



Release de Resultados 3T21



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 5/11/2021 às 11:00h
(horário de Brasília): em português com
tradução simultânea para inglês

**Mais detalhes na seção
Próximo Evento, na página 31.**

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

IBOVESPA B3

IGC-NM B3

ITAG B3

ISEB3

Florianópolis (SC), 4 de novembro de 2021. A ENGIE Brasil Energia S.A. ("ENGIE", ou "Companhia") — B3: EGIE3, ADR: EGIEY — anuncia os resultados financeiros relativos ao Terceiro Trimestre e ao período de nove meses encerrados em 30 de setembro de 2021 (3T21, 9M21). As informações financeiras e operacionais a seguir são apresentadas em base consolidada e estão de acordo com os princípios e as práticas contábeis adotadas no Brasil. Os valores estão expressos em reais (R\$), salvo quando indicado de modo diferente. Efeitos de arredondamentos podem causar diferenças nas variações percentuais, quando comparados os comentários de Desempenho Econômico-Financeiro, apresentados em R\$ milhões, com a Demonstração do Resultado (Anexo III), apresentada em R\$ mil.

ENGIE Brasil Energia concretiza venda do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, inicia operação comercial parcial do Sistema de Transmissão Gralha Azul e atinge 100% de capacidade comercial em operação de Campo Largo II

Companhia registra recuperação de R\$ 372 milhões relativos à repactuação do risco hidrológico.

Destaques

- » A Companhia registrou, no 3T21, o montante de R\$ 372 milhões, decorrente da repactuação do risco hidrológico de que trata a Lei nº 14.182/2021.
- » A receita operacional líquida atingiu R\$ 3.389 milhões no 3T21, 5,6% (R\$ 180 milhões) acima do montante apurado no 3T20.
- » A Companhia registrou no 3T21 um efeito não recorrente de reversão de *impairment* no valor de R\$ 51 milhões, decorrente de reavaliação do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda e da Usina de Cogeração Lages.
- » O Ebitda¹ registrado no 3T21 foi de R\$ 1.749 milhões, aumento de 22,1% (R\$ 316 milhões) em comparação ao 3T20.
- » O lucro líquido foi de R\$ 639 milhões (R\$ 0,7828/ação) no 3T21, valor 30,4% (R\$ 149 milhões) acima do alcançado no 3T20.
- » O preço médio dos contratos de venda de energia, líquido dos tributos sobre a receita e das operações de *trading*, foi de R\$ 217,52/MWh no 3T21, valor 11,5% superior ao registrado no 3T20.
- » A quantidade de energia vendida no 3T21, sem considerar as operações de *trading*, foi de 8.270 GWh (3.745 MW médios), volume 14,6% inferior ao comercializado no 3T20.
- » O Sistema de Transmissão Gralha Azul obteve autorização para iniciar a operação comercial das linhas de transmissão de 230 kV – Ponta Grossa – São Mateus do Sul e Ponta Grossa – Ponta Grossa Sul, a partir de 21 de agosto.
- » Em 30 de agosto, foi assinado Contrato de Venda de Quotas, com a FRAM Capital, para venda da totalidade da participação societária na controlada Diamante, detentora dos ativos que compõem o Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, pelo valor de até R\$ 325 milhões, sujeitos ao cumprimento de determinadas condições, cujo fechamento ocorreu em 18 de outubro.
- » A partir de 2 de setembro, a Aneel autorizou a entrada em operação comercial das últimas centrais eólicas do Conjunto Eólico Campo Largo II, com capacidade instalada total de 361,2 MW.
- » A Companhia recebeu, pela 12ª vez, o Troféu Transparência, organizado pela Anefac-Fipecafi, que reconhece as empresas com as melhores práticas de transparência nas demonstrações financeiras publicadas ao mercado.
- » Assinado contrato de compra do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, localizado no município de Assú, Rio Grande do Norte, com capacidade instalada total estimada de até 750 MW. A conclusão da operação depende do cumprimento de determinadas condições precedentes.
- » Concluída a modernização da unidade geradora 05 da Usina Hidrelétrica Salto Osório, agregando 7 MW médios de energia assegurada.

Eventos Subsequentes

- » A Companhia foi citada como uma das 14 empresas brasileiras mais transparentes em sustentabilidade, dentre mais de 70 avaliadas pelo Observatório da Transparência, com iniciativa do Conselho Consultivo da *Global Reporting Initiative* (GRI) no Brasil.
- » A ENGIE foi vencedora do Prêmio Exame Melhores & Maiores 2021, na categoria Energia.

Resumo dos Indicadores Financeiros e Operacionais

Consolidado (Valores em R\$ milhões)	3T21	3T20	Var.	9M21	9M20	Var.
Receita Operacional Líquida (ROL)	3.389	3.209	5,6%	9.772	8.490	15,1%
Resultado do Serviço (EBIT)	1.509	1.209	24,8%	4.148	3.505	18,4%
Ebitda ⁽¹⁾	1.749	1.433	22,1%	4.857	4.196	15,8%
Ebitda Ajustado ⁽²⁾	1.698	1.433	18,5%	4.969	4.044	22,9%
Ebitda / ROL - (%) ⁽¹⁾	51,6	44,7	6,9 p.p.	49,7	49,4	0,3 p.p.
Ebitda / ROL - (%) Ajustada ⁽²⁾	50,1	44,7	5,5 p.p.	50,9	48,1	2,8 p.p.
Lucro Líquido	639	490	30,4%	1.487	1.768	-15,9%
Retorno Sobre o Patrimônio (ROE) ⁽³⁾	31,9	33,4	-1,5 p.p.	31,9	33,4	-1,5 p.p.
Retorno Sobre o Capital Investido (ROIC) ⁽⁴⁾	23,7	19,0	4,8 p.p.	23,7	19,0	4,8 p.p.
Dívida Líquida ⁽⁵⁾	14.173	11.207	26,5%	14.173	11.207	26,5%
Produção Bruta de Energia Elétrica (MW médios) ⁽⁶⁾	5.460	5.559	-1,8%	4.462	3.793	17,6%
Energia Vendida (MW médios) ⁽⁷⁾	3.745	4.386	-14,6%	4.000	4.266	-6,2%
Preço Líquido Médio de Venda (R\$/MWh) ⁽⁸⁾	217,52	195,13	11,5%	209,11	194,08	7,7%
Número de Empregados - Total	1.577	1.584	-0,4%	1.577	1.584	-0,4%
Empregados EBE	1.461	1.460	0,1%	1.461	1.460	0,1%
Empregados em Projetos em Construção	116	124	-6,5%	116	124	-6,5%

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 dos últimos 4 trimestres / patrimônio líquido.

⁴ ROIC: taxa efetiva x EBIT / 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

Se por um lado o terceiro trimestre de 2021 teve como contexto a redução das incertezas relacionadas à pandemia, em especial por conta do avanço da vacinação, por outro estivemos diante do cenário hidrológico mais desafiador dos últimos 91 anos. O período também representou um momento importante para fortalecimento do nosso posicionamento, em especial motivado pelo alinhamento com órgãos reguladores, resultando na aprovação da Lei 14.182/21, a qual confirmou a interpretação da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), de estender a compensação por perdas hidrológicas do Fator de Ajuste da Energia Assegurada (GSF) para as usinas que repactuaram o risco hidrológico para o período anterior a 2015 e para as usinas estruturantes, proporcionando maior estabilidade regulatória aos geradores. Começamos também a colher os frutos da diversificação dos nossos negócios e seguimos focados em nossa estratégia de proteção do portfólio de geração e na eficiente operação dos nossos ativos.

A produção de energia elétrica nas usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia foi 1,8% inferior à produção do 3T20, principalmente em função da crise hídrica que impactou diretamente a geração hidrelétrica, onde a redução foi de 7,5%. Como consequência, o despacho das usinas termelétricas de todo o Sistema Interligado Nacional se elevou para suprir a demanda de energia, levando a um aumento de 11,2% na produção das termelétricas operadas pela Companhia. Já o aumento de 20,1% nas usinas complementares foi consequência direta da entrada em operação comercial do Conjunto Eólico Campo Largo II.

A receita operacional líquida atingiu R\$ 3,4 bilhões, 5,6% superior ao 3T20 e 15,1% no acumulado dos nove meses, refletindo a combinação do aumento de 11,5% no preço médio de venda e queda de 13,2% nas receitas decorrentes do segmento de transmissão.

Conforme antecipado no segundo trimestre de 2021, foram reconhecidos no 3T21 os efeitos da Lei 14.182/21, conforme acima mencionado. Como efeito imediato da recuperação de custos passados de energia das usinas em que temos 100% do controle, houve a compensação do valor de R\$ 372 milhões. Em breve, este reconhecimento se dará também nas usinas em que a ENGIE tem participação, nominalmente as hidrelétricas Itá, Machadinho e Estreito.

O Ebitda totalizou R\$ 1,7 bilhão, aumento de 22,1% em relação ao 3T20 – nos 9M21 o Ebitda acumula R\$ 4,9 bilhões. O lucro líquido aumentou 30,4% em relação ao mesmo período do ano passado, somando R\$ 639 milhões – nos nove meses o lucro líquido foi de R\$ 1,5 bilhão. Excluindo o efeito não recorrente da reversão de *impairment* relativo à reavaliação do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda e da Usina de Cogeração Lages, o Ebitda teria apresentado um crescimento de 18,5% e o lucro líquido de 23,5%.

Avançamos também na implantação dos novos projetos. No segmento de transmissão, duas linhas do Sistema de Transmissão Gralha Azul foram energizadas em 21 de agosto de 2021, iniciando a operação do empreendimento, que atingiu 95% de avanço geral no 3T21. Além disso, houve avanço geral de 89% da implantação das linhas de transmissão do Projeto Novo Estado até o final do 3T21 e, embora a previsão de conclusão da implantação do empreendimento tenha passado para o final do 1S22, a energização dos primeiros sistemas que compõem o projeto continua prevista para o quarto trimestre de 2021, e corresponderão à cerca de 55% da Receita Anual Permitida (RAP) do empreendimento.

Já nos projetos de geração de energia eólica, em 2 de setembro, Campo Largo II atingiu 100% de sua capacidade instalada de 361,2 MW em operação comercial e, no Conjunto Eólico Santo Agostinho – Fase I, foram iniciadas as atividades de construção de acessos, escavação das bases dos aerogeradores e a implantação das redes de média tensão e construção da subestação coletora.

Em linha com a estratégia global do Grupo ENGIE para descarbonização do portfólio com o objetivo de direcionar investimentos para energia renovável e infraestrutura, a ENGIE Brasil Energia evoluiu nas negociações de venda dos seus ativos a carvão no Brasil. Como evento subsequente, em 18 de outubro, ocorreu o *closing* da venda dos ativos do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda para a FRAM Capital. Além disso, a Companhia continua avaliando propostas para a Usina Termelétrica Pampa Sul.

Olhando para o futuro, também assinamos em setembro a compra do projeto do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, localizado no município de Assú (RN), adicionando 750 MW ao nosso pipeline de projetos em estágio avançado de desenvolvimento, que soma agora 2,2 GW e confirma o nosso compromisso em atuar na aceleração da transição da matriz elétrica brasileira.

Nossa previsão de investimentos para o ano de 2021 é de R\$ 3,5 bilhões e no 3T21 os investimentos somavam R\$ 881 milhões. Nossa posição de caixa, na ordem de R\$ 4,6 bilhões e a relação dívida líquida/Ebitda de 2,0x, mantém a Companhia em condição confortável.

A estratégia de diversificação de portfólio e o apetite por crescimento continuam sendo forças motrizes da nossa atuação, consolidando a ENGIE Brasil Energia como uma plataforma sólida e robusta de investimentos no setor. Temos pela frente a perspectiva de uma abertura de mercado ainda maior, além da desafiadora hidrologia que requer excelência na gestão de nossos ativos e em nossa estratégia de comercialização. Atentos às tendências, continuamos trabalhando para agregar cada vez mais valor ao nosso relacionamento com clientes e outros públicos de interesse, atuando com base na escuta ativa para o desenvolvimento de ações e soluções que endereçam suas principais necessidades.

”

“Em linha com a estratégia global do Grupo ENGIE para descarbonização do portfólio com o objetivo de direcionar investimentos para energia renovável e infraestrutura, a ENGIE Brasil Energia evoluiu nas negociações de venda dos seus ativos a carvão no Brasil.”

Conscientes da relevância do nosso papel e com o objetivo de protagonizar a transição energética no país, mantemos nosso compromisso com a transparência, disciplina financeira, respeito ao meio ambiente, apoio às comunidades e foco na eficiência operacional como possibilitadores do sucesso dos nossos negócios em longo prazo. Compreendemos a sustentabilidade e os princípios ESG (Ambiental, Social e Governança) como diferenciais competitivos que orientam a visão de futuro da Companhia e continuaremos contribuindo com o planeta indo além da energia que geramos, transmitimos e comercializamos.



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 3T21, conta com 9.075,7 MW de capacidade instalada, operando um parque gerador de 10.796,4 MW, composto de 71 usinas, sendo 11 hidrelétricas, quatro termelétricas e 56 complementares — centrais a biomassa, PCHs, eólicas e solares —, das quais 67 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 30 de agosto, a Companhia assinou contrato de Compra e Venda do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, cujo fechamento ocorreu em 18 de outubro, em linha com o processo de descarbonização do Grupo ENGIE, contudo, o ativo permanece no parque gerador da Companhia até a autorização da Aneel para sua transferência.

Parque Gerador em 30 de setembro 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	out/30	564,7
Salto Santiago	Hidrelétrica	Rio Iguaçu (PR)	1.420,0	1.420,0	nov/30	733,3
Machadinho	Hidrelétrica	Rio Uruguai (SC e RS)	1.140,0	403,9	jul/32	165,3
Estreito	Hidrelétrica	Rio Tocantins (TO/MA)	1.087,0	435,6	nov/37	256,9
Salto Osório	Hidrelétrica	Rio Iguaçu (PR)	1.078,0	1.078,0	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 Araguari (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
Complexo Jorge Lacerda ¹	Termelétrica	Capivari de Baixo (SC)	857,0	857,0	set/28	649,9
Pampa Sul	Termelétrica	Candiota (RS)	345,0	345,0	mar/50	323,5
Total - Termelétricas			1.202,0	1.202,0		973,4
Conjunto Umburanas ²	Eólica	Umburanas (BA)	360,0	360,0	ago/49	213,3
Conjunto Campo Largo I ³	Eólica	Umburanas (BA)	326,7	326,7	jul/50	166,5
Conjunto Campo Largo II ⁴	Eólica	Umburanas (BA)	361,2	361,2	dez/54	192,5
Conjunto Trairi ⁵	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 ⁶	0,3
Tubarão	Eólica	Tubarão (SC)	2,1	2,1	não aplicável ⁶	0,3
Total - Complementares			1.492,1	1.482,0		768,1
Total			10.796,4	9.075,7		5.159,2

* Não considera a extensão de concessões de usinas com participação em consórcio (Itá, Machadinho e Estreito), decorrente da adesão à repactuação do risco hidrológico de que tratam as Leis 14.052/2020 e 14.182/2021.

¹ Complexo composto por 3 usinas.

² Conjunto composto por 18 centrais eólicas.

³ Conjunto composto por 11 centrais eólicas.

⁴ Complexo composto por 11 centrais eólicas.

⁵ Conjunto composto por 8 centrais eólicas.

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

Ativos de Transporte de Gás

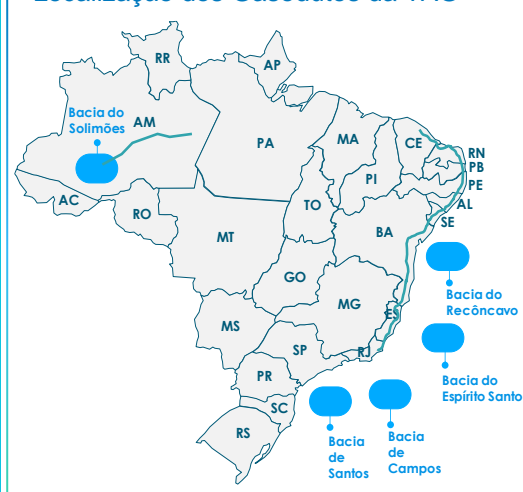


Transportadora Associada de Gás S.A. - TAG (TAG).

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, 14 pontos de entrada de gás ativos (incluindo dois 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



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.

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, com previsão de entrega de 2,3 milhões de metros cúbicos (Mm³) de gás por dia, com duração de até um ano. Este é o primeiro contrato relevante de transporte de gás assinado com novo agente no contexto de desverticalização do setor e abertura do mercado de gás no Brasil, e faz parte do esforço da empresa em viabilizar o acesso de novos clientes à malha da TAG, o que é fundamental para o

crescimento do setor e para a atração de mais investimentos em toda a cadeia.

Em 2021, a TAG 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.

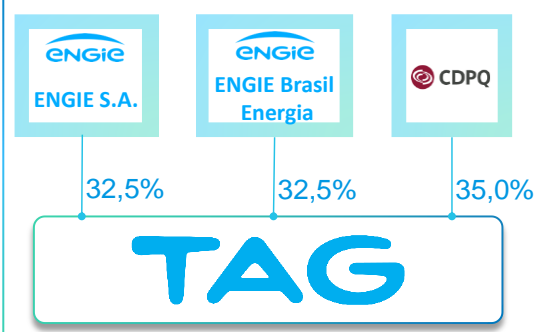
A Fitch Ratings divulgou sua primeira avaliação de risco, classificando a TAG com AAA(bra) no Rating Nacional de Longo Prazo e BB no IDR (Ratings de Inadimplência do Emissor), um nível acima da nota de risco do Brasil, alcançando a melhor classificação possível para uma empresa brasileira com atividade exclusivamente local.

Detalhamento dos Contratos

Gasoduto	Tamanho (km)	Maturidade do Contrato	Volumes Contratados (MM m³/dia)	% da Receita Operacional Líquida*	Índice de reajuste
Gasene	1.400	nov-33	30,3	37,8%	IGPM/PPV/FX
Malha NE	2.000	dez-25	21,6	22,4%	IGPM
Pilar-Ipojuca	200	nov-31	15,0	5,9%	IGPM
Urucu-Coari-Manaus	800	nov-30	6,7	33,9%	IGPM/IPCA
Lagoa Parda-Vitória	100	Em negociação		0,0%	IGPM
Total	4.500,0		73,6	100,0%	

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

Estrutura Societária



Geração Solar Distribuída



ENGIE Geração Solar Distribuída. A Companhia atua desde 2016 no mercado de geração distribuída, por meio da ENGIE Geração Solar Distribuída S.A. (EGSD), empresa cuja aquisição da totalidade do capital social foi concluída em agosto de 2018.

O terceiro trimestre de 2021 caracterizou-se pelo início da obra de 10 usinas, totalizando cerca de 9 MWp em construção, com previsão de conclusão até o final de 2021. Desde o início de suas operações, a empresa atingiu um total de 2.628 sistemas instalados, somando 61,9 MWp de capacidade instalada.

A EGSD está focada atualmente em desenvolver projetos industriais para grandes consumidores, na modalidade BOT (*Build, Operate and Transfer*), onde já tivemos neste último trimestre a assinatura de um contrato para desenvolvimento de um projeto 2,8 MWp.

Número de unidades e potência instalada



Sistema em implantação 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 apoiarão 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.

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.

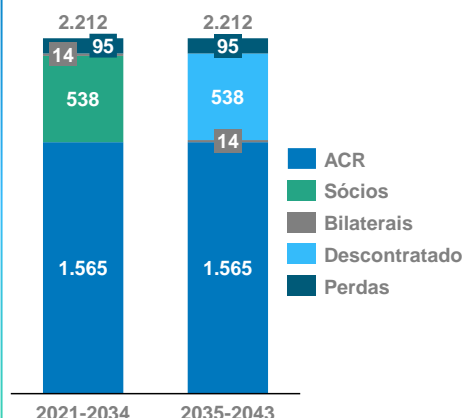


Jirau Energia. A Jirau Energia, nova denominação da Energia Sustentável do Brasil S.A. (ESBR), é responsável pela manutenção, operação e venda da energia gerada pela Usina Hidrelétrica Jirau, localizada no Rio Madeira, em Porto Velho, estado de Rondônia.

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

MW médios

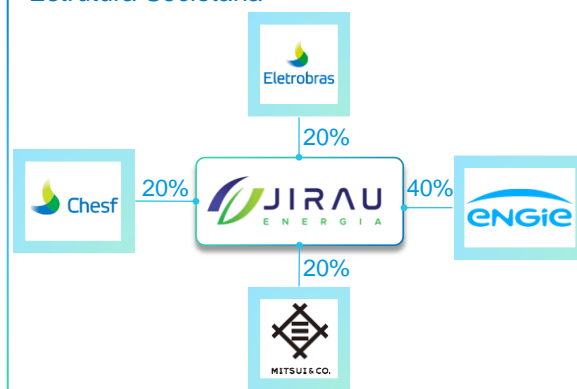


Em maio de 2017, a ENGIE Brasil Participações (EBP) divulgou a contratação do Banco Itaú BBA S.A.

para a prestação de serviços de assessoria financeira na preparação de estudo econômico-financeiro para elaboração de proposta de transferência para a ENGIE Brasil Energia de sua participação de 40% na 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 3T21, a Usina gerou 676,0 MW médios, 1,5% acima dos 666,2 MW médios gerados no 3T20, 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).

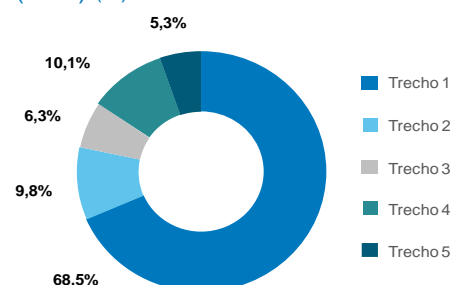
Estrutura Societária



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 3T21, a implantação do Sistema de Transmissão Gralha Azul atingiu 95% de avanço geral, com as obras civis e montagem eletromecânica das linhas de transmissão e subestações, atendendo os prazos previstos no contrato federal de concessão. As Linhas de Transmissão (LT) 230kV – Ponta Grossa – São Mateus do Sul e Ponta Grossa - Ponta Grossa Sul, foram energizadas em 21 de agosto, iniciando a operação do empreendimento.

Parcela da Receita Anual Permitida (RAP) (%)



Subestação Ponta Grossa

A operação comercial da parte restante dos grupos de instalações de transmissão, que irão permitir o recebimento da RAP integral do projeto, está prevista para ocorrer ainda em 2021, 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)	Capex estimado (R\$ milhões)*
1	Paraná (PR)	231,7	1.700,0
Total		231,7	1.700,0

* Valor em dezembro de 2017



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 3T21 o avanço geral do projeto Novo Estado estava em 89%. As obras estão em andamento, tendo atingido 92% das fundações das torres concluídas, 78% da montagem e 33% do lançamento dos cabos condutores das linhas de transmissão. A obra da Subestação Serra Pelada (PA) está com as atividades de comissionamento em andamento assim como a subestação Itacaiúnas. Está prevista a energização dos primeiros sistemas que compõem o projeto no quarto trimestre de 2021, que permitirá o recebimento de cerca de 55% da Receita Anual Permitida (RAP) do empreendimento. A previsão de entrada em operação completa está prevista para o final do 1S22.

A postergação dos prazos de conclusão do projeto foi motivada, em conjunto, pela pandemia da Covid-19, pelo período chuvoso na região e pelas paralizações ocorridas após o acidente, em 16 de julho de 2021. Em decorrência do acidente, houve ampliação dos procedimentos e controles de saúde e segurança, vigentes anteriormente, onde a Companhia adotou como critério a testagem de 100% das fundações das torres, de forma a mitigar o risco de ocorrências futuras.



Subestação Serra Pelada

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

* Base março de 2020, desconsiderando custo de aquisição

Projeto 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. O licenciamento da linha de transmissão e do bay de conexão, por sua vez, aguardam o avanço do processo regulatório.

No terceiro trimestre de 2021, com a conclusão da mobilização das contratadas responsáveis pelas obras civis e *Balance of Plant* (BoP), foi atingido 3,5% de avanço físico global, já tendo sido iniciadas nos parques eólicos as atividades de construção de acessos, escavação das bases dos aerogeradores e a implantação das redes de Média Tensão. Foram iniciadas ainda as atividades de construção da Subestação Coletora.



Concretagem das fundações da subestação

Projetos em Desenvolvimento

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)	
			Total	Participação da Companhia
Conjunto Fotovoltaico Assú Sol	Solar	Assú (RN)	750,0	750,0
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)	366,0	366,0
Conjunto Umburanas - Fase II	Eólica	Umburanas (BA)	250,0	250,0
Conjunto Campo Largo III	Eólica	Umburanas e Sento Sé (BA)	250,0	250,0
Assú - Centrais I, II, III e IV	Solar	Assú (RN)	120,0	120,0
Alvorada	Solar	Bom Jesus da Lapa (BA)	90,0	90,0
Total			2.226,0	2.226,0



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 fase de desenvolvimento, sua **capacidade instalada total está prevista em 366 MW**, sujeita a variação durante o desenvolvimento do projeto, e já conta com a licença prévia emitida pelo Instituto de Desenvolvimento Sustentável e Meio Ambiente (Idema), órgão ambiental do estado do Rio Grande do Norte, declarando o empreendimento ambientalmente viável. Em junho de 2020, foi protocolado no Idema a solicitação de licença de instalação, esperada para ser emitida até o final do ano.



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



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



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



Conjunto Fotovoltaico Assú Sol. Em setembro de 2021, foi assinado contrato de compra e venda para aquisição da totalidade do capital social da Assú Sol Geração de Energia SPE S.A., detentora do projeto do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, localizado no município de Assú, estado do Rio Grande do Norte, com **capacidade instalada total estimada de até 750 MW**. A conclusão da operação está condicionada ao cumprimento de determinadas condições precedentes. O projeto possui Licença Prévia, contratos fundiários firmados e teve seu pedido de Outorga protocolado, seguindo atualmente com o processo regulatório para obtenção do Parecer de Acesso. A Companhia pretende seguir com a implantação, mediante a aprovação do investimento conforme a governança do Grupo.

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 **3T21**, as usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia atingiram índice de disponibilidade interna global de **89,9%**, **(considerando-se as paradas programadas)**, sendo 94,4% nas usinas hidrelétricas, 57,6% nas termelétricas e 91,7% nas usinas de fontes complementares — PCHs, biomassas, eólicas e fotovoltaicas.

A disponibilidade das **usinas hidrelétricas** registrou um aumento de 1,1 p.p., em relação ao 3T20, principalmente por conta da maior disponibilidade da Usina Hidrelétrica Jaguará, que esteve com a Unidade Geradora 03 em manutenção programada no mesmo trimestre de 2020.

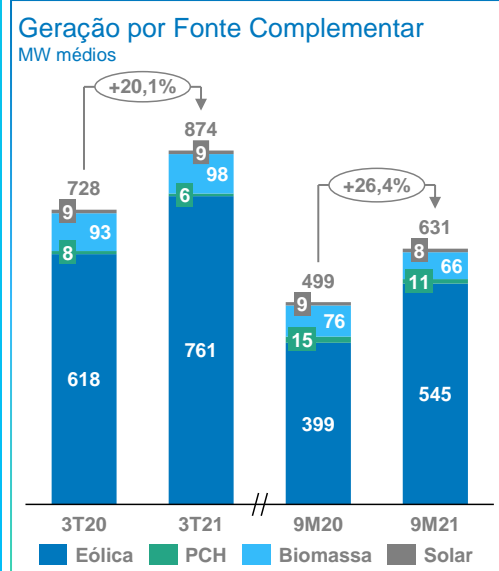
Em relação às **usinas termelétricas**, houve redução no índice de disponibilidade em 7,8 p.p., se comparado ao 3T20, decorrente de manutenções programadas na Usina Termelétrica Jorge Lacerda C e na Usina Termelétrica Pampa Sul.

Já nas **usinas complementares**, foi observada uma redução de 1,8 p.p., influenciada pela menor disponibilidade verificada nos parques eólicos dos Conjuntos Eólicos Campo Largo I e Umburanas, em relação ao 3T20.

Produção de Energia

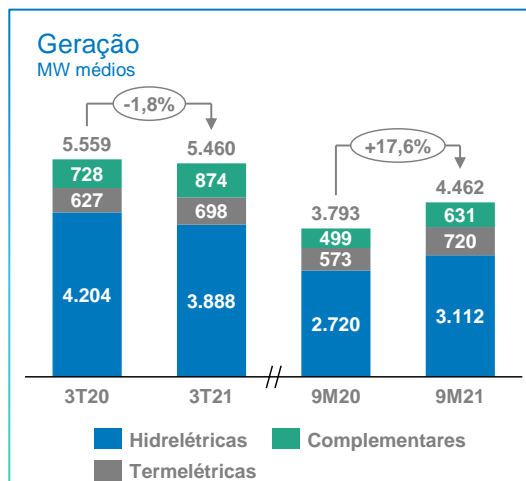
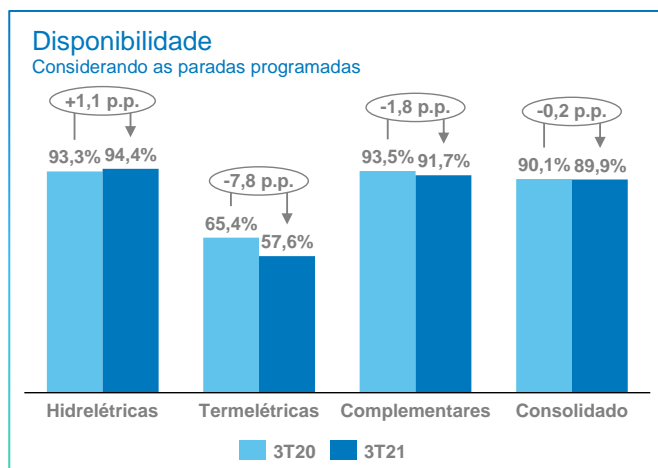
A **produção de energia elétrica nas usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia** foi de 12.055 GWh (5.460 MW médios) no 3T21, montante **1,8% inferior** à produção do 3T20. Do total gerado, as usinas hidrelétricas foram responsáveis por 8.584 GWh (3.888 MW médios); as termelétricas, por 1.541 GWh (698 MW médios); e as complementares, por 1.930 GWh (874 MW médios). Esses resultados representam redução de 7,5% na geração das usinas hidrelétricas e aumentos de 11,2% e 20,1% nas termelétricas e complementares, respectivamente, em comparação ao 3T20.

A redução da geração total das usinas hidrelétricas no 3T21, em comparação ao 3T20, se deve às condições hidrológicas desfavoráveis nas bacias hidrográficas onde localizam-se as usinas da Companhia, com maior impacto no subsistema Sul e Sudeste. Vale



ressaltar que o Brasil está enfrentando uma crise hídrica em 2021, que impacta de forma direta a geração hidrelétrica. Em consequência, o despacho das usinas termelétricas de todo o Sistema Interligado Nacional está elevado para suprir a demanda de energia. Isso explica o aumento da geração total das termelétricas da Companhia, que ocorreu em razão da elevação do custo marginal da operação no 3T21, que demandou o despacho das unidades em carga plena ao longo de todo período, com exceção da UTE Pampa Sul, que esteve em manutenção durante o mês de setembro.

Já o expressivo aumento na geração das usinas complementares, se comparado ao mesmo trimestre do ano anterior, foi devido a conclusão das obras de Campo Largo II e sua entrada em operação comercial integral, sendo este conjunto eólico responsável por produzir 457 GWh no 3T21, representando 23,7% da geração verificada nas usinas complementares.



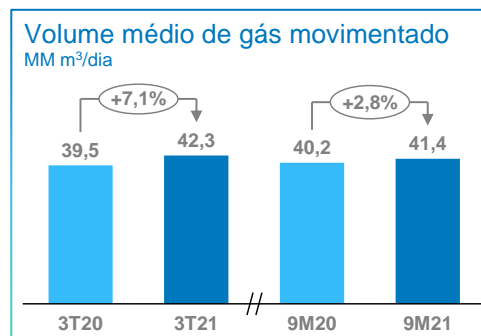
Cumprir destacar que a redução da produção hidrelétrica não implica obrigatoriamente em deterioração do desempenho econômico-financeiro da Companhia, por conta da aplicação do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), que compartilha os riscos hidrológicos inerentes à geração hidrelétrica entre seus participantes. Já em relação à geração termelétrica, seu aumento pode reduzir (em razão do nível de contratação da Companhia) a exposição ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), mantidas as outras variáveis.

Transporte de Gás

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

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

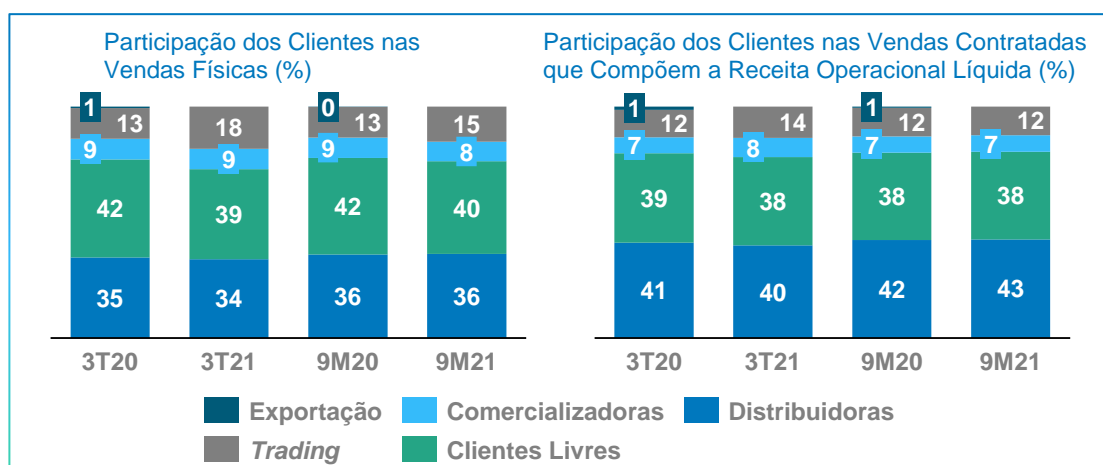
No 3T21, a TAG transportou um volume médio de gás de 42,3 milhões de m³/dia (39,5 milhões de m³/dia no 3T20).



Portfólio de Venda de Energia Elétrica

No 3T21, a participação de consumidores livres no portfólio da Companhia alcançou 38,9% do total das vendas físicas e 38,2% do total da receita operacional líquida (com exceção de CCEE e outras receitas), reduções de 3,5 p.p. e 0,4 p.p., respectivamente, em relação ao mesmo período do ano anterior.

A redução da participação de consumidores livres nas vendas físicas foi motivada, principalmente, pela menor disponibilidade de energia devido ao cenário hídrico, pelos menores volumes de compras e pelo encerramento de contratos, o que foi parcialmente atenuado por novos contratos de venda de energia celebrados no 3T21. Já a elevação na receita operacional líquida, entre os períodos em análise, ocorreu, essencialmente, pelo efeito da correção monetária dos contratos existentes e pelas novas contratações com preços médios superiores à média dos contratos existentes ou finalizados.



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

Balanço de Energia

(em MW médios)

	2021	2022	2023	2024	2025	2026				
Recursos Próprios	4.680	4.335	4.483	4.550	4.540	4.537	Preço Bruto	Data de	Preço Bruto	Preço Líquido de
+ Compras para Revenda	1.260	1.265	992	813	353	307	no Leilão	Referência	Corrigido	PIS/COFINS/P&D
= Recursos Totais (A)	5.940	5.600	5.475	5.363	4.893	4.844	(R\$/MWh)		(R\$/MWh)	(R\$/MWh)
Vendas Leilões do Governo ¹	2.012	2.012	2.012	2.007	1.994	1.984				
2005-EN-2010-30	200	200	200	200	200	200	115,1	dez-05	258,6	232,3
2006-EN-2009-30	493	493	493	493	493	493	128,4	jun-06	284,4	255,5
2006-EN-2011-30	148	148	148	148	148	148	135,0	nov-06	296,2	266,1
2007-EN-2012-30	256	256	256	256	256	256	126,6	out-07	265,9	238,9
Proinfa	19	19	19	19	19	19	147,8	jun-04	418,4	403,1
1º Leilão de Reserva	14	14	14	14	2	-	158,1	ago-08	311,5	300,1
Mix de leilões (Energia Nova / Reserva)	14	14	14	9	8	-	-	-	311,3	300,0
2014-EN-2019-25	295	295	295	295	295	295	183,5	mar-14	270,0	242,6
2014-EN-2019-25	10	10	10	10	10	10	206,2	nov-14	283,8	273,4
2014-EN-2019-20	82	82	82	82	82	82	139,3	nov-14	192,3	174,5
2015-EN-2018-20	46	46	46	46	46	46	188,5	ago-15	241,1	218,8
8º Leilão de Reserva	9	9	9	9	9	9	303,0	nov-15	370,2	336,0
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	3.197	2.973	2.511	1.993	1.427	939				
= Vendas Totais (B)	5.209	4.985	4.523	4.000	3.421	2.923				
Saldo (A - B)	731	615	952	1.363	1.472	1.921				
Preço médio de venda (R\$/MWh) (líquido) ^{2,3}	203,4	212,2	208,5							
Preço médio de compra (R\$/MWh) (líquido) ⁴ :	198,5	178,4	161,6							

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 – 3T21 x 3T20 (em R\$ milhões)					
	Energia elétrica			Painéis Solares	Transporte de Gás	Consolidado
	Geração ¹	Transmissão	Trading			
3T21						
Receita operacional líquida	2.228	890	269	2	-	3.389
Custos operacionais	(979)	(740)	(268)	(5)	-	(1.992)
Lucro (prejuízo) bruto	1.249	150	1	(3)	-	1.397
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(83)	(6)	(1)	(1)	-	(91)
Reversão de <i>impairment</i> , líquida	51	-	-	-	-	51
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	-	152	152
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	1.217	144	-	(4)	152	1.509
3T20						
Receita operacional líquida	2.163	786	244	16	-	3.209
Custos operacionais	(1.053)	(731)	(238)	(18)	-	(2.040)
Lucro (prejuízo) bruto	1.110	55	6	(2)	-	1.169
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(59)	-	(1)	(1)	-	(61)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	-	102	102
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	1.051	55	5	(3)	102	1.210
Variação						
Receita operacional líquida	65	104	25	(14)	-	180
Custos operacionais	74	(9)	(30)	13	-	48
Lucro (prejuízo) bruto	139	95	(5)	(1)	-	228
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(24)	(6)	-	-	-	(30)
Reversão de <i>impairment</i> , líquida	51	-	-	-	-	51
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	-	50	50
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	166	89	(5)	(1)	50	299

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").

Receita Operacional Líquida

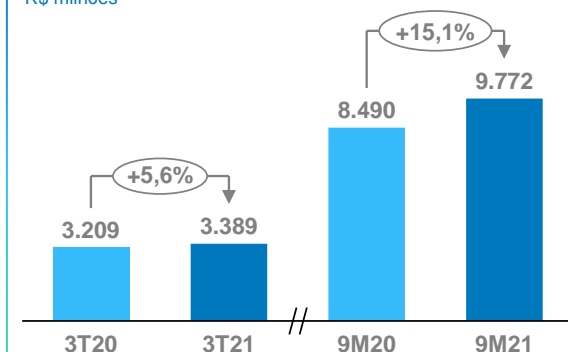
	Receita por segmento – 3T21 x 3T20 (em R\$ milhões)				
	Energia elétrica			Painéis Solares	Consolidado
	Geração	Transmissão	Trading		
3T21					
Distribuidoras de energia elétrica	832	-	-	-	832
Consumidores livres	793	-	-	-	793
Receita de construção	-	671	-	-	671
Remuneração dos ativos de concessão	150	219	-	-	369
Operações de <i>trading</i> de energia	-	-	280	-	280
Transações no mercado de curto prazo	234	-	15	-	249
Comercializadoras de energia elétrica	174	-	-	-	174
Receita de serviços prestados	34	-	-	-	34
Ganhos não realizados em operações de <i>trading</i> ²	-	-	(26)	-	(26)
Outras receitas	11	-	-	2	13
Receita operacional líquida	2.228	890	269	2	3.389
3T20					
Distribuidoras de energia elétrica	883	-	-	-	883
Consumidores livres	828	-	-	-	828
Receita de construção	-	749	-	-	749
Remuneração dos ativos de concessão	101	37	-	-	138
Operações de <i>trading</i> de energia	-	-	256	-	256
Transações no mercado de curto prazo	132	-	6	-	138
Comercializadoras de energia elétrica	148	-	-	-	148
Receita de serviços prestados	31	-	-	-	31
Ganhos não realizados em operações de <i>trading</i>	-	-	(18)	-	(18)
Exportação de energia elétrica	30	-	-	-	30
Outras receitas	10	-	-	16	26
Receita operacional líquida	2.163	786	244	16	3.209
Variação					
Distribuidoras de energia elétrica	(51)	-	-	-	(51)
Consumidores livres	(35)	-	-	-	(35)
Receita de construção	-	(78)	-	-	(78)
Remuneração dos ativos de concessão	49	182	-	-	231
Operações de <i>trading</i> de energia	-	-	24	-	24
Transações no mercado de curto prazo	102	-	9	-	111
Comercializadoras de energia elétrica	26	-	-	-	26
Receita de serviços prestados	3	-	-	-	3
Ganhos não realizados em operações de <i>trading</i>	-	-	(8)	-	(8)
Exportação de energia elétrica	(30)	-	-	-	(30)
Outras receitas	1	-	-	(14)	(13)
Receita operacional líquida	65	104	25	(14)	180

No 3T21, a receita operacional líquida aumentou 5,6% (R\$ 180 milhões) quando comparada ao 3T20, passando de R\$ 3.209 milhões para R\$ 3.389 milhões. Essa variação foi reflexo, principalmente, dos seguintes fatores:

Geração e venda de energia do portfólio: aumento de R\$ 65 milhões (3,0%), motivado, substancialmente, pelos seguintes acréscimos: (i) R\$ 102 milhões nas transações realizadas no mercado de curto prazo, principalmente na CCEE; e (ii) R\$ 49 milhões de remuneração dos ativos financeiros relativos à parcela do pagamento pela outorga das concessões das Usinas Hidrelétricas Jaguará e Miranda referente a energia destinada ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR), em razão da maior inflação entre os trimestres analisados. Esses efeitos foram parcialmente atenuados por decréscimos de: (iii) R\$ 60 milhões na receita com contratos bilaterais de energia, desconsiderando as transações realizadas no mercado de curto prazo, resultado da combinação de: (iii.i) redução de R\$ 254 milhões na quantidade de energia vendida; e (iii.ii) aumento de R\$ 194 milhões correspondentes ao aumento do preço médio líquido de venda; e (iv) R\$ 30 milhões decorrentes de exportação de energia, no 3T20.

Receita Operacional Líquida

R\$ milhões



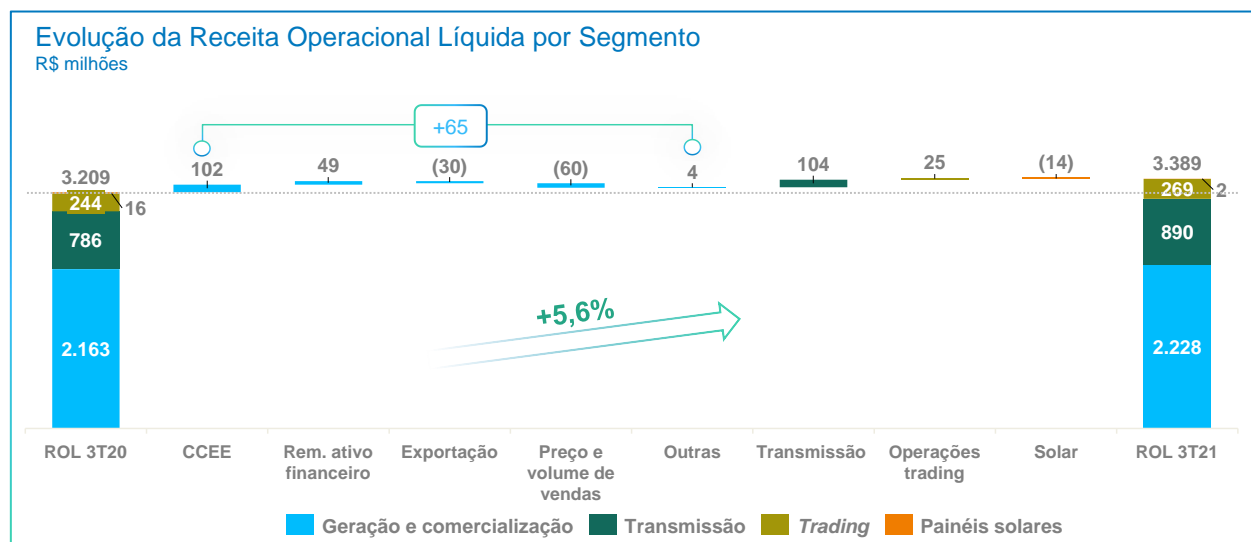
² Nos trimestres em análise, a Companhia apurou redução de ganhos não realizados em operações de *trading*, considerando os resultados auferidos em 2021 e 2020.

Transmissão: elevação de R\$ 104 milhões (13,2%) em consequência dos avanços nas execuções das obras dos Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado. Destaca-se que a receita contábil decorrente da construção dos ativos de transmissão é resultante da aplicação do Pronunciamento Contábil CPC 47 – Receita de Contrato com Cliente.

Trading: aumento de R\$ 25 milhões (10,2%) oriundo, principalmente, da maior receita nas operações realizadas e nas transações no mercado de curto prazo. Este aumento foi atenuado pelo acréscimo no resultado negativo da marcação a mercado das vendas futuras.

Painéis solares: queda de R\$ 14 milhões (87,5%) nas vendas e instalação de painéis solares.

Os resultados dos segmentos de *trading* e de transmissão serão comentados em “Resultado operacional do segmento de *trading* de energia” e “Resultado operacional do segmento de transmissão de energia”.



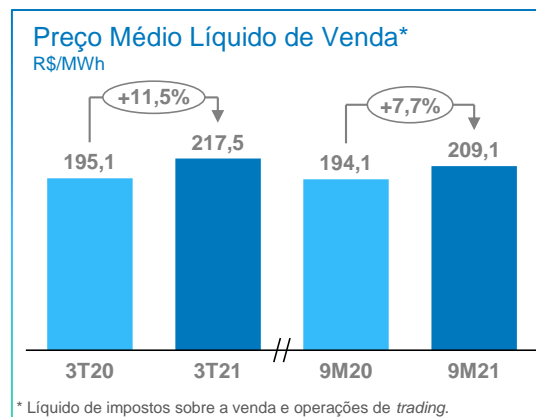
Comentários sobre as Variações da Receita Operacional Líquida

➤ 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\$ 217,52/MWh no 3T21, 11,5% superior** ao obtido no 3T20, cujo valor foi de R\$ 195,13/MWh.

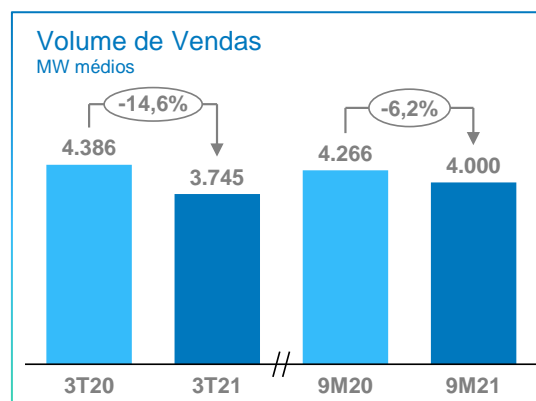
A elevação do preço foi motivada, substancialmente, pela atualização monetária dos contratos vigentes e pelas novas contratações de comercializadoras, com preços superiores à média dos contratos existentes ou finalizados, haja vista o acréscimo dos preços de mercado observados em 2021.



➤ Volume de Vendas

A **quantidade de energia vendida** em contratos passou de 9.685 GWh (4.386 MW médios) no 3T20 para **8.270 GWh (3.745 MW médios) no 3T21**, uma redução de 1.415 GWh (641 MW médios) entre os períodos comparados (14,6%).

A redução na quantidade de energia vendida foi motivada, substancialmente, pela menor disponibilidade de energia devido ao cenário hídrico, pelos menores volumes de compras.



➤ Receita de Venda de Energia Elétrica

• Distribuidoras:

A receita de venda a distribuidoras alcançou R\$ 832 milhões no 3T21, R\$ 51 milhões (5,8%) inferior aos R\$ 883 milhões auferidos no 3T20. A redução foi ocasionada pelos seguintes efeitos: (i) R\$ 98 milhões — decréscimo de 430 GWh (194 MW médios) na quantidade vendida; e (ii) R\$ 47 milhões — aumento de 5,3% no preço médio líquido de vendas.

O decréscimo no volume de vendas foi motivado, principalmente, em razão de paradas programadas na controlada Pampa Sul e pelos efeitos de sazonalização dos volumes contratados entre os trimestres. Já o aumento no preço médio líquido de vendas foi motivado, substancialmente, pelos efeitos da atualização monetária dos contratos vigentes.

• Consumidores Livres:

A receita de venda a consumidores livres reduziu R\$ 35 milhões (4,2%) entre os trimestres em análise, passando de R\$ 828 milhões no 3T20 para R\$ 793 milhões no 3T21. Os seguintes eventos contribuíram para esta variação: (i) R\$ 141 milhões — diminuição de 806 GWh (365 MW médios) no volume de energia vendida; e (ii) R\$ 106 milhões — acréscimo de 12,9% no preço médio líquido de vendas.

A redução na quantidade de energia vendida foi motivada, substancialmente, pela menor disponibilidade de energia devido ao cenário hídrico, pelos menores volumes de compras e pelo encerramento de contratos. Esse decréscimo foi parcialmente atenuado por novos contratos de venda de energia celebrados no 3T21.

A elevação do preço decorreu, substancialmente, pelo efeito da correção monetária dos contratos existentes e pelas novas contratações com preços médios superiores à média dos contratos existentes ou finalizados.

• Comercializadoras:

No 3T21, a receita de venda a comercializadoras foi de R\$ 174 milhões, R\$ 26 milhões (17,6%) superior à receita auferida no 3T20, que foi de R\$ 148 milhões. Esse acréscimo é oriundo dos seguintes aspectos: (i) R\$ 41 milhões — aumento de 27,7% no preço médio líquido de vendas; e (ii) R\$ 15 milhões — redução de 104 GWh (48 MW médios) no volume de energia vendida.

A aumento dos preços ocorre, basicamente, devido às novas contratações com preços superiores à média dos contratos existentes ou finalizados, haja vista o acréscimo dos preços de mercado observados em 2021 e pela correção 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:

No 3T20, com base na estratégia de gerenciamento de portfólio, a Companhia exportou energia para a Argentina, em caráter interruptível e com possibilidade de exportação até 31 de dezembro de 2022. A receita auferida no 3T20 foi de R\$ 30 milhões, com volume de energia transacionado de 75 GWh (34 MW médios). Não houve exportação de energia no 3T21.

➤ Remuneração dos Ativos Financeiros de Concessões

Os ativos de concessão 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 de concessão passou de R\$ 101 milhões, no 3T20, para R\$ 150 milhões no 3T21, aumento de R\$ 49 milhões (48,5%). O aumento é motivado, substancialmente, pela variação do IPCA entre os períodos em comparação e pelo aumento do saldo médio entre os períodos em comparação.

➤ Transações no Mercado de Energia de Curto Prazo

No 3T21, a receita auferida no mercado de curto prazo foi de R\$ 234 milhões, enquanto no 3T20 foi de R\$ 132 milhões, o que representa um aumento de R\$ 102 milhões (77,3%) entre os trimestres comparados. Mais explicações sobre tais operações e acerca da variação podem ser obtidas em “Detalhamento das operações de curto prazo”.

➤ Painéis Solares

A receita de venda e instalação de painéis solares, por meio da controlada ENGIE Geração Solar Distribuída S.A. (EGSD), entre os trimestres em análise, reduziu R\$ 14 milhões (87,5%), passando de R\$ 16 milhões no 3T20 para R\$ 2 milhões no 3T21. 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, em decorrência da pandemia da Covid-19.

Custos Operacionais

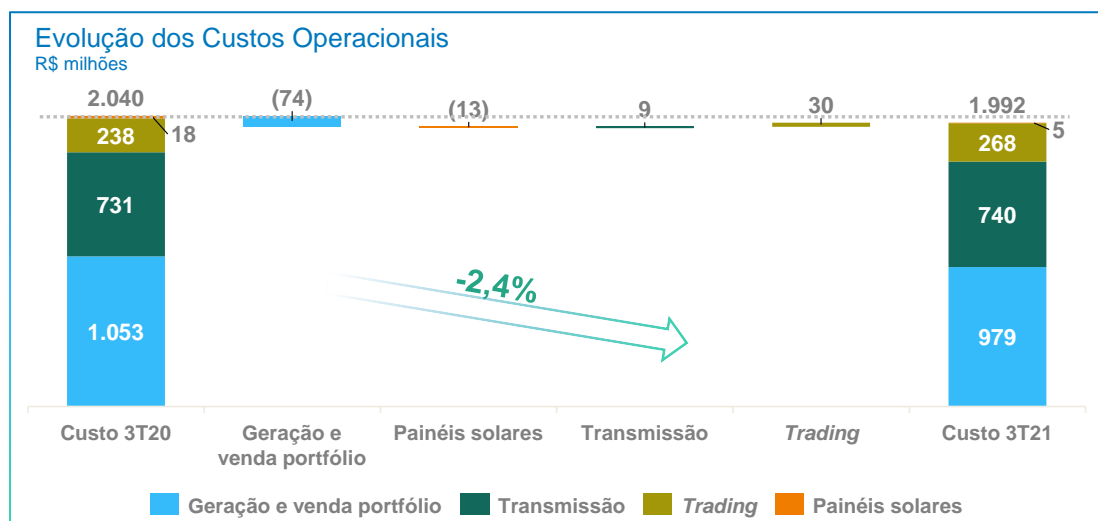
	Custos por segmento – 3T21 x 3T20 (em R\$ milhões)				
	Energia elétrica			Painéis Solares	Consolidado
	Geração	Transmissão	Trading		
3T21					
Custos de construção	-	740	-	-	740
Compras de energia	249	-	295	-	544
Transações no mercado de curto prazo	328	-	-	-	328
Depreciação e amortização	231	-	-	-	231
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	165	-	-	-	165
Materiais e serviços de terceiros	101	-	-	1	102
Combustíveis para geração	114	-	-	-	114
Pessoal	92	-	-	1	93
Royalties	33	-	-	-	33
Seguros	25	-	-	-	25
Repactuação do risco hidrológico	(372)	-	-	-	(372)
Perdas não realizadas em operações de trading³	-	-	(27)	-	(27)
Outros custos operacionais, líquidos	13	-	-	3	16
Custos operacionais	979	740	268	5	1.992
3T20					
Custos de construção	-	731	-	-	731
Compras de energia	402	-	262	-	664
Transações no mercado de curto prazo	23	-	-	-	23
Depreciação e amortização	218	-	-	-	218
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	141	-	-	-	141
Materiais e serviços de terceiros	84	-	-	4	88
Combustíveis para geração	46	-	-	-	46
Pessoal	63	-	-	2	65
Royalties	37	-	-	-	37
Seguros	22	-	-	-	22
Perdas não realizadas em operações de trading	-	-	(24)	-	(24)
Outros custos operacionais, líquidos	17	-	-	12	29
Custos operacionais	1.053	731	238	18	2.040
Variação					
Custos de construção	-	9	-	-	9
Compras de energia	(153)	-	33	-	(120)
Transações no mercado de curto prazo	305	-	-	-	305
Depreciação e amortização	13	-	-	-	13
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	24	-	-	-	24
Materiais e serviços de terceiros	17	-	-	(3)	14
Combustíveis para geração	68	-	-	-	68
Pessoal	29	-	-	(1)	28
Royalties	(4)	-	-	-	(4)
Seguros	3	-	-	-	3
Repactuação do risco hidrológico	(372)	-	-	-	(372)
Perdas não realizadas em operações de trading	-	-	(3)	-	(3)
Outros custos operacionais, líquidos	(4)	-	-	(9)	(13)
Custos operacionais	(74)	9	30	(13)	(48)

Os custos operacionais reduziram em R\$ 48 milhões (2,4%) entre os trimestres comparados, passando de R\$ 2.040 milhões no 3T20 para R\$ 1.992 milhões no 3T21. Esta variação foi reflexo dos seguintes fatores: (i) decréscimo no 3T21 de R\$ 74 milhões (7,0%) em relação ao 3T20, nos custos do segmento de geração e venda de energia do portfólio da Companhia; (ii) retração de R\$ 13 milhões (72,2%) de custos de venda e instalação de painéis solares; (iii) aumento de R\$ 30 milhões (12,6%) nos custos de operações de trading de energia; e (iv) acréscimo de R\$ 9 milhões (1,2%) de custos no segmento de transmissão.

Da variação observada no item (i), destaca-se o reconhecimento no 3T21 dos valores oriundos da recuperação de custos passados de energia, decorrente da retroatividade da repactuação do risco hidrológico de que trata a Lei nº 14.182/2021, de R\$ 372 milhões. Desconsiderando-se esse efeito, os custos operacionais do segmento de geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia do 3T21 aumentariam R\$ 298 milhões (28,3%), em relação ao 3T20.

Os custos dos segmentos de trading e de transmissão serão comentados em item específico.

³ Nos trimestres em análise, a Companhia apurou redução de perdas não realizadas em operações de trading, considerando os resultados auferidos em 2021 e 2020.



Comentários sobre as Variações dos Custos Operacionais

➤ Geração e Venda de Energia do Portfólio

» **Compras de energia:** entre o 3T20 e o 3T21 houve redução de R\$ 153 milhões (38,1%) nas operações de compras para a gestão de portfólio de energia, motivada por: (i) R\$ 209 milhões — decréscimo de 1.166 GWh (528 MW médios) na quantidade comprada; e (ii) R\$ 56 milhões — acréscimo de 28,7% no preço médio líquido de compras de energia.

O acréscimo observado no preço médio de compra foi motivado, principalmente, pelo aumento do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) observado entre os trimestres em comparação, principalmente, devido à crise hidrológica. Como consequência, observa-se decréscimo no volume, motivado pelas poucas oportunidades de compras com preços atrativos.

» **Transações no mercado de energia de curto prazo:** entre os trimestres em análise, os custos com essas transações foram superiores em R\$ 305 milhões. Mais explicações sobre tais operações e acerca da variação podem ser obtidas em "Detalhamento das operações de curto prazo".

» **Encargos de uso de rede elétrica e conexão:** aumento de R\$ 24 milhões (17,0%) entre os trimestres em comparação, reflexo, 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.

» **Materiais e serviços de terceiros:** elevação de R\$ 17 milhões (20,2%) no 3T21, em relação ao mesmo trimestre de 2020, resultante, substancialmente, dos acréscimos de R\$ 13 milhões nos custos de operação e manutenção do parque gerador, devido às atualizações contratuais e de R\$ 2 milhões com materiais de reposição e consumo.

» **Combustíveis para geração:** acréscimo de R\$ 68 milhões (147,8%) na comparação entre o 3T21 e o 3T20, devido, basicamente, ao maior consumo de carvão próprio, motivado pelo aumento no volume de geração térmica entre os períodos.

» **Pessoal:** aumento de R\$ 29 milhões (46,0%) no 3T21, em relação ao 3T20, resultante, principalmente, do reconhecimento dos custos decorrentes das adesões ao programa de demissão voluntária no 3T21, no valor de R\$ 24 milhões, e do reajuste anual da remuneração dos colaboradores.

» **Repactuação do risco hidrológico:** em 17 de setembro de 2021, foi publicado no Diário Oficial da União a Resolução Homologatória nº 2.932/2021, da Aneel, que homologou o prazo de extensão da outorga das usinas hidrelétricas participantes do MRE afetadas pela retroatividade da repactuação do risco hidrológico, cujo tratamento foi regulamentado pela Lei nº 14.182/2021, a qual altera a Lei nº 13.203/2015. Essa Resolução Homologatória complementa a Resolução Homologatória nº 2.919/2021 que definiu os prazos para aquelas usinas que não repactuaram o risco hidrológico em 2015, além das usinas cotistas. Como consequência, a Companhia reconheceu, no 3T21, o montante de R\$ 372 milhões como complemento ao valor já reconhecido em períodos anteriores.

Os demais custos deste segmento não apresentaram variações relevantes entre os trimestres em análise.

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 reduziu R\$ 5 milhões (83,3%), passando de R\$ 6 milhões no 3T20 para R\$ 1 milhão no 3T21. A variação é motivada pelos seguintes efeitos: (i) R\$ 9 milhões decorrentes do decréscimo no resultado bruto das transações realizadas de compra e venda de energia; (ii) R\$ 5 milhões de impacto negativo oriundo da marcação a mercado — diferença entre os preços contratados e os de mercado — das operações líquidas contratadas em aberto em 30 de setembro de 2021 e de 2020; e (iii) aumento de R\$ 9 milhões no resultado das transações no mercado de energia de curto prazo.

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.

O lucro operacional bruto do segmento de transmissão de energia aumentou no 3T21, em comparação ao 3T20, R\$ 95 milhões, devido, principalmente à evolução na execução das obras de construção dos Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado. Esse efeito foi, parcialmente, impactado pela expectativa de postergação da entrada em operação de algumas linhas de transmissão, em R\$ 84 milhões. Adicionalmente, a receita de remuneração de infraestrutura de transmissão também é impactada pela variação do IPCA.

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 3T21 e no 3T20, 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 — foi negativa em R\$ 79 milhões e positiva em R\$ 115 milhões, respectivamente. O montante representa uma **redução de R\$ 194 milhões entre os períodos comparados**, sendo um decréscimo de R\$ 203 milhões, no resultado das transações no segmento de geração e venda de energia do portfólio e incremento de R\$ 9 milhões, no resultado das transações de *trading* de energia.

Essa variação foi consequência, fundamentalmente, do maior impacto negativo do Fator de Ajuste do MRE (GSF) — já deduzido dos efeitos da repactuação do risco hidrológico. Esse efeito foi parcialmente atenuado pelos seguintes efeitos: (i) aumento de impacto financeiro de operações de curto prazo, principalmente pela variação do PLD; (ii) maior geração termelétrica entre os períodos analisados; e (iii) aumento da receita no MRE. Cabe destacar que as variações observadas foram altamente impactadas pela variação do PLD entre os trimestres analisados, conforme apresentado a seguir.

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	3T21	3T20	Var. (%)
Sul	581,71	91,68	534,52%
Sudeste/Centro-Oeste	581,71	91,68	534,52%
Nordeste	581,71	77,07	654,78%

Despesas com Vendas, Gerais e Administrativas

As despesas com vendas, gerais e administrativas, passaram de R\$ 61 milhões no 3T20 para R\$ 91 milhões no 3T21, aumento de R\$ 30 milhões (49,2%) nos trimestres em análise. A elevação foi resultante da combinação dos seguintes itens, acréscimo de R\$ 24 milhões (40,7%) oriundo do segmento de geração e venda de energia do portfólio da Companhia, motivado, substancialmente, pelo reconhecimento das despesas decorrentes das adesões ao programa de demissão voluntária no 3T21, no valor de R\$ 11 milhões, reajuste anual da remuneração dos colaboradores e gastos com materiais e serviços de terceiros, dos quais se destacam a aquisição de serviços gerais de informática. Adicionalmente, houve aumento de R\$ 6 milhões nos demais segmentos em que a Companhia atua, principalmente, com serviços de terceiros.

Reversão de Provisão para Redução ao Valor Recuperável (*Impairment*)

No 3T21, a Companhia reconheceu R\$ 51 milhões de reversão de *impairment*, motivada por: (i) reavaliação do desligamento das unidades 1 e 2 do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, em razão, principalmente, da evolução do processo de venda da subsidiária Diamante, a qual controla o ativo; e (ii) viabilização da Usina de Cogeração Lages e consequente expectativa de geração de caixa futuro, haja vista o maior despacho de térmicas em consequência da crise hidrológica.

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	3T21		3T20	
	100%	Participação da Companhia	100%	Participação da Companhia
TAG				
Receita operacional líquida	1.766	574	1.541	501
Custos dos serviços prestados	(649)	(211)	(563)	(183)
Lucro bruto	1.117	363	978	318
Despesas gerais e administrativas	(46)	(15)	(29)	(9)
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	1.071	348	949	309
Resultado financeiro	(361)	(117)	(409)	(133)
Lucro antes dos impostos	710	231	540	176
Imposto de renda e contribuição social	(243)	(79)	(220)	(72)
Lucro líquido da TAG	467	152	320	104
Ajuste de participação societária no período de 01 a 20 de julho de 2020		-		(2)
Equivalência patrimonial sobre o resultado da TAG		152		102

Entre o 3T21 e o 3T20, o resultado de equivalência patrimonial aumentou em R\$ 50 milhões (49,0%), passando de R\$ 102 milhões no 3T20 para R\$ 152 milhões no 3T21. A variação foi consequência da combinação dos seguintes efeitos: (i) R\$ 47 milhões de acréscimo no Ebitda devido, principalmente, à atualização das tarifas de transporte de gás, em grande parte pelo IGP-M, e da variação cambial sobre um dos contratos de transporte de gás; (ii) decréscimo de R\$ 16 milhões, nas despesas financeiras líquidas; (iii) acréscimo de R\$ 7 milhões de IR e CS, em razão, substancialmente, do aumento do lucro antes dos impostos; e (iv) aumento de R\$ 6 milhões em depreciação e amortização.

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

Ebitda – em R\$ milhões	3T21	3T20
	100%	100%
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	1.071	949
Depreciação e amortização	173	157
Amortização da mais valia	234	227
Ebitda	1.478	1.333

Balanço Patrimonial

Os principais grupos do ativo e passivo da TAG nas datas de 30 de setembro de 2021 e 31 de dezembro de 2020 eram estes:

Balanço Patrimonial	30.09.2021	31.12.2020
ATIVO		
Ativo circulante	3.404	2.220
Caixa e equivalentes de caixa	494	437
Contas a receber de clientes	1.405	1.556
Depósitos vinculados	1.298	1
Ganhos não realizados com operações de <i>hedge</i>	112	19
Outros ativos circulantes	95	207
Ativo não circulante	31.487	35.660
Contas a receber de clientes	523	49
Depósitos vinculados	116	203
Ganhos não realizados com operações de <i>hedge</i>	22	29
Outros ativos não circulantes	1	3.475
Imobilizado	28.081	29.185
Intangível	2.744	2.719
Total	34.891	37.880
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Passivo circulante	3.693	3.874
Empréstimos, financiamentos e debêntures	3.220	3.250
Perdas não realizadas com operações de <i>hedge</i>	307	298
Outros passivos circulantes	166	326
Passivo não circulante	23.887	27.079
Empréstimos, financiamentos e debêntures	20.877	22.519
Perdas não realizadas com operações de <i>hedge</i>	535	910
Imposto de renda e contribuição social diferidos	1.848	1.073
Outros passivos não circulantes	627	2.577
Patrimônio líquido	7.311	6.927
Total	34.891	37.880

Ebitda e Margem Ebitda

	Ebitda por segmento – 3T21 x 3T20 (em R\$ milhões)					
	Energia elétrica			Painéis Solares	Transporte de Gás	Consolidado
	Geração	Transmissão	Trading			
3T21						
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	1.217	144	-	(4)	152	1.509
Depreciação e amortização	240	-	-	-	-	240
Ebitda	1.457	144	-	(4)	152	1.749
Efeitos não recorrentes						
Impairment	(51)	-	-	-	-	(51)
Ebitda ajustado	1.406	144	-	(4)	152	1.698
Margem Ebitda ajustada	63,1%	16,2%	-	(200,0%)	-	50,1%
3T20						
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	1.051	55	5	(3)	102	1.210
Depreciação e amortização	223	-	-	-	-	223
Ebitda / Ebitda ajustado	1.274	55	5	(3)	102	1.433
Margem Ebitda / Margem Ebitda ajustada	58,9%	7,0%	2,0%	(18,8%)	-	44,7%
Variação						
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	166	89	(5)	(1)	50	299
Depreciação e amortização	17	-	-	-	-	17
Ebitda	183	89	(5)	(1)	50	316
Efeitos não recorrentes						
Impairment	(51)	-	-	-	-	(51)
Ebitda ajustado	132	89	(5)	(1)	50	265
Margem Ebitda ajustada	4,2 p.p.	9,2 p.p.	(2,0 p.p.)	(181,2 p.p.)	-	5,4 p.p.

Entre o 3T21 e o 3T20, o Ebitda ajustado aumentou R\$ 265 milhões (18,5%), passando de R\$ 1.433 milhões no 3T20 para R\$ 1.698 milhões no 3T21. A variação foi consequência dos seguintes **efeitos positivos**: (i) R\$ 132 milhões (10,4%) no segmento de geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia; (ii) R\$ 89 milhões (161,8%) oriundos do segmento de transmissão de energia; e (iii) R\$ 50 milhões (49,0%) decorrentes da variação dos resultados de participação societária na TAG. Os referidos impactos positivos foram contrabalanceados pelos **negativos** em: (iv) R\$ 5 milhões oriundos do segmento de *trading*; e (v) R\$ 1 milhão (33,3%) oriundo do segmento de painéis solares.

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 (i) acima, tendo sido afetado por evento não recorrente reconhecido no 3T21, no montante de R\$ 51 milhões referente ao reconhecimento de reversão de *impairment*. Na comparação entre os trimestres em análise, o Ebitda ajustado deste segmento apresentaria um acréscimo de R\$ 132 milhões (10,4%), consequência dos seguintes **efeitos positivos**: (i) reconhecimento de R\$ 372 milhões relativo à recuperação de custos de energia em decorrência da repactuação do risco hidrológico; (ii) redução de R\$ 153 milhões com compra de energia para revenda; e (iii) R\$ 49 milhões adicionais em receita de remuneração e variação monetária sobre ativos de concessões das UHE Jaguará e Miranda. Esses efeitos positivos foram parcialmente atenuados pelos seguintes **impactos negativos**: (iv) R\$ 203 milhões no resultado das transações realizadas no mercado de curto prazo; (v) aumento de R\$ 68 milhões nos custos com combustíveis; (vi) R\$ 60 milhões motivados pela redução da receita com contratos de venda de energia nos ambientes regulado e livre, resultado da combinação das variações de quantidade de energia vendida e do preço médio líquido de venda; (vii) acréscimo de R\$ 29 milhões com custos de pessoal; (viii) elevação de R\$ 24 milhões nos custos com encargos de uso de rede elétrica e conexão; (ix) R\$ 24 milhões com despesas com vendas, gerais e administrativas; (x) incremento de R\$ 17 milhões de custos com materiais e serviços de terceiros; e (xi) acréscimo de R\$ 17 milhões dos demais custos e despesas operacionais.

A margem Ebitda ajustada no segmento de geração apresentou aumento de 4,2 p.p., passando de 58,9% no 3T20 para 63,1% no 3T21, em razão, principalmente, do reconhecimento da repactuação do risco hidrológico, no 3T21.

Margem Ebitda Ajustada - Geração

A margem Ebitda ajustada no segmento de geração apresentou aumento de 4,2 p.p., passando de 58,9% no 3T20 para 63,1% no 3T21, em razão, principalmente, do reconhecimento da repactuação do risco hidrológico, no 3T21.

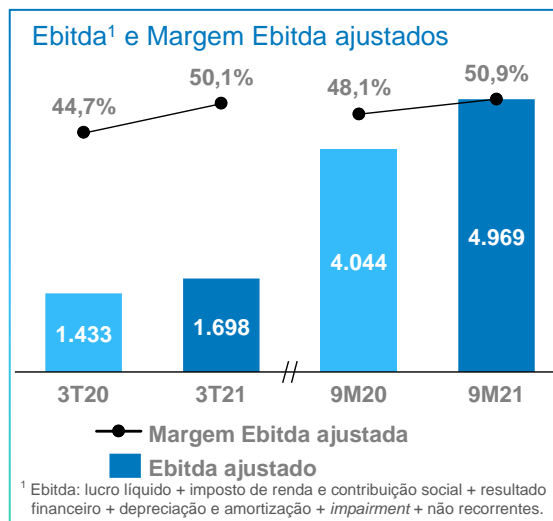
Margem Ebitda Ajustada - Consolidada

A margem Ebitda ajustada consolidada apresentou aumento de 5,4 p.p., passando de 44,7% no 3T20 para 50,1% no 3T21, devido, principalmente, ao reconhecimento da repactuação do risco hidrológico, no 3T21.

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.

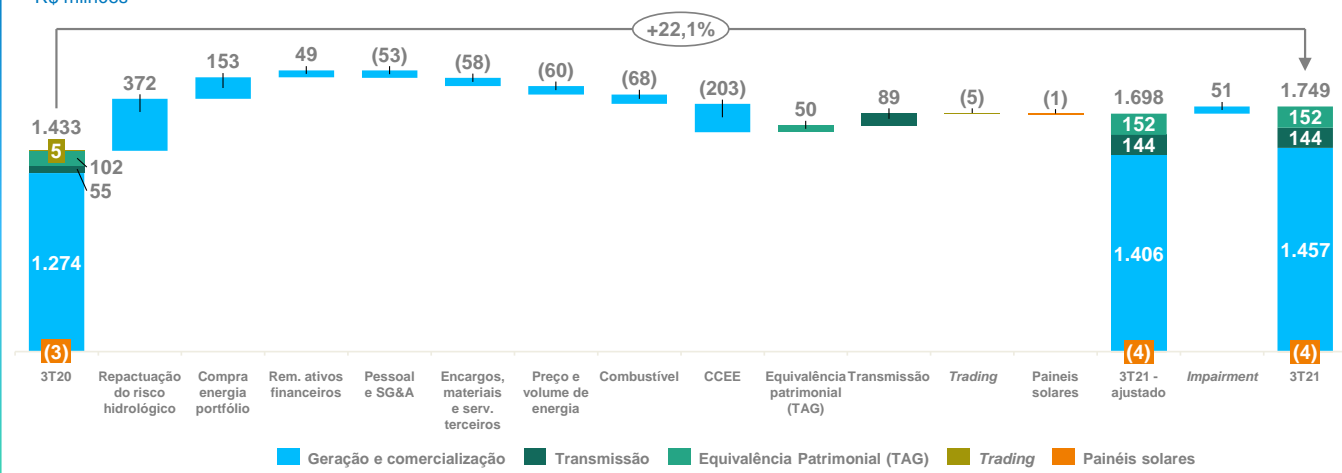
Com a finalidade de possibilitar a reconciliação do lucro líquido com o Ebitda, apresentamos a tabela abaixo:

(Valores em R\$ milhões)	3T21	3T20	Var. %	9M21	9M20	Var. %
Lucro líquido	639	490	30,4	1.487	1.768	-15,9
(+) Imposto de renda e contribuição social	200	121	65,3	403	577	-30,2
(+) Resultado financeiro	670	599	11,9	2.258	1.160	94,7
(+) Depreciação e amortização	240	223	7,6	709	691	2,6
Ebitda	1.749	1.433	22,1	4.857	4.196	15,8
Efeitos não recorrentes						
(+) <i>Impairment</i>	(51)	-	-	112	-	-
(+) Ganho de ação judicial	-	-	-	-	(80)	-
(+) Créditos extemporâneos de incentivos fiscais	-	-	-	-	(72)	-
Ebitda ajustado	1.698	1.433	18,5	4.969	4.044	22,9



Evolução do Ebitda

R\$ milhões



Resultado Financeiro

Receitas financeiras: no 3T21, as receitas financeiras atingiram R\$ 83 milhões, R\$ 20 milhões ou 31,7% acima dos R\$ 63 milhões auferidos no mesmo trimestre de 2020, em razão, substancialmente, da combinação dos seguintes fatores: (i) aumento de R\$ 31 milhões na receita com aplicações financeiras, em razão, basicamente da elevação nas taxas de juros observada entre os trimestres; (ii) registro no 3T20 do impacto positivo de variação monetária, no montante de R\$ 29 milhões, oriundo, principalmente, da conclusão por parte do órgão regulador dos efeitos da aplicação da Resolução Aneel nº 801/2017, 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; (iii) acréscimo de juros sobre valores a receber de terceiros, no montante de R\$ 10 milhões; e (iv) ganho na venda de títulos e valores mobiliários reconhecido no 3T21, de R\$ 7 milhões.

Despesas financeiras: as despesas no 3T21 foram de R\$ 753 milhões, isto é, R\$ 91 milhões ou 13,7% acima das registradas no mesmo trimestre do ano anterior, que foram de R\$ 662 milhões. O aumento observado foi motivado pelo seguinte efeito: (i) aumento de R\$ 295 milhões sobre dívida, entre os trimestres analisados, dos quais: (i.i) R\$ 213 milhões de variação monetária, pela variação da inflação; e (i.ii) R\$ 92 milhões de juros, em razão, principalmente, da emissão de debêntures por controladas da Companhia em 2020 e da contratação de empréstimos e financiamentos ao longo de 2020 e 2021. Esse efeito foi, parcialmente, atenuado: (ii) pela redução de R\$ 208 milhões sobre as concessões a pagar, entre os trimestres analisados, dos quais: (ii.i) R\$ 235 milhões de variação monetária, em virtude, principalmente do decréscimo do índice inflacionário IGP-M; e (ii.ii) R\$ 27 milhões de acréscimo de juros.

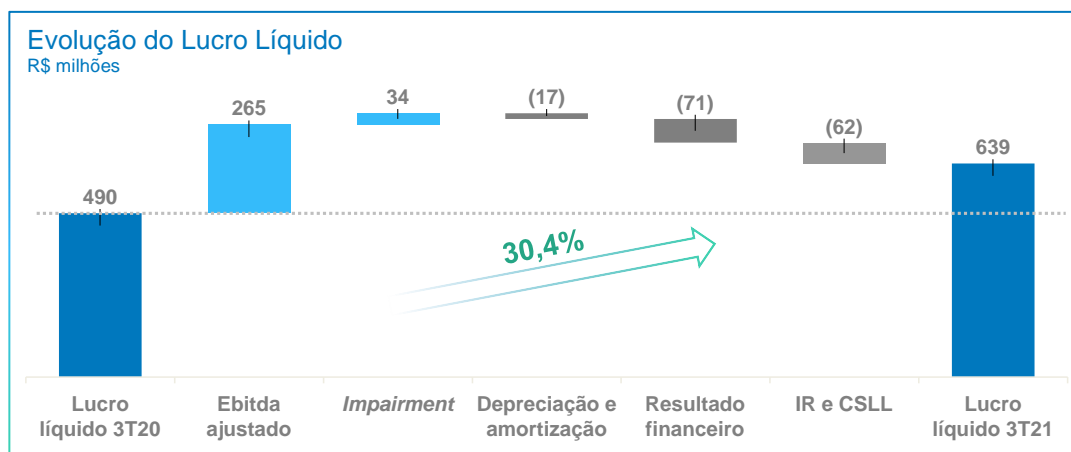
Destaca-se que a totalidade dos contratos com venda de energia possuem cláusulas de reajuste inflacionário, com a aplicação de IPCA ou de IGP-M, o que representa um *hedge* natural de longo prazo para as dívidas e as obrigações indexadas a índices de inflação.

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

As despesas com IR e CSLL no 3T21 foram de R\$ 200 milhões, R\$ 79 milhões (65,3%) superior ao registrado no mesmo trimestre de 2020, de R\$ 121 milhões, em decorrência, substancialmente, do maior lucro antes dos impostos auferido no 3T21, em virtude, principalmente, do reconhecimento dos efeitos da repactuação do risco hidrológico, em comparação ao 3T20 e pelas variações nos regimes de tributação de empresas controladas. A alíquota efetiva de IR e CSLL, desconsiderando os efeitos de equivalência patrimonial, aumentou 5,4 p.p., saindo de 23,7% no 3T20 para 29,1% no 3T21. Desconsiderando o efeito não recorrente, a variação entre os trimestres analisados, foi de R\$ 62 milhões (51,2%).

Lucro Líquido

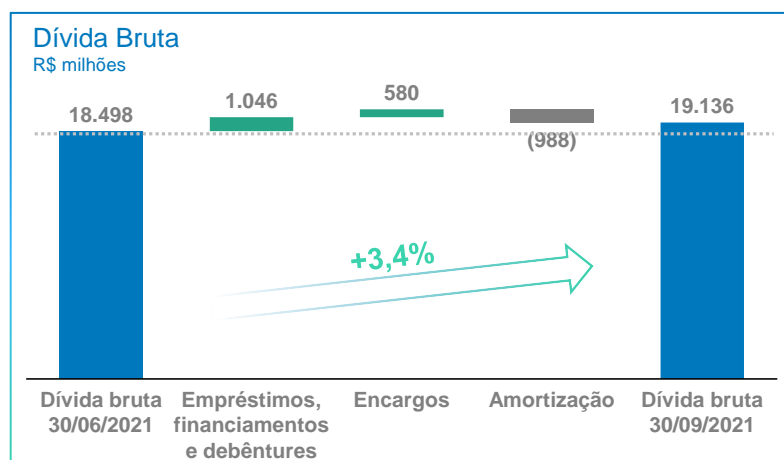
O lucro líquido do 3T21 foi de R\$ 639 milhões, R\$ 149 milhões ou 30,4% maior do que os R\$ 490 milhões apresentados no mesmo trimestre do ano anterior. Esse acréscimo é consequência dos seguintes efeitos: (i) aumento de R\$ 265 milhões no Ebitda recorrente; (ii) incremento de R\$ 17 milhões da depreciação e amortização; (iii) acréscimo de R\$ 71 milhões das despesas financeiras líquidas; (iv) elevação de R\$ 62 milhões do imposto de renda e da contribuição social, considerando as transações recorrentes; e (v) reconhecimento de efeitos não recorrentes com impacto positivo de R\$ 34 milhões. Excluindo-se o efeito não recorrente, o lucro líquido aumentou em R\$ 115 milhões (23,5%) entre os trimestres em comparação.



Endividamento

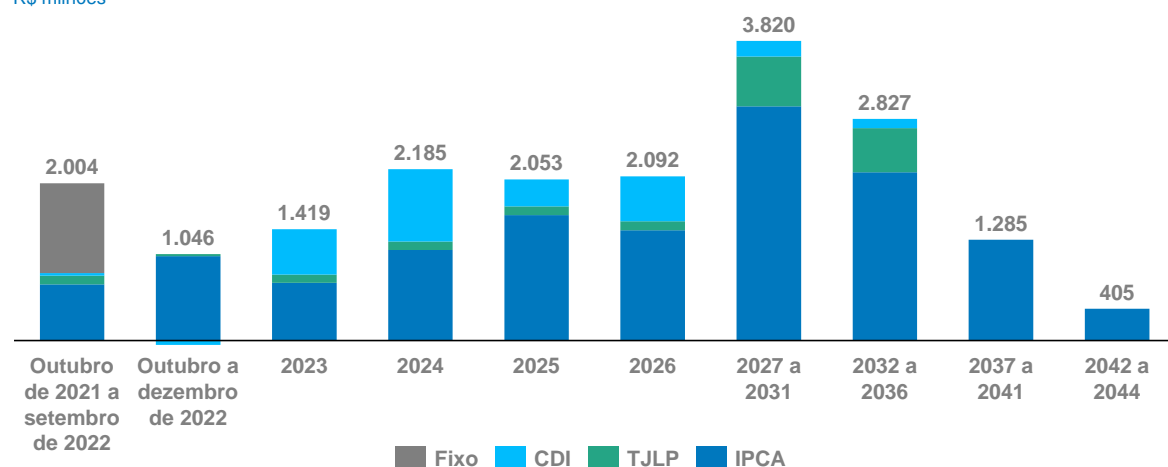
Em 30 de setembro de 2021, a **dívida bruta total consolidada**, representada, principalmente, por empréstimos, financiamentos, debêntures e ações preferenciais resgatáveis, líquidos dos efeitos de operações de *hedge*, **totalizava R\$ 19.136 milhões — aumento de 3,4%** (R\$ 638 milhões) comparativamente à posição de 30 de junho de 2021. O prazo médio de vencimento da dívida no fim do 3T21 era de 6,9 anos.

A variação no endividamento da Companhia está relacionada, principalmente, à combinação dos seguintes fatores, ocorridos no 3T21: (i) saques junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e bancos repassadores, no montante de R\$ 428 milhões, destinados, principalmente, à construção do Sistema de Transmissão Novo Estado 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 Trairí; (iii) R\$ 88 milhões da 1ª emissão de debêntures da UTE Pampa Sul; (iv) geração de R\$ 580 milhões em encargos incorridos a serem pagos e variação monetária; e (v) R\$ 988 milhões em amortizações de empréstimos, financiamentos e debêntures.



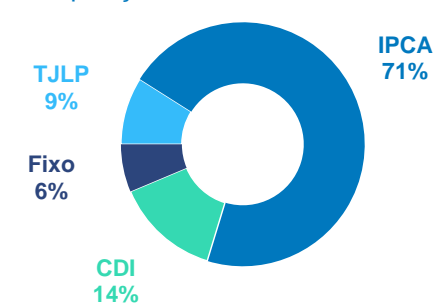
Cronograma de Vencimento da Dívida

R\$ milhões



O custo médio ponderado nominal da dívida ao fim do terceiro trimestre de 2021 foi 12,8% — equivalente a IPCA + 2,3% — (6,8% — equivalente a IPCA + 3,5% — no fim do 3T20). 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 71% do total da dívida.

Composição da Dívida



Em 30 de setembro 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\$ 14.173 milhões**, aumento de 8,4% em relação ao registrado ao fim do 2T21.

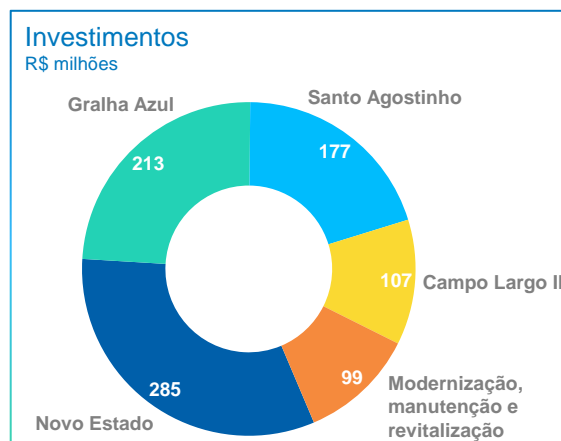
Dívida Líquida

R\$ milhões

	30/09/2021	30/06/2021	Var. %
Dívida bruta	19.749	18.840	4,8
Resultado de operações de <i>hedge</i>	(613)	(341)	79,7
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(324)	(346)	(6,5)
Caixa e equivalentes de caixa	(4.639)	(5.074)	(8,6)
Dívida líquida total	14.173	13.078	8,4
Dívida líquida/Ebitda últimos 12 meses	2,0X	1,9X	

Investimentos

Os investimentos totais da ENGIE Brasil Energia no 3T21 foram de **R\$ 881 milhões**, dos quais (i) R\$ 782 milhões aplicados na construção dos novos projetos, sendo: (i.i) R\$ 285 milhões concentrados na Novo Estado Transmissora de Energia; (i.ii) R\$ 213 milhões na Linha de Transmissão Gralha Azul; (i.iii) R\$ 177 milhões no Conjunto Eólico Santo Agostinho; e (i.iv) R\$ 107 milhões no Conjunto Eólico Campo Largo II; (ii) R\$ 96 milhões destinados aos projetos de manutenção e revitalização do parque gerador; e (iii) R\$ 3 milhões designados para a modernização da Usina Hidrelétrica Salto Osório.



COMPROMISSO COM O DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL

Gestão Sustentável

A ENGIE possui a ambição de liderar o processo de transição carbono neutro em todo o mundo, apoiando nossos clientes em suas trajetórias de redução de emissões e associando às ofertas diferenciais socioambientais, induzindo o desenvolvimento sustentável com impactos positivos locais e globais. Por meio de nossos Objetivos Estratégicos ESG de médio prazo, procuramos endereçar o trinômio “Pessoas, Planeta e Prosperidade”, com destaque ao compromisso de redução das emissões de 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 30 de setembro de 2021, das 71 usinas instaladas em 13 estados das cinco regiões do país, 12 são certificadas de acordo com as normas de gestão NBR ISO 9001 (da Qualidade), NBR ISO 14001 (do Meio Ambiente) e NBR ISO 45000 (da Saúde e Segurança no Trabalho), com potência somada que corresponde a 75,3% da capacidade total operada pela Companhia. O Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, cujas três usinas estão entre as 12 certificadas, é também certificado segundo a norma NBR ISO 50001, de Eficiência Energética.

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

Fórum de Sustentabilidade

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

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

Destaques do Trimestre

- » Como forma de criar relações cada vez mais estreitas com nossos clientes e ampliar nossas contribuições para a sociedade, a ENGIE Brasil Energia lançou o programa “Parcerias do Bem”. Trata-se de um convite para que parceiros, compartilhando do alcance geográfico, estrutura e expertise em responsabilidade social da ENGIE, possam multiplicar esforços e benefícios em iniciativas sociais conjuntas. Mais informações em: <https://www.engie.com.br/parceriasdobem/>.
- » Como parte da estratégia em Saúde e Segurança do Trabalho (SST), está sendo conduzido um Diagnóstico de Cultura da Segurança, com o objetivo de mensurar o nível cultural e de conhecimento de processos e procedimentos internos de SST de colaboradores próprios e prestadores de serviços. Com base nos resultados quantitativos e qualitativos do diagnóstico,

serão definidas quais e qual a ordem das necessidades, com planos de ação que permitirão o incremento do nível cultural e conscientização no tema. O Diagnóstico tem previsão de finalização em dezembro.

- » A Companhia adquiriu, no Paraná, uma área de 750ha, o equivalente à 900 Maracanãs, como compensação ambiental do Sistema de Transmissão Gralha Azul. A área é três vezes maior que a exigida pelo processo de licenciamento. Além da área já preservada, serão plantadas mais de 130.000 árvores nativas, o que apoia a preservação da fauna e flora local, além de conservar os cursos d'água.
- » Será realizada no final de outubro a Consulta Pública Virtual de debate sobre o Plano Ambiental de Conservação e Uso do Entorno de Reservatórios Artificiais (PACUERA) da Usina Hidrelétrica Cana Brava, que regula o uso do reservatório e áreas adjacentes.
- » A ENGIE Brasil Energia se manteve, por mais um ano, na carteira das empresas com melhor performance ESG de Mercados Emergentes da Vigeo Eiris (Vigeo Eiris Best Emerging Market Performers). A Vigeo Eiris é um dos mais relevantes provedores de análises e ratings ESG globais. Mais informações em: <https://vigeo-eiris.com/best-emerging-market-performers-july-2021/>.
- » Um grupo de mais de 100 empresas (dentre elas a ENGIE Brasil) e 10 entidades setoriais lançaram o documento "Empresários pelo Clima", no qual defendem medidas para uma economia de baixo carbono e assumem responsabilidades nessa transformação. Esse é o posicionamento que será levado pelo setor para a próxima Conferência sobre o Clima, a COP 26, que acontece em novembro, em Glasgow (Escócia). A iniciativa foi capitaneada pelo Conselho Empresarial Brasileiro para o Desenvolvimento Sustentável (CEBDS), em parceria com outras entidades do setor. Acesse o documento na íntegra: <https://bit.ly/3zVS9Zg>.
- » Dada a frequência e a sofisticação crescente de ataques virtuais a companhias em todo o mundo, a ENGIE Brasil Energia lançou uma capacitação *online*, a ser executado por todos os colaboradores até o fim de outubro, sobre segurança cibernética, abrangendo os aspectos mais críticos sobre o tema: *phishing*, senhas, proteção de dados e dos equipamentos.

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 3T21 e 3T20, associando cada indicador aos da GRI padrão *Standards*.

Indicadores de Sustentabilidade¹

Item	Dimensão ²	Indicador	Temas materiais	Indicador GRI ³	3T21	3T20	Variação	9M21	9M20	Variação
1	Qualidade	Número de usinas em operação	- Priorização de fontes renováveis para a geração de energia	102-7, EU1	71	60	11	71	60	11
2		Capacidade instalada operada (MW)		102-7, EU1	10.796	10.431	3,5%	10.796	10.431	3,5%
3		Capacidade instalada própria (MW)		102-7, EU1	9.076	8.710	4,2%	9.076	8.710	4,2%
4		Número de usinas certificadas		102-16, EU6	12	12	0	12	12	0
5		Capacidade instalada certificada (MW)		102-16, EU6	8.127	8.127	0,0%	8.127	8.127	0,0%
6		Capacidade instalada certificada em relação à total		102-16, EU6	75,3%	77,9%	-2,6 p.p.	75,3%	77,9%	-2,6 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	88,9%	88,5%	0,4 p.p.	88,9%	88,5%	0,4 p.p.
9		Geração de energia total (GWh)	- Gestão de Emissões	EU2	12.056	12.274	-1,8%	29.238	24.944	17,2%
10		Geração de energia certificada		102-16, EU6	9.150	9.196	-0,5%	21.853	18.075	20,9%
11		Geração certificada em relação à total		102-16, EU6	75,9%	74,9%	1,0 p.p.	74,7%	72,5%	2,3 p.p.
12		Geração de energia proveniente de fontes renováveis (GWh)		EU2	10.514	10.889	-3,4%	24.523	21.173	15,8%
13		Geração proveniente de fontes renováveis em relação à total		EU2	87,2%	88,7%	-1,5 p.p.	83,9%	84,9%	-1,0 p.p.
14		Disponibilidade do parque gerador, descontadas as paradas programadas		EU30	97,9%	96,3%	1,6 p.p.	96,8%	95,5%	1,3 p.p.
15		Disponibilidade do parque gerador, consideradas as paradas programadas		EU30	89,9%	90,1%	-0,2 p.p.	89,1%	89,8%	-0,7 p.p.
16	Meio Ambiente e Mudanças do Clima	Total de mudas plantadas e doadas	- Gestão de Emissões	304-1, 413-1	120.672	77.843	55,0%	298.802	238.220	25,4%
17		Número de visitantes às usinas e educação ambiental	- Impulso à prosperidade das comunidades locais	413-1	23.852	8.779	171,7%	84.851	18.712	353,5%
18		Emissões de CO2 (usinas a combustíveis fósseis) (t/MWh)		D305-1, D305-2, D305-3	0,620	0,646	-4,1%	0,870	0,692	25,7%
19	Saúde e Segurança	Emissões de CO2 do parque gerador da ENGIE Brasil Energia (t/MWh)	- Biodiversidade	D305-1, D305-2, D305-3	0,119	0,073	63,1%	0,160	0,105	52,8%
20		Taxa de Frequência (TF) operação e manutenção ⁴	- Segurança das equipes e das comunidades	403-2	0,000	1,561	▼	0,168	0,282	▼
21		Taxa de Gravidade (TG) empregados próprios ⁵		403-2	0,000	0,023	▼	0,000	0,008	▼
22		Taxa de Frequência (TF) obras ⁴		403-2	3,230	1,033	▲	1,601	0,687	▲
23		Visitas Gerenciais de Saúde e Segurança - VGS		403-2	346	505	Não Aplic.	1.257	964	Não Aplic.
24	Responsabilidade Social ⁶	Registro de Situações de Risco e Quase Acidentes	práticas socioambientais entre fornecedores e clientes	403-2	1.102	2.064	Não Aplic.	4.104	3.979	Não Aplic.
25		Investimentos não incentivados	- Geração de resultado econômico e compartilhamento de valor com a sociedade	201-1, 413-1	516,9	1.694,0	-69,5%	4.209,6	6.197,0	-32,1%
26		Investimentos pelo Fundo da infância e adolescência - FIA		201-1, 413-1	186,0	92,0	102,2%	650,0	562,2	15,6%
27		Investimentos pela Lei de Incentivo à cultura - Rouanet		201-1, 413-1	780,0	1.958,0	-60,2%	3.016,0	2.171,0	38,9%
28		Investimentos pela Lei de incentivo ao esporte		201-1, 413-1	0,0	240,0	-	287,4	240,0	19,8%
29		Investimentos pelo Programa Nacional de Apoio à Atenção Oncológica - PRONON	- Impulso à prosperidade das comunidades locais	201-1, 413-1	0,0	0,0	-	0,0	0,0	-
30		Investimentos pelo Programa Nacional de Apoio à Atenção da Saúde da Pessoa com Deficiência - PRONAS/PCD		201-1, 413-1	0,0	0,0	-	0,0	0,0	-
31		Investimentos pelo Fundo Municipal do Idoso		201-1, 413-1	30,0	221,0	-86,4%	60,0	800,8	-92,5%

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.

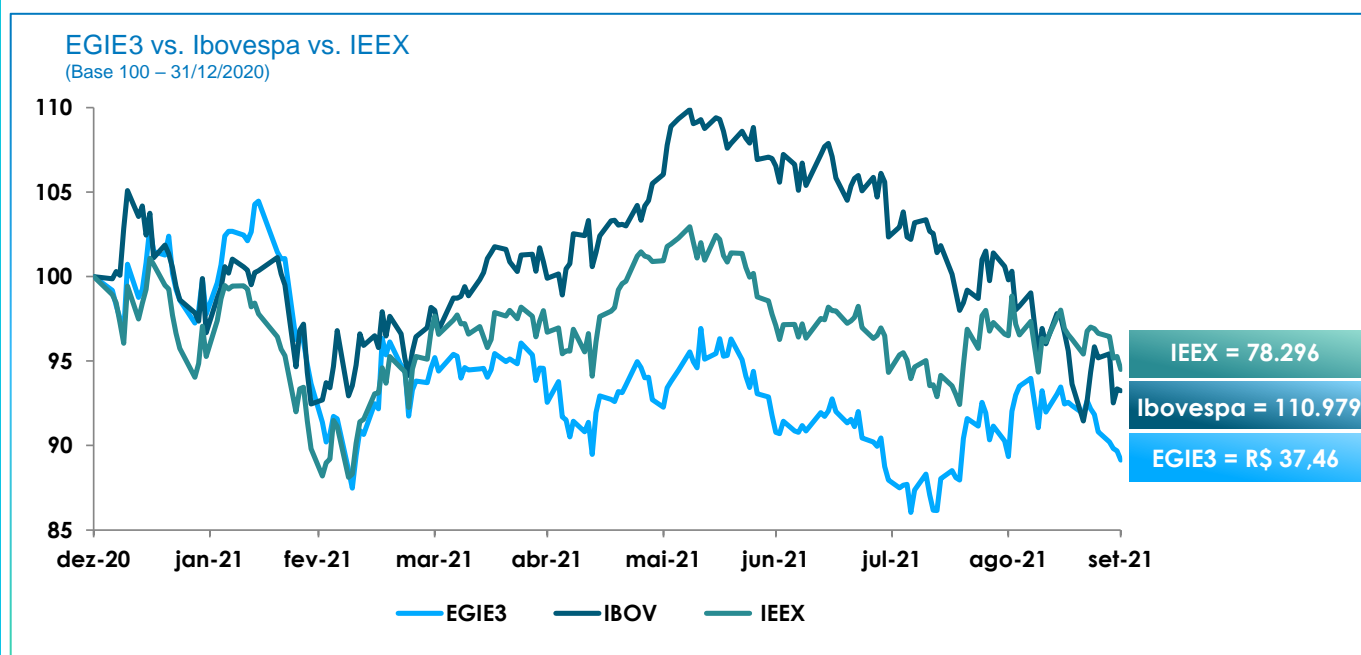
Desempenho das Ações – EGIE3

No terceiro trimestre do ano, a notícia de que os dados do desemprego foram melhores que o esperado para o período não foi suficiente para segurar o pessimismo vindo da política monetária dos Estados Unidos e as questões fiscais em Brasília. No cenário local, o ambiente político-econômico permaneceu no radar. O risco fiscal, a reforma administrativa e a possibilidade de extensão do auxílio emergencial fora do teto de gastos, gerou desconforto entre os investidores.

O Ibovespa, principal índice da bolsa de valores brasileira, fechou o terceiro trimestre de 2021 como o pior em 12 meses e encerrou com queda de 12,5%, chegando próximo dos 111 mil pontos. **As ações da ENGIE Brasil Energia**, por sua vez, **desvalorizaram 1,8%**, no mesmo período, enquanto o Índice do Setor de Energia Elétrica (IEEX) desvalorizou 2,7%, ainda sob influência da crise hídrica.

O volume médio diário da EGIE3 foi de R\$ 54,1 milhões no 3T21, 30,7% abaixo do registrado no 3T20, quando atingiu R\$ 78,0 milhões.

No último pregão de setembro de 2021, as ações da Companhia encerraram cotadas a R\$ 37,46/ação, **o que confere à Companhia valor de mercado de R\$ 30,6 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: 5 de novembro de 2021

Horário: 11:00h (horário de Brasília)

Link para conexão em português: <https://vcasting.voitel.com.br/?transmissionId=8850>

Link para conexão em inglês: <https://vcasting.voitel.com.br/?transmissionId=8851>

Telefones para conexão:

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

Senha para os participantes: ENGIE

Importante

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

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

(Valores em R\$ mil)	30/09/2021	31/12/2020
Ativo Circulante	8.598.380	7.733.297
Caixa e equivalentes de caixa	4.639.451	4.538.946
Contas a receber de clientes	1.289.531	1.723.101
Crédito de imposto de renda e contribuição social	198.997	140.785
Dividendos a receber	-	32.500
Estoques	154.794	189.428
Ganhos não realizados em operações de <i>hedge</i>	248.327	14.475
Ganhos não realizados em operações de <i>trading</i>	500.631	320.309
Depósitos vinculados	70.495	174.048
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	15.089	15.089
Ativo financeiro de concessão	327.105	305.626
Ativo de contrato	338.883	-
Outros ativos circulantes	235.231	274.413
Ativo não circulante mantido para venda	579.846	4.577
Ativo Não Circulante	30.242.282	27.452.951
Realizável a Longo Prazo	9.164.343	6.829.060
Ganhos não realizados em operações de <i>hedge</i>	627.636	719.380
Ganhos não realizados em operações de <i>trading</i>	218.925	54.385
Depósitos vinculados	330.246	235.819
Depósitos judiciais	82.753	82.539
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	89.280	100.597
Ativo financeiro de concessão	2.655.590	2.499.170
Ativo de contrato	5.037.743	2.961.419
Outros ativos não circulantes	122.170	175.751
Investimentos	2.549.725	2.425.062
Imobilizado	15.453.986	15.537.837
Intangível	2.932.687	2.513.990
Direito de uso de arrendamentos	141.541	147.002
Total	38.840.662	35.186.248

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

(Valores em R\$ mil)	30/09/2021	31/12/2020
Passivo Circulante	5.898.206	5.380.926
Fornecedores	990.139	861.752
Dividendos e juros sobre o capital próprio	801.782	1.385.056
Empréstimos e financiamentos	1.713.091	1.375.627
Debêntures	475.449	449.376
Arrendamentos a pagar	17.975	19.144
Concessões a pagar	266.094	228.865
Imposto de renda e contribuição social a pagar	92.289	198.541
Outras obrigações fiscais e regulatórias	106.895	113.901
Obrigações trabalhistas	140.390	130.097
Perdas não realizadas em operações de <i>trading</i>	493.734	321.654
Provisões	22.175	15.159
Obrigações com benefícios de aposentadoria	42.989	43.067
Passivos relacionados a ativos não circulantes mantidos para venda	205.349	-
Outros passivos circulantes	529.855	238.687
Passivo Não Circulante	25.056.190	22.063.324
Empréstimos e financiamentos	11.438.108	9.825.881
Debêntures	5.623.628	5.113.171
Ações preferenciais resgatáveis	498.733	482.088
Arrendamentos a pagar	103.086	104.828
Concessões a pagar	4.437.227	3.783.453
Perdas não realizadas em operações de <i>trading</i>	198.243	36.405
Provisões	345.949	305.845
Obrigações com benefícios de aposentadoria	402.120	407.846
Imposto de renda e contribuição social diferidos	1.672.713	1.523.222
Outros passivos não circulantes	336.383	480.585
Patrimônio Líquido	7.886.266	7.741.998
Capital social	4.902.648	4.902.648
Reservas de lucros	2.942.691	3.546.496
Ajustes de avaliação patrimonial	(685.733)	(709.615)
Lucros acumulados	723.290	-
Participação de acionista não controlador	3.370	2.469
Total	38.840.662	35.186.248

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

(Valores em R\$ mil)	3T21	3T20	Var. %	9M21	9M20	Var. %
Receita Operacional Líquida	3.388.846	3.208.816	5,6	9.771.851	8.489.925	15,1
Custos Operacionais	(1.991.466)	(2.040.361)	-2,4	(5.747.450)	(5.161.701)	11,3
Compras de energia	(516.868)	(640.844)	-19,3	(1.449.826)	(1.834.260)	-21,0
Transações no mercado de energia de curto prazo	(328.113)	(22.666)	1.347,6	(527.630)	(198.110)	166,3
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	(164.825)	(140.913)	17,0	(453.057)	(418.329)	8,3
Combustíveis para geração	(113.648)	(45.793)	148,2	(285.007)	(130.490)	118,4
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (<i>royalties</i>)	(33.241)	(36.748)	-9,5	(70.181)	(57.814)	21,4
Pessoal	(92.590)	(65.597)	41,1	(232.444)	(206.067)	12,8
Materiais e serviços de terceiros	(102.475)	(88.135)	16,3	(305.975)	(247.023)	23,9
Depreciação e amortização	(230.706)	(217.914)	5,9	(686.787)	(676.062)	1,6
Seguros	(25.401)	(21.904)	16,0	(67.842)	(60.514)	12,1
(Constituição) Reversão de provisões operacionais líquidas	(745)	(2.311)	-67,8	3.694	17.688	-79,1
Custo da implementação de infraestrutura de transmissão	(739.738)	(731.145)	1,2	(2.037.237)	(1.287.085)	58,3
Custo da venda de painéis solares fotovoltaicos	(2.288)	(11.136)	-79,5	(15.819)	(25.429)	-37,8
Recuperação de custos de energia - Repactuação do risco hidrológico	371.711	-	-	423.672	-	100,0
Outros	(12.539)	(15.255)	-17,8	(43.011)	(38.206)	12,6
Lucro Bruto	1.397.380	1.168.455	19,6	4.024.401	3.328.224	20,9
Receitas (Despesas) Operacionais	(39.702)	(61.514)	-35,5	(349.718)	(190.357)	83,7
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(90.496)	(61.507)	47,1	(237.553)	(190.281)	24,8
Reversão (Constituição) de provisão para redução ao valor recuperável de ativos	50.697	-	100,0	(112.112)	-	100,0
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	97	(7)	-1.485,7	(53)	(76)	-30,3
Resultado de Participações Societárias	151.576	102.317	48,1	473.523	366.736	29,1
Equivalência patrimonial	151.576	102.317	48,1	473.523	366.736	29,1
Lucro Antes do Resultado Financeiro e Tributos Sobre o Lucro	1.509.254	1.209.258	24,8	4.148.206	3.504.603	18,4
Resultado Financeiro	(669.998)	(598.921)	11,9	(2.258.108)	(1.159.715)	94,7
Receitas financeiras	82.842	63.325	30,8	171.074	218.490	-21,7
Despesas financeiras	(752.840)	(662.246)	13,7	(2.429.182)	(1.378.205)	76,3
Lucro Antes dos Tributos sobre o Lucro	839.256	610.337	37,5	1.890.098	2.344.888	-19,4
Imposto de renda	(140.986)	(81.080)	73,9	(280.068)	(411.872)	-32,0
Contribuição social	(59.234)	(39.246)	50,9	(122.840)	(165.225)	-25,7
Lucro Líquido do Exercício	639.036	490.011	30,4	1.487.190	1.767.791	-15,9
Lucro atribuído aos:						
Acionistas da ENGIE Brasil Energia	638.700	489.707	30,4	1.486.289	1.766.975	-15,9
Acionista não controlador da Ibitiúva Bionergética S.A.	336	304	10,5	901	816	10,4
Número de Ações Ordinárias	815.927.740	815.927.740		815.927.740	815.927.740	
Lucro Líquido por Ação	0,7828	0,6002	30,4	1,8216	2,1656	-15,9

ANEXO IV

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

DEMONSTRAÇÃO DE FLUXO DE CAIXA CONSOLIDADO

(Valores em R\$ mil)	9M21	9M20
Fluxo de Caixa das Atividades Operacionais		
Lucro antes dos tributos sobre o lucro	1.890.098	2.344.888
Conciliação do lucro com o caixa gerado nas operações:		
Resultado de participações societárias	(473.523)	(366.736)
Depreciação e amortização	708.582	691.534
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	112.112	-
Repactuação do risco hidrológico	(423.672)	-
Variação monetária	1.276.367	492.344
Juros	1.093.392	740.501
Ajuste a valor de mercado de títulos e valores mobiliários	(30.931)	-
Remuneração de ativo financeiro de concessão	(398.228)	(236.098)
Remuneração de ativo de contrato	(508.400)	(57.385)
Ganhos (perdas) não realizados em operações de <i>trading</i> , líquidos	(10.944)	6.630
Outros	(2.622)	(18.134)
Lucro Ajustado	3.232.231	3.597.544
(Aumento) redução nos ativos		
Contas a receber de clientes	553.197	(230.976)
Estoques	84.522	(17.801)
Depósitos vinculados e judiciais	(10.578)	(17.754)
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	11.317	11.317
Crédito de imposto de renda e contribuição social	(56.732)	(46.965)
Ativo financeiro de concessão	220.329	212.948
Ativo de contrato	(1.906.452)	(1.318.481)
Outros ativos	185.432	(89.087)
(Redução) aumento nos passivos		
Fornecedores	(76.098)	(89.538)
Outras obrigações fiscais e regulatórias	(18.012)	130.239
Obrigações trabalhistas	8.841	3.129
Obrigações com benefícios de aposentadoria	(28.591)	(22.777)
Outros passivos	(11.645)	66.967
Caixa Gerado pelas Operações	2.187.761	2.188.765
Pagamento de juros sobre dívidas, líquido de <i>hedge</i>	(560.036)	(390.110)
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	(343.119)	(250.823)
Caixa Líquido Gerado pelas Atividades Operacionais	1.284.606	1.547.832
Atividades de Investimento	(495.585)	(857.522)
Dividendos recebidos de controladas em conjunto	390.000	321.750
Aquisição de investimento	-	(327.168)
Aquisição de empresas, líquida de caixa e equivalentes de caixa	-	(328.889)
Aplicação no imobilizado e no intangível	(762.906)	(523.215)
Venda de títulos e valores mobiliários	32.439	-
Caixa e equivalentes de caixa de subsidiárias alienadas	(155.144)	-
Outros	26	-
Atividades de Financiamento	(688.516)	1.136.118
Captação de empréstimos e financiamentos	3.069.381	2.517.125
Emissão de debêntures	377.288	497.064
Ações preferenciais emitidas	-	476.757
Pagamento de empréstimos e financiamentos, líquido de <i>hedge</i>	(1.753.430)	(545.630)
Pagamento de debêntures, líquidas de <i>hedge</i>	(211.168)	(596.130)
Pagamento de parcelas de concessões	(178.813)	(109.468)
Pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio	(2.008.042)	(1.240.918)
Pagamento de arrendamentos	(14.617)	(15.228)
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	32.216	151.047
Outros	(1.331)	1.499
Aumento de Caixa e Equivalentes de Caixa	100.505	1.826.428
Conciliação do Caixa e Equivalentes de Caixa		
Saldo inicial	4.538.946	3.870.261
Saldo final	4.639.451	5.696.689
Aumento de Caixa e Equivalentes de Caixa	100.505	1.826.428
Transações que não Envolveram o Caixa e Equivalentes de Caixa		
Dividendos intercalares creditados	789.518	677.688
Dividendos adicionais de 2020 creditados	609.594	-
Dividendos destinados por controladas	357.500	321.750
Fornecedores de imobilizado e intangível	79.250	27.491
Dividendos e juros sobre capital próprio não reclamados	10.177	3.978
Crédito de imposto de renda e contribuição social	(13.006)	(34.435)
Aumento de capital em investidas por meio de transferências de ações	-	167.219
Ativos líquidos de controlada transferida para ativos não circulantes matidos para ve	407.153	-
Juros, V.M. e deprec. capitalizados	70.002	30.787
Provisões para desmobilização sem efeito caixa na aplicação no imobilizado e no inta	25.085	-
Provisões para desapropriações sem efeito caixa na construção de transmissão	355	-
Valor justo dos direitos de projeto adquirido	-	236.021
Ágio	-	80.247
Crédito de PIS e COFINS sobre imobilizado	-	(29.413)