

ENGIE Brasil Energia registra Ebitda de R\$ 1.432,7 milhões e Lucro Líquido de R\$ 490,0 milhões

Venda de energia sobe 6,9% em relação ao 2T20, mostrando sinais de redução dos impactos da pandemia.

Destaques

- » A ENGIE Brasil Energia registrou receita operacional líquida de R\$ 3.208,8 milhões no terceiro trimestre de 2020 (3T20), 28,7% (R\$ 714,7 milhões) acima do montante apurado no 3T19.
- » O Ebitda¹ registrado no 3T20 foi de R\$ 1.432,7 milhões, redução de 9,4% (R\$ 148,6 milhões) em comparação ao 3T19, motivada, substancialmente por ganho não recorrente de R\$ R\$ 321,0 milhões no 3T19. A margem Ebitda foi de 44,6% no 3T20, decréscimo de 18,8 p.p. em relação ao 3T19.
- » O lucro líquido foi de R\$ 490,0 milhões (R\$ 0,6002/ação) no 3T20, valor 34,0% (R\$ 252,7 milhões) abaixo do alcançado no 3T19, também resultante, em parte, de efeito não recorrente de R\$ 211,8 milhões no 3T19.
- » O preço médio dos contratos de venda de energia, líquido dos tributos sobre a receita e das operações de *trading*, foi de R\$ 196,5/MWh no 3T20, valor 3,8% superior ao registrado no 3T19.
- » A quantidade de energia vendida no 3T20, sem considerar as operações de *trading*, foi de 9.617 GWh (4.355 MW médios), volume 4,3% inferior ao comercializado no 3T19.
- » As controladas indiretas, Novo Estado Participações S.A. (NEP) e Novo Estado Transmissora de Energia S.A., celebraram um Acordo de Investimento com o Itaú Unibanco S.A., via subscrição de ações preferenciais da NEP, no valor de R\$ 500,0 milhões, para a implantação das linhas de transmissão nos estados do Pará e Tocantins.
- » Em 8 de setembro, foi aprovada a 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. Os valores finais envolvidos ainda não foram divulgados pela Aneel.
- » A Companhia tem buscado reverter a decisão liminar recebida em 15/10, concedida a uma Ação Civil Pública (ACP), que suspendeu as obras dos trechos Ivaiporã – Ponta Grossa e Ponta Grossa – Bateias do Sistema de Transmissão Gralha Azul. Uma segunda ACP, de 21/10, busca suspender a integralidade das obras e as licenças ambientais do projeto.
- » Pela 11ª vez, somos premiados com o Troféu Transparência, organizado pela Anefac, Fipecafi e Serasa Experian. O prêmio avalia as práticas de transparência e qualidade do conjunto das demonstrações financeiras e consistência dos dados divulgados.
- » A ENGIE foi eleita campeã na categoria de melhor empresa do setor de energia na edição do anuário Época Negócios 360º, em 2020.
- » Em setembro, foi liquidada a oferta pública com esforços restritos de debêntures simples da 1ª emissão da subsidiária Usina Termelétrica Pampa Sul, em duas séries, no valor total de R\$ 340,0 milhões. Posteriormente foi submetido o pedido de registro da 2ª emissão, em duas séries, totalizando R\$ 582,0 milhões. Os recursos serão destinados ao reembolso dos custos de implantação da UTE Pampa Sul.

Evento Subsequente

- » A ENGIE lançou o Energy Place, sua plataforma digital de relacionamento e vendas para clientes e gestoras no Mercado Livre de Energia. Este ambiente simplificará o gerenciamento de contratos e o atendimento aos clientes e parceiros ENGIE, além de ser um *e-commerce* de energia.

Florianópolis (SC), 5 de novembro de 2020. A ENGIE Brasil Energia S.A. ("ENGIE", ou "Companhia") — B3: EGIE3, ADR: EGIEY — anuncia os resultados financeiros relativos ao Terceiro Trimestre de 2020, encerrado em 30 de setembro de 2020 (3T20). 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.



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 06/11/2020 às 11:00h (horário de Brasília): em português com tradução simultânea para inglês

Mais detalhes na seção Próximo Evento, na página 29.

Visite nosso Website

www.engie.com.br/investidores

Resumo dos Indicadores Financeiros e Operacionais

ENGIE Brasil Energia - Consolidado

(Valores em R\$ milhões)	3T20	3T19	Var.	9M20	9M19	Var.
Receita Operacional Líquida (ROL)	3.208,8	2.494,1	28,7%	8.489,9	7.009,4	21,1%
Resultado do Serviço (EBIT)	1.209,3	1.355,5	-10,8%	3.504,6	3.220,6	8,8%
Ebitda ⁽¹⁾	1.432,7	1.581,3	-9,4%	4.196,1	3.846,0	9,1%
Ebitda / ROL - (%) ⁽¹⁾	44,6	63,4	-18,8 p.p.	49,4	54,9	-5,5 p.p.
Lucro Líquido	490,0	742,7	-34,0%	1.767,8	1.693,6	4,4%
Retorno Sobre o Patrimônio (ROE) ⁽²⁾	33,4	32,4	0,9 p.p.	33,4	32,4	0,9 p.p.
Retorno Sobre o Capital Investido (ROIC) ⁽³⁾	18,9	19,6	-0,6 p.p.	18,9	19,6	-0,6 p.p.
Dívida Líquida ⁽⁴⁾	11.206,5	11.229,4	-0,2%	11.206,5	11.229,4	-0,2%
Produção Bruta de Energia Elétrica (MW médios) ⁽⁵⁾	5.559	5.210	6,7%	3.793	4.977	-23,8%
Energia Vendida (MW médios) ⁽⁶⁾	4.355	4.551	-4,3%	4.256	4.256	0,0%
Preço Líquido Médio de Venda (R\$/MWh) ⁽⁷⁾	196,49	189,24	3,8%	194,80	189,06	3,0%
Número de Empregados - Total	1.584	1.433	10,5%	1.584	1.433	10,5%
Empregados EBE	1.460	1.403	4,1%	1.460	1.403	4,1%
Empregados em Projetos em Construção	124	30	313,3%	124	30	313,3%

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

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 Jaguará e Miranda).

⁷ Líquido de impostos sobre a venda e operações de *trading*.



MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

No terceiro trimestre de 2020, a ENGIE Brasil Energia seguiu com suas operações, colhendo os frutos da diversificação de negócios, sem perder de vista a preocupação com os impactos da pandemia da Covid-19 que ainda afetam a economia global. Já foi possível retomar algumas rotinas, como a presença na sede de cerca de 30% dos empregados.

Foi sancionada a Lei 14.052, conhecida como Lei do GSF, que reconheceu o direito de compensação aos geradores hidrelétricos dos efeitos financeiros decorrentes de externalidades que agravaram o GSF ao longo dos últimos anos. A promulgação da Lei foi muito importante para o setor elétrico, pois além de reparar um dano sofrido injustamente pelos geradores, possibilita o destravamento do mercado como um todo. A mesma ainda carece de aprimoramentos para refletir corretamente definições trazidas pela legislação, mas mostra maturidade e leva ao fim uma discussão de anos.

As obras dos projetos em construção avançaram no 3T20, contudo, no mês de outubro, a execução de parte da obra do Projeto Galha Azul foi paralizada, em função de uma liminar que questiona o licenciamento ambiental de uma linha de transmissão no Paraná.

A Companhia atua há mais de 22 anos implantando e operando projetos de energia em todo o país, e é reconhecida por seus altos padrões éticos e socioambientais, mesmo quando a sigla ESG ainda não atraía tanto interesse. O projeto Galha Azul foi licenciado e aprovado pelos órgãos competentes e seu traçado foi planejado com todo cuidado necessário. Além disso, como sempre fazemos, realizamos esforços adicionais para reduzir ao máximo o impacto ambiental, incluindo a utilização de drones para o lançamento de cabos, e de torres mais altas que permitem que as obras coexistam com a vegetação. O projeto atende uma antiga demanda da região, de melhorar a oferta e a qualidade de energia para o Centro-Sul do estado do Paraná, e envolve investimentos da ordem de R\$ 2,0 bilhões, gerando 5 mil empregos diretos e indiretos. Estamos tomando as medidas cabíveis com o intuito de demonstrar a legalidade de todos os estudos ambientais, licenças e demais atos administrativos para preservar a legítima continuidade da implantação do projeto.

No segmento de geração e venda de energia, a elevação da receita decorreu do aumento do preço de venda de 3,8%, das transações na CCEE e da exportação de energia, compensados parcialmente pela redução do volume de vendas, em função, principalmente, do menor consumo pelos clientes. No segmento de transmissão, a receita aumentou de forma expressiva em razão da aplicação de norma contábil específica decorrente da construção dos ativos de transmissão, motivada pelos avanços nas execuções das obras dos Sistemas de Transmissão Galha Azul e Novo Estado. Vale destacar que, na comparação com o 2T20, vendemos 6,9% a mais de energia, confirmando a tendência de recuperação. Nessa linha, o E-conomiza, lançado no trimestre passado, com foco em empresas que gastam mensalmente ao menos R\$ 40,0 mil com energia ou somam todas as unidades consumidoras para alcançar este valor, tem encontrado boa receptividade no mercado, com 18 estudos de viabilidade / propostas indicativas já enviadas via canais diretos e parceiros ENGIE.

Do ponto de vista da rentabilidade, devemos ressaltar que os resultados do 3T19 foram positivamente impactados pelo recebimento da indenização relativa ao atraso na conclusão da obra da Usina Termelétrica Pampa Sul, de R\$ 321,0 milhões, o que prejudica a comparação com os resultados do 3T20. Desta forma, o Ebitda registrou queda de 9,4%, atingindo R\$ 1,4 bilhão, com margem Ebitda de 44,6% e acumulando R\$ 4,2 bilhões nos 9M20 (+9,1% vs 9M19). Excluindo-se tal efeito, o Ebitda subiria 13,7% (+19,0% vs 9M19). Já o Lucro Líquido teve queda de 34,0% no trimestre, alcançando R\$ 490,0 milhões no 3T20 e acumulando R\$ 1,8 bilhão no ano. Desconsiderando o efeito não recorrente acima mencionado, de R\$ 211,8 milhões, a queda seria de 7,7% entre os trimestres, consequência, principalmente, da variação monetária sobre as concessões a pagar, em razão da variação do IGPM em 9,3% no 3T20.

Vivemos na era do propósito e temos como missão melhorar a qualidade da energia, diminuir as emissões e melhorar a eficiência e o cuidado com o planeta, e sempre preservando o meio ambiente, sendo responsáveis socialmente e promovendo a diversidade. Seguiremos focados em contribuir para o crescimento da infraestrutura de energia no Brasil, mantendo o cuidado com todos os *stakeholders*.

”

“Vivemos na era do propósito e temos como missão melhorar a qualidade da energia, diminuir as emissões e melhorar a eficiência e o cuidado com o planeta, e sempre preservando o meio ambiente, sendo responsáveis socialmente e promovendo a diversidade.”



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 3T20, 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 da ENGIE Brasil Energia — em 30 de setembro 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

¹ Complexo composto por 3 usinas.

² Conjunto composto por 18 centrais eólicas.

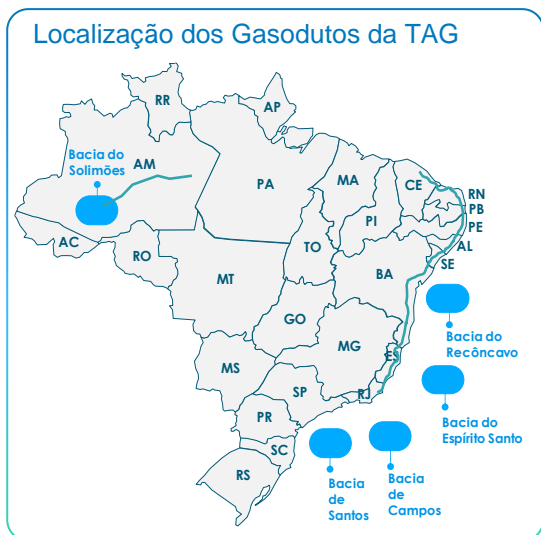
³ Conjunto composto por 11 centrais eólicas.

⁴ Conjunto composto por 8 centrais eólicas.

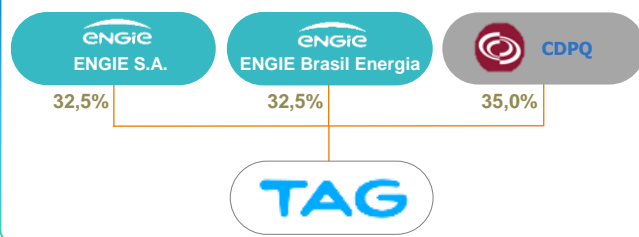
⁵ Para centrais geradoras com potência igual ou inferior a 5 MW o instrumento legal aplicável é o registro.

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 Uruçu e Manaus, no Amazonas, atravessando 10 estados brasileiros e 181 municípios.



Estrutura Societária



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.

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

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

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

Detalhamento dos Contratos

Gasoduto	Tamanho (km)	Maturidade do Contrato	Término da Autorização	Volumes Contratados (MM m³/dia)	% da Receita Operacional Líquida*	Índice de reajuste
Gasene	1.400	nov-33	mar-39	30,3	36,9%	IGPM/CPI/FX
Malha NE	2.000	dez-25	mar-39	21,6	24,0%	IGPM
Pilar-Ipojuca	200	nov-31	nov-41	15,0	6,6%	IGPM
Uruçu-Coari-Manaus	800	nov-30	nov-40	6,7	32,5%	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 terceiro 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*), sendo concluída a instalação de 0,6 MWp e a viabilização para instalação de mais 3,2 MWp nos próximos meses. Novos projetos estão em negociação com clientes e parceiros e passam a ser um dos focos principais da empresa.



Sistema instalado pela EGSD.

Número de unidades e potência instalada



Da potência total comercializada no 3T20 (16,6 MWp), 96,6% foram de projetos do segmento B2B (*business-to-business*), que fortalece o relacionamento da Companhia com grandes empresas e é responsável por projetos de maior potência instalada.

No 3T20, a EGSD implantou um total de 40 sistemas, com capacidade instalada de 5.908 kWp. Desde o início de suas operações, a empresa atingiu um total de 2.566 sistemas instalados, somando 50.405 kWp de capacidade instalada.

Expansão

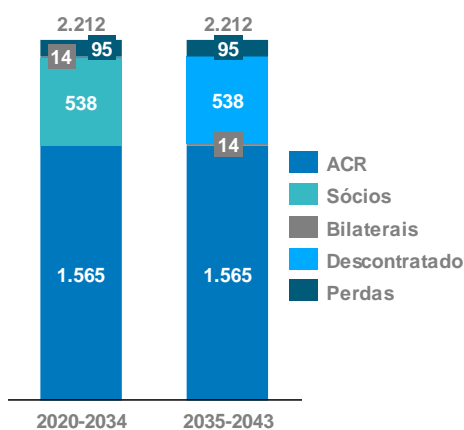


Jirau. A Energia Sustentável do Brasil S.A. (ESBR) é responsável pela manutenção, operação e venda da energia gerada pela Usina Hidrelétrica Jirau, localizada no Rio Madeira, em Porto Velho, estado de Rondônia.

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

Portfólio de Contratos da ESBR

MW médios

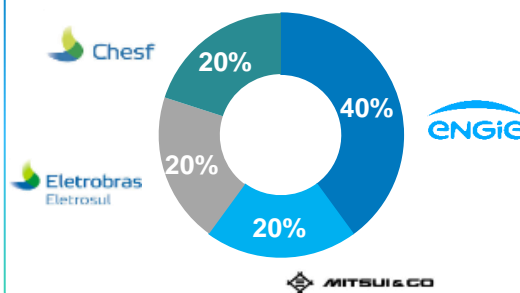


Em maio de 2017, a ENGIE Brasil Participações (EBP)

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

No 3T20, a Usina gerou 666,2 MW médios, 13,0% abaixo dos 765,9 MW médios gerados no 3T19, atingindo Fator de Disponibilidade do Operador Nacional do Sistema (FID) de 99,5% no período (dados sujeitos à contabilização final da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)).

ESBR - Estrutura Societária

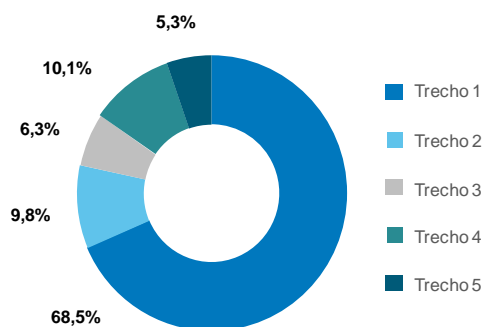


Sistema de Transmissão Gralha Azul. A Companhia arrematou no Leilão de Transmissão nº 02, de 15 de dezembro de 2017, promovido pela Aneel, o Lote 1, com cerca de 1.000 quilômetros de extensão, localizado no estado do Paraná, marcando a entrada da ENGIE Brasil Energia no segmento de transmissão de energia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

O prazo limite para início da operação da linha de transmissão é 9 de março de 2023, mas a Companhia estima reduzir o prazo de implantação do empreendimento para setembro de 2021, uma antecipação de 18 meses, data essa 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.

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

Parcela da Receita Anual Permitida (RAP) (%)



Uso de drone para lançamento dos cabos

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

Do ponto de vista de licenciamento ambiental, já foram emitidas todas as autorizações necessárias à instalação do empreendimento. Quanto às atividades fundiárias, todas as propriedades já foram negociadas amigavelmente ou judicialmente, com 95% da faixa de servidão liberada para execução das obras. Continuam em andamento os processos de instituição da faixa de servidão na matrícula dos imóveis e o processo judicial das ações em que não houve acordo amigável.

Ressalta-se que se encontram em execução 17 programas ambientais a fim de reduzir, controlar e compensar os impactos ambientais. Esses programas contemplam monitoramento de flora, fauna e resgate de sementes, identificação e monitoramento arqueológico, educação ambiental, supervisão da construção, comunicação social, recuperação de áreas degradadas e gestão ambiental, entre outros aspectos. Todos os esforços adicionais possíveis vêm sendo adotados para reduzir a supressão das espécies nativas e ameaçadas, a qual, quando inevitável, é realizada de forma controlada e responsável, minimizando os impactos ambientais na região.

Como exemplo de ações que vem sendo adotadas para preservar o maior número de espécies em toda a extensão dos 1.000 km de linhas de transmissão, tem-se o desvio do traçado das áreas sensíveis, como Reservas Particulares de Patrimônio Natural (RPPN) e Unidades de Conservação de Proteção Integral, o alteamento das torres e o uso de drones para o lançamento dos cabos, bem como o uso apenas de torres autoportantes em áreas de vegetação nativa. Todo o esforço que vem sendo feito possibilitou que apenas 4% da área de influência das linhas e subestações que fazem parte do projeto fossem impactadas.

Cabe destacar que todos os impactos oriundos do projeto, incluindo a supressão de vegetação, são objeto de compensações ambientais e de reposição florestal, com iniciativas que ultrapassam o previsto na legislação vigente. Somam-se à essas medidas compensatórias, aquelas de caráter voluntário, desenvolvidas em alinhamento às políticas de sustentabilidade da Companhia, como a doação de 3.000 mudas de árvores de espécies nativas, o apoio a projetos de conservação da fauna e flora e o plantio do dobro da área efetivamente desmatada, conforme previsto nas Autorizações de Supressão de Vegetação, sendo que o obrigatório seria apenas recuperar a área igual a efetivamente suprimida, além do plantio de três araucárias para cada uma que venha a ser suprimida. Destacamos que nos últimos três anos, plantamos e doamos mais de um milhão de mudas de espécies endêmicas dos biomas onde operamos, providas por oito viveiros mantidos pela Companhia.

Contudo, apesar de todos os esforços mencionados e a manifestação, tanto do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais (Ibama) quanto do Instituto Água e Terra (IAT) do estado do Paraná, quanto à correção do processo ambiental, em 15 de outubro de 2020, tomamos ciência de uma decisão liminar, emitida pela Justiça Federal, proferida no âmbito de uma Ação Civil Pública (ACP), suspendendo as licenças ambientais das linhas de transmissão do Trecho Ivaiporã – Ponta Grossa C1 e C2 e do trecho Ponta Grossa – Bateias C1 e C2. Ainda no dia 21 de outubro, fomos citados em uma segunda ACP, dessa vez, o processo judicial foi ajuizado pelo Ministério Público Federal e Estadual do Paraná, buscando suspender a integralidade das obras, e todas as licenças e autorizações devidamente emitidas pelo IAT.

A Companhia está trabalhando para demonstrar ao poder judiciário o cumprimento de todos os procedimentos legais e seu compromisso e respeito ao meio ambiente, preservando assim a legítima continuidade das atividades de implantação das linhas de transmissão e a manutenção do cronograma da obra.

No fim do 3T20, a obra encontrava-se com 62% 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.



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 já 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.

Atualmente, são mais de 5.000 profissionais mobilizados para a construção. Em paralelo à evolução das obras civis, já foi iniciada a montagem das torres das linhas de transmissão. Também progredem a construção da nova subestação e as ampliações das subestações preexistentes.

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.

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

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

Base março de 2020, desconsiderando custo de aquisição



Montagem das torres

Projeto em Construção

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 - Fase II	Eólica	Umburanas e Sento Sé (BA)	361,2	361,2	-	192,5
Total			361,2	361,2		192,5



Conjunto Eólico Campo Largo – Bahia (Fase II).

Estão em andamento as atividades para implantação do Conjunto Eólico Campo Largo – Fase 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. A entrada em operação dos primeiros parques deve ocorrer ainda em 2020, e os últimos estão previstos para o primeiro semestre de 2021.

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 – Fase II será totalmente direcionada para o Ambiente de Contratação Livre (ACL).

No terceiro trimestre de 2020, a obra esteve paralisada até 8 de julho de 2020, quando a Companhia foi autorizada a retornar as atividades com uma limitação de 25% da mão-de-obra total no pico da obra, crescendo gradativamente até 75% com a construção de novas estruturas temporárias para adaptação à pandemia da Covid-19 nos primeiros 2 meses.



Montagem dos aerogeradores

Permanecem em andamento: as obras civis; a instalação das redes de média tensão, que conectam os aerogeradores à subestação coletora; as obras de ampliação da subestação coletora; e a fabricação e a entrega dos aerogeradores. Em julho de 2020 foi iniciada também a montagem dos aerogeradores. O avanço geral da obra estava em 37% no final do 3T20.

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.

Projetos em Desenvolvimento

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)	
			Total	Participação da Companhia
Conjunto Santo Agostinho	Eólica	Lajes e Pedro Avelino (RN)	800,0	800,0
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 - Fase 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			1.910,0	1.910,0



Conjunto Eólico Santo Agostinho – Rio Grande do Norte. O Conjunto é composto de 24 Sociedades de Propósito Específico (SPEs), cada qual responsável pelo desenvolvimento de um empreendimento de geração eólica, com **capacidade instalada total de aproximadamente 800 MW**. Todos os parques estão localizados 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. A primeira fase do projeto está em estágio avançado de desenvolvimento, visando atender os clientes do mercado livre, com previsão de início das obras em 2021, alcançando a capacidade instalada total de 434 MW em 2023.



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 – Bahia (Fase III). 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

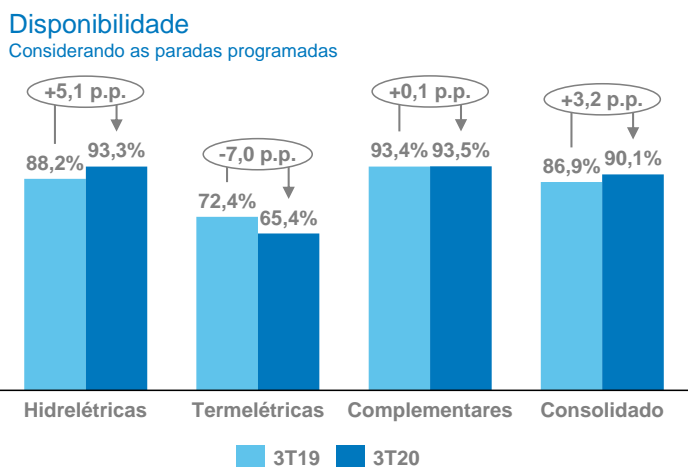
No 3T20, as usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia atingiram índice de disponibilidade de **96,3%**, **desconsiderando-se as paradas programadas**, sendo 99,8% nas usinas hidrelétricas, 74,2% nas termelétricas e 94,5% nas usinas de fontes complementares — PCHs, biomassas, eólicas e fotovoltaicas.

Considerando todas as paradas programadas, a disponibilidade interna global no 3T20 foi de 90,1%, sendo 93,3% nas usinas hidrelétricas, 65,4% nas termelétricas e 93,5% nas usinas de fontes complementares.

A disponibilidade das usinas hidrelétricas, no trimestre em análise, considerando as paradas programadas, teve um aumento (5,1 p.p.), por conta das manutenções nas Usinas Hidrelétricas Salto Santiago e Jaguará, além das modernizações nas Usinas Hidrelétricas Machadinho, Itá e Cana Brava, ocorridas no 3T19.

Em relação às usinas termelétricas, a redução no índice de disponibilidade (7,0 p.p.), em relação ao 3T19, foi decorrente de paradas corretivas, preventivas e preditivas nas usinas do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda e também das falhas características do início da operação da Usina Termelétrica Pampa Sul.

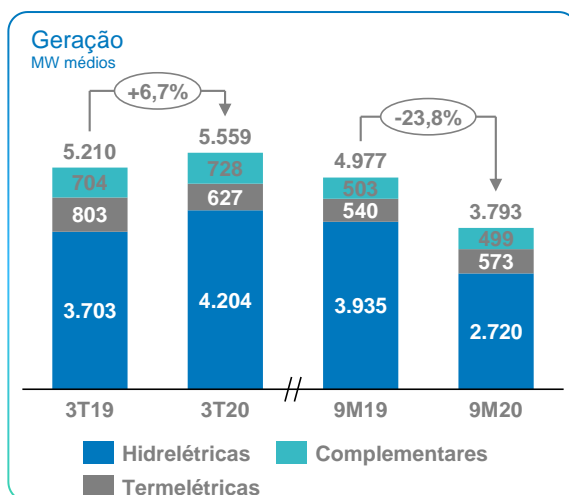
Já nas usinas complementares, o índice de disponibilidade se manteve praticamente estável, em relação ao 3T19, apresentando leve aumento (0,1 p.p.), principalmente por conta da estabilidade nos processos operacionais pós entrada em operação comercial dos parques eólicos.



Produção de Energia

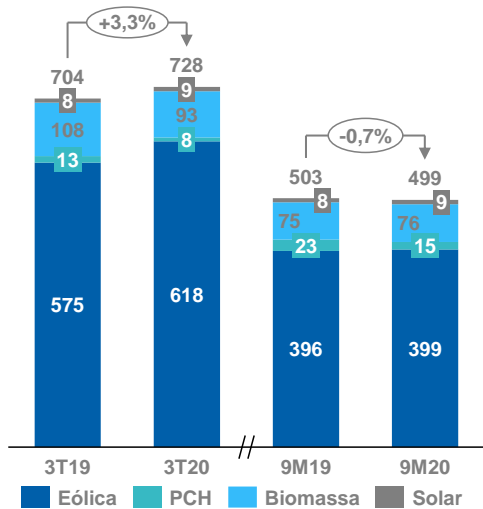
A produção de energia elétrica nas usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia foi de 12.274 GWh (5.559 MW médios) no 3T20, resultado **6,7% superior** à produção do 3T19. Do total gerado, as usinas hidrelétricas foram responsáveis por 9.281 GWh (4.204 MW médios); as termelétricas, por 1.386 GWh (627 MW médios); e as complementares, por 1.607 GWh (728 MW médios). Esses resultados representam, respectivamente, elevações de 13,5% e 3,3% na geração das usinas hidrelétricas e complementares, e redução de 21,8% nas termelétricas, em comparação ao 3T19.

O aumento da geração total das usinas hidrelétricas no 3T20, em comparação ao 3T19, se deve, em parte, às condições hidrológicas mais favoráveis nas bacias hidrográficas onde localizam-se as usinas da Companhia, com maior impacto no subsistema sul, além da retomada da carga global do Sistema Interligado Nacional (SIN) após o pico da crise sanitária da Covid-19, quando comparada ao 3T19.



Geração por Fonte Complementar

MW médios



Em contrapartida, a redução da geração das termelétricas da Companhia se deve principalmente ao efeito da redução do custo marginal no 3T20, evitando o despacho de unidades em carga plena para atendimento à demanda energética sistêmica. Além disso, houve a indisponibilidade da Usina Termelétrica Pampa Sul concentrada ao longo do mês de julho de 2020.

Já a leve elevação na geração das usinas complementares, deve-se principalmente à variabilidade dos ventos.

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.

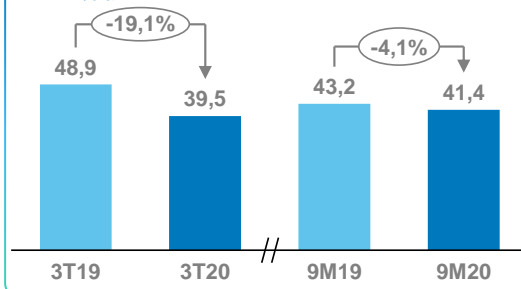
Transporte de Gás

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 3T20, a TAG transportou um volume médio de gás de 39,5 milhões de m³/dia (48,9 milhões de m³/dia no 3T19).

Volume médio de gás movimentado

MM m³/dia

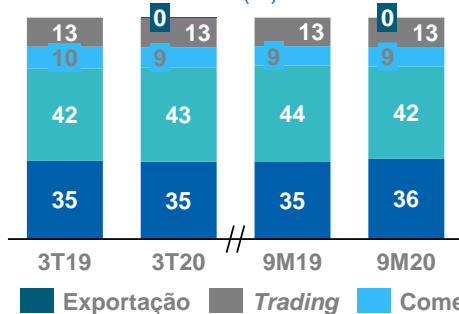


Portfólio de Venda de Energia Elétrica

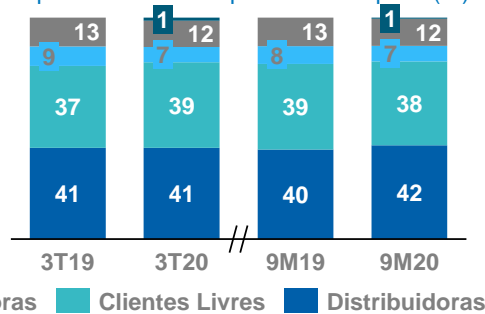
No 3T20, a participação de consumidores livres no portfólio da Companhia alcançou 42,6% do total das vendas físicas e 38,6% do total da receita operacional líquida (com exceção de CCEE e outras receitas), aumento de 1,0 p.p. e 1,6 p.p., respectivamente, em relação ao mesmo período do ano anterior.

O aumento da participação de consumidores livres nas vendas físicas e na receita operacional líquida, no 3T20 em comparação com o mesmo trimestre de 2019, ocorreu, essencialmente, pela migração de parte dos clientes, que compravam energia de comercializadoras, para o perfil de comercializadoras livres e pelo efeito da correção monetária sobre os contratos existentes.

Participação dos Clientes nas Vendas Físicas (%)



Participação dos Clientes nas Vendas Contratadas que Compõem a Receita Operacional Líquida (%)



Estratégia de Comercialização de Energia Elétrica

A Companhia tem como estratégia de comercialização a venda gradativa da energia disponível para determinado ano, de forma a mitigar o risco de ficar exposta ao preço *spot* (Preço de Liquidação das Diferenças — PLD) daquele ano. As vendas são feitas dentro das “janelas” de oportunidade que se apresentam quando o mercado revela maior propensão de compra. De acordo com os dados de capacidade comercial própria e contratos de compra e venda vigentes em **30 de setembro de 2020**, apresenta-se a seguir, o balanço de energia da ENGIE Brasil Energia:

Balanço de Energia

(em MW médios)

	2020	2021	2022	2023	2024	2025				
Recursos Próprios	4.699	4.855	4.906	4.906	4.905	4.903	Preço Bruto	Data de	Preço Bruto	Preço Líquido de
+ Compras para Revenda	1.565	880	717	526	353	295	no Leilão	Referência	Corrigido	PIS/COFINS/P&D
= Recursos Totais (A)	6.264	5.735	5.623	5.432	5.258	5.198	(R\$/MWh)		(R\$/MWh)	(R\$/MWh)
Vendas Leilões do Governo ¹	2.010	2.010	2.010	2.010	2.005	1.995				
2005-EN-2010-30	200	200	200	200	200	200	115,1	dez-05	241,7	217,1
2006-EN-2009-30	493	493	493	493	493	493	128,4	jun-06	265,7	238,7
2006-EN-2011-30	148	148	148	148	148	148	135,0	nov-06	276,8	248,7
2007-EN-2012-30	256	256	256	256	256	256	126,6	out-07	249,2	223,8
Proinfa	19	19	19	19	19	19	147,8	jun-04	305,3	294,2
1º Leilão de Reserva	12	12	12	12	12	2	158,1	ago-08	296,1	285,3
Mix de leilões (Energia Nova / Reserva / GD)	14	14	14	14	9	9	-	-	292,8	282,1
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	356,3	323,3
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	3.403	3.126	2.905	2.404	1.668	1.155				
= Vendas Totais (B)	5.413	5.136	4.915	4.414	3.673	3.150				
Saldo (A - B)	851	599	708	1.018	1.585	2.048				
Preço médio de venda (R\$/MWh) (líquido) ^{2,3}	185,9	193,6	193,6							
Preço médio de compra (R\$/MWh) (líquido) ⁴ :	176,8	171,1	167,1							

¹ XXXX-YY-WWWW-ZZ, onde:

XXXX → ano de realização do leilão

YY → EE = energia existente ou EN = energia nova

WWW → ano de início de fornecimento

ZZ → duração do fornecimento (em anos)

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 (UHJs Jaguará e Miranda).

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

Notas:

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

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

DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

	Resultado por segmento – 3T20 x 3T19 (em R\$ milhões)					
	Energia elétrica					Consolidado
	Geração ¹	Transmissão ²	Trading	Painéis Solares	Transporte de Gás	
3T20						
Receita operacional líquida	2.163,1	786,4	244,1	15,2	-	3.208,8
Custos operacionais	(1.053,1)	(731,2)	(238,5)	(17,6)	-	(2.040,4)
Lucro (prejuízo) bruto	1.110,0	55,2	5,6	(2,4)	-	1.168,4
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(59,1)	(0,4)	(0,8)	(1,1)	-	(61,4)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	-	102,3	102,3
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	1.050,9	54,8	4,8	(3,5)	102,3	1.209,3
3T19						
Receita operacional líquida	2.120,1	68,4	287,2	18,4	-	2.494,1
Custos operacionais	(1.074,6)	(63,7)	(264,9)	(19,1)	-	(1.422,3)
Lucro (prejuízo) bruto	1.045,5	4,7	22,3	(0,7)	-	1.071,8
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(57,3)	-	(0,6)	(1,0)	-	(58,9)
Outras receitas operacionais, líquidas	321,5	-	-	-	-	321,5
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	-	21,1	21,1
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	1.309,7	4,7	21,7	(1,7)	21,1	1.355,5
Variação						
Receita operacional líquida	43,0	718,0	(43,1)	(3,2)	-	714,7
Custos operacionais	21,5	(667,5)	26,4	1,5	-	(618,1)
Lucro (prejuízo) bruto	64,5	50,5	(16,7)	(1,7)	-	96,6
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(1,8)	(0,4)	(0,2)	(0,1)	-	(2,5)
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	(321,5)	-	-	-	-	(321,5)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	-	81,2	81,2
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	(258,8)	50,1	(16,9)	(1,8)	81,2	(146,2)

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

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

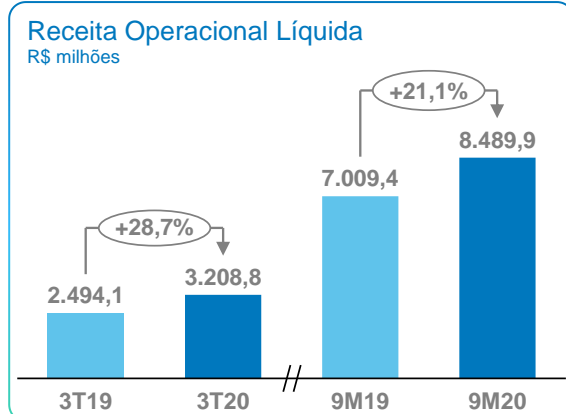
² Segmento representado pelos Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado (adquirida em março de 2020), ambos em fase de construção.

Receita Operacional Líquida

	Receita por segmento – 3T20 x 3T19 (em R\$ milhões)				
	Energia elétrica				Consolidado
	Geração	Transmissão	Trading	Painéis Solares	
3T20					
Distribuidoras de energia elétrica	883,3	-	-	-	883,3
Consumidores livres	827,6	-	-	-	827,6
Receita de construção	-	749,0	-	-	749,0
Operações de <i>trading</i> de energia	-	-	256,3	-	256,3
Comercializadoras de energia elétrica	148,0	-	-	-	148,0
Remuneração dos ativos de concessão	100,8	37,4	-	-	138,2
Transações no mercado de curto prazo	131,9	-	5,5	-	137,4
Receita de serviços prestados	30,7	-	-	-	30,7
Exportação de energia elétrica	30,5	-	-	-	30,5
Ganhos não realizados em operações de <i>trading</i> ³	-	-	(17,7)	-	(17,7)
Outras receitas	10,3	-	-	15,2	25,5
Receita operacional líquida	2.163,1	786,4	244,1	15,2	3.208,8
3T19					
Distribuidoras de energia elétrica	900,3	-	-	-	900,3
Consumidores livres	808,7	-	-	-	808,7
Receita de construção	-	65,3	-	-	65,3
Operações de <i>trading</i> de energia	-	-	284,3	-	284,3
Comercializadoras de energia elétrica	192,2	-	-	-	192,2
Remuneração dos ativos de concessão	86,8	3,1	-	-	89,9
Transações no mercado de curto prazo	94,8	-	1,7	-	96,5
Receita de serviços prestados	30,1	-	-	-	30,1
Ganhos não realizados em operações de <i>trading</i>	-	-	1,2	-	1,2
Outras receitas	7,2	-	-	18,4	25,6
Receita operacional líquida	2.120,1	68,4	287,2	18,4	2.494,1
Variação					
Distribuidoras de energia elétrica	(17,0)	-	-	-	(17,0)
Consumidores livres	18,9	-	-	-	18,9
Receita de construção	-	683,7	-	-	683,7
Operações de <i>trading</i> de energia	-	-	(28,0)	-	(28,0)
Comercializadoras de energia elétrica	(44,2)	-	-	-	(44,2)
Remuneração dos ativos de concessão	14,0	34,3	-	-	48,3
Transações no mercado de curto prazo	37,1	-	3,8	-	40,9
Receita de serviços prestados	0,6	-	-	-	0,6
Exportação de energia elétrica	30,5	-	-	-	30,5
Ganhos não realizados em operações de <i>trading</i>	-	-	(18,9)	-	(18,9)
Outras receitas	3,1	-	-	(3,2)	(0,1)
Receita operacional líquida	43,0	718,0	(43,1)	(3,2)	714,7

No 3T20, a receita operacional líquida aumentou 28,7% (R\$ 714,7 milhões) quando comparada ao 3T19, passando de R\$ 2.494,1 milhões para R\$ 3.208,8 milhões. Essa variação foi reflexo, principalmente, dos seguintes fatores:

Geração e venda de energia do portfólio: aumento de R\$ 43,0 milhões (2,0%), motivado, substancialmente, pelos seguintes acréscimos: (i) R\$ 37,1 milhões nas transações realizadas no mercado de curto prazo, principalmente na CCEE; e (ii) R\$ 14,0 milhões de remuneração dos ativos financeiros relativos à parcela do pagamento pela outorga das concessões das Usinas Hidrelétricas Jaguará e Miranda referente a energia destinada ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR), em razão da maior inflação entre os trimestres analisados. Esses efeitos foram parcialmente atenuados pelo decréscimo de R\$ 11,8 milhões na receita com contratos bilaterais de energia, desconsiderando as transações realizadas no mercado de curto prazo, resultado da combinação de: (i) redução de R\$ 83,9 milhões na quantidade de energia vendida; (ii) R\$ 41,6 milhões correspondentes ao aumento do preço médio líquido de venda; e (iii) R\$ 30,5 milhões de acréscimo decorrentes de exportação de energia.



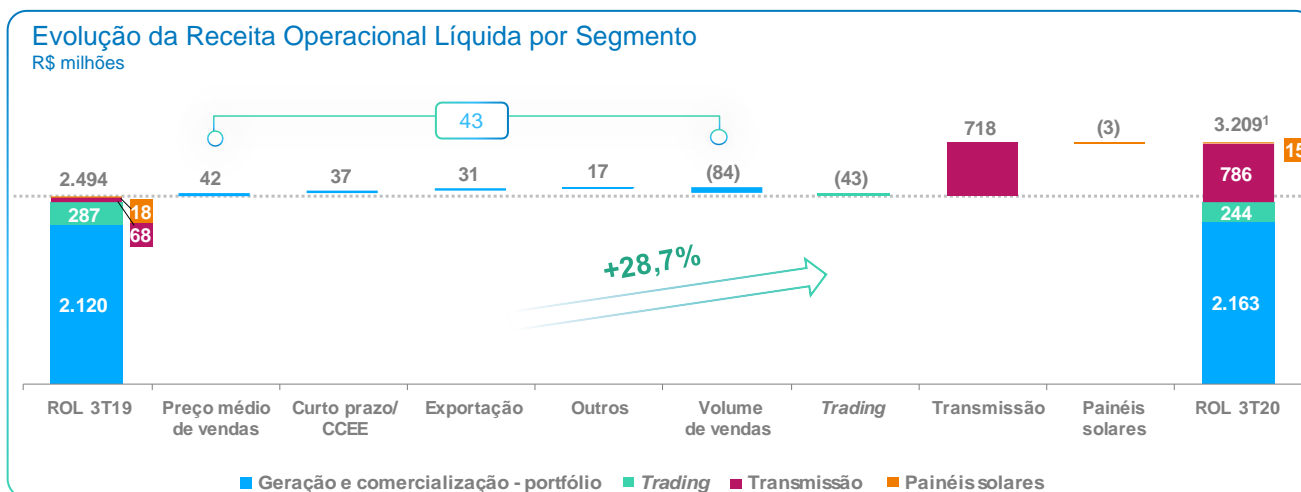
³ No 3T20, a Companhia apurou redução de ganhos não realizados em operações de *trading*, considerando os resultados auferidos em 2020.

Transmissão: elevação de R\$ 718,0 milhões (1.049,7%) em consequência dos avanços nas execuções das obras dos Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado. Destaca-se que a receita contábil decorrente da construção dos ativos de transmissão é resultante da aplicação do Pronunciamento Contábil CPC 47 – Receita de Contrato com Cliente.

Trading: redução de R\$ 43,1 milhões (15,0%) oriunda, principalmente, da menor receita nas operações realizadas e no resultado negativo da marcação a mercado das vendas futuras.

Painéis solares: queda de R\$ 3,2 milhões (17,4%) nas vendas e instalação de painéis solares em razão da retração desse mercado no trimestre em análise.

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



¹ Aparentes erros de soma são efeitos de arredondamento.

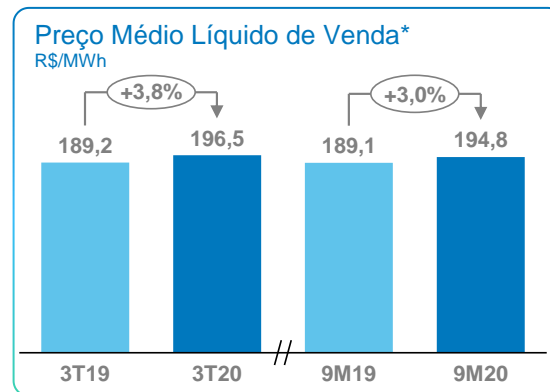
Comentários sobre as Variações da Receita Operacional Líquida

➤ 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\$ 196,49/MWh no 3T20, 3,8% superior** ao obtido no 3T19, cujo valor foi de R\$ 189,24/MWh.

A elevação do preço foi motivada, substancialmente, pela atualização monetária dos contratos vigentes e pelo contrato de exportação de energia elétrica com início no 3T20. Esses efeitos foram parcialmente atenuados pelas novas contratações de comercializadoras e consumidores livres, com preços inferiores às médias dos contratos vigentes ou finalizados, devido, principalmente, à retração econômica causada pelos impactos da Covid-19.

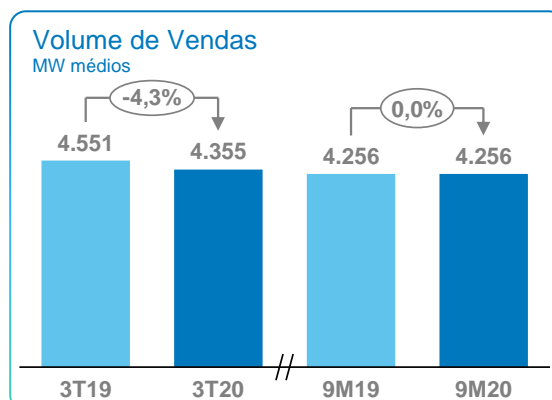


* Líquido de impostos sobre a venda e operações de *trading*.

➤ Volume de Vendas

A quantidade de energia vendida em contratos passou de 10.048 GWh (4.551 MW médios) no 3T19 para **9.617 GWh (4.355 MW médios) no 3T20**, uma redução de 431 GWh (196 MW médios) entre os períodos comparados (4,3%).

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), pela atuação do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficit (MCSO) e pelo reconhecimento de ressarcimentos previstos nos contratos de ambiente regulado.



➤ Receita de Venda de Energia Elétrica

• Distribuidoras:

A receita de venda a distribuidoras alcançou R\$ 883,3 milhões no 3T20, R\$ 17,0 milhões (1,9%) inferior aos R\$ 900,3 milhões auferidos no 3T19. A redução foi ocasionada pelos seguintes efeitos: (i) R\$ 47,5 milhões — decréscimo de 209 GWh (95 MW médios) na quantidade vendida; e (ii) R\$ 30,5 milhões — aumento de 3,4% no preço médio líquido de vendas.

O decréscimo no volume de vendas foi motivado, substancialmente pelo encerramento de contrato de leilão existente e pelo reconhecimento de ressarcimentos previstos nos contratos de ambiente regulado.

O aumento no preço médio líquido de vendas foi motivado, substancialmente, pelos efeitos da atualização monetária dos contratos vigentes.

• Consumidores Livres:

A receita de venda a consumidores livres aumentou R\$ 18,9 milhões (2,3%) entre os trimestres em análise, passando de R\$ 808,7 milhões no 3T19 para R\$ 827,6 milhões no 3T20. Os seguintes eventos contribuíram para esta variação: (i) R\$ 33,4 milhões — acréscimo de 4,1% no preço médio líquido de vendas; e (ii) R\$ 14,5 milhões — diminuição de 82 GWh (38 MW médios) no volume de energia vendida.

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

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 por novos contratos celebrados no 3T20 e pelas migrações de perfil entre comercializadoras e consumidores livres.

• Comercializadoras:

No 3T20, a receita de venda a comercializadoras foi de R\$ 148,0 milhões, R\$ 44,2 milhões (23,0%) inferior à receita auferida no 3T19, que foi de R\$ 192,2 milhões. Esse decréscimo é oriundo dos seguintes aspectos: (i) R\$ 22,3 milhões — diminuição de 11,6% no preço médio líquido de vendas; e (ii) R\$ 21,9 milhões — redução de 147 GWh (66 MW médios) no volume de energia vendida.

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

A diminuição na quantidade de energia é devida, principalmente, pelas 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:

No 3T20, com base na estratégia de gerenciamento de portfólio, a Companhia passou a exportar energia para a Argentina, em caráter interruptível e com possibilidade de exportação até 31 de dezembro de 2022. A receita auferida no 3T20 foi de R\$ 30,5 milhões, com volume de energia transacionado de 7 GWh (3 MW médios).

➤ Remuneração dos Ativos Financeiros de Concessões

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

A remuneração dos ativos de concessão passou de R\$ 86,8 milhões, no 3T19, para R\$ 100,8 milhões no 3T20, aumento de R\$ 14,0 milhões (16,1%). O aumento é motivado, substancialmente, pela variação do IPCA entre os períodos em comparação e pelo aumento do saldo médio entre os períodos em comparação.

➤ Transações no Mercado de Energia de Curto Prazo

No 3T20, a receita auferida no mercado de curto prazo foi de R\$ 131,9 milhões, enquanto no 3T19 foi de R\$ 94,8 milhões, o que representa um aumento de R\$ 37,1 milhões (39,1%) entre os trimestres comparados. Mais explicações sobre tais operações e acerca da variação podem ser obtidas em “Detalhamento das operações de curto prazo”.

➤ Painéis Solares

A receita de venda e instalação de painéis solares, por meio da controlada ENGIE Geração Solar Distribuída S.A. (EGSD), entre os trimestres em análise, **reduziu R\$ 3,2 milhões (17,4%)**, passando de R\$ 18,4 milhões no 3T19 para **R\$ 15,2 milhões no 3T20**. No 3T20, a EGSD implantou um total de 40 sistemas, com capacidade instalada de 5.908 kWp. Desde o início de suas operações, a empresa atingiu um total de 2.566 sistemas instalados, somando 50.405 kWp de capacidade instalada. Observou-se, entre os trimestres em comparação, uma desaceleração das atividades comerciais, principalmente em decorrência da pandemia da Covid-19.

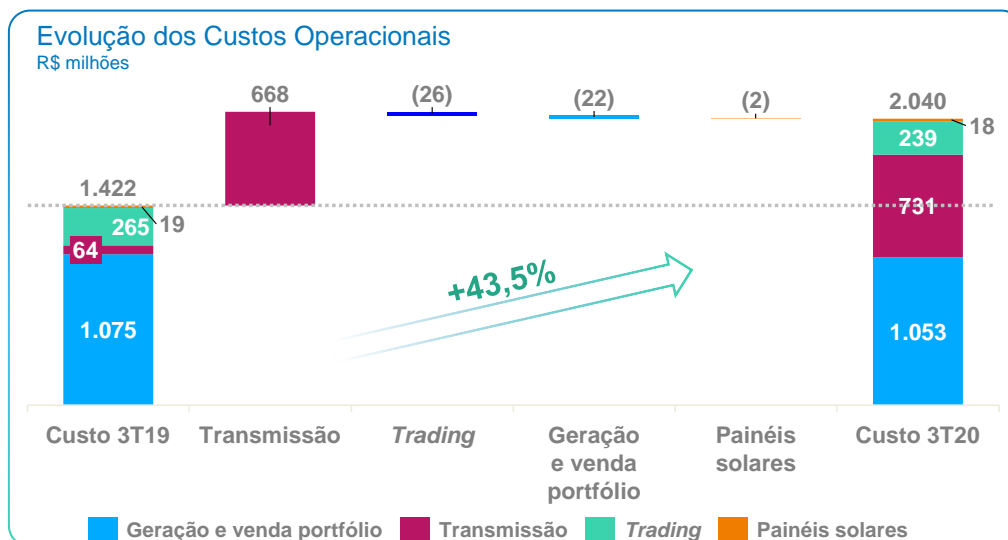
Custos Operacionais

	Custos por segmento – 3T20 x 3T19 (em R\$ milhões)				
	Energia elétrica				Consolidado
	Geração	Transmissão	Trading	Painéis Solares	
3T20					
Custos de construção	-	731,2	-	-	731,2
Compras de energia	402,3	-	262,2	-	664,5
Depreciação e amortização	217,9	-	-	-	217,9
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	140,9	-	-	-	140,9
Materiais e serviços de terceiros	84,3	-	-	3,9	88,2
Pessoal	63,2	-	-	2,4	65,6
Combustíveis para geração	45,8	-	-	-	45,8
Royalties	36,7	-	-	-	36,7
Transações no mercado de curto prazo	22,7	-	-	-	22,7
Seguros	21,9	-	-	-	21,9
Custo da venda de painéis solares	-	-	-	11,1	11,1
Provisões operacionais, líquidas	2,3	-	-	-	2,3
Perdas não realizadas em operações de trading ⁴	-	-	(23,7)	-	(23,7)
Outros custos operacionais, líquidos	15,1	-	-	0,2	15,3
Custos operacionais	1.053,1	731,2	238,5	17,6	2.040,4
3T19					
Custos de construção	-	63,7	-	-	63,7
Compras de energia	450,6	-	298,6	-	749,2
Depreciação e amortização	221,7	-	-	-	221,7
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	133,5	-	-	-	133,5
Materiais e serviços de terceiros	72,7	-	-	4,1	76,8
Pessoal	70,0	-	-	3,1	73,1
Combustíveis para geração	49,3	-	-	-	49,3
Royalties	33,6	-	-	-	33,6
Transações no mercado de curto prazo	19,2	-	-	-	19,2
Seguros	10,0	-	-	-	10,0
Custo da venda de painéis solares	-	-	-	11,4	11,4
Provisões operacionais, líquidas	0,4	-	-	-	0,4
Perdas não realizadas em operações de trading	-	-	(33,7)	-	(33,7)
Outros custos operacionais, líquidos	13,6	-	-	0,5	14,1
Custos operacionais	1.074,6	63,7	264,9	19,1	1.422,3
Variação					
Custos de construção	-	667,5	-	-	667,5
Compras de energia	(48,3)	-	(36,4)	-	(84,7)
Depreciação e amortização	(3,8)	-	-	-	(3,8)
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	7,4	-	-	-	7,4
Materiais e serviços de terceiros	11,6	-	-	(0,2)	11,4
Pessoal	(6,8)	-	-	(0,7)	(7,5)
Combustíveis para geração	(3,5)	-	-	-	(3,5)
Royalties	3,1	-	-	-	3,1
Transações no mercado de curto prazo	3,5	-	-	-	3,5
Seguros	11,9	-	-	-	11,9
Custo da venda de painéis solares	-	-	-	(0,3)	(0,3)
Provisões operacionais, líquidas	1,9	-	-	-	1,9
Perdas não realizadas em operações de trading	-	-	10,0	-	10,0
Outros custos operacionais, líquidos	1,5	-	-	(0,3)	1,2
Custos operacionais	(21,5)	667,5	(26,4)	(1,5)	618,1

⁴ No 3T20, a Companhia apurou redução de perdas não realizadas em operações de trading, considerando os resultados auferidos em 2020.

Os custos operacionais aumentaram em R\$ 618,1 milhões (43,5%) entre os trimestres comparados, passando de R\$ 1.422,3 milhões no 3T19 para R\$ 2.040,4 milhões no 3T20. Esta variação foi reflexo dos seguintes fatores: (i) acréscimo de R\$ 667,5 milhões (1.047,9%) de custos no segmento de transmissão; (ii) redução de R\$ 26,4 milhões (10,0%) nos custos de operações de *trading* de energia; (iii) decréscimo no 3T20 de R\$ 21,5 milhões (2,0%) em relação ao 3T19, nos custos do segmento de geração e venda de energia do portfólio da Companhia; e (iv) retração de R\$ 1,5 milhão (7,9%) de custos de venda e instalação de painéis solares.

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



Comentários sobre as Variações dos Custos Operacionais

» Geração e Venda de Energia do Portfólio

» **Compras de energia:** entre o 3T19 e o 3T20 houve redução de R\$ 48,3 milhões (10,7%) nas operações de compras para a gestão de portfólio de energia, motivada por: (i) R\$ 32,7 milhões — decréscimo de 7,5% no preço médio líquido de compras de energia; e (ii) R\$ 15,6 milhões — decréscimo de 81 GWh (36 MW médios) na quantidade comprada.

A redução no volume de compras é resultante, substancialmente, da retração econômica provocada pela pandemia da Covid-19, como explorado anteriormente na sessão Volume de Vendas. O decréscimo observado no preço médio de compra foi motivado, principalmente, pela redução do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) observado entre os trimestres em comparação, uma vez que o PLD é utilizado como parâmetro para estabelecimento de preço de curto prazo.

» **Encargos de uso da rede elétrica e conexão:** aumento de R\$ 7,4 milhões (5,5%) entre os trimestres em comparação, reflexo, principalmente, do reajuste anual das tarifas de transmissão e distribuição.

» **Materiais e serviços de terceiros:** elevação de R\$ 11,6 milhões (16,0%) no 3T20, em relação ao mesmo trimestre de 2019, resultante, substancialmente, de acréscimos nos custos com (i) contratos de operação e manutenção do parque gerador, no montante de R\$ 6,2 milhões; e (ii) com materiais de reposição e consumo, no montante de R\$ 5,8 milhões, principalmente relacionados às atividades de prevenção à Covid-19. Além desses efeitos, as correções monetárias incorridas nos contratos recorrentes também contribuíram para o acréscimo desses custos. Esse aumento foi parcialmente atenuado por reduções em determinados custos, tais como: materiais de expediente, energia elétrica, consultoria e assessoria.

» **Pessoal:** redução de R\$ 6,8 milhões (9,7%) no 3T20, em relação ao 3T19, resultante, principalmente, de decréscimos nos custos com (i) credenciamento médico e reembolso de despesas médicas; (ii) indenizações vinculadas à folha de pagamentos; (iii) remuneração variável; e (iv) horas extras. Esses efeitos foram parcialmente atenuados por novas contratações e pelo reajuste anual da remuneração dos colaboradores.

» **Transações no mercado de energia de curto prazo:** entre os trimestres em análise, os custos com essas transações foram superiores em R\$ 3,5 milhões (18,2%). Mais explicações sobre tais operações e acerca da variação podem ser obtidas em “Detalhamento das operações de curto prazo”.

» **Seguros:** aumento de R\$ 11,9 milhões (119,0%) nos trimestres comparados, motivado, substancialmente, pelo acréscimo no prêmio de seguros na Usina Termelétrica Jorge Lacerda.

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

➤ Painéis Solares

Entre os trimestres analisados, houve redução de R\$ 1,5 milhão (7,9%) nos custos deste segmento, motivada, substancialmente, pelos decréscimos nos custos com pessoal, nos custos diretos das vendas e instalação dos painéis solares e nos custos com materiais e serviços de terceiros, ocasionados pela retração no volume de vendas entre os períodos.

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\$ 16,7 milhões (74,9%), passando de R\$ 22,3 milhões no 3T19 para R\$ 5,6 milhões no 3T20. A variação é motivada pelos seguintes efeitos: (i) R\$ 28,9 milhões de impacto negativo oriundo da marcação a mercado — diferença entre os preços contratados e os de mercado — das operações líquidas contratadas em aberto em 30 de setembro de 2020 e de 2019; (ii) R\$ 8,4 milhões decorrentes do acréscimo no resultado bruto das transações realizadas de compra e venda de energia; e (iii) aumento de R\$ 3,8 milhões no resultado das transações no mercado de energia de curto prazo.

Resultado Operacional do Segmento de Transmissão de Energia

A Companhia é a responsável primária pela construção e instalação da infraestrutura relacionada à concessão 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. (atual denominação da Sterlite Novo Estado 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 aumentou no 3T20, em comparação ao 3T19, R\$ 50,5 milhões, devido, principalmente da aquisição e do 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.

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 à 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 3T20 e no 3T19, 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\$ 114,7 milhões e R\$ 77,3 milhões**, respectivamente. O montante representa um **aumento de R\$ 37,4 milhões entre os períodos comparados**, sendo R\$ 33,6 milhões no resultado das transações no segmento de geração e venda de energia do portfólio e R\$ 3,8 milhões no resultado das transações de *trading* de energia.

Essa variação foi consequência, fundamentalmente, dos seguintes efeitos: (i) redução do impacto negativo do Fator de Ajuste do MRE (GSF) — já deduzido dos efeitos da repactuação do risco hidrológico; (ii) redução de impacto financeiro de operações de curto prazo e da posição vendedora na CCEE no 3T20, comparado ao 3T19, motivado pela diminuição do PLD médio entre os períodos; (iii) menor geração termelétrica entre os períodos analisados; e (iv) aumento da receita no MRE, dada a maior geração hidrelétrica no 3T20.

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	3T20	3T19	Var. (%)
Sul	91,68	214,13	(57,19%)
Sudeste/Centro-Oeste	91,68	214,13	(57,19%)
Nordeste	77,07	202,45	(61,93%)

As reduções de PLD observadas são motivadas pela diminuição na média de consumo entre os períodos em análise, motivada pelos impactos econômicos oriundos da Covid-19.

Despesas com Vendas, Gerais e Administrativas

As despesas com vendas, gerais e administrativas, passaram de R\$ 58,9 milhões no 3T19 para R\$ 61,4 milhões no 3T20, aumento de R\$ 2,5 milhões (4,2%) nos trimestres em análise. A elevação foi resultante da combinação dos seguintes itens: (i) acréscimo de R\$ 1,8 milhão (3,1%) oriundo do segmento de geração e venda de energia do portfólio da Companhia, motivado, principalmente, pelo aumento de R\$ 6,0 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 na digitalização de seus processos e a aquisição de materiais de consumo relacionados às atividades de prevenção à Covid-19. Esse acréscimo foi parcialmente atenuado pela redução nas despesas com pessoal, de R\$ 4,6 milhões. Adicionalmente, houve aumento de R\$ 0,7 milhão nos demais segmentos em que a Companhia atua.

Outras Receitas Operacionais, Líquidas

As outras receitas operacionais apresentaram decréscimo de R\$ 321,5 milhões entre os trimestres em análise, resultante integralmente do montante reconhecido no 3T19. Este montante foi oriundo, principalmente, de indenizações por descumprimentos de condições contratuais incorridos pelo fornecedor responsável pela construção da Usina Termelétrica Pampa Sul, principalmente relacionados ao atraso na conclusão da obra, no montante de R\$ 321,0 milhões. O valor recebido foi estipulado em contrato e 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.

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 14 de maio de 2020, o Conselho de Administração da Companhia aprovou a participação no processo para aquisição acionária de 10% do capital social da TAG, detidos pela Petrobras, em parceria com outra investidora do Grupo ENGIE e terceiros que formam o Grupo Investidor. Em 20 de julho de 2020, foi anunciada a aquisição de participação acionária adicional de 3,25% na TAG, do total de 10% que a Petrobras ainda detinha. A Companhia passou a ter 32,5% de participação societária direta na TAG.

Entre o 3T20 e o 3T19, o resultado de equivalência patrimonial aumentou em R\$ 81,3 milhões (387,1%), passando de R\$ 21,0 milhões no 3T19 para R\$ 102,3 milhões no 3T20. A variação foi consequência da combinação dos seguintes efeitos: (i) R\$ 115,8 milhões de acréscimo no Ebitda devido, principalmente, à atualização das tarifas de transporte e redução de parte dos custos e despesas operacionais e administrativas; (ii) redução da despesa financeira líquida, de R\$ 38,1 milhões oriundos, substancialmente, pela redução do CDI entre os trimestres em análise; (iii) aumento de R\$ 61,5 milhões de IR e CS, em razão do maior lucro antes dos impostos, redução nos volumes de incentivos fiscais e reconhecimento de passivos diferidos oriundos de exercícios anteriores; e (iv) incremento de 9,3 milhões, nas despesas com depreciação e amortização, referente à amortização da *mais-valia*, resultante da incorporação reversa da Aliança. Destaca-se que parte das variações observadas decorrem da alteração de participação societária entre os períodos analisados. Adicionalmente, no 3T20, houve reconhecimento de R\$ 1,8 milhão de ajuste negativo oriundo do período de 1º a 20 de julho de 2020, quando a Companhia detinha 29,25% de participação societária na TAG.

O resultado de equivalência patrimonial da TAG do 3T20 é composto pelos seguintes itens:

DRE – em R\$ milhões	3T20		3T19			
	TAG (32,5%)		Aliança (32,5%)		TAG (29,25%)	
	100%	Participação da Companhia	100%	Participação da Companhia	100%	Participação da Companhia
Receita operacional líquida	1.540,7	500,7	-	-	1.335,8	390,7
Custos dos serviços prestados	(562,6)	(182,8)	-	-	(401,0)	(117,3)
Lucro bruto	978,1	317,9	-	-	934,8	273,4
Despesas gerais e administrativas	(31,2)	(10,1)	(159,6)	(51,9)	(68,9)	(20,1)
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	946,9	307,8	(159,6)	(51,9)	865,9	253,2
Resultado financeiro	(407,1)	(132,3)	(369,1)	(120,0)	(172,3)	(50,4)
Lucro antes dos impostos	539,8	175,5	(528,7)	(171,9)	693,6	202,8
Imposto de renda e contribuição social	(219,6)	(71,4)	94,4	30,7	(138,8)	(40,6)
Lucro líquido	320,2	104,1	434,3	(141,2)	554,8	162,2
Ajuste de participação societária no período de 01 a 20 de julho de 2020		(1,8)				
Resultado de equivalência patrimonial		102,3				21,0

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

Ebitda – em R\$ milhões	3T20		3T19			
	TAG (32,5%)		Aliança (32,5%)		TAG (29,25%)	
	100%	Participação da Companhia	100%	Participação da Companhia	100%	Participação da Companhia
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	946,9	307,8	(159,6)	(51,9)	865,9	253,2
Depreciação e amortização	383,8	124,7	151,4	49,2	226,3	66,2
Ebitda	1.330,7	432,5	(8,2)	(2,7)	1.092,2	319,4

Ebitda e Margem Ebitda

	Ebitda por segmento – 3T20 x 3T19 (em R\$ milhões)					
	Energia elétrica					
	Geração	Transmissão	Trading	Painéis Solares	Transporte de Gás	Consolidado
	3T20					
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	1.050,9	54,8	4,8	(3,5)	102,3	1.209,3
Depreciação e amortização	223,2	-	-	0,2	-	223,4
Ebitda	1.274,1	54,8	4,8	(3,3)	102,3	1.432,7
Margem Ebitda	58,9%	7,0%	2,0%	(21,7%)	-	44,6%
	3T19					
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	1.309,7	4,7	21,7	(1,7)	21,1	1.355,5
Depreciação e amortização	225,6	-	-	0,2	-	225,8
Ebitda	1.535,3	4,7	21,7	(1,5)	21,1	1.581,3
Margem Ebitda	72,4%	6,9%	7,6%	(8,2%)	-	63,4%
	Variação					
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	(258,8)	50,1	(16,9)	(1,8)	81,2	(146,2)
Depreciação e amortização	(2,4)	-	-	-	-	(2,4)
Ebitda	(261,2)	50,1	(16,9)	(1,8)	81,2	(148,6)
Margem Ebitda	(13,5 p.p.)	0,1 p.p.	(5,6 p.p.)	(13,5 p.p.)	-	(18,8 p.p.)

O Ebitda inclui o resultado de equivalência patrimonial da controlada em conjunto, TAG, visto que a subsidiária possui expectativa de distribuição de dividendos de forma frequente e recorrente.

Entre o 3T20 e o 3T19, o Ebitda reduziu em R\$ 148,6 milhões (9,4%), passando de R\$ 1.581,3 milhões no 3T19 para R\$ 1.432,7 milhões no 3T20. A variação foi consequência da combinação dos seguintes **efeitos negativos**: (i) R\$ 261,2 milhões (17,0%) no segmento de geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia; (ii) R\$ 16,9 milhões (77,9%) oriundos do segmento de *trading* de energia – dos quais R\$ 28,9 milhões provenientes dos efeitos da marcação a mercado, parcialmente atenuado pelo impacto positivo de R\$ 12,0 milhões originados das transações realizadas e das despesas operacionais; e (iii) R\$ 1,8 milhão (120,0%) oriundo do segmento de painéis solares. Os referidos impactos negativos foram contrabalanceados pelos **aumentos em**: (iv) R\$ 81,2 milhões (384,8%) decorrentes de maior resultado de participação societária em controladas em conjunto – TAG; e (v) R\$ 50,1 milhões (1.066,0%) oriundos do segmento de transmissão de energia.

O principal segmento de negócios da Companhia, no setor elétrico, é o de geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia, com variação indicada no item (i) acima, tendo sido afetado por evento não recorrente reconhecido no 3T19, no montante de R\$ 321,0 milhões referente ao reconhecimento de outras receitas operacionais oriundas de recebimento de indenização em razão do descumprimento de condições contratuais pelo fornecedor responsável pela construção da Usina Termelétrica Pampa Sul, principalmente o atraso na conclusão da obra.

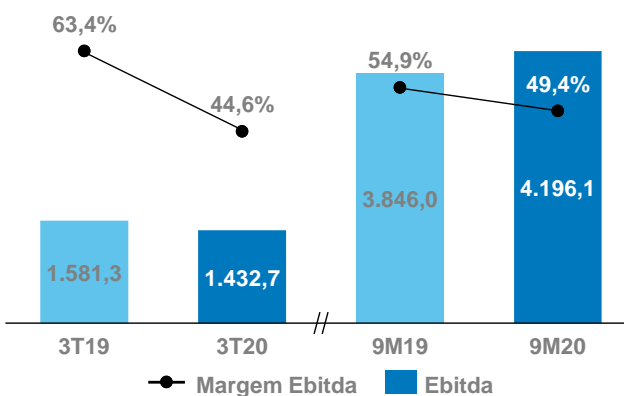
Desconsiderando esse efeito, o Ebitda deste segmento do 3T19 passaria de R\$ 1.535,3 milhões para R\$ 1.214,3 milhões. Com isto, na comparação entre os trimestres em análise, o Ebitda deste segmento apresentaria um acréscimo de R\$ 59,8 milhões (4,9%) entre os trimestres em análise, consequência dos seguintes efeitos positivos: (i) R\$ 48,3 milhões de redução nas compras de energia; (ii) R\$ 41,6 milhões motivados pela elevação de preço médio líquido de energia vendida; (iii) aumento de R\$ 33,6 milhões no resultado das transações realizadas no mercado de curto prazo; (iv) receita de R\$ 30,5 milhões com exportação de energia; e (v) acréscimo de R\$ 14,0 milhões de receita de remuneração e variação monetária sobre ativos de concessões das UHE Jaguará e Miranda. Esses efeitos positivos foram parcialmente atenuados pelos seguintes impactos negativos: (i) R\$ 83,9 milhões de redução no volume de vendas; (ii) R\$ 11,6 milhões de aumento nos custos com materiais e serviços de terceiros; (iii) R\$ 7,4 milhões nos custos com encargos de uso de rede elétrica e conexão; e (iv) incremento de R\$ 5,3 milhões das demais receitas, custos e despesas operacionais.

A margem Ebitda consolidada apresentou redução de 18,8 p.p., passando de 63,4% no 3T19 para 44,6% no 3T20.

Desconsiderando o efeito não recorrente reconhecido no 3T19, o Ebitda consolidado apresentaria um aumento de R\$ 172,4 milhões (13,7%) entre o 3T19 e o 3T20. A margem Ebitda no 3T19 seria de 50,5%, o que representaria um decréscimo de 5,9 p.p. entre os trimestres em análise.

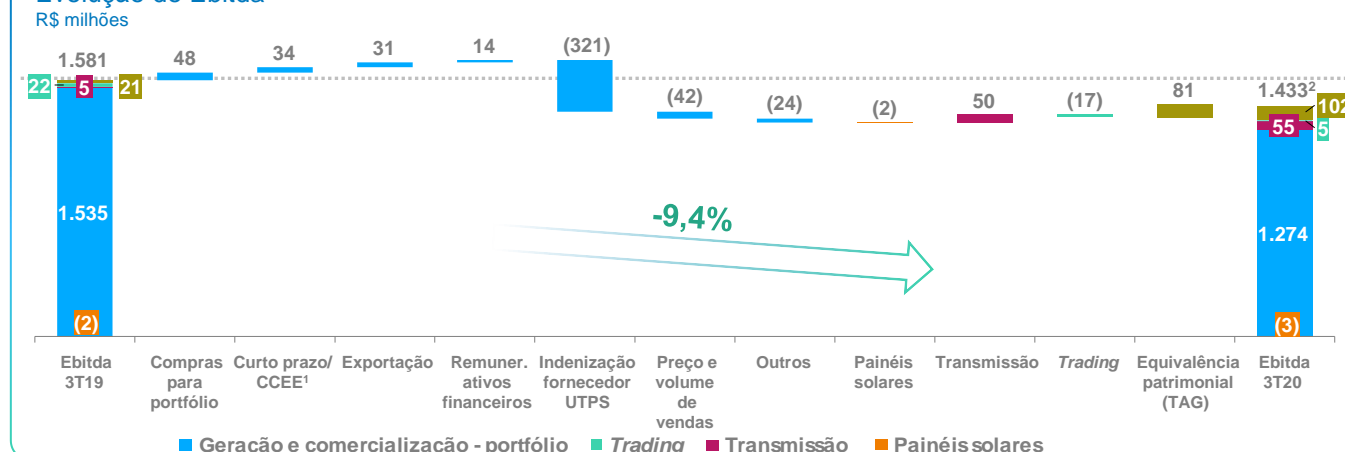
Destaca-se que a margem Ebitda consolidada é parcialmente reduzida pelos efeitos das operações de *trading* de energia, do reconhecimento da receita e dos custos relativos à construção das linhas de transmissão e das operações realizadas pela controlada EGSD, os quais apresentam margens inferiores às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

Ebitda¹ e Margem Ebitda



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

Evolução do Ebitda



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)	3T20	3T19	Var. %	9M20	9M19	Var. %
Lucro líquido	490,0	742,7	-34,0	1.767,8	1.693,6	4,4
(+) Imposto de renda e contribuição social	120,4	317,1	-62,0	577,1	726,9	-20,6
(+) Resultado financeiro	598,9	295,7	102,5	1.159,7	800,1	44,9
(+) Depreciação e amortização	223,4	225,8	-1,1	691,5	620,5	11,4
Ebitda	1.432,7	1.581,3	-9,4	4.196,1	3.841,1	9,2
(+) <i>Impairment</i>	0,0	0,0	-	0,0	4,9	-100,0
Ebitda ajustado	1.432,7	1.581,3	-9,4	4.196,1	3.846,0	9,1

Resultado Financeiro

Receitas financeiras: no 3T20, as receitas financeiras atingiram R\$ 63,3 milhões, R\$ 20,1 milhões ou 46,8% acima dos R\$ 43,2 milhões auferidos no mesmo trimestre de 2019, em razão, substancialmente, da combinação dos seguintes fatores: (i) impacto positivo de variação monetária, no montante de R\$ 29,4 milhões, oriundo, principalmente, da conclusão por parte do órgão regulador dos efeitos da aplicação da Resolução Aneel n° 801/2017, a qual previa a redução do reembolso do carvão mineral adquirido com recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) em função da eficiência energética da unidade geradora; e (ii) decréscimo de R\$ 8,7 milhões na receita com aplicações financeiras pela redução nas taxas de juros observada entre os trimestres.

Despesas financeiras: as despesas no 3T20 foram de R\$ 662,2 milhões, isto é, R\$ 323,3 milhões ou 95,4% acima das registradas no mesmo trimestre do ano anterior, que foram de R\$ 338,9 milhões. O aumento observado é consequência da variação dos índices inflacionários e da elevação do saldo médio da dívida entre os períodos em análise, promovendo acréscimos nas variações monetárias e juros de: (i) R\$ 291,3 milhões sobre concessões a pagar, motivado, principalmente, pela variação do IGP-M, entre os períodos comparados; e (ii) R\$ 63,3 milhões sobre as dívidas, parcialmente atenuado pela capitalização de juros no projeto Campo Largo – Fase II no 3T20, no montante de R\$ 13,5 milhões. Esse efeito foi suavizado pelo decréscimo de R\$ 29,7 milhões de juros e ajuste a valor justo sobre *hedges* contratados para as dívidas em moeda estrangeira.

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

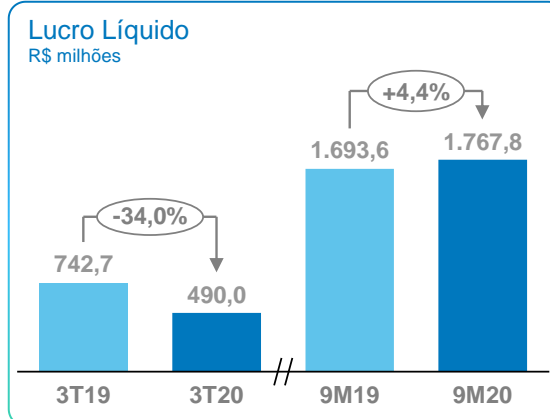
As despesas com IR e CSLL no 3T20 foram de R\$ 120,4 milhões, R\$ 196,7 milhões (62,0%) inferior ao registrado no mesmo trimestre de 2019, de R\$ 317,1 milhões, em decorrência, substancialmente, da redução de 51,1% no lucro antes dos impostos, desconsiderando o resultado de equivalência patrimonial auferido no 3T20, em comparação ao 3T19. Adicionalmente o volume de incentivos fiscais no 3T20, foi superior, em R\$ 9,2 milhões quando comparado ao 3T19.

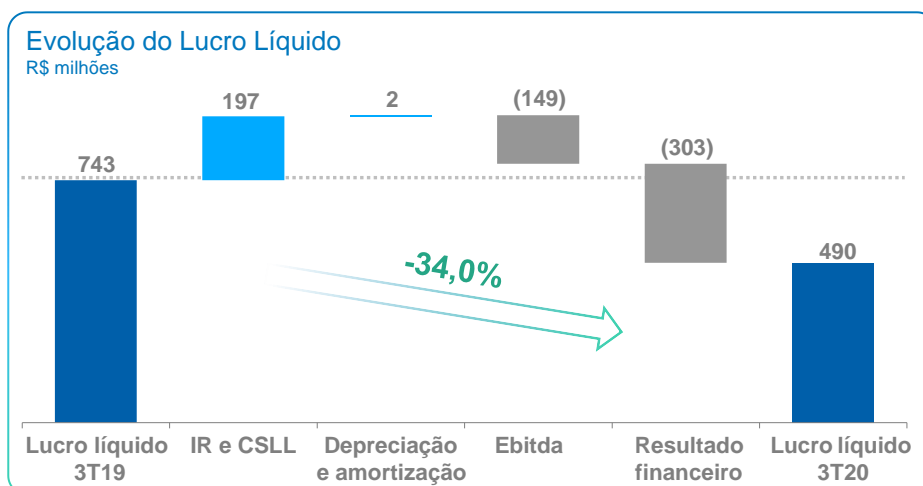
A alíquota efetiva de IR e CSLL, excluindo-se o resultado de equivalência patrimonial, reduziu 6,8 p.p., saindo de 30,5% no 3T19 para 23,7% no 3T20.

Lucro Líquido

O lucro líquido do 3T20 foi de R\$ 490,0 milhões, R\$ 252,7 milhões ou 34,0% menor do que os R\$ 742,7 milhões apresentados no mesmo trimestre do ano anterior. Esse decréscimo é consequência dos seguintes efeitos: (i) aumento de R\$ 303,2 milhões das despesas financeiras líquidas; (ii) decréscimo de R\$ 196,7 milhões do imposto de renda e da contribuição social; (iii) redução de R\$ 148,6 milhões no Ebitda; e (iv) redução de R\$ 2,4 milhões da depreciação e amortização.

Excluindo-se os efeitos dos impactos relativos ao recebimento de indenização em razão do descumprimento de condições contratuais pelo fornecedor responsável pela construção da Usina Termelétrica Pampa Sul, resultando no atraso na conclusão da obra, que motivou a frustração de resultado da Companhia, cujos impactos no lucro líquido do 3T19 foram de R\$ 211,8 milhões, o lucro líquido, entre os períodos comparados, reduziu em R\$ 40,9 milhões (7,7%).

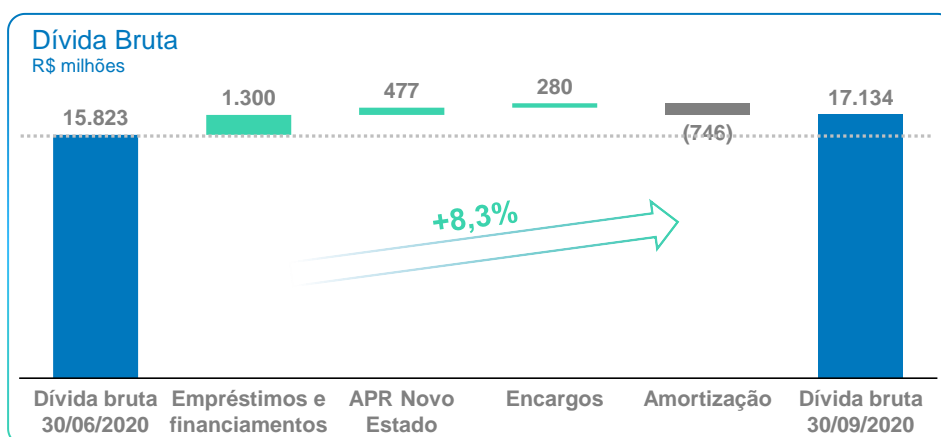




Endividamento

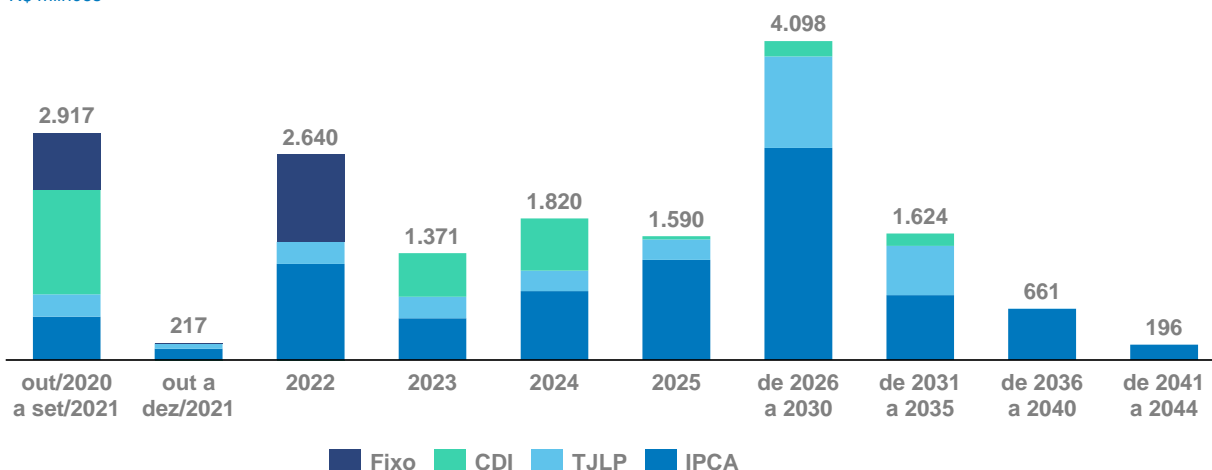
Em 30 de setembro de 2020, a **dívida bruta total consolidada**, representada, principalmente, por empréstimos, financiamentos e debêntures, líquida dos efeitos de operações de *hedge*, **totalizava R\$ 17.133,6 milhões — aumento de 8,3%** (R\$ 1.310,8 milhões) comparativamente à posição de 30 de junho de 2020.

A variação no endividamento da Companhia está relacionada, principalmente, à combinação dos seguintes fatores, ocorridos no 3T20: (i) saques junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), no montante de R\$ 1.300,4 milhões, destinados à construção do Conjunto Eólico Campo Largo – Fase II e do Sistema de Transmissão Novo Estado; (ii) ingresso de R\$ 476,8 milhões, do valor da subscrição das ações preferenciais da Novo Estado Participações S.A.; (iii) geração de R\$ 279,6 milhões em encargos incorridos a serem pagos e variação monetária; e (vi) R\$ 745,7 milhões em amortizações de empréstimos e financiamentos.

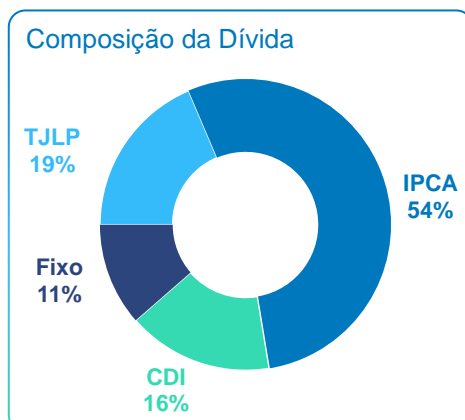


Cronograma de Vencimento da Dívida

R\$ milhões



O custo médio ponderado nominal da dívida ao fim do terceiro trimestre de 2020 foi **6,8%** (7,6% no fim do 3T19).



Em 30 de setembro 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\$ 11.206,5 milhões**, **aumento de 4,0%** em relação ao registrado ao fim do 2T20.

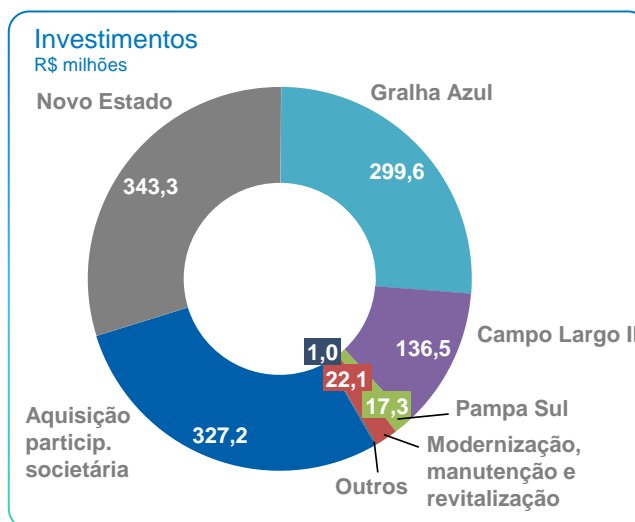
Dívida Líquida

R\$ milhões

	30/09/2020	30/06/2020	Var. %
Dívida bruta	18.491,7	16.989,1	8,8
Resultado de operações com derivativos	(1.358,1)	(1.166,3)	16,4
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(230,4)	(251,5)	(8,4)
Caixa e equivalentes de caixa	(5.696,7)	(4.799,5)	100,0
Dívida líquida total	11.206,5	10.771,9	4,0
Dívida líquida x Ebitda	2,0X	1,9X	

Investimentos

Os investimentos totais da ENGIE Brasil Energia no 3T20 foram de **R\$ 1.147,0 milhões**, dos quais (i) R\$ 327,2 milhões relacionados à aquisição de participação societária na Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG); (ii) R\$ 797,7 milhões aplicados na construção dos novos projetos: (ii.i) R\$ 343,3 milhões concentrados na linha de transmissão Novo Estado Transmissora de Energia; (ii.ii) R\$ 299,6 milhões na Linha de Transmissão Gralha Azul; (ii.iii) R\$ 136,5 milhões no Conjunto Eólico Campo Largo – Fase II; (ii.iv) R\$ 17,3 milhões na Usina Termelétrica Pampa Sul; e (ii.v) R\$ 1,0 milhão em outros investimentos; (iii) R\$ 19,5 milhões destinados aos projetos de manutenção e revitalização do parque gerador; e (iv) R\$ 2,6 milhões designados à modernização da Usina Hidrelétrica Salto Osório.



COMPROMISSO COM O DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL

Gestão Sustentável

A ENGIE possui a ambição de liderar o processo de transição carbono neutro em todo o mundo, apoiando nossos clientes em suas trajetórias de redução de emissões e associando às ofertas diferenciais socioambientais, induzindo o desenvolvimento sustentável com impactos positivos locais e globais. Através de nossos Objetivos Estratégicos ESG de médio prazo, procuramos endereçar o trinômio “Pessoas, Planeta e Prosperidade”, com destaque ao compromisso de redução das emissões de CO₂ 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 30 de setembro 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

- » Durante o mês de agosto, ocorreu a Semana Interna de Prevenção a Acidentes (Sipat), vinculada às Comissões Internas de Prevenção a Acidentes (Cipa’s) estabelecidas na Companhia. Por conta da pandemia, a semana transcorreu virtualmente, com apresentações e conscientizações sobre temas como saúde mental, ansiedade, uso saudável e consciente do mundo virtual e prevenções sobre a Covid-19.
- » Como forma de criação de valor compartilhado local e engajamento junto às comunidades onde estamos inseridos, foi concluída, em agosto, a primeira turma do curso de Especialização Técnica em Manutenção e Operação de Parques Eólicos, realizado em parceria com o Senai, no município de Jacobina, na Bahia. Iniciado em outubro de 2019, a especialização, com carga horária de 460 horas, foi pioneira na região e capacitou profissionais técnicos em Eletrotécnica, Eletromecânica e Eletrônica.
- » Como ação relacionada à Lei Geral de Proteção de Dados Pessoais (LGPD), cujo objetivo é estabelecer regras claras sobre coleta, armazenamento, tratamento e compartilhamento de dados pessoais, foi lançada, no início de setembro, a “Política de Privacidade e Proteção de Dados Pessoais da ENGIE Brasil”, disponível no nosso *website*. Concomitantemente, todos os colaboradores foram sensibilizados sobre o tema, através do “Programa de Conscientização da Proteção de Dados Pessoais”.
- » O Grupo ENGIE obteve, em agosto, a certificação ISO 37001, que avalia os requisitos e fornece orientação para estabelecer, implementar, manter, revisar e melhorar o sistema de gestão antissuborno corporativo. A Companhia já havia recebido a certificação em 2018 em nível global e, agora, após dois anos, obteve a revalidação dessa certificação.
- » De 22 a 25 de setembro, ocorreu a semana de Inovação ENGIE, com atividades dedicadas ao tema, no Brasil e em todas as operações da ENGIE em todo o mundo, com o objetivo de fomentar a criatividade empreendedora e premiar projetos inovadores de colaboradores. Dentre as atividades, foi criado um *marketplace* de soluções inovadoras, além de palestras, *masterclasses*, mesas redondas, homenagem a projetos do Inove (Programa de Inovação Interna) e premiação do Innovation Trophies (Global).

Responsabilidade Social – Covid-19

Nossos esforços no combate aos efeitos da pandemia da Covid-19 na sociedade totalizaram, desde o início da pandemia, aproximadamente R\$ 6,2 milhões. As principais doações/ações relacionadas no trimestre foram:

- » R\$ 1,0 milhão doados ao Programa “Estímulo 2020”, movimento que oferece capacitação e apoio financeiro para pequenos empreendedores manterem suas atividades durante a pandemia;
- » Doação de R\$ 500,0 mil à Campanha “Salvando Vidas” do BNDES, que irá dobrar o valor em dinheiro de contribuições. Essa quantia será aplicada na linha de frente do enfrentamento da pandemia na aquisição de materiais, insumos e equipamentos de proteção para os médicos, enfermeiros e outros profissionais de saúde que estão nos hospitais. No caso da ENGIE Brasil Energia, a doação será destinada a hospitais públicos do Paraná;
- » Doação de R\$ 194,0 mil para aplicação em asilos, hospitais, além da aquisição de testes e cestas básicas nas comunidades do entorno de nossos ativos operacionais.

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 3T20 e 3T19, associando cada indicador aos da GRI padrão *Standards*.

Indicadores de Sustentabilidade¹

Item	Dimensão ²	Indicador ³	Temas materiais	Indicador GRI ⁴	3T20	3T19	Varição	9M20	9M19	Varição
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	10.430	0,0%	10.431	10.430	0,0%
3		Capacidade instalada própria (MW)		102-7, EU1	8.710	8.710	0,0%	8.710	8.710	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	12.274	11.503	6,7%	24.944	32.611	-23,5%
10		Geração de energia certificada		102-16, EU6	9.196	8.692	5,8%	18.075	26.338	-31,4%
11		Geração certificada em relação à total		102-16, EU6	74,9%	75,6%	-0,6 p.p.	72,5%	80,8%	-8,3 p.p.
12		Geração de energia proveniente de fontes renováveis (GWh)		EU2	10.889	9.730	11,9%	21.173	29.073	-27,2%
13		Geração proveniente de fontes renováveis em relação à total		EU2	88,7%	84,6%	4,1 p.p.	84,9%	89,2%	-4,3 p.p.
14		Disponibilidade do parque gerador, descontadas as paradas programadas		EU30	96,3%	97,0%	-0,7 p.p.	95,5%	97,1%	-1,7 p.p.
15		Disponibilidade do parque gerador, consideradas as paradas programadas		EU30	90,1%	86,9%	3,2 p.p.	89,8%	89,8%	0,0 p.p.
16	Meio Ambiente e Mudanças do Clima	Total de mudas plantadas e doadas	- Gestão de Emissões	304-1, 413-1	77.843	96.152	-19,0%	238.220	296.799	-19,7%
17		Número de visitantes às usinas e educação ambiental	- Impulso à prosperidade das comunidades locais	413-1	8.779	26.921	-67,4%	18.712	65.210	-71,3%
18		Emissões de CO2 (usinas a combustíveis fósseis) (t/MWh)	- Biodiversidade	D305-1, D305-2, D305-3	0,646	0,694	-6,9%	0,692	0,787	-12,1%
19	Emissões de CO2 do parque gerador da ENGIE Brasil Energia (t/MWh)	D305-1, D305-2, D305-3	0,073	0,107	-31,8%	0,105	0,088	18,8%		
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	1,561	0,000	↑	0,550	0,000	↑
21		Taxa de Gravidade (TG) empregados próprios ⁶		403-2	0,023	0,000	↑	0,008	0,000	↑
22		Taxa de Frequência (TF) empregados próprios + prestadores de serviços longo prazo ⁵		403-2	0,832	3,290	↓	0,845	1,730	↓
23		Taxa de Frequência (TF) prestadores de serviço curto prazo + obras em construção ⁵		403-2	1,033	0,000	↑	0,687	0,810	↓
24	Responsabilidade Social ⁷	Investimentos não incentivados	- Geração de resultado econômico e compartilhamento de valor com a sociedade	201-1, 413-1	1.694,0	822,7	105,9%	6.197,0	2.514,4	146,5%
25		Investimentos pelo Fundo da infância e adolescência - FIA		201-1, 413-1	92,0	495,0	-81,4%	562,2	2.101,4	-73,2%
26		Investimentos pela Lei de Incentivo à cultura - Rouanet		201-1, 413-1	1.958,0	4,5	43411,1%	2.171,0	5.792,4	-62,5%
27		Investimentos pela Lei de incentivo ao esporte		201-1, 413-1	240,0	0,0	-	240,0	340,0	-29,4%
28		Investimentos pelo Programa Nacional de Apoio à Atenção Oncológica - PRONON		201-1, 413-1	0,0	0,0	-	0,0	0,0	-
29		Investimentos pelo Programa Nacional de Apoio à Atenção da Saúde da Pessoa com Deficiência - PRONAS/PCD		201-1, 413-1	0,0	0,0	-	0,0	0,0	-
30	Investimentos pelo Fundo Municipal do Idoso	201-1, 413-1	221,0	100,0	121,0%	800,8	683,1	17,2%		

- Notas:
- Informações adicionais sobre a sustentabilidade na Companhia estão no Relatório de Sustentabilidade (<https://www.engie.com.br/investidores/informacoes-financeiras>).
 - Referência: Política ENGIE de Gestão Sustentável.
 - Números em 30/09/2020.
 - GRI: *Global Reporting Initiative*, versão Standards e complemento setorial G4.
 - TF = nº de acidentes do trabalho ocorridos em cada milhão de horas de exposição ao risco.
 - TG = nº de dias perdidos com os acidentes de trabalho ocorridos em cada mil horas de exposição ao risco.
 - 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, com a participação de um membro Independente do Conselho de Administração e outros dois membros, também independentes. O objetivo do Comitê é assessorar o Conselho de Administração 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 dois conselheiros independentes. Nenhum dos membros do Conselho ocupa cargo executivo na Companhia e, conseqüentemente, 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.

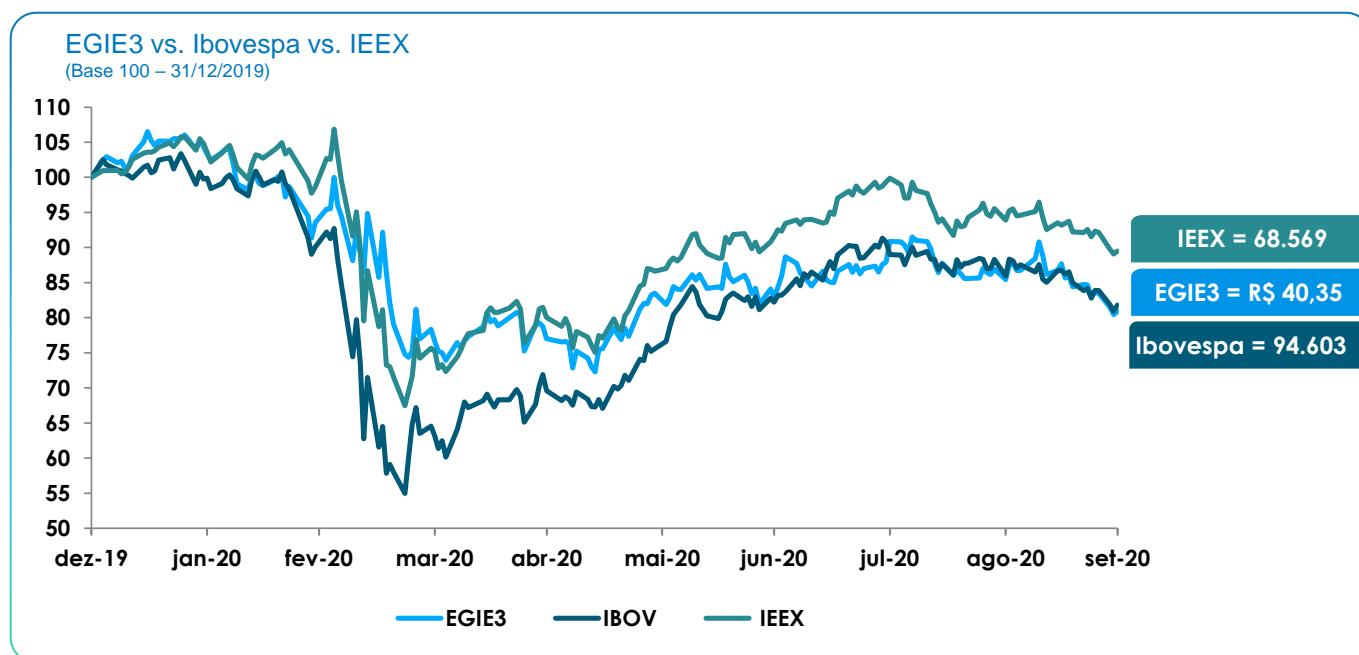
Desempenho das Ações – EGIE3

O terceiro trimestre do ano começou mostrando reações positivas das economias pelo mundo, frente a crise da Covid-19. Mas o receio de uma segunda onda de contágio do coronavírus e seus impactos na economia mundial provocaram abalos nas bolsas globais. Apesar disso, o índice Dow Jones fechou com ganho de 7,6% no trimestre. Já o Ibovespa, principal índice da bolsa de valores brasileira, não reagiu com a mesma intensidade por razões internas relacionadas à insegurança quanto a questão fiscal e consequente aumento da desconfiança no mercado, e encerrou o trimestre acumulando perda de 0,5%, no patamar dos 94 mil pontos.

As ações da ENGIE Brasil Energia registraram desvalorização de 2,4% no terceiro trimestre de 2020, muito próximo do desempenho do Índice do Setor de Energia Elétrica (IEEX), que decresceu 2,3%, enquanto o Ibovespa caiu 0,5%.

O volume médio diário da EGIE3 foi de R\$ 78,0 milhões no 3T20, 44,6% acima do registrado no 3T19, quando atingiu R\$ 54,0 milhões.

No último pregão de setembro de 2020, as ações da Companhia encerraram cotadas a R\$ 40,35/ação, o que confere à **Companhia valor de mercado de R\$ 32,9 bilhões**.



Próximo Evento

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

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

Data: 6 de novembro de 2020

Horário: 11:00h (horário de Brasília)

Link para conexão em português: <https://vcasting.voitel.com.br/?transmissionId=8680>

Link para conexão em inglês: <https://vcasting.voitel.com.br/?transmissionId=8681>

Telefones para conexão:

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

Senha para os participantes: ENGIE

Importante

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

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

(Valores em R\$ mil)	30/09/2020	31/12/2019
Ativo Circulante	9.135.347	6.745.671
Caixa e equivalentes de caixa	5.696.689	3.870.261
Contas a receber de clientes	1.682.403	1.451.227
Crédito de imposto de renda e contribuição social	213.041	166.833
Estoques	238.765	220.964
Ganhos não realizados em operações de <i>hedge</i>	479.679	115.131
Ganhos não realizados em operações de <i>trading</i>	112.963	288.771
Depósitos vinculados	2.157	4.856
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	15.089	15.089
Ativo financeiro de concessão	300.587	296.232
Ativo não circulante mantido para venda	4.577	4.829
Outros ativos circulantes	389.397	311.478
Ativo Não Circulante	25.262.275	23.389.907
Realizável a Longo Prazo	5.912.624	3.652.141
Ganhos não realizados em operações de <i>hedge</i>	985.923	311.577
Ganhos não realizados em operações de <i>trading</i>	57.835	42.695
Depósitos vinculados	280.435	381.064
Depósitos judiciais	82.486	102.878
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	104.369	115.686
Ativo financeiro de concessão	2.430.737	2.411.942
Ativo de contrato	1.746.756	217.611
Outros ativos não circulantes	224.083	68.688
Investimentos	2.376.526	2.948.920
Imobilizado	15.217.889	15.330.211
Intangível	1.591.681	1.296.769
Direito de uso de arrendamentos	163.555	161.866
Total	34.397.622	30.135.578

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

(Valores em R\$ mil)	30/09/2020	31/12/2019
Passivo Circulante	5.880.623	5.979.644
Fornecedores	681.365	765.020
Dividendos e juros sobre o capital próprio	686.169	1.197.924
Empréstimos e financiamentos	1.952.120	1.637.691
Debêntures	1.419.483	1.204.469
Arrendamentos a pagar	20.383	19.824
Imposto de renda e contribuição social a pagar	131.463	176.395
Outras obrigações fiscais e regulatórias	213.823	104.855
Obrigações trabalhistas	109.134	106.005
Perdas não realizadas em operações de <i>trading</i>	98.456	258.305
Concessões a pagar	212.334	145.136
Provisões	3.069	8.579
Obrigações com benefícios de aposentadoria	42.909	42.909
Outros passivos circulantes	309.915	312.532
Passivo Não Circulante	21.368.260	17.157.114
Empréstimos e financiamentos	10.041.673	7.181.363
Debêntures	4.600.450	4.739.535
Ações preferenciais resgatáveis	477.998	-
Arrendamentos a pagar	119.089	114.483
Perdas não realizadas em operações de <i>trading</i>	26.455	20.644
Concessões a pagar	3.518.701	3.091.354
Provisões	291.096	288.301
Obrigações com benefícios de aposentadoria	362.179	364.253
Imposto de renda e contribuição social diferidos	1.386.513	941.468
Outros passivos não circulantes	544.106	415.713
Patrimônio Líquido	7.148.739	6.998.820
Capital social	4.902.648	4.902.648
Reservas de lucros	2.139.271	2.123.245
Ajustes de avaliação patrimonial	(997.002)	(30.739)
Lucros acumulados	1.099.340	-
Participação de acionista não controlador	4.482	3.666
Total	34.397.622	30.135.578

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

(Valores em R\$ mil)	3T20	3T19	Var. %	9M20	9M19	Var. %
Receita Operacional Líquida	3.208.816	2.494.116	28,7	8.489.925	7.009.354	21,1
Custos Operacionais	(2.040.361)	(1.422.305)	43,5	(5.161.701)	(3.924.143)	31,5
Compras de energia	(640.844)	(715.507)	-10,4	(1.834.260)	(1.937.389)	-5,3
Transações no mercado de energia de curto prazo	(22.666)	(19.169)	18,2	(198.110)	(202.017)	-1,9
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	(140.913)	(133.522)	5,5	(418.329)	(380.576)	9,9
Combustíveis para geração	(45.793)	(49.319)	-7,1	(130.490)	(88.767)	47,0
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (<i>royalties</i>)	(36.748)	(33.593)	9,4	(57.814)	(99.114)	-41,7
Pessoal	(65.597)	(73.066)	-10,2	(206.067)	(196.647)	4,8
Materiais e serviços de terceiros	(88.135)	(76.816)	14,7	(247.023)	(193.954)	27,4
Depreciação e amortização	(217.914)	(221.656)	-1,7	(676.062)	(608.300)	11,1
Seguros	(21.904)	(9.995)	119,1	(60.514)	(44.234)	36,8
Reversão (Constituição) de provisões operacionais líquidas	(2.311)	(357)	547,3	17.688	2.552	593,1
Custo da implementação de infraestrutura de transmissão	(731.145)	(63.643)	1.048,8	(1.287.085)	(98.398)	1.208,0
Custo da venda de painéis solares fotovoltaicos	(11.136)	(11.362)	-2,0	(25.429)	(41.254)	-38,4
Outros	(15.255)	(14.300)	6,7	(38.206)	(36.045)	6,0
Lucro Bruto	1.168.455	1.071.811	9,0	3.328.224	3.085.211	7,9
Receitas (Despesas) Operacionais	(61.514)	262.600	-123,4	(190.357)	141.073	-234,9
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(61.507)	(58.866)	4,5	(190.281)	(175.750)	8,3
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	(7)	321.466	-100,0	(76)	316.823	-100,0
Resultado de Participações Societárias	102.317	21.129	384,2	366.736	(5.680)	-6.556,6
Equivalência patrimonial	102.317	21.129	384,2	366.736	(5.680)	-6.556,6
Lucro Antes do Resultado Financeiro e Tributos Sobre o Lucro	1.209.258	1.355.540	-10,8	3.504.603	3.220.604	8,8
Resultado Financeiro	(598.921)	(295.738)	102,5	(1.159.715)	(800.133)	44,9
Receitas financeiras	63.325	43.138	46,8	218.490	111.908	95,2
Despesas financeiras	(662.246)	(338.876)	95,4	(1.378.205)	(912.041)	51,1
Lucro Antes dos Tributos sobre o Lucro	610.337	1.059.802	-42,4	2.344.888	2.420.471	-3,1
Imposto de renda	(81.080)	(227.814)	-64,4	(411.872)	(520.080)	-20,8
Contribuição social	(39.246)	(89.281)	-56,0	(165.225)	(206.826)	-20,1
Lucro Líquido do Exercício	490.011	742.707	-34,0	1.767.791	1.693.565	4,4
Lucro atribuído aos:						
Acionistas da ENGIE Brasil Energia	489.707	742.397	-34,0	1.766.975	1.692.697	4,4
Acionista não controlador da Ibitiúva Bionergética S.A.	304	310	-1,9	816	868	-6,0
Número de Ações Ordinárias	815.927.740	815.927.740		815.927.740	815.927.740	
Lucro Líquido por Ação	0,6002	0,9099	-34,0	2,1656	2,0746	4,4

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

(Valores em R\$ mil)	3T20	3T19	9M20	9M19
Fluxo de Caixa das Atividades Operacionais				
Lucro antes dos tributos sobre o lucro	610.337	1.059.802	2.344.888	2.420.471
Conciliação do lucro com o caixa gerado nas operações:				
Resultado de participações societárias	(102.317)	(21.129)	(366.736)	5.680
Depreciação e amortização	223.392	225.787	691.534	620.541
Variação monetária	345.783	12.373	492.344	179.102
Juros	268.563	293.037	740.501	682.437
Remuneração de ativo de concessão	(138.391)	(89.808)	(293.483)	(281.930)
Perdas não realizadas em operações de trading, líquidos	(5.953)	(34.954)	6.630	(1.249)
Outros	2.277	19.075	(18.144)	5.001
Lucro Ajustado	1.203.691	1.464.183	3.597.534	3.630.053
Aumento (redução) nos ativos				
Contas a receber de clientes	(293.361)	(169.735)	(230.976)	(308.616)
Crédito de imposto de renda e contribuição social	(41.214)	1.926	(46.965)	(6.982)
Estoques	25.415	(10.303)	(17.801)	(99.032)
Depósitos vinculados e judiciais	26.295	1.053	(17.754)	2.652
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	3.772	3.772	11.317	11.317
Ativo financeiro de concessão	71.618	68.868	212.948	199.005
Ativo de contrato	(748.950)	(65.338)	(1.318.481)	(101.019)
Outros ativos	119.664	(114.902)	(89.087)	(32.947)
Aumento (redução) nos passivos				
Fornecedores	(49.833)	57.536	(89.538)	56.921
Outras obrigações fiscais e regulatórias	41.530	40.847	130.239	23.748
Obrigações com benefícios de aposentadoria	(7.785)	(7.250)	(22.777)	(21.758)
Outros passivos	55.263	10.892	70.096	9.617
Caixa Gerado pelas Operações	406.105	1.281.549	2.188.755	3.362.959
Pagamento de juros sobre dívidas, líquido de hedge	(160.816)	(177.527)	(390.110)	(376.320)
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	(83.483)	(121.400)	(250.823)	(323.991)
Caixa Líquido Gerado pelas Atividades Operacionais	161.806	982.622	1.547.822	2.662.648
Atividades de Investimento				
Aumento de capital em controladas em conjunto	-	-	-	(2.789.257)
Dividendos recebidos de controladas e controladas em conjunto	-	-	321.750	-
Aquisição de empresas, líquida de caixa e equivalentes de caixa	(694)	-	(328.889)	(680.612)
Aquisição de investimento	(327.158)	-	(327.158)	-
Aplicação no imobilizado e no intangível	(78.262)	(92.671)	(523.215)	(992.598)
Recebimento de indenizações por descumprimentos contratuais	-	71.886	-	71.886
Atividades de Financiamento	1.141.515	(884.734)	1.136.118	1.031.567
Captação de empréstimos e financiamentos	1.300.381	(188)	2.517.125	1.389.823
Emissão de debêntures	(2.046)	1.569.319	497.064	4.065.291
Ações preferenciais emitidas	476.757	-	476.757	-
Empréstimos e financiamentos pagos, líquidos de hedge	(84.977)	(87.328)	(545.630)	(341.693)
Debêntures pagas, líquidos de hedge	(500.001)	(1.535.008)	(596.130)	(1.623.870)
Pagamento de parcelas de concessões a pagar	(36.597)	(18.489)	(109.468)	(55.031)
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	22.047	(80.533)	151.047	(125.566)
Pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio	(29.484)	(725.592)	(1.240.918)	(2.260.648)
Pagamento de arrendamentos	(5.065)	(2.561)	(15.228)	(12.277)
Outros	500	(4.354)	1.499	(4.462)
Aumento (redução) de Caixa e Equivalentes de Caixa	897.207	77.103	1.826.428	(696.366)
Conciliação do Caixa e Equivalentes de Caixa				
Saldo inicial	-	1.642.323	3.870.261	2.415.792
Saldo final	897.207	1.719.426	5.696.689	1.719.426
Aumento (redução) de Caixa e Equivalentes de Caixa	897.207	77.103	1.826.428	(696.366)
Transações que não Envolveram o Caixa e Equivalentes de Caixa				
Dividendos destinados por controladas	-	-	321.750	-
Compensação de imposto de renda e contribuição social	(38.012)	6.721	(34.435)	17.964
Juros e variação monetária capitalizados	13.898	3.151	30.787	148.016
Transferência de imobilizado para outros ativos não circulantes	-	-	-	(2.926)
Fornecedores de imobilizado e intangível	88.594	98.894	27.491	29.122
Dividendos e juros sobre capital próprio reclamados	-	-	3.978	2.436
Crédito de PIS e COFINS sobre imobilizado	-	-	(29.413)	-
Ativos líquidos de controladas adquiridas	-	-	136.093	-
Valor justo dos direitos de projeto adquirido	-	-	236.021	-
Ágio	-	-	80.247	-
Aumento de capital em investidas por meio de transferências de ações	167.219	-	167.219	-