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos Paracatu e Floresta (Paracatu e Floresta). Paracatu e Floresta foram contratados no Segundo Leilão de Energia de Reserva de 2015, promovido pela Aneel (Leilão Aneel 009/2015), pela Solaire Direct, empresa adquirida pelo Grupo ENGIE naquele ano. O total de energia solar contratado foi de 59,1 MW médios, pelo prazo de 20 anos.

Nos termos do Regulamento do CPR, o mesmo é composto por membros do Conselho de Administração, em sua maioria Conselheiros Independentes, sendo os demais membros Diretores da Companhia.

No 3T21, foi concluída a contratação das consultorias que apoiaram o processo. Para a *due diligence* legal e apoio na negociação do contrato de compra e venda foi contratado o escritório de advocacia Machado, Meyer, Sendacz e Opice Advogados. Para a *due diligence* contábil, financeira, tributária e trabalhista, foi contratado o escritório da Mazars Cabrera Assessoria, Consultoria e Planejamento Empresarial, e a *due diligence* técnica ficou a cargo da Intertechne Consultores. A Apsis Consultoria Empresarial emitirá a opinião sobre a avaliação e geração de valor dos ativos (*fairness opinion*) e o Bradesco será o *Financial Advisor* do processo.

Após a realização das devidas *due diligences*, avaliações dos ativos e negociações dos termos e condições da operação, realizados com o apoio de consultorias especializadas contratadas pelo CPR, este enviou um relatório com sua recomendação ao Conselho de Administração, que aprovou a aquisição de Paracatu e Floresta em reunião realizada em 14 de fevereiro de 2022, pelo valor total de R\$ 625 milhões, com eventuais ajustes previstos em condições estabelecidas no Contrato de Compra e Venda de Ações e Quotas.

Conjunto Fotovoltaico Paracatu: localizado em Paracatu, estado de Minas Gerais, possui capacidade instalada de 158,3 MWp, com contrato de venda de 34,0 MW médios, ao preço de R\$ 364,13/MWh (base nov/2020), reajustado pelo IPCA. Iniciou a operação comercial em fevereiro de 2019.



Conjunto Fotovoltaico Paracatu.

Conjunto Fotovoltaico Floresta: localizado na cidade de Areia Branca, estado do Rio Grande do Norte, conta com capacidade instalada de 101,5 MWp, tendo contratado 25,1 MW médios ao preço de R\$ 357,78/MWh (base nov/2020), reajustado pelo IPCA. A operação comercial iniciou em dezembro de 2017.



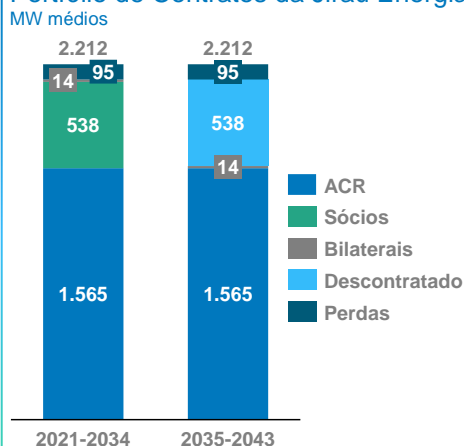
Conjunto Fotovoltaico Floresta.



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.

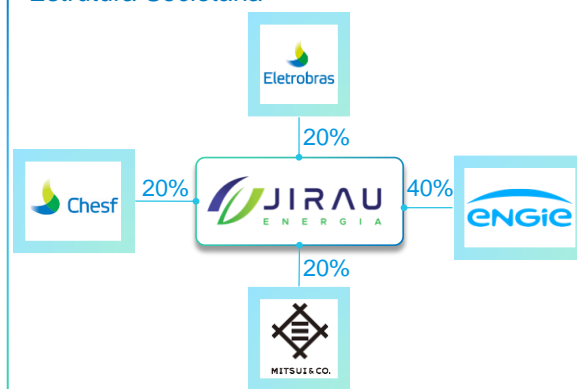
Portfólio de Contratos da Jirau Energia



Em maio de 2017, a ENGIE Brasil Participações Ltda. (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 ESBR Participações S.A. (ESBRpar), detentora de 100% do capital social da Jirau Energia, e sua participação de 100% na Geramamoré 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 4T21, a Usina gerou 1.153,9 MW médios, 67,2% acima dos 690,2 MW médios gerados no 4T20, atingindo Fator de Disponibilidade do Operador Nacional do Sistema (FID) de 99,2% no período (dados sujeitos à contabilização final da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE). No acumulado do ano, a geração registrada foi de 1.898,5 MW médios, 10,2% acima dos 1.722,8 MW médios de 2020, com FID de 99,3%.

Estrutura Societária



Projetos de Transmissão em Implantação



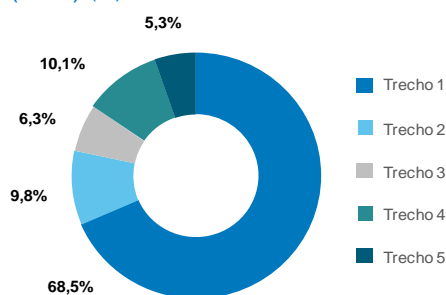
Sistema de Transmissão Gralha Azul. Com cerca de 1.000 quilômetros de extensão, localizado no estado do Paraná, o empreendimento prevê também a instalação de cinco novas subestações de energia e ampliação de outras cinco existentes. O prazo de concessão do serviço público de transmissão, incluindo o licenciamento, a construção, a montagem e a operação e manutenção das instalações de transmissão, é 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.

Ao fim do 4T21, a implantação do Sistema de Transmissão Gralha Azul atingiu 98,7% de avanço geral, restando as atividades de lançamento de cabos das linhas de transmissão e conclusão do comissionamento, atendendo os prazos previstos no contrato federal de concessão. Seis linhas de transmissão que compõem o empreendimento já estão energizadas, prestando serviço de transmissão e gerando receitas com a operação comercial do empreendimento – equivalente à 6,5% da Receita Anual Permitida (RAP) foi efetivada.



Subestação Ponta Grossa

Parcela da Receita Anual Permitida (RAP) (%)



A operação comercial dos grupos de instalações de transmissão, que irão permitir o recebimento de aproximadamente 95% RAP do projeto, está prevista para ocorrer no primeiro trimestre de 2022, garantindo antecipação planejada em relação ao prazo limite do contrato de concessão e adiantando a solução de suprimento da energia de Itaipu para o estado do Paraná.

Lote	Localização	RAP Contratada (R\$ milhões) ¹	Capex estimado (R\$ milhões) ²
1	Paraná (PR)	274,6	1.800,0
Total		274,6	1.800,0

¹ Valor na data-base de agosto de 2021.

² Valor na data-base de dezembro de 2021.



Novo Estado Transmissora de Energia. 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).** O prazo limite para início da operação dos sistemas de transmissão é 9 de março de 2023.

No final do 4T21, o avanço geral do projeto Novo Estado estava em 91,5%. As obras estão em andamento, tendo atingido 92% das fundações das torres concluídas, 79% da montagem e 56% do lançamento dos cabos condutores das linhas de transmissão. No mês de dezembro foi concluído o comissionamento das Subestações Serra Pelada e Itacaiúnas e da linha de transmissão Serra Pelada – Itacaiúnas. Esse conjunto de ativos foi energizado em 19 de dezembro, iniciando a operação comercial parcial do projeto e efetivando o recebimento de 9,2% da RAP do empreendimento.

Já a linha de transmissão Serra Pelada – Miracema tem previsão de entrada em operação no primeiro trimestre de 2022, ajustando a previsão de recebimento de aproximadamente 50% da RAP até abril de 2022.

Para a linha de transmissão Xingu – Serra Pelada, a previsão de entrada em operação é no quarto trimestre de 2022, concluindo assim a fase de implantação do empreendimento e garantindo antecipação em relação ao prazo limite do contrato de concessão.



Montagem de torre – travessia do Rio Araguaia

Lote	Localização	RAP Contratada (R\$ milhões) ¹	Capex estimado (R\$ milhões) ²
3	Pará (PA) e Tocantins (TO)	370,0	3.200,0
Total		370,0	3.200,0

¹ Valor na data-base de agosto de 2021.

² Valor na data-base de dezembro de 2021, desconsiderando custo de aquisição.

Projeto Eólico 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 Santo Agostinho - Fase I	Eólica	Lajes e Pedro Avelino (RN)	434,0	434,0	-	218,0
Total			434,0	434,0		218,0



Conjunto Eólico Santo Agostinho – Fase I – Rio Grande do Norte. Com capacidade instalada total de **434 MW**, que será atingida com a implantação de 70 aerogeradores Siemens Gamesa de 6,2 MW cada, a primeira fase do conjunto eólico está localizada nos municípios de Lajes e Pedro Avelino, a aproximadamente 120 km da Cidade de Natal, no Rio Grande do Norte. Esta fase demandará investimentos da ordem de R\$ 2,3 bilhões (base dez/2020) e gerará mais de mil empregos diretos na região, tendo sido viabilizada por meio da venda da energia a clientes do mercado livre.

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, e até agosto de 2021, foram obtidas todas as licenças de Implantação, bem como as respectivas anuências do Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional (IPHAN) para os parques eólicos.

Em novembro de 2021, foi obtida a Licença Simplificada Prévia e requerida a Licença Simplificada de Instalação, para construção da Linha de Transmissão e do bay de conexão a ser construído na subestação Monte Verde, que interligará o conjunto eólico ao grid. As atividades estão previstas para iniciarem no primeiro trimestre de 2022.

No quarto trimestre de 2021, o avanço das obras do BoP (*Balance of Plant*, excluindo os aerogeradores) atingiu 27,4%, sendo executadas atualmente nos parques eólicos as atividades de supressão de vegetação, construção de acessos, escavação e concretagem das bases dos aerogeradores e a implantação das redes de Média Tensão. Continuam avançando também as atividades de construção da Subestação Coletora. O progresso geral da obra está em 7,7%. A entrada em operação dos primeiros parques está prevista até o fim de 2022.



Concretagem da fundação da torre do aerogerador

Projetos em Desenvolvimento

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)	
			Total	Participação da Companhia
Conjunto Fotovoltaico Assú	Solar	Assú (RN)	870,0	870,0
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)	279,0	279,0
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
Alvorada	Solar	Bom Jesus da Lapa (BA)	90,0	90,0
Total			2.139,0	2.139,0



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 dezembro de 2021, foi concedida pelo Instituto de Desenvolvimento Sustentável e Meio Ambiente, órgão ambiental do estado do Rio Grande do Norte, a Licença Ambiental de Instalação para o projeto totalizando **279 MW de capacidade instalada**, otimizando os recursos eólicos e as novas tecnologias disponíveis no mercado. O projeto está localizado ao lado da Fase I e contará com sinergias importantes para a sua viabilização.



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 dos Conjuntos Eólicos 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. Em março de 2021, foi concedida, pelo Instituto do Meio Ambiente e Recursos Hídricos (Inema), órgão ambiental do estado da Bahia, a licença Ambiental Prévia para o projeto, que está localizado ao lado das Fases I e II do Conjunto Eólico Campo Largo e contará com sinergias importantes para a sua viabilização.



Conjunto Fotovoltaico Assú. Com a aquisição do projeto Assú Sol, concluído em dezembro de 2021, de cerca de 750 MW de capacidade instalada, em área contígua às áreas dos projetos Assú I, II, III, IV e V, de cerca de 150 MW, – localizados no município de Assú (RN), – o projeto terá **capacidade instalada total aproximada de 900 MW**. A implantação do Conjunto busca sinergias com a Central Fotovoltaica Assú V (30 MW), que entrou em operação comercial em dezembro de 2017. Os projetos tiveram o seu pedido de outorga protocolados e estão seguindo atualmente o processo regulatório para obtenção do Parecer de Acesso, estando aptos a participar de oportunidades nos mercados livre e regulado. A Companhia pretende seguir com a implantação mediante aprovação do investimento, conforme governança do Grupo.



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 **4T21**, as usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia atingiram índice de disponibilidade interna global de **93,7%**, (**considerando-se as paradas programadas**), sendo 98,6% nas usinas hidrelétricas, 69,1% nas termelétricas e 86,6% nas usinas de fontes complementares — PCHs, biomassas, eólicas e fotovoltaicas. O índice de disponibilidade global do 4T21 ficou 3,1 p.p. acima do verificado no último trimestre de 2020.

A disponibilidade das **usinas hidrelétricas** teve elevação de 5,4 p.p. neste período em análise, influenciada pelo aumento da disponibilidade da Usina Hidrelétrica Jaguará, que estava com duas unidades geradoras fora de operação no 4T20 para manutenções programadas, e pela conclusão da modernização da unidade geradora 5 da Usina Hidrelétrica Salto Osório, que também estava desligada no 4T20.

Em relação às **usinas termelétricas**, houve redução no índice de disponibilidade em 6,1 p.p., se comparado ao 4T20, influenciado por desligamentos na Usina Termelétrica Pampa Sul para manutenções programadas, entre setembro e novembro de 2021.

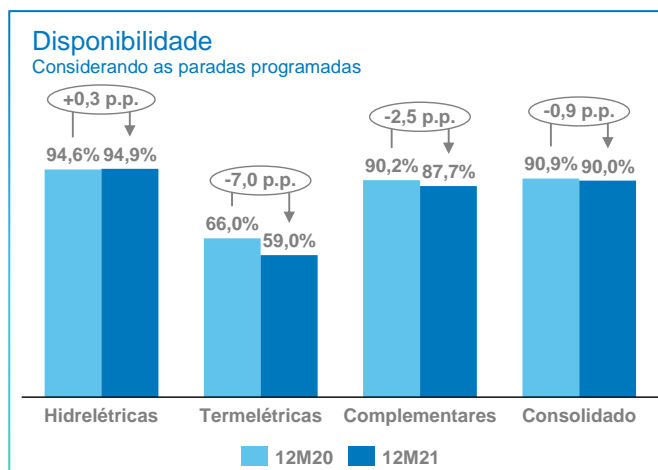
Já nas **usinas complementares**, houve redução de 1,6 p.p. no índice de disponibilidade, em relação ao 4T20, principalmente em razão de manutenções em aerogeradores dos parques eólicos Campo Largo I e Umburanas.

No **acumulado dos 12 meses de 2021**, considerando-se todas as paradas programadas, as usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia atingiram índice de disponibilidade de 90,0%, sendo 94,9% nas usinas hidrelétricas, 59,0% nas termelétricas e 87,7% nas usinas de fontes complementares.

Comparando o ano de 2021 ao ano anterior, houve redução de 0,9 p.p. na disponibilidade global e leve aumento de 0,3 p.p. na disponibilidade das usinas hidrelétricas. Nas termelétricas e complementares houve redução de 7,0 p.p. e 2,5 p.p., respectivamente.

A redução da disponibilidade das usinas termelétricas deve-se principalmente às manutenções programadas nas Usinas Termelétricas Jorge Lacerda C e Pampa Sul, que passaram por revisão geral neste ano.

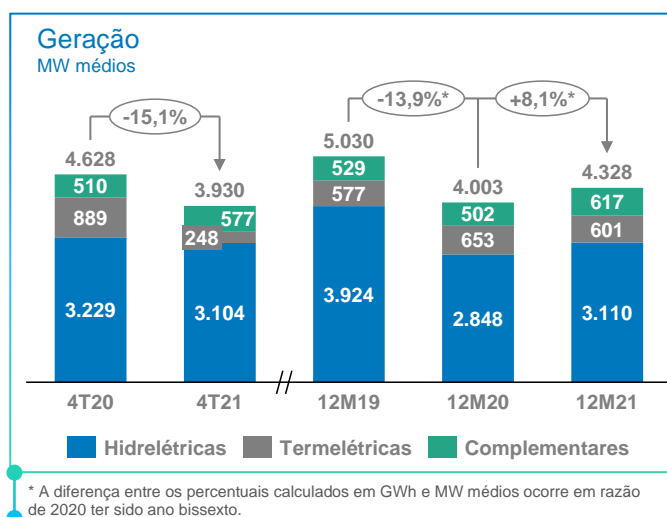
Já nas usinas complementares, a redução foi influenciada por manutenções corretivas nos parques eólicos.



Produção de Energia

A **produção de energia elétrica nas usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia**, no 4T21, foi de 8.678 GWh (3.930 MW médios), resultado **15,1% inferior** à produção do 4T20. Do total gerado, as usinas hidrelétricas foram responsáveis por 6.855 GWh (3.104 MW médios); as termelétricas, por 548 GWh (248 MW médios); e as complementares, por 1.275 GWh (577 MW médios). Esses resultados representam reduções de 3,9% e 72,1% na geração das usinas hidrelétricas e termelétricas, respectivamente, e elevação de 13,1% na geração das usinas complementares, em comparação ao 4T20.

A redução da geração total das usinas hidrelétricas no 4T21, em comparação ao 4T20, se deve às condições hidrológicas desfavoráveis nas bacias hidrográficas onde localizam-se as usinas da Companhia, com maior impacto no subsistema Sudeste. Vale ressaltar que o Brasil enfrentou uma crise hídrica no segundo semestre de 2021, que impactou de forma direta a geração hidrelétrica.

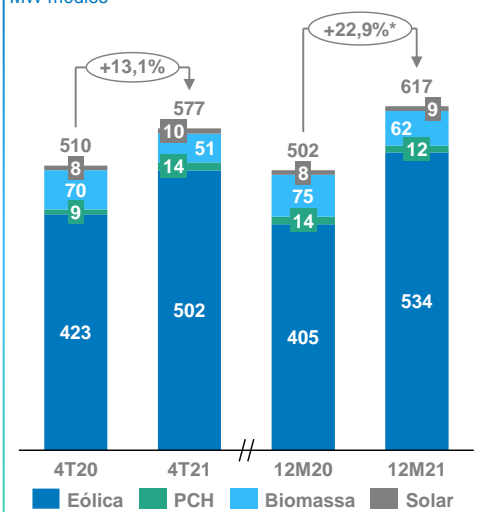


Já a redução nas termelétricas foi devido a manutenções programadas efetuadas na Usina Termelétrica Pampa Sul no 4T21, além da venda do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, ocorrida em 18 de outubro de 2021.

A maior produção das usinas complementares, deve-se basicamente à entrada em operação comercial do Conjunto Eólico Campo Largo II.

Geração por Fonte Complementar

MW médios



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

No acumulado de 12 meses de 2021, a geração global das usinas operadas pela ENGIE foi de 37.916 GWh (4.328 MW médios), resultando em uma produção 8,1% superior à 2020, quando o total foi de 35.163 GWh (4.003 MW médios).

Nas **usinas hidrelétricas**, a produção em 2021 foi 9,2% superior ao ano anterior, devido a maior geração verificada entre janeiro e julho de 2021, comparando com o mesmo período de 2020, o qual foi marcado por uma crítica escassez hídrica no subsistema Sul.

Nas **termelétricas**, a geração foi 8,0% inferior a 2020, devido principalmente às revisões gerais em unidades geradoras e à venda do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda.

Já nas **usinas complementares**, o aumento de 22,9% na geração verificado em 2021, deve-se principalmente à entrada em operação comercial do Conjunto Eólico Campo Largo II.

Importante destacar que em 2021, apesar da geração global da ENGIE Brasil Energia ter sido superior em 8,1% comparada a 2020, ainda ficou 13,9% inferior à geração verificada em 2019. Além da escassez hídrica verificada no subsistema Sul em 2020, de modo geral, a pandemia provocou redução no consumo de energia do Sistema Interligado Nacional, fato que também contribuiu naquele ano, para a redução de 20,4% da produção global da Companhia em relação à 2019.

Cumprir destacar que o aumento da geração hidrelétrica da Companhia não resulta necessariamente em melhoria do seu desempenho econômico-financeiro. Da mesma maneira, uma redução desse tipo de geração não implica obrigatoriamente em deterioração do desempenho econômico-financeiro. Isso se deve à aplicação do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), que compartilha os riscos hidrológicos inerentes à geração hidrelétrica entre seus participantes. Já em relação à geração termelétrica da Companhia, sua redução pode elevar (em razão do nível de contratação da Companhia) a exposição ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), sendo o inverso também verdadeiro, mantidas as outras variáveis.

Transporte de Gás

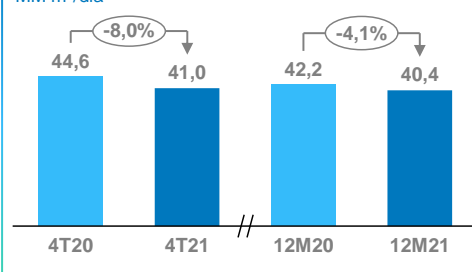
A Transportadora Associada de Gás – TAG recebe o gás natural diariamente nos pontos de recebimento de sua malha e entrega-o aos carregadores nos pontos de entrega (*city gates*), tendo como contrapartida a receita do serviço de transporte, composta da parcela de efetiva movimentação de molécula, e do encargo de capacidade não utilizada (*ship-or-pay*). Todos os contratos de Transporte de Gás Natural são regulados pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

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 busca ampliar o investimento privado no setor, promovendo competição, redução do custo e aumento do consumo de gás natural. Além disso, traz transparência, independência e isonomia de informação aos agentes da indústria, segurança jurídica aos contratos existentes, agilidade na contratação de capacidade de transporte e dá mais autonomia à ANP para regular as atividades da indústria.

No 4T21, a TAG transportou um volume médio de gás de 41,0 milhões de m³/dia (44,6 milhões de m³/dia no 4T20). No acumulado do ano, o volume transportado foi de 40,4 milhões de m³/dia (42,2 milhões de m³/dia em 2020). Em 2021, a TAG teve contratos de transporte com a Petrobras e com a Proquigel, enquanto em 2020, todos os contratos tinham a Petrobras como carregador.

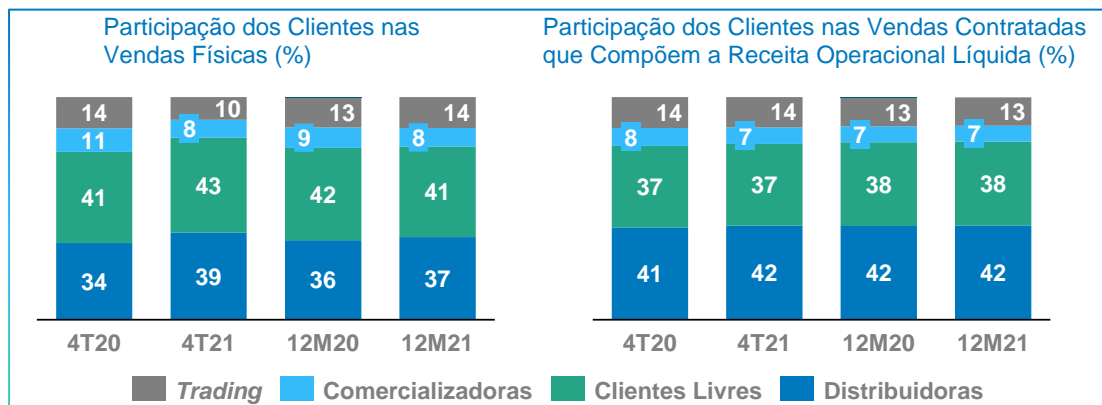
Volume médio de gás movimentado

MM m³/dia



Portfólio de Venda de Energia Elétrica

No 4T21, a participação de consumidores livres no portfólio da Companhia (com exceção de CCEE e outras receitas) alcançou 42,5% do total das vendas físicas, aumento de 1,5 p.p. em relação ao 4T20, e 36,7% do total da receita operacional líquida, em linha com o 4T20. No acumulado dos 12M21, os consumidores livres (com exceção de CCEE e outras receitas) representaram 40,7% das vendas físicas, queda de 0,8 p.p., e 37,6% da receita operacional líquida, em linha quando comparado a 2020.



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 dezembro de 2021**, apresenta-se a seguir, o balanço de energia da ENGIE Brasil Energia:

Balanço de Energia

(em MW médios)

	2022	2023	2024	2025	2026	2027				
Recursos Próprios	4.333	4.480	4.547	4.537	4.534	4.534	Preço Bruto	Data de	Preço Bruto	Preço Líquido de
+ Compras para Revenda	1.364	1.001	793	333	287	280	no Leilão	Referência	Corrigido	PIS/COFINS/P&D
= Recursos Totais (A)	5.697	5.481	5.340	4.870	4.821	4.814	(R\$/MWh)		(R\$/MWh)	(R\$/MWh)
Vendas Leilões do Governo ¹	2.012	2.012	2.007	1.994	1.984	1.975				
2005-EN-2010-30	200	200	200	200	200	200	115,1	dez-05	261,8	235,2
2006-EN-2009-30	493	493	493	493	493	493	128,4	jun-06	287,6	258,4
2006-EN-2011-30	148	148	148	148	148	148	135,0	nov-06	299,8	269,3
2007-EN-2012-30	256	256	256	256	256	256	126,6	out-07	270,5	243,0
Proinfa	19	19	19	19	19	10	147,8	jun-04	418,4	403,1
1º Leilão de Reserva	14	14	14	2	-	-	158,1	ago-08	311,5	300,1
Mix de leilões (Energia Nova / Reserva)	14	14	9	8	-	-	-	-	307,7	296,5
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	409,7	371,8
2017-EN-2019-20	48	48	48	48	48	48	136,4	nov-14	192,6	174,8
Vendas Reguladas - Cotas										
2018 - Cotas (UHJA) - 2018-30	239	239	239	239	239	239	-	jul-17	166,6	158,9
2018 - Cotas (UHMI) - 2018-30	139	139	139	139	139	139	-	jul-17	193,2	184,3
+ Vendas Bilaterais	3.031	2.570	2.149	1.564	1.063	723				
= Vendas Totais (B)	5.043	4.582	4.156	3.558	3.047	2.698				
Saldo (A - B)	654	899	1.184	1.312	1.774	2.116				
Preço médio de venda (R\$/MWh) (líquido) ^{2,3}	220,4	218,2	214,3							
Preço médio de compra (R\$/MWh) (líquido) ⁴ :	190,5	171,8	154,3							

¹ XXXX-YY-XXXX-YY, onde:

XXXX → ano de realização do leilão

YY → EE = energia existente ou EN = energia nova

XXXX → ano de início de fornecimento

YY → duração do fornecimento (em anos)

² 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.

³ Desconsidera vendas por regime de cotas (UHEs Jaguará e Miranda).

⁴ 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 – 4T21 x 4T20 (em R\$ milhões)					
	Energia elétrica			Painéis Solares	Transporte de Gás	Consolidado
	Geração¹	Transmissão	Trading			
4T21						
Receita operacional líquida	2.139	332	286	12	-	2.769
Custos operacionais	(54)	(527)	(276)	(25)	-	(882)
Lucro (prejuízo) bruto	2.085	(195)	10	(13)	-	1.887
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(88)	(2)	(1)	(1)	-	(92)
Impairment, líquido	(886)	-	-	(78)	-	(964)
Alienação de subsidiária	(200)	-	-	-	-	(200)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	-	128	128
Outras despesas operacionais, líquidas	(9)	-	-	-	-	(9)
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	902	(197)	9	(92)	128	750
4T20						
Receita operacional líquida	2.234	1.179	311	45	-	3.769
Custos operacionais	(256)	(987)	(353)	(38)	-	(1.634)
Lucro (prejuízo) bruto	1.978	192	(42)	7	-	2.135
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(84)	-	(1)	(1)	-	(86)
Impairment	(58)	-	-	(41)	-	(99)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	-	120	120
Outras despesas operacionais, líquidas	(5)	-	-	-	-	(5)
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	1.831	192	(43)	(35)	120	2.065
Variação						
Receita operacional líquida	(95)	(847)	(25)	(33)	-	(1.000)
Custos operacionais	202	460	77	13	-	752
Lucro (prejuízo) bruto	107	(387)	52	(20)	-	(248)
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(4)	(2)	-	-	-	(6)
Impairment, líquido	(828)	-	-	(37)	-	(865)
Alienação de subsidiária	(200)	-	-	-	-	(200)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	-	8	8
Outras despesas operacionais, líquidas	(4)	-	-	-	-	(4)
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	(929)	(389)	52	(57)	8	(1.315)

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.

¹ Geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia ("Geração").

	Resultado por segmento – 12M21 x 12M20 (em R\$ milhões)					
	Energia elétrica			Painéis Solares	Transporte de Gás	Consolidado
	Geração	Transmissão	Trading			
12M21						
Receita operacional líquida	8.561	2.836	1.113	31	-	12.541
Custos operacionais	(2.919)	(2.564)	(1.095)	(51)	-	(6.629)
Lucro (prejuízo) bruto	5.642	272	18	(20)	-	5.912
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(314)	(8)	(4)	(4)	-	(330)
Impairment, líquido	(998)	-	-	(78)	-	(1.076)
Alienação de subsidiária	(200)	-	-	-	-	(200)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	-	602	602
Outras despesas operacionais, líquidas	(9)	-	-	-	-	(9)
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	4.121	264	14	(102)	602	4.899
12M20						
Receita operacional líquida	8.539	2.555	1.084	81	-	12.259
Custos operacionais	(3.328)	(2.274)	(1.112)	(82)	-	(6.796)
Lucro (prejuízo) bruto	5.211	281	(28)	(1)	-	5.463
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(268)	(1)	(3)	(5)	-	(277)
Impairment	(58)	-	-	(41)	-	(99)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	-	487	487
Outras despesas operacionais, líquidas	(5)	-	-	-	-	(5)
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	4.880	280	(31)	(47)	487	5.569
Variação						
Receita operacional líquida	22	281	29	(50)	-	282
Custos operacionais	409	(290)	17	31	-	167
Lucro (prejuízo) bruto	431	(9)	46	(19)	-	449
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(46)	(7)	(1)	1	-	(53)
Impairment, líquido	(940)	-	-	(37)	-	(977)
Alienação de subsidiária	(200)	-	-	-	-	(200)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	-	115	115
Outras despesas operacionais, líquidas	(4)	-	-	-	-	(4)
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	(759)	(16)	45	(55)	115	(670)

O resultado financeiro e os tributos sobre o lucro da Companhia não são alocados por segmento, pois a Administração realiza a gestão do fluxo de caixa de forma consolidada e corporativa.

Receita Operacional Líquida

	Receita por segmento – 4T21 x 4T20 (em R\$ milhões)				
	Energia elétrica			Painéis Solares	Consolidado
	Geração	Transmissão	Trading		
4T21					
Distribuidoras de energia elétrica	872	-	-	-	872
Consumidores livres	759	-	-	-	759
Receita de construção	-	159	-	-	159
Remuneração dos ativos de concessão	158	173	-	-	331
Operações de <i>trading</i> de energia	-	-	283	-	283
Comercializadoras de energia elétrica	153	-	-	-	153
Transações no mercado de curto prazo	154	-	9	-	163
Receita de serviços prestados	34	-	-	-	34
Ganhos não realizados em operações de <i>trading</i> ²	-	-	(6)	-	(6)
Outras receitas	9	-	-	12	21
Receita operacional líquida	2.139	332	286	12	2.769
4T20					
Distribuidoras de energia elétrica	910	-	-	-	910
Consumidores livres	805	-	-	-	805
Receita de construção	-	1.047	-	-	1.047
Remuneração dos ativos de concessão	146	132	-	-	278
Operações de <i>trading</i> de energia	-	-	306	-	306
Comercializadoras de energia elétrica	175	-	-	-	175
Transações no mercado de curto prazo	154	-	9	-	163
Receita de serviços prestados	31	-	-	-	31
Ganhos não realizados em operações de <i>trading</i> ²	-	-	(4)	-	(4)
Outras receitas	13	-	-	45	58
Receita operacional líquida	2.234	1.179	311	45	3.769
Variação					
Distribuidoras de energia elétrica	(38)	-	-	-	(38)
Consumidores livres	(46)	-	-	-	(46)
Receita de construção	-	(888)	-	-	(888)
Remuneração dos ativos de concessão	12	41	-	-	53
Operações de <i>trading</i> de energia	-	-	(23)	-	(23)
Comercializadoras de energia elétrica	(22)	-	-	-	(22)
Transações no mercado de curto prazo	-	-	-	-	-
Receita de serviços prestados	3	-	-	-	3
Ganhos não realizados em operações de <i>trading</i>	-	-	(2)	-	(2)
Outras receitas	(4)	-	-	(33)	(37)
Receita operacional líquida	(95)	(847)	(25)	(33)	(1.000)

No 4T21, a receita operacional líquida reduziu 26,5% (R\$ 1.000 milhões) quando comparada ao 4T20, passando de R\$ 3.769 milhões para **R\$ 2.769 milhões**. Essa variação foi reflexo, principalmente, dos seguintes fatores:

Geração e venda de energia do portfólio: redução de R\$ 95 milhões (4,3%), motivada, substancialmente, pelo decréscimo de R\$ 106 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. Esse efeito foi parcialmente atenuado pelo acréscimo de R\$ 12 milhões, de remuneração dos ativos financeiros de concessão 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).

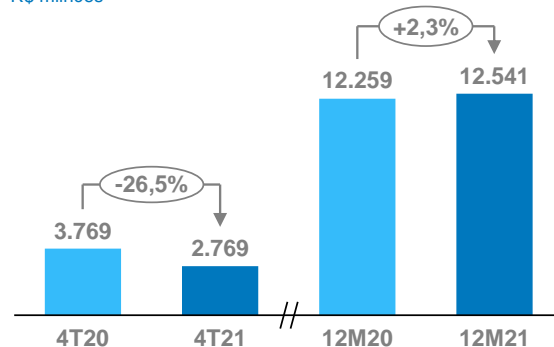
Transmissão: decremento de R\$ 847 milhões (71,8%) no segmento de transmissão. Mais detalhes estão descritos a seguir em item específico.

Trading: diminuição de R\$ 25 milhões (8,0%) oriunda, principalmente, da redução da receita das operações realizadas e do aumento do resultado negativo da marcação a mercado das vendas futuras.

Painéis solares: redução de R\$ 33 milhões (73,3%) nas vendas e instalação de painéis solares.

Receita Operacional Líquida

R\$ milhões



² Nos trimestres em análise, a Companhia apurou redução de ganhos não realizados em operações de *trading*, considerando os resultados auferidos em 2021 e 2020.

	Receita por segmento – 12M21 x 12M20 (em R\$ milhões)				
	Energia elétrica			Painéis Solares	Consolidado
	Geração	Transmissão	Trading		
12M21					
Distribuidoras de energia elétrica	3.541	-	-	-	3.541
Consumidores livres	3.130	-	-	-	3.130
Receita de construção	-	2.155	-	-	2.155
Remuneração dos ativos de concessão	556	681	-	-	1.237
Operações de <i>trading</i> de energia	-	-	1.056	-	1.056
Comercializadoras de energia elétrica	595	-	-	-	595
Transações no mercado de curto prazo	565	-	29	-	594
Receita de serviços prestados	129	-	-	-	129
Ganhos não realizados em operações de trading	-	-	28	-	28
Indenizações	6	-	-	-	6
Outras receitas	39	-	-	31	70
Receita operacional líquida	8.561	2.836	1.113	31	12.541
12M20					
Distribuidoras de energia elétrica	3.542	-	-	-	3.542
Consumidores livres	3.161	-	-	-	3.161
Receita de construção	-	2.365	-	-	2.365
Remuneração dos ativos de concessão	382	190	-	-	572
Operações de <i>trading</i> de energia	-	-	1.067	-	1.067
Comercializadoras de energia elétrica	609	-	-	-	609
Transações no mercado de curto prazo	535	-	17	-	552
Receita de serviços prestados	122	-	-	-	122
Indenizações	40	-	-	-	40
Ganho em ação judicial	84	-	-	-	84
Exportação	30	-	-	-	30
Outras receitas	34	-	-	81	115
Receita operacional líquida	8.539	2.555	1.084	81	12.259
Variação					
Distribuidoras de energia elétrica	(1)	-	-	-	(1)
Consumidores livres	(31)	-	-	-	(31)
Receita de construção	-	(210)	-	-	(210)
Remuneração dos ativos de concessão	174	491	-	-	665
Operações de <i>trading</i> de energia	-	-	(11)	-	(11)
Comercializadoras de energia elétrica	(14)	-	-	-	(14)
Transações no mercado de curto prazo	30	-	12	-	42
Receita de serviços prestados	7	-	-	-	7
Ganhos não realizados em operações de <i>trading</i>	-	-	28	-	28
Indenizações	(34)	-	-	-	(34)
Ganho em ação judicial	(84)	-	-	-	(84)
Exportação	(30)	-	-	-	(30)
Outras receitas	5	-	-	(50)	(45)
Receita operacional líquida	22	281	29	(50)	282

A receita operacional líquida passou de R\$ 12.259 milhões em 2020 para **R\$ 12.541 milhões em 2021**, ou seja, **elevação de R\$ 282 milhões (2,3%)**. Essa variação foi reflexo, principalmente, dos seguintes fatores:

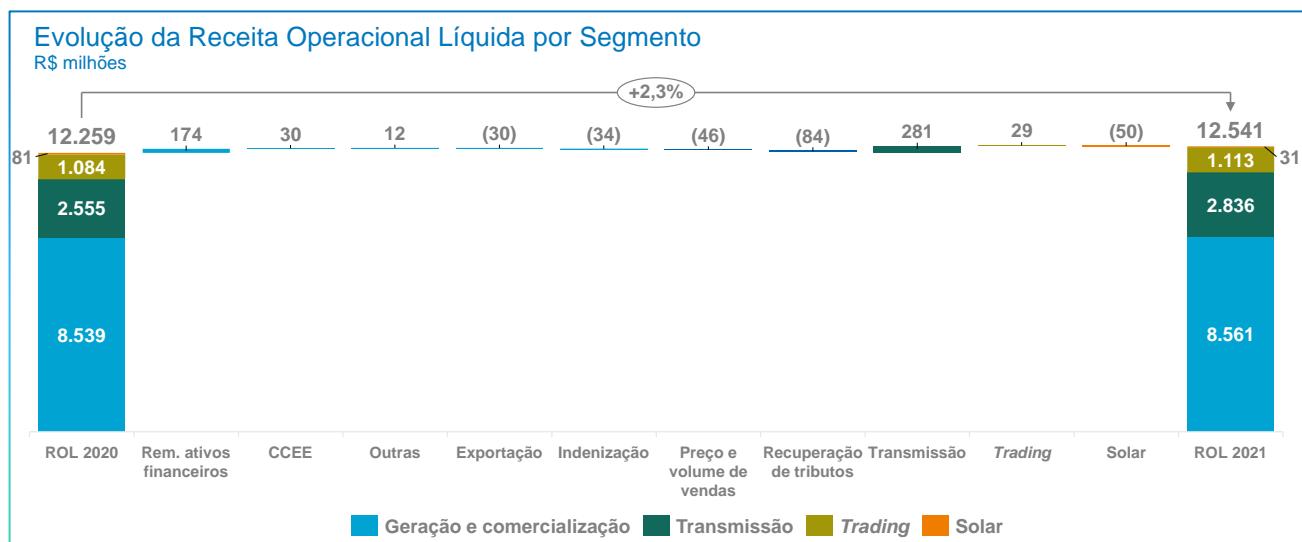
Geração e venda de energia do portfólio: aumento de R\$ 22 milhões (0,3%), motivado, substancialmente, pelos seguintes efeitos positivos: (i) R\$ 174 milhões na remuneração dos ativos de concessão financeiros relativos à parcela do pagamento pela outorga das concessões das Usinas Hidrelétricas Jaguará e Miranda, referente à energia destinada ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR), pelo aumento do saldo médio entre os períodos em comparação e maior inflação entre os períodos analisados; e (ii) R\$ 30 milhões nas transações realizadas no mercado de curto prazo, principalmente na CCEE. Esses efeitos foram parcialmente atenuados por decréscimos de: (iii) R\$ 84 milhões não recorrentes, oriundos de recuperação de tributos, em 2020; (iv) R\$ 46 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 vendas; (v) R\$ 34 milhões relativos à indenização de fornecedores, motivada por sinistros e pela cobrança de multa contratual por indisponibilidade, recebidas no ano anterior; e (vi) R\$ 30 milhões decorrentes de exportação de energia, realizada em 2020.

Transmissão: elevação de R\$ 281 milhões (11,0%) no segmento de transmissão. Mais detalhes estão descritos a seguir em item específico.

Trading: aumento de R\$ 29 milhões (2,7%) oriundo, principalmente, do resultado positivo, em 2021, da marcação a mercado das vendas futuras e da maior receita nas transações no mercado de curto prazo, parcialmente atenuada pelo decréscimo observado nas operações realizadas.

Painéis solares: decréscimo de R\$ 50 milhões (61,7%) na venda e instalação de painéis solares.

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

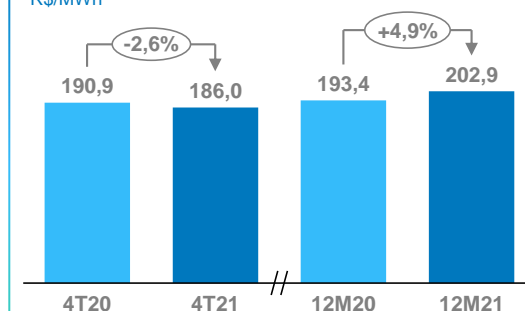
➤ Geração e Venda de Energia do Portfólio

➤ Preço Médio Líquido de Venda

O **preço médio de venda de energia**, líquido dos encargos sobre a receita, atingiu **R\$ 185,96/MWh no 4T21**, **2,6% inferior** ao obtido no 4T20, cujo valor foi de R\$ 190,87/MWh. **Nos 12 meses de 2021**, esse preço foi de **R\$ 202,94/MWh**, **4,9% superior** ao praticado em 2020, que foi de R\$ 193,43/MWh.

A redução do preço médio líquido de venda de energia, entre os trimestres em análise, foi motivada, principalmente, pela valorização dos ressarcimentos previstos nos contratos no ambiente regulado das usinas eólicas, uma vez que estes ressarcimentos são mensurados com base no valor médio do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) anual, e pela redução dos preços dos novos contratos quando comparados aos contratos existentes de consumidores livres. Estes efeitos foram parcialmente atenuados pela atualização monetária dos contratos vigentes. Já no comparativo anual, observa-se aumento no preço médio líquido de venda devido à atualização monetária, parcialmente atenuado pelo efeito retromencionado de valorização dos ressarcimentos.

Preço Médio Líquido de Venda*



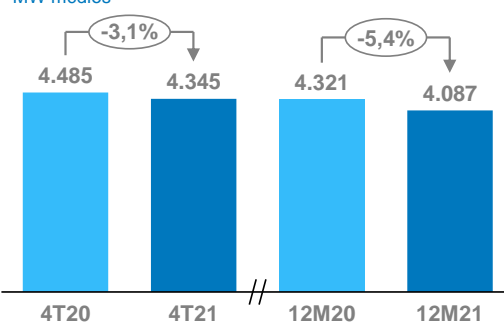
* Líquido de impostos sobre a venda e operações de trading.

➤ Volume de Vendas

A **quantidade de energia vendida** em contratos passou de 9.903 GWh (4.485 MW médios) no 4T20 para **9.593 GWh (4.345 MW médios) no 4T21**, uma redução de 310 GWh (140 MW médios), ou 3,1%, entre os períodos comparados. **Em 2021**, o volume de venda de energia foi de **35.801 GWh (4.087 MW médios)**, contra 37.957 GWh (4.321 MW médios) registrados em 2020, decréscimo de 2.156 GWh (234 MW médios) ou 5,4%.

A redução na quantidade de energia vendida, trimestral e anual, foram motivadas, substancialmente, pela menor disponibilidade de energia devido ao cenário hídrico, pelos menores volumes de compras e em função de paradas programadas na UTE Pampa Sul.

Volume de Vendas



➤ Receita de Venda de Energia Elétrica

• Distribuidoras:

A receita de venda a distribuidoras alcançou R\$ 872 milhões no 4T21, R\$ 38 milhões (4,2%) inferior aos R\$ 910 milhões auferidos no 4T20. A variação foi ocasionada pelos seguintes efeitos: (i) R\$ 85 milhões — decréscimo de 9,4% no preço médio líquido de vendas; e (ii) R\$ 47 milhões — aumento de 227 GWh (102 MW médios) na quantidade vendida.

Em 2021, a receita atingiu R\$ 3.541 milhões, redução de R\$ 1 milhão em relação ao exercício de 2020, quando foi de R\$ 3.542 milhões. Esse decréscimo é explicado pelos seguintes itens: (i) R\$ 52 milhões — redução de 232 GWh (22 MW médios) na quantidade vendida; e (ii) R\$ 51 milhões — incremento de 1,5% no preço médio líquido de vendas.

A redução do preço médio líquido de vendas, entre os trimestres em análise, é motivada, principalmente, pela valoração dos ressarcimentos previstos nos contratos no ambiente regulado das usinas eólicas, tendo em vista que estes ressarcimentos são mensurados com base no valor médio do PLD anual. Já no comparativo anual, esse efeito redutor foi contrabalanceado pela atualização monetária dos períodos em comparação.

Os acréscimos nos volumes de vendas entre os trimestres comparados são consequência, principalmente, dos efeitos de sazonalização dos volumes contratados. Já para o comparativo anual, o decréscimo foi motivado, substancialmente, pelas paradas programadas na UTE Pampa Sul.

• Consumidores Livres:

A receita de venda a consumidores livres reduziu R\$ 46 milhões (5,7%) entre os trimestres em análise, passando de R\$ 805 milhões no 4T20 para R\$ 759 milhões no 4T21. Os seguintes eventos contribuíram para esta variação: (i) R\$ 32 milhões — decréscimo de 184 GWh (82 MW médios) no volume de energia vendida; e (ii) R\$ 14 milhões — diminuição de 1,9% no preço médio líquido de vendas.

Em 2021, a receita alcançou R\$ 3.130 milhões, montante R\$ 31 milhões (1,0%) inferior aos R\$ 3.161 milhões verificados em 2020. Esse decréscimo está relacionado ao que segue: (i) R\$ 219 milhões — redução de 1.259 GWh (137 MW médios) no volume de venda de energia; e (ii) R\$ 188 milhões — aumento de 5,9% no preço médio líquido de vendas.

A redução na quantidade de energia vendida, trimestral e anual, foi motivada, substancialmente, pela menor disponibilidade de energia devido ao cenário hídrico, pelos menores volumes de compras e pelo encerramento de contratos.

No comparativo trimestral, a redução no preço médio líquido de vendas, foi motivada substancialmente, por novos contratos com preços médios líquido de vendas inferiores aos contratos existentes. Já a variação no preço médio líquido de vendas observada entre os anos comparados decorreu, substancialmente, pelo efeito da atualização monetária dos contratos existentes.

• Comercializadoras:

No 4T21, a receita de venda a comercializadoras foi de R\$ 153 milhões, R\$ 22 milhões (12,6%) inferior à receita auferida no 4T20, que foi de R\$ 175 milhões. Essa redução resultou da combinação dos seguintes aspectos: (i) R\$ 51 milhões — diminuição de 353 GWh (160 MW médios) no volume de energia vendida; e (ii) R\$ 29 milhões — acréscimo de 16,4% no preço médio líquido de vendas.

No período de 12 meses de 2021, a receita foi de R\$ 595 milhões, R\$ 14 milhões (2,3%) inferior à receita auferida em 2020, que foi de R\$ 609 milhões. Essa redução resultou da combinação dos seguintes aspectos: (i) R\$ 88 milhões — diminuição de 590 GWh (66 MW médios) no volume de energia vendida; e (ii) R\$ 74 milhões — acréscimo de 12,3% no preço médio líquido de vendas.

Os aumentos dos preços ocorreram, basicamente, devido às novas contratações com preços superiores à média dos contratos vigentes ou finalizados e pela atualização monetária dos contratos vigentes. O decréscimo da quantidade entre os períodos analisados decorre, principalmente, pela menor disponibilidade de energia devido ao cenário hídrico e pelos menores volumes de compras.

• Exportação:

Não houve exportação de energia nos trimestres comparados. No período de julho a agosto de 2020, a Companhia exportou energia para a Argentina. A receita auferida foi de R\$ 30 milhões, com volume de energia transacionado de 75 GWh (9 MW médio).

➤ 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\$ 146 milhões, no 4T20, para R\$ 158 milhões no 4T21, aumento de R\$ 12 milhões (8,2%). Na comparação anual, o acréscimo foi de R\$ 174 milhões (45,5%), passando de R\$ 382 milhões em 2020 para R\$ 556 milhões em 2021. Entre os trimestres comparados, o acréscimo foi motivado, substancialmente, pela elevação do saldo médio do ativo. Já no comparativo anual, além do fator explicado anteriormente, o aumento, deve-se pela variação do IPCA, entre os anos comparados.

➤ Transações no Mercado de Energia de Curto Prazo

No 4T21 e no 4T20, as receitas auferidas no mercado de curto prazo foram de R\$ 154 milhões, não havendo, portanto, variação entre os trimestres comparados. Nos 12 meses de 2021, em relação ao ano anterior, **houve acréscimo de R\$ 30 milhões (5,6%)** na receita das transações de curto prazo, passando de R\$ 535 milhões em 2020 para R\$ 565 milhões em 2021. Mais explicações sobre tais operações e acerca da variação podem ser obtidas em “Detalhamento das operações de curto prazo”.

➤ Receita de Serviços Prestados

Ainda com referência às Usinas Hidrelétricas Jaguará e Miranda, para a energia vendida no ACR, também 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. O valor da GAG reconhecida **no 4T21 foi de R\$ 34 milhões**, superior em R\$ 3 milhões (9,7%) ao montante reconhecido no 4T20, de R\$ 31 milhões. **Em bases anuais, houve acréscimo de R\$ 7 milhões (5,7%)**, passando de R\$ 122 milhões em 2020 para R\$ 129 milhões em 2021. As elevações decorreram, substancialmente, da atualização monetária dos valores.

➤ Ganho em Ação Judicial – Recuperação de Tributos

Em 18 de maio de 2020, a Companhia obteve decisões favoráveis em trânsito em julgado que à garantiram o direito de reaver, mediante compensação ou restituição, créditos de tributos federais, devidamente atualizados pela taxa Selic. Diante deste fato, a Companhia reconheceu R\$ 84 milhões em 2020. O montante em questão foi atualizado monetariamente, com impacto de R\$ 73 milhões no resultado financeiro de 2020. No ano de 2021, não houve ganhos dessa natureza.

➤ Indenizações

Nos trimestres em análise não houve reconhecimento de indenizações. Na comparação entre os anos, a receita com indenizações de fornecedores passou de R\$ 40 milhões em 2020 para R\$ 6 milhões em 2021, ou seja, **redução de R\$ 34 milhões (85,0%)**. Os valores envolvidos são referentes, principalmente, às receitas de indenização para compensação dos impactos negativos pela interrupção de negócios, motivadas por sinistro na Usina Hidrelétrica Salto Osório e pela cobrança de multa contratual por indisponibilidade nas usinas do Conjunto Eólico Trairi, no ano de 2020, e por sinistro na Usina Hidrelétrica Jaguará em 2021.

➤ Painéis Solares

A receita de venda e instalação de painéis solares, entre os trimestres em análise, **reduziu R\$ 33 milhões (73,3%)**, passando de R\$ 45 milhões no 4T20 para **R\$ 12 milhões no 4T21**. Em bases anuais, houve **decréscimo de R\$ 50 milhões (61,7%)**, passando de R\$ 81 milhões em 2020 para **R\$ 31 milhões em 2021**. Nas comparações trimestral e anual, a redução é consequência, principalmente, da mudança de estratégia com foco no desenvolvimento de projetos industriais para grandes consumidores e da desaceleração das atividades comerciais.

Custos Operacionais

	Custos por segmento – 4T21 x 4T20 (em R\$ milhões)				
	Energia elétrica			Painéis Solares	Consolidado
	Geração	Transmissão	Trading		
4T21					
Custos de construção	-	527	-	-	527
Compras de energia	374	-	291	-	665
Depreciação e amortização	325	-	-	-	325
Transações no mercado de curto prazo	101	-	-	-	101
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	153	-	-	-	153
Materiais e serviços de terceiros	95	-	-	7	102
Combustíveis para geração	50	-	-	-	50
Pessoal	74	-	-	-	74
Royalties	24	-	-	-	24
Seguros	6	-	-	-	6
Perdas não realizadas em operações de trading	-	-	(15)	-	(15)
Repactuação do risco hidrológico	(1.167)	-	-	-	(1.167)
Outros custos operacionais, líquidos	19	-	-	18	37
Custos operacionais	54	527	276	25	882
4T20					
Custos de construção	-	987	-	-	987
Compras de energia	396	-	328	-	724
Depreciação e amortização	218	-	-	-	218
Transações no mercado de curto prazo	113	-	-	-	113
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	142	-	-	-	142
Materiais e serviços de terceiros	103	-	-	8	111
Combustíveis para geração	74	-	-	-	74
Pessoal	74	-	-	1	75
Royalties	27	-	-	-	27
Seguros	28	-	-	-	28
Perdas não realizadas em operações de trading³	-	-	25	-	25
Repactuação do risco hidrológico	(968)	-	-	-	(968)
Outros custos operacionais, líquidos	49	-	-	29	78
Custos operacionais	256	987	353	38	1.634
Variação					
Custos de construção	-	(460)	-	-	(460)
Compras de energia	(22)	-	(37)	-	(59)
Depreciação e amortização	107	-	-	-	107
Transações no mercado de curto prazo	(12)	-	-	-	(12)
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	11	-	-	-	11
Materiais e serviços de terceiros	(8)	-	-	(1)	(9)
Combustíveis para geração	(24)	-	-	-	(24)
Pessoal	-	-	-	(1)	(1)
Royalties	(3)	-	-	-	(3)
Seguros	(22)	-	-	-	(22)
Perdas não realizadas em operações de trading	-	-	(40)	-	(40)
Repactuação do risco hidrológico	(199)	-	-	-	(199)
Outros custos operacionais, líquidos	(30)	-	-	(11)	(41)
Custos operacionais	(202)	(460)	(77)	(13)	(752)

Os custos operacionais reduziram em R\$ 752 milhões (46,0%) entre os trimestres comparados, passando de R\$ 1.634 milhões no 4T20 para R\$ 882 milhões no 4T21. Esta variação foi reflexo dos seguintes decréscimos: (i) R\$ 460 milhões (46,6%) nos custos do segmento de transmissão; (ii) R\$ 202 milhões (78,9%) nos custos do segmento de geração e venda de energia do portfólio da Companhia; (iii) R\$ 77 milhões (21,8%) nos custos de operações de trading de energia; e (iv) R\$ 13 milhões (34,2%) nos custos de venda e instalação de painéis solares.

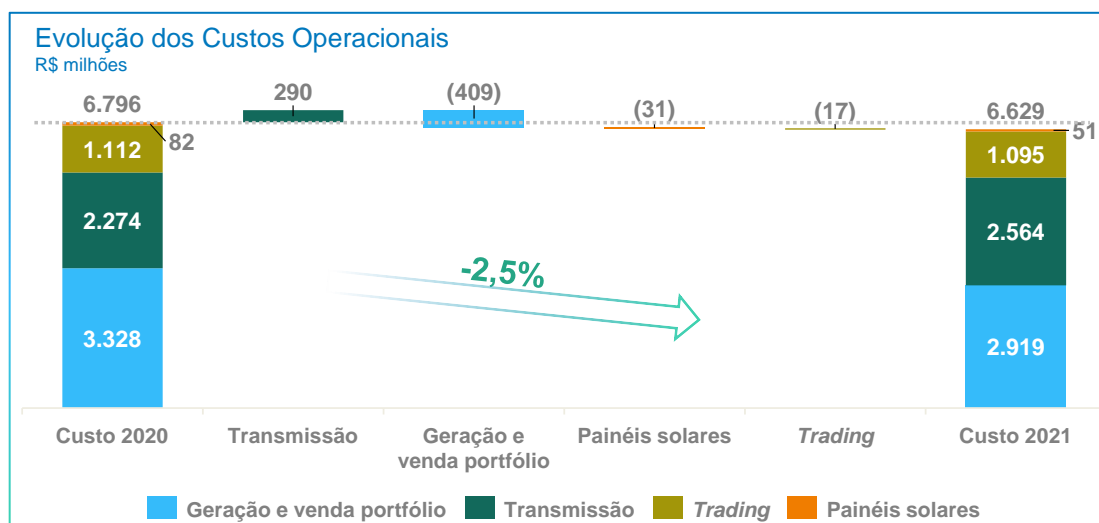
Da variação observada no item (ii), destaca-se o impacto da recuperação de custos passados de energia decorrente da repactuação do risco hidrológico de que tratam as Leis nº 14.052/2020 e nº 14.182/2021, a qual, entre os trimestres comparados apresentou incremento de R\$ 199 milhões. Adicionalmente os valores registrados no 4T21, referem-se às concessões de usinas hidrelétricas cuja titularidade é exercida por empresas reunidas em consórcio e estava condicionada à anuência da totalidade das consorciadas, conforme Resolução Normativa Aneel nº 895/2020, o que ocorreu em novembro de 2021.

³ No 4T20, a Companhia apurou redução de perdas não realizados em operações de trading.

	Custos por segmento – 12M21 x 12M20 (em R\$ milhões)				
	Energia elétrica			Painéis solares	Consolidado
	Geração	Transmissão	Trading		
12M21					
Custos de construção	-	2.564	-	-	2.564
Compras de energia	1.005	-	1.087	-	2.092
Depreciação e amortização	1.012	-	-	-	1.012
Transações no mercado de curto prazo	628	-	1	-	629
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	606	-	-	-	606
Materiais e serviços de terceiros	396	-	-	12	408
Combustíveis para geração	335	-	-	-	335
Pessoal	302	-	-	4	306
Royalties	95	-	-	-	95
Seguros	74	-	-	-	74
Perdas não realizadas em operações de trading	-	-	7	-	7
Repactuação do risco hidrológico	(1.591)	-	-	-	(1.591)
Outros custos operacionais, líquidos	57	-	-	35	92
Custos operacionais	2.919	2.564	1.095	51	6.629
12M20					
Custos de construção	-	2.274	-	-	2.274
Compras de energia	1.479	-	1.068	-	2.547
Depreciação e amortização	894	-	-	-	894
Transações no mercado de curto prazo	303	-	8	-	311
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	560	-	-	-	560
Materiais e serviços de terceiros	340	-	-	18	358
Combustíveis para geração	204	-	-	-	204
Pessoal	273	-	-	8	281
Royalties	84	-	-	-	84
Seguros	89	-	-	-	89
Perdas não realizadas em operações de trading	-	-	36	-	36
Repactuação do risco hidrológico	(968)	-	-	-	(968)
Outros custos operacionais, líquidos	70	-	-	56	126
Custos operacionais	3.328	2.274	1.112	82	6.796
Variação					
Custos de construção	-	290	-	-	290
Compras de energia	(474)	-	19	-	(455)
Depreciação e amortização	118	-	-	-	118
Transações no mercado de curto prazo	325	-	(7)	-	318
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	46	-	-	-	46
Materiais e serviços de terceiros	56	-	-	(6)	50
Combustíveis para geração	131	-	-	-	131
Pessoal	29	-	-	(4)	25
Royalties	11	-	-	-	11
Seguros	(15)	-	-	-	(15)
Perdas não realizadas em operações de trading	-	-	(29)	-	(29)
Repactuação do risco hidrológico	(623)	-	-	-	(623)
Outros custos operacionais, líquidos	(13)	-	-	(21)	(34)
Custos operacionais	(409)	290	(17)	(31)	(167)

Em 2021, os custos operacionais atingiram R\$ 6.629 milhões, inferiores em R\$ 167 milhões (2,5%) aos custos de 2020, de R\$ 6.796 milhões. Esta variação foi reflexo da combinação dos seguintes fatores: (i) decréscimo de R\$ 409 milhões (12,3%) no segmento de geração e venda de energia do portfólio; (ii) redução de R\$ 31 milhões (37,8%) nos custos de venda e instalação de painéis solares; (iii) diminuição de R\$ 17 milhões (1,5%) nos custos de operações de trading de energia; e (iv) acréscimo de R\$ 290 milhões (12,8%) nos custos do segmento de transmissão.

Da variação observada no item (i), destaca-se o impacto da recuperação de custos passados de energia decorrente da repactuação do risco hidrológico de que tratam as Leis nº 14.052/2020 e nº 14.182/2021, a qual, entre os anos comparados apresentou incremento de R\$ 623 milhões. Adicionalmente, parte dos valores registrados em 2021 referem-se às concessões de usinas hidrelétricas, cuja titularidade é exercida por empresas reunidas em consórcio e estava condicionada à anuência da totalidade das consorciadas, conforme Resolução Normativa Aneel nº 895/2020, o que ocorreu em novembro de 2021.



Tais variações decorreram, essencialmente, do comportamento dos principais componentes a seguir:

Comentários sobre as Variações dos Custos Operacionais

➤ Geração e Venda de Energia do Portfólio

» **Compras de energia:** entre o 4T20 e o 4T21 houve redução de R\$ 22 milhões (5,6%) nas operações de compras para a gestão de portfólio de energia, em razão do que segue: (i) R\$ 14 milhões — decréscimo de 3,6% no preço médio líquido de compras de energia; e (ii) R\$ 8 milhões — redução de 48 GWh (22 MW médios) na quantidade comprada. Na comparação anual, houve redução de R\$ 474 milhões (32,0%) nessas operações, substancialmente motivada pela combinação dos seguintes eventos: (i) R\$ 533 milhões — decréscimo de 2.959 GWh (338 MW médios) na quantidade comprada; e (ii) R\$ 59 milhões — acréscimo de 6,3% no preço médio líquido de compras de energia.

A variação observada no preço médio líquido de compras de energia, nas análises trimestral e anual, foram motivadas, substancialmente, pela oscilação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). Como consequência, entre os anos analisados, observa-se decréscimo no volume, motivado pelas poucas oportunidades de compras com preços atrativos, atenuado pelas compras de energia envolvida no processo de alienação da subsidiária Diamante Geração de Energia Ltda. ("Diamante").

» **Depreciação e amortização:** elevações de R\$ 107 milhões (49,1%) e de R\$ 118 milhões (13,2%) entre os trimestres e anos em análise, respectivamente. Esses aumentos são consequência, principalmente, da amortização dos valores de repactuação do risco hidrológico, valor anual total reconhecido no 4T21. A variação entre os trimestres analisados foi atenuada, também, pela alienação da subsidiária Diamante.

» **Transações no mercado de energia de curto prazo:** entre os trimestres em análise, os custos com essas transações foram inferiores em R\$ 12 milhões (10,6%). Na comparação anual, os custos foram superiores em R\$ 325 milhões (107,3%). Mais detalhes estão descritos a seguir em item específico.

» **Encargos de uso de rede elétrica e conexão:** elevações de R\$ 11 milhões (7,7%) e de R\$ 46 milhões (8,2%) entre os trimestres e anos em análise, respectivamente. Esses aumentos são consequência, principalmente, do reajuste anual das tarifas de transmissão e distribuição e pela entrada em operação comercial ao longo de 2021 do Conjunto Eólico Campo Largo II. No trimestre, esses efeitos foram parcialmente atenuados pela alienação da subsidiária Diamante.

» **Materiais e serviços de terceiros:** redução de R\$ 8 milhões (7,8%) no 4T21, em relação ao mesmo trimestre de 2020, e elevação de R\$ 56 milhões (16,5%) na comparação anual. Na comparação trimestral, houve decréscimo nos custos com materiais de reposição e consumo, substancialmente, pela alienação da subsidiária Diamante. A variação observada no comparativo anual deve-se, substancialmente: (i) R\$ 40 milhões — ao aumento nos contratos de operação e manutenção do parque gerador; (ii) R\$ 7 milhões — incremento nos custos com materiais de reposição e consumo; e (iii) R\$ 5 milhões — maior custo com serviços gerais de informática.

» **Combustíveis para geração:** decréscimo de R\$ 24 milhões (32,4%) na comparação entre o 4T20 e o 4T21, devido, principalmente, à alienação da subsidiária Diamante, em outubro de 2021. Na comparação anual, houve acréscimo de R\$ 131 milhões (64,2%) entre 2020 e 2021, motivado, substancialmente, pelo aumento no consumo de carvão próprio e pelo reajuste anual do preço médio. O acréscimo no consumo de carvão próprio, observado, foi motivado pela crise hídrica, no ano de 2021.

» **Pessoal:** elevação de R\$ 29 milhões (10,6%) na comparação entre 2021 e 2020, resultante, substancialmente, do reajuste anual da remuneração dos colaboradores e pelo reconhecimento das despesas decorrentes das adesões ao programa de demissão voluntária. Não houve variação entre os trimestres comparados, visto que o reajuste anual foi contrabalanceado pela alienação da subsidiária Diamante.

» **Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (*Royalties*):** redução de R\$ 3 milhões (11,1%) nos trimestres comparados, em decorrência, principalmente, de menor geração das usinas hidrelétricas, parcialmente atenuada pelo reajuste anual. Na comparação anual, houve acréscimo de R\$ 11 milhões (13,1%), pela maior geração hídrica das usinas da Companhia.

» **Seguros:** redução de R\$ 22 milhões (78,6%) nos trimestres comparados e de R\$ 15 milhões (16,9%) na comparação anual decorrentes, substancialmente, do decréscimo de gastos com franquias e pela alienação da subsidiária Diamante.

» **Repactuação do risco hidrológico:** em 15 de dezembro de 2020, a Administração da Companhia aprovou a adesão das usinas detentoras de concessão de geração de energia elétrica à repactuação do risco hidrológico de que trata a Lei nº 14.052/2020, regulada pelas Resoluções Normativas Aneel nº 895/2020 e nº 930/2021. A legislação prevê a compensação aos titulares das usinas hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) por efeitos causados por empreendimentos de geração denominados estruturantes, relacionados à antecipação da garantia física e às restrições na entrada em operação das instalações de transmissão necessárias ao escoamento e, de forma retroativa, por geração fora da ordem de mérito e importação. Adicionalmente, em julho de 2021, foi publicada a Lei nº 14.182, que trata, dentre outros temas, sobre a retroatividade dos efeitos de GSF (*Generation Scaling Factor*) dos prejuízos causados entre 2012 e 2015 para as usinas hidrelétricas contratadas no mercado regulado. Como compensação destas legislações, os geradores têm direito à extensão do prazo de concessão das outorgas de geração por até sete anos.

Diante disso, no 4T21 e 4T20, foram reconhecidos ativos intangíveis, correspondentes ao direito de extensão das concessões, em contrapartida da rubrica “Repactuação do risco hidrológico” da demonstração do resultado, nos valores de R\$ 1.167 milhões e R\$ 968 milhões, respectivamente. Nos anos de 2021 e 2020, foram reconhecidos montantes de R\$ 1.591 milhões e R\$ 968 milhões, respectivamente. Os reconhecimentos foram feitos conforme a participação da Companhia sobre os ativos. Adicionalmente, parte dos valores registrados em 2021, referem-se às concessões de usinas hidrelétricas, cuja titularidade é exercida por empresas reunidas em consórcio e estava condicionada à anuência da totalidade das consorciadas, conforme Resolução Normativa Aneel nº 895/2020, o que ocorreu em novembro de 2021.

► Painéis Solares

Nas comparações, trimestral e anual, houve decréscimos de R\$ 13 milhões (34,2%) e de R\$ 31 milhões (37,8%), respectivamente, motivados, substancialmente, pelas reduções com gastos para implantação de painéis solares e materiais e serviços de terceiros. A redução é consequência, principalmente, da mudança de estratégia com foco no desenvolvimento de projetos industriais para grandes consumidores e da desaceleração das atividades comerciais.

Resultado Operacional do Segmento de Transmissão de Energia

A Companhia é a responsável primária pela construção e instalação de infraestrutura relacionada à concessão de transmissão dos Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado, 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. No ano de 2021, houve a entrada em operação comercial parcial dos Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado, representando, aproximadamente, 4% da capacidade total dos Sistemas.

O resultado bruto do segmento de transmissão de energia reduziu R\$ 387 milhões (201,6%) no 4T21, em relação ao mesmo trimestre de 2020, e em R\$ 9 milhões (3,2%) na comparação anual, em consequência, substancialmente, da combinação dos seguintes eventos: (i) reconhecimento de perdas em 2021, em contrapartida de ganhos reconhecidos em 2020, em função, principalmente, do aumento do CAPEX previsto para a implantação dos sistemas de transmissão, bem como da postergação da entrada em operação comercial de cada etapa dos projetos; e (ii) incremento da receita de remuneração dos ativos de concessão, haja vista a elevação do saldo destes ativos entre os períodos comparados e o aumento dos índices inflacionários na comparação anual.

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 resultado bruto entre os trimestres em análise aumentou R\$ 52 milhões (123,8%), passando de um prejuízo de R\$ 42 milhões no 4T20 para um lucro de R\$ 10 milhões no 4T21. Esse aumento foi motivado pelos seguintes eventos: (i) R\$ 38 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 dezembro de 2021 e de 2020; e (ii) R\$ 14 milhões decorrentes de acréscimo no resultado bruto das transações de compra e venda de energia realizadas.

Em bases anuais, o resultado bruto apresentou aumento de R\$ 46 milhões (164,3%), passando de prejuízo de R\$ 28 milhões em 2020 para lucro de R\$ 18 milhões em 2021, decorrente, substancialmente, dos efeitos positivos da marcação a mercado, de R\$ 57 milhões, e das transações no mercado de energia de curto prazo, de R\$ 19 milhões. Esses efeitos foram parcialmente reduzidos pelo impacto negativo das transações realizadas, de R\$ 30 milhões.

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 4T21 e no 4T20, 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\$ 62 milhões e R\$ 50 milhões, respectivamente.** O montante representa um **acréscimo de R\$ 12 milhões entre os períodos comparados.** Este acréscimo é resultado integral das transações no segmento de geração e venda de energia do portfólio, uma vez que o segmento de *trading* não apresentou variação nos trimestres comparados.

Essa variação foi consequência, fundamentalmente, dos seguintes fatores: (i) menor impacto negativo do Fator de Ajuste do MRE (GSF) — já deduzido dos efeitos da repactuação do risco hidrológico, motivado, substancialmente, pelo menor PLD no 4T21, quando comparado ao 4T20; e (ii) efeito positivo no MRE. Esses efeitos foram, parcialmente, atenuados pela combinação dos seguintes eventos: (iii) redução do impacto financeiro de operações de curto prazo e da posição vendedora na CCEE, motivada pela menor energia livre e pelo menor PLD no 4T21, quando comparado ao 4T20; e (iv) decremento do resultado com geração térmica, devido à alienação da subsidiária Diamante.

No acumulado de 2021, o resultado líquido, fruto de transações de curto prazo, **foi negativo em R\$ 35 milhões**, decréscimo de R\$ 276 milhões em relação ao resultado positivo de R\$ 241 milhões do ano de 2020, sendo R\$ 295 milhões de redução no resultado das transações no segmento de geração e venda de energia do portfólio e R\$ 19 milhões de aumento no resultado das transações de *trading* de energia.

Essa redução é reflexo, principalmente, da combinação dos seguintes eventos: (i) aumento do impacto negativo do Fator de Ajuste do MRE (GSF) — já deduzido dos efeitos da repactuação do risco hidrológico, motivado pela crise hídrica observada no ano de 2021; e (ii) decremento do resultado com geração térmica, devido à alienação da subsidiária Diamante. Esses eventos foram atenuados pelos seguintes fatores: (iii) aumento de impacto financeiro de operações de curto prazo e da posição vendedora na CCEE, motivado pelo maior volume de energia livre e pelo maior PLD em 2021; e (iv) incremento no MRE, dada a maior geração hidrelétrica em 2021.

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	4T21	4T20	Var. 4T (%)	12M21	12M20	Var. 12M (%)
Sul	134,71	352,94	(61,8%)	280,37	184,42	52,0%
Sudeste/Centro-Oeste	134,71	352,94	(61,8%)	279,61	177,00	58,0%
Nordeste	134,50	229,88	(41,5%)	269,58	134,42	100,6%

Despesas com Vendas, Gerais e Administrativas

As despesas com vendas, gerais e administrativas apresentaram incremento de R\$ 6 milhões (7,0%) nos trimestres em análise, aumentando de R\$ 86 milhões no 4T20 para R\$ 92 milhões no 4T21, em razão da combinação dos seguintes itens: (i) acréscimo de R\$ 4 milhões (4,8%) oriundo do segmento de geração e venda de energia do portfólio da Companhia, motivado, principalmente, por aumento nas despesas com pessoal, devido ao reconhecimento do reajuste anual da remuneração dos colaboradores e com depreciação e amortização, substancialmente, pelo aumento com amortização de *softwares*. Esses efeitos foram atenuados pelo decréscimo nas despesas com materiais e serviços de terceiros, pela alienação da subsidiária Diamante. Adicionalmente, houve aumento de R\$ 2 milhões no segmento de transmissão.

Em bases anuais, as despesas com vendas, gerais e administrativas aumentaram R\$ 53 milhões (19,1%) entre 2020 e 2021, saindo de R\$ 277 milhões em 2020 para R\$ 330 milhões em 2021. Esse aumento foi motivado pelo acréscimo de R\$ 46 milhões (17,2%) oriundos do segmento de geração e venda de energia do portfólio da Companhia, substancialmente motivado pela combinação dos seguintes efeitos: (i) R\$ 41 milhões nas despesas com pessoal, principalmente, pelo reconhecimento das despesas decorrentes das adesões ao programa de demissão voluntária, provisão de PLR e bônus e reajuste anual da remuneração dos colaboradores; e (ii) R\$ 9 milhões com depreciação e amortização, pelo aumento com amortização de *softwares*. Esses efeitos foram, parcialmente, atenuados pela redução com contribuições e doações, haja vista a maior criticidade da pandemia ocasionada pela COVID-19 no ano de 2020. Adicionalmente, houve aumento de R\$ 7 milhões nos demais segmentos em que a Companhia atua, principalmente, pelo maior gasto com serviços de terceiros.

Provisão para Redução ao Valor Recuperável (*Impairment*)

No 4T21, a Companhia reconheceu R\$ 964 milhões de *impairment*, líquido de reversão, valor superior em R\$ 865 milhões aos R\$ 99 milhões reconhecidos no mesmo trimestre em 2020. Este efeito, não recorrente, foi motivado principalmente pelo reconhecimento de *impairment* em decorrência da intenção firme de venda das subsidiárias UTE Pampa Sul e EGSD, cuja avaliação preliminar dos valores de venda é inferior aos seus valores contábeis. As vendas estão alinhadas com as diretrizes firmadas pela Companhia.

Na comparação anual entre 2020 e 2021, o *impairment*, líquido de reversão aumentou R\$ 977 milhões, passando de R\$ 99 milhões em 2020 para R\$ 1.076 milhões em 2021, além dos motivos citados no parágrafo anterior, houve o reconhecimento de *impairment* no 2T21 e 3T21 da subsidiária Diamante, em razão da evolução do seu processo de venda.

Alienação de subsidiária

Em decorrência da estratégia de descarbonização da Companhia, em 18 de outubro de 2021, foi concluída a operação de venda da subsidiária Diamante. Nesta data, a sociedade deixou de ser controlada pela Companhia, passando também a não ser consolidada. O resultado com a alienação do ativo, líquido dos custos de venda, foi negativo em R\$ 200 milhões.

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	4T21		4T20	
	100%	Participação da Companhia	100%	Participação da Companhia
Receita operacional líquida	1.859	604	1.632	530
Custos dos serviços prestados	(689)	(224)	(573)	(186)
Lucro bruto	1.170	380	1.059	344
Despesas gerais e administrativas	(41)	(13)	(35)	(11)
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	1.129	367	1.024	333
Resultado financeiro	(536)	(174)	(384)	(125)
Lucro antes dos impostos	593	193	640	208
Imposto de renda e contribuição social	(198)	(65)	(270)	(88)
Lucro líquido da TAG	395	128	370	120
Equivalência patrimonial sobre o resultado da TAG	128		120	

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

Ebitda – em R\$ milhões	4T21	4T20
	100%	100%
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	1.129	1.024
Depreciação e amortização	162	159
Amortização da mais valia	228	226
Ebitda	1.519	1.409

Entre o 4T21 e o 4T20, o resultado de equivalência patrimonial aumentou R\$ 8 milhões (6,7%), passando de R\$ 120 milhões no 4T20 para R\$ 128 milhões no 4T21.

A variação foi consequência da combinação dos seguintes efeitos: (i) R\$ 36 milhões de acréscimo no Ebitda devido, principalmente, à atualização das tarifas de transporte e da variação cambial sobre um dos contratos de transporte, parcialmente atenuado por reajuste de contratos de operação e manutenção; (ii) decréscimo de R\$ 23 milhões de IR e CS, em razão, substancialmente, do reconhecimento de créditos fiscais do passado no 4T20; (iii) aumento da despesa financeira líquida, de R\$ 49 milhões, oriundo, substancialmente, da alta do dólar sobre dívida em moeda externa, a qual está protegida por *hedge* e tem seus efeitos compensados na rubrica de "Receita operacional líquida", e pelo acréscimo do CDI entre os trimestres em análise; e (iv) incremento de R\$ 2 milhões, nas despesas com depreciação e amortização.

O resultado de equivalência patrimonial da TAG dos anos de 2021 e 2020 é composto pelos seguintes itens:

DRE – em R\$ milhões	2021		2020			
	12M21	Participação da EBE	12M20	01/01 até 19/07/2020 (29,25%)	20/07 até 31/12/2020 (32,5%)	Participação da EBE
Receita operacional líquida	7.071	2.298	6.004	3.094	2.910	1.851
Custos dos serviços prestados	(2.471)	(803)	(2.244)	(1.212)	(1.032)	(690)
Lucro bruto	4.600	1.495	3.760	1.882	1.878	1.161
Despesas gerais e administrativas	(169)	(55)	(140)	(80)	(60)	(43)
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	4.431	1.440	3.620	1.802	1.818	1.118
Resultado financeiro	(1.620)	(526)	(1.445)	(715)	(730)	(446)
Lucro antes dos impostos	2.811	914	2.175	1.087	1.088	672
Imposto de renda e contribuição social	(959)	(312)	(581)	(129)	(451)	(185)
Lucro líquido da TAG	1.852	602	1.594	958	637	487
Equivalência patrimonial sobre o resultado da TAG	602		487			

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

Ebitda – em R\$ milhões	12M21	12M20	01/01 até 19/07/2020	20/07 até 31/12/2020
	100%	100%	29,25%	32,5%
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	4.431	3.620	1.802	1.818
Depreciação e amortização	669	628	342	286
Amortização da mais valia	916	907	496	411
Ebitda	6.016	5.155	2.640	2.515

Entre os anos comparados, o resultado de equivalência patrimonial aumentou em R\$ 115 milhões (23,6%), passando de R\$ 487 milhões no ano de 2020 para R\$ 602 milhões no ano de 2021.

A variação foi consequência da combinação dos seguintes efeitos: (i) R\$ 365 milhões de acréscimo no Ebitda devido, principalmente, à atualização das tarifas de transporte e da variação cambial sobre um dos contratos de transporte, parcialmente atenuado pelo reajuste de contratos de operação e manutenção; (ii) acréscimo de R\$ 127 milhões de IR e CS, em razão, substancialmente, do aumento do lucro antes dos impostos, entre os períodos comparados, do reconhecimento de créditos fiscais do passado e do reconhecimento de efeito não recorrente de créditos extemporâneos de incentivos fiscais referentes ao lucro da exploração na Sudene (R\$ 72 milhões), no ano de 2020; (iii) aumento da despesa financeira líquida, de R\$ 80 milhões, oriundo, substancialmente, da alta do dólar sobre dívida em moeda estrangeira, a qual está protegida por *hedge* e os efeitos da variação cambial são compensados pelo aumento do Ebitda e pelo acréscimo do CDI entre os anos em análise; e (iv) incremento de R\$ 43 milhões, nas despesas com depreciação e amortização, decorrente da imobilização de novos ativos.

Balanço Patrimonial

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

Balanço Patrimonial	31.12.2021	31.12.2020
ATIVO		
Ativo circulante	2.079	2.220
Caixa e equivalentes de caixa	439	437
Contas a receber de clientes	1.439	1.556
Depósitos vinculados	5	1
Ganhos não realizados com operações de <i>hedge</i>	-	19
Outros ativos circulantes	196	207
Ativo não circulante	31.154	32.304
Contas a receber de clientes	540	49
Depósitos vinculados	115	203
Ganhos não realizados com operações de <i>hedge</i>	-	29
Outros ativos não circulantes	5	119
Imobilizado	27.742	29.185
Intangível	2.752	2.719
Total	33.233	34.524
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Passivo circulante	3.707	3.874
Empréstimos, financiamentos e debêntures	3.377	3.250
Perdas não realizadas com operações de <i>hedge</i>	11	298
Outros passivos circulantes	319	326
Passivo não circulante	22.778	23.723
Empréstimos, financiamentos e debêntures	19.632	21.609
Perdas não realizadas com operações de <i>hedge</i>	412	910
Imposto de renda e contribuição social diferidos	2.075	1.073
Outros passivos não circulantes	659	131
Patrimônio líquido	6.748	6.927
Total	33.233	34.524

Ebitda e Margem Ebitda

	Ebitda por segmento – 4T21 x 4T20 (em R\$ milhões)					
	Energia elétrica			Painéis Solares	Transporte de Gás	Consolidado
	Geração	Transmissão	Trading			
4T21						
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	902	(197)	9	(92)	128	750
Depreciação e amortização	334	-	-	-	-	334
Ebitda	1.236	(197)	9	(92)	128	1.084
Impairment, líquido	886	-	-	78	-	964
Alienação de subsidiária	200	-	-	-	-	200
Ebitda ajustado	2.322	(197)	9	(14)	128	2.248
Margem Ebitda ajustada	108,6%	(59,3%)	3,1%	(116,7%)	-	81,2%
4T20						
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	1.831	192	(43)	(35)	120	2.065
Depreciação e amortização	223	-	-	-	-	223
Ebitda	2.054	192	(43)	(35)	120	2.288
Impairment	58	-	-	41	-	99
Ebitda ajustado	2.112	192	(43)	6	120	2.387
Margem Ebitda ajustada	94,5%	16,3%	(13,8%)	13,3%	-	63,3%
Variação						
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	(929)	(389)	52	(57)	8	(1.315)
Depreciação e amortização	111	-	-	-	-	111
Ebitda	(818)	(389)	52	(57)	8	(1.204)
Impairment, líquido	828	-	-	37	-	865
Alienação de subsidiária	200	-	-	-	-	200
Ebitda ajustado	210	(389)	52	(20)	8	(139)
Margem Ebitda ajustada	14,1 p.p.	(75,6 p.p.)	16,9 p.p.	(130,0 p.p.)	-	17,9 p.p.

Entre o 4T21 e o 4T20, o Ebitda ajustado reduziu R\$ 139 milhões (5,8%), passando de R\$ 2.387 milhões no 4T20 para R\$ 2.248 milhões no 4T21. A variação foi consequência da combinação dos seguintes **efeitos negativos**: (i) R\$ 389 milhões (202,6%) oriundos do segmento de transmissão de energia; e (ii) R\$ 20 milhões (333,3%) no segmento de painéis solares. Os referidos impactos negativos foram contrabalanceados pelos **efeitos positivos**, a seguir: (iii) R\$ 210 milhões (9,9%) no segmento de geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia; (iv) R\$ 52 milhões (120,9%) oriundo do segmento de *trading* de energia; e (v) R\$ 8 milhões (6,7%) decorrentes de maior resultado de participação societária em controlada em conjunto – TAG.

O principal segmento de negócios da Companhia, no setor elétrico, é o de geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia, com variação indicada no item (iii) acima, cujos principais efeitos positivos, foram: (i) R\$ 199 milhões de repactuação do risco hidrológico; (ii) R\$ 24 milhões com consumo de combustível próprio; (iii) R\$ 22 milhões em custo com seguros; (iv) R\$ 22 milhões nas compras de energia; (v) R\$ 12 milhões de receita de remuneração e atualização monetária sobre ativos de concessões das UHE Jaguará e Miranda; (vi) R\$ 12 milhões nas transações realizadas no mercado de curto prazo; (vii) R\$ 8 milhões nos custos com materiais e serviços de terceiros; e (viii) R\$ 17 milhões relativos às demais receitas, custos e despesas operacionais e administrativas. Esses efeitos foram atenuados pelo decréscimo de R\$ 106 milhões da combinação das variações de quantidade de energia vendida e do preço médio líquido de venda.

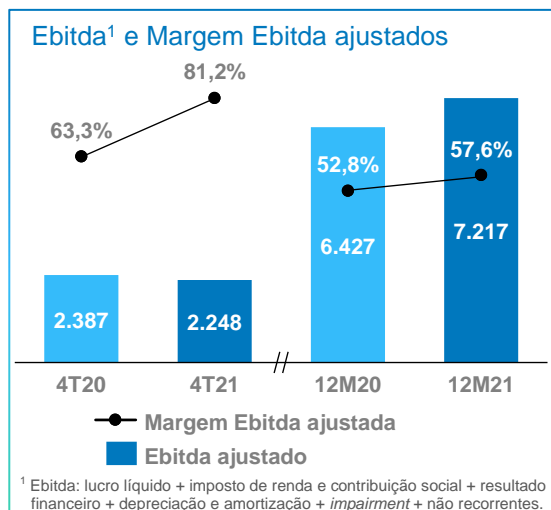
Margem Ebitda Ajustada Geração

A margem Ebitda ajustada no segmento de geração apresentou aumento de 14,1 p.p., passando de 94,5% no 4T20 para 108,6% no 4T21, principalmente pelos efeitos da repactuação do risco hidrológico reconhecida nos trimestres comparados.

Margem Ebitda Ajustada Consolidada

A margem Ebitda ajustada consolidada apresentou aumento de 17,9 p.p., passando de 63,3% no 4T20 para 81,2% no 4T21.

Destaca-se que a margem Ebitda ajustada 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.



	Ebitda por segmento – 12M21 x 12M20 (em R\$ milhões)					
	Energia elétrica			Painéis Solares	Transporte de Gás	Consolidado
	Geração	Transmissão	Trading			
12M21						
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	4.121	264	14	(102)	602	4.899
Depreciação e amortização	1.042	-	-	-	-	1.042
Ebitda	5.163	264	14	(102)	602	5.941
Impairment, líquido	998	-	-	78	-	1.076
Alienação de subsidiária	200	-	-	-	-	200
Ebitda ajustado	6.361	264	14	(24)	602	7.217
Margem Ebitda ajustada	74,3%	9,3%	1,3%	(77,4%)	-	57,6%
12M20						
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	4.880	280	(31)	(47)	487	5.569
Depreciação e amortização	914	-	-	1	-	915
Ebitda	5.794	280	(31)	(46)	487	6.484
Impairment	58	-	-	41	-	99
Ganho de ação judicial	(84)	-	-	-	-	(84)
Créditos extemporâneos de incentivos fiscais	-	-	-	-	(72)	(72)
Ebitda ajustado	5.768	280	(31)	(5)	415	6.427
Margem Ebitda ajustada	68,2%	11,0%	(2,9%)	(6,2%)	-	52,8%
Variação						
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	(759)	(16)	45	(55)	115	(670)
Depreciação e amortização	128	-	-	(1)	-	127
Ebitda	(631)	(16)	45	(56)	115	(543)
Impairment, líquido	940	-	-	37	-	977
Alienação de subsidiária	200	-	-	-	-	200
Ganho de ação judicial	84	-	-	-	-	84
Créditos extemporâneos de incentivos fiscais	-	-	-	-	72	72
Ebitda ajustado	593	(16)	45	(19)	187	790
Margem Ebitda ajustada	6.1 p.p.	(1.7 p.p.)	4.2 p.p.	(71.2 p.p.)	-	4.7 p.p.

Na comparação anual entre 2021 e 2020, o Ebitda ajustado aumentou R\$ 790 milhões (12,3%), passando de R\$ 6.427 milhões em 2020 para R\$ 7.217 milhões em 2021. A variação foi consequência da combinação dos seguintes **efeitos positivos**: (i) R\$ 593 milhões (10,3%) no segmento de geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia; (ii) R\$ 187 milhões (45,1%) decorrentes de maior resultado de participação societária em controlada em conjunto – TAG; e (iii) R\$ 45 milhões (145,2%) oriundos do segmento de *trading* de energia. Os referidos impactos positivos foram contrabalanceados pelos seguintes **efeitos negativos**: (iv) R\$ 19 milhões (380,0%) oriundo do segmento de painéis solares; e (v) R\$ 16 milhões (5,7%) oriundos do segmento de transmissão de energia.

O segmento de geração, com variação indicada no item (i) acima, teve como principais efeitos positivos os seguintes itens: (i) R\$ 623 milhões de repactuação do risco hidrológico; (ii) R\$ 474 milhões nas compras de energia; (iii) R\$ 174 milhões de receita de remuneração e atualização monetária sobre ativos de concessões das UHE Jaguará e Miranda; e (iv) R\$ 15 milhões em custo com seguros. Esses efeitos foram atenuados pelos seguintes decréscimos: (v) R\$ 295 milhões nas transações realizadas no mercado de curto prazo; (vi) R\$ 131 milhões com consumo de combustível próprio; (vii) R\$ 56 milhões nos custos com materiais e serviços de terceiros; (viii) R\$ 46 milhões proveniente dos encargos de uso da rede; (ix) R\$ 46 milhões da combinação das variações de quantidade de energia vendida e do preço médio líquido de venda; (x) R\$ 34 milhões com indenizações de fornecedores; (xi) R\$ 30 milhões oriundos de exportação de energia; (xii) R\$ 29 milhões nos custos com pessoal; (xiii) R\$ 11 milhões em *royalties*; e (xiv) R\$ 15 milhões relativos às demais receitas, custos e despesas operacionais e administrativas.

Margem Ebitda Ajustada Geração

A margem Ebitda ajustada no segmento de geração apresentou aumento de 6,1 p.p., passando de 68,2% em 2020 para 74,3% em 2021.

Margem Ebitda Ajustada Consolidada

A margem Ebitda ajustada consolidada apresentou aumento de 4,7 p.p., passando de 52,8% em 2020 para 57,6% em 2021.

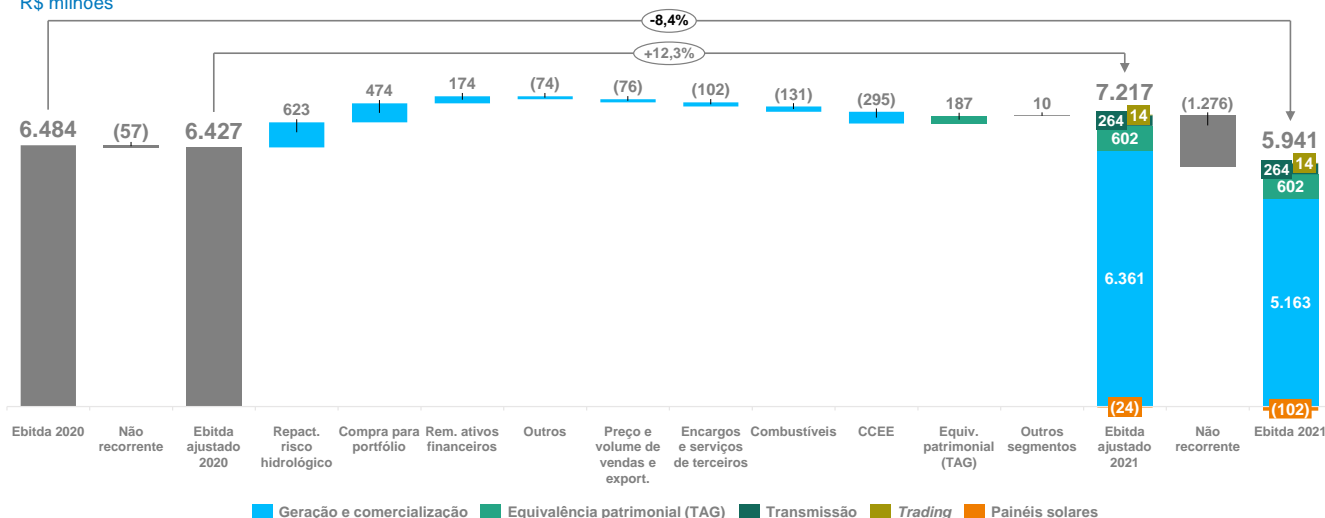
Destaca-se que a margem Ebitda consolidada é parcialmente reduzida pelos efeitos das operações de *trading* de energia, do reconhecimento da receita e dos custos relativos à construção das linhas de transmissão e das operações realizadas pela controlada EGSD, os quais apresentam margens inferiores às 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)	4T21	4T20	Var. %	12M21	12M20	Var. %
Lucro líquido	78	1.030	-92,4	1.565	2.797	-44,0
(+) Imposto de renda e contribuição social	(149)	312	-147,8	255	890	-71,3
(+) Resultado financeiro	821	723	13,6	3.079	1.882	63,6
(+) Depreciação e amortização	334	223	49,8	1.042	915	13,9
Ebitda	1.084	2.288	-52,6	5.941	6.484	-8,4
Efeitos não recorrentes						
(+) <i>Impairment</i>	964	99	875,7	1.076	99	987,1
(+) Alienação de subsidiária	200	-	100,0	200	-	100,0
(+) Ganho de ação judicial	-	-	-	-	(84)	-100,0
(+) Créditos extemporâneos de incentivos fiscais	-	-	-	-	(72)	-100,0
Ebitda ajustado	2.248	2.387	-5,8	7.217	6.427	12,3

Evolução do Ebitda

R\$ milhões



Resultado Financeiro

(Valores em R\$ milhões)	4T21	4T20	Variação	12M21	12M20	Variação
Dívida:						
Atualização monetária	(407)	(184)	(223)	(1.098)	(296)	(802)
Juros	(307)	(210)	(97)	(1.083)	(806)	(277)
Concessões:						
Atualização monetária	(109)	(237)	128	(678)	(616)	(62)
Juros	(71)	(88)	17	(372)	(314)	(58)
Renda de aplicações financeiras	97	20	77	205	110	95
Juros sobre ganho de ação judicial	-	-	-	-	73	(73)
Títulos e valores mobiliários	-	-	-	31	-	31
Atualização monetária reembolso carvão	-	-	-	-	29	(29)
Outras despesas financeiras, líquidas	(24)	(24)	-	(84)	(62)	(22)
Total	(821)	(723)	(98)	(3.079)	(1.882)	(1.197)

Receitas financeiras: no 4T21, as receitas financeiras atingiram R\$ 109 milhões, R\$ 73 milhões ou 202,8% acima dos R\$ 36 milhões auferidos no mesmo trimestre de 2020, em razão, substancialmente, do aumento de R\$ 77 milhões na receita com aplicações financeiras, motivado pelo maior montante aplicado entre os trimestres.

No comparativo entre os anos, as receitas financeiras aumentaram R\$ 26 milhões (10,2%), passando de R\$ 255 milhões em 2020 para R\$ 281 milhões em 2021. Essa variação é explicada, essencialmente, pelos seguintes fatores: (i) aumento de R\$ 95 milhões na receita com aplicações financeiras, motivado pelo maior montante aplicado e pela variação da taxa de juros observada entre os anos em comparação; (ii) ganho na venda de títulos e valores mobiliários reconhecido no ano de 2021, de R\$ 31 milhões; (iii) reconhecimento, não recorrente, de juros sobre impostos e contribuições sociais, no montante de R\$ 73 milhões, referentes à atualização financeira sobre recuperação de tributos oriunda de ganho em ação judicial, no ano de 2020; e (iv) reconhecimento, em 2020, de R\$ 29 milhões, decorrentes da conclusão por parte do órgão regulador dos efeitos da aplicação de resolução da Aneel, a qual previa a redução do reembolso do carvão mineral adquirido com recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) em função da eficiência energética da unidade geradora.

Despesas financeiras: as despesas no 4T21 foram de R\$ 930 milhões, isto é, R\$ 171 milhões ou 22,5% acima das registradas no mesmo trimestre do ano anterior, que foram de R\$ 759 milhões. As principais variações observadas foram: (i) aumento de R\$ 320 milhões sobre dívida, entre os trimestres analisados, dos quais: (i.i) R\$ 223 milhões de atualização monetária, pela variação da inflação; e (i.ii) R\$ 97 milhões de juros e ajuste a valor justo, em razão, principalmente, da emissão de debêntures e contratação de empréstimos e financiamentos. Esse efeito foi, parcialmente, atenuado: (ii) pela redução de R\$ 145 milhões sobre as concessões a pagar, entre os períodos analisados, dos quais: (ii.i) R\$ 128 milhões de atualização monetária, em virtude, principalmente do decréscimo do índices inflacionários; e (ii.ii) R\$ 17 milhões de decréscimo de juros.

Em base anual, as despesas aumentaram de R\$ 2.137 milhões em 2020 para R\$ 3.360 milhões em 2021, ou seja, R\$ 1.223 milhões (57,2%), resultado da combinação, principalmente, dos seguintes efeitos: (i) acréscimo de R\$ 1.079 milhões sobre dívida, entre os anos analisados, dos quais: (i.i) R\$ 802 milhões de atualização monetária, pela variação da inflação; e (i.ii) R\$ 277 milhões de juros e ajuste a valor justo, em razão, principalmente, da emissão de debêntures e contratação de empréstimos e financiamentos; e (ii) incremento de R\$ 120 milhões sobre as concessões a pagar, entre os períodos analisados, dos quais: (ii.i) R\$ 62 milhões de atualização monetária, em virtude, principalmente do acréscimo dos índices inflacionários; e (ii.ii) R\$ 58 milhões de aumento de juros.

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

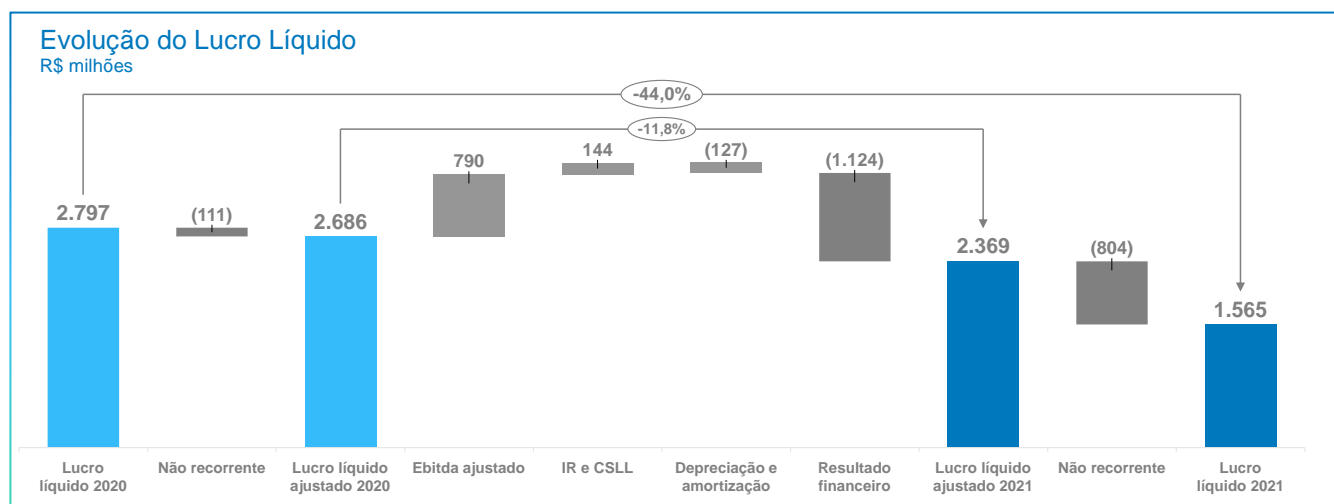
O resultado com IR e CSLL no 4T21 foi positivo em R\$ 149 milhões, variação de R\$ 461 milhões (147,8%) quando comparado ao mesmo trimestre de 2020, o qual foi negativo em R\$ 312 milhões, em decorrência, principalmente, dos efeitos tributários sobre os itens não recorrentes reconhecidos, nos trimestres em análise, conforme mencionados anteriormente e pelo, também efeito não recorrente, de recuperação de créditos fiscais, no montante de R\$ 31 milhões, relativos a não incidência de IR e CSLL sobre Selic, no 4T21. Desconsiderando esses efeitos, houve decréscimo de R\$ 54 milhões (16,3%), motivado por: (i) redução do lucro, desconsiderando os efeitos não recorrentes, antes do IR e CSLL entre os períodos observados; e (ii) maior benefício de incentivos fiscais no 4T21 se comparado ao 4T20. Esses efeitos foram, parcialmente, atenuados pela redução dos juros sobre capital próprio.

No acumulado do ano, essas despesas reduziram R\$ 635 milhões (71,3%), passando de R\$ 890 milhões em 2020 para R\$ 255 milhões em 2021, em decorrência, principalmente, dos efeitos tributários sobre os itens não recorrentes reconhecidos, nos anos em análise, conforme mencionados anteriormente e pelo, também efeito não recorrente, de recuperação de créditos fiscais, no montante de R\$ 31 milhões, relativos a não incidência de IR e CSLL sobre Selic, em 2021. Desconsiderando esses efeitos, houve decréscimo de R\$ 144 milhões (16,5%), motivado por: (i) redução do lucro antes do IR e CSLL entre os períodos observados; (ii) maior benefício de incentivos fiscais em 2021 se comparado à 2020. Esses efeitos foram, parcialmente, atenuados pela redução dos juros sobre capital próprio.

Lucro Líquido

O lucro líquido do 4T21 foi de R\$ 78 milhões, R\$ 952 milhões ou 92,4% menor do que os R\$ 1.030 milhões apresentados no mesmo trimestre do ano anterior. Esse decréscimo é consequência dos seguintes efeitos: (i) redução de R\$ 139 milhões no Ebitda ajustado; (ii) incremento de R\$ 111 milhões da depreciação e amortização; (iii) acréscimo de R\$ 98 milhões das despesas financeiras líquidas; (iv) decréscimo de R\$ 68 milhões do imposto de renda e da contribuição social, considerando as transações recorrentes; e (v) reconhecimento de efeitos não recorrentes com impacto negativo de R\$ 672 milhões. Excluindo-se os efeitos não recorrentes, o lucro líquido reduziu em R\$ 280 milhões (25,6%) entre os trimestres em comparação.

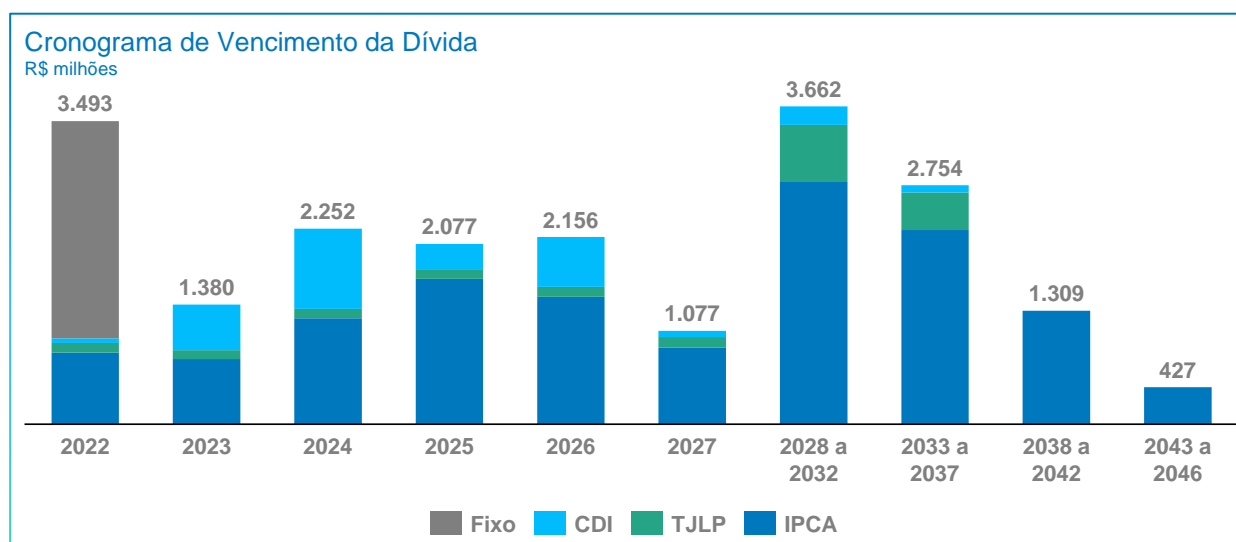
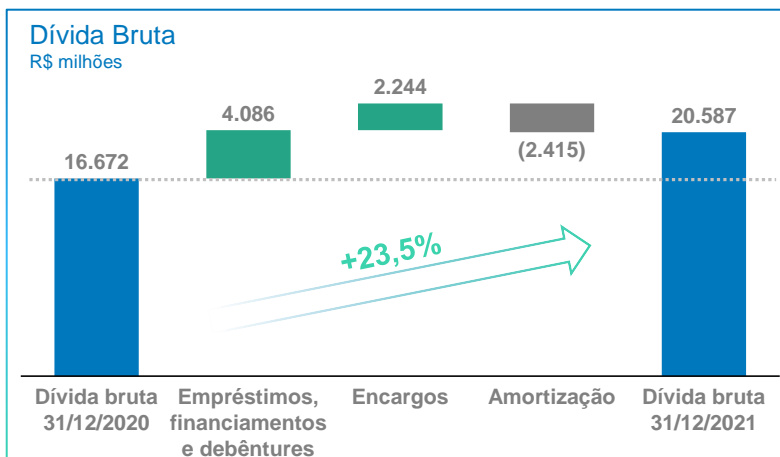
Em bases anuais, o lucro líquido reduziu de R\$ 2.797 milhões em 2020 para R\$ 1.565 milhões, ou seja, decréscimo de R\$ 1.232 milhões ou 44,0%. Esse efeito negativo é consequência dos seguintes impactos: (i) acréscimo de R\$ 790 milhões no Ebitda ajustado; (ii) incremento de R\$ 127 milhões da depreciação e amortização; (iii) acréscimo de R\$ 1.124 milhões das despesas financeiras líquidas recorrentes; (iv) decréscimo de R\$ 144 milhões do imposto de renda e da contribuição social, considerando as transações recorrentes; e (v) reconhecimento de efeitos não recorrentes, líquidos de imposto de renda e contribuição social com impacto negativo de R\$ 915 milhões. Excluindo-se os efeitos não recorrentes, o lucro líquido reduziu em R\$ 317 milhões (11,8%) entre os anos em comparação.



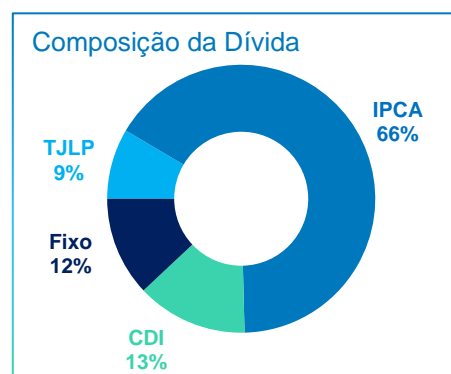
Endividamento

Em 31 de dezembro 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\$ 20.587 milhões — aumento de 23,5%** (R\$ 3.915 milhões) comparativamente à posição de 31 de dezembro de 2020. O prazo médio de vencimento da dívida no fim de 2021 era de 6,9 anos.

A variação no endividamento da Companhia está relacionada, principalmente, à combinação dos seguintes fatores, ocorridos no ano de 2021: (i) saques junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e bancos repassadores, no montante de R\$ 2.794 milhões, destinados, principalmente, à construção dos Sistemas de Transmissão Novo Estado e Gralha Azul e do Conjunto Eólico Campo Largo II; (ii) empréstimo no valor de R\$ 530 milhões, para formação de capital de giro da Companhia e para o pagamento antecipado dos financiamentos da Usina Hidrelétrica São Salvador e das controladas indiretas que compõem os Conjuntos Eólicos Santa Mônica e Trairi; (iii) R\$ 762 milhões da 2ª emissão de debêntures da UTE Pampa Sul e emissão da ENGIE Brasil Energia; (iv) geração de R\$ 2.244 milhões em encargos incorridos a serem pagos e variação monetária; e (v) R\$ 2.415 milhões em amortizações de empréstimos, financiamentos e debêntures.



O **custo médio ponderado nominal da dívida** ao fim do ano de 2021 foi **13,1%** — equivalente a IPCA + 2,8% — (7,6% — equivalente a IPCA + 2,9% — no fim de 2020). 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 66% do total da dívida.



Em 31 de dezembro 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\$ 14.612 milhões, aumento de 24,0%** em relação ao registrado ao fim de 2020.

Dívida Líquida

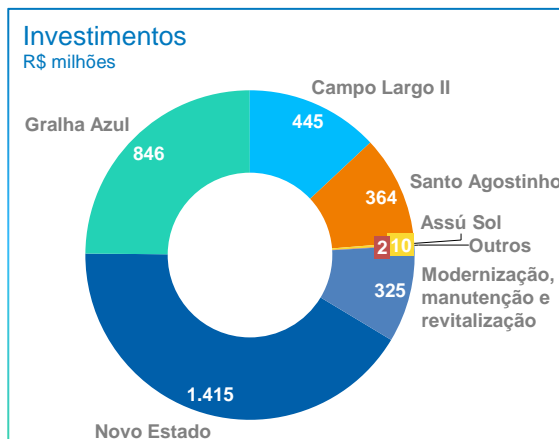
R\$ milhões

	31/12/2021	31/12/2020	Var. %
Dívida bruta	20.645	17.246	19,7
Resultado de operações com derivativos	(58)	(574)	(89,9)
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(819)	(347)	136,0
Caixa e equivalentes de caixa	(5.156)	(4.539)	13,6
Dívida líquida total	14.612	11.786	24,0
Dívida líquida x Ebitda	2,0X	1,8X	

Investimentos

Os investimentos totais da ENGIE Brasil Energia no 4T21 foram de **R\$ 649 milhões**, dos quais (i) R\$ 10 milhões destinados à aquisição de participações societárias do projeto do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol; (ii) R\$ 530 milhões aplicados na construção dos novos projetos, sendo: (ii.i) R\$ 199 milhões concentrados no Sistema de Transmissão Gralha Azul; (ii.ii) R\$ 184 milhões na Novo Estado Transmissora de Energia; (ii.iii) R\$ 130 milhões no Conjunto Eólico Santo Agostinho – Fase I; e (ii.iv) R\$ 17 milhões no Conjunto Eólico Campo Largo II; (iii) R\$ 86 milhões destinados aos projetos de manutenção e revitalização do parque gerador; e (iv) R\$ 23 milhões designados para a modernização da Usina Hidrelétrica Salto Osório.

Em 2021, a Companhia investiu **R\$ 3.407 milhões**, dos quais (i) R\$ 10 milhões destinados à aquisição de participações societárias do projeto do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol; (ii) R\$ 3.072 milhões foram aplicados na construção de novos projetos, sendo: (ii.i) R\$ 1.415 milhões concentrados na Novo Estado Transmissora de Energia; (ii.ii) R\$ 846 milhões no Sistema de Transmissão Gralha Azul; (ii.iii) R\$ 445 milhões no Conjunto Eólico Campo Largo II; (ii.iv) R\$ 364 milhões no Conjunto Eólico Santo Agostinho – Fase I; e (ii.v) R\$ 2 milhões em outros projetos; (iii) R\$ 283 milhões foram destinados aos projetos de manutenção e revitalização do parque gerador; e (iv) R\$ 42 milhões designado para a modernização da Usina Hidrelétrica Salto Osório.



Dividendos e Juros sobre o Capital Próprio Propostos

O Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia aprovou, em reunião realizada em 5 de agosto de 2021, a proposta para distribuição de **dividendos intercalares** sobre o lucro líquido do primeiro semestre de 2021, no montante de **R\$ 789,5 milhões (R\$ 0,9676321449 por ação)**, completando 100% do lucro daquele semestre, cujo pagamento ocorreu em 29 de novembro de 2021.

Posteriormente, na reunião do dia 9 de dezembro de 2021, foi aprovada a distribuição de **juros sobre o capital próprio** referentes ao exercício de 2021, no valor de **R\$ 60,0 milhões (R\$ 0,0735359237 por ação)**. As datas ex-juros sobre o capital próprio e de pagamento foram definidas em 30 de dezembro de 2021 e 17 de março de 2022, respectivamente.

Adicionalmente, na Reunião do Conselho de Administração de 14 de fevereiro de 2022, foi aprovada a distribuição de **dividendos intermediários**, com base na reserva de retenção de lucros de 2020, no valor de **R\$ 638,7 (R\$ 0,7827524080/ação)**. As ações serão negociadas ex-dividendos intermediários a partir de 25 de fevereiro de 2022 e o pagamento ocorrerá também em 17 de março de 2022.

Ainda na mesma reunião, o Conselho de Administração aprovou a proposta de **dividendos complementares** ao exercício de 2021, no montante de **R\$ 549,8 milhões (R\$ 0,6738313480 por ação)**. A proposta mencionada será ratificada na Assembleia Geral Ordinária, a quem caberá definir as condições de crédito e pagamento.

Mesmo diante da maior crise hídrica dos últimos 91 anos e dos investimentos realizados em 2021, o valor total proposto de proventos atingiu **R\$ 2.038,0 milhões (R\$ 2,4977518245 por ação)**, equivalente a 100% do lucro líquido ajustado e do lucro retido destinado a reserva de lucros em 2020, com *dividend yield* 0,5 p.p. superior ao registrado no ano anterior.

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. Por meio de nossos Objetivos Estratégicos ESG de médio prazo, procuramos endereçar o trinômio “Pessoas, Planeta e Performance”, com destaque ao compromisso de redução das emissões de CO₂ em 46% entre 2019 e 2030, o que é uma *Science Based Target* (Metas Baseadas na Ciência) e atingimento da neutralidade de emissões até 2045.

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 dezembro de 2021, das 68 usinas instaladas em 13 estados das cinco regiões do país, 11 são certificadas de acordo com as normas de gestão NBR ISO 9001 (da Qualidade), NBR ISO 14001 (do Meio Ambiente) e NBR ISO 45001 (da Saúde e Segurança no Trabalho), com potência somada que corresponde a 81,5% da capacidade total operada pela Companhia.

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

- » As Usinas Hidrelétricas Jaguará e Miranda receberam certificação nas Normas de gestão NBR ISO 9001 (Qualidade), NBR ISO 14001 (Meio Ambiente) e NBR ISO 45001 (Saúde e Segurança no Trabalho), as quais conferem maior padronização e confiabilidade operativa aos empreendimentos. O percentual de capacidade instalada operada certificada atingiu 81,5%.
- » A ENGIE Brasil Energia permanece integrando o Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE), do qual é integrante desde o lançamento do índice, e do Índice Carbono Eficiente (ICO2), ambos da B3. São importantes reconhecimentos de nossas práticas sustentáveis e que funcionam também como *benchmarking* para adoção de melhores práticas.
- » Como eixo relevante em nossos programas de Responsabilidade Social, mais especificamente relacionado à equidade de gênero e à geração de renda e inclusão social nas comunidades em que estamos inseridos, foi lançado o segundo edital do projeto Mulheres do Nosso Bairro, buscando fomentar empreendedoras femininas. Foram recebidas 352 propostas, que resultaram na seleção de 33 projetos vencedores, de 27 municípios, distribuídos em 14 estados. O montante investido pela ENGIE Brasil Energia totalizou R\$ 508 mil. Mais informações em <https://mulheresdonossobairro.com.br/>.
- » Relacionado a outro eixo de Responsabilidade Social, proteção da infância e da juventude, e considerando ainda o grande impacto que a pandemia trouxe à educação em todo o país, a ENGIE Brasil Energia lançou a primeira edição do Edital de Responsabilidade Social Energia à Educação, que vai selecionar até 30 projetos de associações, escolas, professores e alunos. Os projetos devem ter foco na diminuição da evasão escolar ou no desenvolvimento de novas competências e habilidades para professores e/ou alunos. As propostas selecionadas receberão até R\$ 30 mil para serem colocadas em prática.
- » Foi entregue ao Instituto Brasileiro do Meio Ambiente (Ibama) o resultado dos estudos e consulta pública relacionados ao Plano Ambiental de Conservação e Uso do Entorno do Reservatório (Pacuera) da Usina Hidrelétrica Cana Brava, em Goiás. O plano tem a finalidade de orientar a gestão do uso do reservatório e seu entorno, disciplinando sua conservação, recuperação e usos múltiplos, respeitados os parâmetros estabelecidos nas normas aplicáveis. Por conta da pandemia, e seguindo as recomendações do Ibama, a Consulta se deu por meio virtual.

- » A ENGIE Brasil Energia recebeu certificação ISO 37001 – Sistema de Gestão Antissuborno. Até então, a organização certificada era a ENGIE Brasil, nossa controladora – os procedimentos de gestão e processos da controlada eram avaliados, mas agora a certificação foi aplicada exclusivamente sobre nossas operações.

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 4T21 e 4T20, associando cada indicador aos da GRI padrão *Standards*.

Indicadores de Sustentabilidade¹

Item	Dimensão ²	Indicador	Temas materiais	Indicador GRI ³	4T21	4T20	Varição	12M21	12M20	Varição
1	Qualidade	Número de usinas em operação	- Priorização de fontes renováveis para a geração de energia	102-7, EU1	68	60	8	68	60	8
2		Capacidade instalada operada (MW)		102-7, EU1	9.939	10.431	-4,7%	9.939	10.431	-4,7%
3		Capacidade instalada própria (MW)		102-7, EU1	8.219	8.711	-5,6%	8.219	8.711	-5,6%
4		Número de usinas certificadas		102-16, EU6	11	12	-1	11	12	-1
5		Capacidade instalada certificada (MW)		102-16, EU6	8.102	8.127	-0,3%	8.102	8.127	-0,3%
6		Capacidade instalada certificada em relação à total		102-16, EU6	81,5%	77,9%	3,6 p.p.	81,5%	77,9%	3,6 p.p.
7		Capacidade instalada proveniente de fontes renováveis		102-7, EU1	9.594	9.229	4,0%	9.594	9.229	4,0%
8		Capacidade instalada proveniente de fontes renováveis em relação à total		102-7, EU1	96,5%	88,5%	8,1 p.p.	96,5%	88,5%	8,1 p.p.
9		Geração de energia total (GWh)		EU2	8.678	10.220	-15,1%	37.916	35.163	7,8%
10		Geração de energia certificada		102-16, EU6	7.166	7.424	-3,5%	29.019	25.499	13,8%
11		Geração certificada em relação à total		102-16, EU6	82,6%	72,6%	9,9 p.p.	76,5%	72,5%	4,0 p.p.
12		Geração de energia proveniente de fontes renováveis (GWh)		EU2	8.129	8.257	-1,5%	32.652	29.430	11,0%
13		Geração proveniente de fontes renováveis em relação à total		EU2	93,7%	80,8%	12,9 p.p.	86,1%	83,7%	2,4 p.p.
14		Disponibilidade global do parque gerador		EU30	93,7%	90,6%	3,1 p.p.	90,0%	90,9%	-0,8 p.p.
15	Meio Ambiente e Mudanças do Clima	Total de mudas plantadas e doadas	- Gestão de Emissões	304-1, 413-1	145.523	93.754	55,2%	475.525	366.553	29,7%
16		Número de visitantes às usinas e educação ambiental	- Impulso à prosperidade das comunidades locais	413-1	37.042	10.935	238,7%	133.241	33.039	303,3%
17		Emissões de CO2 (usinas a combustíveis fósseis) (t/MWh)		D305-1, D305-2, D305-3	1,160	0,924	25,5%	1,100	0,966	13,9%
18		Emissões de CO2 do parque gerador da ENGIE Brasil Energia (t/MWh)		D305-1, D305-2, D305-3	0,070	0,177	-60,6%	0,140	0,158	-11,1%
19	Saúde e Segurança	Taxa de Frequência (TF) operação e manutenção ⁴	- Segurança das equipes e das comunidades	403-2	1,560	0,664	↑	0,568	1,203	↓
20		Taxa de Gravidade (TG) empregados próprios ⁵	- Fomento a boas práticas socioambientais entre fornecedores e clientes	403-2	0,000	0,000	-	0,000	0,006	↓
21		Taxa de Frequência (TF) obras ⁴		403-2	1,860	0,795	↑	1,649	0,561	↑
22		Visitas Gerenciais de Saúde e Segurança - VGS		403-2	254	415	Não Aplic.	1,474	1,379	6,9%
23	Responsabilidade Social ⁶	Registro de Situações de Risco e Quase Acidentes	- Geração de resultado econômico e compartilhamento de valor com a sociedade	403-2	1,024	1,702	Não Aplic.	4,681	5,886	-20,5%
24		Investimentos não incentivados		201-1, 413-1	3.028,4	1.244,5	143,4%	7.078,0	7.504,2	-5,7%
25		Investimentos pelo Fundo da infância e adolescência - FIA		201-1, 413-1	587,7	949,0	-38,1%	1.262,8	1.868,4	-32,4%
26		Investimentos pela Lei de incentivo à cultura - Rouanet		201-1, 413-1	2.035,2	2.427,7	-16,2%	5.052,0	7.264,6	-30,5%
27		Investimentos pela Lei de incentivo ao esporte	- Impulso à prosperidade das comunidades locais	201-1, 413-1	850,0	888,0	-4,3%	1.262,5	1.418,5	-11,0%
28		Investimentos pelo Programa Nacional de Apoio à Atenção Oncológica - PRONON		201-1, 413-1	1.140,0	1.661,0	-31,4%	1.140,5	1.661,0	-31,3%
29		Investimentos pelo Programa Nacional de Apoio à Atenção da Saúde da Pessoa com Deficiência - PRONAS/PCD		201-1, 413-1	1.147,5	1.436,3	-20,1%	1.147,5	1.436,3	-20,1%
30		Investimentos pelo Fundo Municipal do Idoso		201-1, 413-1	1.179,6	835,0	41,3%	1.239,6	1.480,9	-16,3%

Notas:

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

² Referência: Política ENGIE de Gestão Sustentável.

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

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

⁵ TG = nº de dias perdidos com os acidentes de trabalho ocorridos em cada mil horas de exposição ao risco.

⁶ Valores em milhares de reais.

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. Conta com um Comitê de Auditoria, composto por três membros, sendo dois deles membros independentes do Conselho de Administração, cujo objetivo é assessorar o Conselho 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 2021, 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.

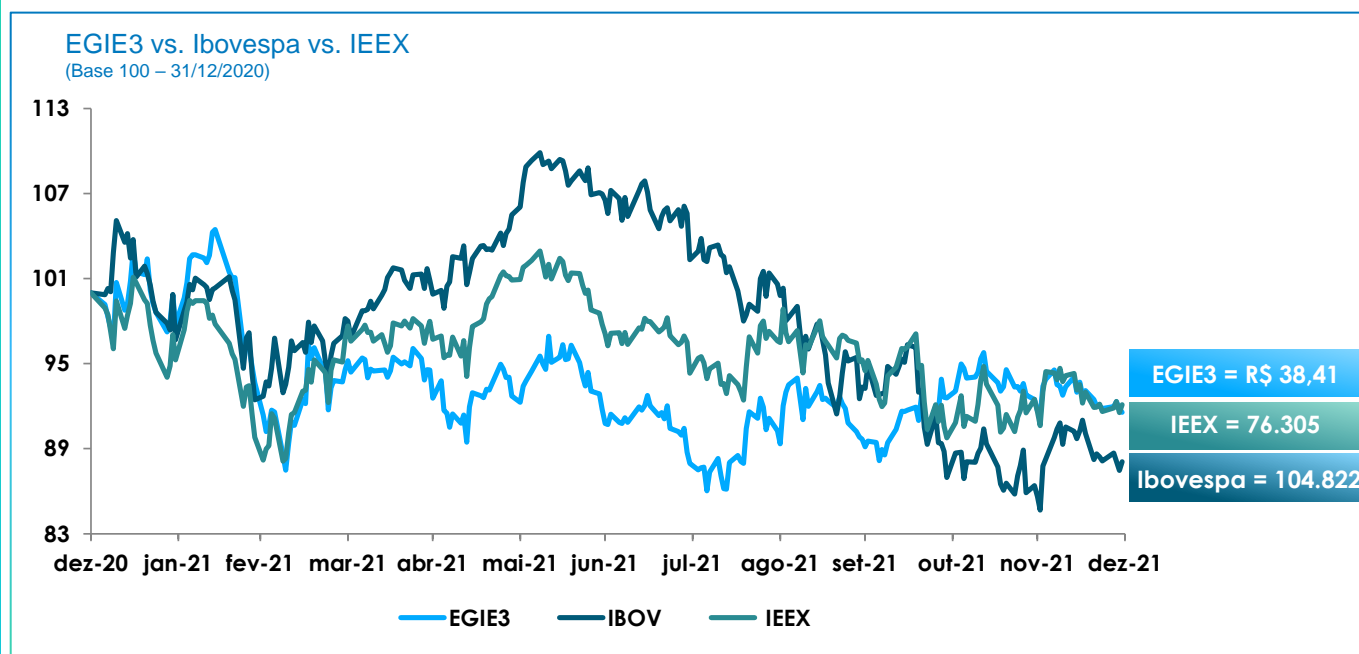
Desempenho das Ações – EGIE3

Apesar de algumas notícias positivas no fechamento do ano, como o superávit do setor público no Brasil e a redução no número de pedidos de seguro-desemprego nos Estados Unidos, terem ajudado o Ibovespa — principal índice da bolsa de valores brasileira — a encerrar dezembro em alta, a inflação elevada, a elevação da taxa básica de juros, a crise hídrica, a preocupação dos investidores com os gastos do governo e novas variantes do coronavírus afastaram o otimismo da primeira metade do ano e fizeram com que o quarto trimestre e o ano de 2021 terminassem em queda. Já as bolsas americanas fecharam o ano acumulando altas recordes.

As ações da ENGIE Brasil Energia valorizaram 2,7% no quarto trimestre de 2021, enquanto o Ibovespa fechou com queda de 5,6%, chegando próximo dos 105 mil pontos, e o Índice do Setor de Energia Elétrica (IEEX) desvalorizou 2,5%, no mesmo período. No acumulado do ano de 2021, as ações da Companhia desvalorizaram 8,4%, enquanto o IEEX e o Ibovespa fecharam em queda de 7,9% e 11,9%, respectivamente.

O volume médio diário da EGIE3 foi de R\$ 52,8 milhões no 4T21, 29,1% abaixo do registrado no 4T20, quando atingiu R\$ 74,5 milhões. No acumulado do ano de 2021, o volume médio diário de negociação alcançou R\$ 60,2 milhões, decréscimo de 25,8% em relação ao ano de 2020, quando atingiu R\$ 81,1 milhões.

No último pregão de dezembro de 2021, as ações da Companhia encerraram cotadas a R\$ 38,41/ação, **o que confere à Companhia valor de mercado de R\$ 31,3 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: 15 de fevereiro de 2022

Horário: 11:00h (horário de Brasília)

Link para conexão: <https://tenmeetings.com.br/call-de-resultados/portal/#/home?webinar=96675800356>

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)	31/12/2021	31/12/2020
Ativo Circulante	8.517.934	7.733.297
Caixa e equivalentes de caixa	5.156.406	4.538.946
Contas a receber de clientes	1.114.105	1.723.101
Crédito de imposto de renda e contribuição social	248.324	140.785
Dividendos a receber	-	32.500
Estoques	151.146	189.428
Ganhos não realizados em operações de <i>hedge</i>	42.577	14.475
Ganhos não realizados em operações de <i>trading</i>	206.647	320.309
Depósitos vinculados	638.606	174.048
Prêmio de riscos a apropriar - Repactuação de risco hidrológico	15.089	15.089
Ativo financeiro de concessão	333.638	305.626
Ativo de contrato	387.529	-
Outros ativos circulantes	219.290	274.413
Ativo não circulante mantido para venda	4.577	4.577
Ativo Não Circulante	29.597.791	27.452.951
Realizável a Longo Prazo	8.668.982	6.829.060
Ganhos não realizados em operações de <i>hedge</i>	184.155	719.380
Ganhos não realizados em operações de <i>trading</i>	100.523	54.385
Depósitos vinculados	265.432	235.819
Depósitos judiciais	79.198	82.539
Prêmio de riscos a apropriar - Repactuação de risco hidrológico	85.507	100.597
Ativo financeiro de concessão	2.729.112	2.499.170
Ativo de contrato	4.936.101	2.961.419
Outros ativos não circulantes	288.954	175.751
Investimentos	2.366.708	2.425.062
Imobilizado	14.378.787	15.537.837
Intangível	4.038.156	2.513.990
Direito de uso de arrendamentos	145.158	147.002
Total	38.115.725	35.186.248

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

(Valores em R\$ mil)	31/12/2021	31/12/2020
Passivo Circulante	5.775.159	5.380.926
Fornecedores	649.962	861.752
Dividendos e juros sobre o capital próprio	56.558	1.385.056
Empréstimos e financiamentos	2.848.070	1.375.627
Debêntures	542.864	449.376
Arrendamentos a pagar	19.568	19.144
Concessões a pagar	274.071	228.865
Imposto de renda e contribuição social a pagar	82.443	198.541
Outras obrigações fiscais e regulatórias	106.555	113.901
Obrigações trabalhistas	171.232	130.097
Perdas não realizadas em operações de <i>trading</i>	190.348	321.654
Provisões	22.060	15.159
Obrigações com benefícios de aposentadoria	42.064	43.067
Outros passivos circulantes	769.364	238.687
Passivo Não Circulante	24.407.969	22.063.324
Empréstimos e financiamentos	10.749.031	9.825.881
Debêntures	5.994.752	5.113.171
Ações preferenciais resgatáveis	510.160	482.088
Arrendamentos a pagar	106.816	104.828
Concessões a pagar	4.544.720	3.783.453
Perdas não realizadas em operações de <i>trading</i>	80.414	36.405
Provisões	370.767	305.845
Obrigações com benefícios de aposentadoria	421.947	407.846
Imposto de renda e contribuição social diferidos	1.504.825	1.523.222
Outros passivos não circulantes	124.537	480.585
Patrimônio Líquido	7.932.597	7.741.998
Capital social	4.902.648	4.902.648
Reservas de lucros	2.695.290	3.546.496
Ajustes de avaliação patrimonial	331.070	(709.615)
Participação de acionista não controlador	3.589	2.469
Total	38.115.725	35.186.248

ANEXO III

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

DEMONSTRAÇÃO DOS RESULTADOS CONSOLIDADOS

(Valores em R\$ mil)	4T21	4T20	Var. %	12M21	12M20	Var. %
Receita Operacional Líquida	2.768.822	3.769.234	-26,5	12.540.673	12.259.159	2,3
Custos Operacionais	(882.011)	(1.634.156)	-46,0	(6.629.461)	(6.795.857)	-2,4
Compras de energia	(649.621)	(748.793)	-13,2	(2.099.447)	(2.583.053)	-18,7
Transações no mercado de energia de curto prazo	(101.002)	(112.657)	-10,3	(628.632)	(310.767)	102,3
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	(153.196)	(142.006)	7,9	(606.253)	(560.335)	8,2
Combustíveis para geração	(49.571)	(73.645)	-32,7	(334.578)	(204.135)	63,9
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (<i>royalties</i>)	(24.387)	(26.674)	-8,6	(94.568)	(84.488)	11,9
Pessoal	(73.682)	(75.411)	-2,3	(306.126)	(281.478)	8,8
Materiais e serviços de terceiros	(101.728)	(110.655)	-8,1	(407.703)	(357.678)	14,0
Depreciação e amortização	(325.418)	(217.759)	49,4	(1.012.205)	(893.821)	13,2
Seguros	(6.255)	(28.436)	-78,0	(74.097)	(88.950)	-16,7
(Constituição) Reversão de provisões operacionais líquidas	(2.262)	(25.387)	-91,1	1.432	(7.699)	-118,6
Custo da implementação de infraestrutura de transmissão	(526.756)	(987.138)	-46,6	(2.563.993)	(2.274.223)	12,7
Custo da venda de painéis solares fotovoltaicos	(15.201)	(28.981)	-47,5	(31.020)	(54.410)	-43,0
Repactuação do risco hidrológico	1.167.153	967.681	20,6	1.590.825	967.681	64,4
Outros	(20.085)	(24.295)	-17,3	(63.096)	(62.501)	1,0
Lucro Bruto	1.886.811	2.135.078	-11,6	5.911.212	5.463.302	8,2
Receitas (Despesas) Operacionais	(1.265.355)	(190.433)	564,5	(1.615.073)	(380.790)	324,1
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(92.103)	(87.087)	5,8	(329.656)	(277.368)	18,9
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos, líquida	(964.046)	(98.755)	876,2	(1.076.158)	(98.755)	989,7
Alienação de subsidiária	(200.143)	-	100,0	(200.143)	-	100,0
Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas	(9.063)	(4.591)	97,4	(9.116)	(4.667)	95,3
Resultado de Participações Societárias	128.462	120.315	6,8	601.985	487.051	23,6
Equivalência patrimonial	128.462	120.315	6,8	601.985	487.051	23,6
Lucro Antes do Resultado Financeiro e Tributos Sobre o Lucro	749.918	2.064.960	-63,7	4.898.124	5.569.563	-12,1
Resultado Financeiro	(820.582)	(722.720)	13,5	(3.078.690)	(1.882.435)	63,5
Receitas financeiras	109.775	36.314	202,3	280.849	254.804	10,2
Despesas financeiras	(930.357)	(759.034)	22,6	(3.359.539)	(2.137.239)	57,2
Lucro Antes dos Tributos sobre o Lucro	(70.664)	1.342.240	-105,3	1.819.434	3.687.128	-50,7
Imposto de renda	123.558	(219.603)	-156,3	(156.510)	(631.475)	-75,2
Contribuição social	24.886	(93.160)	-126,7	(97.954)	(258.385)	-62,1
Lucro Líquido do Exercício	77.780	1.029.477	-92,4	1.564.970	2.797.268	-44,1
Lucro atribuído aos:						
Acionistas da ENGIE Brasil Energia	77.436	1.030.116	-92,5	1.563.725	2.797.091	-44,1
Acionista não controlador da Ibitiúva Bionergética S.A.	344	(639)	-153,8	1.245	177	603,4
Número de Ações Ordinárias	815.927.740	815.927.740		815.927.740	815.927.740	
Lucro Líquido por Ação	0,0949	1,2625	-92,5	1,9165	3,4281	-44,1

ANEXO IV

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

DEMONSTRAÇÃO DE FLUXO DE CAIXA CONSOLIDADO

(Valores em R\$ mil)	12M21	12M20
Fluxo de Caixa das Atividades Operacionais		
Lucro antes dos tributos sobre o lucro	1.819.434	3.687.128
Conciliação do lucro com o caixa gerado nas operações:		
Resultado de participações societárias	(601.985)	(487.051)
Depreciação e amortização	1.042.417	914.975
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos, líquida	1.076.158	98.755
Repactuação do risco hidrológico	(1.590.825)	(967.681)
Variação monetária	1.793.133	925.309
Juros	1.478.957	1.055.304
Alienação de subsidiária	200.143	-
Ajuste a valor de mercado de títulos e valores mobiliários	(30.931)	-
Remuneração de ativo financeiro de concessão	(556.480)	(381.745)
Remuneração de ativo de contrato	(681.063)	(189.720)
Ganhos (perdas) não realizados (as) em operações de <i>trading</i> , líquidos	(19.773)	35.882
Outros	1.232	8.692
Lucro Ajustado	3.930.417	4.699.848
(Aumento) redução nos ativos		
Contas a receber de clientes	452.845	(284.980)
Crédito de imposto de renda e contribuição social	(137.314)	26.078
Estoques	(48.522)	31.537
Depósitos vinculados e judiciais	(14.001)	(27.466)
Prêmio de riscos a apropriar - repactuação do risco hidrológico	15.090	15.089
Ativo financeiro de concessão	298.526	285.123
Ativo de contrato	(1.674.928)	(2.398.290)
Outros ativos	76.955	(16.122)
(Redução) aumento nos passivos		
Fornecedores	30.937	(26.261)
Outras obrigações fiscais e regulatórias	9.532	27.705
Obrigações trabalhistas	60.322	24.092
Obrigações com benefícios de aposentadoria	(36.211)	(30.424)
Outros passivos	231.663	(87.703)
Caixa Gerado pelas Operações	3.195.311	2.238.226
Pagamento de juros sobre dívidas, líquido de <i>hedge</i>	(808.247)	(605.487)
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	(397.075)	(290.488)
Caixa Líquido Gerado pelas Atividades Operacionais	1.989.989	1.342.251
Atividades de Investimento	(339.053)	(996.938)
Dividendos recebidos de controladas em conjunto	715.000	679.250
Venda de títulos e valores mobiliários	32.439	-
Aplicação no imobilizado e no intangível	(1.229.753)	(1.020.131)
Aquisição de investimento	-	(327.168)
Valor justo dos direitos dos projetos adquiridos	-	(328.889)
Pagamento de obrigações vinculadas à aquisição de ativos	(11.361)	-
Recebimento pela alienação de subsidiária, líquido dos custos de venda	192.914	-
Caixa e equivalentes de caixa de subsidiárias alienadas	(38.318)	-
Outros	26	-
Atividades de Financiamento	(1.033.476)	323.372
Captação de empréstimos e financiamentos	3.324.359	3.313.779
Emissão de debêntures	762.462	1.009.284
Ações preferenciais emitidas	-	476.757
Pagamento de empréstimos e financiamentos, líquido de <i>hedge</i>	(1.258.671)	(1.437.609)
Pagamento de debêntures, líquidas de <i>hedge</i>	(348.039)	(1.671.209)
Pagamento de parcelas de concessões	(243.432)	(153.879)
Pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio	(2.792.602)	(1.240.918)
Pagamento de arrendamentos	(19.172)	(20.362)
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(457.050)	35.419
Outros	(1.331)	12.110
Aumento de Caixa e Equivalentes de Caixa	617.460	668.685
Conciliação do Caixa e Equivalentes de Caixa		
Saldo inicial	4.538.946	3.870.261
Saldo final	5.156.406	4.538.946
Aumento de Caixa e Equivalentes de Caixa	617.460	668.685
Transações que não Envolveram o Caixa e Equivalentes de Caixa		
Dividendos destinados por controladas e controladas em conjunto	682.500	711.750
Dividendos intercalares, JSCP e dividendos adicionais creditados	1.459.112	1.407.161
Dividendos e juros sobre capital próprio não reclamados	10.177	3.978
Transferência de participação devido reestruturação societária	-	167.219
Remensuração das obrigações com benefícios de aposentadoria	20.614	46.477
Crédito de imposto de renda e contribuição social	3.616	(76.282)
Fornecedores de imobilizado e intangível	(160.115)	104.154
Juros, V.M. e deprec. capitalizados	80.159	55.657
Crédito de PIS e COFINS sobre imobilizado	-	(29.413)
Valor justo dos direitos de projeto adquirido	44.008	236.021
Ágio de empresa adquirida	-	80.247
Ativos líquidos de controladas adquiridas	-	136.093
Provisões para desmobilização	33.780	2.981
Provisões para desapropriações na construção de transmissão	6.220	2.519