EGIE
B3 LISTED NM

Release de Resultados **4T20 e 2020**

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 12/02/2021 às 11:00h
(horário de Brasília): em português com tradução simultânea para inglês

Mais detalhes na seção Próximo Evento, na página 39.

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

IBOVESPA B3
Índice de Ações com Governança Corporativa Diferenciada IGC
ITAG B3
ISE B3
IEE B3
ICO2 B3

Florianópolis (SC), 11 de fevereiro de 2021. A ENGIE Brasil Energia S.A. (“ENGIE”, ou “Companhia”) — B3: EGIE3, ADR: EGIEY — anuncia os resultados financeiros relativos ao Quarto Trimestre e ao período de 12 meses, encerrado em 31 de dezembro de 2020 (4T20 e 12M20). 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.

Em ano desafiador, ENGIE Brasil Energia investe R$ 4,0 bilhões e atinge lucro líquido de R$ 2,8 bilhões

Companhia registra R$ 967,7 milhões decorrentes da repactuação do risco hidrológico e propõe dividendos complementares no valor de R$ 609,6 milhões.

Destaques

- Em meio à pandemia, a ENGIE realizou em conjunto com seu controlador e colaboradores ações para proteger a saúde destes e apoiar as comunidades nas quais está inserida, como auxílio emergencial à asilos, doações à Fiocruz e UFRGS para produção de testes para a Covid-19, doações de equipamentos de UTI a Hospitais Públicos da Rede Albert Einstein, entre outras. Adicionalmente trabalhou em conjunto com seus clientes, ao negociar e flexibilizar certas condições contratuais.
- A ENGIE Brasil Energia registrou receita operacional líquida de R$ 12.259,2 milhões no ano de 2020, 25,0% (R$ 2.454,7 milhões) acima do montante apurado em 2019.
- A Companhia registrou, no 4T20 montante de R$ 967,7 milhões, decorrente da repactuação do risco hidrológico de que trata a Lei n° 14.052/2020.
- O Ebitda[1] registrado em 2020 foi de R$ 6.484,5 milhões, aumento de 25,7% (R$ 1.326,3 milhões) em comparação a 2019, motivada, substancialmente pelo acordo de repactuação do risco hidrológico. A margem Ebitda foi de 52,9% em 2020, acréscimo de 0,3 p.p. em relação a 2019.
- O lucro líquido foi de R$ 2.797,3 milhões (R$ 3,4281/ação) no ano de 2020, valor 21,0% (R$ 486,2 milhões) acima do alcançado no ano de 2019, também resultante, em parte pelo acordo de repactuação do risco hidrológico.
- O preço médio dos contratos de venda de energia, líquido dos tributos sobre a receita e das operações de *trading*, foi de R$ 193,8/MWh em 2020, valor 2,3% superior ao registrado em 2019.
- A quantidade de energia vendida em 2020, sem considerar as operações de *trading*, foi de 37.889 GWh (4.313 MW médios), volume 0,4% inferior ao comercializado em 2019.
- Foram deferidos os pedidos de Suspensão de Liminar e de Sentença que paralisaram parte das obras do Sistema de Transmissão Gralha Azul. Os trabalhos foram retomados e o cronograma de entrada em operação foi mantido para setembro de 2021.
- O Conselho de Administração aprovou a proposta de distribuição de dividendos intercalares adicionais, no montante de R$ 554,5 milhões (R$ 0,6796/ação), completando 100% do lucro do 1º semestre de 2020, bem como de juros sobre o capital próprio, no valor de R$ 175,0 milhões (R$ 0,2145/ação).
- Em novembro, deu-se o início gradual para operação em teste das unidades geradoras pertencentes ao Conjunto Eólico Campo Largo II.
- A ENGIE e a Natura acertaram parceria para aquisição de créditos de carbono da Unidade de Cogeração Lages, para compensar a emissão de 100 mil toneladas de CO2 da empresa, relativas ao seu inventário de 2019.
- No 4T20, o Centro de Operações da Geração (COG), iniciou a operação remota assistida da Usina Hidrelétrica Machadinho, totalizando 48 usinas (5.468 MW) operadas a partir do COG.

Eventos Subsequentes

- A ENGIE foi selecionada para compor a nova carteira do Índice Carbono Eficiente - ICO2 B3, com vigência de 4 de janeiro a 30 de abril de 2021, sendo rebalanceada a cada quatro meses, seguindo as atualizações do IBrX 100.
- A Companhia assinou contrato com a Siemens para fornecimento dos aerogeradores para a primeira fase do Conjunto Eólico Santo Agostinho, o que viabiliza o início da implantação do projeto.
- O Conselho de Administração aprovou a proposta de distribuição de dividendos complementares no montante de R$ 609,6 milhões (R$ 0,7471/ação), a ser ratificada pela Assembleia Geral Ordinária. O total de proventos relativos a 2020 atingiu R$ 2.016,8 milhões (R$ 2,4717/ação), equivalente a 100% do lucro líquido distribuível (desconsiderando a repactuação do risco hidrológico).

Resumo dos Indicadores Financeiros e Operacionais

Consolidado (Valores em R$ milhões)	4T20	4T19	Var.	12M20	12M19	Var.
Receita Operacional Líquida (ROL)	3.769,2	2.795,1	**34,9%**	12.259,2	9.804,5	**25,0%**
Resultado do Serviço (EBIT)	2.065,0	1.074,3	**92,2%**	5.569,6	4.294,9	**29,7%**
Ebitda (1)	2.288,4	1.317,1	**73,7%**	6.484,5	5.158,2	**25,7%**
Ebitda / ROL - (%) (1)	60,7	47,1	**13,6 p.p.**	52,9	52,6	**0,3 p.p.**
Lucro Líquido	1.029,5	617,5	**66,7%**	2.797,3	2.311,1	**21,0%**
Retorno Sobre o Patrimônio (ROE) (2)	36,1	33,0	**3,1 p.p.**	36,1	33,0	**3,1 p.p.**
Retorno Sobre o Capital Investido (ROIC) (3)	22,7	21,0	**1,7 p.p.**	22,7	20,8	**1,9 p.p.**
Dívida Líquida (4)	11.786,4	10.191,8	**15,6%**	11.786,4	10.191,8	**15,6%**
Produção Bruta de Energia Elétrica (MW médios) (5)	4.628	5.185	**-10,7%**	4.003	5.030	**-20,4%**
Energia Vendida (MW médios) (6)	4.485	4.546	**-1,3%**	4.313	4.329	**-0,4%**
Preço Líquido Médio de Venda (R$/MWh) (7)	190,87	190,53	**0,2%**	193,78	189,45	**2,3%**
Número de Empregados - Total	1.573	1.429	**10,1%**	1.573	1.429	**10,1%**
Empregados EBE	1.444	1.405	**2,8%**	1.444	1.405	**2,8%**
Empregados em Projetos em Construção	129	24	**437,5%**	129	24	**437,5%**

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

MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

Em um ano em que estivemos imersos em um cenário de incertezas, resultante da pandemia, priorizamos compreender riscos, prever impactos e adaptar nossas atividades. Todos os nossos esforços se centraram em assegurar a oferta de energia – essencial à sociedade – e, ao mesmo tempo, proteger as pessoas, garantindo a saúde integral de nossos times e o apoio às comunidades nas quais a Companhia está inserida.

Comprovamos, assim, a assertividade de ações estratégicas, estruturadas nos últimos anos, no sentido de tornar a ENGIE Brasil Energia cada vez mais resiliente e conectada ao futuro. O processo de digitalização, intensivo desde 2015, foi fundamental para que conseguíssemos, em dois dias, colocar cerca de 70% dos colaboradores em *home office* e, da mesma forma, a operação remota de grande parte de nosso parque gerador ajudou a reduzir riscos e manter o desempenho das usinas. Isso só foi possível porque já contávamos com sistemas e ferramentas adequados e equipes capacitadas e dispostas a ajustar rotinas e processos.

Com recursos assegurados junto ao mercado, fruto de nossa disciplina financeira e consistente entrega de resultados, avançamos com os planos de investimentos desenhados para 2020. Seguimos com a implantação de três grandes e transformacionais projetos: o Conjunto Eólico Campo Largo II, no Nordeste, e os Sistemas de Transmissão Novo Estado, no Norte, e Gralha Azul, no Sul. Embora tenhamos enfrentado restrições impostas pela pandemia – e, no caso de Gralha Azul, impasses judiciais relacionados ao licenciamento ambiental –, fechamos o ano reafirmando a expectativa de entrada em operação comercial dos três projetos em 2021.

O ritmo aguerrido das equipes de campo – que mantiveram a excelência operacional com medidas de contingência sendo fielmente executadas para controlar riscos de contágio – foi acompanhado por nossos profissionais das áreas administrativas e de negócios. Aos clientes do Mercado Livre de Energia, por exemplo, entregamos o E-conomiza, solução dedicada a facilitar a migração de pequenas e médias empresas para ambiente de contratação livre, e também o Energy Place, uma plataforma digital de relacionamento que permite gerenciar contratos e também adquirir energia no curto prazo – tudo de forma *online*, ágil e segura. No quarto trimestre, lançamos o aplicativo Follow Energy, inovador sistema de gerenciamento de energia e utilidades, operando em mais de 7.400 sites e controlando mais de 60.000 pontos.

“Todos os nossos esforços se centraram em assegurar a oferta de energia – essencial à sociedade – e, ao mesmo tempo, proteger as pessoas, garantindo a saúde integral de nossos times e o apoio às comunidades nas quais a Companhia está inserida.”

Para os colaboradores, criamos ferramentas que propiciassem a conexão – não apenas com o propósito dos negócios, mas especialmente de uns com os outros. Entre os destaques, os programas dedicados à convivência e à saúde mental incluíram uma série de eventos *online*, campanhas de engajamento e apoio psicológico. Somadas aos protocolos sanitários adotados, essas ações orientaram nossos times quanto ao retorno gradual voluntário e seguro às atividades nas instalações da Companhia. Contribuíram, ainda, para o aprendizado sobre novos formatos de trabalho, que devem nos acompanhar daqui para frente.

Às comunidades das quais a ENGIE Brasil Energia faz parte, levamos modelos diferentes de apoio. A crise sanitária exigiu priorizar o auxílio imediato aos mais vulneráveis e, também, ajudar instituições de saúde na melhoria das condições de atendimento à população. Esses dois eixos guiaram nossas ações de responsabilidade social em meio à pandemia, definindo o destino de mais de R$ 7 milhões. Parte desses recursos veio da Campanha de Solidariedade, que contou com forte participação de nossos colaboradores, reforçando o engajamento comunitário como traço fundamental da cultura da Companhia.

Com base nesses compromissos enfrentamos, juntos, a crise e seus desdobramentos. Fechamos 2020 com receita líquida superior a R$ 12 bilhões, 25% acima de 2019, Ebitda de R$ 6,5 bilhões e lucro líquido de R$ 2,8 bilhões, ambos com crescimento superior a 20% no período. Dentre os fatores que colaboraram para essa evolução citamos o reconhecimento dos efeitos da repactuação do risco hidrológico, a contribuição da TAG e do segmento de transmissão, além da combinação das variações de volume de energia vendida e do preço médio líquido de venda.

Seguimos dedicados à construção do futuro. A urgência da descarbonização, componente há mais de 5 anos da estratégia de negócios da ENGIE é um processo absolutamente necessário para assegurar a transição para uma economia de baixo carbono.

Cientes disso, seguimos priorizando investimentos na geração de energia de fontes renováveis. Iniciaremos em 2021 as obras da primeira fase do Conjunto Eólico Santo Agostinho, no Rio Grande do Norte, que contará com investimento de cerca de R$ 2,2 bilhões e agregará 434 MW à capacidade instalada da Companhia, com geração dedicada ao Mercado Livre de Energia. Em outra frente, daremos sequência ao plano de descarbonização de nossos ativos. A Termelétrica Pampa Sul, no Rio Grande do Sul, terá seu processo de prospecção por compradores retomado e com relação ao Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, em Santa Catarina, formamos um Grupo de Trabalho especial, que se dedicará a estudar alternativas para o ativo.

Sabemos que transformações necessárias à transição energética seguirão exigindo adaptações do setor de energia, mobilizando agentes públicos e privados. Em 2020, foi comprovada a maturidade do Setor Elétrico Brasileiro, com a mobilização dos agentes para desenhar um plano de ajuda de curto prazo para as distribuidoras, evitando que a inadimplência registrada contaminasse o restante da cadeia, resultando na publicação da Medida Provisória 950. Tivemos também avanços regulatórios importantes, como a aprovação da Lei que reconheceu o direito de compensação aos geradores hidrelétricos dos efeitos financeiros decorrentes de externalidades que agravaram o GSF ao longo dos últimos anos e a Medida Provisória 998, que criou condições para avançar na modernização do setor elétrico no Brasil, tornando-o cada vez mais sustentável e competitivo. A expectativa de progresso também se faz presente na evolução dos debates sobre a Nova Lei do Gás, com enorme potencial para dinamizar o setor.

Tornar o ambiente mais favorável aos negócios será fundamental para a retomada da economia brasileira, abrindo caminho para o crescimento. A ENGIE Brasil Energia confia plenamente no potencial de desenvolvimento sustentável do país e, como comprovamos no atípico 2020, está preparada para contribuir com a superação dos desafios que se impõem ao futuro, de forma íntegra, corajosa e responsável.



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



Marcelo Cardoso Malta
Diretor Financeiro

DETALHAMENTO DOS ATIVOS

Ativos de Geração de Energia

A ENGIE Brasil Energia integra o maior grupo produtor independente de energia do país e, no final do 4T20, conta com 8.710,5 MW de capacidade instalada, operando um parque gerador de 10.431,2 MW, composto de 60 usinas, sendo 11 hidrelétricas, quatro termelétricas e 45 complementares — centrais a biomassa, PCHs, eólicas e solares —, das quais 56 pertencem integralmente à Companhia e quatro (as hidrelétricas Itá, Machadinho e Estreito, e a usina de cogeração a biomassa Ibitiúva Bioenergética) são comercialmente exploradas por meio de parcerias com outras empresas.

Parque Gerador em 31 de dezembro de 2020

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)		Data de vencimento do termo original da Concessão/ Autorização *	Energia assegurada (MW médios) Participação da Companhia
			Total	Participação da Companhia		
Itá	Hidrelétrica	Rio Uruguai (SC e RS)	1.450,0	1.126,9	out/30	564,7
Salto Santiago	Hidrelétrica	Rio Iguaçu (PR)	1.420,0	1.420,0	set/28	733,3
Machadinho	Hidrelétrica	Rio Uruguai (SC e RS)	1.140,0	403,9	jul/32	165,3
Estreito	Hidrelétrica	Rio Tocantins (TO/MA)	1.087,0	435,6	nov/37	256,9
Salto Osório	Hidrelétrica	Rio Iguaçu (PR)	1.078,0	1.078,0	set/28	502,6
Cana Brava	Hidrelétrica	Rio Tocantins (GO)	450,0	450,0	ago/33	260,8
Jaguara	Hidrelétrica	Rio Grande (MG)	424,0	424,0	dez/47	341,0
Miranda	Hidrelétrica	Rio Araguari (MG)	408,0	408,0	dez/47	198,2
São Salvador	Hidrelétrica	Rio Tocantins (TO)	243,2	243,2	abr/37	148,2
Passo Fundo	Hidrelétrica	Rio Passo Fundo (RS)	226,0	226,0	set/28	113,1
Ponte de Pedra	Hidrelétrica	Rio Correntes (MT)	176,1	176,1	set/34	133,6
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[3]	Eólica	Umburanas (BA)	326,7	326,7	jul/50	166,5
Conjunto Trairi[4]	Eólica	Trairi (CE)	212,6	212,6	set/41	100,8
Ferrari	Biomassa	Pirassununga (SP)	80,5	80,5	jun/42	35,6
Ibitiúva Bioenergética	Biomassa	Pitangueiras (SP)	33,0	22,9	abr/30	12,0
Assú V	Solar	Assú (RN)	30,0	30,0	jun/51	9,2
Lages	Biomassa	Lages (SC)	28,0	28,0	out/32	16,5
Rondonópolis	PCH	Ribeirão Ponte de Pedra (MT)	26,6	26,6	dez/32	14,0
José Gelazio da Rocha	PCH	Ribeirão Ponte de Pedra (MT)	24,4	24,4	dez/32	11,9
Nova Aurora	Solar	Tubarão (SC)	3,0	3,0	não aplicável[5]	0,0
Tubarão	Eólica	Tubarão (SC)	2,1	2,1	não aplicável[5]	0,0
Total - Complementares			**1.126,9**	**1.116,8**		**579,8**
Total			**10.431,2**	**8.710,5**		**4.970,9**

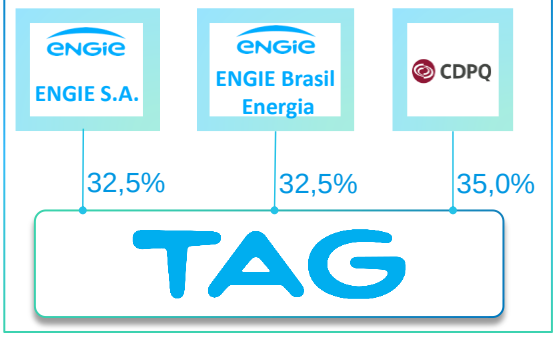
* Não considera a extensão de concessões de certas usinas, decorrente da adesão à repactuação do risco hidrológico de que trata a Lei 14.052/2020.
[1] Complexo composto por 3 usinas.
[2] Conjunto composto por 18 centrais eólicas.
[3] Conjunto composto por 11 centrais eólicas.
[4] Conjunto composto por 8 centrais eólicas.
[5] Para centrais geradoras com potência igual ou inferior a 5 MW o instrumento legal aplicável é o registro.

Ativos de Transporte de Gás

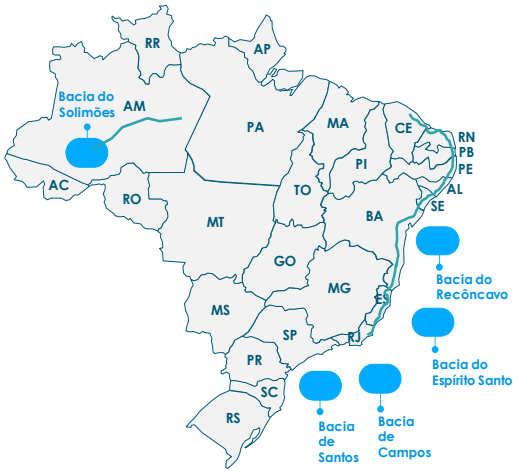
A Transportadora Associada de Gás S.A. - TAG (TAG) é a maior transportadora de gás natural do Brasil, com uma infraestrutura de 4.500 km de gasodutos de alta pressão, que se estende por todo o litoral do Sudeste e Nordeste e mais um trecho entre Urucu e Manaus, no Amazonas, atravessando 10 estados brasileiros e 181 municípios.

A rede de gasodutos possui diversos pontos de interconexão, entre eles, 10 distribuidoras de gás, 13 pontos de entrada de gás ativos (incluindo dois terminais de Gás Natural Liquefeito (GNL)) e 90 pontos de saída de gás, além de 11 estações de compressão e de atender refinarias, plantas de fertilizantes e usinas termelétricas.

Estrutura Societária



Localização dos Gasodutos da TAG



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

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

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

Detalhamento dos Contratos

Gasoduto	Tamanho (km)	Maturidade do Contrato	Término da Autorização	Volumes Contratados (MM m³/dia)	% da Receita Operacional Líquida*	Índice de reajuste
Gasene	1.400	nov-33	mar-39	30,3	41,5%	IGPM/CPI/FX
Malha NE	2.000	dez-25	mar-39	21,6	22,0%	IGPM
Pilar-Ipojuca	200	nov-31	nov-41	15,0	6,0%	IGPM
Urucu-Coari-Manaus	800	nov-30	nov-40	6,7	30,5%	IGPM/IPCA
Lagoa Parda-Vitória	100	Em negociação	mar-39	0,7	0,0%	IGPM
Total	**4.500,0**			**74,3**	**100,0%**	

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

Geração Solar Distribuída

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

O quarto trimestre caracterizou-se pela viabilização de projetos de geração remota, onde a EGSD faz os investimentos e aluga os equipamentos para os clientes (projetos *asset-based*), com a comercialização de novos contratos que totalizam 8,2 MWp, estes contratos permitirão a nossos clientes uma redução de cerca de 1.581 toneladas de dióxido de carbono por ano.



Sistema instalado pela EGSD.



A potência comercializada no 4T20 totalizou 9,2 MWp. No ano de 2020, 91,8% dos projetos foram do segmento B2B (*business-to-business*), o que fortalece o relacionamento da EGSD com grandes empresas e é responsável por projetos de maior potência instalada e consolida a estratégia do Grupo.

No 4T20, a EGSD implantou um total de 32 sistemas, com capacidade instalada de 3,4 MWp. No ano de 2020, foram implantados 185 sistemas, com capacidade total de 17,8 MWp.

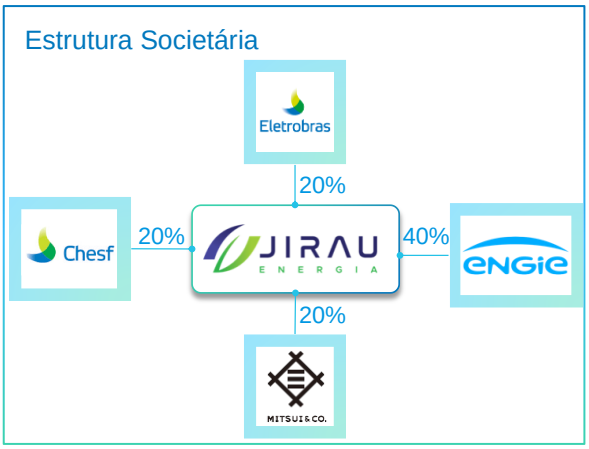
Desde o início de suas operações, a empresa atingiu um total de 2.598 sistemas instalados, somando 53,8 MWp de capacidade instalada.

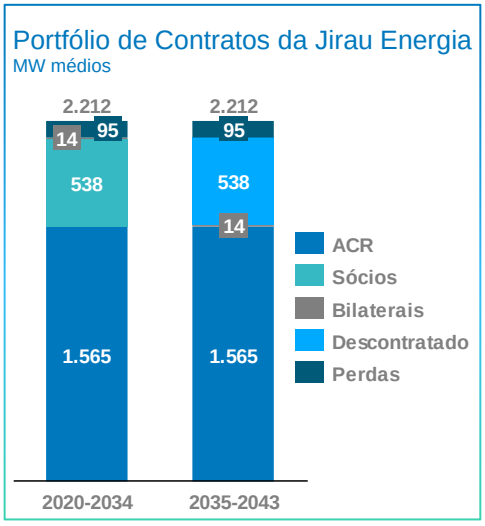
Expansão

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

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

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 4T20, a Usina gerou 686,1 MW médios, 43,1% abaixo dos 1.205,7 MW médios gerados no 4T19, atingindo Fator de Disponibilidade do Operador Nacional do Sistema (FID) de 99,7% no período (dados sujeitos à contabilização final da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)). No acumulado do ano, a geração registrada foi de 1.721,8 MW médios, 10,6% abaixo dos 1.926,4 MW médios de 2019, com FID de 99,7%.

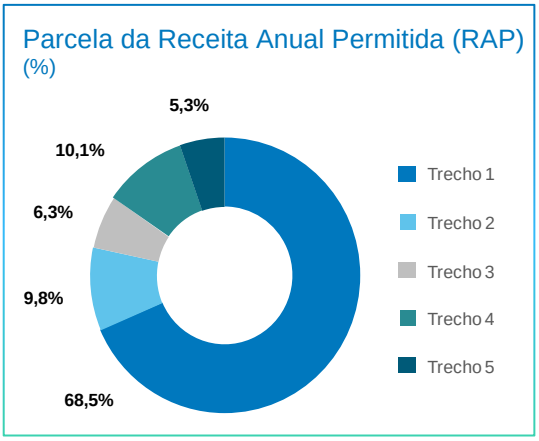
As reduções de geração apresentadas nos períodos são resultado da combinação dos efeitos da pandemia da Covid-19 no consumo e às condições hidrológicas menos favoráveis.

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

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

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

* Valor em dezembro de 2017





Montagem das torres

Como resultado dos esforços da Companhia em demonstrar a robustez do processo de licenciamento ambiental do projeto, além das medidas compensatórias de caráter voluntário, desenvolvidas em alinhamento às políticas de sustentabilidade da Companhia, foi revogada pelo Superior Tribunal de Justiça (STJ), em 9 de dezembro de 2020, a decisão liminar emitida pela Justiça Federal em outubro de 2020, proferida no âmbito de uma Ação Civil Pública (ACP), que havia suspendido as licenças ambientais das linhas de transmissão do Trecho Ivaiporã – Ponta Grossa C1 e C2 e do trecho Ponta Grossa – Bateias C1 e C2, permitindo assim a retomada dos trabalhos de implantação.

Desta forma, ao fim do 4T20, a implantação do Sistema de Transmissão Gralha Azul atingiu 75% de avanço geral, com as obras civis e montagem eletromecânica das linhas de transmissão e subestações atendendo os prazos previstos no contrato federal de concessão. Permanece inalterada a estimativa de redução do prazo de implantação do empreendimento para setembro de 2021, com uma antecipação de 18 meses em relação ao prazo limite, o que antecipará a solução de suprimento da energia de Itaipu para o estado do Paraná.

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

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

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

A mobilização das principais empresas executoras teve início em 16 de março de 2020, a construção teve início em abril, com atividades nos canteiros e, em 18 de maio, foram iniciadas as obras civis.

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

Atualmente, são mais de 6.000 profissionais mobilizados para a construção. Foram concluídas 60% das fundações das torres, sendo que 16% delas já foram montadas. No 4T20 foi dado início ao lançamento dos cabos das linhas de transmissão, tanto no trecho da LT Xingu - Serra Pelada quanto no trecho da LT Serra Pelada - Miracema. A obra da subestação Serra Pelada encontra-se em fase avançada de execução de obras civis, com avanço geral de 36% e as demais ampliações de subestações estão todas em andamento na fase de obras civis.

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



Montagem das torres

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

Projetos em Implantação

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)		Data de vencimento do termo original da Concessão/ Autorização	Energia assegurada (MW médios) Participação da Companhia
			Total	Participação da Companhia		
Conjunto Campo Largo II	Eólica	Umburanas e Sento Sé (BA)	361,2	361,2	-	192,5
Conjunto Santo Agostinho - Fase I	Eólica	Lajes e Pedro Avelino (RN)	434,0	434,0	-	218,0
Total			**795,2**	**795,2**		**410,5**

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

O Projeto se beneficiará da sinergia das estruturas existentes, como a subestação e a linha de transmissão, implementadas pela Companhia para atender os Conjuntos Eólicos Campo Largo – Fase I e Umburanas – Fase I, que totalizam 686,7 MW de capacidade instalada. Com a implantação da segunda fase de Campo Largo, a capacidade instalada de energia eólica da ENGIE Brasil Energia ultrapassará a marca de 1 gigawatt (GW) na região. A energia de Campo Largo II será totalmente direcionada para o Ambiente de Contratação Livre (ACL).



Montagem dos aerogeradores

Todas as licenças de instalação para as onze centrais que compõem o projeto foram obtidas, liberando as atividades em todas as áreas do empreendimento, e as licenças de operação para os primeiros parques já foram requeridas. O contrato de financiamento do empreendimento junto ao BNDES foi assinado em 27 de abril de 2020.

No quarto trimestre de 2020, permaneceram em andamento: as obras civis; a instalação das redes de média tensão, que conectam os aerogeradores à subestação coletora; e a fabricação, entrega e montagem dos aerogeradores. Foram concluídas as obras de ampliação da subestação coletora e iniciado o comissionamento dos aerogeradores. O avanço geral da obra estava em 72,4% no final do 4T20. Os primeiros aerogeradores receberam autorização para operação em testes. A entrada em operação comercial dos primeiros parques está prevista para fevereiro de 2021 e os últimos para o terceiro trimestre de 2021.

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

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

Projetos em Desenvolvimento

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)	
			Total	Participação da Companhia
Conjunto Santo Agostinho - Fase II	Eólica	Lajes e Pedro Avelino (RN)	366,0	366,0
Conjunto Fotovoltaico Campo Largo	Solar	Umburanas e Sento Sé (BA)	400,0	400,0
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			**1.476,0**	**1.476,0**

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** e já conta com a licença prévia emitida pelo Instituto de Desenvolvimento Sustentável e Meio Ambiente (Idema), órgão ambiental do estado do Rio Grande do Norte, declarando o empreendimento ambientalmente viável. Em junho de 2020, foi protocolado no Idema a solicitação de licença de instalação.

Conjunto Eólico Umburanas – Bahia (Fase II). A Segunda Fase conta com licenciamento ambiental regularizado, o qual deverá ser atualizado ao longo de 2021 para refletir as novas tecnologias disponíveis no mercado e assegurar o melhor aproveitamento dos recursos eólicos da região. O projeto será futuramente desenvolvido pela Companhia ao lado do Conjunto Eólico Campo Largo e Umburanas – Fase I, capturando sinergias durante a implantação e operação, como subestação de energia, alojamento, acessos, equipes e outros. Também conta com toda documentação necessária para participar de leilões de energia, o que não afasta a potencial viabilização do empreendimento através de PPAs 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. O projeto está em processo de licenciamento ambiental, regularizando aspectos fundiários, e será futuramente desenvolvido pela Companhia ao lado das Fases I e II do Conjunto Eólico Campo Largo, capturando sinergias, especialmente durante a operação comercial.

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

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

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

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

DESEMPENHO OPERACIONAL

Disponibilidade do Parque Gerador de Energia

No 4T20, as usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia atingiram índice de disponibilidade de **95,8%, desconsiderando-se as paradas programadas**, sendo 99,6% nas usinas hidrelétricas, 75,0% nas termelétricas e 91,2% nas usinas de fontes complementares — PCHs, biomassas, eólicas e fotovoltaicas.

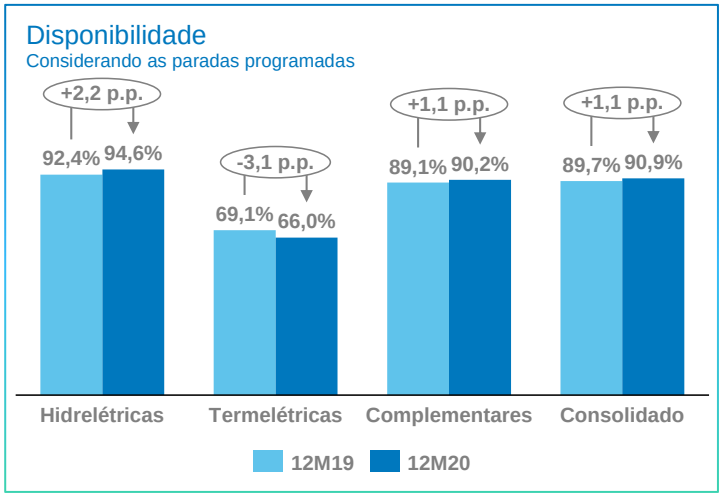
Considerando todas as paradas programadas, a disponibilidade interna global no 4T20 foi de 90,6%, sendo 93,2% nas usinas hidrelétricas, 75,0% nas termelétricas e 88,3% nas usinas de fontes complementares.

Com as manutenções programadas, o índice de disponibilidade global do 4T20 ficou 0,9 p.p. acima do verificado no mesmo período de 2019. A disponibilidade das usinas hidrelétricas, por sua vez, teve elevação de 0,3 p.p. no trimestre, devido ao menor tempo de execuções das paradas preventivas e preditivas.

Em relação às usinas termelétricas, houve aumento no índice de disponibilidade, sendo 11,3 p.p. maior em relação ao do 4T19, decorrente principalmente do melhor desempenho da Usina Termelétrica Pampa Sul no período.

Já nas usinas complementares, houve uma redução de 6,3 p.p. no índice de disponibilidade em relação ao 4T19, influenciado sobretudo pelo tempo de desligamento para manutenção corretiva na Usina Cogeração Lages.

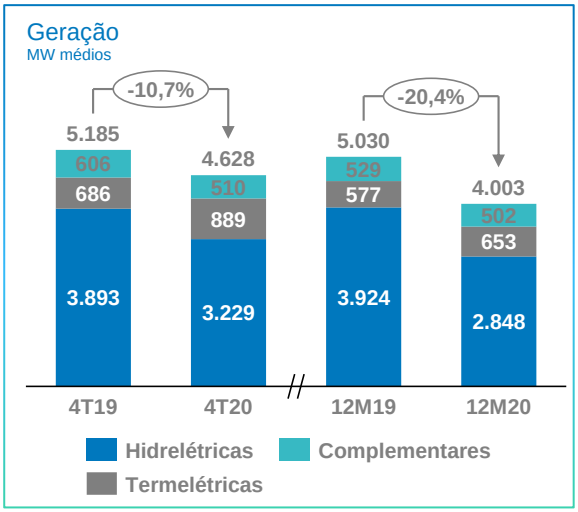
No acumulado de 12 meses de 2020, desconsiderando-se as paradas programadas, as usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia atingiram índice de disponibilidade de 96,4%, sendo 99,7% nas usinas hidrelétricas, 76,9% nas termelétricas e 93,5% nas usinas de fontes complementares — PCH's, biomassas, eólicas e fotovoltaicas.



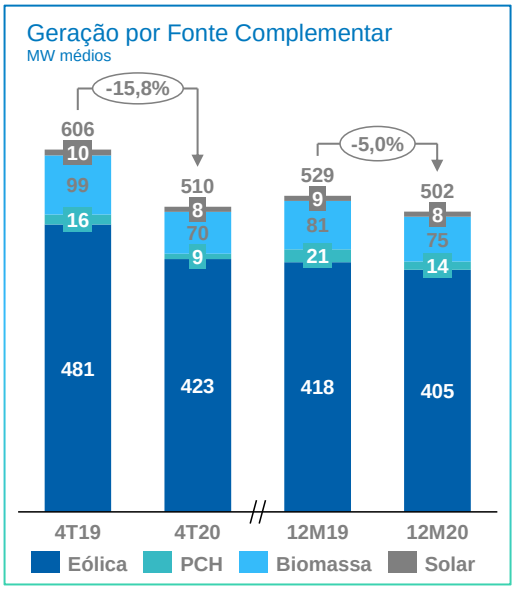
Considerando todas as paradas programadas, a disponibilidade interna global **no acumulado de 2020**, foi de 90,9%, sendo 94,6% nas usinas hidrelétricas, 66,0% nas termelétricas e 90,2% nas usinas de fontes complementares. Comparando 2020 ao ano anterior, houve elevação de 1,1 p.p. na disponibilidade interna global, sendo aumento de 2,2 p.p. e 1,1 p.p. nas hidrelétricas e complementares, respectivamente, e redução nas termelétricas em 3,1 p.p. A redução da disponibilidade das usinas termelétricas no ano de 2020, em comparação a 2019, deve-se principalmente aos desligamentos intempestivos ocorridos devido à maior exposição às falhas em operação contínua. Já o aumento da disponibilidade das usinas hidrelétricas e complementares foi decorrente do menor tempo da execução das paradas de curto prazo.

Produção de Energia

A produção de energia elétrica nas usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia foi de 10.220 GWh (4.628 MW médios) no 4T20, resultado **10,7% inferior** à produção do 4T19. Do total gerado, as usinas hidrelétricas foram responsáveis por 7.130 GWh (3.229 MW médios); as termelétricas, por 1.963 GWh (889 MW médios); e as complementares, por 1.127 GWh (510 MW médios). Esses resultados representam reduções de 17,0% e 15,8% na geração das usinas hidrelétricas e complementares, respectivamente, e aumento de 29,6% nas termelétricas, em comparação ao 4T19.



A redução na geração total das usinas hidrelétricas no 4T20, em comparação ao 4T19, se deve, principalmente, às condições hidrológicas menos favoráveis nas bacias hidrográficas onde se localizam as usinas da Companhia, com destaque para a região Sul. Em relação à menor produção complementar, basicamente, se deve ao fato da saída temporária de operação da Usina Cogeração Lages para manutenção corretiva no gerador.



Quanto ao aumento da produção termelétrica, a diminuição da oferta hidroenergética foi o principal fator que contribuiu para a necessidade de despacho do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, durante grande parte do 4T20. Para preservação dos volumes dos reservatórios, em especial da região Sul, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) autorizou, durante o 4T20, o despacho de usinas termelétricas fora da ordem de mérito, garantindo despacho das usinas do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda por garantia energética.

No acumulado de 12 meses de 2020, de modo geral, a pandemia provocou uma expressiva redução na carga do Sistema Interligado Nacional, fato que contribuiu para uma produção global da ENGIE da ordem de 35.163 GWh (4.003 MW médios), ou seja, 20,4% inferior à 2019, quando o total foi de 44.058 GWh (5.030 MW médios). Em 2020, apenas a produção termelétrica foi maior, comparado ao ano anterior, sendo 13,2% superior a 2019. Nas hidrelétricas e complementares, 27,4% e 5,0% a menos, respectivamente.

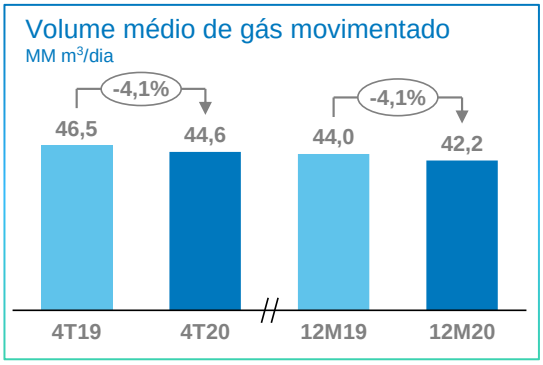
Cumpre destacar que um aumento da geração hidrelétrica da Companhia não resulta necessariamente em melhoria de seu desempenho econômico-financeiro. Da mesma maneira, uma redução desse tipo de geração não implica obrigatoriamente deterioração do desempenho econômico-financeiro. Isso se deve à aplicação do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), que compartilha os riscos hidrológicos inerentes à geração hidrelétrica entre seus participantes.

Em relação à geração termelétrica da Companhia, seu aumento pode reduzir (em razão do nível de contratação da Companhia) a exposição ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), sendo o inverso também verdadeiro, mantidas as outras variáveis.

Transporte de Gás

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

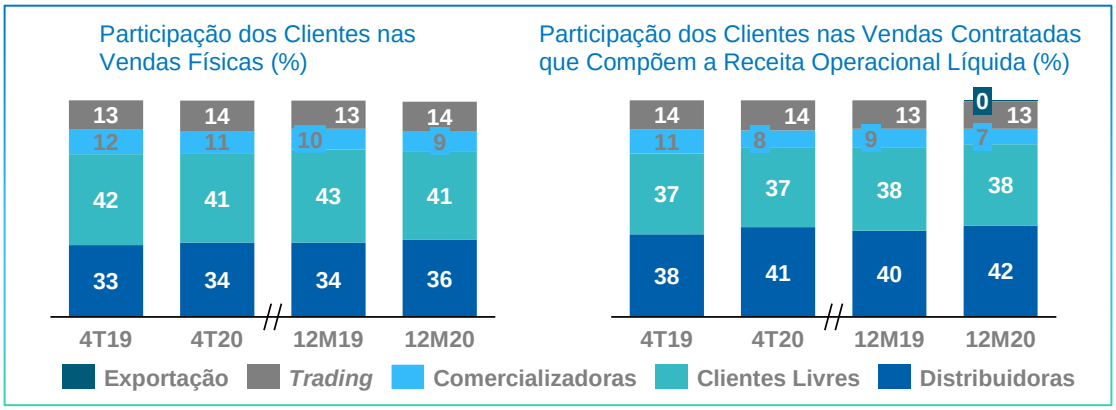
No 4T20, a TAG transportou um volume médio de gás de 44,6 milhões de m³/dia (46,5 milhões de m³/dia no 4T19). No acumulado do ano, o volume transportado foi de 42,2 milhões de m³/dia (44,0 milhões de m³/dia em 2019).



Portfólio de Venda de Energia Elétrica

No 4T20, a participação de consumidores livres no portfólio da Companhia alcançou 41,0% do total das vendas físicas e 36,7% do total da receita operacional líquida (com exceção de CCEE e outras receitas), redução de 1,1 p.p. e 0,5 p.p., respectivamente, em relação ao mesmo período do ano anterior. No acumulado dos 12M20, os consumidores livres representaram 41,5% das vendas físicas e 37,6% da receita operacional líquida (com exceção de CCEE e outras receitas), quedas de 1,6 p.p. e 0,7 p.p., respectivamente, em comparação a 2019.

A redução da participação de consumidores livres nas vendas físicas e na receita operacional líquida, nos períodos em análise, ocorreu, essencialmente, da redução de consumo por parte dos clientes industriais, afetados pela pandemia da Covid-19, decréscimo parcialmente atenuado pelas migrações de perfil entre comercializadoras e consumidores livres. Já o impacto na receita operacional líquida foi parcialmente atenuado por novas contratações com preços médios superiores à média dos contratos vigentes 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 **31 de dezembro de 2020**, 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	4.851	4.905	4.907	4.905	4.903	4.902	Preço **Bruto** no Leilão (R$/MWh)	Data de Referência	Preço **Bruto** Corrigido (R$/MWh)	Preço **Líquido** de PIS/COFINS/P&D (R$/MWh)
+ Compras para Revenda	979	774	581	409	349	313				
= Recursos Totais (A)	**5.830**	**5.679**	**5.488**	**5.314**	**5.252**	**5.215**				
Vendas Leilões do Governo[1]	2.010	2.010	2.010	2.005	1.994	1.984				
2005-EN-2010-30	200	200	200	200	200	200	115,1	dez-05	242,9	218,2
2006-EN-2009-30	493	493	493	493	493	493	128,4	jun-06	266,8	239,7
2006-EN-2011-30	148	148	148	148	148	148	135,0	nov-06	278,5	250,2
2007-EN-2012-30	256	256	256	256	256	256	126,6	out-07	250,8	225,4
Proinfa	19	19	19	19	19	19	147,8	jun-04	305,3	294,2
1º Leilão de Reserva	12	12	12	12	2	-	158,1	ago-08	296,1	285,3
Mix de leilões (Energia Nova / Reserva / GD)	14	14	14	9	8	-	-	-	288,7	278,2
2014-EN-2019-25	295	295	295	295	295	295	183,5	mar-14	260,0	233,6
2014-EN-2019-25	10	10	10	10	10	10	206,2	nov-14	271,5	261,6
2014-EN-2019-20	82	82	82	82	82	82	139,3	nov-14	184,0	167,0
2015-EN-2018-20	46	46	46	46	46	46	188,5	ago-15	233,1	211,6
8º Leilão de Reserva	9	9	9	9	9	9	303,0	nov-15	370,2	336,0
2014-EN-2019-20	48	48	48	48	48	48	136,4	nov-14	184,3	167,3
Vendas Reguladas - Cotas										
2018 - Cotas (UHJA) - 2018-30	239	239	239	239	239	239	-	jul-17	153,0	145,9
2018 - Cotas (UHMI) - 2018-30	139	139	139	139	139	139	-	jul-17	173,6	165,6
+ Vendas Bilaterais	3.145	2.880	2.446	1.770	1.242	805				
= Vendas Totais (B)	**5.155**	**4.890**	**4.456**	**3.775**	**3.236**	**2.789**				
Saldo (A - B)	**675**	**789**	**1.032**	**1.539**	**2.016**	**2.426**				
Preço médio de venda (R$/MWh) **(líquido)** [2, 3]	196,6	195,2	193,9							
Preço médio de compra (R$/MWh) **(líquido)** [4]:	177,6	173,0	163,6							

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

[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 Jaguara 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 – 4T20 x 4T19 (em R$ milhões)					
	Energia elétrica					
	Geração[1]	Transmissão[2]	*Trading*	Painéis Solares	Transporte de Gás	Consolidado
4T20						
Receita operacional líquida	2.234,3	1.179,4	310,9	44,6	-	3.769,2
Custos operacionais	(256,6)	(987,2)	(352,6)	(37,7)	-	(1.634,1)
Lucro (prejuízo) bruto	**1.977,7**	**192,2**	**(41,7)**	**6,9**	**-**	**2.135,1**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(84,5)	(0,5)	(0,8)	(1,2)	-	(87,0)
Outras despesas operacionais, líquidas	(4,6)	-	-	-	-	(4,6)
Impairment	(98,8)	-	-	-	-	(98,8)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	-	120,3	120,3
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**1.789,8**	**191,7**	**(42,5)**	**5,7**	**120,3**	**2.065,0**
4T19						
Receita operacional líquida	2.374,8	61,5	321,6	37,2	-	2.795,1
Custos operacionais	(1.319,0)	(53,0)	(320,4)	(36,4)	-	(1.728,8)
Lucro bruto	**1.055,8**	**8,5**	**1,2**	**0,8**	**-**	**1.066,3**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(74,4)	-	(0,7)	(2,3)	-	(77,4)
Outras despesas operacionais, líquidas	(1,4)	-	-	-	-	(1,4)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	-	86,8	86,8
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**980,0**	**8,5**	**0,5**	**(1,5)**	**86,8**	**1.074,3**
Variação						
Receita operacional líquida	(140,5)	1.117,9	(10,7)	7,4	-	974,1
Custos operacionais	1.062,4	(934,2)	(32,2)	(1,3)	-	94,7
Lucro (prejuízo) bruto	**921,9**	**183,7**	**(42,9)**	**6,1**	**-**	**1.068,8**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(10,1)	(0,5)	(0,1)	1,1	-	(9,6)
Outras despesas operacionais, líquidas	(3,2)	-	-	-	-	(3,2)
Impairment	(98,8)	-	-	-	-	(98,8)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	-	33,5	33,5
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**809,8**	**183,2**	**(43,0)**	**7,2**	**33,5**	**990,7**

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”).
[2] Segmento representado pelos Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado (adquirida em março de 2020), ambos em fase de construção.

	Resultado por segmento – 12M20 x 12M19 (em R$ milhões)					
	Energia elétrica					
	Geração	Transmissão	*Trading*	Painéis Solares	Transporte de Gás	Consolidado
12M20						
Receita operacional líquida	8.539,1	2.555,3	1.083,9	80,9	-	12.259,2
Custos operacionais	(3.328,6)	(2.274,3)	(1.111,5)	(81,5)	-	(6.795,9)
Lucro (prejuízo) bruto	**5.210,5**	**281,0**	**(27,6)**	**(0,6)**	**-**	**5.463,3**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(267,8)	(1,1)	(3,1)	(5,4)	-	(277,4)
Outras despesas operacionais, líquidas	(4,7)	-	-	-	-	(4,7)
Impairment	(98,8)	-	-	-	-	(98,8)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	-	487,1	487,1
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**4.839,2**	**279,9**	**(30,7)**	**(6,0)**	**487,1**	**5.569,5**
12M19						
Receita operacional líquida	8.427,7	169,9	1.109,0	97,9	-	9.804,5
Custos operacionais	(4.294,1)	(151,5)	(1.111,4)	(96,0)	-	(5.653,0)
Lucro (prejuízo) bruto	**4.133,6**	**18,4**	**(2,4)**	**1,9**	**-**	**4.151,5**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(243,2)	-	(2,9)	(7,1)	-	(253,2)
Outras receitas operacionais, líquidas	320,4	-	-	-	-	320,4
Impairment	(4,9)	-	-	-	-	(4,9)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	-	81,1	81,1
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**4.205,9**	**18,4**	**(5,3)**	**(5,2)**	**81,1**	**4.294,9**
Variação						
Receita operacional líquida	111,4	2.385,4	(25,1)	(17,0)	-	2.454,7
Custos operacionais	965,5	(2.122,8)	(0,1)	14,5	-	(1.142,9)
Lucro (prejuízo) bruto	**1.076,9**	**262,6**	**(25,2)**	**(2,5)**	**-**	**1.311,8**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(24,6)	(1,1)	(0,2)	1,7	-	(24,2)
Outras despesas operacionais, líquidas	(325,1)	-	-	-	-	(325,1)
Impairment	(93,9)	-	-	-	-	(93,9)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	-	406,0	406,0
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**633,3**	**261,5**	**(25,4)**	**(0,8)**	**406,0**	**1.274,6**

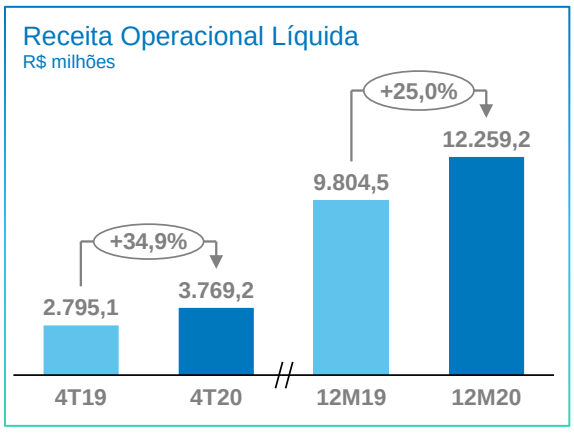
O resultado financeiro e os tributos sobre o lucro da Companhia não são alocados por segmento, pois a Administração realiza a gestão do fluxo de caixa de forma consolidada e corporativa.

Receita Operacional Líquida

	Receita por segmento – 4T20 x 4T19 (em R$ milhões)				
	Energia elétrica				
	Geração	Transmissão	*Trading*	Painéis Solares	Consolidado
4T20					
Distribuidoras de energia elétrica	909,9	-	-	-	909,9
Consumidores livres	805,2	-	-	-	805,2
Receita de construção	-	1.047,1	-	-	1.047,1
Operações de *trading* de energia	-	-	305,9	-	305,9
Comercializadoras de energia elétrica	175,3	-	-	-	175,3
Remuneração dos ativos de concessão	145,6	132,3	-	-	277,9
Transações no mercado de curto prazo	153,6	-	9,5	-	163,1
Receita de serviços prestados	30,7	-	-	-	30,7
Ganho em ação judicial	3,5	-	-	-	3,5
Ganhos não realizados em operações de *trading*[3]	-	-	(4,5)	-	(4,5)
Outras receitas	10,5	-	-	44,6	55,1
Receita operacional líquida	**2.234,3**	**1.179,4**	**310,9**	**44,6**	**3.769,2**
4T19					
Distribuidoras de energia elétrica	845,4	-	-	-	845,4
Consumidores livres	822,2	-	-	-	822,2
Receita de construção	-	54,4	-	-	54,4
Operações de *trading* de energia	-	-	298,7	-	298,7
Comercializadoras de energia elétrica	245,0	-	-	-	245,0
Remuneração dos ativos de concessão	108,3	7,1	-	-	115,4
Transações no mercado de curto prazo	303,8	-	0,7	-	304,5
Receita de serviços prestados	30,1	-	-	-	30,1
Indenização de seguro a receber	11,2	-	-	-	11,2
Ganhos não realizados em operações de *trading*	-	-	22,2	-	22,2
Outras receitas	8,8	-	-	37,2	46,0
Receita operacional líquida	**2.374,8**	**61,5**	**321,6**	**37,2**	**2.795,1**
Variação					
Distribuidoras de energia elétrica	64,5	-	-	-	64,5
Consumidores livres	(17,0)	-	-	-	(17,0)
Receita de construção	-	992,7	-	-	992,7
Operações de *trading* de energia	-	-	7,2	-	7,2
Comercializadoras de energia elétrica	(69,7)	-	-	-	(69,7)
Remuneração dos ativos de concessão	37,3	125,2	-	-	162,5
Transações no mercado de curto prazo	(150,2)	-	8,8	-	(141,4)
Receita de serviços prestados	0,6	-	-	-	0,6
Ganho em ação judicial	3,5	-	-	-	3,5
Indenização de seguros a receber	(11,2)	-	-	-	(11,2)
Ganhos não realizados em operações de *trading*	-	-	(26,7)	-	(26,7)
Outras receitas	1,7	-	-	7,4	9,1
Receita operacional líquida	**(140,5)**	**1.117,9**	**(10,7)**	**7,4**	**974,1**

No 4T20, a receita operacional líquida aumentou 34,9% (R$ 974,1 milhões) quando comparada ao 4T19, passando de R$ 2.795,1 milhões para **R$ 3.769,2 milhões**. Essa variação foi reflexo, principalmente, dos seguintes fatores:

Geração e venda de energia do portfólio: redução de R$ 140,5 milhões (5,9%), motivada, substancialmente, pelos seguintes decréscimos: (i) R$ 150,2 milhões nas transações realizadas no mercado de curto prazo, principalmente na CCEE; e (ii) R$ 22,2 milhões na receita com contratos de venda de energia nos ambientes regulado e livre, resultado da combinação das variações de quantidade de energia vendida e do preço médio líquido de venda. Esses efeitos foram parcialmente atenuados pelo acréscimo de R$ 37,3 milhões de remuneração dos ativos financeiros relativos à parcela do pagamento pela outorga das concessões das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda referente à energia destinada ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR), em razão de maior inflação entre os trimestres analisados.



[3] No 4T20, a Companhia apurou redução de ganhos não realizados em operações de *trading*, considerando os resultados auferidos em 2020.

Transmissão: elevação de R$ 1.117,9 milhões, em grande parte consequência dos avanços nas execuções das obras dos Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado, cujo tratamento contábil como receita decorre do custo com a construção adicionado de uma margem de gestão da construção pela Companhia.

Trading: redução de R$ 10,7 milhões (3,3%) oriunda, principalmente, do resultado negativo da marcação a mercado das vendas futuras, parcialmente atenuada pelo acréscimo observado na receita das operações realizadas e das transações no mercado de curto prazo.

Painéis solares: acréscimo de R$ 7,4 milhões (19,9%) nas vendas e instalação de painéis solares em razão da viabilização de projetos de geração remota, com a comercialização de novos contratos que totalizaram 8,2 MWp.

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

	Receita por segmento – 12M20 x 12M19 (em R$ milhões)				
	Energia elétrica				
	Geração	Transmissão	*Trading*	Painéis Solares	Consolidado
12M20					
Distribuidoras de energia elétrica	3.541,4	-	-	-	3.541,4
Consumidores livres	3.161,4	-	-	-	3.161,4
Receita de construção	-	2.365,6	-	-	2.365,6
Operações de *trading* de energia	-	-	1.067,3	-	1.067,3
Comercializadoras de energia elétrica	608,5	-	-	-	608,5
Remuneração dos ativos de concessão	381,6	189,7	-	-	571,3
Transações no mercado de curto prazo	535,5	-	16,6	-	552,1
Receita de serviços prestados	121,6	-	-	-	121,6
Ganho em ação judicial	83,5	-	-	-	83,5
Indenização de seguros a receber	40,0	-	-	-	40,0
Exportação	30,5	-	-	-	30,5
Outras receitas	35,1	-	-	80,9	116,0
Receita operacional líquida	**8.539,1**	**2.555,3**	**1.083,9**	**80,9**	**12.259,2**
12M19					
Distribuidoras de energia elétrica	3.292,7	-	-	-	3.292,7
Consumidores livres	3.164,1	-	-	-	3.164,1
Receita de construção	-	155,4	-	-	155,4
Operações de *trading* de energia	-	-	1.078,4	-	1.078,4
Comercializadoras de energia elétrica	728,0	-	-	-	728,0
Remuneração dos ativos de concessão	382,7	14,5	-	-	397,2
Transações no mercado de curto prazo	699,1	-	7,1	-	706,2
Receita de serviços prestados	116,0	-	-	-	116,0
Indenização de seguros a receber	11,2	-	-	-	11,2
Ganhos não realizados em operações de *trading*	-	-	23,5	-	23,5
Outras receitas	33,9	-	-	97,9	131,8
Receita operacional líquida	**8.427,7**	**169,9**	**1.109,0**	**97,9**	**9.804,5**
Variação					
Distribuidoras de energia elétrica	248,7	-	-	-	248,7
Consumidores livres	(2,7)	-	-	-	(2,7)
Receita de construção	-	2.210,2	-	-	2.210,2
Operações de *trading* de energia	-	-	(11,1)	-	(11,1)
Comercializadoras de energia elétrica	(119,5)	-	-	-	(119,5)
Remuneração dos ativos de concessão	(1,1)	175,2	-	-	174,1
Transações no mercado de curto prazo	(163,6)	-	9,5	-	(154,1)
Receita de serviços prestados	5,6	-	-	-	5,6
Ganho em ação judicial	83,5	-	-	-	83,5
Indenização de seguros a receber	28,8	-	-	-	28,8
Exportação	30,5	-	-	-	30,5
Ganhos não realizados em operações de *trading*	-	-	(23,5)	-	(23,5)
Outras receitas	1,2	-	-	(17,0)	(15,8)
Receita operacional líquida	**111,4**	**2.385,4**	**(25,1)**	**(17,0)**	**2.454,7**

Na comparação entre os anos, **a receita operacional líquida** passou de R$ 9.804,5 milhões em 2019 para **R$ 12.259,2 milhões em 2020**, ou seja, **elevação** de R$ 2.454,7 milhões (**25,0%**).

Geração e venda de energia do portfólio: aumento de R$ 111,4 milhões (1,3%), motivado, substancialmente, pelos seguintes efeitos positivos: (i) R$ 126,5 milhões de acréscimo na receita com contratos de venda de energia nos ambientes regulado e livre, resultado da combinação das variações de quantidade de energia vendida e do preço médio líquido de vendas; (ii) R$ 83,5 milhões não recorrentes, oriundos de recuperação de tributos; (iii) R$ 30,5 milhões decorrentes de exportação de energia realizada no 3T20; e (iv) R$ 28,8 milhões relativos à indenização por interrupção de negócios, motivada por sinistros, e a cobrança de multa contratual por indisponibilidade. Esses efeitos foram parcialmente atenuados pelo (v) decréscimo de R$ 163,6 milhões nas transações realizadas no mercado de curto prazo, principalmente na CCEE.

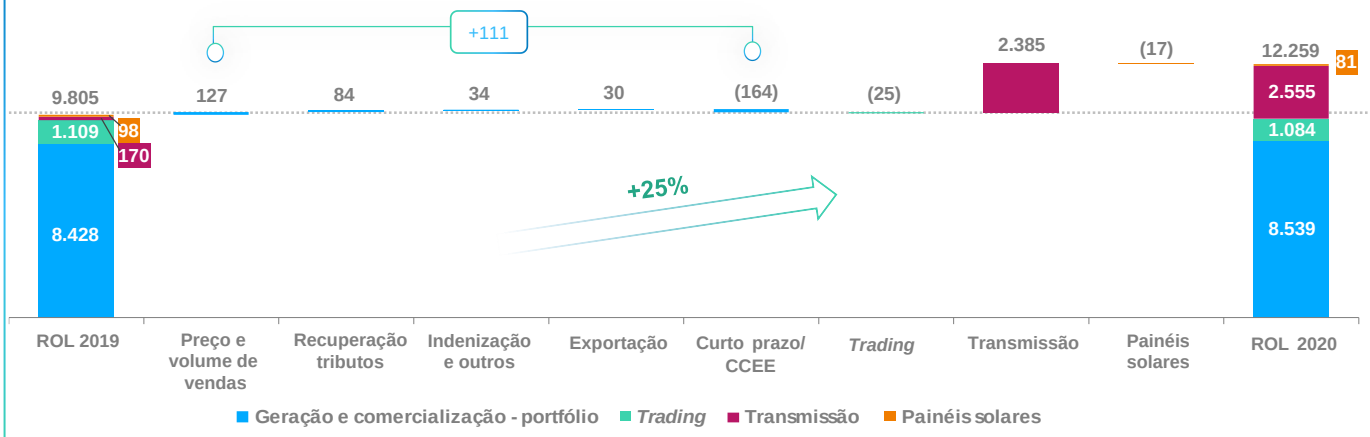
Transmissão: elevação de R$ 2.385,4 milhões, em grande parte consequência dos avanços nas execuções das obras dos Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado.

Trading: redução de R$ 25,1 milhões (2,3%) oriunda, principalmente, do resultado negativo da marcação a mercado das vendas futuras e da menor receita nas operações realizadas, parcialmente atenuada pelo acréscimo observado nas transações no mercado de curto prazo.

Painéis solares: decréscimo de R$ 17,0 milhões (17,4%) na venda e instalação de painéis solares em razão da retração desse mercado, principalmente, devido a pandemia da Covid-19.

Os resultados dos segmentos de transmissão e de *trading* são comentados em "Resultado operacional do segmento de transmissão de energia" e "Resultado operacional do segmento de *trading* de energia".

Evolução da Receita Operacional Líquida por Segmento
R$ milhões



[1] Aparentes erros de soma são efeitos de arredondamento.

Comentários sobre as Variações da Receita Operacional Líquida

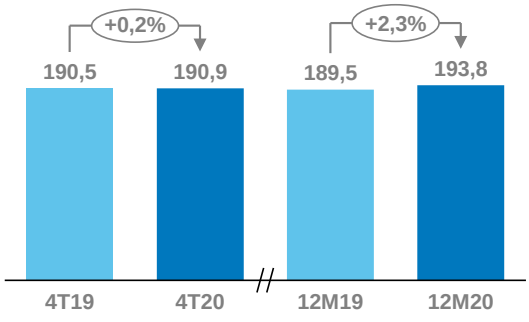
➢ Geração e Venda de Energia do Portfólio

➢ Preço Médio Líquido de Venda

O preço médio de venda de energia, líquido dos encargos sobre a receita, atingiu **R$ 190,87/MWh no 4T20, 0,2% superior** ao obtido no 4T19, cujo valor foi de R$ 190,53/MWh. **Nos 12 meses de 2020**, esse preço foi de **R$ 193,78/MWh, 2,3% superior** ao praticado em 2019, que foi de R$ 189,45/MWh.

A elevação do preço em ambos os períodos foi motivada, substancialmente, pela atualização monetária dos contratos vigentes, na comparação anual, bem como, pelo contrato de exportação de energia elétrica no 3T20 e pela entrada em operação comercial de Pampa Sul em junho de 2019, cujo preço médio é superior à média dos contratos existentes. Esses efeitos foram parcialmente atenuados pelas novas contratações de comercializadoras e consumidores livres, com preços inferiores às médias dos contratos finalizados, devido, principalmente, à retração econômica causada pelos impactos da Covid-19.

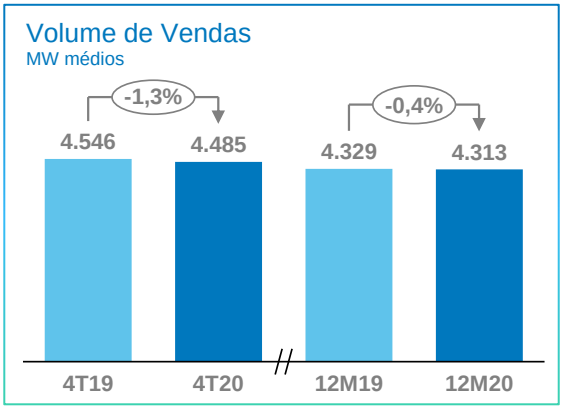
Preço Médio Líquido de Venda*
R$/MWh



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

➢ Volume de Vendas

A quantidade de energia vendida em contratos passou de 10.037 GWh (4.546 MW médios) no 4T19 para **9.903 GWh (4.485 MW médios) no 4T20**, uma redução de 134 GWh (61 MW médios), ou 1,3%, entre os períodos comparados. **Em 2020**, o volume de venda de energia foi de **37.889 GWh (4.313 MW médios)**, contra 37.925 GWh (4.329 MW médios) registrados em 2019, decréscimo de 36 GWh (16 MW médios) ou 0,4%.



O decréscimo no volume de vendas é resultante, substancialmente, da redução do consumo de energia de clientes, motivada pela retração econômica provocada pela pandemia da Covid-19, por contratos que encerraram em 2019 no âmbito do Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) e pela atuação do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD). Esses efeitos foram parcialmente atenuados pelo menor impacto dos efeitos de ressarcimentos previstos nos contratos de ambiente regulado e na comparação anual pela entrada em operação da Pampa Sul, ocorrida no final de junho de 2019.

➢ Receita de Venda de Energia Elétrica

• Distribuidoras:

A receita de venda a distribuidoras alcançou R$ 909,9 milhões no 4T20, R$ 64,5 milhões (7,6%) superior aos R$ 845,4 milhões auferidos no 4T19. A variação foi ocasionada pelos seguintes efeitos: (i) R$ 39,0 milhões — acréscimo de 4,6% no preço médio líquido de vendas; e (ii) R$ 25,5 milhões — aumento de 111 GWh (51 MW médios) na quantidade vendida.

Em 2020, a receita atingiu R$ 3.541,4 milhões, **elevação de R$ 248,7 milhões (7,6%)** em relação ao exercício de 2019, quando foi de R$ 3.292,7 milhões. Esse acréscimo é explicado pelos seguintes itens: (i) R$ 149,3 milhões — aumento de 660 GWh (71 MW médios) na quantidade vendida; e (ii) R$ 99,4 milhões — incremento de 3,0% no preço médio líquido de vendas.

Os aumentos no preço médio líquido de vendas, trimestral e anual, foram motivados, substancialmente, pelos efeitos da atualização monetária dos contratos vigentes. Adicionalmente, na comparação anual, há impacto positivo motivado pelo preço médio na venda de energia de Pampa Sul, superior à média dos contratos existentes, parcialmente suavizado por menores preços médios praticados nos contratos de Umburanas – Fase I.

Os acréscimos nos volumes de vendas são consequência, principalmente, do menor impacto dos efeitos de ressarcimentos previstos nos contratos de ambiente regulado entre os trimestres comparados. Na comparação anual, adicionalmente, a entrada em operação de Pampa Sul também contribuiu de forma significativa para o aumento observado. Esses efeitos foram parcialmente atenuados pelo encerramento de contrato de leilão existente, ao final de 2019.

• Consumidores Livres:

A receita de venda a consumidores livres reduziu R$ 17,0 milhões (2,1%) entre os trimestres em análise, passando de R$ 822,2 milhões no 4T19 para R$ 805,2 milhões no 4T20. Os seguintes eventos contribuíram para esta variação: (i) R$ 25,5 milhões — decréscimo de 150 GWh (69 MW médios) no volume de energia vendida; e (ii) R$ 8,5 milhões — acréscimo de 1,0% no preço médio líquido de vendas.

Em 2020, a receita alcançou R$ 3.161,4 milhões, montante R$ 2,7 milhões (0,1%) inferior aos R$ 3.164,1 milhões verificados em 2019. Esse decréscimo está relacionado ao que segue: (i) R$ 110,1 milhões — redução de 633 GWh (79 MW médios) no volume de venda de energia; e (ii) R$ 107,4 milhões — aumento de 3,4% no preço médio líquido de vendas.

A redução na quantidade de energia vendida foi motivada pela pandemia da Covid-19 e pelas incertezas relacionadas à retomada da economia, com impactos na demanda de energia, provocando reduções de consumo por parte dos clientes industriais, considerando os limites relacionados às flexibilidades previstas nos contratos. Consequentemente, o volume de energia não vendido para consumidores livres foi liquidado na CCEE. Esse decréscimo foi parcialmente atenuado pelas migrações de perfil entre comercializadoras e consumidores livres.

As elevações dos preços em ambos os períodos decorreram, substancialmente, da correção monetária dos contratos vigentes. Na comparação trimestral, esse acréscimo foi parcialmente atenuado por novas contratações com preços médios inferiores à média dos contratos vigentes ou finalizados.

• Comercializadoras:

No 4T20, a receita de venda a comercializadoras foi de R$ 175,3 milhões, R$ 69,7 milhões (28,4%) inferior à receita auferida no 4T19, que foi de R$ 245,0 milhões. Essa redução resultou da combinação dos seguintes aspectos: (i) R$ 56,0 milhões — decréscimo de 22,8% no preço médio líquido de vendas; e (ii) R$ 13,7 milhões — diminuição de 95 GWh (43 MW médios) no volume de energia vendida.

No período de 12 meses de 2020, a receita foi de R$ 608,5 milhões, R$ 119,5 milhões (16,4%) inferior à receita auferida em 2019, que foi de R$ 728,0 milhões. Essa redução resultou da combinação dos seguintes aspectos: (i) R$ 108,9 milhões — decréscimo de 15,0% no preço médio líquido de vendas; e (ii) R$ 10,6 milhões — diminuição de 70 GWh (9 MW médios) no volume de energia vendida.

As reduções dos preços ocorreram, basicamente, devido às novas contratações com preços inferiores à média dos contratos vigentes ou finalizados, haja vista a redução dos preços de mercado observados em 2020. Esse efeito foi parcialmente atenuado pela correção monetária dos contratos vigentes.

Os decréscimos das quantidades entre os períodos analisados decorreram, principalmente, das migrações de parte dos clientes, que compravam energia por meio de comercializadoras, para o perfil de consumidores livres, entre os anos de 2019 e 2020.

Adicionalmente, é importante destacar que, tanto a redução dos preços como a diminuição na quantidade de energia vendida, foram impactadas pelos efeitos da Covid-19 no mercado.

- Exportação:

Não houve exportação de energia nos trimestres comparados. No período de julho a agosto de 2020, a Companhia exportou energia para a Argentina. A receita auferida foi de R$ 30,5 milhões, com volume de energia transacionado de 7 GWh (1 MW médio).

➢ Remuneração dos Ativos Financeiros de Concessões

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

A remuneração dos ativos financeiros de concessões passou de R$ 108,3 milhões, no 4T19, para R$ 145,6 milhões **no 4T20, aumento de R$ 37,3 milhões (34,4%)**. **Na comparação anual, o decréscimo foi de R$ 1,1 milhão (0,3%)**, passando de R$ 382,7 milhões em 2019 para R$ 381,6 milhões em 2020. Entre os trimestres comparados, o acréscimo foi motivado, substancialmente, pela elevação do saldo médio do ativo e da variação do IPCA. Já no comparativo anual, a redução deve-se, principalmente, pela curva mensal de variação do IPCA, a qual apresentou períodos de deflação em 2020, tendo forte aceleração no 4T20. No ano de 2019, a curva mensal de variação do IPCA apresentou acréscimos constantes.

➢ Transações no Mercado de Energia de Curto Prazo

No 4T20, a receita auferida no mercado de curto prazo foi de R$ 153,6 milhões, enquanto no 4T19 foi de R$ 303,8 milhões, o que representa uma **redução de R$ 150,2 milhões (49,4%)** entre os trimestres comparados. **Nos 12 meses de 2020**, em relação ao ano anterior, **houve decréscimo de R$ 163,6 milhões (23,4%)** na receita das transações de curto prazo, passando de R$ 699,1 milhões em 2019 para R$ 535,5 milhões em 2020. Mais explicações sobre tais operações e acerca da variação podem ser obtidas em “Detalhamento das operações de curto prazo”.

➢ Receita de Serviços Prestados

Ainda com referência às Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, para a energia vendida no ACR, também como parte da Receita Anual de Geração (RAG), as empresas recebem a parcela referente à Gestão dos Ativos de Geração (GAG), para cobertura dos custos com operação e manutenção, além de gastos com melhorias e investimentos durante o prazo de concessão. O valor da GAG reconhecida **no 4T20 foi de R$ 30,7 milhões**, superior em R$ 0,6 milhão (2,0%) ao montante reconhecido no 4T19, de R$ 30,1 milhões. **Em bases anuais, houve acréscimo de R$ 5,6 milhões (4,8%)**, passando de R$ 116,0 milhões em 2019 para R$ 121,6 milhões em 2020. As elevações decorreram, substancialmente, da atualização monetária dos valores.

➢ Ganho em Ação Judicial – Recuperação de Tributos

Em 18 de maio de 2020, a Companhia obteve decisões favoráveis em trânsito em julgado que à garantiram o direito de reaver, mediante compensação ou restituição, créditos de tributos federais, devidamente atualizados pela taxa Selic. Diante deste fato, a Companhia reconheceu R$ 83,5 milhões em 2020, dos quais R$ 3,5 milhões foram reconhecidos no 4T20, após revisão das estimativas contabilizadas durante o ano. O montante em questão foi atualizado monetariamente, com impacto de R$ 76,3 milhões no resultado financeiro de 2020, dos quais R$ 3,0 milhões foram reconhecidos no 4T20.

➢ Indenização de Seguros a Receber

A Companhia reconheceu R$ 40,0 milhões de indenizações de seguros no ano de 2020, acréscimo de R$ 28,8 milhões (257,1%) aos R$ 11,2 milhões reconhecidos em 2019, os quais foram integralmente reconhecidos no 4T19. Os valores envolvidos em ambos os períodos são referentes, principalmente, às receitas de indenização para compensação dos impactos negativos pela interrupção de negócios, motivada por sinistros na Usina Hidrelétrica Salto Osório e pela cobrança de multa contratual por indisponibilidade nas usinas do Conjunto Eólico Trairi. No 4T20 não houve reconhecimento de indenização de seguros.

➢ 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, **aumentou R$ 7,4 milhões (19,9%)**, passando de R$ 37,2 milhões no 4T19 para **R$ 44,6 milhões no 4T20**. Em bases anuais, houve **decréscimo de R$ 17,0 milhões (17,4%)**, passando de R$ 97,9 milhões em 2019 para **R$ 80,9 milhões em 2020**. O acréscimo entre os trimestres comparados deve-se, principalmente, a viabilização de projetos de geração remota, com a comercialização de novos contratos que totalizam 8,2 MWp. Na comparação anual, a redução é consequência. principalmente, da desaceleração das atividades comerciais, em decorrência da pandemia da Covid-19.

Custos Operacionais

	Custos por segmento – 4T20 x 4T19 (em R$ milhões)				
	Energia elétrica				
	Geração	Transmissão	*Trading*	Painéis Solares	Consolidado
4T20					
Compras de energia	396,1	-	327,8	-	723,9
Custos de construção	-	987,2	-	-	987,2
Depreciação e amortização	217,8	-	-	-	217,8
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	142,0	-	-	-	142,0
Materiais e serviços de terceiros	103,1	-	-	7,6	110,7
Transações no mercado de curto prazo	112,7	-	-	-	112,7
Pessoal	74,6	-	-	0,8	75,4
Combustíveis para geração	73,6	-	-	-	73,6
Seguros	28,4	-	-	-	28,4
Royalties	26,7	-	-	-	26,7
Custo da venda de painéis solares	-	-	-	29,0	29,0
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	24,8	-	24,8
Repactuação do risco hidrológico	(967,7)	-	-	-	(967,7)
Outros custos operacionais, líquidos	49,3	-	-	0,3	49,6
Custos operacionais	**256,6**	**987,2**	**352,6**	**37,7**	**1.634,1**
4T19					
Compras de energia	408,4	-	306,2	-	714,6
Custos de construção	-	52,9	-	-	52,9
Depreciação e amortização	236,1	-	-	-	236,1
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	133,1	-	-	-	133,1
Materiais e serviços de terceiros	95,3	-	-	4,3	99,6
Transações no mercado de curto prazo	225,7	-	-	-	225,7
Pessoal	65,5	-	-	2,6	68,1
Combustíveis para geração	84,2	-	-	-	84,2
Seguros	21,3	-	-	-	21,3
Royalties	32,5	-	-	-	32,5
Custo da venda de painéis solares	-	-	-	29,5	29,5
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	14,2	-	14,2
Outros custos operacionais, líquidos	16,9	0,1	-	-	17,0
Custos operacionais	**1.319,0**	**53,0**	**320,4**	**36,4**	**1.728,8**
Variação					
Compras de energia	(12,3)	-	21,6	-	9,3
Custos de construção	-	934,3	-	-	934,3
Depreciação e amortização	(18,3)	-	-	-	(18,3)
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	8,9	-	-	-	8,9
Materiais e serviços de terceiros	7,8	-	-	3,3	11,1
Transações no mercado de curto prazo	(113,0)	-	-	-	(113,0)
Pessoal	9,1	-	-	(1,8)	7,3
Combustíveis para geração	(10,6)	-	-	-	(10,6)
Seguros	7,1	-	-	-	7,1
Royalties	(5,8)	-	-	-	(5,8)
Custo da venda de painéis solares	-	-	-	(0,5)	(0,5)
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	10,6	-	10,6
Repactuação do risco hidrológico	(967,7)	-	-	-	(967,7)
Outros custos operacionais, líquidos	32,4	(0,1)	-	0,3	32,6
Custos operacionais	**(1.062,4)**	**934,2**	**32,2**	**1,3**	**(94,7)**

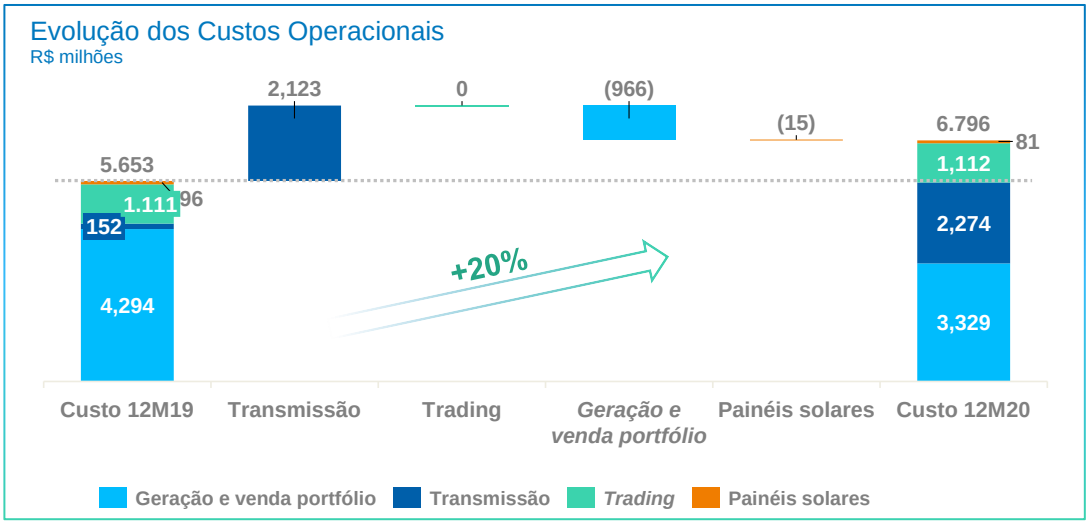
Os custos operacionais reduziram em R$ 94,7 milhões (5,5%) entre os trimestres comparados, passando de R$ 1.728,8 milhões no 4T19 **para R$ 1.634,1 milhões no 4T20**. Esta variação foi reflexo dos seguintes fatores: (i) decréscimo no 4T20 de R$ 1.062,4 milhões (80,5%) em relação ao 4T19, nos custos do segmento de geração e venda de energia do portfólio da Companhia; (ii) acréscimo de R$ 934,2 milhões de custos no segmento de transmissão; (iii) aumento de R$ 32,2 milhões (10,0%) nos custos de operações de *trading* de energia; e (iv) aumento de R$ 1,3 milhão (3,6%) de custos de venda e instalação de painéis apurados pela EGSD.

Da variação observada no item (i), destaca-se o impacto da recuperação de custos passados de energia decorrente da repactuação do risco hidrológico de que trata a Lei n° 14.052/2020, regulada pela Resolução Normativa Aneel n° 895/2020, de R$ 967,7 milhões. Desconsiderando-se esse efeito, os custos operacionais do segmento de geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia do 4T20 reduziram R$ 94,7 milhões (7,2%), em relação ao 4T19.

	Custos por segmento – 12M20 x 12M19 (em R$ milhões)				
	Energia elétrica				
	Geração	Transmissão	*Trading*	Painéis solares	Consolidado
12M20					
Compras de energia	1.478,9	-	1.068,3	-	2.547,2
Custos de construção	-	2.274,3	-	-	2.274,3
Depreciação e amortização	893,8	-	-	-	893,8
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	560,3	-	-	-	560,3
Materiais e serviços de terceiros	339,3	-	-	18,4	357,7
Transações no mercado de curto prazo	303,5	-	7,3	-	310,8
Pessoal	273,5	-	-	8,0	281,5
Combustíveis para geração	204,1	-	-	-	204,1
Seguros	89,0	-	-	-	89,0
Royalties	84,5	-	-	-	84,5
Custo da venda de painéis solares	-	-	-	54,4	54,4
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	35,9	-	35,9
Repactuação do risco hidrológico	(967,7)	-	-	-	(967,7)
Outros custos operacionais, líquidos	69,4	-	-	0,7	70,1
Custos operacionais	**3.328,6**	**2.274,3**	**1.111,5**	**81,5**	**6.795,9**
12M19					
Compras de energia	1.561,5	-	1.090,5	-	2.652,0
Custos de construção	-	151,3	-	-	151,3
Depreciação e amortização	844,3	-	-	0,1	844,4
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	513,7	-	-	-	513,7
Materiais e serviços de terceiros	277,6	-	-	16,1	293,7
Transações no mercado de curto prazo	421,0	-	6,7	-	427,7
Pessoal	254,7	-	-	10,1	264,8
Combustíveis para geração	173,0	-	-	-	173,0
Seguros	65,6	-	-	-	65,6
Royalties	131,6	-	-	-	131,6
Custo da venda de painéis solares	-	-	-	70,8	70,8
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	14,2	-	14,2
Outros custos operacionais, líquidos	51,1	0,2	-	(1,1)	50,2
Custos operacionais	**4.294,1**	**151,5**	**1.111,4**	**96,0**	**5.653,0**
Variação					
Compras de energia	(82,6)	-	(22,2)	-	(104,8)
Custos de construção	-	2.123,0	-	-	2.123,0
Depreciação e amortização	49,5	-	-	(0,1)	49,4
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	46,6	-	-	-	46,6
Materiais e serviços de terceiros	61,7	-	-	2,3	64,0
Transações no mercado de curto prazo	(117,5)	-	0,6	-	(116,9)
Pessoal	18,8	-	-	(2,1)	16,7
Combustíveis para geração	31,1	-	-	-	31,1
Seguros	23,4	-	-	-	23,4
Royalties	(47,1)	-	-	-	(47,1)
Custo da venda de painéis solares	-	-	-	(16,4)	(16,4)
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	21,7	-	21,7
Repactuação do risco hidrológico	(967,7)	-	-	-	(967,7)
Outros custos operacionais, líquidos	18,3	(0,2)	-	1,8	19,9
Custos operacionais	**(965,5)**	**2.122,8**	**0,1**	**(14,5)**	**1.142,9**

Em 2020, os custos operacionais atingiram R$ 6.795,9 milhões, superando em R$ 1.142,9 milhões (20,2%) os custos de 2019, de R$ 5.653,0 milhões. Esta variação foi reflexo dos seguintes fatores: (i) acréscimo de R$ 2.122,8 milhões de custos no segmento de transmissão; (ii) decréscimo de R$ 965,5 milhões (22,5%) no segmento de geração e venda de energia do portfólio; (iii) redução de R$ 14,5 milhões (15,1%) de custos de venda e instalação de painéis solares; e (iv) aumento de R$ 0,1 milhão nos custos de operações de *trading* de energia.

Da variação observada no item (ii), destaca-se a recuperação de custos passados de energia, no montante de R$ 967,7 milhões, motivada pela repactuação do risco hidrológico, de que trata a Lei n° 14.052/2020, regulada pela Resolução Normativa Aneel n° 895/2020. Desconsiderando-se esse efeito, os custos operacionais do segmento de geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia aumentaram R$ 2,2 milhões (0,1%), em relação ao ano de 2019.



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

Comentários sobre as Variações dos Custos Operacionais

➢ Geração e Venda de Energia do Portfólio

» **Compras de energia:** entre o 4T19 e o 4T20 houve redução de R$ 12,3 milhões (3,0%) nas operações de compras para a gestão de portfólio de energia, em razão do que segue: (i) R$ 11,9 milhões — decréscimo de 2,9% no preço médio líquido de compras de energia; e (ii) R$ 0,4 milhão — redução de 2 GWh (1 MW médio) na quantidade comprada. Na comparação anual, houve redução de R$ 82,6 milhões (5,3%) nessas operações, substancialmente motivada pelos seguintes eventos: (i) R$ 119,0 milhões — decréscimo de 7,6% no preço médio líquido de compras de energia; e (ii) R$ 36,4 milhões — acréscimo de 212 GWh (24 MW médios) na quantidade comprada.

Os decréscimos observados nos preços médios de compra foram motivados, principalmente, pela redução do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), uma vez que o PLD é utilizado como parâmetro para estabelecimento de preço de curto prazo e pelos efeitos da retração econômica provocada pela pandemia da Covid-19, como explorado anteriormente na seção Volume de Vendas.

Entre os trimestres em análise, houve redução no volume de compra de energia, decorrente, substancialmente, da retração econômica provocada pela pandemia da Covid-19. Na comparação anual, o aumento no volume de compras é resultante, substancialmente, da alocação estratégica de recursos da Companhia visando otimizar a alocação de energia e pela frustração de hidrologia no período.

» **Depreciação e amortização:** redução de R$ 18,3 milhões (7,8%) entre os trimestres comparados. Na comparação anual, houve aumento de R$ 49,5 milhões (5,9%), dos quais R$ 65,5 milhões são oriundos da entrada em operação comercial de Pampa Sul e Umburanas – Fase I, atenuado pelo término de vida útil de revisões programadas realizadas na Usina Termelétrica Jorge Lacerda e da postergação da próxima revisão, inicialmente prevista para o segundo semestre de 2020.

» **Encargos de uso da rede elétrica e conexão:** elevações de R$ 8,9 milhões (6,7%) e de R$ 46,6 milhões (9,1%) entre os trimestres e anos em análise, respectivamente. Esses aumentos são consequência, principalmente, do reajuste anual das tarifas de transmissão e distribuição. Adicionalmente, na comparação anual, R$ 19,0 milhões são oriundos da entrada em operação comercial de Pampa Sul e Umburanas – Fase I.

» **Materiais e serviços de terceiros:** elevações de R$ 7,8 milhões (8,2%) no 4T20, em relação ao mesmo trimestre de 2019, e de R$ 61,7 milhões (22,2%) na comparação anual. Os acréscimos observados em ambos os períodos são resultantes, substancialmente, de aumentos nos contratos de operação e manutenção do parque gerador (R$ 11,7 milhões em 2020, se comparados a 2019 e R$ 6,4 milhões no 4T20, quando comparados ao 4T19). Adicionalmente, entre 2019 e 2020, os custos com manutenção decorrentes de novos contratos oriundos da entrada em operação de Pampa Sul e de Umburanas – Fase I, foram de R$ 48,4 milhões. Por fim, na comparação anual, houve acréscimo nos custos com materiais de reposição e consumo, principalmente relacionados às atividades de prevenção à Covid-19 (R$ 6,1 milhões em 2020).

» **Transações no mercado de energia de curto prazo:** entre os trimestres em análise, os custos com essas transações foram inferiores em R$ 113,0 milhões (50,1%). Na comparação anual, os custos foram inferiores em R$ 117,5 milhões (27,9%) entre 2019 e 2020. Mais detalhes estão descritos a seguir em item específico.

» **Pessoal:** elevações de R$ 9,1 milhões (13,9%) no 4T20, em relação ao mesmo trimestre de 2019, e de R$ 18,8 milhões (7,4%) na comparação entre 2020 e 2019, resultantes, substancialmente, das novas contratações, em especial nas usinas Pampa Sul e Umburanas – Fase I, e do reajuste anual da remuneração dos colaboradores. Adicionalmente, o volume de provisões com participações nos resultados e bônus foi superior no 4T20 em comparação ao 4T19. Esses efeitos foram parcialmente atenuados por reduções nas despesas com credenciamento médico, reembolso de despesas médicas e despesas com planos de saúde.

» **Combustíveis para geração:** decréscimo de R$ 10,6 milhões (12,6%) na comparação entre o 4T19 e o 4T20, devido, principalmente, ao efeito positivo de R$ 45,2 milhões oriundo de reavaliação pela Aneel quanto à quantidade excedente de carvão em anos anteriores. Esse efeito foi parcialmente atenuado pelo aumento no consumo de carvão próprio, de R$ 34,6 milhões. Na comparação anual, houve acréscimo de R$ 31,1 milhões (18,0%) entre 2019 e 2020, motivado, substancialmente, pelo aumento no consumo de carvão próprio, no montante de R$ 75,4 milhões, parcialmente atenuado pelo efeito positivo citado anteriormente. Os acréscimos no consumo de carvão próprio observados são motivados pelo maior volume de energia gerada pelas usinas termelétricas da Companhia entre os períodos em comparação.

» **Seguros:** aumento de R$ 7,1 milhões (33,3%) nos trimestres comparados e de R$ 23,4 milhões (35,7%) na comparação anual decorrentes, substancialmente, do acréscimo de prêmio na renovação da apólice de riscos operacionais em junho de 2020 e pelo incremento no prêmio de seguros na Usina Termelétrica Jorge Lacerda, embasado na reavaliação de riscos desta Usina. Adicionalmente, na comparação anual, R$ 13,4 milhões são oriundos das entradas em operação comercial de Pampa Sul e Umburanas – Fase I.

» **Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (*Royalties*):** redução de R$ 5,8 milhões (17,8%) nos trimestres comparados, em decorrência, principalmente, de menor geração das usinas hidrelétricas entre os trimestres, parcialmente atenuada pelo reajuste anual. Na comparação anual, houve decréscimo de R$ 47,1 milhões (35,8%), seguindo o mesmo movimento dos trimestres comparados.

» **Repactuação do risco hidrológico:** em 15 de dezembro de 2020, a Administração da Companhia aprovou a adesão das usinas detentoras de concessão de geração de energia elétrica à repactuação do risco hidrológico de que trata a Lei n° 14.052/2020, regulada pela Resolução Normativa Aneel n° 895/2020. A legislação prevê a compensação aos titulares das usinas hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) por efeitos causados por empreendimentos de geração denominados estruturantes, relacionados à antecipação da garantia física e às restrições na entrada em operação das instalações de transmissão necessárias ao escoamento e, de forma retroativa, por geração fora da ordem de mérito e importação. Como compensação, os geradores têm direito à extensão do prazo de concessão das outorgas de geração por até sete anos. Diante disso, foi reconhecido ativo intangível, correspondente ao direito de extensão da concessão, em contrapartida da rubrica "Recuperação de custos de energia - Repactuação de risco hidrológico" da demonstração do resultado, no montante de R$ 967,7 milhões. Adicionalmente, a Companhia esclarece que não efetuou o reconhecimento dos direitos de extensão relativos aos Consórcios Itá e Machadinho, haja vista não ter havido a aprovação, em 2020, de todas as consorciadas, conforme determina a legislação. A aprovação desses consórcios deverá acorrer em 2021.

➢ Painéis Solares

Na comparação trimestral houve acréscimo de R$ 1,3 milhão (3,6%), motivado, substancialmente, pela elevação nos gastos com materiais e serviços de terceiros, de R$ 3,3 milhões (76,7%), parcialmente atenuado pela redução em custos com pessoal, de R$ 1,8 milhão (69,2%). Na comparação anual, o decréscimo de R$ 14,5 milhões (15,1%) foi motivado, principalmente, pela desaceleração das atividades comerciais, em decorrência da pandemia da Covid-19.

Resultado Operacional do Segmento de Transmissão de Energia

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

O lucro operacional bruto do segmento de transmissão de energia apresentou aumento de R$ 183,7 milhões no 4T20, em relação ao mesmo trimestre de 2019, e de R$ 262,6 milhões na comparação anual, devido, principalmente ao início da construção de Novo Estado e da evolução na execução das obras de construção do Sistema de Transmissão Gralha Azul. Adicionalmente, a receita de remuneração de infraestrutura de transmissão também é impactada pela variação do IPCA.

Em 2020, a Companhia reconheceu ganho líquido por eficiência na implementação de infraestrutura de transmissão de R$ 35,2 milhões.

Resultado Operacional do Segmento de *Trading* de Energia

A Companhia atua no mercado de *trading* físico 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$ 42,9 milhões, passando de um lucro de R$ 1,2 milhão no 4T19 para um prejuízo de R$ 41,7 milhões no 4T20. Essa redução foi motivada pelos seguintes eventos: (i) R$ 37,3 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 31 de dezembro de 2020 e de 2019; e (ii) R$ 14,4 milhões decorrentes de redução no resultado bruto das transações de compra e venda de energia realizadas. Esses efeitos foram parcialmente atenuados pelo aumento de R$ 8,8 milhões no resultado das transações no mercado de energia de curto prazo.

Em bases anuais, o resultado bruto apresentou redução de R$ 25,2 milhões, passando de prejuízo de R$ 2,4 milhões em 2019 para prejuízo de R$ 27,6 milhões em 2020, decorrente, substancialmente, do efeito negativo da marcação a mercado, de R$ 45,2 milhões. Esse efeito foi parcialmente atenuado por: (i) R$ 11,1 milhões de efeito positivo nas transações realizadas; e (ii) R$ 8,9 milhões oriundos do resultado positivo das transações no mercado de energia de curto prazo.

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 4T20 e no 4T19, **os resultados líquidos** (diferença entre receitas e custos — deduzidos dos tributos) decorrentes de transações de curto prazo — em especial as realizadas no âmbito da CCEE — **foram positivos em R$ 50,4 milhões** e R$ 78,8 milhões, respectivamente. O montante representa um **decréscimo de R$ 28,4 milhões entre os períodos comparados**, sendo uma redução de R$ 37,2 milhões no resultado das transações no segmento de geração e venda de energia do portfólio e um acréscimo de R$ 8,8 milhões no resultado das transações de *trading* de energia.

Essa variação foi consequência, fundamentalmente, dos seguintes fatores: (i) aumento do impacto negativo do Fator de Ajuste do MRE (GSF) — já deduzido dos efeitos da repactuação do risco hidrológico, motivado pela menor geração hídrica no 4T20, quando comparado ao 4T19; (ii) decremento proveniente da diferença de preços entre os submercados Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste; e (iii) despesa no MRE, dada a menor geração hidrelétrica no 4T20. Esses efeitos foram, parcialmente, atenuados pela combinação dos seguintes eventos: (iv) maior despacho da usina termelétrica Jorge Lacerda entre os períodos analisados em função da menor geração hidrelétrica; e (v) aumento de impacto financeiro de operações de curto prazo e da posição vendedora na CCEE no 4T20, motivado pelo acréscimo do PLD médio entre os períodos.

No acumulado de 2020, o resultado líquido, fruto de transações de curto prazo, **foi positivo em R$ 241,3 milhões**, decréscimo de R$ 37,2 milhões em relação ao resultado também positivo de R$ 278,5 milhões do ano de 2019, sendo R$ 46,1 milhões de redução no resultado das transações no segmento de geração e venda de energia do portfólio e um aumento de R$ 8,9 milhões no resultado das transações de *trading* de energia.

Essa redução é reflexo, principalmente, da combinação dos seguintes eventos: (i) aumento do impacto negativo do Fator de Ajuste do MRE (GSF) — já deduzido dos efeitos da repactuação do risco hidrológico, motivado pela menor geração hídrica no período comparado, parcialmente atenuado pela curva de variação do PLD entre os anos em análise, a qual apresentou maior volatilidade em 2020; (ii) despesa no MRE, dada a menor geração hidrelétrica em 2020; e (iii) efeito negativo proveniente da diferença de preços entre os submercados Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste. Esses eventos foram atenuados pelos seguintes fatores: (iv) aumento de impacto financeiro de operações de curto prazo e da posição vendedora na CCEE; e (v) maior despacho da usina termelétrica Jorge Lacerda entre os períodos analisados em função da menor geração hidrelétrica.

Em dezembro de 2019, a Aneel estabeleceu os limites máximo e mínimo do PLD para o ano de 2020 em R$ 559,75/MWh e R$ 39,68/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	4T20	4T19	Var. 4T (%)	12M20	12M19	Var. 12M (%)
Sul	352,94	272,82	29,4%	184,42	227,10	(18,8%)
Sudeste/Centro-Oeste	352,94	272,82	29,4%	177,00	227,10	(22,1%)
Nordeste	229,88	272,82	(15,7%)	134,42	166,73	(19,4%)

Despesas com Vendas, Gerais e Administrativas

As despesas com vendas, gerais e administrativas apresentaram incremento de R$ 9,6 milhões (12,4%) nos trimestres em análise, aumentando de R$ 77,4 milhões no 4T19 para R$ 87,0 milhões no 4T20, em razão da combinação dos seguintes itens: (i) acréscimo de R$ 10,1 milhões (13,6%) oriundo do segmento de geração e venda de energia do portfólio da Companhia, motivado, principalmente, pelos seguintes aumentos: (i.i) R$ 13,4 milhões nas despesas com pessoal; e (i.ii) R$ 3,1 milhões nas despesas com materiais e serviços de terceiros, dos quais se destacam a aquisição de serviços gerais de informática, alinhado com a política da Companhia de digitalização de seus processos e a aquisição de materiais de consumo relacionados às atividades de prevenção à Covid-19. Esses efeitos foram atenuados pelo decréscimo promovido pelo reconhecimento de R$ 5,1 milhões em provisão para contingências cíveis, em 2019. Adicionalmente, houve redução de R$ 0,5 milhão nos demais segmentos em que a Companhia atua.

Em bases anuais, as despesas com vendas, gerais e administrativas aumentaram R$ 24,2 milhões (9,6%) entre 2019 e 2020, saindo de R$ 253,2 milhões em 2019 para R$ 277,4 milhões em 2020. Esse aumento foi motivado pela combinação dos seguintes itens: (i) acréscimo de R$ 24,6 milhões (10,1%) oriundos do segmento de geração e venda de energia do portfólio da Companhia, substancialmente motivado pelos seguintes efeitos: (i.i) R$ 28,6 milhões nas despesas com pessoal; e (i.ii) R$ 8,8 milhões nas despesas com materiais e serviços de terceiros, dos quais se destacam a aquisição de serviços gerais de informática, conforme mencionado anteriormente. Esses efeitos foram, parcialmente, atenuados pela redução promovida pelo reconhecimento de R$ 10,2 milhões em provisão para contingências cíveis, em 2019. Adicionalmente, houve redução de R$ 0,4 milhão nos demais segmentos em que a Companhia atua.

Outras (Despesas) Receitas Operacionais, Líquidas

Nos trimestres em análise, essa conta apresentou despesa líquida com aumento de R$ 3,2 milhões (228,6%), sendo despesa líquida de R$ 1,4 milhão no 4T19 e de R$ 4,6 milhões no 4T20.

Em base anual, as outras (despesas) receitas operacionais, líquidas, apresentaram efeito negativo de R$ 325,1 milhões (101,5%) entre 2019 e 2020, sendo que em 2020 a Companhia reconheceu outras despesas operacionais, líquidas, no montante de R$ 4,7 milhões, enquanto em 2019 houve reconhecimento de outras receitas operacionais, líquidas, no montante de R$ 320,4 milhões. Essa variação foi motivada, substancialmente, pelo reconhecimento, no 3T19, de outras receitas operacionais não recorrentes oriundas de indenizações recebidas por descumprimentos de condições contratuais incorridos pelo fornecedor responsável pela construção de Pampa Sul, principalmente relacionados ao atraso na conclusão da obra, no montante de R$ 321,0 milhões. O valor recebido está estipulado em contrato e foi apurado a partir do produto entre a quantidade de dias em atraso na entrega da obra e um valor fixo diário. Esse valor foi apurado de forma a compensar a Companhia pelo resultado não auferido em consequência de atraso na conclusão da obra.

Provisão para Redução ao Valor Recuperável (*Impairment*)

No 4T20 a Companhia reconheceu R$ 98,8 milhões de *impairment* referente aos seguintes ativos: (i) R$ 58,0 milhões referentes à Usina Termelétrica Jorge Lacerda, unidades 1 e 2, devido à possibilidade de desligamento dessas unidades prevista para dezembro de 2021, conforme estratégia de descarbonização da Companhia; e (ii) R$ 40,8 milhões referente aos valores de “Mais valia na aquisição de investimentos” e ao “Ágio por expectativa de rentabilidade futura”, originados da aquisição da EGSD, pela possibilidade de não recuperação desses valores. No comparativo anual houve uma variação de R$ 93,9 milhões, decorrente, substancialmente, dos valores mencionados anteriormente. Cabe reforçar que as unidades 1 e 2 de Jorge Lacerda tem garantia física líquida de 32 MWm e Custo Variável Unitário (CVU) de R$ 270,48, motivo pelo qual é despachada pontualmente e por curtos períodos. Dessa forma, o seu eventual fechamento não resultará impactos importantes presentes, nem futuros, para a Companhia.

Resultado de Equivalência Patrimonial – Transporte de Gás

Em 13 de junho de 2019, a controlada em conjunto Aliança Transportadora de Gás S.A. (Aliança) adquiriu 90% da participação societária na Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG). A Companhia possuía 32,5% de participação societária direta na controlada em conjunto Aliança e, portanto, 29,25% de participação societária indireta na TAG. Em 2 de setembro de 2019, a TAG realizou a incorporação da Aliança. A partir desta data, a Companhia passou a possuir 29,25% de participação societária direta na TAG.

Em 20 de julho de 2020, a Companhia adquiriu da Petrobras a participação acionária adicional de 3,25% na TAG, do total de 10% que a Petrobras ainda detinha. Dessa forma, a Companhia passou a ter 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	4T20		4T19	
	100%	Participação da Companhia	100%	Participação da Companhia
TAG				
Receita operacional líquida	1.631,8	530,3	1.325,9	387,8
Custos dos serviços prestados	(573,1)	(186,2)	(547,4)	(160,1)
Lucro bruto	**1.058,7**	**344,1**	**778,5**	**227,7**
Despesas gerais e administrativas	(35,4)	(11,5)	(67,7)	(19,8)
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	**1.023,3**	**332,6**	**710,8**	**207,9**
Resultado financeiro	(384,2)	(124,9)	(307,3)	(89,9)
Lucro antes dos impostos	**639,1**	**207,7**	**403,5**	**118,0**
Imposto de renda e contribuição social	(268,9)	(87,4)	(106,8)	(31,2)
Lucro líquido da TAG	**370,2**	**120,3**	**296,7**	**86,8**
Equivalência patrimonial sobre o resultado da TAG	**120,3**		**86,8**	

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

Ebitda – em R$ milhões	4T20	4T19
	100%	100%
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	**1.023,3**	**710,8**
Depreciação e amortização	158,5	147,1
Amortização da mais valia	226,4	227,3
Ebitda	**1.408,2**	**1.085,2**

Entre o 4T20 e o 4T19, o resultado de equivalência patrimonial aumentou em R$ 33,5 milhões (38,6%), passando de R$ 86,8 milhões no 4T19 para R$ 120,3 milhões no 4T20. A variação foi consequência da combinação dos seguintes efeitos: (i) R$ 140,3 milhões de acréscimo no Ebitda devido, principalmente, à atualização das tarifas de transporte e da variação cambial sobre um dos contratos de transporte; (ii) acréscimo de R$ 56,2 milhões de IR e CS, em razão, substancialmente, do aumento do lucro antes dos impostos e do reconhecimento de créditos fiscais do passado; (iii) aumento da despesa financeira líquida, de R$ 35,0 milhões, oriundo, substancialmente, da alta do dólar sobre dívida em moeda externa, parcialmente atenuada pela redução do CDI entre os anos em análise; e (iv) incremento de R$ 15,6 milhões, nas despesas com depreciação e amortização. Destaca-se que parte das variações observadas decorrem da alteração de participação societária entre os períodos analisados.

O resultado de equivalência patrimonial da TAG dos anos de 2020 e 2019 é composto pelos seguintes itens:

DRE – em R$ milhões	2020				2019		
	12M20	01.01 até 19.07 (29,25%)	20.07 até 31.12 (32,5%)	Participação da EBE	12M19	13.06 até 31.12 (29,25%)	Participação da EBE
Aliança (32,5%)							
Despesas gerais e administrativas	-	-	-	-	(325,4)	-	(105,8)
Amortização mais valia de ativos	-	-	-	-	*(178,7)*	-	*(58,1)*
Despesas de desenvolvimento do projeto de aquisição da TAG	-	-	-	-	*(137,5)*	-	*(44,7)*
Outros	-	-	-	-	*(9,2)*	-	*(3,0)*
Prejuízo antes do resultado financeiro e impostos	**-**	**-**	**-**	**-**	**(325,4)**	**-**	**(105,8)**
Resultado financeiro	-	-	-	-	(326,3)	-	(106,0)
Prejuízo antes dos impostos	**-**	**-**	**-**	**-**	**(651,7)**	**-**	**(211,8)**
Imposto de renda e contribuição social	-	-	-	-	62,8	-	20,4
Prejuízo líquido da Aliança	**-**	**-**	**-**	**-**	**(588,9)**	**-**	**(191,4)**
TAG							
Receita operacional líquida	6.003,8	3.094,0	2.909,8	1.850,7	5.194,5	2.915,7	852,8
Custos dos serviços prestados	(2.243,5)	(1.211,7)	(1.031,8)	(689,7)	(1.506,1)	(1.002,1)	(293,1)
Lucro bruto	**3.760,3**	**1.882,3**	**1.878,0**	**1.161,0**	**3.688,4**	**1.913,6**	**559,7**
Despesas gerais e administrativas	(140,1)	(80,5)	(59,6)	(42,9)	(206,1)	(133,7)	(39,1)
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	**3.620,2**	**1.801,8**	**1.818,4**	**1.118,0**	**3.482,3**	**1.779,9**	**520,6**
Resultado financeiro	(1.445,0)	(714,7)	(730,3)	(446,3)	(597,9)	(546,6)	(159,9)
Lucro antes dos impostos	**2.175,2**	**1.087,1**	**1.088,1**	**671,6**	**2.884,4**	**1.233,3**	**360,7**
Imposto de renda e contribuição social	(580,8)	(129,2)	(451,6)	(184,6)	(772,9)	(301,6)	(88,2)
Lucro líquido da TAG	**1.594,4**	**957,9**	**636,5**	**487,1**	**2.111,5**	**931,7**	**272,5**
Impacto na equivalência patrimonial da EBE				**487,1**			**81,1**

A comparação entre os efeitos que impactaram os resultados de equivalência patrimonial entre 2019 e 2020 é inócua, uma vez que o resultado de equivalência patrimonial de 2019 contempla apenas 6 meses de resultado da TAG. Adicionalmente, durante grande parte do 2° semestre de 2020, a participação acionária da Companhia na TAG foi de 32,5%, superior aos 29,25% aplicados nos períodos anteriores à aquisição adicional.

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

Ebitda – em R$ milhões	12M20 TAG 100%	12M19 Aliança 100%	12M19 TAG 100%
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e impostos	**3.620,2**	**(325,4)**	**3.482,3**
Depreciação e amortização	628,0	-	665,2
Amortização da mais valia	906,5	178,7	295,3
Ebitda	**5.154,7**	**(146,7)**	**4.442,8**

Balanço Patrimonial

Os principais grupos do ativo e passivo da TAG nas datas de 31 de dezembro de 2020 e de 2019 eram estes:

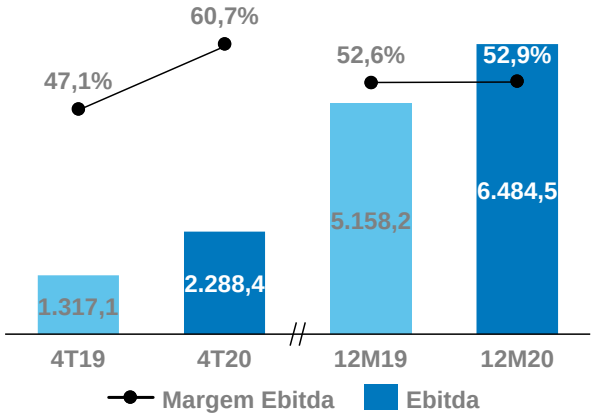
Balanço Patrimonial	31.12.2020	31.12.2019
ATIVO		
Ativo circulante	**2.220,3**	**1.832,5**
Caixa e equivalentes de caixa	436,6	340,9
Ganhos não realizados com operações de *hedge*	18,6	-
Outros ativos circulantes	1.765,1	1.491,6
Ativo não circulante	**35.659,5**	**34.830,0**
Depósitos vinculados	202,6	-
Ganhos não realizados com operações de *hedge*	29,1	-
Outros ativos realizáveis a longo prazo	3.523,9	1.715,0
Imobilizado	29.184,9	30.616,6
Intangível	2.719,0	2.498,4
Total	**37.879,8**	**36.662,5**
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Passivo circulante	**3.874,3**	**2.797,4**
Empréstimos, financiamentos e debêntures	3.250,0	2.341,8
Perdas não realizadas com operações de *hedge*	298,0	427,3
Outros passivos circulantes	326,3	28,3
Passivo não circulante	**27.078,1**	**24.037,0**
Empréstimos, financiamentos e debêntures	22.519,1	21.250,8
Perdas não realizadas com operações de *hedge*	910,2	-
Outros passivos não circulantes	3.648,8	2.786,2
Patrimônio líquido	**6.927,4**	**9.828,1**
Total	**37.879,8**	**36.662,5**

Ebitda e Margem Ebitda

	Ebitda por segmento – 4T20 x 4T19 (em R$ milhões)					
	Energia elétrica					
	Geração	Transmissão	*Trading*	Painéis Solares	Transporte de Gás	Consolidado
4T20						
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	1.789,8	191,7	(42,5)	5,7	120,3	2.065,0
Depreciação e amortização	223,1	-	-	0,3	-	223,4
Ebitda	**2.012,9**	**191,7**	**(42,5)**	**6,0**	**120,3**	**2.288,4**
Margem Ebitda	**90,1%**	**16,3%**	**(13,7%)**	**13,5%**	**-**	**60,7%**
4T19						
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	980,0	8,5	0,5	(1,5)	86,8	1.074,3
Depreciação e amortização	242,5	-	-	0,3	-	242,8
Ebitda	**1.222,5**	**8,5**	**0,5**	**(1,2)**	**86,8**	**1.317,1**
Margem Ebitda	**51,5%**	**13,8%**	**0,2%**	**(3,2%)**	**-**	**47,1%**
Variação						
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	809,8	183,2	(43,0)	7,2	33,5	990,7
Depreciação e amortização	(19,4)	-	-	-	-	(19,4)
Ebitda	**790,4**	**183,2**	**(43,0)**	**7,2**	**33,5**	**971,3**
Margem Ebitda	**38,6 p.p.**	**2,5 p.p.**	**(13,9 p.p.)**	**16,7 p.p.**	**-**	**13,6 p.p.**

Entre o 4T20 e o 4T19, o Ebitda aumentou R$ 971,3 milhões (73,7%), passando de R$ 1.317,1 milhões no 4T19 para R$ 2.288,4 milhões no 4T20. A variação foi consequência da combinação dos seguintes **efeitos positivos**: (i) R$ 790,4 milhões (64,7%) no segmento de geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia; (ii) R$ 183,2 milhões oriundos do segmento de transmissão de energia; (iii) R$ 33,5 milhões (38,6%) decorrentes de maior resultado de participação societária em controlada em conjunto – TAG; e (iv) R$ 7,2 milhões (600,0%) oriundo do segmento de painéis solares. Os referidos impactos positivos foram contrabalanceados pelo **efeito negativo** de R$ 43,0 milhões oriundo do segmento de *trading* de energia – dos quais R$ 37,3 milhões são provenientes dos efeitos da marcação a mercado e R$ 5,7 milhões originados das transações realizadas e das despesas operacionais.

Ebitda[1] e Margem Ebitda



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

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 eventos não recorrentes reconhecidos no 4T20, no montante de R$ 868,9 milhões, referentes ao: (i) acréscimo de R$ 967,7 milhões relativo à recuperação de custos de energia em decorrência da repactuação do risco hidrológico; e (ii) efeito negativo de R$ 98,8 milhões oriundo de *impairment*.

Desconsiderando esses efeitos, o Ebitda deste segmento do 4T20 passaria de R$ 2.012,9 milhões para R$ 1.144,0 milhões. Com isto, na comparação entre os trimestres em análise, o Ebitda deste segmento apresentaria um decréscimo de R$ 78,5 milhões (6,4%), consequência, substancialmente, dos seguintes **efeitos negativos**: (i) R$ 37,2 milhões no resultado das transações realizadas no mercado de curto prazo; (ii) R$ 22,2 milhões resultado da combinação das variações de quantidade de energia vendida e do preço médio líquido de venda; (iii) R$ 11,2 milhões de redução no volume de indenização por interrupção de negócios, motivada por sinistros, reconhecidos no 4T19; (iv) R$ 10,1 milhões de aumento das despesas com vendas, gerais e administrativas; (v) R$ 9,1 milhões de incremento dos custos de pessoal; (vi) R$ 8,9 milhões proveniente de aumento dos encargos de uso da rede; (vii) R$ 7,8 milhões de acréscimo nos custos com materiais e serviços de terceiros; (viii) R$ 7,1 milhões oriundos de aumento no custo de seguros; e (ix) R$ 2,2 milhões das demais receitas, custos e despesas operacionais. Esses efeitos foram atenuados pelo acréscimo de (x) R$ 37,3 milhões de receita de remuneração e variação monetária sobre ativos de concessões das UHE Jaguara e Miranda.

Margem Ebitda Geração

A margem Ebitda no segmento de geração apresentou aumento de 38,6 p.p., passando de 51,5% no 4T19 para 90,1% no 4T20.

Desconsiderando os efeitos não recorrentes mencionados anteriormente, reconhecidos no 4T20, o Ebitda do segmento apresentaria um redução de R$ 78,5 milhões (6,4%) entre o 4T19 e o 4T20. A margem Ebitda no 4T20 seria de 51,2%, o que representaria um decréscimo de 0,3 p.p. entre os trimestres em análise.

Margem Ebitda Consolidada

A margem Ebitda consolidada apresentou aumento de 13,6 p.p., passando de 47,1% no 4T19 para 60,7% no 4T20.

Desconsiderando os efeitos não recorrentes mencionados anteriormente, reconhecidos no 4T20, o Ebitda consolidado apresentaria um aumento de R$ 102,4 milhões (7,8%) entre o 4T19 e o 4T20. A margem Ebitda no 4T20 seria de 37,7%, o que representaria um decréscimo de 9,4 p.p. entre os trimestres em análise.

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

	Ebitda por segmento – 12M20 x 12M19 (em R$ milhões)					
	Energia elétrica					
	Geração	Transmissão	*Trading*	Painéis Solares	Transporte de Gás	Consolidado
2020						
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	4.839,2	279,9	(30,7)	(6,0)	487,1	5.569,5
Depreciação e amortização	914,0	-	-	1,0	-	915,0
Ebitda	**5.753,2**	**279,9**	**(30,7)**	**(5,0)**	**487,1**	**6.484,5**
Margem Ebitda	**67,4%**	**11,0%**	**(2,8%)**	**(6,2%)**	**-**	**52,9%**
2019						
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	4.205,9	18,4	(5,3)	(5,2)	81,1	4.294,9
Depreciação e amortização	862,5	-	-	0,8	-	863,3
Ebitda	**5.068,4**	**18,4**	**(5,3)**	**(4,4)**	**81,1**	**5.158,2**
Margem Ebitda	**60,1%**	**10,8%**	**(0,5%)**	**(4,5%)**	**-**	**52,6%**
Variação						
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	633,3	261,5	(25,4)	(0,8)	406,0	1.274,6
Depreciação e amortização	51,5	-	-	0,2	-	51,7
Ebitda	**684,8**	**261,5**	**(25,4)**	**(0,6)**	**406,0**	**1.326,3**
Margem Ebitda	**7,3 p.p.**	**0,2 p.p.**	**(2,3 p.p.)**	**(1,7 p.p.)**	**-**	**0,3 p.p.**

Na comparação anual entre 2020 e 2019, o Ebitda aumentou R$ 1.326,3 milhões (25,7%), passando de R$ 5.158,2 milhões em 2019 para R$ 6.484,5 milhões em 2020. A variação foi consequência da combinação dos seguintes **efeitos positivos**: (i) R$ 684,8 milhões (13,5%) no segmento de geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia; (ii) R$ 261,5 milhões oriundos do segmento de transmissão de energia; e (iii) R$ 406,0 milhões decorrentes de maior resultado de participação societária em controlada em conjunto – TAG. Os referidos impactos positivos foram contrabalanceados pelos seguintes **efeitos negativos:** (iv) R$ 25,4 milhões oriundos do segmento de *trading* de energia – dos quais R$ 45,2 milhões são provenientes dos efeitos da marcação a mercado, parcialmente atenuada pelo impacto positivo de R$ 19,8 milhões originados das transações realizadas e das despesas operacionais; e (v) R$ 0,6 milhão (13,6%) oriundo do segmento de painéis solares.

O segmento de geração, cuja variação foi indicada no item (i) acima, foi afetado por eventos não recorrentes reconhecidos nos anos em comparação, no montante de R$ 636,3 milhões referente aos seguintes eventos: (i) acréscimo de R$ 967,7 milhões referente à recuperação de custos de energia, haja vista a repactuação do risco hidrológico, em 2020; (ii) R$ 83,5 milhões de ganho em ação judicial, em 2020; (iii) efeito negativo de R$ 321,0 milhões de outras receitas operacionais oriundas de indenizações recebidas por descumprimentos de condições contratuais incorridos pelo fornecedor responsável pela construção de Pampa Sul, reconhecida em 2019; e (iv) R$ 93,9 milhões oriundos de acréscimo nos valores de *impairment*, entre os anos em comparação.

Desconsiderando esses efeitos, o Ebitda deste segmento em 2020 passaria de R$ 5.753,2 milhões para R$ 4.800,8 milhões e em 2019 de R$ 5.068,4 milhões para R$ 4.752,3 milhões. Com isto, na comparação entre os anos em análise, o Ebitda deste segmento apresentaria um acréscimo de R$ 48,5 milhões (1,0%), consequência, substancialmente, dos seguintes **efeitos positivos**: (i) R$ 126,5 milhões resultado da combinação das variações de quantidade de energia vendida e do preço médio líquido de venda; (ii) R$ 82,6 milhões de redução nas compras de energia; (iii) R$ 47,1 milhões de decremento em *royalties*; e (iv) R$ 28,8 milhões de indenização por interrupção de negócios, motivada por sinistros. Esses efeitos foram atenuados pelos seguintes **efeitos negativos**: (v) R$ 61,7 milhões de aumento nos custos com materiais e serviços de terceiros; (vi) R$ 46,6 milhões proveniente de aumento dos encargos de uso da rede; (vii) R$ 46,1 milhões no resultado das transações realizadas no mercado de curto prazo; (viii) R$ 31,1 milhões de maior consumo de combustível próprio; (ix) R$ 24,6 milhões de aumento de despesas com vendas, gerais e administrativas; (x) R$ 18,8 milhões referente a incremento no custo de pessoal; e (xi) R$ 7,6 milhões das demais receitas, custos e despesas operacionais.

Margem Ebitda Geração

A margem Ebitda no segmento de geração apresentou aumento de 7,3 p.p., passando de 60,1% em 2019 para 67,4% em 2020.

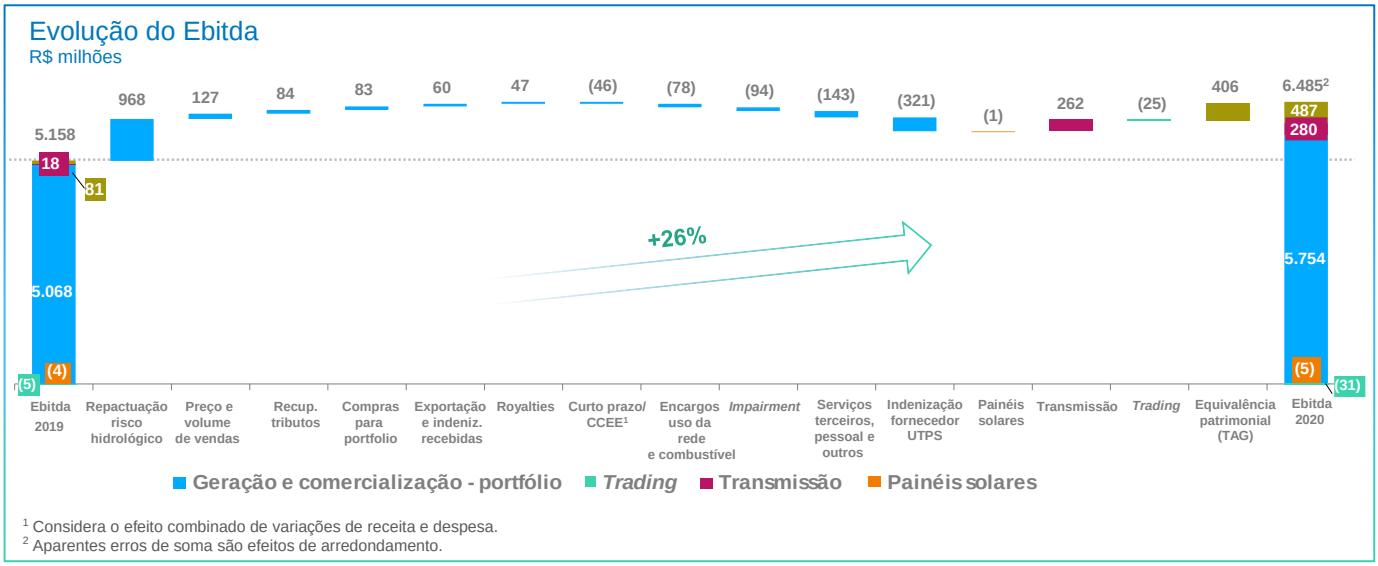
Desconsiderando os efeitos não recorrentes mencionados anteriormente, reconhecidos nos anos de 2019 e 2020, o Ebitda do segmento apresentaria um acréscimo de R$ 48,5 milhões (1,0%). A margem Ebitda em 2020 e 2019 seria de 56,8% e 56,4%, respectivamente, o que representaria um acréscimo de 0,4 p.p. entre os anos comparados.

Margem Ebitda Consolidada

A margem Ebitda consolidada apresentou aumento de 0,3 p.p., passando de 52,6% em 2019 para 52,9% em 2020.

Desconsiderando os efeitos não recorrentes mencionados, o Ebitda consolidado apresentaria um aumento de R$ 690,0 milhões (14,3%) entre os anos de 2020 e 2019. A margem Ebitda entre os anos comparados teria um decréscimo de 4,0 p.p.

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



[1] Considera o efeito combinado de variações de receita e despesa.
[2] Aparentes erros de soma são efeitos de arredondamento.

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

(Valores em R$ milhões)	4T20	4T19	Var. %	12M20	12M19	Var. %
Lucro líquido	1.029,5	617,5	66,7	2.797,3	2.311,1	21,0
(+) Imposto de renda e contribuição social	312,8	50,0	525,6	889,8	776,8	14,5
(+) Resultado financeiro	722,7	406,8	77,7	1.882,4	1.207,0	56,0
(+) Depreciação e amortização	223,4	242,8	-8,0	915,0	863,3	6,0
Ebitda	**2.288,4**	**1.317,1**	**73,7**	**6.484,5**	**5.158,2**	**25,7**

Resultado Financeiro

Receitas financeiras: no 4T20, as receitas financeiras atingiram R$ 36,3 milhões, R$ 1,1 milhão ou 3,1% acima dos R$ 35,2 milhões auferidos no mesmo trimestre de 2019, em razão, substancialmente, da combinação dos seguintes fatores: (i) aumento de juros e variação monetária sobre valores a receber de terceiros, no montante de R$ 13,5 milhões, motivados, principalmente, pelos impactos de atualização monetária resultante de custo passado de compra de carvão recuperado pela Companhia; e (ii) redução de R$ 11,1 milhões na receita com aplicações financeiras, motivada pela redução nas taxas de juros observada entre os trimestres.

No comparativo entre os anos, as receitas financeiras aumentaram R$ 107,7 milhões (73,2%), passando de R$ 147,1 milhões em 2019 para R$ 254,8 milhões em 2020. Essa variação é explicada, essencialmente, pelos seguintes fatores: (i) aumento, não recorrente, de juros sobre impostos e contribuições sociais, no montante de R$ 76,3 milhões, referentes à atualização financeira sobre recuperação de tributos oriunda de ganho em ação judicial; (ii) acréscimo de R$ 39,9 milhões de variação monetária oriundo, principalmente, (ii.i) R$ 29,4 milhões, decorrentes da conclusão por parte do órgão regulador dos efeitos da aplicação de resolução da Aneel, a qual previa a redução do reembolso do carvão mineral adquirido com recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) em função da eficiência energética da unidade geradora e (ii.ii) R$ 10,0 milhões, motivados pelos impactos decorrentes da variação monetária resultante de recuperação de custo passado de aquisição de carvão; e (iii) redução de R$ 6,4 milhões na receita com aplicações financeiras, motivado pela queda na taxa de juros observada entre os anos em comparação.

Despesas financeiras: as despesas no 4T20 foram de R$ 759,0 milhões, isto é, R$ 317,0 milhões ou 71,7% acima das registradas no mesmo trimestre do ano anterior, que foram de R$ 442,0 milhões. As principais variações observadas foram: (i) elevação de R$ 161,3 milhões na correção monetária e juros nas concessões a pagar, motivado, principalmente, pela variação do IGP-M, entre os períodos comparados; e (ii) aumento de R$ 133,3 milhões nos juros, variação monetária e no ajuste a valor justo sobre dívidas, em razão, principalmente, da contratação de novos empréstimos, financiamentos, debêntures e ações preferenciais resgatáveis ao longo de 2020 para gestão do fluxo de caixa e realização de investimentos.

Em base anual, as despesas aumentaram de R$ 1.354,1 milhões em 2019 para R$ 2.137,2 milhões em 2020, ou seja, R$ 783,1 milhões (57,8%), resultado da combinação, principalmente, dos mesmos efeitos comentados no item acima, sendo os principais impactos promovidos pelo: (i) elevações de R$ 463,9 milhões nos juros e correção monetária sobre as concessões a pagar; e (ii) aumento de R$ 292,5 milhões nos juros, variação monetária e no ajuste a valor justo sobre dívidas.

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

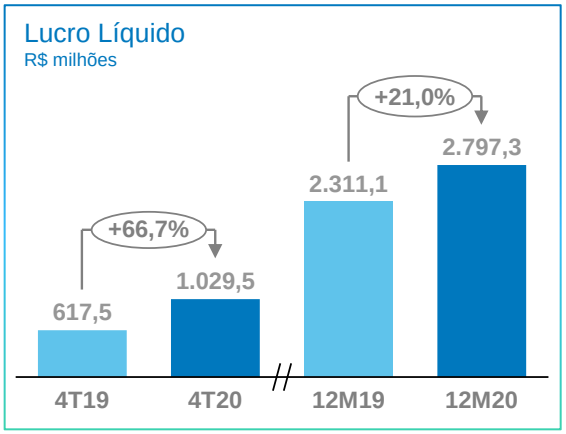
As despesas com IR e CSLL no 4T20 foram de R$ 312,8 milhões, R$ 262,8 milhões superiores às registradas no mesmo trimestre de 2019, de R$ 50,0 milhões, em decorrência principalmente dos efeitos tributários sobre os itens não recorrentes reconhecidos no 4T20, referentes ao acordo da repactuação do risco hidrológico e do *impairment*, mencionados anteriormente. Desconsiderando esses efeitos, houve decréscimo de R$ 32,6 milhões, motivado por: (i) redução do lucro antes do IR e CSLL entre os períodos observados, desconsiderando os efeitos não recorrentes; e (ii) maior benefício de incentivos fiscais no 4T20 se comparado ao 4T19.

No acumulado do ano, essas despesas aumentaram R$ 113,0 milhões, passando de R$ 776,8 milhões em 2019 para R$ 889,8 milhões em 2020, em decorrência, principalmente, dos efeitos tributários sobre os itens não recorrentes reconhecidos em 2020, referentes ao acordo da repactuação do risco hidrológico, ganho em ação judicial e do *impairment*, mencionados anteriormente e do reconhecimento, em 2019, das indenizações recebidas por descumprimentos de condições contratuais incorridos pelo fornecedor responsável pela construção da Usina Termelétrica Pampa Sul, principalmente relacionados ao atraso na conclusão da obra e do *impairment*. A taxa efetiva de IR e CSLL em 2020 foi de 24,1% inferior em 1,1 p.p à taxa apurada em 2019, de 25,2%.

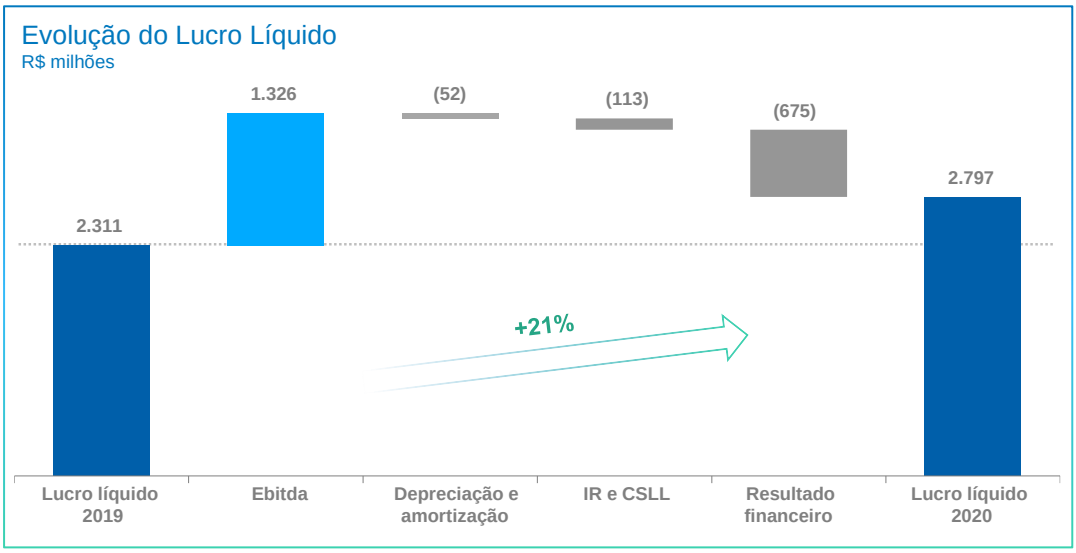
Desconsiderando esses efeitos, houve decréscimo de R$ 129,3 milhões, motivado por: (i) redução do lucro antes do IR e CSLL entre os períodos observados; e (ii) maior benefício de incentivos fiscais no ano de 2020.

Lucro Líquido

O lucro líquido do 4T20 foi de R$ 1.029,5 milhões, R$ 412,0 milhões ou 66,7% superior aos R$ 617,5 milhões apresentados no mesmo trimestre do ano anterior. Esse acréscimo é consequência dos seguintes efeitos: (i) aumento de R$ 971,3 milhões no Ebitda; (ii) decréscimo de R$ 19,4 milhões da depreciação e amortização; (iii) aumento de R$ 315,9 milhões das despesas financeiras líquidas; e (iv) acréscimo de R$ 262,8 milhões do imposto de renda e da contribuição social. Desconsiderando os efeitos não recorrentes que impactaram os períodos (repactuação do risco hidrológico e *impairment* no 4T20), o lucro líquido do 4T20 foi inferior em R$ 161,5 milhões (26,1%).



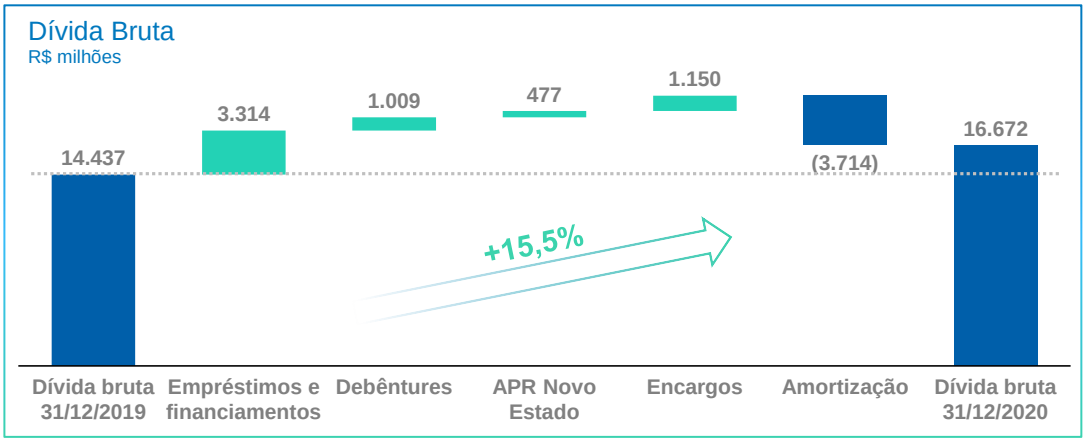
Em bases anuais, o lucro líquido aumentou de R$ 2.311,1 milhões em 2019 para R$ 2.797,3 milhões, ou seja, acréscimo de R$ 486,2 milhões ou 21,0%. Esse efeito positivo é consequência dos seguintes impactos: (i) elevação de R$ 1.326,3 milhões no Ebitda; (ii) aumento de R$ 675,4 milhões das despesas financeiras líquidas; (iii) acréscimo de R$ 113,0 milhões do imposto de renda e da contribuição social; e (iv) acréscimo de R$ 51,7 milhões da depreciação e amortização. Desconsiderando os efeitos não recorrentes que impactaram os períodos (repactuação do risco hidrológico, *impairment* e ganho em ação judicial em 2020 e indenizações recebidas por descumprimentos de condições contratuais e *impairment* em 2019), o lucro líquido de 2020 foi superior em R$ 15,9 milhões (0,8%).

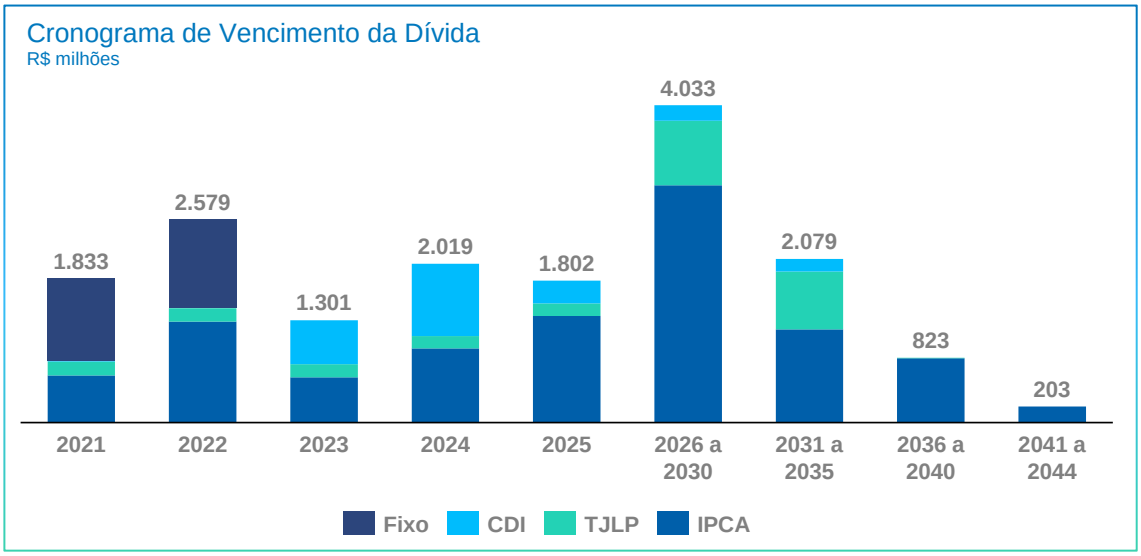


Endividamento

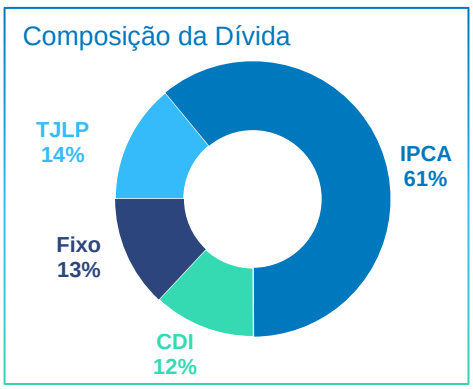
Em 31 de dezembro de 2020, a **dívida bruta total consolidada,** representada, principalmente, por empréstimos, financiamentos, debêntures e ações preferenciais resgatáveis, líquidos dos efeitos de operações de *hedge,* **totalizava R$ 16.672,2 milhões — aumento de 15,5%** (R$ 2.235,5 milhões) comparativamente à posição de 31 de dezembro de 2019.

A variação no endividamento da Companhia está relacionada, principalmente, à combinação dos seguintes fatores, ocorridos no ano de 2020: (i) saques junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e bancos repassadores, no montante de R$ 2.181,3 milhões, destinados, principalmente, à construção do Conjunto Eólico Campo Largo II e dos sistemas de transmissão Gralha Azul e Novo Estado; (ii) captação de empréstimos, via operação 4131, no montante de R$ 1.132,4 milhões, junto a instituições financeiras situadas no exterior, totalmente protegido por operações de *hedge*, destinados à formação de capital de giro e para financiar a implementação do plano de negócios da Companhia; (iii) emissão de debêntures no valor de R$ 1.009,3 milhões, para financiamento da implementação dos projetos de transmissão e de Pampa Sul; (iv) ingresso de R$ 476,8 milhões, do valor da subscrição das ações preferenciais da Novo Estado Participações S.A.; (v) geração de R$ 1.150,0 milhões em encargos incorridos a serem pagos e variação monetária; e (vi) R$ 3.714,3 milhões em amortizações de empréstimos, financiamentos e debêntures.





O custo médio ponderado nominal da dívida ao fim do ano de 2020 foi **7,6%** (7,6% no fim de 2019).



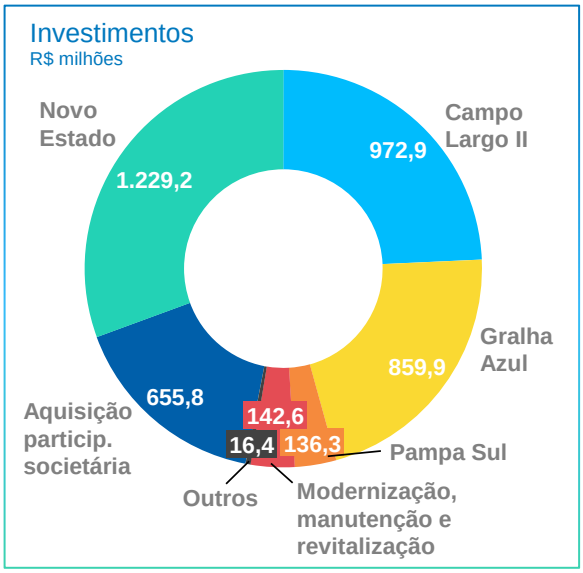
Em 31 de dezembro de 2020, a **dívida líquida** (dívida total menos resultado de operações com derivativos, depósitos vinculados à garantia do pagamento dos serviços da dívida e caixa e equivalentes de caixa) da Companhia era de **R$ 11.786,4 milhões, aumento de 15,6%** em relação ao registrado ao fim de 2019.

Dívida Líquida
R$ milhões

	31/12/2020	31/12/2019	Var. %
Dívida bruta	17.246,1	14.763,1	16,8
Resultado de operações com derivativos	(573,9)	(326,3)	75,9
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(346,9)	(374,7)	(7,4)
Caixa e equivalentes de caixa	(4.538,9)	(3.870,3)	17,3
Dívida líquida total	**11.786,4**	**10.191,8**	**15,6**
Dívida líquida x Ebitda	**1,8X**	**2,0X**	

Investimentos

Os investimentos totais da ENGIE Brasil Energia no 4T20 foram de R$ 1.535,6 milhões, dos quais (i) R$ 1.480,8 milhões aplicados na construção dos novos projetos, sendo: (i.i) R$ 603,0 milhões concentrados na linha de transmissão Novo Estado Transmissora de Energia; (i.ii) R$ 517,2 milhões no Conjunto Eólico Campo Largo II; (i.iii) R$ 343,4 milhões na Linha de Transmissão Gralha Azul; (i.iv) R$ 15,5 milhões na Usina Termelétrica Pampa Sul; e (i.v) R$ 1,6 milhão em outros investimentos; e (ii) R$ 54,9 milhões destinados aos projetos de manutenção e revitalização do parque gerador.



Em 2020, a Companhia investiu R$ 4.013,1 milhões, dos quais (i) R$ 655,8 milhões foram destinados à aquisição de participações societárias: R$ 328,6 milhões destinados à aquisição de 100% da participação societária na Novo Estado Energia S.A. e R$ 327,2 milhões destinados à aquisição de 3,25% de participação na Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG); (ii) R$ 3.214,7 milhões aplicados na construção de novos projetos, sendo: (ii.i) R$ 1.229,2 milhões concentrados na linha de transmissão Novo Estado transmissora de Energia; (ii.ii) R$ 972,9 milhões no Conjunto Eólico Campo Largo II; (ii.iii) R$ 859,9 milhões na Linha de Transmissão Gralha Azul; (ii.iv) R$ 136,3 milhões na Usina Termelétrica Pampa Sul e (ii.v) R$ 16,4 milhões em outros investimentos; (iii) R$ 142,6 milhões foram destinados aos projetos de manutenção, revitalização e modernização do parque gerador, sendo R$ 9,9 milhões desse montante, designado para a modernização da Usina Hidrelétrica Salto Osório.

Dividendos e Juros sobre o Capital Próprio Propostos

O Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia aprovou, em reunião realizada em 15 de dezembro de 2020, a proposta de **dividendos intercalares adicionais** sobre o lucro líquido do primeiro semestre de 2020, no montante de **R$ 554,5 milhões (R$ 0,6795603315 por ação)**, completando 100% do lucro daquele semestre, cujo pagamento ocorreu em 29 de janeiro de 2021, bem como, **juros sobre o capital próprio** referentes ao exercício de 2020, no valor de **R$ 175,0 milhões (R$ 0,2144797773 por ação), cujo pagamento ocorrerá em 05 de abril de 2021.**

Adicionalmente, na RCA de 11 de fevereiro de 2021, foi aprovada a proposta de **dividendos complementares** ao exercício de 2020, no montante de **R$ 609,6 milhões (R$ 0,7471177357 por ação)**. Todos os proventos deverão ser ratificados pela Assembleia Geral Ordinária, a quem caberá definir as condições de pagamento.

Mesmo diante dos desafios enfrentados em razão da pandemia da Covid-19 e dos investimentos realizados no ano de 2020, o total proposto de proventos relativos a 2020 atingiu R$ 2.016,8 milhões (R$ 2,4717315830 por ação), equivalente a 100% do lucro líquido distribuível (desconsiderando a repactuação do risco hidrológico).

COMPROMISSO COM O DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL

Gestão Sustentável

A ENGIE possui a ambição de liderar o processo de transição carbono neutro em todo o mundo, apoiando nossos clientes em suas trajetórias de redução de emissões e associando às ofertas diferenciais socioambientais, induzindo o desenvolvimento sustentável com impactos positivos locais e globais. Através de nossos Objetivos Estratégicos ESG de médio prazo, procuramos endereçar o trinômio “Pessoas, Planeta e Prosperidade”, com destaque ao compromisso de redução das emissões de CO_2 em 46% entre 2019 e 2030, o que é uma *Science Based Target* (Metas Baseadas na Ciência).

Todas as usinas sob responsabilidade da Companhia seguem a Política ENGIE Brasil Energia de Gestão Sustentável, que abrange as dimensões Qualidade, Gestão de Energia, Meio Ambiente, Mudanças do Clima, Saúde e Segurança no Trabalho, Responsabilidade Social e Engajamento de Partes Interessadas. Em 31 de dezembro de 2020, das 60 usinas instaladas em 13 estados das cinco regiões do país, 12 são certificadas de acordo com as normas de gestão NBR ISO 9001 (da Qualidade), NBR ISO 14001 (do Meio Ambiente) e NBR OHSAS 18001 (da Saúde e Segurança no Trabalho), com potência somada que corresponde a 77,9% 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

- A ENGIE, com suas Usinas Hidrelétricas Salto Osório e Salto Santiago, conquistou o certificado Selo Clima Paraná na Categoria ‘’OURO PLUS 2020’’. Tal premiação é entregue às empresas situadas no estado do Paraná que submetem seus Inventários de Emissões de Gases de Efeito Estufa à verificação de terceira parte, comprovando uma redução das suas emissões em relação ao ano anterior. O selo foi criado com o objetivo de combater as mudanças climáticas e, ao mesmo tempo, preparar as empresas do Paraná para desafios regulatórios, como o provável advento da precificação de carbono.
- Foi finalizada a primeira auditoria interna nas Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, com vistas à preparação dessas Usinas para implantação das Certificações ISO 9001, ISO 14001 e OSHAS 18001 durante o ano de 2021.
- Foi encaminhado ao Ibama o Plano Ambiental de Conservação e Uso do Entorno do Reservatório (Pacuera) da Usina Hidrelétrica Cana Brava. O Plano da Usina Hidrelétrica Itá, que havia sido encaminhado ao órgão em 2019, foi recentemente aprovado. O Plano é elaborado de forma participativa junto às comunidades do entorno, e apresenta orientações, diretrizes, ações e atividades de curto, médio e longo prazo para explicar normas e regras para os usuários do entorno dos reservatórios.
- Teve início, em 1 de dezembro de 2020, o projeto de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (P&D) intitulado "Desenvolvimento e Aplicação de Ferramentas Genéticas no Monitoramento da Ictiofauna de Reservatórios de Usinas Hidrelétricas". O projeto é uma parceria entre a ATGC, ENGIE Brasil Energia e o Grupo Integrado de Aquicultura e Estudos Ambientais da Universidade Federal do Paraná (UFPR), e será realizado na região onde está instalada a Usina Hidrelétrica de São Salvador, no Tocantins.
- No quarto trimestre foram conhecidos os projetos vencedores do 1º edital do “Mulheres do Nosso Bairro”, uma iniciativa que visa apoiar mulheres na geração de renda, empoderamento, compartilhamento de conhecimentos e rede de apoio à saúde. O edital distribuiu ao todo R$ 500,0 mil para 28 empreendedoras no entorno de nossas operações em todo o Brasil. Saiba mais em https://mulheresdonossobairro.com.br/.

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 4T20 e 4T19, associando cada indicador aos da GRI padrão *Standards*.

Indicadores de Sustentabilidade[1]

Item	Dimensão[2]	Indicador[3]	Temas materiais	Indicador GRI[4]	4T20	4T19	Variação	12M20	12M19	Variação
1	Qualidade	Número de usinas em operação	- Priorização de fontes renováveis para a geração de energia - Gestão de Emissões	102-7, EU1	60	60	0	60	60	0
2		Capacidade instalada operada (MW)		102-7, EU1	10.431	10.431	0,0%	10.431	10.431	0,0%
3		Capacidade instalada própria (MW)		102-7, EU1	8.711	8.711	0,0%	8.711	8.711	0,0%
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	77,9%	77,9%	0,0 p.p.	77,9%	77,9%	0,0 p.p.
7		Capacidade instalada proveniente de fontes renováveis		102-7, EU1	9.229	9.228	0,0%	9.229	9.228	0,0%
8		Capacidade instalada proveniente de fontes renováveis em relação à total		102-7, EU1	88,5%	88,5%	0,0 p.p.	88,5%	88,5%	0,0 p.p.
9		Geração de energia total (GWh)		EU2	10.220	11.448	-10,7%	35.163	44.058	-20,2%
10		Geração de energia certificada		102-16, EU6	7.424	8.558	-13,2%	25.499	34.895	-26,9%
11		Geração certificada em relação à total		102-16, EU6	72,6%	74,8%	-2,1 p.p.	72,5%	79,2%	-6,7 p.p.
12		Geração de energia proveniente de fontes renováveis (GWh)		EU2	8.257	9.933	-16,9%	29.430	39.006	-24,6%
13		Geração proveniente de fontes renováveis em relação à total		EU2	80,8%	86,8%	-6,0 p.p.	83,7%	88,5%	-4,8 p.p.
14		Disponibilidade do parque gerador, descontadas as paradas programadas		EU30	95,8%	97,1%	-1,3 p.p.	96,4%	97,1%	-0,7 p.p.
15		Disponibilidade do parque gerador, consideradas as paradas programadas		EU30	90,6%	89,7%	0,9 p.p.	90,9%	89,7%	1,1 p.p.
16	Meio Ambiente e Mudanças do Clima	Total de mudas plantadas e doadas	- Gestão de Emissões	304-1, 413-1	93.754	96.479	-2,8%	366.553	404.643	-9,4%
17		Número de visitantes às usinas e educação ambiental	- Impulso à prosperidade das comunidades locais	413-1	10.935	22.639	-51,7%	33.039	90.673	-63,6%
18		Emissões de CO2 (usinas a combustíveis fósseis) (t/MWh)		D305-1, D305-2, D305-3	0,924	1,054	-12,3%	0,966	1,013	-4,7%
19		Emissões de CO2 do parque gerador da ENGIE Brasil Energia (t/MWh)	- Biodiversidade	D305-1, D305-2, D305-3	0,177	0,139	27,3%	0,158	0,116	35,6%
20	Saúde e Segurança	Taxa de Frequência (TF) empregados próprios[5]	- Segurança das equipes e das comunidades - Fomento a boas práticas socioambientais entre fornecedores e clientes	403-2	0,000	0,000	-	0,413	0,000	↑
21		Taxa de Gravidade (TG) empregados próprios[6]		403-2	0,000	0,000	-	0,006	0,000	↑
22		Taxa de Frequência (TF) empregados próprios + prestadores de serviços longo prazo[5]		403-2	0,000	1,700	↓	0,621	1,720	↓
23		Taxa de Frequência (TF) prestadores de serviço curto prazo + obras em construção[5]		403-2	0,920	0,000	↑	0,787	0,630	↑
24	Responsabilidade Social[7]	Investimentos não incentivados	- Geração de resultado econômico e compartilhamento de valor com a sociedade - Impulso à prosperidade das comunidades locais	201-1, 413-1	1.244,5	1.498,0	-16,9%	7.504,2	4.034,6	86,0%
25		Investimentos pelo Fundo da infância e adolescência - FIA		201-1, 413-1	949,0	507,1	87,1%	1.868,4	2.609,0	-28,4%
26		Investimentos pela Lei de Incentivo à cultura - Rouanet		201-1, 413-1	2.427,7	2.144,9	13,2%	7.264,6	9.375,0	-22,5%
27		Investimentos pela Lei de incentivo ao esporte		201-1, 413-1	888,0	1.400,0	-36,6%	1.418,5	2.490,0	-43,0%
28		Investimentos pelo Programa Nacional de Apoio à Atenção Oncológica - PRONON		201-1, 413-1	1.661,0	2.775,0	-40,1%	1.661,0	2.535,0	-34,5%
29		Investimentos pelo Programa Nacional de Apoio à Atenção da Saúde da Pessoa com Deficiência - PRONAS/PCD		201-1, 413-1	1.436,3	2.444,2	-41,2%	1.436,3	2.546,0	-43,6%
30		Investimentos pelo Fundo Municipal do Idoso		201-1, 413-1	835,0	2.035,5	-59,0%	1.480,9	2.286,0	-35,2%

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] Números em 31/12/2020.
[4] GRI: *Global Reporting Initiative*, versão Standards e complemento setorial G4.
[5] TF = nº de acidentes do trabalho ocorridos em cada milhão de horas de exposição ao risco.
[6] TG = nº de dias perdidos com os acidentes de trabalho ocorridos em cada mil horas de exposição ao risco.
[7] Valores em milhares de reais.

GOVERNANÇA CORPORATIVA

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

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

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

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

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

MERCADO DE CAPITAIS

Desde sua adesão ao Novo Mercado da B3, a ENGIE Brasil Energia passou a integrar o Índice de Ações com Governança Corporativa Diferenciada (IGC) e o Índice de Ações com *Tag Along* Diferenciado (ITAG), que reúnem as companhias que oferecem ao acionista minoritário 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.

Em dezembro de 2018, a 32ª Assembleia Geral Extraordinária da Companhia aprovou o aumento de capital com emissão de 163.185.548 novas ações ordinárias, escriturais e sem valor nominal, distribuídas aos seus acionistas, a título de bonificação, na proporção de 1 nova ação para cada 4 ações ordinárias de sua titularidade. O benefício da bonificação foi estendido aos ADR, na mesma proporção das ações bonificadas.

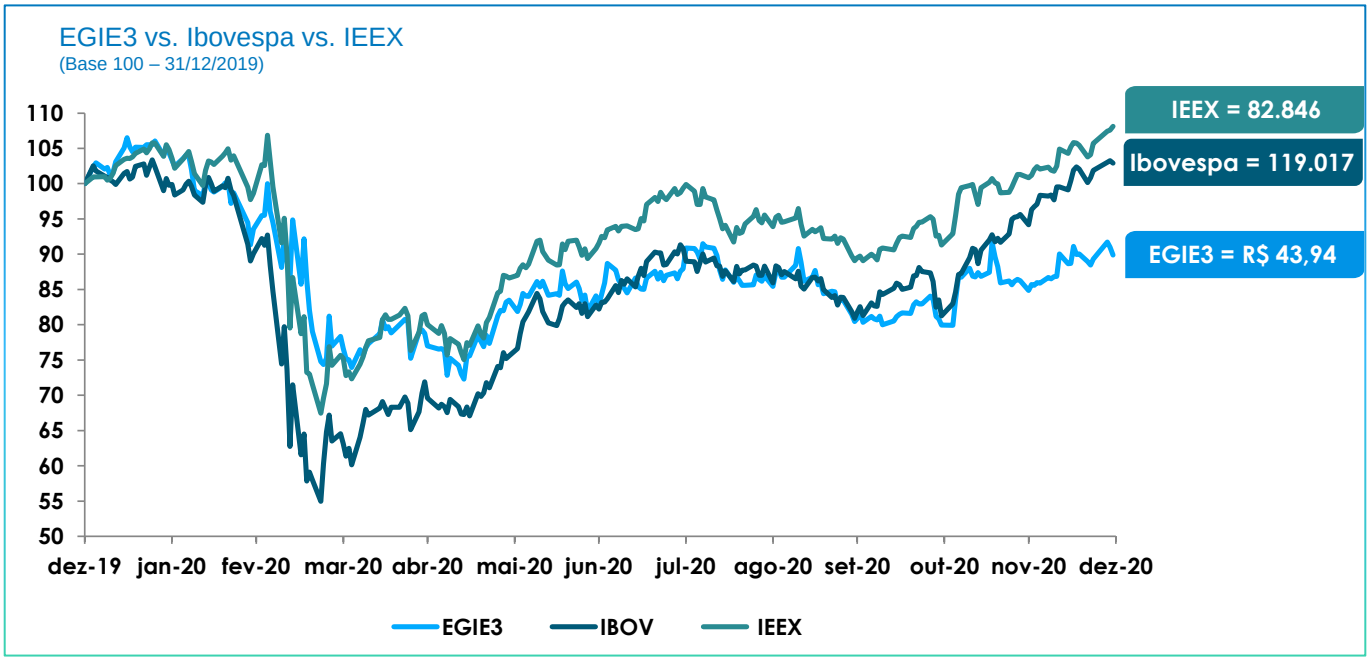
Desempenho das Ações – EGIE3

O receio de uma segunda onda de contágio do coronavírus assombrou o início do quarto trimestre de 2020. Mas as eleições americanas, o pacote de estímulos do Estados Unidos e a expectativa do avanço das vacinas contra a Covid-19 impulsionaram o mercado financeiro e levaram o Ibovespa, principal índice da bolsa de valores brasileira, a bater novo recorde histórico de pontuação. O índice fechou o ano acima de 119 mil pontos.

As ações da ENGIE Brasil Energia registraram valorização de 11,1% no quarto trimestre de 2020, enquanto o Índice do Setor de Energia Elétrica (IEEX) e o Ibovespa cresceram 20,8% e 25,8%, respectivamente. No acumulado do ano de 2020, as ações da Companhia desvalorizaram 10,1%, enquanto o IEEX e o Ibovespa fecharam em crescimento de 8,1% e 2,9%, respectivamente.

O volume médio diário da EGIE3 foi de R$ 74,5 milhões no 4T20, 26,4% acima do registrado no 4T19, quando atingiu R$ 58,9 milhões. No acumulado do ano de 2020, o volume médio diário de negociação alcançou R$ 81,1 milhões, acréscimo de 35,1% em relação ao ano de 2019, quando atingiu R$ 60,0 milhões.

No último pregão de dezembro de 2020, as ações da Companhia encerraram cotadas a R$ 43,94/ação**, o que confere à Companhia valor de mercado de R$ 35,9 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: 12 de fevereiro de 2021
Horário: 11:00h (horário de Brasília)
Link para conexão em português: https://vcasting.voitel.com.br/?transmissionId=8844
Link para conexão em inglês: https://vcasting.voitel.com.br/?transmissionId=8845

Telefones para conexão:
Participantes no Brasil: (11) 3127-4971 / (11) 3728-5971
Senha para os participantes: ENGIE

Reunião Apimec

Virtual
Data: 18 de fevereiro de 2021
Time: 10:00h (horário de Brasília)
Inscrições: apimecsp@apimecsp.com.br

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 acionistas e investidores não devem tomar quaisquer decisões com base nas estimativas, projeções e declarações futuras contidas neste material.

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

(Valores em R$ mil)	31/12/2020	31/12/2019
Ativo Circulante	**7.733.297**	**6.745.671**
Caixa e equivalentes de caixa	4.538.946	3.870.261
Contas a receber de clientes	1.723.101	1.451.227
Crédito de imposto de renda e contribuição social	140.785	166.833
Dividendos a receber	32.500	-
Estoques	189.428	220.964
Ganhos não realizados em operações de *hedge*	14.475	115.131
Ganhos não realizados em operações de *trading*	320.309	288.771
Depósitos vinculados	174.048	4.856
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	15.089	15.089
Ativo financeiro de concessão	305.626	296.232
Ativo não circulante mantido para venda	4.577	4.829
Outros ativos circulantes	274.413	311.478
Ativo Não Circulante	**27.452.951**	**23.389.907**
Realizável a Longo Prazo	**6.829.060**	**3.652.141**
Ganhos não realizados em operações de *hedge*	719.380	311.577
Ganhos não realizados em operações de *trading*	54.385	42.695
Depósitos vinculados	235.819	381.064
Depósitos judiciais	82.539	102.878
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	100.597	115.686
Ativo financeiro de concessão	2.499.170	2.411.942
Ativo de contrato	2.961.419	217.611
Outros ativos não circulantes	175.751	68.688
Investimentos	**2.425.062**	**2.948.920**
Imobilizado	**15.537.837**	**15.330.211**
Intangível	**2.513.990**	**1.296.769**
Direito de uso de arrendamentos	**147.002**	**161.866**
Total	**35.186.248**	**30.135.578**

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

(Valores em R$ mil)	31/12/2020	31/12/2019
Passivo Circulante	**5.380.926**	**5.979.644**
Fornecedores	861.752	765.020
Dividendos e juros sobre o capital próprio	1.385.056	1.197.924
Empréstimos e financiamentos	1.375.627	1.637.691
Debêntures	449.376	1.204.469
Arrendamentos a pagar	19.144	19.824
Imposto de renda e contribuição social a pagar	198.541	176.395
Outras obrigações fiscais e regulatórias	113.901	104.855
Obrigações trabalhistas	130.097	106.005
Perdas não realizadas em operações de *trading*	321.654	258.305
Concessões a pagar	228.865	145.136
Provisões	15.159	8.579
Obrigações com benefícios de aposentadoria	43.067	42.909
Outros passivos circulantes	238.687	312.532
Passivo Não Circulante	**22.063.324**	**17.157.114**
Empréstimos e financiamentos	9.825.881	7.181.363
Debêntures	5.113.171	4.739.535
Ações preferênciais resgatáveis	482.088	-
Arrendamentos a pagar	104.828	114.483
Perdas não realizadas em operações de *trading*	36.405	20.644
Concessões a pagar	3.783.453	3.091.354
Provisões	305.845	288.301
Obrigações com benefícios de aposentadoria	407.846	364.253
Imposto de renda e contribuição social diferidos	1.523.222	941.468
Outros passivos não circulantes	480.585	415.713
Patrimônio Líquido	**7.741.998**	**6.998.820**
Capital social	4.902.648	4.902.648
Reservas de lucros	3.546.496	2.123.245
Ajustes de avaliação patrimonial	(709.615)	(30.739)
Participação de acionista não controlador	2.469	3.666
Total	**35.186.248**	**30.135.578**

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

(Valores em R$ mil)	4T20	4T19	Var. %	12M20	12M19	Var. %
Receita Operacional Líquida	**3.769.234**	**2.795.124**	**34,9**	**12.259.159**	**9.804.478**	**25,0**
Custos Operacionais	**(1.634.156)**	**(1.728.820)**	**-5,5**	**(6.795.857)**	**(5.652.963)**	**20,2**
Compras de energia	(748.793)	(728.822)	2,7	(2.583.053)	(2.666.211)	-3,1
Transações no mercado de energia de curto prazo	(112.657)	(225.660)	-50,1	(310.767)	(427.677)	-27,3
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	(142.006)	(133.164)	6,6	(560.335)	(513.740)	9,1
Combustíveis para geração	(73.645)	(84.195)	-12,5	(204.135)	(172.962)	18,0
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (*royalties*)	(26.674)	(32.492)	-17,9	(84.488)	(131.606)	-35,8
Pessoal	(75.411)	(68.135)	10,7	(281.478)	(264.782)	6,3
Materiais e serviços de terceiros	(110.655)	(99.700)	11,0	(357.678)	(293.654)	21,8
Depreciação e amortização	(217.759)	(236.090)	-7,8	(893.821)	(844.390)	5,9
Seguros	(28.436)	(21.376)	33,0	(88.950)	(65.610)	35,6
Custo da implementação de infraestrutura de transmissão	(987.138)	(52.936)	1.764,8	(2.274.223)	(151.334)	1.402,8
Custo da venda de painéis solares fotovoltaicos	(28.981)	(29.546)	-1,9	(54.410)	(70.800)	-23,1
Recuperação de custos de energia - Repactuação do risco hidrológico	967.681	-	100,0	967.681	-	100,0
Outros	(49.682)	(16.704)	197,4	(70.200)	(50.197)	39,8
Lucro Bruto	**2.135.078**	**1.066.304**	**100,2**	**5.463.302**	**4.151.515**	**31,6**
Receitas (Despesas) Operacionais	**(190.433)**	**(78.804)**	**141,7**	**(380.790)**	**62.269**	**-711,5**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(87.087)	(77.486)	12,4	(277.368)	(253.236)	9,5
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	(98.755)	-	100,0	(98.755)	(4.900)	1.915,4
Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas	(4.591)	(1.318)	248,3	(4.667)	320.405	-101,5
Resultado de Participações Societárias	**120.315**	**86.794**	**38,6**	**487.051**	**81.114**	**500,5**
Equivalência patrimonial	120.315	86.794	38,6	487.051	81.114	500,5
Lucro Antes do Resultado Financeiro e Tributos Sobre o Lucro	**2.064.960**	**1.074.294**	**92,2**	**5.569.563**	**4.294.898**	**29,7**
Resultado Financeiro	**(722.720)**	**(406.828)**	**77,6**	**(1.882.435)**	**(1.206.961)**	**56,0**
Receitas financeiras	36.314	35.243	3,0	254.804	147.151	73,2
Despesas financeiras	(759.034)	(442.071)	71,7	(2.137.239)	(1.354.112)	57,8
Lucro Antes dos Tributos sobre o Lucro	**1.342.240**	**667.466**	**101,1**	**3.687.128**	**3.087.937**	**19,4**
Imposto de renda	(219.603)	(32.306)	579,8	(631.475)	(552.386)	14,3
Contribuição social	(93.160)	(17.626)	428,5	(258.385)	(224.452)	15,1
Lucro Líquido do Exercício	**1.029.477**	**617.534**	**66,7**	**2.797.268**	**2.311.099**	**21,0**
Lucro atribuído aos:						
Acionistas da ENGIE Brasil Energia	1.030.116	617.228	66,9	2.797.091	2.309.925	21,1
Acionista não controlador da Ibitiúva Bionergética S.A.	(639)	306	-308,8	177	1.174	-84,9
Número de Ações Ordinárias	**815.927.740**	**815.927.740**		**815.927.740**	**815.927.740**	
Lucro Líquido por Ação	**1,2625**	**0,7565**	**66,9**	**3,4281**	**2,8310**	**21,1**

ANEXO IV
ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.
FLUXO DE CAIXA

(Valores em R$ mil)	12M20	12M19
Fluxo de Caixa das Atividades Operacionais		
Lucro antes dos tributos sobre o lucro	3.687.128	3.087.937
Conciliação do lucro com o caixa gerado nas operações:		
Resultado de participações societárias	(487.051)	(81.114)
Depreciação e amortização	914.975	863.343
Repactuação do risco hidrológico	(967.681)	-
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	98.755	4.900
Variação monetária	925.309	320.045
Juros	1.055.304	970.559
Remuneração de ativo financeiro de concessão	(381.745)	(382.735)
Remuneração de ativo de contrato	(189.720)	(14.549)
Perdas (ganhos) não realizados em operações de *trading* , líquidos	35.882	(9.328)
Outros	8.692	9.369
Lucro Ajustado	**4.699.848**	**4.768.427**
(Aumento) redução nos ativos		
Contas a receber de clientes	(284.980)	(247.000)
Crédito de imposto de renda e contribuição social	26.078	(67.056)
Estoques	31.537	(92.101)
Depósitos vinculados e judiciais	(27.466)	3.318
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	15.089	15.090
Ativo financeiro de concessão	285.123	269.671
Ativo de contrato	(2.398.290)	(155.364)
Outros ativos	(16.122)	(3.581)
(Redução) aumento nos passivos		
Fornecedores	(26.261)	65.601
Outras obrigações fiscais e regulatórias	27.705	(3.561)
Obrigações trabalhistas	24.092	6.433
Obrigações com benefícios de aposentadoria	(30.424)	(29.432)
Outros passivos	(87.703)	159.161
Caixa Gerado pelas Operações	**2.238.226**	**4.689.606**
Pagamento de juros sobre dívidas, líquido de *hedge*	(605.487)	(579.734)
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	(290.488)	(488.606)
Caixa Líquido Gerado pelas Atividades Operacionais	**1.342.251**	**3.621.266**
Atividades de Investimento	**(996.938)**	**(4.229.792)**
Dividendos recebidos de controladas em conjunto	679.250	351.000
Aumento de capital em controladas em conjunto	-	(2.789.257)
Aquisição de investimento	(327.168)	(680.612)
Aplicação no imobilizado e no intangível	(1.020.131)	(1.165.832)
Indenização por descumprimentos contratuais por atraso na conclusão de obra	-	71.886
Valor justo dos direitos dos projetos adquiridos	(328.889)	(16.977)
Atividades de Financiamento	**323.372**	**2.062.995**
Captação de empréstimos e financiamentos	3.313.779	2.664.545
Emissão de debêntures	1.009.284	4.064.987
Ações preferenciais emitidas	476.757	-
Pagamento de empréstimos e financiamentos, líquido de *hedge*	(1.437.609)	(459.381)
Debêntures pagas, líquidos de *hedge*	(1.671.209)	(1.713.612)
Pagamento de parcelas de concessões	(153.879)	(79.755)
Pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio	(1.240.918)	(2.260.825)
Pagamento de arrendamentos	(20.362)	(16.743)
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	35.419	(132.399)
Outros	12.110	(3.822)
Aumento de Caixa e Equivalentes de Caixa	**668.685**	**1.454.469**
Conciliação do Caixa e Equivalentes de Caixa		
Saldo inicial	3.870.261	2.415.792
Saldo final	4.538.946	3.870.261
Aumento de Caixa e Equivalentes de Caixa	**668.685**	**1.454.469**
Transações que não Envolveram o Caixa e Equivalentes de Caixa		
Dividendos destinados por controladas	711.750	-
Valor justo dos direitos de projeto adquirido	236.021	-
Juros sobre o capital próprio creditados	175.000	354.000
Aumento de capital em investidas por meio de transferências de ações	167.219	-
Ativos líquidos de controladas adquiridas	136.093	-
Fornecedores de imobilizado e intangível	104.154	88.677
Ágio	80.247	-
Juros e variação monetária capitalizados	55.657	151.931
Mensuração das obrigações com benefícios de aposentadoria	46.477	87.233
Dividendos e juros sobre capital próprio não reclamados	3.978	5.738
Provisões para desapropriações sem efeito caixa na construção de transmissão	2.519	-
Crédito de PIS e COFINS sobre imobilizado	(29.413)	-
Crédito de imposto de renda e contribuição social	(76.282)	(24.682)
Adoção inicial - IFRS 16/CPC 06 (R2)	-	139.475
Transferência de imobilizado para outros ativos não circulantes	-	(2.926)