

ENGIE Brasil Energia S.A.

Relatório da Administração e Demonstrações Contábeis

Exercícios de **2021** e **2020**

CNPJ: 02.474.103/0001-19

NIRE: 42 3 0002438-4

R. Paschoal Apóstolo Pitsica, 5064

Agronômica - Florianópolis – SC

CEP 88025-255

ENGIE

EGIE B3 LISTED NM | IBOVESPA B3 | IEE B3 | ITAG B3 | ISE B3 | ICO2 B3 | TROFÉU TRANSPARÊNCIA 25 ANOS

ÍNDICE

Relatório da Administração 3
Balanços Patrimoniais 80
Demonstrações dos Resultados 82
Demonstrações dos Resultados Abrangentes 83
Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido 84
Demonstrações dos Fluxos de Caixa 85
Demonstrações dos Valores Adicionados 87
Nota 1 - Contexto operacional 89
Nota 2 - Apresentação das demonstrações contábeis 96
Nota 3 - Caixa e equivalentes de caixa 105
Nota 4 - Contas a receber de clientes 105
Nota 5 - Estoques 107
Nota 6 - Títulos e valores mobiliários 108
Nota 7 - Depósitos vinculados 108
Nota 8 - Prêmio de riscos a apropriar – repactuação do risco hidrológico 110
Nota 9 - Depósitos judiciais 111
Nota 10 - Ativo financeiro de concessão 111
Nota 11 - Ativo de contrato 113
Nota 12 - Outros ativos 116
Nota 13 - Investimentos 117
Nota 14 - Imobilizado 131
Nota 15 - Intangível 141
Nota 16 - Fornecedores 149
Nota 17 - Gerenciamento de riscos e instrumentos financeiros 149
Nota 18 - Empréstimos e financiamentos 164
Nota 19 - Debêntures 173
Nota 20 - Ações preferenciais resgatáveis 178
Nota 21 - Operações de arrendamento 179
Nota 22 - Concessões a pagar 183
Nota 23 - Imposto de renda e contribuição social a pagar 185
Nota 24 - Outras obrigações fiscais e regulatórias 186
Nota 25 - Obrigações trabalhistas 186
Nota 26 - Provisões 187
Nota 27 - Obrigações com benefícios de aposentadoria 193
Nota 28 - Imposto de renda e contribuição social diferidos 199
Nota 29 - Outros passivos 203
Nota 30 - Patrimônio líquido 205
Nota 31 - Dividendos e juros sobre o capital próprio 208
Nota 32 - Conciliação da receita operacional líquida 210
Nota 33 - Detalhamento dos gastos operacionais por natureza 213
Nota 34 - Resultado financeiro 215
Nota 35 - Conciliação dos tributos, no resultado 215
Nota 36 - Transações com partes relacionadas 217
Nota 37 - Informações por segmento 224
Nota 38 - Seguros 226
Nota 39 - Compromissos de longo prazo 227
Nota 40 - Informações complementares ao fluxo de caixa 230
Nota 41 - Eventos subsequentes 230
Comentários sobre o comportamento das projeções empresariais 232
Outras informações que a companhia entenda relevantes 235
Declaração dos Diretores da Companhia 239
Conselho de Administração 240
Diretoria Executiva 240
Departamento de Contabilidade 241
Relatório dos Auditores Independentes 242
Relatório Resumido do Comitê de Auditoria Estatutário 248
Parecer do Comitê de Auditoria Estatutário 251
Parecer do Conselho Fiscal 252

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

Senhoras e senhores acionistas,

A Administração da ENGIE Brasil Energia S.A. ("ENGIE Brasil Energia", "ENGIE" ou "Companhia") submete para apreciação o Relatório da Administração e as correspondentes Demonstrações Contábeis dos exercícios de 2021 e 2020, em conformidade com as práticas contábeis internacionais e as adotadas no Brasil. Acompanham este documento o relatório dos Auditores Independentes e os pareceres do Conselho Fiscal e Comitê de Auditoria referentes ao exercício social encerrado em 31.12.2021. As informações do Relatório da Administração estão apresentadas em milhões de reais e em base consolidada, exceto quando indicado de outra forma.

O presente documento cumpre a exigência da Lei n° 6.404/76, da Comissão de Valores Mobiliários (CVM) e do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico, da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). É destinado, prioritariamente, aos acionistas da Companhia, e mantido à disposição para acesso público nos *websites* da ENGIE Brasil Energia, da CVM e da B3 S.A. - Brasil, Bolsa, Balcão (B3). Em conformidade com a legislação brasileira, uma versão é publicada em veículos de mídia de Santa Catarina, estado onde a Companhia tem sede.

Em complemento a este Relatório, a ENGIE Brasil Energia publica, ao final de abril, o Relatório de Sustentabilidade, com conteúdo mais abrangente, desenvolvido conforme as diretrizes da Global Reporting Initiative (GRI) e da Sustainability Accounting Standards Board (SASB).

MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

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

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

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

O cenário descrito acima, para introduzir nosso Relatório da Administração 2021, demonstra o quanto estamos animados com o que o futuro nos reserva e, mais que isso, a dimensão de nosso papel como impulsionadores de mudanças positivas para o Brasil. Ao mesmo tempo em que expandimos as fontes renováveis na matriz elétrica nacional e ofertamos a infraestrutura necessária à retomada, potencializamos nosso compromisso histórico de atuação socioambiental nas comunidades das quais fazemos parte.

Nossa atuação:

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

Do ponto de vista estratégico, esse quadro confirmou a relevância da diversificação de nossas operações, por meio da expansão de outras fontes renováveis, especialmente eólica e solar, e também do ingresso em novos segmentos, tais como transmissão de energia e transporte de gás natural – atividade realizada pela Transportadora Associada de Gás S.A. – TAG. Aliada a nosso plano de crescimento, essa estratégia justifica o desempenho econômico-financeiro registrado pela Companhia em 2021. Somou-se aos resultados positivos o reconhecimento, no ano, dos efeitos das Leis n° 14.052/2020 e n° 14.182/2021, que possibilitaram a recuperação de custos relativos à repactuação do risco hidrológico, totalizando R$ 1,6 bilhão.

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

De forma responsável, fomentamos a visão de futuro da ENGIE Brasil Energia, assegurando, junto à remuneração dos acionistas, a competitividade necessária à expansão sustentável dos negócios, o que passa pela implantação de novos projetos de geração e infraestrutura. Entre eles está o Conjunto Eólico Campo Largo II, na Bahia, que entrou integralmente em operação comercial no mês de agosto.

Somados, nossos parques eólicos agora oferecem 1,2 GW de capacidade instalada, proporcionando desenvolvimento socioeconômico local e maior disponibilidade de energia renovável ao Sistema Interligado Nacional (SIN). A esse grupo de ativos se agregará o Conjunto Eólico Santo Agostinho – Fase I, que teve implantação iniciada em 2021. Localizado no Rio Grande do Norte, será o maior empreendimento eólico da ENGIE no Brasil, com capacidade instalada de 434 MW e investimento da ordem de R$ 2,3 bilhões (base dez/2020).

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

Como demonstra nosso histórico e cultura de segurança, para a ENGIE Brasil Energia a perda de vidas no ambiente de trabalho é inaceitável. Por isso, não medimos esforços em gerar planos de ação e correção que assegurem a aplicação efetiva de nossas diretrizes e práticas de saúde e segurança às empresas contratadas para a execução das obras. Nessa jornada, identificamos a emergência de ampliar a discussão sobre o tema no segmento de transmissão de energia e, como nova integrante desse segmento, a Companhia compartilha agora da responsabilidade por reverter esse cenário. Estamos certos de que essa contribuição terá impacto social relevante, dada a necessidade de acelerar a implantação desses empreendimentos no país.

Nossa visão de futuro:

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

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

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

No âmbito da comercialização, mantivemos o foco na excelência da entrega aos nossos clientes do Mercado Livre de Energia, aos quais oferecemos, em 2021, uma gama de soluções ancorada na digitalização. O Energy Place, nossa plataforma digital de relacionamento, agregou novas funcionalidades para atender aos consumidores livres. Com posicionamento comercial cada vez mais proativo, a Companhia vem ampliando sua capilaridade, preparada para captar e gerenciar clientes de diferentes perfis e fomentar o desenvolvimento de novos negócios, capturando as oportunidades esperadas para os próximos anos, decorrentes da maior abertura do mercado.

Em linha com nossa atuação para apoiar outras empresas a descarbonizarem suas operações, registramos crescimento significativo na adesão a contratos com garantia de origem, certificados de energia renovável e créditos de carbono. Nesse sentido, seguimos acompanhando os desdobramentos necessários à evolução do mercado de carbono no país, a partir das importantes definições estabelecidas pela COP26 – Conferência das Nações Unidas sobre as Mudanças Climáticas.

Nossos compromissos:

Construindo relações de valor, a parceria com nossos clientes vai muito além da esfera comercial. Prova disso foi o lançamento do Programa Parcerias do Bem, que os convida a se engajarem em nossas iniciativas de responsabilidade social, para fomentar o desenvolvimento sustentável em diferentes regiões do país, especialmente nas quais a ENGIE Brasil Energia está inserida. A partir disso, um dos projetos que ganhou força foi o Mulheres do Nosso Bairro, o qual, com o apoio de clientes da Companhia, teve seu segundo edital lançado em outubro com foco em promover capacitação e geração de renda para mais de 100 mulheres em 14 estados do país.

Ainda sobre nossos compromissos com a equidade de gênero, evoluímos nas iniciativas para acelerar a carreira de mulheres em Operação & Manutenção (O&M). Em Umburanas, na Bahia, onde está localizado um dos nossos parques eólicos, criamos bolsas exclusivas para mulheres em cursos de Auxiliar de Eletricista para Aerogeradores e Eletricista Básico. Devido ao amplo interesse despertado, o projeto também será replicado no Rio Grande do Norte.

Olhando para 2021, o exercício de priorizar o essencial possibilitou que, mesmo em meio a tantos desafios, a Companhia seguisse entregando resultados de valor para seus mais diversos *stakeholders* – colaboradores, investidores, clientes e comunidades, entre outros, sem deixar de lado as lições aprendidas durante o percurso.

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

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

Maurício Stolle Bähr
Presidente do Conselho de Administração

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

PREMIAÇÕES E RECONHECIMENTOS CONQUISTADOS EM 2021

- Classificada na **23ª posição entre as 100 companhias mais sustentáveis do mundo**, conforme o ranking **"Global 100" 2021,** publicado pela Revista **Corporate Knights.**

- **Integrante da Carteira 2022 do Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) da B3 –** pelo 17° ano consecutivo, desde a criação do ISE.

- **Integrante da Carteira 2022 do Índice Carbono Eficiente (ICO2) da B3** pela segunda vez – desde que se habilitou à avaliação, como participante do IBRX100.

- **Melhor Empresa da América Latina, na categoria Meio Ambiente, no Sustainability Award 2021**, promovido pelo Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID), em parceria com a revista Latin Trade.

- **Presença na lista Clean 200**, composta por empresas de capital aberto que têm parte significativa da receita gerada por produtos e serviços voltados a soluções para o planeta, liderando a transição energética. A avaliação é realizada pela revista Corporate Knights, junto à entidade As You Sow.

- **Destaque do setor de energia** no **Melhores e Maiores 2021**, classificação da Revista Exame**.**

- Vencedora do **Troféu Transparência da Associação Nacional Executivos de Finanças, Administração e Contabilidade (Anefac)** – na categoria "Empresas com receita líquida acima de R$ 8 bilhões", pela 12ª vez.

- **Primeiro lugar** no **Prêmio Abraconee 2021** (Associação Brasileira dos Contadores do Setor de Energia Elétrica) – **Melhor Divulgação de Informações Contábeis** na categoria "Companhias de Grande Porte".

- Presença no ***Ranking*** **da Revista Institutional Investor (Electric & Other Utilities – Latin America),** com as seguintes classificações:

  - ENGIE Brasil Energia: 1ª posição no setor;
  - Melhor CEO: 1ª posição *overall* e *sell-side;*
  - Melhor CFO: 2ª posição *sell-side;*
  - Melhor Programa de RI*:* 1ª posição *sell-side;*
  - Melhor profissional de RI*:* 2ª posição *overall* e 1ª *buy-side;*
  - Melhor *Analyst Day:* 1ª posição *sell-side;*
  - Melhores divulgações ESG: 3ª posição *overall*, e 1ª *sell side.*

EVOLUÇÃO DO DESEMPENHO

Indicador	2021	2020	2019	Variação 2021 x 2020	Variação 2021 x 2019
Operacionais e comerciais					
Usinas em operação	68	60	60	8	8
Capacidade instalada operada (MW)	9.939,4	10.431,2	10.431,2	-4,7%	-4,7%
Capacidade instalada própria (MW)	8.218,7	8.710,5	8.710,5	-5,6%	-5,6%
Capacidade instalada própria de fontes renováveis (%)	7.873,7	7.508,5	7.580,5	4,9%	4,9%
Venda de energia (GWh)	35.801	37.957	37.925	-5,7%	-5,6%
Venda de energia (MWm)	4.087	4.321	4.329	-5,4%	-5,6%
Preço médio líquido de vendas (R$/MWh)	202,9	193,4	189,5	4,9%	7,1%
Número de clientes atendidos (ACL)	689	720	621	-4,3%	11,0%
Econômico-financeiros (R$ milhões)					
Receita operacional líquida	12.541	12.259	9.804	2,3%	27,9%
Ebitda ajustado (Lajida)	7.217	6.427	4.842	12,3%	49,0%
Lucro líquido ajustado	2.369	2.686	2.102	-11,8%	-12,8%
Dívida total (empréstimos, financiamentos, debêntures e APR)	20.587	16.672	14.437	23,5%	42,6%
Investimentos	3.407	4.013	4.903	-15,1%	-30,5%
Proventos por ação (R$)	2,50	2,47	1,53	1,2%	63,4%
Ambientais					
Mudas doadas e plantadas (milhares)	475	360	404	31,9%	17,6%
Participantes – programa de visitas e educação ambiental (milhares)	133	33	90	303,0%	47,8%
Retirada de água (milhares de megalitros)	488,0	459,3	426,6	6,2%	14,4%
Resíduos gerados (milhões de toneladas)	2,532	2,526	2,064	0,2%	22,7%
Percentual de resíduos recuperados (%)	82,2	82,9	99,9	-0,8%	-17,7%
Intensidade de emissões de CO_2 ($KgCO_2$/MWh) – Participação Societária	183,2	211,4	152,4	-13,3%	20,2%
Investimentos em Resp. Social (R$ mil)					
Investimentos em responsabilidade social – recursos não incentivados	7.078	7.504	4.035	-5,7%	75,4%
Investimentos em responsabilidade social – recursos incentivados (Rouanet, FIA, etc)	11.105	15.130	21.841	-26,6%	-49,2%
Capital humano					
Número de colaboradores na ENGIE Brasil Energia (em 31 de dezembro)	1.201	1.538	1.398	-21,9%	-14,1%
Percentual de mulheres na força de trabalho	24,4%	19,9%	19,1%	4,5 p.p	5,3 p.p
Investimento em treinamento e desenvolvimento profissional (R$ milhões)	4,6	3,8	5,6	21,1%	-17,9%
Total de horas de treinamento	60.033	66.064	74.986	-9,1%	-19,9%
Taxa de Frequência (TF) operação e manutenção*	0,568	1,203	Não disp.	↓	Não disp.
Taxa de Gravidade (TG) empregados próprios**	0,000	0,006	Não disp.	↓	Não disp.
Taxa de Frequência (TF) obras*	1,649	0,561	Não disp.	↑	Não disp.

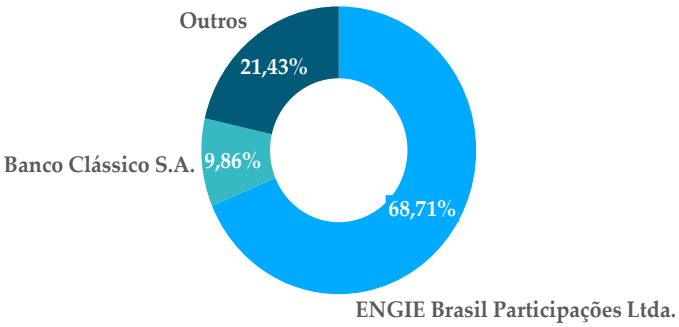
* *TF = nº de acidentes do trabalho ocorridos em cada milhão de horas de exposição ao risco.*

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

A COMPANHIA

A ENGIE Brasil Energia atua como uma plataforma de investimento em infraestrutura em energia, presente nos segmentos de geração centralizada e distribuída, comercialização, *trading* e transmissão. À essas atividades se soma o transporte de gás natural, realizado pela Transportadora Associada de Gás – TAG, na qual a Companhia detém participação acionária. Assim, as operações abrangem, de forma direta, 21 estados brasileiros.

Estrutura acionária



Com capital social totalizando R$ 4.903 milhões, ao final de 2021, a ENGIE Brasil Energia possui 815.927.740 ações ordinárias listadas na B3, sob o código EGIE3. Integra também o mercado de balcão norte-americano, negociando *American Depositary Receipts (ADRs)* Nível I, identificada como EGIEY – na relação de um ADR para cada ação ordinária.

Segmentos de atuação ENGIE Brasil Energia

TRANSMISSÃO

- 2 Sistemas em implantação, desde 2019
- ~ **2.800 km** de linhas de transmissão
- 14 subestações

GERAÇÃO

- **23** anos de atuação
- **68** usinas operadas
- **8.218,7 MW** capacidade instalada própria

TRADING

- Início das operações em 2018
- **5.782** GWh de energia vendida
- **13,9%** do total comercializado

GERAÇÃO SOLAR DISTRIBUÍDA

- **2.637** sistemas fotovoltaicos instalados desde 2016
- **72,4 MWp** de capacidade instalada

TRANSPORTE DE GÁS

- **32,5%** de participação na TAG, adquirida em 2019
- **4.500 km** de gasodutos em operação, em três regiões brasileiras

MISSÃO: Oferecer soluções inovadoras e sustentáveis em energia.

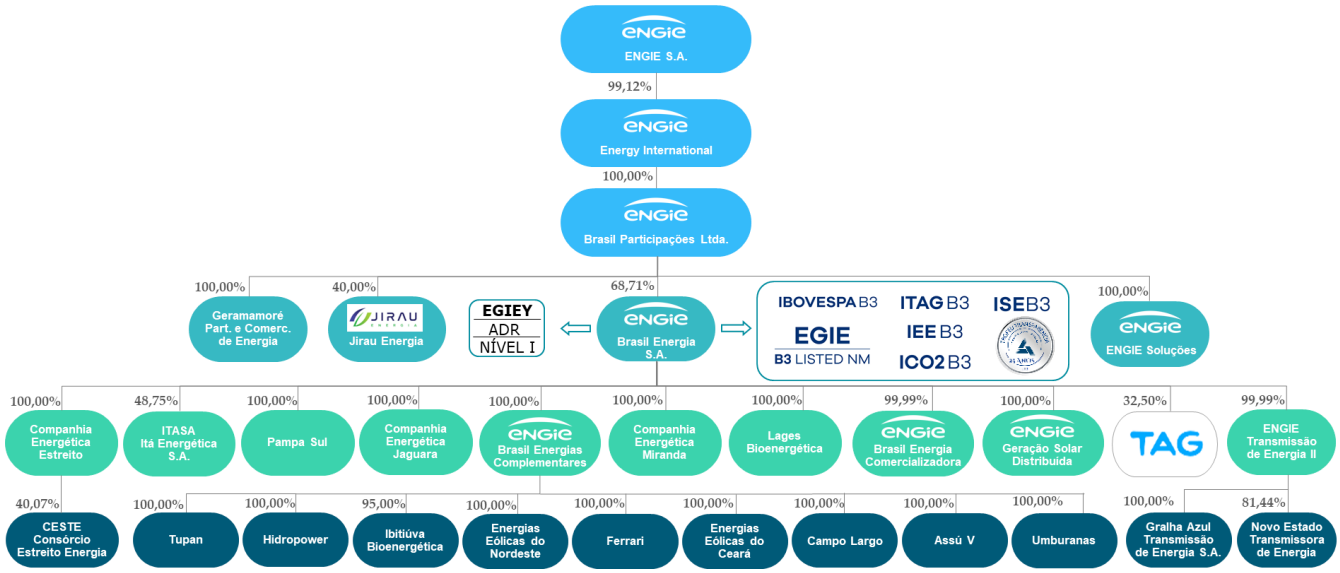
VISÃO: Transformar a relação das pessoas com a energia para um mundo sustentável.

VALORES: Profissionalismo, cooperação, espírito de equipe, respeito ao meio ambiente, criação de valor, ética.

Estrutura societária

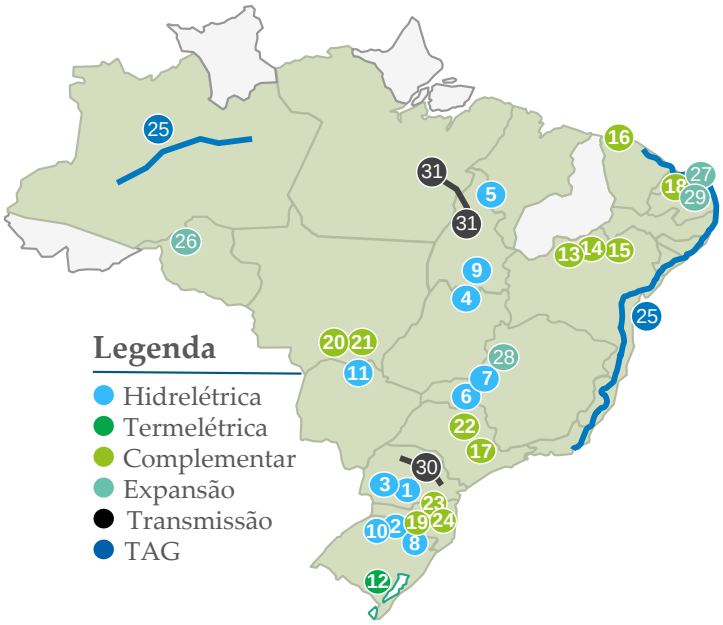
A ENGIE Brasil Energia controla subsidiárias e mantém participações em consórcios concessionários de usinas que compõem seu parque gerador – conforme detalha o infográfico a seguir. Em 2021, a principal alteração registrada na estrutura societária foi a venda do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (Diamante Geração), em consequência da estratégia de descarbonização da Companhia, anunciada há mais de cinco anos.

Estrutura societária* (em 31.12.2021)



** Organograma simplificado*

Portfólio e localização dos ativos (em 31.12.2021)



Detalhamento dos ativos (em 31.12.2021)

	Usinas Hidrelétricas	Capacidade instalada total (MW)	Garantia física total (MWm)	Proprie-dade	Capacidade instalada própria (MW)	Garantia física própria (MWm)	Vencimento da concessão/ autorização[1]
1	Salto Santiago	1.420,0	733,3	100%	1.420,0	733,3	20.11.2030
2	Itá	1.450,0	740,5	69,0%	1.126,9	564,7	30.12.2032
3	Salto Osório	1.078,0	502,6	100%	1.078,0	502,6	10.04.2031
4	Cana Brava	450,0	260,8	100%	450,0	260,8	15.01.2036
5	Estreito	1.087,0	641,1	40,1%	435,6	256,9	15.01.2043
6	Jaguara	424,0	341,0	100%	424,0	341,0	22.06.2048
7	Miranda	408,0	198,2	100%	408,0	198,2	24.06.2048
8	Machadinho	1.140,0	547,1	19,3%	403,9	165,3	07.10.2035
9	São Salvador	243,2	148,2	100%	243,2	148,2	01.06.2040
10	Passo Fundo	226,0	113,1	100%	226,0	113,1	10.04.2031
11	Ponte de Pedra	176,1	133,6	100%	176,1	133,6	12.03.2037
	Total	**8.102,3**	**4.359,5**		**6.391,7**	**3.417,7**	

	Usinas Termelétricas	Capacidade instalada total (MW)	Garantia física total (MWm)	Proprie-dade	Capacidade instalada própria (MW)	Garantia física própria (MWm)	Vencimento da concessão/ autorização
12	Pampa Sul	345,0	323,5	100%	345,0	323,5	30.03.2050
	Total	**345,0**	**323,5**		**345,0**	**323,5**	

	Usinas Complementares	Capacidade instalada total (MW)	Garantia física total (MWm)	Proprie-dade	Capacidade instalada própria (MW)	Garantia física própria (MWm)	Vencimento da concessão/ autorização
13[2]	Conjunto Campo Largo II (Eólico)	361,2	192,5	100%	361,2	192,5	10.12.2054
14[3]	Conjunto Umburanas I (Eólico)	360,0	213,3	100%	360,0	213,3	03.08.2050
15[2]	Conjunto Campo Largo I (Eólico)	326,7	166,5	100%	326,7	166,5	03.08.2050
16[4]	Conjunto Trairi (Eólico)	212,6	97,2	100%	212,6	97,2	04.02.2045
17	Ferrari (Biomassa)	80,5	35,6	100%	80,5	35,6	26.07.2042
18	Assu V (Solar)	34,0	9,2	100%	34,0	9,2	07.06.2051
19	Lages (Biomassa)	28,0	13,7	100%	28,0	13,7	28.10.2032
20	Rondonópolis (PCH)	26,6	14,0	100%	26,6	14,0	18.12.2032
21	José G. da Rocha (PCH)	24,4	11,9	100%	24,4	11,9	18.12.2032
22	Ibitiúva (Biomassa)	33,0	17,3	69,3%	22,9	13,6	05.04.2030
23	Nova Aurora P&D (Solar)	3,0	0,3	100%	3,0	0,3	não aplicável
24	Tubarão P&D (Eólica)	2,1	0,3	100%	2,1	0,3	não aplicável
	Total	**1.492,1**	**771,8**		**1.482,0**	**768,1**	
	Total geral	**9.939,4**	**5.454,8**		**8.218,7**	**4.509,3**	

	Gasodutos	Extensão	Proprie-dade	Estações de Compressão	Vencimento da concessão/ autorização
25	Transportadora Associada de Gás (TAG)	4.500 km	32,5%	11	De 2039 a 2041

	Expansão - Geração	Capacidade instalada total (MW)	Garantia física total (MWm)	Proprie-dade	Capacidade instalada própria (MW)	Garantia física própria (MWm)	Vencimento da concessão/ autorização
26[5]	Jirau (Hidro)	3.750,0	2.211,6	40%	1.500,0	883,2	13.08.2043
27[6]	Conjunto Eólico Santo Agostinho - Fase I (Eólico)	434,0	218,0	100%	434,0	218,0	-
28[7]	Conjunto Fotovoltaico Paracatu (Solar)	158,3	34,0	100%	158,3	34,0	17.06.2051
29[8]	Conjunto Fotovoltaico Floresta (Solar)	101,5	25,1	100%	101,5	25,1	17.06.2051

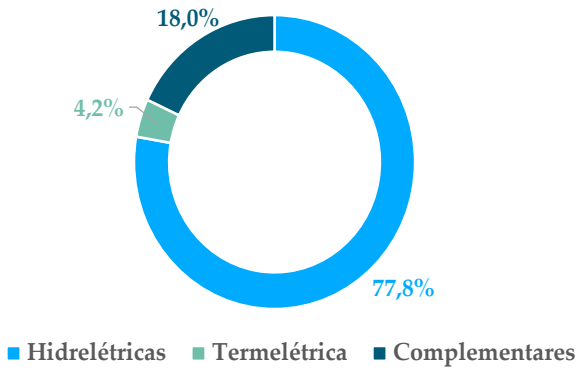
	Expansão - Transmissão	Extensão	Proprie-dade	Subestações	Vencimento da concessão/ autorização
30	Gralha Azul	1.000 km	100%	5	03.2048
31	Novo Estado	1.800 km	100%	1	03.2048

(1) Já considera a extensão de concessões das Usinas Hidrelétricas, decorrente da adesão à repactuação do risco hidrológico de que trata a Lei nº 14.052/2020.
(2) Conjunto composto por 11 centrais eólicas.
(3) Conjunto composto por 18 centrais eólicas.
(4) Conjunto composto por oito centrais eólicas.
(5) A transferência da participação de 40,0% da ENGIE Brasil Part. na Usina Hidrelétrica Jirau para a Companhia deverá ser avaliada oportunamente.
(6) Conjunto composto por 14 centrais eólicas.
(7) Conjunto composto por quatro centrais fotovoltaicas
(8) Conjunto composto por três centrais fotovoltaicas.

Geração

Ao final de 2021, o parque gerador da ENGIE Brasil Energia apresentava 8.218,7 MW de capacidade instalada própria. Desse total, 95,8% correspondem a fontes renováveis – das 68 usinas operadas pela Companhia, eram 11 hidrelétricas, 49 eólicas, três a biomassa, duas solares fotovoltaicas, duas Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e uma termelétrica convencional. Com controle integral de 64 desses ativos, a ENGIE Brasil Energia participa dos demais por meio de consórcios que detêm a concessão ou autorização para operar.

Matriz energética da ENGIE Brasil Energia – capacidade instalada própria



O incremento significativo no percentual de fontes renováveis – que era de 86,2% em 2020 – tem base em dois fatores. O primeiro foi o início da operação, em janeiro de 2021, do Conjunto Eólico Campo Largo II, localizado na Bahia, com 361,2 MW de capacidade instalada. O segundo, com efeito mais impactante, foi a venda, para o Fundo de Investimento Fram Capital, da Diamante Geração de Energia Ltda, a qual detém a totalidade dos ativos que compõem o Complexo Termelétrico Jorge Lacerda – ativo localizado em Santa Catarina com capacidade instalada de 857 MW, que utiliza carvão mineral como fonte de geração.

A venda está alinhada à estratégia de descarbonização da Companhia, em execução ao longo dos últimos anos. Cabe destacar que a negociação foi realizada após um longo processo de análises internas e engajamento com *stakeholders* – comunidade, parceiros comerciais e autoridades estaduais e federais, entre outros. Esse processo foi fundamental para assegurar o encaminhamento adequado do ponto de vista socioeconômico, dada a relevância do Complexo para a economia local.

À Termelétrica Pampa Sul, única usina a carvão remanescente no portfólio da ENGIE Brasil Energia, será dado encaminhamento similar. A Companhia continua a sondar potenciais compradores para o ativo, em um movimento planejado para desfecho ainda em 2022.

Extensão do prazo das concessões das usinas hidrelétricas

Com a vigência das Leis n° 14.052/2020 e n° 14.182/2021, foram estabelecidas novas condições para a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica, de modo que os titulares de usinas hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) serão compensados pelos efeitos decorrentes de dois fatores:

(i) restrições ao escoamento da energia em função do atraso na entrada em operação ou do início da operação em condição técnica insatisfatória das instalações de transmissão de energia elétrica; e
(ii) diferença entre a garantia física outorgada na fase de motorização e os valores da agregação efetiva de cada unidade geradora motorizada ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

Conforme determinam as Leis, a compensação deve ser realizada por meio da extensão do prazo de outorga, limitada a sete anos e definida com base em parâmetros aplicados pela Aneel.

Posteriormente, a Resolução Normativa Aneel n° 895 estabeleceu a metodologia para o cálculo da compensação, bem como os procedimentos para a repactuação do risco hidrológico. Todas as usinas hidrelétricas da Companhia se enquadram como elegíveis à compensação prevista, tendo suas concessões estendidas pelo prazo apresentado no quadro ao lado.

Extensão do prazo de concessão de hidrelétricas da ENGIE Brasil Energia (conforme Resolução Homologatória 2.932/21)

Usina Hidrelétrica	Prazo de extensão (em dias)
Salto Santiago	784
Itá	806
Salto Osório	925
Cana Brava	872
Estreito	1.876
Jaguara	177
Miranda	179
Machadinho	1.180
São Salvador	1.136
Passo Fundo	925
Ponte de Pedra	894

Transporte de gás

Maior transportadora de gás natural do Brasil, a TAG possui uma infraestrutura de 4.500 km de gasodutos de alta pressão, que se estende por todo o litoral do Sudeste e Nordeste e mais um trecho entre Urucu e Manaus, no Amazonas, atravessando 10 estados brasileiros e quase 200 municípios.

A rede de gasodutos possui diversos pontos de interconexão, entre eles, 10 distribuidoras de gás, 12 pontos de entrada de gás ativos (incluindo três terminais de Gás Natural Liquefeito (GNL)) e 91 pontos de saída de gás, além de 11 estações de compressão e de atender refinarias, plantas de fertilizantes e usinas termelétricas.

Estrutura societária - 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 nove anos, com a Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), por meio de contratos vigentes.

A empresa vem trabalhando no desenvolvimento de soluções que promovam a ampliação do acesso de novos agentes ao sistema de transporte de gás natural, o que é fundamental para o crescimento do setor e para a atração de mais investimentos em toda a cadeia, dentro do contexto de desverticalização do setor e abertura do mercado de gás no Brasil. Em janeiro de 2021, a TAG e a Proquigel, empresa integrante do Grupo Unigel, assinaram contrato interruptível de serviço de transporte de gás para abastecimento de duas fábricas de fertilizantes operadas pela petroquímica, na Bahia e em Sergipe, por um ano. Ao longo de 2021, foram entregues 3,3 milhões de metros cúbicos (MMm³) de gás por dia. Este foi o primeiro contrato relevante de transporte de gás assinado com um novo agente.

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

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

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

Detalhamento dos Contratos - TAG

Gasoduto	Tamanho (km)	Maturidade do Contrato	Volumes Contratados (MM m³/dia)	% da Receita Operacional Líquida	Índice de reajuste
Gasene	1.400	nov-33	30,3	40,7%	46% Cesta IGP**; 54% US PPI
Malha Nordeste	2.000	dez-25	21,6	23,3%	IGP-M
Pilar-Ipojuca	200	nov-31	15,0	6,3%	IGP-M
Urucu-Manaus	800	nov-30	6,7	29,7%	50% IGP-M; 50% IPCA
Lagoa Parda-Vitória*	100	dez-22	0,7	0,0%	IGP-M
Total	**4.500,0**		**74,3**	**100,0%**	

** Início do faturamento em 01/01/2022.*

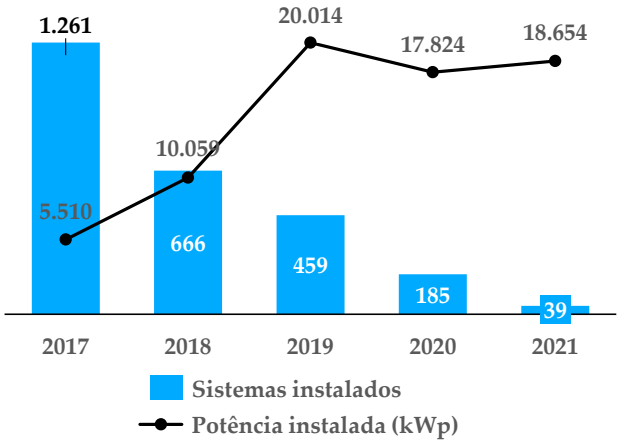
*** 1/3 IGP-M, 1/3 IPA; 1/3 IGP-DI.*

Geração solar distribuída

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

O ano de 2021 totalizou 39 usinas implantadas, que correspondem a cerca de 18,6 MWp. Desde o início de suas operações, a empresa atingiu um total de 2.637 sistemas instalados, somando 72,4 MWp de capacidade instalada.

Número de unidades e potência instalada



A EGSD está focada atualmente em desenvolver projetos industriais para grandes consumidores, na modalidade BOT (*Build, Operate and Transfer*), e ao longo do ano assinou acordos para estudos e desenvolvimentos que somam 80 MWp.

GOVERNANÇA CORPORATIVA

Valor fundamental à nossa cultura corporativa, a ética ancora todas as ações e relacionamentos desenvolvidos pela ENGIE Brasil Energia, que se empenha em conduzir de forma transparente – junto a acionistas e demais *stakeholders* – suas iniciativas voltadas à gestão sustentável de riscos e oportunidades. Com base nesse compromisso, a Companhia mantém estrutura e práticas de governança que asseguram a conduta íntegra dos negócios, alinhada aos preceitos do Novo Mercado – segmento de listagem da B3 do qual faz parte, formado por empresas com regras societárias mais rigorosas, que ampliam os direitos de investidores minoritários.

No sentido de aperfeiçoar essa estrutura e as boas práticas relacionadas, foi criada em 2021 a Gerência de Governança, Riscos e Controles, que tem por atribuição coordenar as ações de gestão de riscos, o programa de controles internos, o Sistema Integrado de Gestão (SIG) e o planejamento estratégico. A centralização dessas frentes de trabalho em uma Unidade Organizacional fortalece a geração de valor, dada a oportunidade de sinergia e complementariedade entre as atividades.

Além da nova Gerência, a Companhia conta com um Comitê de Auditoria Estatutário – composto por três membros, dos quais dois são conselheiros independentes – uma área de Auditoria Interna, com reporte ao Conselho de Administração, e um Conselho Fiscal, que exerce função de supervisão e controle, prestando contas diretamente aos acionistas. Somam-se à essa estrutura, para apoiar a tomada de decisão, 14 Fóruns dedicados a temas específicos: Financeiro, Energia, Transmissão, Ética, Gerenciamento de Riscos, Governança Tributária, Inovação, Performance Humana, Processos, Segurança de Barragens, Segurança em Sistemas de Controle Industrial, Seguros, Sustentabilidade e Produtos.

Responsáveis pelo direcionamento estratégico e sua efetiva implementação, Conselho de Administração e Diretoria Executiva têm nessa estrutura o apoio necessário à condução dos negócios, calcada na identificação assertiva e no devido tratamento a riscos e oportunidades, com foco em ações preventivas e corretivas diante dos diversos desafios envolvidos nas atividades.

Com vistas à evolução contínua das práticas da Companhia, o Conselho de Administração analisa regularmente a aderência da gestão às recomendações do Código Brasileiro de Governança Corporativa. Como resultado dessa avaliação, a ENGIE Brasil Energia publica um informe anual, no qual sinaliza os princípios e práticas, previstos no documento, aplicados em sua gestão – justificando os eventualmente não aderidos. O informe está disponível no *website* corporativo: www.engie.com.br/investidores/governanca-corporativa/.

Políticas e diretrizes de gestão

Aprovadas pelo Conselho de Administração, as diretrizes corporativas da ENGIE Brasil Energia expressam nossas intenções e compromissos em relação a diversos aspectos envolvidos na gestão. Aplicáveis a toda estrutura organizacional, esses documentos são compartilhados com os *stakeholders*, com destaque para:

- *Código de Ética e Guia de Práticas Éticas*: apresenta padrões e valores de ética, transparência, respeito e integridade a serem seguidos por todos que direta ou indiretamente se envolvem em ações de responsabilidade da Companhia.

- *Política de Combate à Corrupção e Suborno*: estabelece o compromisso de obedecer a todas as leis de prevenção à corrupção e ao suborno na realização dos negócios. Assim, busca assegurar a eficácia do sistema corporativo de gestão antissuborno, atestado pela certificação ISO 37001, conquistada pela ENGIE Brasil Energia em 2021.

- *Política de Gestão Sustentável*: expressa as diretrizes da Companhia em relação a qualidade, gestão da energia, meio ambiente, mudanças do clima, saúde e segurança no trabalho, responsabilidade social e engajamento de partes interessadas.

- *Política de Direitos Humanos*: registra os compromissos relacionados à proteção dos direitos humanos em projetos e operações, incluindo cuidados relativos à cadeia de valor.

- *Política de Investimentos e Derivativos*: elenca critérios para a aplicação de recursos disponíveis no mercado financeiro e limites para a utilização de derivativos.

- *Política de Divulgação de Informações e de Negociação de Ações*: define práticas de divulgação e uso de informações corporativas, além da política de negociação de valores mobiliários de emissão da ENGIE Brasil Energia, como ações e debêntures.

- *Política de Gestão de Riscos e Oportunidades*: busca manter e melhorar o valor, a reputação e a motivação interna da Companhia, encorajando a tomada de risco razoável em termos legais, aceitável e economicamente viável.

- *Políticas de Indicação, de Remuneração e Avaliação de Conselheiros, Diretores e Membros dos Comitês:* conferem maior transparência às atividades e procedimentos da Alta Gestão da Companhia.

- *Política de Privacidade e Proteção de Dados Pessoais*: estabelece princípios, padrões e responsabilidades sobre uso e armazenamento seguro de informações pessoais ou corporativas as quais a Companhia tem acesso a partir de suas interações.

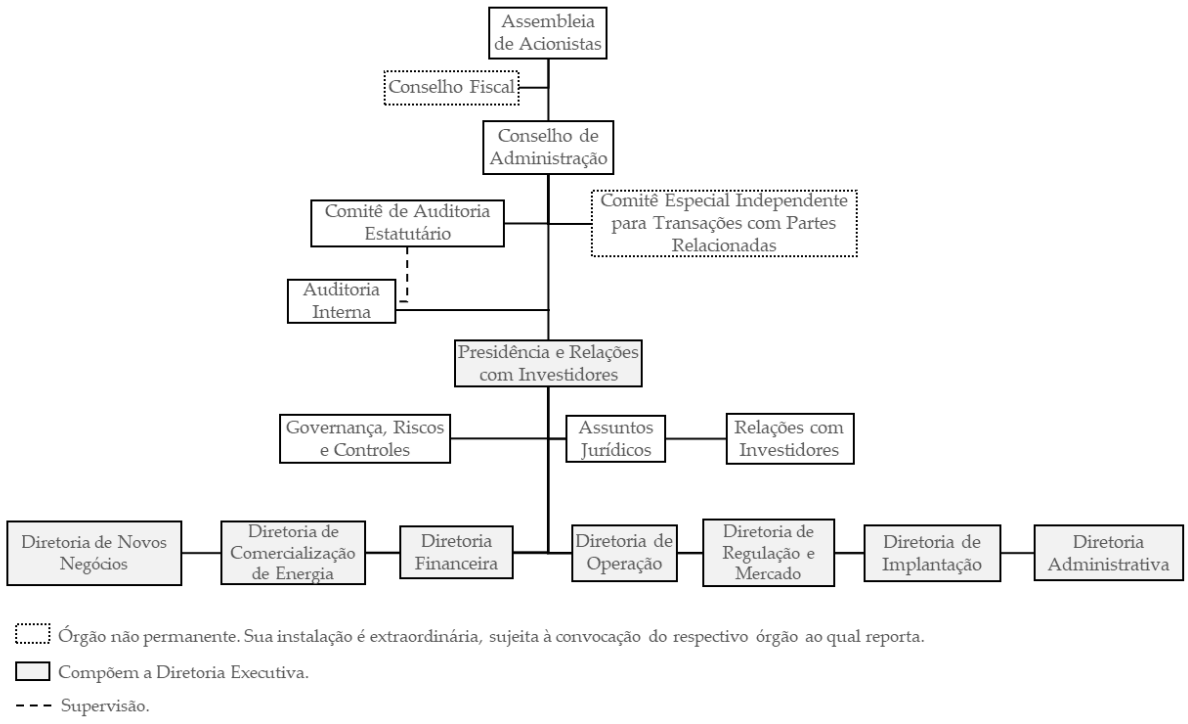
Todos esses documentos estão disponíveis para acesso público no link:

https://www.engie.com.br/investidores/governanca-corporativa/estatuto-social-codigos-e-politicas/.

Estrutura da Administração

Na estrutura de governança da ENGIE Brasil Energia, a Assembleia Geral dos Acionistas (AGA) constitui a instância máxima decisória, seguida por Conselho de Administração e Diretoria Executiva.

Organograma da Administração (em 31.12.2021)



Conselho de Administração

Responsável por estabelecer a estratégia corporativa e as diretrizes para sua execução, o Conselho de Administração avalia aspectos e impactos econômicos, operacionais e socioambientais relacionados às atividades da Companhia. Para tanto, os conselheiros se reúnem ordinariamente para análise de performance, supervisão de políticas e práticas e orientação da Diretoria Executiva.

Refletindo o compromisso da ENGIE Brasil Energia em relação à governança íntegra e diversa, o Conselho não abrange membros com função executiva, tem 30% de conselheiros independentes e inclui duas mulheres, ampliando a presença feminina na alta gestão.

Conselho de Administração (em 31.12.2021)*

Titulares	Suplentes
Maurício Stolle Bähr ***Presidente***	***Gustavo Henrique Labanca Novo***
Paulo Jorge Tavares Almirante ***Vice-presidente***	Sylvie Marie Vicente ep. Credot
Adir Flávio Sviderskei ***Representante dos colaboradores***	Rubens José Nascimento *Representante dos colaboradores*
Dirk Achiel Marc Beeuwsaert	Gil de Methodio Maranhão Neto
Karin Koogan Breitman ***Conselheira independente***	Manoel Arlindo Zaroni Torres *Conselheiro independente*
Manoel Eduardo Lima Lopes ***Conselheiro independente e representante dos acionistas minoritários***	Raquel da Fonseca Cantarino *Conselheira independente e representante dos acionistas minoritários*
Paulo de Resende Salgado ***Conselheiro independente***	Antonio Alberto Gouvêa Vieira *Conselheiro independente*
Pierre Jean Bernard Guiollot	Richard Jacques Dumas
Simone Cristina de Paola Barbieri	Andre de Aquino Fontenelle Cangucú

**Empossado em 28 de abril de 2020, para um mandato de dois anos.*

Conselho Fiscal

Constitui um órgão colegiado, à parte da Administração, de caráter independente – sua instalação ocorre anualmente, se exigida por acionistas, conforme prevê a Lei das Sociedades por Ações. Representando os acionistas, tem como principal atribuição verificar o cumprimento dos deveres legais e estatutários por parte dos administradores.

Assim, as atividades do Conselho Fiscal incluem a aprovação do Relatório Anual da Administração e das Demonstrações Contábeis, além das propostas corporativas a serem submetidas à Assembleia Geral – relativas à modificação do capital social, emissão de debêntures ou bônus de subscrição, planos de investimento ou orçamentos de capital, distribuição de dividendos, transformação, incorporação, fusão ou cisão.

Conselho Fiscal (em 31.12.2021)

Titulares	Suplentes
Waltamir Barreiros	Manuel Eduardo Bouzan de Almeida
Carlos Guerreiro Pinto	Vespasiano Pinto Salerno
Milre Felix Neto ***Representante dos acionistas minoritários***	Anderson Paiva Martins *Representante dos acionistas minoritários*

Comitê de Auditoria Estatutário

Apoia o Conselho de Administração, em caráter permanente, nas diversas frentes de controles internos, tais como avaliar a contratação e destituição dos serviços de auditoria independente; revisar as Demonstrações Financeiras; e acompanhar as atividades da Auditoria Interna e de controles internos. Em complemento, analisa e monitora as exposições de risco e recomenda, sempre que pertinente, a revisão de políticas corporativas.

Designado pelo Conselho, é formado por, no mínimo três membros – dos quais um deve ser conselheiro independente e outro deter reconhecida experiência em assuntos de contabilidade societária.

Comitê de Auditoria Estatutário (em 31.12.2021)*

Membros
Paulo de Resende Salgado *Membro Independente do Conselho de Administração e Coordenador do Comitê de Auditoria*
Manoel Eduardo Lima Lopes *Membro Independente do Conselho de Administração*
Carla Carvalho de Carvalho

**Empossado em 14 de maio de 2020, para um mandato de dois anos.*

Auditoria Interna

Atividade independente e objetiva de avaliação tempestiva e de consultoria, integra a estrutura de governança como uma Unidade Organizacional que se reporta ao Conselho de Administração, supervisionada pelo Comitê de Auditoria. Focada em adicionar e proteger valor da Companhia e aprimorar suas operações, elabora um plano de trabalho anual, que considera os riscos de maior impacto ao negócio e à execução do planejamento estratégico.

Validado pelo Conselho de Administração, esse plano contempla aspectos gerais e demandas específicas recebidas dos Comitês de Auditoria e Estratégico, dos Conselhos de Administração e Fiscal e da Diretoria Executiva – tanto da ENGIE Brasil Energia quanto suas empresas controladas.

Diretoria Executiva

Designada pelo Conselho de Administração e eleita em Assembleia Geral, a Diretoria Executiva conduz a aplicação efetiva da estratégia. Coordenadas pelo Diretor-Presidente, oito Diretorias atuaram de forma colegiada em 2021, com abordagem matricial dos temas envolvidos nos negócios – uma delas, de Implantação, foi criada no início do ano, com foco na construção de ativos, sob responsabilidade de Márcio Daian Neves.

Diretoria Executiva (em 31.12.2021)

Nome	Cargo
Eduardo Antonio Gori Sattamini	Diretor-Presidente e de Relações com Investidores
Gabriel Mann dos Santos	Diretor de Comercialização de Energia
Guilherme Slovinski Ferrari	Diretor de Novos Negócios
José Luiz Jansson Laydner	Diretor de Operação
Luciana Moura Nabarrete	Diretora Administrativa
Marcelo Cardoso Malta	Diretor Financeiro
Márcio Daian Neves	Diretor de Implantação
Marcos Keller Amboni	Diretor de Regulação e Mercado

Ética e integridade

A fim de orientar todas as atividades e relacionamentos que desenvolve, a ENGIE Brasil Energia mantém diretrizes claras quanto ao seu posicionamento íntegro. Além do Código de Ética e a Política de Combate à Corrupção e ao Suborno, compartilhados com todos os *stakeholders*, documentos internos balizam a conduta de conselheiros, diretores e administradores em relação ao tema – com destaque para a Política de Privacidade e Proteção de Dados Pessoais e os Guias de Ética nas Relações com Fornecedores e de Relacionamento com Consultores de Negócios.

Processos de *due diligence*, auditorias, disposições contratuais e um rigoroso programa de controle interno fortalecem a cultura de *compliance* e gestão de riscos. Junto a essas iniciativas, a Companhia tem intensificado os treinamentos e campanhas de sensibilização sobre o tema.

Em 2021 foi dada continuidade à atualização dos colaboradores em relação a preceitos éticos essenciais, tais como combate a fraudes e corrupção, brindes e hospitalidades, conflito de interesses e Direitos Humanos. Dada a relevância crescente do tema, foram realizados treinamentos específicos sobre segurança cibernética, abrangendo riscos relacionados a ataques virtuais, aspectos críticos conectados aos procedimentos de trabalho e ações de prevenção.

Foram também realizadas palestras e discussões adicionais sobre ética e temas correlatos, como assédio no ambiente de trabalho, além de campanhas internas sobre conflito de interesses e um evento especial para celebrar o Dia Internacional de Combate à Corrupção, em 9 de dezembro. Em todas essas oportunidades de interação, foi reforçada a divulgação do Canal de Denúncias (veja a seguir), estimulando os colaboradores a utilizarem a plataforma, bem como a consultarem gestores para o esclarecimento de dúvidas sobre a aplicação das políticas corporativas relativas ao tema.

Boas práticas na cadeia de valor

Conforme estabelece a nova política de *Due Diligence* da ENGIE, é obrigatória a realização de avaliação ética para todos os fornecedores de materiais e serviços. Essa avaliação abrange, especialmente, exposições a riscos relacionados a Direitos Humanos e Corrupção.

Grupos de fornecedores considerados críticos para esses temas passam por uma análise ainda mais detalhada, de acordo com as especificidades e a dimensão dos impactos relacionados.

Após esse processo, os riscos identificados são analisados pela área de Ética e Compliance da controladora, ENGIE Brasil, e compartilhados, junto às recomendações pertinentes, com as equipes envolvidas no relacionamento – o que inclui, em alguns casos, o Departamento de Ethics, Compliance e Privacy da ENGIE (na França).

Em 2021, a Companhia 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 somos signatários. Ao longo do ano, a ENGIE Brasil Energia passou pelo processo de certificação da ISO 37001, referente à Sistemas de Gestão Antissuborno – anteriormente a certificação se aplicava à controladora no Brasil, o que incluía nossas operações, mas agora a certificação se aplica estritamente à gestão da Companhia.

Dúvidas ou denúncias sobre ética

Dedicado a receber relatos e manifestações relacionadas a questões éticas, o Canal de Denúncias, mantido pela Companhia desde 2019, pode ser acessado pelos *stakeholders* por meio do site https://www.canalintegro.com.br/engiebrasil ou do telefone 0800 580 2586 (ligação gratuita).

Gerenciado por uma empresa especializada, o Canal assegura o absoluto sigilo de todas as manifestações recebidas, com garantia de não retaliação. Assim como os demais canais mantidos pela Companhia para essa finalidade, a apuração das denúncias é conduzida pelo Fórum de Ética da ENGIE Brasil Energia.

Entre as denúncias apuradas ao longo de 2021, não foram registrados casos de corrupção. Porém, quatro denúncias de discriminação / assédio foram constatadas como procedentes, gerando a implementação de medidas corretivas. Dessas, três envolviam colaboradores diretos da ENGIE Brasil Energia, enquanto uma se deu exclusivamente entre empregados de uma contratada – sendo a Companhia informada do fato e das medidas corretivas aplicadas pela prestadora de serviços.

ESTRATÉGIA

Dedicado a construir um sistema de energia de baixo carbono, o Grupo ENGIE anunciou, em maio de 2021, seu reposicionamento em âmbito global. Energia renovável, infraestrutura de energia distribuída e gases renováveis seguem no centro da estratégia de expansão da empresa em todo mundo, orientando investimentos e operações que acelerem a transição energética.

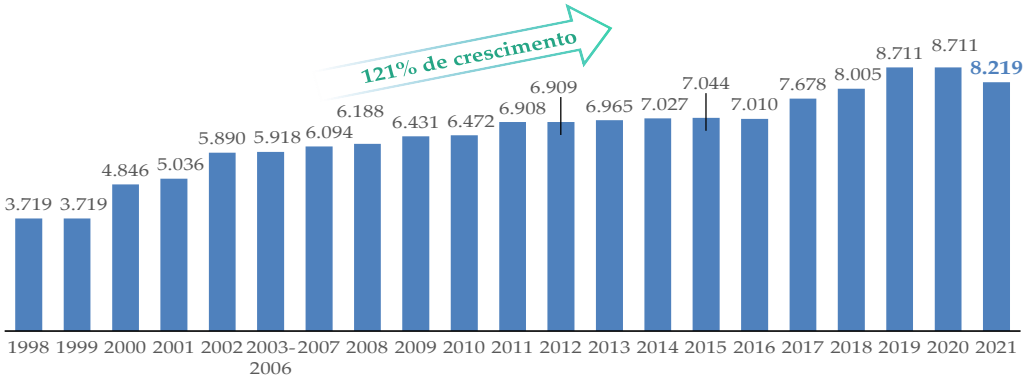
Nesse contexto, o Brasil desempenha papel fundamental, consolidando a ENGIE Brasil Energia em uma posição privilegiada, no país e no mundo, para responder aos desafios e oportunidades envolvidos no movimento de descarbonização. Para exercer seu protagonismo, a Companhia estrutura sua estratégia corporativa a partir de três eixos, que direcionam objetivos de médio e longo prazos.



Expansão e diversificação

Para crescer de forma sustentável, com altas taxas de retorno e riscos adequados o perfil do negócio, a ENGIE Brasil Energia seleciona criteriosamente seus investimentos, em projetos que demonstrem viabilidade econômica, operacional e socioambiental. Aliada à captação de recursos a custos competitivos, a experiência da Companhia em planejar e executar a implantação de ativos constitui um pilar da estratégia de expansão dos negócios, se refletindo tanto no crescimento da capacidade de geração de energia renovável quanto no ingresso em outros segmentos do setor nos últimos anos.

Evolução da capacidade instalada própria em operação (em MW)



Expansão

Conjuntos Fotovoltaicos Paracatu e Floresta

O Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia instalou um Comitê Especial Independente para Transações com Partes Relacionadas (CPR), para avaliar a potencial aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos Paracatu e Floresta (Paracatu e Floresta). Ambos os ativos foram contratados no Segundo Leilão de Energia de Reserva de 2015, promovido pela Aneel (Leilão Aneel 009/2015), pela Solaire Direct, empresa adquirida pelo Grupo ENGIE naquele ano. O total de energia solar contratado foi de 59,1 MW médios, pelo prazo de 20 anos. Nos termos do Regulamento do CPR, o mesmo é composto por membros do Conselho de Administração, em sua maioria Conselheiros Independentes, sendo os demais membros Diretores da Companhia.

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

Já o Conjunto Fotovoltaico Floresta está na cidade de Areia Branca (RN) e conta com capacidade instalada de 101,5 MWp, tendo contratado 25,1 MW médios ao preço de R$ 357,78/MWh (base nov/2020), reajustado pelo IPCA. A operação comercial iniciou em dezembro de 2017.

No terceiro trimestre de 2021 foi concluída a contratação das consultorias que apoiaram o processo. Para a *due diligence* legal e apoio na negociação do contrato de compra e venda foi contratado o escritório de advocacia Machado, Meyer, Sendacz e Opice Advogados. Para a *due diligence* contábil, financeira, tributária e trabalhista, foi contratado o escritório da Mazars Cabrera Assessoria, Consultoria e Planejamento Empresarial, e a *due diligence* técnica ficou a cargo da Intertechne Consultores. A Apsis Consultoria Empresarial emitirá a opinião sobre a avaliação e geração de valor dos ativos (*fairness opinion*) e o Bradesco será o *Financial Advisor* do processo.

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

Jirau Energia

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

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

Em maio de 2017, a ENGIE Brasil Participações (EBP) divulgou a contratação do Banco Itaú BBA S.A. para a prestação de serviços de assessoria financeira na preparação de estudo econômico-financeiro para elaboração de proposta de transferência para a ENGIE Brasil Energia de sua participação de 40% na ESBR Participações S.A. (ESBRpar), detentora de 100% do capital social da Jirau Energia, e sua participação de 100% na Geramamoré Participações e Comercializadora de Energia Ltda. A avaliação da transferência foi colocada em espera, aguardando condições mais favoráveis para que as discussões sejam retomadas.

Em 2021 a Usina gerou 1.898,5 MW médios, 10,2% acima dos 1.722,8 MW médios de 2020, com Fator de Disponibilidade do Operador Nacional do Sistema (FID) de 99,3%.

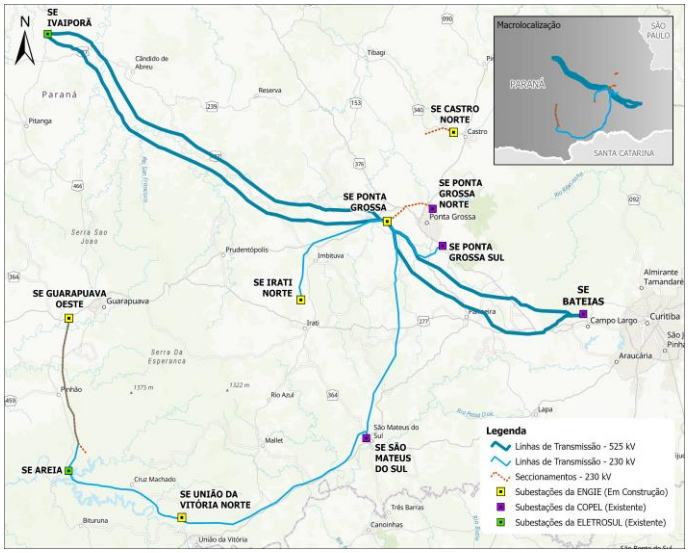
Projetos de Transmissão em Implantação

Sistema de Transmissão Gralha Azul

Com cerca de 1.000 quilômetros de extensão, localizado no estado do Paraná, o empreendimento prevê também a instalação de cinco novas subestações de energia e ampliação de outras cinco existentes. O prazo de concessão do serviço público de transmissão, incluindo o licenciamento, construção, montagem, operação e manutenção das instalações de transmissão é de 30 anos, contados a partir da data da assinatura do contrato de concessão, com prazo limite para início da operação da linha de transmissão em 9 de março de 2023.

Ao fim de 2021, a implantação do Sistema de Transmissão Gralha Azul atingiu 98,7% de avanço geral, restando as atividades de lançamento de cabos das linhas de transmissão e conclusão do comissionamento, atendendo os prazos previstos no contrato federal de concessão. As primeiras linhas foram energizadas em 21 de agosto, e ao fim de 2021, seis linhas já estão energizadas, prestando serviço de transmissão e gerando receitas com a operação comercial do empreendimento – equivalente à 6,5% da Receita Anual Permitida (RAP) foi efetivada.

Localização – Gralha Azul (Paraná)

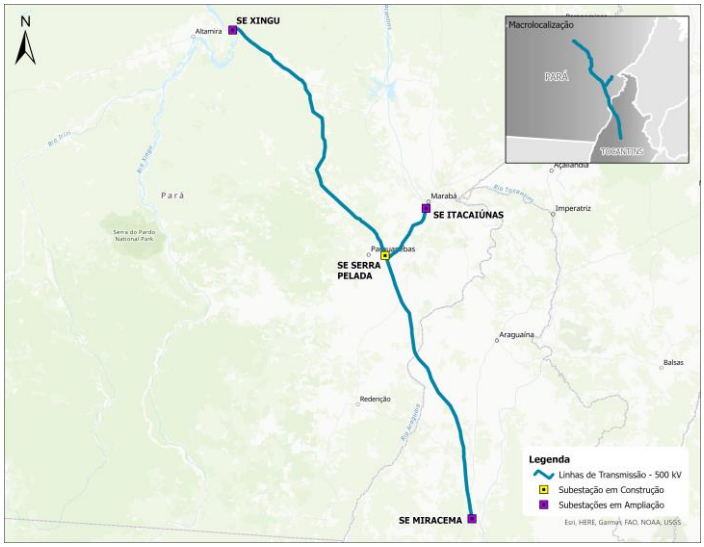


A operação comercial dos grupos de instalações de transmissão, que irão permitir o recebimento de aproximadamente 95% RAP do projeto, está prevista para ocorrer no primeiro trimestre de 2022, garantindo antecipação planejada em relação ao prazo limite do contrato de concessão e adiantando a solução de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

Sistema de Transmissão Novo Estado

O objeto da concessão é a construção, operação e manutenção de aproximadamente 1.800 quilômetros de linhas de transmissão, uma nova subestação e expansão de outras três subestações existentes nos estados do Pará e Tocantins, pelo prazo de 30 anos. A licença de instalação do empreendimento foi emitida pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente (Ibama). O prazo limite para início da operação dos sistemas de transmissão é 9 de março de 2023.

Localização – Novo Estado (Pará e Tocantins)



Ao final de 2021, o avanço geral do projeto Novo Estado estava em 91,5%. As obras estão em andamento, tendo atingido 92% das fundações das torres concluídas, 79% da montagem e 56% do lançamento dos cabos condutores das linhas de transmissão. No mês de dezembro foi concluído o comissionamento das Subestações Serra Pelada e Itacaiúnas e da linha de transmissão Serra Pelada – Itacaiúnas. Esse conjunto de ativos foi energizado em 19 de dezembro, iniciando a operação comercial parcial do projeto e efetivando o recebimento de 9,2% da RAP do empreendimento.

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

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

Projeto eólico em implantação

Conjunto Eólico Santo Agostinho – Fase I

Com capacidade instalada total de 434 MW, que será atingida com a implantação de 70 aerogeradores Siemens Gamesa de 6,2 MW cada, a primeira fase do conjunto eólico está localizada nos municípios de Lajes e Pedro Avelino, a aproximadamente 120 km da Cidade de Natal (RN). Esta fase demandará investimentos da ordem de R$ 2,3 bilhões (base dez/2020) e gerará mais de mil empregos diretos na região, tendo sido viabilizada por meio da venda da energia a clientes do mercado livre.

Em junho de 2016, foi emitida a licença prévia pelo Instituto de Desenvolvimento Sustentável e Meio Ambiente (Idema), órgão ambiental do estado do Rio Grande do Norte, declarando o empreendimento ambientalmente viável, e até agosto de 2021, foram obtidas todas as licenças de Implantação, bem como as respectivas anuências do Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional (IPHAN) para os parques eólicos.

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

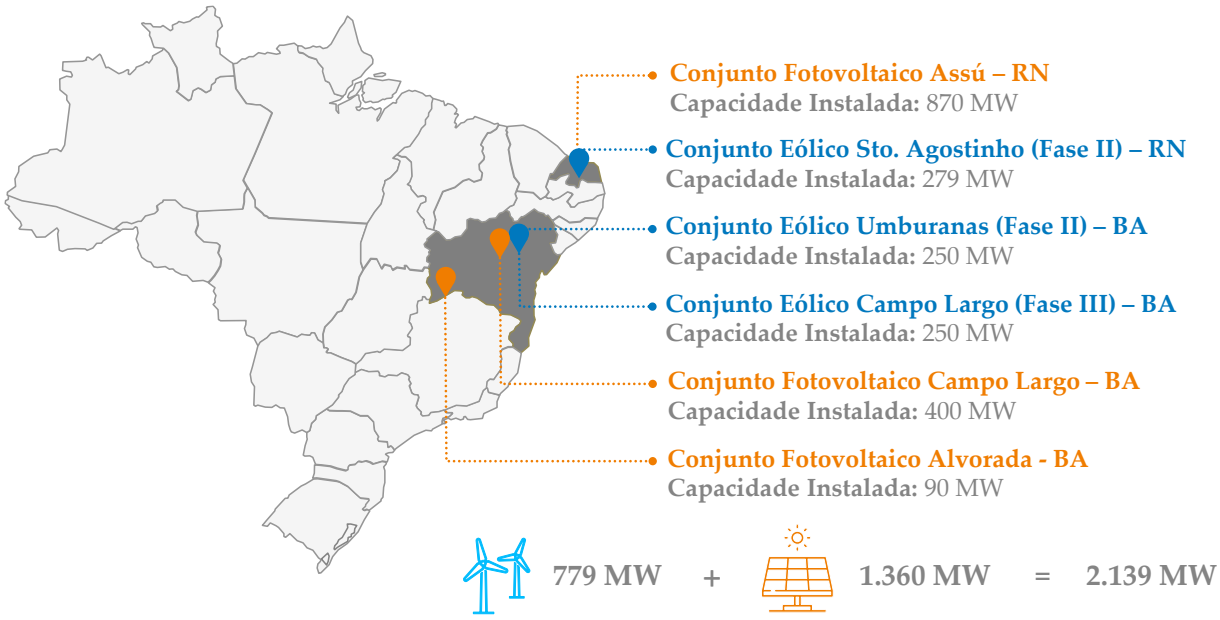
Ao final de 2021, o avanço das obras do BoP (*Balance of Plant*, excluindo os aerogeradores) atingiu 27,4%, sendo executadas atualmente nos parques eólicos as atividades de supressão de vegetação, construção de acessos, escavação e concretagem das bases dos aerogeradores e a implantação das redes de Média Tensão. Continuam avançando também as atividades de construção da Subestação Coletora. O progresso geral da obra está em 7,7%. A entrada em operação dos primeiros parques está prevista até o fim de 2022.

Projetos em desenvolvimento

Atenta ao compromisso de ampliar a geração por fontes renováveis, a fim de acelerar a transição da matriz elétrica brasileira, a ENGIE Brasil Energia mantém diversos projetos em fase de desenvolvimento – ou seja, com estudos de viabilidade em etapa avançada, que podem ou não ser implementados. Somados, esses projetos de usinas fotovoltaicas e complexos eólicos podem agregar 2,1 GW à capacidade instalada da Companhia – que avalia tanto *greenfields* (projetos ainda a serem construídos) quanto aquisições de empreendimentos já operacionais.

Nesse sentido, um dos destaques de 2021 foi a aquisição do projeto do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, localizado no município de Assú, no Rio Grande do Norte. Com cerca de 750 MW de capacidade instalada, em área contígua às áreas dos projetos Assú I, II, III, IV e V, de cerca de 150 MW, localizados no município de Assú (RN), o projeto terá capacidade instalada total aproximada de 900 MW. A implantação do Conjunto busca sinergias com a Central Fotovoltaica Assú V (30 MW), que entrou em operação comercial em dezembro de 2017.

Projetos em Desenvolvimento



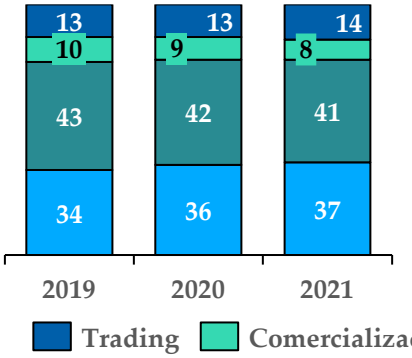
Dinamismo comercial e na gestão de portfólio

A atuação comercial da ENGIE Brasil Energia se dá tanto no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), por meio de leilões organizados pela Aneel, quanto no Ambiente de Contratação Livre (ACL), com contratos firmados diretamente com empresas ou comercializadoras. Nesse último, a estratégia da comercialização de energia guarda duas vantagens competitivas importantes em relação a outros *players* do setor: a gestão do portfólio de energia e a dinâmica comercial adotada.

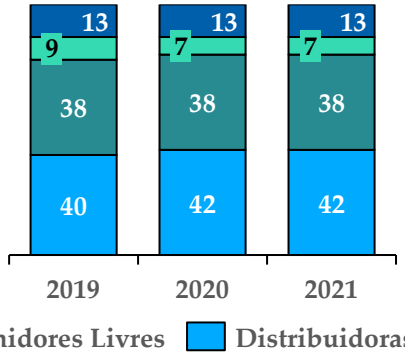
Isso porque a Companhia, como uma das maiores geradoras de energia do país, detém lastro para ofertar aos clientes livres condições competitivas de curto e longo prazos, aliado à agilidade e à dinâmica que caracterizam sua posição de agente privado e global, conectado às oportunidades e demandas do mercado.

Em 2021, os consumidores livres (com exceção de CCEE e outras receitas) representaram 40,7% das vendas físicas, queda de 0,8 p.p. se comparados a 2020. Já na receita operacional líquida, esse mesmo grupo representou 37,6%, em linha quando comparado a 2020.

Participação de clientes nas vendas físicas (%)

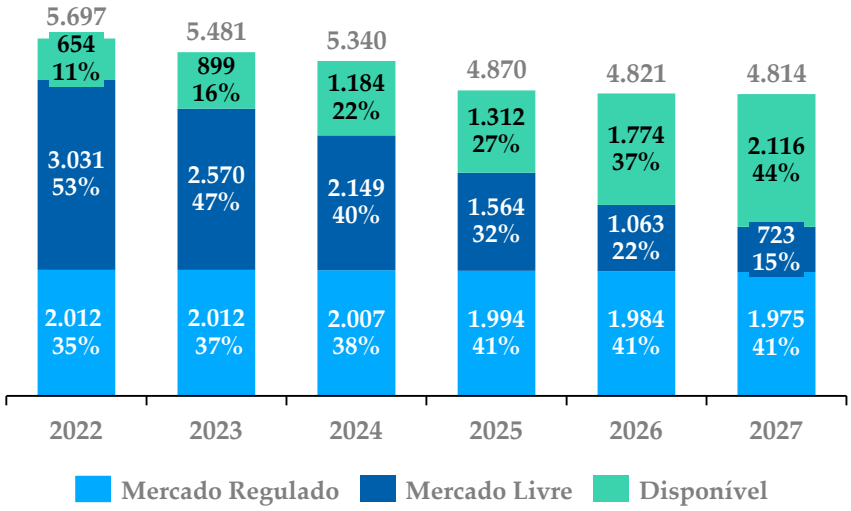


Participação de clientes nas vendas contratadas que compõem a receita operacional líquida (%)



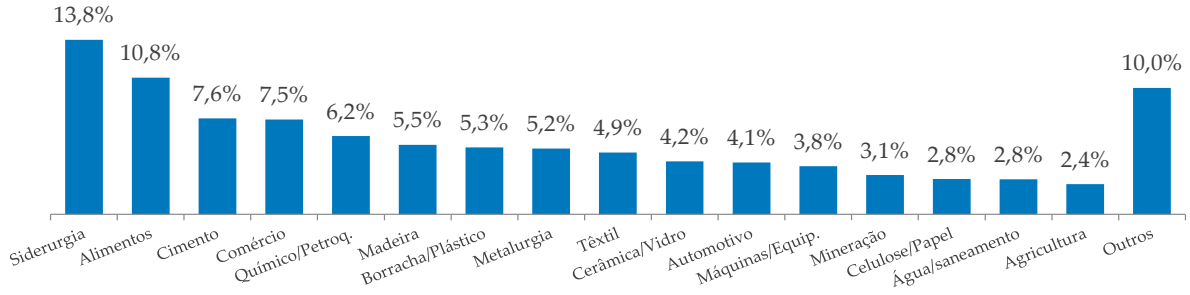
De acordo com os dados de capacidade comercial própria e contratos de compra e venda vigentes em 31.12.2021, apresentamos no gráfico ao lado a síntese do balanço de energia da Companhia.

Balanço de Energia (% do total; em MWm)



Por meio de nossos mecanismos de gestão de portfólio, minimizamos o risco de exposição de curto prazo, evitando o pagamento de valores elevados na energia quando a geração hidrelétrica apresenta déficit – o que vem ocorrendo repetidamente nos últimos anos. Em complemento, aplicamos uma dinâmica comercial impulsionada pela diversificação da carteira, composta por clientes de diferentes portes e setores, a fim de compensar eventuais impactos de conjunturas negativas em determinados segmentos e, assim, reduzir excessivos riscos de exposição setorial.

Diversificação do portfólio de clientes



Ao final de 2021, a Companhia mantinha contratos com 689 clientes livres, queda de 4,3% frente aos 720 registrados no ano anterior. O número de unidades consumidoras cresceu – foi de 1.639 em 2020 para 1.758 em 2021, alta de 7,3%. De acordo com a última pesquisa de satisfação realizada junto a esse público, no último trimestre de 2021, 90,0% dos clientes disseram estar satisfeitos ou muito satisfeitos com a ENGIE Brasil Energia, 2,5 p.p. inferior ao observado em 2020. Já o *Net Promoter Score* (NPS), que mede o quanto o cliente recomendaria a ENGIE a outras empresas, foi de 69,6%, 2,4 p.p. acima do obtido em 2020.

Como um dos agentes líderes na comercialização de energia no ACL, ENGIE Brasil Energia acompanha a evolução desse mercado, que tende a se expandir nos próximos anos – com a ampliação da faixa de consumo de clientes elegíveis –, gerando novas oportunidades de contratação e relacionamento. Junto à energia de fontes renováveis, oferecemos soluções complementares, com foco em geração solar distribuída e descarbonização – créditos de carbono, atestados de consumo de energia elétrica de fontes renováveis (I-RECs) ou contratos especiais para garantir eletricidade livre de emissões (ENGIE-REC), utilizados pelos clientes para reduzir ou compensar suas emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE).

Destaque nas ações comerciais em 2020, o Energy Place, plataforma digital dedicada a relacionamento com agentes do ACL (clientes e não clientes) foi aperfeiçoada em 2021, com o lançamento de novas funcionalidades. Uma delas permite a solicitação de propostas para a compra de energia no mercado de longo prazo, de forma ágil e digital – a aquisição de curto prazo está disponível na plataforma desde 2020. Outra novidade é a possibilidade de sazonalização da energia, informando volumes mensais demandados, de acordo com os limites mínimos e máximos estabelecidos, o que amplia a flexibilidade no gerenciamento dos contratos aos clientes.

Inovação e transição carbono net zero

A transição para uma economia de carbono neutro requer soluções cada vez mais inovadoras, as quais, além de oferecerem produtos e serviços disruptivos a segmentos em expansão – como o Mercado Livre de Energia – gerem ganho incremental em processos e práticas corporativos. Ciente dessa demanda, a ENGIE Brasil Energia tem na inovação um aspecto transversal à estratégia dos negócios, fomentando o desenvolvimento de projetos inovadores junto ao público interno e a outros *stakeholders*.

Internamente, a Companhia fomenta a cultura inovadora por meio de iniciativas, políticas e ferramentas que estimulam a participação criativa dos colaboradores na busca por soluções para questões econômicas, operacionais, administrativas e socioambientais. Da mesma forma, compartilha esses desafios com parceiros externos – de universidades a startups, passando por entidades de terceiro setor – para cooperação em Pesquisa & Desenvolvimento, o que também se reverte, muitas vezes, em avanços científicos e tecnológicos.

A partir dessas e outras práticas, a ENGIE Brasil se manteve, em 2021, entre as 150 empresas mais inovadoras do país, de acordo com o Prêmio Valor Inovação Brasil, promovido anualmente pelo Jornal Valor Econômico, em parceria com a Strategy& – consultoria da PwC. Com o tema "Inovação em segurança de dados: desafios e oportunidades", a edição de 2021 avaliou práticas de inovação de empresas de diferentes portes e setores, atuantes em todo o país.

A seguir, são destacadas as principais frentes de inovação da Companhia.

Pesquisa e Desenvolvimento (P&D)

Alinhado à cultura de inovação aberta, o Programa de Pesquisa e Desenvolvimento se dá por meio de parcerias com empresas, universidades e instituições de pesquisa. Segue, assim, as disposições da Lei n° 9.991/2000, que determina investimento de 1% da receita operacional líquida anual das empresas de energia em atividades de P&D.

Em 2021, a ENGIE Brasil Energia destinou R$ 72,8 milhões ao Programa, de acordo com a seguinte distribuição:

- R$ 20,6 milhões para o Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT);

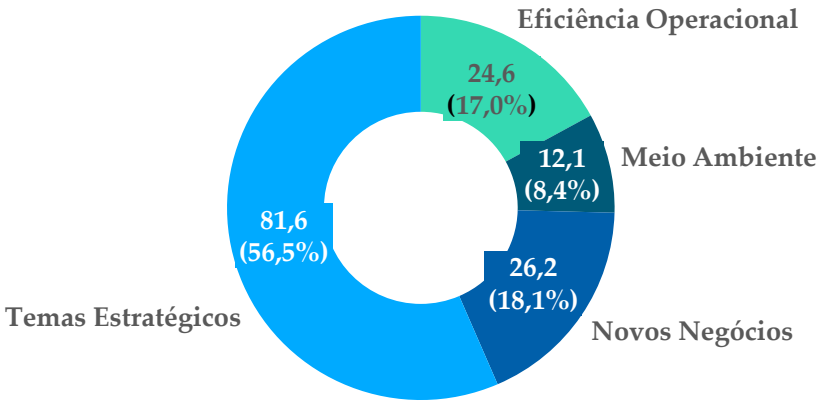
- R$ 10,3 milhões ao Ministério de Minas e Energia (MME), para custeio da Empresa de Pesquisa Energética (EPE);

- R$ 13,1 milhões à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), para custeio da modicidade tarifária (conforme Lei 14.120 de março de 2021);

- R$ 28,8 milhões em 14 projetos que integravam a carteira em execução.

Ao todo, o portfólio atual de projetos soma R$ 144,5 milhões em investimentos. O gráfico ao lado apresenta uma visão geral do aporte no Programa, conforme áreas focais das pesquisas.

P&D ENGIE Brasil Energia: projetos em andamento 2021 (R$ milhões e % do total)



Entre os projetos desenvolvidos em 2021, destaca-se a continuidade da implantação do primeiro aerogerador nacional de grande porte, com 4,2 MW de potência, executado em parceria com a WEG – empresa brasileira especializada na fabricação de máquinas elétricas – e das Centrais Elétricas de Santa Catarina (Celesc), empresa de distribuição de eletricidade do Estado de Santa Catarina.

Ao final do ano, o protótipo de 4,2 MW se encontrava em fase final de comissionamento, sendo testado na cidade de Tubarão (SC), já conectado ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Após a etapa de testes, deverá ser iniciada a fase de certificação.

De forte caráter inovador, em 2019 esse projeto já tinha sido pioneiro ao executar a primeira certificação de um aerogerador de grande porte (2,1 MW) no Hemisfério Sul. Para essa nova turbina eólica, de 4,2 MW, além da certificação está planejada a execução da primeira campanha de ensaios de afundamento de tensão de um aerogerador no Brasil.

Também ao final de 2021, a ENGIE Brasil Energia lançou, pela primeira vez na história do Programa de P&D da Companhia, uma chamada pública para financiamento de projetos de Pesquisa e Desenvolvimento com o tema "Impactos das mudanças do clima e do uso da terra no setor elétrico brasileiro". As iniciativas selecionadas para receber recursos – cerca de R$ 4 milhões, ao todo – poderiam ser propostas por profissionais vinculados a empresas ou instituições de ensino e pesquisa, com foco em impactos (futuros) para o setor elétrico no Brasil e América do Sul.

A Chamada previa projetos distribuídos em cinco linhas de pesquisa (i) paleoclimatologia; (ii) mudanças futuras nos padrões atmosféricos e oceânicos sul-americanos (com impacto sobre fontes de energia renováveis); (iii) quantificação das fontes de umidade para as regiões hidrográficas de relevância na produção de energia; (iv) modelagem climática regional com aplicação à previsibilidade de eventos significativos (estiagens); e (v) quantificação dos efeitos das mudanças da cobertura do solo nas componentes do ciclo hidrológico regional. As propostas selecionadas deverão ser desenvolvidas em, no máximo, 24 meses.

LinkLab

Para se manter próxima de startups, agentes fundamentais ao ecossistema de inovação, a ENGIE Brasil Energia integra o LinkLab, programa da Associação Catarinense de Tecnologia (ACATE) dedicado a potencializar a sinergia entre pequenas e grandes empresas no desenvolvimento de projetos inovadores. Em 2021, nos conectamos diretamente a três *startups* para o desenvolvimento de Provas de Conceito (*Proof of Concept* - POC) em três diferentes áreas da Companhia: Comercial, Meio Ambiente e Suprimentos. As POC foram bem-sucedidas, gerando resultados positivos para a gestão corporativa.

Programa Inove

Focado em fortalecer a cultura da inovação entre nossos colaboradores, o "Inove" é o programa de incentivo voltado a melhorias de processos, especialmente os operacionais, que resultam em reduções de custos, aumento da segurança e ganho de eficiência. Na edição de 2021, o Programa reconheceu e recompensou 86 colaboradores participantes, com 26 ideias aprovadas – as quais têm retorno financeiro estimado em R$ 4,5 milhões.

GESTÃO DE RISCOS E OPORTUNIDADES

Aprovada pelo Conselho de Administração, a Política de Gestão de Riscos e Oportunidades orienta a conduta interna do tema, compartilhada entre a Diretoria e demais gestores, com desdobramentos nas atividades desenvolvidas por todos os colaboradores. Para apoiar essa gestão, a Companhia conta com o Fórum de Gerenciamento de Riscos, formado por profissionais de diferentes áreas, atuando no exercício de identificar, compreender e classificar riscos conforme sua probabilidade de ocorrência e impactos decorrentes em âmbito financeiro, estratégico, operacional e reputacional.

Realizado de forma transversal e sistêmica, esse exercício é voltado a três objetivos principais:

- Criar e manter resultados, reputação e motivação interna;
- Encorajar a exposição ao risco, em nível razoável quanto a aspectos regulatórios, operacionais, econômicos, socioambientais e de governança;
- Assegurar da conformidade legal das ações, bem como seu alinhamento aos valores, políticas e compromissos da ENGIE Brasil Energia.

A Matriz de Riscos e Oportunidades Empresariais registra os resultados das análises realizadas internamente, direcionando a atuação corporativa. Em 2021, para fortalecer mecanismos de gestão, a Companhia reuniu as atividades da segunda linha de defesa em uma única Unidade Organizacional, chamada Governança, Riscos e Controles Internos (GRC), que passou a ser responsável, entre outras atribuições, pela atualização da Matriz, a qual classifica os riscos da seguinte forma:

Risco Tributário

Descrição: evolução adversa da legislação tributária com potencial impacto sobre os resultados da Companhia.

Mitigação: acompanhamento sistemático de propostas ou mudanças efetivas na legislação, as quais possam afetar as atividades da Companhia. Tal acompanhamento se dá tanto individualmente quanto por meio de entidades representativas.

Risco Regulatório

Descrição: evolução adversa da regulação do setor elétrico, historicamente influenciada pelo Governo Federal, que venha a impactar, por exemplo, as modalidades, os termos e as condições dos contratos de compra e venda de energia vigentes, os níveis de produção, os encargos setoriais e o relacionamento entre os agentes do setor.

Mitigação: participação ativa nos debates sobre as mudanças de regulamentação do setor, por meio de entidades representativas, aliada a um processo estratégico que permita à Companhia se antecipar a eventuais alterações.

Risco de Segurança Industrial

Descrição: danos à integridade dos ativos, ao meio ambiente, à sociedade e/ou à saúde e à segurança das pessoas, como resultado das atividades operacionais da Companhia.

Mitigação: adoção das melhores práticas de engenharia, desde a construção até a operação e manutenção dos parques geradores e linhas de transmissão, com o monitoramento das estruturas civis por meio de inspeções, análises e manutenções preventivas por equipe especializada. Todas as usinas hidrelétricas sob responsabilidade da ENGIE Brasil Energia contam com Planos de Segurança de Barragens, que seguem metodologia específica para o tema, em conformidade com legislação e as normas vigentes, bem como os critérios recomendados pelo International Commission on Large Dams (ICOLD) e pelo Comitê Brasileiro de Grandes Barragens (CBGB).

Contingência: todas as usinas certificadas conforme a norma NBR ISO 14001 mantém Planos de Atendimento a Emergências, que preveem ações específicas para diversos cenários emergenciais, identificados de acordo com a realidade e a natureza de cada empreendimento. No caso das barragens, todas as operadas pela Companhia estão classificadas como de baixo risco na matriz estabelecida pela Agência Nacional de Águas (ANA) e adotada pela Aneel. Em complemento, mantemos práticas rigorosas de saúde e segurança, orientada pela Política de Gestão Sustentável, além de Comissões Internas de Prevenção de Acidentes e 11 usinas certificadas na NBR ISO 45.001 (Saúde e Segurança no Trabalho).

Risco de Implantação de Projetos

Descrição: ocorrência de eventos no desenvolvimento ou na implantação de projetos que possam gerar atraso no cronograma das obras, custos adicionais na implantação, conflitos com *stakeholders* e ineficiências na operação do empreendimento.

Mitigação: a gestão é realizada por time altamente qualificado e experiente na implantação de projetos, com acompanhamento rigoroso de contratos junto às empreiteiras e demais fornecedores envolvidos. Essa gestão abrange questões técnicas, financeiras, ambientais e sociais, a partir do diálogo contínuo com todas as partes interessadas.

Risco de Segurança Cibernética

Descrição: falta ou falha de planejamento, gestão ou segurança de recursos e serviços de Tecnologia da Informação e Comunicação (TIC), Tecnologia de Automação (TA) e Internet das Coisas (IoT), com potencial para impactar negativamente a continuidade das operações e a imagem da Companhia.

Mitigação: definição de políticas, processos de gestão, controles e sensibilização dos colaboradores para os riscos relacionados a tecnologias digitais. Isso envolve Tecnologias da Informação e Comunicação (TIC), aplicadas nos processos de negócio, e as Tecnologias de Automação (TA), utilizadas nas atividades de operação, controle e supervisão industrial.

Risco de Mercado

Descrição: a oferta e a demanda de energia elétrica podem ter comportamento diferente do previsto, com impacto nos volumes e preços da energia.

Mitigação: aplicação de estratégia comercial proativa e gestão inteligente do portfólio de energia, a fim de capturar com agilidade as variações de preços, minimizando perdas e potencializando ganhos.

Risco de Contraparte Comercial

Descrição: descumprimento dos compromissos firmados por comercializadoras ou clientes livres nas operações de compra ou venda de energia, com efeito sobre as receitas da Companhia.

Mitigação: gestão ativa do risco de crédito das contrapartes, em conformidade com nossa Política de Risco de Contraparte.

Risco de Não Conformidade com a Lei de Privacidade de Dados Pessoais (LGPD)

Descrição: falta ou falha de planejamento, gestão ou de segurança no tratamento a dados dos públicos de relacionamento da Companhia (pessoas físicas e jurídicas), que levem à divulgação indevida de informações privadas, deixando a Companhia exposta a risco regulatório e reputacional.

Mitigação: implantação de controles e monitoramentos para assegurar conformidade com a Lei Geral de Proteção de Dados (LGPD), ainda antes de sua entrada em vigor, em 2020. Esse processo inclui treinamentos, criação e revisão de procedimentos e novas diretrizes de relações com fornecedores, entre outras iniciativas.

Risco de Operacionalização da Estratégia

Descrição: adversidade na operacionalização do reposicionamento estratégico do Grupo ENGIE em torno de quatro pilares – transição para economia neutra em carbono; crescimento acelerado em renováveis e infraestrutura; gestão do desempenho operacional baseado em digitalização; atuação em quatro *Global Business Lines* (Renováveis, Infraestrutura, Térmica e Serviços).

Mitigação: do ponto de vista externo, buscamos participar de debates junto ao regulador e à sociedade civil sobre temas como a abertura do Ambiente de Contratação Livre (ACL), a evolução da regulação de geração distribuída e a precificação de carbono, entre outros. Nesses debates, contribuímos ao manifestar os pontos de vista e interesses da Companhia. Internamente, investimos em treinamento, capacitação e estruturas, tanto físicas quanto de TI, para que a inovação e a conexão entre as áreas fluam de forma eficiente, compatível com o cenário mais dinâmico que caracteriza a transição energética.

Risco de Ética e *Compliance*

Descrição: o descumprimento, interno ou com conluio externo, de valores e princípios do Código de Ética pode levar a casos de corrupção, uso fraudulento de propriedades da Companhia, interferência em processos de concorrência e desrespeito aos Direitos Humanos. Isso caracteriza a não conformidade (*compliance*) com as normas e regulamentos aplicáveis às atividades da ENGIE Brasil Energia.

Mitigação: além da publicação do Código e da Política de Ética, da atuação do Comitê de Ética e da manutenção de um Canal de Denúncias externo, adotamos um programa rigoroso de controles internos, o Income, aplicado por todas as empresas controladas direta ou indiretamente. Criado em 2005, com o objetivo de atender à lei norte-americana Sarbanes Oxley, abrange todas as operações em 12 processos, os quais, por sua vez, estão divididos em 14 subprocessos.

Além da avaliação dos controles internos, é realizada uma análise do ambiente geral baseada na metodologia do Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO). Os resultados dos testes de Auditoria Interna e da análise do ambiente geral de controle são aprovados pelo Diretor-Presidente e pelo Diretor Financeiro. Posteriormente, essas avaliações são submetidas ao Conselho de Administração.

DESEMPENHO OPERACIONAL

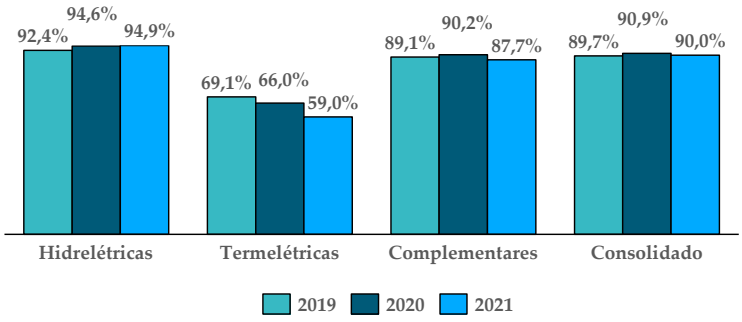
O Sistema Integrado de Gestão (SIG), plataforma que consolida informações e indicadores de performance, ampara a performance das operações, definindo parâmetros de desempenho alinhados às políticas, aos objetivos e às metas em âmbito corporativo. A esses parâmetros se agregam o atendimento à legislação e às condicionantes de licenciamento ambiental, bem como os compromissos voluntários assumidos pela Companhia, em especial as certificações.

Em 2021 as Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, em Minas Gerais, foram certificadas segundo as normas NBR ISO 9001 (Gestão da Qualidade), NBR ISO 14001 (Gestão Ambiental) e NBR ISO 45001 (Gestão de Saúde e Segurança Ocupacional). Com essas conquistas, a Companhia alcançou a certificação de 81,5% de capacidade instalada que opera, somando 11 usinas certificadas conforme essas três normas – o que assegura padronização e confiabilidade aos processos.

A automação é outra marca de nossa performance operacional. Dos 9.939,4 MW operados pela Companhia, 58,7% (5.832,8 MW) o são remotamente, a partir do Centro de Operação da Geração (COG), localizado na sede, em Florianópolis (SC). Nesse modelo, recursos tecnológicos sofisticados, que permitem o monitoramento em tempo real, aumentam a eficiência operacional do parque gerador. Ao todo, 59 das 68 usinas do parque gerador são operadas via COG. A Usina Hidrelétrica Itá, maior ativo em capacidade instalada operado pela Companhia, está passando pelas adaptações para viabilização da operação remota no início do segundo semestre de 2022.

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

Disponibilidade considerando as paradas programadas

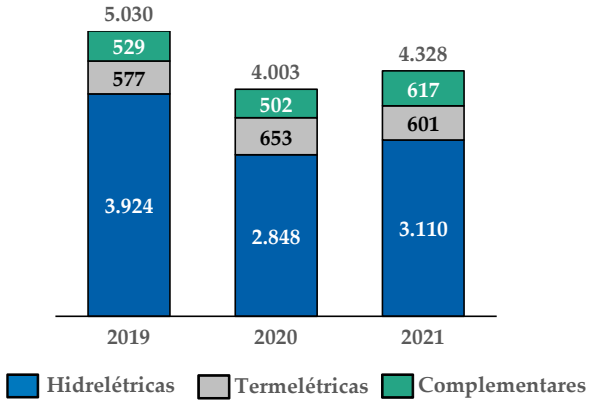


Comparando o ano de 2021 ao ano anterior, houve redução de 0,9 p.p. na disponibilidade global e leve aumento de 0,3 p.p. na disponibilidade das usinas hidrelétricas. Nas termelétricas e complementares houve redução de 7,0 p.p e 2,5 p.p., respectivamente.

A redução da disponibilidade das usinas termelétricas deve-se principalmente às manutenções programadas nas Usinas Termelétricas Jorge Lacerda C e Pampa Sul, que passaram por revisão geral neste ano. Já nas usinas complementares, a redução foi influenciada por manutenções corretivas nos parques eólicos.

Já a geração bruta de energia elétrica nas usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia em 2021 foi de 37.916 GWh (4.328 MW médios), resultando em uma produção 8,1% superior à 2020, quando o total foi de 35.163 GWh (4.003 MW médios).

Geração (MW médios)

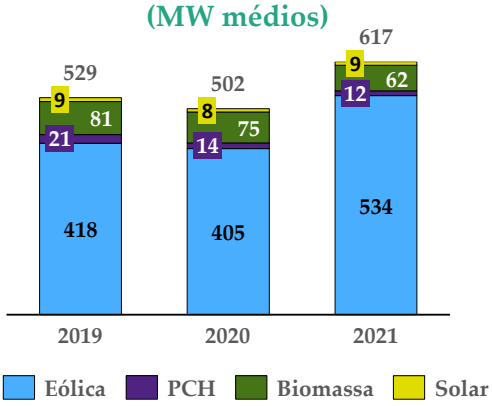


Nas usinas hidrelétricas, a produção em 2021 foi 9,2% superior ao ano anterior, devido a maior geração verificada entre janeiro e julho de 2021, comparando com o mesmo período de 2020, o qual foi marcado por uma crítica escassez hídrica no subsistema Sul do Brasil.

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

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

Geração por fonte complementar (MW médios)



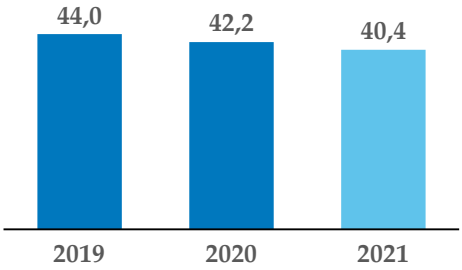
Importante destacar que em 2021, apesar da geração global da ENGIE Brasil Energia ter sido superior em 8,1% comparada a 2020, ainda ficou 13,9% inferior à geração verificada em 2019. Além da escassez hídrica verificada no subsistema Sul em 2020, de modo geral, a pandemia provocou redução no consumo de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

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

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

Em 16 de março de 2021, foi aprovado, pela Câmara dos Deputados, o Projeto de Lei 4.476/2020, chamado de Nova Lei do Gás, que muda o marco regulatório do setor. O texto obteve sanção presidencial, sem vetos, no dia 8 de abril de 2021. O projeto busca ampliar o investimento privado no setor, promovendo competição, redução do custo e aumento do consumo de gás natural. Além disso, traz transparência, independência e isonomia de informação aos agentes da indústria, segurança jurídica aos contratos existentes, agilidade na contratação de capacidade de transporte e dá mais autonomia à ANP para regular as atividades da indústria.

Volume médio de gás movimentado (MM m³/dia)



Em 2021, o volume de gás transportado foi de 40,4 milhões de m³/dia (42,2 milhões de m³/dia em 2020). Em 2021, a TAG teve contratos de transporte com a Petrobras e com a Proquigel, enquanto em 2020, todos os contratos tinham a Petrobras como carregador.

Modernizações

Essenciais para assegurar a eficiência operacional, a modernização de hidrelétricas constitui um eixo de investimento da Companhia. Por isso, em 2021, foi dado prosseguimento aos projetos de modernização das Usinas Hidrelétricas Salto Osório (PR), Jaguara (SP) e Miranda (MG). Na primeira, o projeto teve início em 2017 e, considerado de grande porte, inclui a substituição dos equipamentos e sistemas com tecnologias atualizadas – o que, além do ganho de eficiência, resultará em incremento da garantia física (estimado em 13,9 MW médios). No segundo semestre de 2021, a Usina celebrou um marco, com o início da operação comercial da primeira unidade geradora modernizada. A expectativa é que o projeto seja integralmente concluído no primeiro trimestre de 2024.

A modernização da Usina Hidrelétrica Jaguara, por sua vez, avançou com a fabricação do novo gerador da unidade 01, que tem instalação e início de operação previstos para 2022. Na Usina Hidrelétrica Miranda, a modernização tem como foco os sistemas de instrumentação e controle (incluindo reguladores de velocidade e tensão do gerador, além do sistema supervisório). Em 2021, foram realizados dimensionamentos e aquisições de materiais, em etapas que antecedem as atividades em campo a serem iniciadas em 2022.

GESTÃO ECONÔMICO-FINANCEIRA

Cenário macroeconômico

O segundo ano da pandemia da Covid-19 foi, em linhas gerais, marcado pela recuperação do crescimento econômico e alta inflação – uma constante observada no Brasil e no mundo. O Produto Interno Bruto (PIB) teve crescimento estimado de 4,5%, de acordo com o Relatório Focus publicado pelo Banco Central ao final de dezembro – a divulgação do dado oficial deve ocorrer em março de 2022. A alta praticamente compensa o decréscimo de 4,1% observado em 2020.

Com a vacinação contra o Coronavírus e a consequente retomada da rotina e hábitos da maior parte das pessoas, a atividade econômica brasileira iniciou uma recuperação, ainda que ligeiramente abaixo da esperada. De acordo com dados divulgados pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) os setores de indústria e de serviços fecharam o ano com crescimento de 3,9% e 10,9%, respectivamente. Para a agropecuária, o Instituto projeta queda de 0,5% em 2021 – atribuída, em parte, a problemas climáticos que impactaram a safra do ano.

A inflação elevada, com pior resultado desde 2015, gerou impacto sobre o crescimento, com a deterioração do poder de compra das famílias. O Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) apresentou variação de 10,1%, enquanto o Índice Nacional de Preço ao Consumidor (INPC) registrou, no acumulado do ano, 10,2%.

As incertezas trazidas pela pandemia e seus desdobramentos também influenciaram o mercado financeiro. A taxa básica de juros (Selic) atingiu 9,2%, alta de 7,2 p.p. no ano, enquanto o dólar (Ptax) bateu a marca de R$ 5,58 – a moeda americana estava cotada em R$ 5,19 ao fim de 2020.

No mercado de trabalho, os efeitos da recuperação econômica foram sentidos, embora ainda modestos. Dados divulgados pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), em outubro de 2021, sinalizavam taxa de desemprego de 12,1% – em 2020, essa taxa encerrou o ano próxima a 14,5%.

Cenário no setor elétrico

Conforme dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o consumo de energia líquido no país aumentou 5,2% em 2021, registrando 500.209 GWh – em 2020, por conta dos efeitos pandêmicos, havia se observado um decréscimo de 1,6%.

O setor que registrou maior alta foi o industrial, com 9,2% de crescimento no ano, seguido pelo comercial, com 5,5% e o residencial com 1,8%. Outras classes subiram 2,6%. Já no estrato por regiões, o Nordeste foi a que apresentou maior aumento no consumo, com 7,0% de aumento comparado a 2020, seguido pela região Norte (5,6%), Sul (5,3%), Sudeste (4,9%) e Centro-Oeste (2,1%).

Mantendo a tendência observada nos últimos anos, o consumo do mercado livre cresceu 6,7% em 2021 – em 2020 o aumento havia sido de 13,1%. O mercado cativo registrou queda no consumo da ordem de 0,6% entre 2021 e 2020.

Influência hidrológica

O ano hidrológico de 2021 no Brasil apresentou o pior registro de todo o histórico mensurado, desde 1931: Energia Natural Afluente (ENA) média de 51,6 GWm – em média 1,6 GWm abaixo da ENA de 1971, pior ano registrado até então. A escassez hídrica se concentrou, especialmente, nos primeiros nove meses do ano.

Prevendo esse risco, em outubro de 2020 o Operador do Sistema Elétrico Brasileiro (ONS) iniciou uma série de negociações com os órgãos responsáveis, solicitando despacho térmico adicional além do solicitado por ordem de mérito, bem como flexibilizações nas taxas de defluência mínimas de várias usinas hidrelétricas do SIN, em prol da preservação dos reservatórios. Os Encargos de Serviço e Sistema, para custear esse despacho térmico adicional, totalizaram, no ano, mais de R$ 25 bilhões em despesas para o Sistema.

Apesar dos esforços do ONS, no período úmido de 2021 o nível do reservatório do submercado Sudeste teve a pior recuperação da última década, verificando, no ápice (maio/21), 35,6% da sua capacidade útil de armazenamento (20 p.p. abaixo do ápice de 2020).

Dessa forma, cenários de racionamento e déficit energético começaram a ser cogitados no início do segundo semestre de 2021, com a repercussão midiática de alertas quanto aos mais baixos níveis históricos registrados pelos reservatórios, especialmente nos meses de agosto e setembro.

Depois de registrar média de R$ 201,2/MWh nos primeiros seis meses do ano, o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) chegou ao teto de R$ 583,88/MWh nos meses de julho e agosto, em decorrência do cenário hidrológico – levando ao fechamento de R$ 581,76/MWh como média do terceiro trimestre.

A situação se reverteu no último trimestre do ano, quando foi observada a quarta melhor hidrologia da última década, por conta do adiantamento temporal do período úmido. Assim, o reservatório do submercado Sudeste, que havia deplecionado até 16,5% do seu volume útil – ameaçando déficit energético no final de setembro – começou seu enchimento de maneira antecipada, já em outubro (normalmente a recuperação dos reservatórios da região tem início em dezembro). Assim, o ano foi encerrado com nível de 25,6% do volume útil na região, 6,4 p.% acima do valor observado ao final de 2020.

Como consequência, o PLD médio nacional do último trimestre fechou em R$ 134,64/MWh. Dessa forma, o preço médio relativo ao acumulado de 2021 ficou em R$ 276,52/MWh, aumento de 67% em relação a 2020, ano de retração de demanda por conta da pandemia.

Desempenho econômico-financeiro

	Resultado por segmento – 2021 x 2020 (em R$ milhões)					
	Energia elétrica					
	Geração	Transmissão	*Trading*	Painéis Solares[1]	Transporte de Gás	Consolidado
2021						
Receita operacional líquida	8.561	2.836	1.113	31	-	12.541
Custos operacionais	(2.919)	(2.564)	(1.095)	(51)	-	(6.629)
Lucro (prejuízo) bruto	**5.642**	**272**	**18**	**(20)**	**-**	**5.912**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(314)	(8)	(4)	(4)	-	(330)
Impairment, líquido	(998)	-	-	(78)	-	(1.076)
Alienação de subsidiária	(200)	-	-	-	-	(200)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	-	602	602
Outras despesas operacionais, líquidas	(9)	-	-	-	-	(9)
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**4.121**	**264**	**14**	**(102)**	**602**	**4.899**
2020						
Receita operacional líquida	8.539	2.555	1.084	81	-	12.259
Custos operacionais	(3.328)	(2.274)	(1.112)	(82)	-	(6.796)
Lucro (prejuízo) bruto	**5.211**	**281**	**(28)**	**(1)**	**-**	**5.463**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(268)	(1)	(3)	(5)	-	(277)
Impairment	(58)	-	-	(41)	-	(99)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	-	487	487
Outras despesas operacionais, líquidas	(5)	-	-	-	-	(5)
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**4.880**	**280**	**(31)**	**(47)**	**487**	**5.569**
Variação						
Receita operacional líquida	22	281	29	(50)	-	282
Custos operacionais	409	(290)	17	31	-	167
Lucro (prejuízo) bruto	**431**	**(9)**	**46**	**(19)**	**-**	**449**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(46)	(7)	(1)	1	-	(53)
Impairment, líquido	(940)	-	-	(37)	-	(977)
Alienação de subsidiária	(200)	-	-	-	-	(200)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	-	115	115
Outras despesas operacionais, líquidas	(4)	-	-	-	-	(4)
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**(759)**	**(16)**	**45**	**(55)**	**115**	**(670)**

(1) Geração solar distribuída.

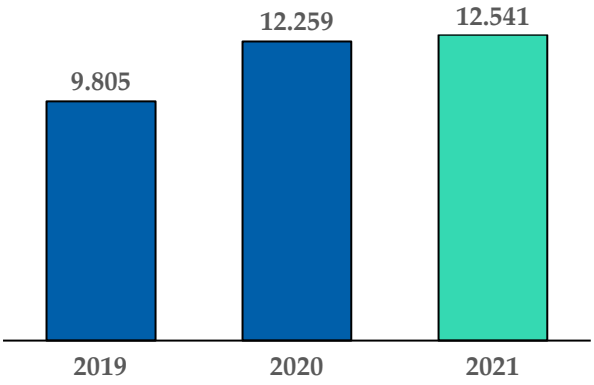
Receita operacional líquida

	Receita por segmento – 2021 x 2020 (em R$ milhões)				
	Energia elétrica				
	Geração	Transmissão	*Trading*	Painéis Solares	Consolidado
2021					
Distribuidoras de energia elétrica	3.541	-	-	-	3.541
Consumidores livres	3.130	-	-	-	3.130
Receita de construção	-	2.155	-	-	2.155
Remuneração dos ativos de concessão	556	681	-	-	1.237
Operações de *trading* de energia	-	-	1.056	-	1.056
Comercializadoras de energia elétrica	595	-	-	-	595
Transações no mercado de curto prazo	565	-	29	-	594
Receita de serviços prestados	129	-	-	-	129
Ganhos não realizados em operações de trading	-	-	28	-	28
Indenizações	6	-	-	-	6
Outras receitas	39	-	-	31	70
Receita operacional líquida	**8.561**	**2.836**	**1.113**	**31**	**12.541**
2020					
Distribuidoras de energia elétrica	3.542	-	-	-	3.542
Consumidores livres	3.161	-	-	-	3.161
Receita de construção	-	2.365	-	-	2.365
Remuneração dos ativos de concessão	382	190	-	-	572
Operações de *trading* de energia	-	-	1.067	-	1.067
Comercializadoras de energia elétrica	609	-	-	-	609
Transações no mercado de curto prazo	535	-	17	-	552
Receita de serviços prestados	122	-	-	-	122
Indenizações	40	-	-	-	40
Ganho em ação judicial	84	-	-	-	84
Exportação	30	-	-	-	30
Outras receitas	34	-	-	81	115
Receita operacional líquida	**8.539**	**2.555**	**1.084**	**81**	**12.259**
Variação					
Distribuidoras de energia elétrica	(1)	-	-	-	(1)
Consumidores livres	(31)	-	-	-	(31)
Receita de construção	-	(210)	-	-	(210)
Remuneração dos ativos de concessão	174	491	-	-	665
Operações de *trading* de energia	-	-	(11)	-	(11)
Comercializadoras de energia elétrica	(14)	-	-	-	(14)
Transações no mercado de curto prazo	30	-	12	-	42
Receita de serviços prestados	7	-	-	-	7
Ganhos não realizados em operações de *trading*	-	-	28	-	28
Indenizações	(34)	-	-	-	(34)
Ganho em ação judicial	(84)	-	-	-	(84)
Exportação	(30)	-	-	-	(30)
Outras receitas	5	-	-	(50)	(45)
Receita operacional líquida	**22**	**281**	**29**	**(50)**	**282**

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

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

Receita operacional líquida (R$ milhões)



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

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

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

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

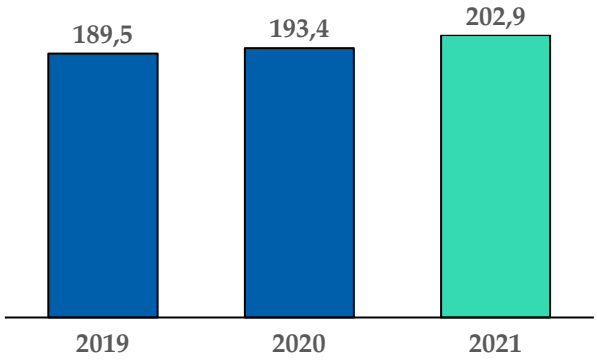
Comentários sobre as Variações da Receita Operacional Líquida

➢ Geração e Venda de Energia do Portfólio

Preço médio líquido de venda

O preço médio de venda de energia, líquido dos encargos sobre a receita, atingiu R$ 202,94/MWh em 2021, 4,9% superior ao praticado em 2020, que foi de R$ 193,43/MWh. O aumento se deve à atualização monetária, parcialmente atenuado pela valoração dos ressarcimentos previstos nos contratos no ambiente regulado das usinas eólicas, uma vez que estes ressarcimentos são mensurados com base no valor médio do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) anual.

Preço médio líquido de venda * (R$/MWh)



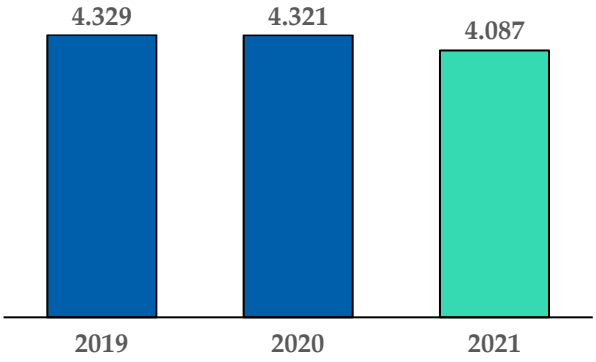
** Líquido de impostos sobre a venda e operações de trading*

Volume de vendas

A quantidade de energia vendida em contratos atingiu 35.801 GWh (4.087 MW médios) em 2021, contra 37.957 GWh (4.321 MW médios) registrados em 2020, decréscimo de 2.156 GWh (234 MW médios) ou 5,4%.

A redução foi motivada, substancialmente, pela menor disponibilidade de energia, devido ao cenário hídrico, pelos menores volumes de compras e em função de paradas programadas na Usina Termelétrica Pampa Sul.

Volume de vendas (MW médios)



Receita de Venda de Energia Elétrica

- Distribuidoras

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

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

O decréscimo no volume de vendas foi motivado, substancialmente, pelas paradas programadas na Usina Termelétrica Pampa Sul.

- Consumidores livres

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

A redução na quantidade de energia vendida foi motivada, substancialmente, pela menor disponibilidade de energia devido ao cenário hídrico, pelos menores volumes de compras e pelo encerramento de contratos. Já a variação no preço médio líquido de vendas decorreu, substancialmente, pelo efeito da atualização monetária dos contratos existentes.

- Comercializadoras

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

O aumento do preço ocorreu, basicamente, devido às novas contratações com preços superiores à média dos contratos vigentes ou finalizados e pela atualização monetária dos contratos vigentes. O decréscimo da quantidade decorre, principalmente, pela menor disponibilidade de energia devido ao cenário hídrico e pelos menores volumes de compras.

- Exportação

Não houve exportação de energia em 2021. Em 2020, a Companhia exportou energia para a Argentina, com receita auferida de R$ 30 milhões, e volume de energia transacionado de 75 GWh (9 MW médio).

Remuneração dos ativos financeiros de concessões

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

A remuneração dos ativos financeiros de concessões sofreu um acréscimo de R$ 174 milhões (45,5%) entre os períodos, passando de R$ 382 milhões em 2020 para R$ 556 milhões em 2021. O acréscimo foi motivado, substancialmente, pela elevação do saldo médio do ativo e pela variação do IPCA entre os anos comparados.

Transações no mercado de energia de curto prazo

Nos 12 meses de 2021, em relação ao ano anterior, houve acréscimo de R$ 30 milhões (5,6%) na receita das transações de curto prazo, passando de R$ 535 milhões em 2020 para R$ 565 milhões em 2021. Mais explicações sobre tais operações e acerca da variação podem ser obtidas em "Detalhamento das operações de curto prazo".

Receita de serviços prestados

Ainda com referência às Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, para a energia vendida no ACR, também como parte da Receita Anual de Geração (RAG), as empresas recebem a parcela referente à Gestão dos Ativos de Geração (GAG), para cobertura dos custos com operação e manutenção, além de gastos com melhorias e investimentos durante o prazo de concessão. Na comparação anual, houve acréscimo de R$ 7 milhões (5,7%), passando de R$ 122 milhões em 2020 para R$ 129 milhões em 2021. A elevação decorreu, substancialmente, da atualização monetária.

Ganho em ação judicial – recuperação de tributos

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

Indenizações

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

- Painéis Solares

A receita de venda e instalação de painéis solares entre os anos em análise decresceu R$ 50 milhões (61,7%), passando de R$ 81 milhões em 2020 para R$ 31 milhões em 2021, consequência, principalmente, da mudança de estratégia com foco no desenvolvimento de projetos industriais para grandes consumidores e da desaceleração das atividades comerciais.

Custos operacionais

	Custos por segmento – 2021 x 2020 (em R$ milhões)				
	Energia elétrica				
	Geração	Transmissão	*Trading*	Painéis solares	Consolidado
2021					
Custos de construção	-	2.564	-	-	2.564
Compras de energia	1.005	-	1.087	-	2.092
Depreciação e amortização	1.012	-	-	-	1.012
Transações no mercado de curto prazo	628	-	1	-	629
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	606	-	-	-	606
Materiais e serviços de terceiros	396	-	-	12	408
Combustíveis para geração	335	-	-	-	335
Pessoal	302	-	-	4	306
Royalties	95	-	-	-	95
Seguros	74	-	-	-	74
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	7	-	7
Repactuação do risco hidrológico	(1.591)	-	-	-	(1.591)
Outros custos operacionais, líquidos	57	-	-	35	92
Custos operacionais	**2.919**	**2.564**	**1.095**	**51**	**6.629**
2020					
Custos de construção	-	2.274	-	-	2.274
Compras de energia	1.479	-	1.068	-	2.547
Depreciação e amortização	894	-	-	-	894
Transações no mercado de curto prazo	303	-	8	-	311
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	560	-	-	-	560
Materiais e serviços de terceiros	340	-	-	18	358
Combustíveis para geração	204	-	-	-	204
Pessoal	273	-	-	8	281
Royalties	84	-	-	-	84
Seguros	89	-	-	-	89
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	36	-	36
Repactuação do risco hidrológico	(968)	-	-	-	(968)
Outros custos operacionais, líquidos	70	-	-	56	126
Custos operacionais	**3.328**	**2.274**	**1.112**	**82**	**6.796**
Variação					
Custos de construção	-	290	-	-	290
Compras de energia	(474)	-	19	-	(455)
Depreciação e amortização	118	-	-	-	118
Transações no mercado de curto prazo	325	-	(7)	-	318
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	46	-	-	-	46
Materiais e serviços de terceiros	56	-	-	(6)	50
Combustíveis para geração	131	-	-	-	131
Pessoal	29	-	-	(4)	25
Royalties	11	-	-	-	11
Seguros	(15)	-	-	-	(15)
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	(29)	-	(29)
Repactuação do risco hidrológico	(623)	-	-	-	(623)
Outros custos operacionais, líquidos	(13)	-	-	(21)	(34)
Custos operacionais	**(409)**	**290**	**(17)**	**(31)**	**(167)**

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

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

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

Comentários sobre as variações dos custos operacionais

➢ Geração e venda de energia no portfólio

- Compras de energia: Na comparação anual, houve redução de R$ 474 milhões (32,0%) nessas operações, substancialmente motivada pela combinação dos seguintes eventos: (i) R$ 533 milhões — decréscimo de 2.959 GWh (338 MW médios) na quantidade comprada; e (ii) R$ 59 milhões — acréscimo de 6,3% no preço médio líquido de compras de energia.

A variação observada no preço médio líquido de compras de energia, foi motivada, substancialmente, pela oscilação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). Como consequência, observa-se decréscimo no volume, motivado pelas poucas oportunidades de compras com preços atrativos, atenuado pelas compras de energia envolvida no processo de alienação da subsidiária Diamante Geração de Energia Ltda. (“Diamante").

- Depreciação e amortização: elevação de R$ 118 milhões (13,2%) entre os períodos analisados, em consequência, principalmente, da amortização dos valores de repactuação do risco hidrológico.

- Transações no mercado de energia de curto prazo: Na comparação anual, os custos foram superiores em R$ 325 milhões (107,3%). Mais detalhes estão descritos a seguir em item específico.

- Encargos de uso de rede elétrica e conexão: elevação de R$ 46 milhões (8,2%) entre os períodos analisados, como consequência, principalmente, do reajuste anual das tarifas de transmissão e distribuição e pela entrada em operação comercial ao longo de 2021 do Conjunto Eólico Campo Largo II.

- Materiais e serviços de terceiros: elevação de R$ 56 milhões (16,5%) na comparação anual, relacionado, substancialmente, a: (i) R$ 40 milhões – ao aumento nos contratos de operação e manutenção do parque gerador; (ii) R$ 7 milhões – incremento nos custos com materiais de reposição e consumo; e (iii) R$ 5 milhões – maior custo com serviços gerais de informática.

- Combustíveis para a geração: acréscimo de R$ 131 milhões (64,2%) entre 2020 e 2021, motivado, substancialmente, pelo aumento no consumo de carvão próprio e pelo reajuste anual do preço médio. O acréscimo no consumo de carvão próprio foi motivado pela crise hídrica no ano de 2021.

- Pessoal: elevação de R$ 29 milhões (10,6%) na comparação entre 2021 e 2020, resultante, substancialmente, do reajuste anual da remuneração dos colaboradores e pelo reconhecimento das despesas decorrentes das adesões ao programa de demissão voluntária.

- Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (*royalties*): acréscimo de R$ 11 milhões (13,1%) entre os períodos comparados, pela maior geração hídrica das usinas da Companhia.

- Seguros: redução de R$ 15 milhões (16,9%) na comparação anual, decorrente, substancialmente, do decréscimo de gastos com franquias e pela alienação da subsidiária Diamante.

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

Diante disso, nos anos de 2021 e 2020, foram reconhecidos ativos intangíveis, correspondentes ao direito de extensão das concessões, em contrapartida da rubrica "Repactuação do risco hidrológico" da demonstração do resultado, nos montantes de R$ 1.591 milhões e R$ 968 milhões, respectivamente. Os reconhecimentos foram feitos conforme a participação da Companhia sobre os ativos. Adicionalmente, parte dos valores registrados em 2021, referem-se às concessões de usinas hidrelétricas, cuja titularidade é exercida por empresas reunidas em consórcio e estava condicionada à anuência da totalidade das consorciadas, conforme Resolução Normativa Aneel n° 895/2020, o que ocorreu em novembro de 2021.

➢ Painéis solares

Na comparação anual, houve decréscimos de R$ 31 milhões (37,8%), motivado, substancialmente, pela redução com gastos para implantação de painéis solares e materiais e serviços de terceiros. A redução é consequência, principalmente, da mudança de estratégia com foco no desenvolvimento de projetos industriais para grandes consumidores e da desaceleração das atividades comerciais.

Resultado operacional do segmento de transmissão de energia

A Companhia é a responsável primária pela construção e instalação de infraestrutura relacionada à concessão de transmissão dos Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado, e está exposta aos riscos e benefícios dessas construções. Desta forma, com base nas práticas contábeis vigentes, a Companhia reconhece receita de implementação de infraestrutura de transmissão, ao longo da implantação, em montante correspondente aos custos de construção adicionados de uma margem bruta residual, destinada a cobrir os custos relacionados com a gestão da construção. Os gastos incorridos na construção estão reconhecidos no custo da infraestrutura de transmissão. A Receita Anual Permitida (RAP) é recebida a partir da entrada em operação comercial do Sistema de Transmissão. Dessa forma, só há entrada de recursos advindos da atividade operacional a partir deste momento. No ano de 2021, houve a entrada em operação comercial parcial dos Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado, representando, aproximadamente, 4% da capacidade total dos Sistemas.

O resultado bruto do segmento de transmissão de energia reduziu R$ 9 milhões (3,2%) na comparação anual, em consequência, substancialmente, da combinação dos seguintes eventos: (i) reconhecimento de perdas em 2021, em contrapartida de ganhos reconhecidos em 2020, em função, principalmente, do aumento do CAPEX previsto para a implantação dos sistemas de transmissão, bem como da postergação da entrada em operação comercial de cada etapa dos projetos; e (ii) incremento da receita de remuneração dos ativos de concessão, haja vista a elevação do saldo destes ativos entre os períodos comparados e o aumento dos índices inflacionários na comparação anual.

Resultado operacional do segmento de *trading* de energia

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

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

Detalhamento das Operações de Curto Prazo

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

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

Genericamente, esses elementos são receitas ou despesas provenientes, por exemplo, (i) da aplicação do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE); (ii) do Fator de Ajuste da Energia Assegurada (GSF), 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.

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

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

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

PLD médio em R$/MWh	2020	2021	Var. (%)
Sul	184,42	280,37	52,0%
Sudeste/Centro-Oeste	177,00	279,61	58,0%
Nordeste	134,42	269,58	100,6%

Despesas com vendas gerais e administrativas

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

Provisão para redução ao valor recuperável (*impairment*)

Na comparação anual entre os períodos analisados, o *impairment*, líquido de reversão aumentou R$ 977 milhões, passando de R$ 99 milhões em 2020 para R$ 1.076 milhões em 2021. Este efeito, não recorrente, foi motivado principalmente (i) pelo reconhecimento de *impairment* em decorrência da intenção firme de venda das subsidiárias Usina Termelétrica Pampa Sul e EGSD, cuja avaliação preliminar dos valores de venda é inferior aos seus valores contábeis. As vendas estão alinhadas com as diretrizes firmadas pela Companhia; e (ii) reconhecimento de *impairment* no segundo e terceiro trimestres de 2021 da subsidiária Diamante, em razão da evolução do seu processo de venda.

Alienação de subsidiária

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

Resultado de Equivalência Patrimonial – Transporte de Gás

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

O resultado de equivalência patrimonial da TAG nos anos em análise é composto pelos seguintes itens:

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

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

Ebitda – em R$ milhões	2021	2020	01.01 até 19.07.2020	20.07 até 31.12.2020
	100%	100%	29,25%	32,5%
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	**4.431**	**3.620**	**1.802**	**1.818**
Depreciação e amortização	669	628	342	286
Amortização da mais valia	916	907	496	411
Ebitda	**6.016**	**5.155**	**2.640**	**2.515**

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

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

Balanço Patrimonial

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

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

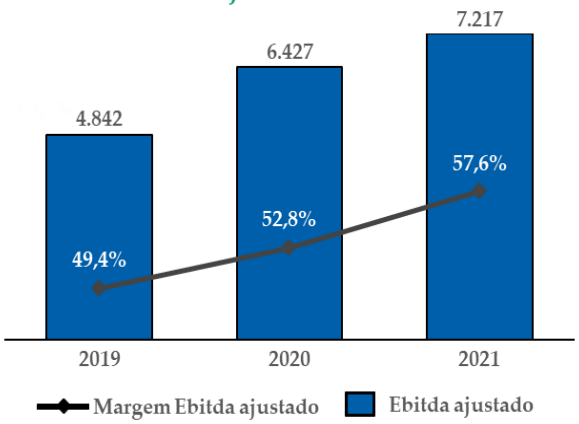
Ebitda e margem Ebitda

	Ebitda por segmento – 2021 x 2020 (em R$ milhões)					
	Energia elétrica					
	Geração	Transmissão	*Trading*	Painéis Solares	Transporte de Gás	Consolidado
2021						
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	4.121	264	14	(102)	602	4.899
Depreciação e amortização	1.042	-	-	-	-	1.042
Ebitda	**5.163**	**264**	**14**	**(102)**	**602**	**5.941**
Impairment, líquido	998	-	-	78	-	1.076
Alienação de subsidiária	200	-	-	-	-	200
Ebitda ajustado	**6.361**	**264**	**14**	**(24)**	**602**	**7.217**
Margem Ebitda ajustada	**74,3%**	**9,3%**	**1,3%**	**(77,4%)**	**-**	**57,6%**
2020						
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	4.880	280	(31)	(47)	487	5.569
Depreciação e amortização	914	-	-	1	-	915
Ebitda	**5.794**	**280**	**(31)**	**(46)**	**487**	**6.484**
Impairment	58	-	-	41	-	99
Ganho de ação judicial	(84)	-	-	-	-	(84)
Créditos extemporâneos de incentivos fiscais	-	-	-	-	(72)	(72)
Ebitda ajustado	**5.768**	**280**	**(31)**	**(5)**	**415**	**6.427**
Margem Ebitda ajustada	**68,2%**	**11,0%**	**(2,9%)**	**(6,2%)**	**-**	**52,8%**
Variação						
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	(759)	(16)	45	(55)	115	(670)
Depreciação e amortização	128	-	-	(1)	-	127
Ebitda	**(631)**	**(16)**	**45**	**(56)**	**115**	**(543)**
Impairment, líquido	940	-	-	37	-	977
Alienação de subsidiária	200	-	-	-	-	200
Ganho de ação judicial	84	-	-	-	-	84
Créditos extemporâneos de incentivos fiscais	-	-	-	-	72	72
Ebitda ajustado	**593**	**(16)**	**45**	**(19)**	**187**	**790**
Margem Ebitda ajustada	**6,1 p.p.**	**(1,7 p.p.)**	**4,2 p.p.**	**(71,2 p.p.)**	**-**	**4,7 p.p.**

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

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

Ebitda* ajustado (R$ milhões) e margem Ebitda ajustada



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

Margem Ebitda Ajustada Geração

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

Margem Ebitda Ajustada Consolidada

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

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

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

(Valores em R$ milhões)	2019	2020	2021	Var % 2021 x
Lucro líquido	2.311	2.797	1.565	(44,0)
(+) Imposto de renda e contribuição social	777	890	255	(71,3)
(+) Resultado financeiro	1.207	1.882	3.079	63,6
(+) Depreciação e amortização	863	915	1.042	13,9
Ebitda	**5.158**	**6.484**	**5.941**	(8,4)
Efeitos não recorrentes				
(+) *Impairment*	5	99	1.076	987,1
(+) Alienação de subsidiária	-	-	200	100
(+) Ganho de ação judicial	-	(84)	-	(100)
(+) Receita por descumprimento contratual - Pampa	(321)	-	-	-
(+) Créditos extemporâneos de incentivos fiscais	-	(72)	-	(100)
Ebitda ajustado	**4.842**	**6.427**	**7.217**	**12,3**

Resultado financeiro

(Valores em R$ milhões)	2019	2020	2021	Var. 2021 x 2020
Dívida:				
Atualização monetária	(121)	(296)	(1.098)	(802)
Juros	(689)	(806)	(1.083)	(277)
Concessões:				-
Atualização monetária	(193)	(616)	(678)	(62)
Juros	(272)	(314)	(372)	(58)
Renda de aplicações financeiras	116	110	205	95
Juros sobre ganho de ação judicial	-	73	-	(73)
Títulos e valores mobiliários	-	-	31	31
Atualização monetária reembolso carvão	-	29	-	(29)
Outras despesas financeiras, líquidas	(48)	(62)	(84)	(22)
Total	**(1.207)**	**(1.882)**	**(3.079)**	**(1.197)**

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

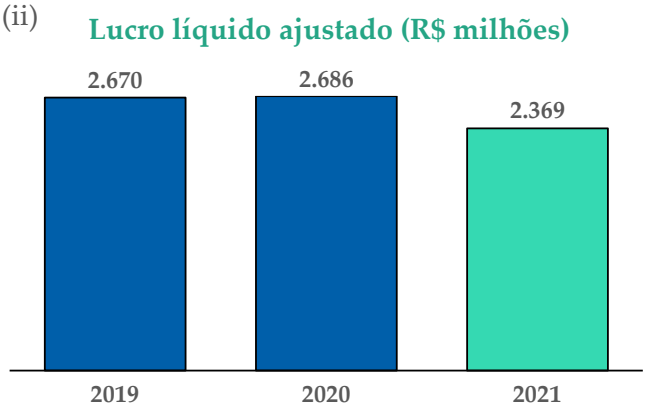
- Despesas financeiras: as despesas aumentaram de R$ 2.137 milhões em 2020 para R$ 3.360 milhões em 2021, ou seja, R$ 1.223 milhões (57,2%), resultado da combinação, principalmente, dos seguintes efeitos: (i) acréscimo de R$ 1.079 milhões sobre dívida, entre os anos analisados, dos quais: (i.i) R$ 802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

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

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

Lucro líquido

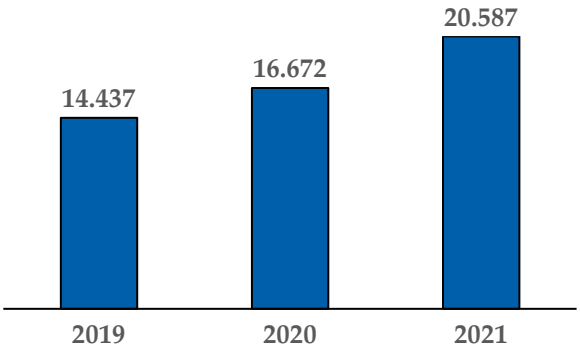
O lucro líquido reduziu de R$ 2.797 milhões em 2020 para R$ 1.565 milhões, ou seja, decréscimo de R$ 1.232 milhões ou 44,0%. Esse efeito negativo é consequência dos seguintes impactos: (i) acréscimo de R$ 790 milhões no Ebitda ajustado; (ii) incremento de R$ 127 milhões da depreciação e amortização;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



Endividamento

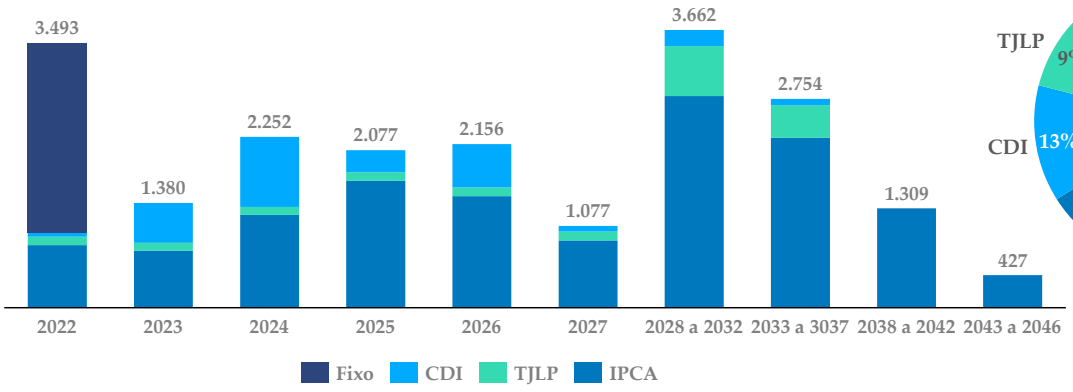
Em 31 de dezembro de 2021, a dívida bruta total consolidada, representada, principalmente, por empréstimos, financiamentos, debêntures e ações preferenciais resgatáveis, líquidos dos efeitos de operações de *hedge*, totalizava R$ 20.587 milhões — aumento de 23,5% (R$ 3.915 milhões) comparativamente à posição de 31 de dezembro de 2020. O prazo médio de vencimento da dívida no fim de 2021 era de 6,9 anos.

Dívida bruta (R$ milhões)

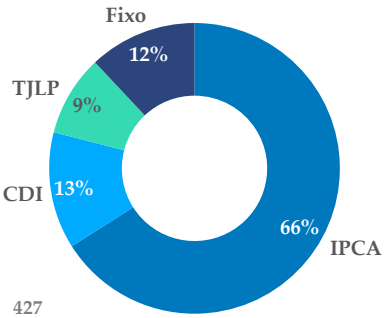


A variação no endividamento da Companhia está relacionada, principalmente, à combinação dos seguintes fatores, ocorridos no ano de 2021: (i) saques junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e bancos repassadores, no montante de R$ 2.794 milhões, destinados, principalmente,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

Cronograma de vencimento da dívida (R$ milhões)



Composição da Dívida



O custo médio ponderado nominal da dívida ao fim do ano de 2021 foi 13,1% — equivalente a IPCA + 2,8% — (7,6% — equivalente a IPCA + 2,9% — no fim de 2020). O aumento em relação ao ano anterior deve-se, principalmente, à aceleração do IPCA no período e aos novos contratos para financiamento dos projetos em construção, atrelados a esse índice, que responde pela indexação de 66% do total da dívida.

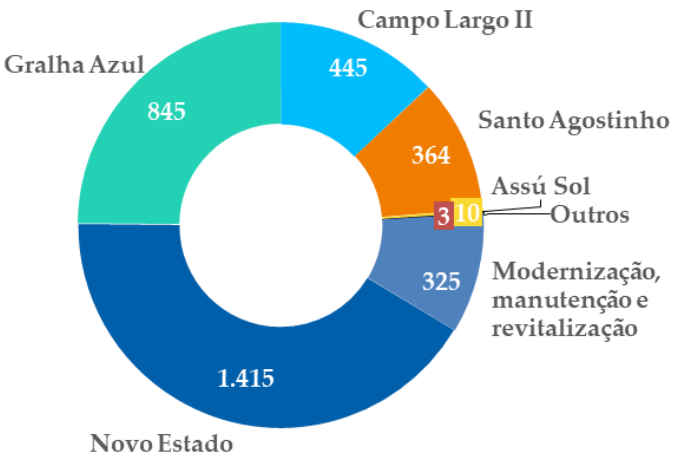
Em 31 de dezembro de 2021, a dívida líquida (dívida total menos resultado de operações com derivativos, depósitos vinculados à garantia do pagamento dos serviços da dívida e caixa e equivalentes de caixa) da Companhia era de R$ 14.612 milhões, aumento de 24,0% em relação ao registrado ao fim de 2020.

Dívida líquida (R$ milhões)

	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2021	Var. % 2021 x 2020
Dívida bruta	14.763	17.246	20.645	19,7
Resultado de operações com derivativos	(326)	(574)	(58)	(89,9)
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(375)	(347)	(819)	136,0
Caixa e equivalentes de caixa	(3.870)	(4.539)	(5.156)	13,6
Dívida líquida total	**10.192**	**11.786**	**14.612**	**24,0**
Dívida líquida x Ebitda	**2,0X**	**1,8X**	**2,0X**	

Investimentos

Investimentos (R$ milhões)



Os investimentos da ENGIE Brasil Energia em 2021 totalizaram R$ 3.407 milhões, dos quais:

- R$ 10 milhões foram destinados à aquisição de participações societárias do projeto do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol;

- R$ 3.072 milhões foram aplicados na construção de novos projetos, sendo: (i) R$ 1.415 milhões concentrados no Sistema de Transmissão Novo Estado; (ii) R$ 846 milhões no Sistema de Transmissão Gralha Azul; (iii) R$ 445 milhões no Conjunto Eólico Campo Largo II; (iv) R$ 364 milhões no Conjunto Eólico Santo Agostinho – Fase I; e (v) R$ 2 milhões em outros projetos;

- R$ 283 milhões foram destinados aos projetos de manutenção e revitalização do parque gerador; e

- R$ 42 milhões designado para a modernização da Usina Hidrelétrica Salto Osório.

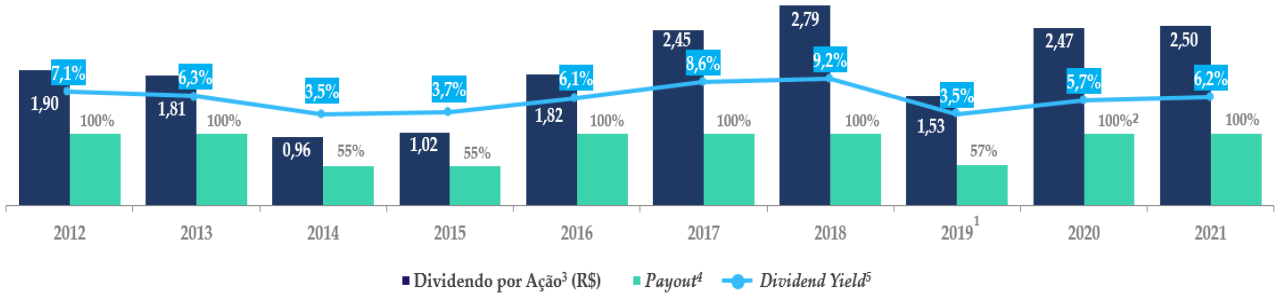
Dividendos e juros sobre o capital próprio

O Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia aprovou, em reunião do dia 5 de agosto de 2021, dividendos intercalares sobre o lucro líquido do primeiro semestre de 2021, no montante de R$ 790 milhões (R$ 0,9676321449 por ação), completando 100% do lucro do semestre mencionado, cujo pagamento ocorreu em 29 de novembro de 2021. Posteriormente, em reunião realizada em 9 de dezembro de 2021, foi aprovada a proposta para distribuição de juros sobre o capital próprio referentes ao exercício de 2021, no valor de R$ 60 milhões (R$ 0,0735359237 por ação).

Adicionalmente, na Reunião do Conselho de Administração de 14 de fevereiro de 2022, foi aprovada a proposta de dividendos complementares ao exercício de 2021, no montante de R$ 550 milhões (R$ 0,6738313480 por ação) e ainda, a proposta de dividendos intermediários, com base na reserva de retenção de lucros de 2020, no valor de R$ 639 (R$ 0,7827524080/ação). Todos os proventos deverão ser ratificados por Assembleia Geral Ordinária, a quem caberá definir as condições de pagamento.

Mesmo diante da maior crise hídrica dos últimos 91 anos e dos investimentos realizados no ano de 2021, o total proposto de proventos relativos a 2021 atingiu R$ 2.038 milhões (R$ 2,4977518245 por ação), equivalente a 100% do lucro líquido ajustado e do lucro retido destinado a reserva de lucros em 2020, atingindo um *dividend yield* de 6,2%, 0,5 p.p. acima do registrado em 2020.

Histórico de distribuição de dividendos (*payout*)



1 - Os valores de 2019 foram reapresentados tendo em vista a retenção dos dividendos complementares ref. ao exercício de 2019 pela AGO.

2 - Considerando payout equivalente a 100% do lucro líquido ajustado distribuível ex-repactuação do risco hidrológico.

3 - Para fins de comparabilidade entre os anos, houve ajuste do dividendo por ação decorrente da bonificação aprovada em 07/12/2018.

4 - Considera o lucro líquido ajustado do exercício.

5 - Baseado no preço de fechamento ponderado por volume das ações ON no período.

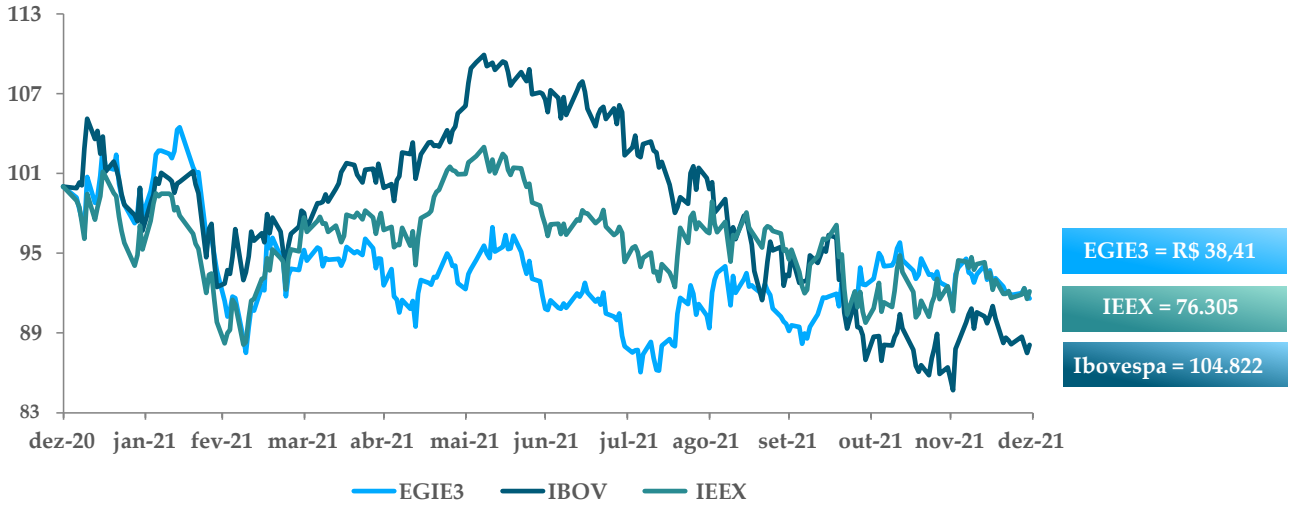
Mercado de capitais e desempenho das ações

As ações da Companhia são negociadas na bolsa brasileira (B3) sob o código EGIE3 (100% ações ordinárias). Além disso, a Companhia possui *American Depositary Receipts* (ADR) Nível I negociados no mercado de balcão norte-americano *Over-The-Counter* (OTC) sob código EGIEY, tendo a relação de um ADR para cada ação ordinária.

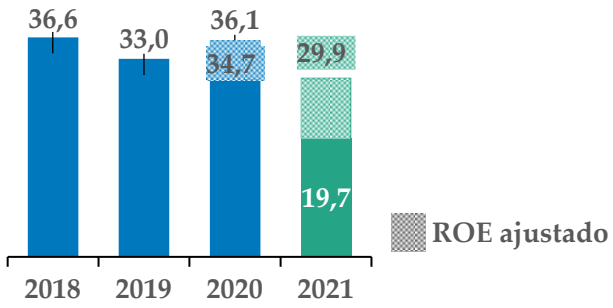
As ações da Companhia negociadas na B3 se desvalorizaram 8,4% em 2021, enquanto o IEEX e o Ibovespa fecharam em queda de 7,9% e 11,9%, respectivamente. O volume médio diário de negociação foi de R$ 60,2 milhões, decréscimo de 25,8% em relação ao ano de 2020, quando atingiu R$ 81,1 milhões.

No último pregão de dezembro de 2021, as ações da Companhia encerraram cotadas a R$ 38,41/ação, o que confere à Companhia valor de mercado de R$ 31,3 bilhões.

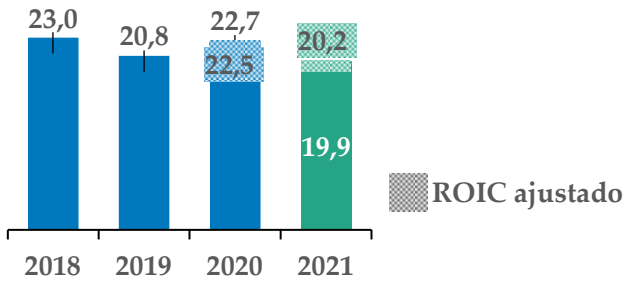
EGIE3 vs. Ibovespa vs. IEEX (Base 100 – 31.12.2020)



ROE* - Retorno sobre o Patrimônio Líquido (%)



ROIC - Retorno Sobre o Capital Investido (%)**



** ROE: lucro líquido dos últimos 4 trimestres / patrimônio líquido.*
*** ROIC: taxa efetiva x EBIT / capital investido (capital investido: dívida - caixa e eq. caixa - depósitos vinculados ao serviço da dívida + PL).*

Ratings

A agência Fitch Ratings reafirmou em 2021 o *Rating* Nacional de Longo Prazo em 'AAA(bra)' com perspectiva estável e em escala global 'BB' com perspectiva negativa, em decorrência do limite imposto pelo *rating* soberano, contudo ainda um nível acima do mesmo.

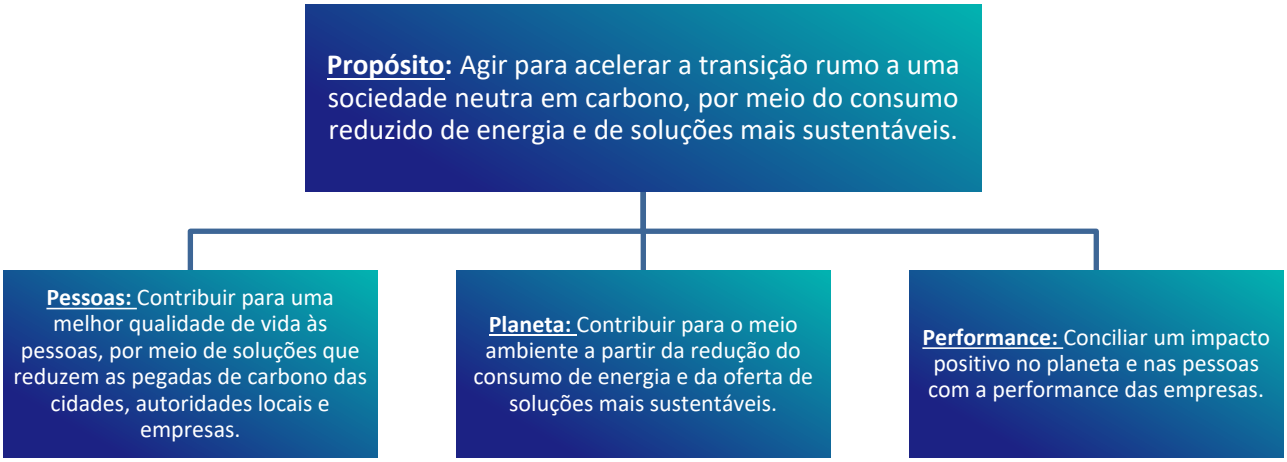
Agência Fitch Ratings	Classificação
Rating Nacional	AAA(bra)
Rating Internacional – Emissões em moeda nacional	BBB-
Rating Internacional – Emissões em moeda estrangeira	BB
Rating 6° Emissão de debêntures, com vencimento em 2024	AAA(bra)
Rating 7° Emissão de debêntures, com vencimento em 2026	AAA(bra)
Rating 9° Emissão de debêntures, com vencimento em 2029	AAA(bra)

GESTÃO SOCIOAMBIENTAL

O respeito às pessoas e ao planeta constitui um compromisso público da ENGIE Brasil Energia, que direciona sua atuação para o equilíbrio entre performance econômica, conservação ambiental e desenvolvimento social. Impulsionada pelo propósito de acelerar a transição energética, de forma justa e responsável, a Companhia tem a sustentabilidade inserida em sua estratégia corporativa e conectada a todas às atividades e relações.

Governança da Sustentabilidade

Divulgado em 2020, após um amplo processo de consulta a *stakeholders* de todo o mundo, o propósito da ENGIE concilia o impacto positivo sobre as pessoas e o planeta aos objetivos econômicos dos negócios, conforme demonstra o infográfico a seguir.



Internamente, uma ferramenta importante para a realização do propósito são os objetivos não financeiros do Grupo ENGIE, que buscam reforçar a contribuição da Companhia ao desenvolvimento sustentável, a partir de iniciativas voltadas, especialmente, à geração de energia renovável, à promoção da equidade de gênero e ao combate às mudanças de clima. Entre os principais objetivos não financeiros globais, visando o ano de 2030, destacam-se:

Aspecto	Objetivo
Emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE):	Reduzir para, no mínimo, 43 MtCO2e o total de emissões de gases de efeito provenientes da geração de energia elétrica do Grupo — em 2019, esse total foi de 80 MtCO2e (meta alinhada à iniciativa Science Based Target – SBTi).
Diversidade de Gênero	Ampliar para 50% a participação de mulheres na administração do Grupo — em 2019, elas ocupavam 24% das posições de liderança.
Energias Renováveis	Elevar a 58% a participação de fontes renováveis no mix de capacidade de produção de energia mundialmente — ante os 28% registrados em 2019
Cadeia de Fornecedores	Atingimento de 100%, até 2030, do índice de compras responsáveis (excluída a aquisição de energia), que envolvem *assessments* socioambientais e compras inclusivas; e atingimento de 100%, até 2030, de fornecedores preferenciais certificados por compromissos Science Based Targets (SBTi).
Água	Redução no consumo de água em atividades industriais em 35% até 2030 — de 93Mm³ em 2019 para 60Mm³ em 2030.

Ainda com relação a emissões de GEE, o Grupo ENGIE estabeleceu mundialmente a meta de atingir a neutralidade de carbono até 2045. A ENGIE Brasil Energia trabalha para estabelecer uma meta própria, considerando o movimento de descarbonização de ativos em curso. Isso porque caso se concretize, como planejada, a venda da Usina Termelétrica Pampa Sul ainda em 2022, a Companhia terá um portfólio de geração 100% renovável, o que possibilita estabelecer meta específica a nossas operações com um prazo bastante inferior ao da Controladora.

Cabe destacar que a Companhia conta com 10 projetos de energias renováveis registrados no Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) da ONU, habilitados a gerar créditos de carbono. Somados, todos os projetos geram cercam de 2,8 milhões de créditos ao ano, que podem ser comercializados ou utilizados pela Companhia para compensar suas próprias emissões.

Gestão ambiental

Ao desenvolver suas atividades, tanto na implantação quanto na operação de ativos, a ENGIE Brasil Energia mantém o compromisso com o atendimento irrestrito à legislação ambiental. Ao mesmo tempo, direciona esforços adicionais a iniciativas voluntárias, que ultrapassam as exigências legais e contribuem de forma efetiva para a conservação do ecossistema.

Panorama - Gestão Ambiental ENGIE Brasil Energia

- Presente em 5 dos 6 biomas brasileiros
- Mais de 1.600 km² de área de reservatórios
- Mais de 6.800 kms fiscalizados e preservados
- 18 Unidades de Conservação apoiadas

Todas as ações de gestão ambiental da Companhia são amparadas por estudos aprofundados, conduzidos por especialistas e devidamente validados pelos órgãos ambientais competentes – um pré-requisito para obtenção e manutenção das mais de 90 licenças ambientais geridas pela ENGIE Brasil Energia, que somam mais de 2,3 mil condicionantes.

Como resultado desse trabalho, em 2021, as seguintes licenças de operação (LO) foram renovadas:

- Central Eólica Cacimbas, do Conjunto Eólico Trairi;

- Linha de Transmissão do Parque Eólico Trairi (Consórcio Faisa Trairi);

- Usina Hidrelétrica Passo Fundo;

- Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra;

- Usina Termelétrica Ibitiúva Bioenergética;

- Usina Eólica Tubarão; e

- Linha de Transmissão 230kV Trairi – Pecém.

As iniciativas ambientais são acompanhadas do diálogo permanente com as partes interessadas, em especial os órgãos de controle e as comunidades locais. Nesse sentido, um dos destaques de 2021 foi a realização da Consulta Pública referente à atualização do Plano Ambiental de Conservação e Uso do Entorno do Reservatório (Pacuera) da Usina Hidrelétrica Cana Brava, em Goiás. O Plano tem a finalidade de orientar a gestão do uso do Reservatório e seu entorno, disciplinando a conservação, a recuperação e os usos múltiplos, respeitados os parâmetros estabelecidos nas normas aplicáveis. Em virtude da pandemia, seguindo as recomendações do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama), a Consulta se deu por meio virtual.

Após o evento, os canais de comunicação para esclarecimentos adicionais foram mantidos abertos ao público por 20 dias. Cumpridas todas as etapas, a Companhia entregou ao Ibama o Relatório Final relativo ao processo, para análise e posterior emissão do parecer de aprovação. Também em 2021 teve início a revisão dos Pacueras das Usinas Hidrelétricas Salto Santiago e Salto Osório junto ao órgão licenciador, o Instituto Ambiental do Paraná (IAT). Esse processo, atendendo a todas as disposições legais, deve se estender até 2023.

Indicadores de desempenho e conformidade ambiental são regularmente monitorados por meio do Sistema Integrado de Gestão (SIG), incluindo aspectos como emissões de gases de efeito estufa, gestão da água e efluentes, resíduos sólidos e manejo da fauna e flora. Na busca pela melhoria contínua do desempenho em meio ambiente, metas anuais são estabelecidas para todos os ativos, com base em aspectos e impactos mais relevantes a cada empreendimento.

Entre as iniciativas desenvolvidas voluntariamente pela Companhia, com vistas à conservação ambiental, destacam-se:

- *Programa de Conservação de Nascentes*: realizado em parceria com organizações governamentais e do terceiro setor, contribui para a preservação de recursos hídricos e a melhoria da qualidade da água consumida pelas comunidades. Desde o início do programa, 2.173 nascentes foram protegidas, 133 somente em 2021, na área de influência das usinas operadas pela Companhia.

- *Doação e plantio de mudas*: a ENGIE Brasil Energia mantém oito viveiros de mudas, sendo o mais recente implantado na Bahia, próximo às Centrais Eólicas Campo Largo I, II e Umburanas. Nesses locais, mudas de espécies nativas de cada região são produzidas e destinadas tanto à doação para a comunidade quanto ao plantio pela própria Companhia. Em 2021, foram mais de 475 mil mudas plantadas ou doadas. Além de contribuir para a conservação da biodiversidade, o projeto tem caráter educativo, pois parte das doações ocorre em eventos promovidos em escolas e outras entidades comunitárias.

- *Projeto Matriz Biodiversidade*: tem como principais objetivos o direcionamento de investimentos na área, a compatibilização de condicionantes ambientais com ações prioritárias de conservação, o aprimoramento dos indicadores de desempenho e a potencialização do impacto positivo sobre atributos ambientais ameaçados e serviços ecossistêmicos. Em 2021, foi executada a segunda fase do projeto, na qual são aprofundados os atributos ambientais, sob a ótica da biodiversidade, em usinas de referência. Os resultados desses estudos permitem um desdobramento de ações estratégicas para conservação do ecossistema nas diferentes regiões onde a Companhia está inserida.

Gestão social

A ENGIE Brasil Energia tem nas comunidades das quais faz parte um público prioritário, com o qual estabelece um relacionamento pautado por ética, diálogo e cooperação. Assim, nossas ações e responsabilidade social têm como foco áreas estratégicas ao desenvolvimento sustentável (veja ao lado).

Panorama - Gestão Social ENGIE Brasil Energia

Apoiamos as comunidades nas quais estamos inseridos nas seguintes áreas prioritárias:

- Acesso à cultura e ao esporte;

- Proteção da infância e da juventude;

- Geração de renda e inclusão social.

Nos projetos em implantação, a partir do engajamento das comunidades locais e das orientações de órgãos licenciadores, a Companhia incentiva atividades de capacitação e produção. Nesse sentido, diversas ações são desenvolvidas para apoiar a melhoria das condições de vida de grupos sociais mais vulneráveis.

Em 2021, R$ 18,2 milhões foram destinados pela ENGIE Brasil Energia a projetos de desenvolvimento comunitário não vinculados à implantação de empreendimentos. Esses investimentos foram distribuídos entre recursos próprios e incentivados, conforme demonstra o quadro a seguir, ampliando o impacto positivo nas comunidades.

Investimentos em responsabilidade social (em R$ mil)

Fonte de Recurso	2019	2020	2021	Variação 2021 x 2020
Investimentos não incentivados	4.034,6	7.504,2	7.078,0	-5,7%
Investimentos pelo Fundo da infância e adolescência - FIA	2.609,0	1.868,4	1.262,8	-32,4%
Investimentos pela Lei de Incentivo à cultura - Rouanet	9.375,0	7.264,6	5.052,0	-30,5%
Investimentos pela Lei de incentivo ao esporte	2.490,0	1.418,5	1.262,5	-11,0%
Investimentos pelo Programa Nacional de Apoio à Atenção Oncológica - PRONON	2.535,0	1.661,0	1.140,5	-31,3%
Investimentos pelo Programa Nacional de Apoio à Atenção da Saúde da Pessoa com Deficiência - PRONAS/PCD	2.546,0	1.436,3	1.147,5	-20,1%
Investimentos pelo Fundo Municipal do Idoso	2.286,0	1.480,9	1.239,6	-16,3%
TOTAL	**25.875,6**	**22.633,9**	**18.182,8**	**-19,7%**

Centros de Cultura e Sustentabilidade

Os Centros de Cultura e Sustentabilidade figuram entre as principais ações de relacionamento com as comunidades nas quais estamos inseridos. Projetados, implantados e mantidos desde 2011 com patrocínio da ENGIE Brasil Energia, tanto por meio de recursos incentivados quanto de recursos próprios, esses espaços impulsionam atividades culturais e educativas nas regiões onde a Companhia mantém ativos, ampliando o acesso a teatro, música, dança e cinema e outras manifestações artísticas. Os Centros são geridos, de forma autônoma e independente do governo e da Companhia, por integrantes das comunidades locais através da formatação de uma Organização da Sociedade Civil de Interesse Público (Oscip).

Localização – Centros de Cultura e Sustentabilidade



Ao final de 2021, seis centros se encontravam em operação (veja mapa), ainda que com algumas restrições operacionais impostas pela pandemia de Covid-19. Outros dois Centros, em Trairi (CE) e Saudade do Iguaçu (PR), tiveram suas obras iniciadas, com previsão de conclusão em 2023 e 2024, respectivamente. O Centro de Itá (SC), por sua vez, deu continuidade à etapa de captação de recursos.

Programa de Visitas e Educação Ambiental

Outra ferramenta importante no engajamento comunitário e difusão da cultura de sustentabilidade é o Programa de Visitas e Educação Ambiental. Em parceria com outras entidades, a Companhia mantém rotinas estruturadas de visitações às usinas de seu parque gerador, nas quais explica como funcionam os empreendimentos e apresenta projetos socioambientais desenvolvidos localmente. O Programa é complementado por apresentações em escolas e outros ambientes comunitários, com ênfase em Educação Ambiental.

Em 2021, como reflexo dos aprendizados do período pandêmico, a iniciativa foi adaptada, utilizando-se de ferramentas digitais – como teleconferências e tour virtual – para manter o engajamento e a troca de informações. O uso desses recursos ampliou a abrangência das atividades: cerca de 133 mil pessoas participaram do Programa ao longo do ano, número maior que os historicamente registrados.

A partir de 2022, tanto as visitas quanto as ações de educação ambiental serão reestruturadas, com abordagem mais institucional, alinhada aos direcionadores estratégicos da Companhia. Entre os principais objetivos dessa reestruturação estão a padronização dos meios de execução e a conexão entre aspectos locais e globais de sustentabilidade, pautados pelos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável.

Apoio ao voluntariado

A ENGIE Brasil Energia realiza desde 2018 a campanha "Energia Voluntária" que incentiva os colaboradores a doarem parte do Imposto de Renda devido a projetos ou entidades socioculturais, como creches, orfanatos, hospitais ou lares de idosos. A Companhia fornece apoio consultivo para efetivar as doações e estimula o engajamento dos doadores nas causas apoiadas. A campanha de 2021 contou com a participação de 46 colaboradores, gerando doações da ordem de R$ 115 mil, distribuídos entre o Fundo da Infância e Adolescência (em que se incluem doações ao Hospital Pequeno Príncipe, no Paraná) e o Fundo do Idoso.

Em caráter similar, foi realizada o Programa Energia do Bem, incentivando a doação de colaboradores a entidades do entorno de nossas operações que vêm apoiando as pessoas mais impactadas pela pandemia de Covid-19. Foram doados R$ 60 mil por colaboradores, complementados por R$ 81 mil da Companhia. Esses recursos foram convertidos, principalmente, em cestas básicas, EPIs, itens de higiene e limpeza e demais iniciativas do projeto "Salvando Vidas", liderado pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), que aportou outros R$ 100 mil em doações.

Ainda junto aos colaboradores foi executada uma campanha de arrecadação para aquisição de kits escolares destinados a abrigos infantis e escolas públicas. Com a participação de 245 doadores, essa campanha arrecadou R$ 25,7 mil, complementados por R$ 30 mil da ENGIE Brasil Energia – o que permitiu adquirir 570 kits, distribuídos a quatro instituições.

Enfrentamento à pandemia nas comunidades

Diante dos impactos socioeconômicos impostos pela pandemia de Covid-19 às comunidades, a ENGIE Brasil Energia seguiu direcionando recursos para apoiar entidades e projetos dedicadas ao enfrentamento desses impactos, especialmente junto a grupos sociais mais vulneráveis. Desde o início da pandemia, o total doado pela Companhia com essa finalidade se aproxima de R$ 11 milhões, com destaque para as seguintes ações:

- Participação no Projeto Aliança Pela Vida na Grande Florianópolis (SC): Estruturação de um grande centro de triagem para pacientes com suspeita de Covid-19, a fim de diminuir a pressão sobre a capacidade dos hospitais da região, bastante impactados especialmente no primeiro semestre do ano. A ENGIE Brasil Energia contribuiu com R$ 500 mil para a iniciativa.

- Viabilização de uma usina de oxigênio em Ponta Grossa (PR): A Companhia doou R$ 750 mil à construção e à operação de uma usina de oxigênio no município de Ponta Grossa (PR), região do Sistema de Transmissão Gralha Azul. Em complemento, o BNDES, por meio do projeto "Salvando Vidas", doou o mesmo montante à iniciativa.

- Doação de medicamentos para intubação: diante da escassez de insumos em determinados momentos do ano para o atendimento a pacientes em UTIs, a ENGIE Brasil Energia se uniu a um grupo de empresas para a doação ao Ministério da Saúde de 3,7 milhões de medicamentos utilizados no processo de intubação, quantidade suficiente para a gestão de 500 leitos pelo período de um mês e meio. De caráter emergencial, essa ação também contou com o apoio da TAG, Itaú Unibanco, Vale, Klabin, Petrobras, Raízen, BR Distribuidora e Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP). Todos os insumos foram entregues ao Ministério, responsável pela distribuição pelos estados por meio do Sistema Único de Saúde (SUS). A ENGIE Brasil Energia contribuiu com R$ 1 milhão para a iniciativa.

- Adesão ao movimento Unidos Pela Vacina: Movimento que objetiva adquirir geladeiras, seringas, luvas e álcool gel, entre outros insumos, para evitar gargalos no processo de vacinação. A Companhia doou R$ 50 mil.

- Estímulo SC: a Companhia, em parceria com o LIDE Santa Catarina (Grupo de Líderes Empresariais), criou o fundo "Estímulo SC" para concessão de crédito, em condições facilitadas, a pequenos e médios negócios. A ENGIE Brasil Energia aportou R$ 1 milhão no fundo, o primeiro do Brasil, com caráter 100% privado, destinado a apoiar empreendedores na superação dos prejuízos causados pela pandemia.

- Doação de EPIs: por meio do projeto "Salvando Vidas", do BNDES, foi viabilizada a doação de equipamentos de proteção individual (EPIs) para quatro hospitais, nos estados de Sergipe, Rio de Janeiro, Pará e Rondônia. O aporte da ENGIE Brasil Energia foi de R$ 100 mil, com uma contrapartida do Banco no mesmo valor.

Parcerias do Bem

Em setembro de 2021, a Companhia lançou o programa Parcerias do Bem, convidando seus clientes – empresas de diferentes portes e setores – a se engajarem em iniciativas de responsabilidade social, para impulsionar o desenvolvimento sustentável em diferentes regiões do país.

Alinhado ao 17º Objetivo do Desenvolvimento Sustentável (ODS) da Agenda 2030, o Programa tem nas parcerias entre organizações sua principal ferramenta para ampliar o impacto positivo de projetos dedicados a educação, cultura, saúde, geração de renda e conservação ambiental, entre outros aspectos. Ao longo do ano, uma série de *webinars* foi realizada pela ENGIE Brasil Energia para os potenciais parceiros, abordando práticas de investimento social privado, aplicação de mecanismos de incentivo fiscal, governança e engajamento de pessoas físicas no apoio a projetos socioambientais, entre outros temas.

Mulheres do Nosso Bairro

Desde outubro de 2020, mulheres e meninas das comunidades onde a ENGIE Brasil Energia está inserida contam com o projeto Mulheres do Nosso Bairro, uma iniciativa para enfrentamento aos efeitos da pandemia sobre o público feminino. Alinhadas ao compromisso da Companhia em promover a equidade de gênero, as atividades desenvolvidas incluem fomento ao empreendedorismo, capacitação para o mercado de trabalho, informações sobre redes de apoio, ações de sensibilização e conscientização para combater a violência doméstica, além de suporte à saúde feminina.

O projeto abrange mais de 100 municípios, em diferentes regiões do Brasil. Como destaque do primeiro ano de execução está o apoio a 28 empreendimentos liderados por mulheres, em 10 estados brasileiros, a partir de um edital que destinou R$ 485 mil doados pela ENGIE Brasil Energia para investimento nos negócios. Ao final de 2021, 15 desses empreendimentos já relatavam incremento médio de 85% no faturamento e o índice de felicidade das mulheres com os seus negócios, manifestado por meio de pesquisa periódica, era de 99,3%.

Dando continuidade às ações, a Companhia lançou um segundo edital, fortalecida a partir de uma parceria firmada com o Consulado da Mulher, ação social da Consul – uma das marcas da Whirlpool, fabricante de eletrodomésticos.

Foram recebidas 352 propostas, com 30 empreendimentos locais de pequeno porte selecionados para aceleração, além de três Organizações da Sociedade Civil (OSC) para atuarem como multiplicadoras do projeto – essas instituições serão responsáveis por capacitar 75 empreendedoras. As iniciativas selecionadas estão distribuídas em 27 municípios de atuação da ENGIE Brasil Energia, em 14 estados. Com esse segundo edital, no valor de R$ 508 mil, o investimento total da ENGIE no projeto ultrapassou a marca de R$ 1,2 milhão.

Cabe destacar que a participação do Consulado da Mulher no Programa foi viabilizada pela iniciativa Parcerias do Bem (veja acima), integrando um cliente (a Consul/Whirlpool) a um projeto social da Companhia.

Em paralelo, foram oferecidos cerca de 40 cursos *online* para capacitação profissional/empreendedora de mulheres. Ao final do ano, a plataforma de venda de produtos contava com 274 usuárias, de 20 municípios distintos. No eixo de Combate à Violência, por sua vez, a ENGIE Brasil Energia renovou a parceria com o Instituto Maria da Penha, para a criação de conteúdos especiais voltados à sensibilização sobre o tema.

Gestão de pessoas

Os colaboradores da ENGIE Brasil Energia compartilham do propósito de acelerar a transição energética, contribuindo para a construção de um futuro mais sustentável. Representam, assim, um capital essencial ao sucesso dos negócios, de modo que a Companhia se empenha em ofertar um ambiente de trabalho ético, seguro, saudável e inclusivo, que alavanque o desenvolvimento pessoal e profissional, gerando reconhecimento e satisfação.

Ao final do ano, 1.201 colaboradores integravam nosso quadro funcional – dado que abrange colaboradores de empreendimentos em que a ENGIE Brasil Energia possui 100% de controle – conforme apresenta o quadro a seguir:

Empregados próprios em 31.12.2021, por gênero e categoria funcional

Colaboradores por gênero e categoria funcional	homens	% dos homens	mulheres	% das mulheres	total	% do total
Diretores	7	1%	1	0%	8	1%
Gerência	224	25%	33	11%	257	21%
Analistas, engenheiros e especialistas	291	32%	155	53%	446	37%
Operadores, técnicos	393	43%	105	36%	498	41%
Total	**908**	**76%**	**293**	**24%**	**1.201**	

Além desses colaboradores, a Companhia contava com 60 estagiários e outros 186 profissionais vinculados a empresas não controladas integralmente – 150 à TAG, 32 à Companhia Energética Estreito e quatro à Itá Energética.

O número de colaboradores apresentou significativa redução em relação a 2020, de 21,9%, em virtude da já mencionada venda do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda – o que não impactou o número de desligamentos, uma vez que a saída dos colaboradores do quadro da ENGIE Brasil Energia se deu por motivo de cisão.

Além disso, foi implementado, ao longo do ano, um Plano de Demissão Voluntária (PDV), oferecendo condições especiais de desligamento / aposentadoria antecipada a alguns colaboradores, em um processo gradual, que deve se estender até 2023.

Admissões e desligamentos - colaboradores

	2021	2020	2019
Admissões	162	272	140
Desligamentos	159	132	79

A Companhia segue as normas da Organização Internacional do Trabalho (OIT) quanto à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e à representação interna dos trabalhadores, pautados sempre por Acordos Coletivos negociados com as Entidades Sindicais representativas dos empregados. Não houve paralizações ou greves dos trabalhadores da Companhia nos últimos três anos.

A Companhia mantém relações com os seguintes sindicatos:

INTERSUL

- Sindicato dos Trabalhadores na Indústria de Energia Elétrica de Florianópolis;
- Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias de Energia Elétrica de Lages;
- Federação Nacional dos Trabalhadores Indústrias Urbanas.

INTERSINDICAL

- Sindicato dos Contabilistas da Grande Florianópolis;
- Sindicato dos Economistas no Estado de Santa Catarina;
- Sindicato dos Administradores do Estado de Santa Catarina;
- Federação Nacional dos Técnicos Industriais (abrange o Sindicato dos Técnicos Industriais); e
- Federação Nacional dos Engenheiros (abrange o Sindicato dos Engenheiros).

Para avaliar efetividades dos programas dedicados à gestão de pessoas, a Companhia realiza regularmente uma pesquisa de clima organizacional. Em 2021, 85% dos colaboradores responderam ao questionário. Os destaques desse ciclo de pesquisa foram:

- 95% recomendam a Companhia como um bom lugar para se trabalhar;
- 98% se sentem orgulhosos por serem associados à Companhia;
- 95% acreditam plenamente nas metas e objetivos da ENGIE;
- 99% acreditam que a ENGIE é uma empresa ambientalmente responsável;
- 98% acreditam que a ENGIE é uma empresa socialmente responsável; e
- 91% acreditam que a gestão apoia a diversidade e a inclusão na ENGIE.

Saúde e Segurança do Trabalho (SST)

Conforme preconiza nossa Política de Gestão Sustentável, a integridade física e psíquica, o profissionalismo, a capacitação e a competência dos empregados são prioridades para a ENGIE Brasil Energia. O mesmo cuidado dispensado aos empregados próprios é estendido aos prestadores de serviços – os contratos preveem cláusulas referentes ao tema, primando pela garantia da saúde e da segurança também de subcontratados e terceiros. Ainda assim, nove fatalidades com subcontratados foram registradas no ano, todas relacionadas às obras do Sistema de Transmissão Novo Estado, número bastante acima do histórico da Companhia (para referência, nos últimos 10 anos, foram 4 fatalidades, todas envolvendo subcontratados).

Em decorrência desses eventos, foram desenvolvidas algumas ações buscando o fortalecimento da cultura de segurança de todos os envolvidos nas obras em andamento. Entre elas, palestras de conscientização e fóruns com consultorias especializadas, com a utilização de técnicas de *Coaching*, Programação Neurolinguística (PNL) e Andragogia, culminando na assinatura de termo de compromisso por mais de 8 mil colaboradores, a fim de fortalecer as atitudes preventivas em cada um deles. Além das ações focadas em questões comportamentais, houve revisão de processos por equipes especializadas e multidisciplinares, com objetivo de reforçar barreiras existentes e reduzir o risco de falhas.

Os quadros a seguir apresentam indicadores relativos à SST, segregando os dados referentes à ENGIE Geração Solar Distribuída (EGSD), que são contabilizados em separado.

Acidentes de Trabalho (exceto EGSD)	
Colaboradores próprios	
Número de horas de exposição ao risco	2.680.926
Acidentes de trabalho e de trajeto com e sem afastamento	2
Dias perdidos – acidentes de trabalho com afastamento	0
Acidentes fatais	0
Colaboradores de empresas contratadas	
Número de horas de exposição ao risco	33.705.469
Acidentes de trabalho e de trajeto com e sem afastamento	206
Acidentes fatais	9

Acidentes de Trabalho EGSD	
Colaboradores próprios	
Número de horas de exposição ao risco	103.706
Acidentes de trabalho e trajeto com e sem afastamento	1
Dias perdidos – acidentes de trabalho com afastamento	11
Acidentes fatais	0
Colaboradores de empresas contratadas	
Número de horas de exposição ao risco	64.191
Acidente de trabalho e trajeto com e sem afastamento	0
Acidentes fatais	0

Indicadores – Saúde e Segurança no Trabalho (exceto EGSD)

Indicador	2019	2020	2021	Meta 2021	Meta 2022
Taxa de Frequência (TF) operação e manutenção	-	1,203	0,568	**≤ 1,40**	**≤ 1,40**
Taxa de Gravidade (TG) empregados próprios	0,000	0,006	0,000	**≤ 0,02**	**≤ 0,02**
Taxa de Frequência (TF) obras	-	0,561	1,649	**≤ 2,30**	**≤ 2,40**

Indicadores – Saúde e Segurança no Trabalho EGSD

Indicador	2019	2020	2021	Meta 2021
Taxa de Frequência (TF) empregados próprios	4,650	0,000	0,000	**≤ 3,50**
Taxa de Gravidade (TG) empregados próprios	0,302	0,000	0,000	Não há

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.

Reforçando a disseminação da cultura de segurança, a ENGIE Brasil Energia estabelece metas de desempenho relativas ao tema, a serem cumpridas pelos gestores, como a realização das Visitas Gerenciais de Segurança (VGS). A prática contempla a vistoria, em campo, da aplicação dos procedimentos de SST, cabendo ao gestor conferir as medidas de controle adotadas e multiplicar as orientações sobre o tema junto aos colaboradores. Em 2021 foram realizadas 1.474 VGS, número 6,9% superior ao registrado em 2020.

Em complemento, um sistema dedicado apoia a gestão de situações de risco e quase acidente, consolidando históricos e integrando os indicadores da área a outros aspectos da gestão corporativa. Em 2021, 4.681 ocorrências foram registradas no sistema, número 20,5% menor que o observado em 2020 (5.886) — das quais 100 foram classificadas como HIPOs (*High Potential Events* — Eventos de Alto Potencial), categoria que recebe tratamento diferenciado, com planos de ação detalhados.

Combate à Covid-19 entre colaboradores

Em 2021, especialmente no primeiro semestre, a pandemia de Covid-19 continuou impondo desafios adicionais de gestão e operação, superados com base no compromisso irrestrito de assegurar a saúde física e mental dos colaboradores e de suas famílias.

O trabalho em regime de *home-office* para profissionais dedicados a atividades passíveis de execução nesse formato continuou sendo realizado, em regime de escala, para que o contingente presencial fosse o menor possível. Os cuidados como uso de máscara, limpeza regular das superfícies e leitura da temperatura na entrada das instalações também foram seguidos, como em 2020. Os testes (do tipo *swab* nasal) foram executados semanalmente para todos os colaboradores e prestadores de serviços durante a maior parte do ano – deixou de ser obrigatório aos que estavam completamente imunizados e assintomáticos, mas voltou a ser aplicado integralmente ao fim de 2021, com o crescimento do número de casos decorrentes da variante Ômicron.

Os canais de atendimento à saúde, que inclui tanto médicos quanto psicólogos, seguiu disponível para apoio a colaboradores e familiares – em caráter confidencial, gratuito e operando 24 horas por dia, sete dias por semana, por e-mail, vídeo ou telefone.

Equidade de gênero

Engajada no combate a qualquer tipo de discriminação, abrangendo todos os grupos sociais sub-representados, a ENGIE Brasil Energia assumiu o compromisso público de promover a equidade de gênero. A ampliação da presença feminina em cargos de liderança está entre os objetivos não financeiros do Grupo ENGIE, em âmbito global, reforçado pela adesão da Companhia, desde 2019, aos "Princípios de Empoderamento das Mulheres" (WEPs, sigla em inglês de Women's Empowerment Principles), uma iniciativa da ONU.

Em meio a um setor com histórico predomínio masculino, decorrente de fatores culturais que se estendem da formação à inserção no mercado de trabalho, a ENGIE Brasil Energia vem trabalhando intensamente para a equidade e inclusão de mulheres em seus segmentos de atuação. A venda do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, unidade intensiva em mão de obra técnica, se refletiu no percentual de mulheres na Companhia, que passou de 19,9%, em 2020, para 24,4% em 2021 — aumento de 4,5 p.p. Também contribuíram para esse resultado ações como seleção de ao menos uma pessoa do gênero feminino para a lista final de processos seletivos, desenvolvimento e aceleração de carreiras.

Ainda nesse sentido, a ENGIE Brasil Energia, em parceria com outras organizações, tem buscado ofertar cursos de capacitação técnica para profissionais do gênero feminino. No entorno dos Conjuntos Eólicos Campo Largo I, II e Umburanas, no interior da Bahia, foi realizado, gratuitamente, formação em auxiliar de eletricista. Dada a grande procura, a oferta inicial de vagas foi ampliada, passando de 20 para 45.

Já no Rio Grande do Norte, onde a Companhia mantém um projeto solar em operação e um projeto eólico em construção, foi promovido o curso de Tecnologia em Geração Eólica e Introdução às Tecnologias de Geração Fotovoltaica. Também gratuito, contou com mais de 300 inscritos. Foram realizadas duas turmas: uma mista, composta por 50% de mulheres e outra totalmente exclusiva para elas. A conclusão do curso não está diretamente vinculada à oferta de trabalho na Companhia, mas amplia as possibilidades de se estabelecer uma relação profissional, seja com a ENGIE ou com outra das tantas Companhias energéticas que têm se estabelecido na região.

Além de colaborar com a equidade de gênero, o apoio à formação técnica está alinhado a um dos pilares de responsabilidade social corporativa da Companhia: geração de renda e inclusão social – o que ganha ainda mais relevância por se tratar de regiões no interior do país, com poucas oportunidades profissionais. Outro aspecto relevante é que, ao criar oportunidades profissionais para a comunidade local, a Companhia fortalece vínculos e potencializa a gestão de *stakeholders*.

Balanço Social

1 – Base de cálculo	2021 (R$ mil)				2020 (R$ mil)			
Receita Líquida (RL)	12.540.673				12.259.159			
Resultado Operacional (RO)	1.819.434				3.687.128			
Folha de Pagamento Bruta (FPB)	279.974				206.622			
Valor Adicionado Total (VAT)	6.858.327				7.444.141			
2 – Indicadores sociais internos	**R$ mil**	**% sobre FPB**	**% sobre RL**	**% sobre VAT**	**R$ mil**	**% sobre FPB**	**% sobre RL**	**% sobre VAT**
Alimentação	28.576	10,21	0,23	0,42	27.632	13,37	0,23	0,37
Encargos sociais compulsórios	87.774	31,35	0,70	1,28	84.860	41,07	0,69	1,14
Previdência privada	57.952	20,70	0,46	0,84	44.784	21,67	0,37	0,60
Saúde	26.638	9,51	0,21	0,39	23.992	11,61	0,20	0,32
Segurança e saúde no trabalho	15.266	5,45	0,12	0,22	15.867	7,68	0,13	0,21
Educação	678	0,24	0,01	0,01	435	0,21	0,00	0,01
Cultura	12	0,00	0,00	0,00	22	0,01	0,00	0,00
Capacitação e desenvolvimento profissional	4.432	1,58	0,04	0,06	2.344	1,13	0,02	0,03
Creches ou auxílio-creche	685	0,24	0,01	0,01	409	0,20	0,00	0,01
Esporte	487	0,17	0,00	0,01	511	0,25	0,00	0,01
Participação nos lucros ou resultados	75.626	27,01	0,60	1,10	66.511	32,19	0,54	0,89
Transporte	6.433	2,30	0,05	0,09	6.560	3,17	0,05	0,09
Outros	1.529	0,55	0,01	0,02	1.452	0,70	0,01	0,02
Total – Indicadores sociais internos	**306.088**	**109,33**	**2,44**	**4,46**	**275.379**	**133,28**	**2,25**	**3,70**
3 – Indicadores sociais externos	**R$ mil**	**% sobre RO**	**% sobre RL**	**% sobre VAT**	**R$ mil**	**% sobre RO**	**% sobre RL**	**% sobre VAT**
Educação	658	0,24	0,01	0,01	14	0,01	-	-
Cultura	5.924	2,12	0,05	0,09	11.101	5,37	0,09	0,15
Saúde e saneamento	2.334	0,83	0,02	0,03	4.284	2,07	0,03	0,06
Esporte	1.263	0,45	0,01	0,02	1.482	0,72	0,01	0,02
Outros	8.004	2,86	0,06	0,12	5.478	2,65	0,04	0,07
Total das contribuições para a sociedade	**18.183**	**6,49**	**0,14**	**0,27**	**22.359**	**10,82**	**0,18**	**0,30**
Tributos (excluídos encargos sociais)	1.731.951	618,61	13,81	25,25	2.134.548	1.033,07	17,41	28,67
Total – Indicadores sociais externos	**1.750.134**	**625,11**	**13,96**	**25,52**	**2.156.907**	**1.043,89**	**17,59**	**28,97**
4 – Indicadores ambientais	**R$ mil**	**% sobre RO**	**% sobre RL**	**% sobre VAT**	**R$ mil**	**% sobre RO**	**% sobre RL**	**% sobre VAT**
4.1 – Investimentos relacionados com a produção/operação da empresa								
Passivos e contingências ambientais	14.894	5,32	0,12	0,22	13.608	6,59	0,11	0,18
Programa de desenvolvimento tecnológico e industrial	27.618	9,86	0,22	0,40	27.264	13,20	0,22	0,37
Outros	2.442	0,87	0,02	0,04	2.322	1,12	0,02	0,03
Total dos investimentos relacionados com a produção/ operação da empresa	**44.954**	**7,47**	**0,36**	**0,66**	**43.194**	**1,17**	**0,35**	**0,58**
4.2 – Investimentos em programas e/ou projetos externos								
Projetos de educação ambiental em comunidades	1.468	0,24	0,01	0,02	1.330	0,04	0,01	0,02
Preservação e/ou recuperação de ambientes degradados	4.914	0,82	0,04	0,07	4.540	0,12	0,04	0,06
Outros	6.453	1,07	0,05	0,09	4.365	0,12	0,04	0,06
Total dos investimentos em programas e/ou projetos externos	**12.835**	**2,13**	**0,10**	**0,19**	**10.235**	**0,28**	**0,08**	**0,14**
Total dos investimentos em meio ambiente (4.1 + 4.2)	**57.789**	**9,60**	**0,46**	**0,84**	**53.429**	**1,45**	**0,44**	**0,72**

Distribuição dos investimentos em meio ambiente	em mil R$	% sobre total	em mil R$	% sobre total
Total dos investimentos em ações de prevenção ambiental	22.902	39,63	22.862	42,79
Total dos investimentos em ações de manutenção ambiental	32.732	56,64	28.873	54,04
Total dos investimentos em ações de compensação ambiental	2.155	3,73	1.694	3,17
Quantidade de processos ambientais, administrativos e judiciais movidos contra a entidade:	60		35	
Valor das multas e das indenizações relativas à matéria ambiental determinadas administrativa e/ou judicialmente:	-		9,3	
5 – Indicadores do corpo funcional	**2021 (em unidades)**		**2020 (em unidades)**	
Número de empregados(as) no fim do período	1.201		1.538	
Número de admissões durante o período	162		272	
Número de desligamentos durante o período	159		132	
Número de estagiários(as)	60		47	
Número de empregados por faixa etária:				
Menos de 30 anos	198		255	
Entre 30 e 50 anos	862		1066	
Mais de 50 anos	141		217	
Número e percentual de mulheres que trabalham na empresa	293 (24,4%)		306 (19,9%)	
Percentual de cargos de chefia ocupados por mulheres	12,8%		12,7%	
Número e percentual de homens que trabalham na empresa	908 (75,6%)		1.232 (80,1%)	
Percentual de cargos de chefia ocupados por homens	87,2%		87,3%	
Número de negros(as) que trabalham na empresa	Não existe declaração formal por parte dos empregados		Não existe declaração formal por parte dos empregados	
Percentual de cargos de chefia ocupados por negros(as)	Não existe declaração formal por parte dos empregados		Não existe declaração formal por parte dos empregados	
Número de portadores(as) de deficiência ou necessidades especiais	35		53	
Proporção entre o maior salário pago pela empresa e a mediana salarial dos demais empregados	15%		Não disponível	
Proporção entre o maior salário pago pela empresa e a média salarial dos demais empregados	18%		17%	
6 – Informações Relevantes quanto ao Exercício da Cidadania Empresarial	**2020**		**2019**	
Número total de acidentes de trabalho e de trajeto	ENGIE: 2 Prestadores de Serviços: 206		ENGIE: 4 Prestadores de Serviços: 103	
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos por:	( ) Direção		( ) Direção	
	( ) Direção e gerências		( ) Direção e gerências	
	(X) Todos(as) os(as) empregados(as)		(X) Todos(as) os(as) empregados(as)	
Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos por:	( ) Direção e gerências		( ) Direção e gerências	
	( ) Todos(as) os(as) empregados(as)		( ) Todos(as) os(as) empregados(as)	
	(X) Todos(as) + CIPA		(X) Todos(as) + CIPA	
Quanto à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e à representação interna dos(as) trabalhadores(as), a empresa:	( ) Não se envolve		( ) Não se envolve	
	(X) Segue as normas da OIT		(X) Segue as normas da OIT	
	( ) Incentiva e segue a OIT		( ) Incentiva e segue a OIT	
A previdência privada contempla:	( ) Direção		( ) Direção	
	( ) Direção e gerências		( ) Direção e gerências	
	(X) Todos(as) os(as) empregados(as)		(X) Todos(as) os(as) empregados(as)	
A participação nos lucros ou resultados contempla:	( ) Direção		( ) Direção	
	( ) Direção e gerências		( ) Direção e gerências	
	(X) Todos(as) os(as) empregados(as)		(X) Todos(as) os(as) empregados(as)	
Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela empresa:	( ) Não são considerados		( ) Não são considerados	
	( ) São sugeridos		( ) São sugeridos	
	(X) São exigidos		(X) São exigidos	
Quanto à participação de empregados(as) em programas de trabalho voluntário, a empresa:	( ) Não se envolve		( ) Não se envolve	
	(X) Apoia		(X) Apoia	
	( ) Organiza e incentiva		( ) Organiza e incentiva	
Número total de reclamações e críticas de consumidores(as):	(0) Na empresa		(0) Na empresa	
	(N.A.) No Procon		(N.A.) No Procon	
	(0) Na Justiça		(0) Na Justiça	
Valor adicionado total a distribuir (em mil R$):	**6.858.327**		**7.444.141**	
Distribuição do Valor Adicionado	**em mil R$**	**% sobre total**	**em mil R$**	**% sobre total**
Governo	2.473.851	36,1%	3.024.354	40,6%
Colaboradores(as)	422.236	6,2%	361.756	4,9%
Acionistas	1.490.473	21,7%	2.622.280	35,2%
Terceiros	2.397.270	35,0%	1.260.763	16,9%
Retido	74.497	1,1%	174.988	2,4%
7 – Outras Infomações	**2021**		**2020**	
Consumo de água (água retirada da fonte – água devolvida)	7.233.621,95 m^3		9.871.120,28 m^3	
Consumo de energia elétrica	278,76 GWh		76,0 GWh	
Quantidade anual de resíduos gerados (evacuados)	1.981.714,68 ton		2.556.216,47 ton	
Quantidade anual de resíduos recuperados	1.980.325,03 ton		2.121.417,59 ton	

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

Relatório de Sustentabilidade

Informações complementares sobre os aspectos socioambientais da Companhia, bem como sobre questões relacionadas à geração de valor para os públicos de relacionamento, serão publicados no Relatório de Sustentabilidade da ENGIE Brasil Energia, a ser lançado em abril de 2022.

Exploração do trabalho infantil, forçado e compulsório e combate à discriminação

A ENGIE Brasil Energia não admite, em hipótese alguma, a exploração do trabalho infantil, forçado ou compulsório e reserva-se o direito de não contratar serviços ou ter relacionamento comercial com entidades que adotem essa prática, assumindo ainda o compromisso de denunciar aos órgãos competentes os casos que porventura vier a ter conhecimento.

A ENGIE Brasil Energia tem o respeito como um dos seus princípios éticos fundamentais. No que se refere aos direitos humanos, está permanentemente atenta a situações sensíveis que possam comprometer a execução de suas atividades, como, por exemplo, o relacionamento com as populações remanejadas.

Ainda nesse contexto, cada colaborador da ENGIE Brasil Energia deve se certificar de que não pratica qualquer tipo de discriminação por palavras ou atos, particularmente no que se refere a idade, gênero, origens étnicas, sociais ou culturais, religião, opiniões políticas ou sindicais, escolhas de vida pessoais, particularidades ou deficiências físicas.

Todos esses princípios e a conduta esperada de seus empregados, fornecedores e parceiros estão dispostos na Política de Direitos Humanos e no Código de Ética da ENGIE Brasil Energia, amplamente divulgados a todos os públicos no website corporativo.

Identificação do responsável pelas informações socioambientais e forma de contato

O coordenador do Fórum de Sustentabilidade é a pessoa responsável pelas informações socioambientais e o contato pode ser realizado por meio do e-mail: forumsustentabilidade.brenergia@engie.com.

Auditores Independentes

De acordo com o Artigo 2° da Instrução CVM n° 381/03, a ENGIE Brasil Energia informa que a Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, auditores independentes da Companhia e de suas controladas, não prestou serviços não relacionados à auditoria independente em 2021.

Declaração da Diretoria

A Diretoria declara, em atendimento ao Artigo 25, parágrafo 1°, incisos V e VI, da Instrução CVM 480/2009, que revisou, discutiu e concorda com as demonstrações contábeis contidas neste Relatório e opiniões expressas no Relatório dos Auditores Independentes referente às mesmas.

A Administração

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.
CNPJ N° 02.474.103/0001-19 | NIRE N° 42 3 0002438-4
BALANÇOS PATRIMONIAIS LEVANTADOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2021 E 2020
(Em milhares de reais)

ATIVO

		Controladora		Consolidado	
	Nota	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
ATIVO CIRCULANTE					
Caixa e equivalentes de caixa	3	2.559.208	1.924.589	5.156.406	4.538.946
Contas a receber de clientes	4	487.837	692.801	1.114.105	1.723.101
Crédito de imposto de renda e contribuição social	23	163.182	86.218	248.324	140.785
Dividendos a receber	36	405.621	362.156	-	32.500
Estoques	5	19.267	17.314	151.146	189.428
Ganhos não realizados em operações de *hedge*	17	2.561	11.689	42.577	14.475
Ganhos não realizados em operações de *trading*	17	-	-	206.647	320.309
Títulos e valores mobiliários	6	-	6.830	-	-
Depósitos vinculados	7	589.898	161.860	638.606	174.048
Prêmio de riscos a apropriar - repactuação do risco hidrológico	8	13.016	13.016	15.089	15.089
Ativo financeiro de concessão	10	-	-	333.638	305.626
Ativo de contrato	11	-	-	387.529	-
Outros ativos circulantes	12	117.394	90.515	219.290	274.413
		4.357.984	**3.366.988**	**8.513.357**	**7.728.720**
Ativos não circulantes mantidos para venda		4.577	4.577	4.577	4.577
		4.362.561	**3.371.565**	**8.517.934**	**7.733.297**
ATIVO NÃO CIRCULANTE					
Realizável a Longo Prazo					
Ganhos não realizados em operações de *hedge*	17	165.442	714.101	184.155	719.380
Ganhos não realizados em operações de *trading*	17	-	-	100.523	54.385
Títulos e valores mobiliários	6	-	332.389	-	-
Depósitos vinculados	7	9.106	-	265.432	235.819
Depósitos judiciais	9	78.182	80.888	79.198	82.539
Prêmio de riscos a apropriar - repactuação do risco hidrológico	8	64.256	77.273	85.507	100.597
Ativo financeiro de concessão	10	-	-	2.729.112	2.499.170
Ativo de contrato	11	-	-	4.936.101	2.961.419
Outros ativos não circulantes	12	145.249	38.982	288.954	175.751
		462.235	**1.243.633**	**8.668.982**	**6.829.060**
Investimentos	**13**	**12.772.597**	**14.355.322**	**2.366.708**	**2.425.062**
Imobilizado	**14**	**3.585.160**	**3.825.549**	**14.378.787**	**15.537.837**
Intangível	**15**	**2.407.176**	**1.035.535**	**4.038.156**	**2.513.990**
Direito de uso de arrendamentos	**21**	**20.797**	**23.568**	**145.158**	**147.002**
		19.247.965	**20.483.607**	**29.597.791**	**27.452.951**
TOTAL		**23.610.526**	**23.855.172**	**38.115.725**	**35.186.248**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.
CNPJ N° 02.474.103/0001-19 | NIRE N° 42 3 0002438-4
BALANÇOS PATRIMONIAIS LEVANTADOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2021 E 2020
(Em milhares de reais)

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO

		Controladora		Consolidado	
	Nota	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
PASSIVO CIRCULANTE					
Fornecedores	16	183.800	141.257	649.962	861.752
Dividendos e juros sobre o capital próprio	31	56.252	1.381.504	56.558	1.385.056
Empréstimos e financiamentos	18	2.536.436	1.117.804	2.848.070	1.375.627
Debêntures	19	282.000	227.698	542.864	449.376
Arrendamentos a pagar	21	6.669	5.876	19.568	19.144
Concessões a pagar	22	267.117	222.474	274.071	228.865
Imposto de renda e contribuição social a pagar	23	13.426	45.618	82.443	198.541
Outras obrigações fiscais e regulatórias	24	34.124	40.547	106.555	113.901
Obrigações trabalhistas	25	155.596	100.980	171.232	130.097
Perdas não realizadas em operações de *trading*	17	-	-	190.348	321.654
Provisões	26	10.248	3.293	22.060	15.159
Obrigações com benefícios de aposentadoria	27	42.064	42.988	42.064	43.067
Outros passivos circulantes	29	150.147	98.662	769.364	238.687
		3.737.879	**3.428.701**	**5.775.159**	**5.380.926**
PASSIVO NÃO CIRCULANTE					
Empréstimos e financiamentos	18	2.337.601	4.165.848	10.749.031	9.825.881
Debêntures	19	3.853.360	3.298.115	5.994.752	5.113.171
Ações preferenciais resgatáveis	20	-	-	510.160	482.088
Arrendamentos a pagar	21	5.732	8.417	106.816	104.828
Perdas não realizadas em operações de *trading*	17	-	-	80.414	36.405
Concessões a pagar	22	4.490.976	3.733.291	4.544.720	3.783.453
Provisões	26	90.647	89.511	370.767	305.845
Obrigações com benefícios de aposentadoria	27	421.932	407.056	421.947	407.846
Imposto de renda e contribuição social diferidos	28	728.083	828.239	1.504.825	1.523.222
Outros passivos não circulantes	29	15.308	156.465	124.537	480.585
		11.943.639	**12.686.942**	**24.407.969**	**22.063.324**
PATRIMÔNIO LÍQUIDO					
Capital social	30	4.902.648	4.902.648	4.902.648	4.902.648
Reservas de lucros	30	3.011.399	2.936.902	3.011.399	2.936.902
Dividendos adicionais propostos	31	549.798	609.594	549.798	609.594
Ajustes de avaliação patrimonial	30	(534.837)	(709.615)	(534.837)	(709.615)
		7.929.008	**7.739.529**	**7.929.008**	**7.739.529**
Participação de acionista não controlador		-	-	3.589	2.469
		7.929.008	**7.739.529**	**7.932.597**	**7.741.998**
TOTAL		**23.610.526**	**23.855.172**	**38.115.725**	**35.186.248**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.
CNPJ N° 02.474.103/0001-19 | NIRE N° 42 3 0002438-4
DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2021 E 2020
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de forma diferente)

		Controladora		Consolidado	
	Nota	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	32	**4.202.747**	**3.951.537**	**12.540.673**	**12.259.159**
Custos operacionais					
Compras de energia	33	(788.971)	(529.351)	(2.099.447)	(2.583.053)
Transações no mercado de energia de curto prazo	33	(273.268)	(91.297)	(628.632)	(310.767)
Encargos de uso de rede elétrica e de conexão	33	(361.679)	(337.744)	(606.253)	(560.335)
Outros custos operacionais	33	(708.716)	(526.631)	(4.851.205)	(4.279.593)
Repactuação do risco hidrológico	15	1.436.362	967.681	1.590.825	967.681
Custo dos serviços prestados	33	(34.749)	(29.709)	(34.749)	(29.790)
		(731.021)	**(547.051)**	**(6.629.461)**	**(6.795.857)**
LUCRO BRUTO		**3.471.726**	**3.404.486**	**5.911.212**	**5.463.302**
Receitas (despesas) operacionais					
Despesas com vendas	33	(21.063)	(16.568)	(28.949)	(25.369)
Despesas gerais e administrativas	33	(282.910)	(235.438)	(300.707)	(251.999)
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos, líquida	13/14	(1.156.423)	(40.828)	(1.076.158)	(98.755)
Alienação de subsidiária	13	(200.143)	-	(200.143)	-
Outras despesas operacionais, líquidas		(11.875)	(3.947)	(9.116)	(4.667)
		(1.672.414)	**(296.781)**	**(1.615.073)**	**(380.790)**
Resultado de participações societárias					
Equivalência patrimonial	13	1.471.342	1.552.344	601.985	487.051
Amortização da mais valia	13	(3.341)	(3.341)	-	-
		1.468.001	**1.549.003**	**601.985**	**487.051**
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS		**3.267.313**	**4.656.708**	**4.898.124**	**5.569.563**
Resultado financeiro					
Despesas financeiras	34	(1.943.841)	(1.524.334)	(3.359.539)	(2.137.239)
Receitas financeiras	34	180.054	151.940	280.849	254.804
		(1.763.787)	**(1.372.394)**	**(3.078.690)**	**(1.882.435)**
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS SOBRE O LUCRO		**1.503.526**	**3.284.314**	**1.819.434**	**3.687.128**
Imposto de renda e contribuição social					
Corrente	35	(38.675)	(113.762)	(285.345)	(411.793)
Diferido	35	98.874	(373.461)	30.881	(478.067)
		60.199	**(487.223)**	**(254.464)**	**(889.860)**
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		**1.563.725**	**2.797.091**	**1.564.970**	**2.797.268**
LUCRO ATRIBUÍDO AO(S):					
Acionistas da ENGIE Brasil Energia		1.563.725	2.797.091	1.563.725	2.797.091
Acionista não controlador		-	-	1.245	177
		1.563.725	**2.797.091**	**1.564.970**	**2.797.268**
LUCRO POR AÇÃO BÁSICO E DILUÍDO - EM REAIS	**30.f**	**1,91650**	**3,42811**	**1,91650**	**3,42811**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.
CNPJ N° 02.474.103/0001-19 | NIRE N° 42 3 0002438-4
DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS ABRANGENTES PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2021 E 2020
(Em milhares de reais)

		Controladora		Consolidado	
	Nota	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		**1.563.725**	**2.797.091**	**1.564.970**	**2.797.268**
Outros resultados abrangentes que no futuro:					
- Não serão reclassificados para o resultado					
Benefício de aposentadoria					
Remensuração de obrigações com aposentadoria	27	(20.648)	(46.600)	(20.614)	(46.477)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	28	7.019	15.844	7.008	15.802
Equivalência patrimonial dos efeitos acima		23	81	-	-
		(13.606)	**(30.675)**	**(13.606)**	**(30.675)**
- Serão reclassificados para o resultado					
***Hedges* de fluxo de caixa**					
Ganhos não realizados originados no exercício	17	16.877	6.162	71.202	10.130
Imposto de renda e contribuição social diferidos	28	(5.737)	(2.096)	(5.068)	(2.661)
Equivalência patrimonial dos efeitos acima		54.994	3.403	-	-
		66.134	**7.469**	**66.134**	**7.469**
Participação em controlada em conjunto					
Hedge de fluxo de caixa de controlada em conjunto	13	22.161	(626.327)	22.161	(626.327)
		22.161	**(626.327)**	**22.161**	**(626.327)**
RESULTADO ABRANGENTE DO EXERCÍCIO		**1.638.414**	**2.147.558**	**1.639.659**	**2.147.735**
RESULTADO ATRIBUÍDO AO(S):					
Acionistas da ENGIE Brasil Energia		1.638.414	2.147.558	1.638.414	2.147.558
Acionista não controlador		-	-	1.245	177
		1.638.414	**2.147.558**	**1.639.659**	**2.147.735**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.
CNPJ Nº 02.474.103/0001-19 | NIRE Nº 42 3 0002438-4
DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2021 E 2020
(Em milhares de reais)

			Reservas de lucros					Ajustes de avaliação patrimonial				
	Nota	Capital social	Reserva legal	Reserva de incentivos fiscais	Reserva de retenção de lucros	Dividendos adicionais propostos	Lucros acumulados	Custo atribuído	Outros resultados abrangentes	Patrimônio líquido dos acionistas da Companhia	Participação de acionista não controlador	Patrimônio líquido consolidado
Saldos em 31.12.2019		**4.902.648**	**797.025**	**198.803**	**177.673**	**949.744**	**-**	**260.324**	**(291.063)**	**6.995.154**	**3.666**	**6.998.820**
Retenção dos dividendos adicionais de 2019	31	-	-	-	949.744	(949.744)	-	-	-	-	-	**-**
Lucro líquido do exercício		-	-	-	-	-	2.797.091	-	-	2.797.091	177	**2.797.268**
Remensuração de obrigações com aposentadoria	27	-	-	-	-	-	-	-	(30.675)	(30.675)	-	**(30.675)**
Valor justo de *hedge* de fluxo de caixa	17	-	-	-	-	-	-	-	7.469	7.469	-	**7.469**
Participação em controlada em conjunto	13	-	-	-	-	-	-	-	(626.327)	(626.327)	-	**(626.327)**
Dividendos e JCP não reclamados	31	-	-	-	-	-	3.978	-	-	3.978	-	**3.978**
Realização do custo atribuído		-	-	-	-	-	29.343	(29.343)	-	-	-	**-**
Destinações propostas à AGO:												
- Reserva legal	30	-	139.855	-	-	-	(139.855)	-	-	-	-	**-**
- Reserva de incentivos fiscais	30	-	-	35.133	-	-	(35.133)	-	-	-	-	**-**
- Reserva de retenção de lucros	30	-	-	-	638.669	-	(638.669)	-	-	-	-	**-**
- Dividendos intercalares	31	-	-	-	-	-	(1.232.161)	-	-	(1.232.161)	(1.356)	**(1.233.517)**
- Dividendos mínimos obrigatórios	31	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(18)	**(18)**
- Juros sobre o capital próprio (JCP)	31	-	-	-	-	-	(175.000)	-	-	(175.000)	-	**(175.000)**
- Dividendos adicionais propostos	31	-	-	-	-	609.594	(609.594)	-	-	-	-	**-**
Saldos em 31.12.2020		**4.902.648**	**936.880**	**233.936**	**1.766.086**	**609.594**	**-**	**230.981**	**(940.596)**	**7.739.529**	**2.469**	**7.741.998**
Dividendos adicionais de 2020 creditados	31	-	-	-	-	(609.594)	-	-	-	(609.594)	-	**(609.594)**
Lucro líquido do exercício		-	-	-	-	-	1.563.725	-	-	1.563.725	1.245	**1.564.970**
Remensuração de obrigações com aposentadoria	27	-	-	-	-	-	-	-	(13.606)	(13.606)	-	**(13.606)**
Valor justo de *hedge* de fluxo de caixa	17	-	-	-	-	-	-	-	66.134	66.134	-	**66.134**
Participação em controlada em conjunto	13	-	-	-	-	-	-	-	22.161	22.161	-	**22.161**
Dividendos e JCP não reclamados	31	-	-	-	-	-	10.177	-	-	10.177	-	**10.177**
Realização do custo atribuído		-	-	-	-	-	(100.089)	100.089	-	-	-	**-**
Destinações propostas à AGO:												
- Reserva legal	30	-	43.650	-	-	-	(43.650)	-	-	-	-	**-**
- Reserva de incentivos fiscais	30	-	-	30.847	-	-	(30.847)	-	-	-	-	**-**
- Dividendos intercalares	31	-	-	-	-	-	(789.518)	-	-	(789.518)	-	**(789.518)**
- Dividendos mínimos obrigatórios	31	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(125)	**(125)**
- Juros sobre o capital próprio (JCP)	31	-	-	-	-	-	(60.000)	-	-	(60.000)	-	**(60.000)**
- Dividendos adicionais propostos	31	-	-	-	-	549.798	(549.798)	-	-	-	-	**-**
Saldos em 31.12.2021		**4.902.648**	**980.530**	**264.783**	**1.766.086**	**549.798**	**-**	**331.070**	**(865.907)**	**7.929.008**	**3.589**	**7.932.597**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.
CNPJ N° 02.474.103/0001-19 | NIRE N° 42 3 0002438-4
DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA (MÉTODO INDIRETO)
PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2021 E 2020
(Em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2021	**31.12.2020**	**31.12.2021**	**31.12.2020**
Fluxo de caixa das atividades operacionais				
Lucro antes dos tributos sobre o lucro	1.503.526	3.284.314	1.819.434	3.687.128
Conciliação do lucro com o caixa gerado nas operações:				
Resultado de participações societárias	(1.468.001)	(1.549.003)	(601.985)	(487.051)
Depreciação e amortização	423.828	300.491	1.042.417	914.975
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos, líquida	1.156.423	40.828	1.076.158	98.755
Repactuação do risco hidrológico	(1.436.362)	(967.681)	(1.590.825)	(967.681)
Variação monetária	1.047.761	757.253	1.793.133	925.309
Juros	840.314	631.248	1.478.957	1.055.304
Alienação de subsidiária	200.143	-	200.143	-
Ajuste a valor de mercado de títulos e valores mobiliários	(47.419)	16.488	(30.931)	-
Remuneração de ativo financeiro de concessão	-	-	(556.480)	(381.745)
Remuneração de ativo de contrato	-	-	(681.063)	(189.720)
(Ganhos) perdas não realizados (as) em operações de *trading*, líquidos	-	-	(19.773)	35.882
Outros	(1.023)	(18.773)	1.232	8.692
Lucro antes dos tributos ajustado	**2.219.190**	**2.495.165**	**3.930.417**	**4.699.848**
(Aumento) redução nos ativos				
Contas a receber de clientes	217.908	(37.479)	452.845	(284.980)
Crédito de imposto de renda e contribuição social	(96.173)	34.099	(137.314)	26.078
Estoques	(1.954)	(1.880)	(48.522)	31.537
Depósitos vinculados e judiciais	(22.141)	23.659	(14.001)	(27.466)
Prêmio de riscos a apropriar - repactuação do risco hidrológico	13.017	13.016	15.090	15.089
Ativo financeiro de concessão	-	-	298.526	285.123
Ativo de contrato	-	-	(1.674.928)	(2.398.290)
Outros ativos	15.634	(71)	76.955	(16.122)
(Redução) aumento nos passivos				
Fornecedores	(28.364)	(7.421)	30.937	(26.261)
Outras obrigações fiscais e regulatórias	(8.291)	(16.282)	9.532	27.705
Obrigações trabalhistas	58.084	17.037	60.322	24.092
Obrigações com benefícios de aposentadoria	(36.089)	(30.407)	(36.211)	(30.424)
Outros passivos	(35.231)	(60.322)	231.663	(87.703)
Caixa gerado pelas operações	**2.295.590**	**2.429.114**	**3.195.311**	**2.238.226**
Pagamento de juros sobre dívidas, líquido de *hedge*	(387.049)	(263.089)	(808.247)	(605.487)
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	(74.200)	(25.791)	(397.075)	(290.488)
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	**1.834.341**	**2.140.234**	**1.989.989**	**1.342.251**

Continua na próxima página

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Atividades de investimento				
Dividendos recebidos de controladas e controladas em conjunto	1.271.724	1.043.029	715.000	679.250
Aumento de capital em controladas	(884.244)	(1.421.977)	-	-
Redução de capital em controladas	1.070.969	-	-	-
Aquisição de títulos e valores mobiliários	-	(340.000)	-	-
Venda de títulos e valores mobiliários	410.984	-	32.439	-
Aplicação no imobilizado e no intangível	(78.459)	(74.571)	(1.229.753)	(1.020.131)
Aquisição de investimento	-	(327.168)	-	(327.168)
Valor justo dos direitos dos projetos adquiridos	-	-	-	(328.889)
Pagamento de obrigações vinculadas à aquisição de ativos	-	-	(11.361)	-
Recebimento pela alienação de subsidiária, líquido dos custos de venda	192.914	-	192.914	-
Caixa e equivalentes de caixa de subsidiária alienada	-	-	(38.318)	-
Outros	-	-	26	-
Caixa líquido das atividades de investimento	**1.983.888**	**(1.120.687)**	**(339.053)**	**(996.938)**
Atividades de financiamento				
Captação de empréstimos e financiamentos	529.809	1.132.476	3.324.359	3.313.779
Emissão de debêntures	385.175	-	762.462	1.009.284
Ações preferenciais emitidas	-	-	-	476.757
Pagamento de empréstimos e financiamentos, líquido de *hedge*	(559.514)	(307.946)	(1.258.671)	(1.437.609)
Pagamento de debêntures, líquido de *hedge*	(100.895)	(964.993)	(348.039)	(1.671.209)
Pagamento de parcelas de concessões	(236.447)	(147.242)	(243.432)	(153.879)
Pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio	(2.789.231)	(1.241.098)	(2.792.602)	(1.240.918)
Pagamento de arrendamentos	(6.271)	(6.217)	(19.172)	(20.362)
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(406.236)	(150.445)	(457.050)	35.419
Outros	-	-	(1.331)	12.110
Caixa líquido das atividades de financiamento	**(3.183.610)**	**(1.685.465)**	**(1.033.476)**	**323.372**
Aumento (redução) de caixa e equivalentes de caixa	**634.619**	**(665.918)**	**617.460**	**668.685**
Conciliação do caixa e equivalentes de caixa				
Saldo inicial	1.924.589	2.590.507	4.538.946	3.870.261
Saldo final	2.559.208	1.924.589	5.156.406	4.538.946
Aumento (redução) de caixa e equivalentes de caixa	**634.619**	**(665.918)**	**617.460**	**668.685**

As informações adicionais sobre as transações que não afetam o caixa e equivalentes de caixa estão apresentadas na Nota 40 – Informações complementares ao fluxo de caixa.

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

CNPJ N° 02.474.103/0001-19 | NIRE N° 42 3 0002438-4

DEMONSTRAÇÕES DOS VALORES ADICIONADOS PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2021 E 2020

(Em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
GERAÇÃO DO VALOR ADICIONADO				
Receita operacional bruta	4.656.026	4.342.326	10.095.794	10.253.752
Receita de construção de infraestrutura de transmissão	-	-	2.154.548	2.365.578
Receita de construção de geração	-	-	891.984	1.010.930
Remuneração de ativo de contrato	-	-	681.063	189.720
Remuneração de ativo financeiro de concessão	-	-	556.480	381.745
Ganhos não realizados em operações de *trading*	-	-	26.289	-
Ganho em ação judicial	-	50.341	-	83.549
Alienação de subsidiária	(200.143)	-	(200.143)	-
Outras despesas operacionais, líquidas	(11.875)	(3.947)	(9.116)	(4.667)
	4.444.008	**4.388.720**	**14.196.899**	**14.280.607**
(-) Insumos				
Compras de energia	(788.971)	(529.351)	(2.099.447)	(2.583.053)
Transações no mercado de energia de curto prazo	(273.268)	(91.297)	(628.632)	(310.767)
Encargos de uso de rede elétrica e de conexão	(361.679)	(337.744)	(606.253)	(560.335)
Materiais e serviços de terceiros	(135.308)	(124.157)	(494.597)	(440.317)
Combustíveis para a produção de energia	-	(927)	(334.578)	(204.135)
Seguros	(19.259)	(21.947)	(74.773)	(89.042)
Custos com construção de usinas	-	-	(811.825)	(955.273)
Custos com construção de infraestrutura de transmissão	-	-	(2.563.993)	(2.274.223)
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos, líquida	(1.156.423)	(40.828)	(1.076.158)	(98.755)
Repactuação do risco hidrológico	1.436.362	967.681	1.590.825	967.681
Outros	(33.798)	(13.553)	(79.558)	(115.127)
	(1.332.344)	**(192.123)**	**(7.178.989)**	**(6.663.346)**
VALOR ADICIONADO BRUTO	**3.111.664**	**4.196.597**	**7.017.910**	**7.617.261**
Depreciação e amortização	(423.828)	(300.491)	(1.042.417)	(914.975)
VALOR ADICIONADO LÍQUIDO GERADO	**2.687.836**	**3.896.106**	**5.975.493**	**6.702.286**
VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA				
Receitas financeiras	180.054	151.940	280.849	254.804
Resultado de participações societárias	1.468.001	1.549.003	601.985	487.051
VALOR ADICIONADO A DISTRIBUIR	**4.335.891**	**5.597.049**	**6.858.327**	**7.444.141**

Continua na próxima página

DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO

	Controladora				Consolidado			
	31.12.2021	%	31.12.2020	%	31.12.2021	%	31.12.2020	%
Remuneração:								
Do trabalho								
Remuneração e encargos	201.582	4,6	146.988	2,6	281.611	4,1	229.016	3,1
Benefícios	43.745	1,0	38.674	0,7	67.335	1,0	64.891	0,9
Participação nos resultados	41.720	1,0	31.966	0,6	55.133	0,8	48.235	0,6
FGTS	11.911	0,3	10.913	0,2	18.157	0,3	19.614	0,3
	298.958	**6,9**	**228.541**	**4,1**	**422.236**	**6,2**	**361.756**	**4,9**
Do governo								
Impostos federais	396.495	9,1	918.386	16,5	1.220.648	17,8	1.882.086	25,3
Impostos estaduais	12.137	0,3	23.812	0,4	28.924	0,4	44.470	0,6
Impostos municipais	4.332	0,1	4.066	0,1	4.920	0,1	5.034	0,1
Encargos setoriais	116.641	2,7	107.507	1,9	169.454	2,5	163.057	2,2
Encargos sobre concessões a pagar	1.038.775	23,9	921.704	16,5	1.049.905	15,2	929.707	12,5
	1.568.380	**36,1**	**1.975.475**	**35,4**	**2.473.851**	**36,0**	**3.024.354**	**40,7**
Do capital de terceiros								
Juros e variações monetárias	887.631	20,5	559.250	10,0	2.222.774	32,4	1.148.486	15,3
Juros, V.M. e deprec. capitalizados	-	-	-	-	80.159	1,2	55.657	0,7
Aluguéis	1.988	-	1.416	-	10.736	0,2	7.496	0,1
Outras despesas financeiras	15.209	0,4	35.276	0,6	83.601	1,2	49.124	0,8
	904.828	**20,9**	**595.942**	**10,6**	**2.397.270**	**35,0**	**1.260.763**	**16,9**
Do capital próprio								
Reserva legal	43.650	1,0	139.855	2,5	43.650	0,6	139.855	1,9
Reserva de incentivos fiscais	30.847	0,7	35.133	0,6	30.847	0,4	35.133	0,3
Reserva de retenção de lucros	-	-	638.669	11,4	-	-	638.669	8,6
Dividendos	1.339.316	30,9	1.841.755	32,9	1.339.316	19,5	1.841.755	24,8
Juros sobre o capital próprio	60.000	1,4	175.000	3,1	60.000	0,9	175.000	2,4
Realização do custo atribuído	100.089	2,3	(29.343)	(0,5)	100.089	1,5	(29.343)	(0,4)
Dividendos e JCP não reclamados	(10.177)	(0,2)	(3.978)	(0,1)	(10.177)	(0,1)	(3.978)	(0,1)
Acionista não controlador	-	-	-	-	1.245	-	177	-
	1.563.725	**36,1**	**2.797.091**	**49,9**	**1.564.970**	**22,8**	**2.797.268**	**37,5**
	4.335.891	**100,0**	**5.597.049**	**100,0**	**6.858.327**	**100,0**	**7.444.141**	**100,0**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

NOTA 1 - CONTEXTO OPERACIONAL

A ENGIE Brasil Energia S.A. ("Companhia" ou "ENGIE Brasil Energia" ou "ENGIE") é uma concessionária de uso de bem público, na condição de produtor independente, e sociedade anônima de capital aberto, com sede no município de Florianópolis, estado de Santa Catarina, Brasil. A principal área de atuação e atividade operacional da Companhia e de suas controladas é a geração e a venda de energia elétrica, cuja regulamentação está subordinada à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME). A Companhia, por meio de suas controladas e controlada em conjunto, também atua nos segmentos de transmissão de energia, de *trading* de energia elétrica, de painéis solares e de transporte de gás. Mais informações vide Nota 37 – Informações por segmento.

As ações da Companhia, sob o código EGIE3, estão listadas no Novo Mercado da B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão (B3). Ademais, a ENGIE Brasil Energia negocia *American Depositary Receipts* (ADR) Nível I no mercado de balcão norte-americano, sob o código EGIEY, pela relação de um ADR para cada ação ordinária.

O controle acionário da Companhia é detido pela ENGIE Brasil Participações Ltda. ("ENGIE Participações"), empresa constituída no Brasil, controlada pela International Power S.A., cuja sede está na Bélgica. Essa, por sua vez, é controlada pela International Power Ltd., empresa sediada no Reino Unido, a qual integra o grupo econômico ENGIE, sediado na França.

A ENGIE Brasil Energia integra o maior grupo produtor independente de energia do Brasil, responsável por aproximadamente 5,6%[1] da capacidade instalada do país. Em 31.12.2021, a capacidade instalada da Companhia, incluindo as participações em consórcios de geração de energia, era de 8.218,7 MW. Desse total, 77,8% são oriundos de fontes hidrelétricas, 4,2% de termelétricas e 18,0% de energias complementares (geração eólica, solar, à biomassa e por meio de pequenas centrais hidrelétricas). A garantia física para fins de comercialização era de 4.509,3 MW médios, dos quais 377,4 MW médios são relativos à parcela de 70% da garantia física das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, que foram destinadas ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR), no Sistema de Cota de Garantia Física.

Em 31.12.2021, o parque gerador em operação da Companhia era composto por 68 usinas, sendo 11 hidrelétricas ("UHE"), uma termelétrica convencional ("UTE"), 49 parques eólicos, três à biomassa, duas solares fotovoltaicas e duas pequenas centrais hidrelétricas ("PCH").

[1] As informações não financeiras contidas nessas demonstrações contábeis como MW, MW médio, potência instalada, entre outros, não são auditadas pelos auditores independentes.

Os principais eventos societários e operacionais ocorridos no exercício de 2021 foram estes:

a) Início da implantação do Conjunto Eólico Santo Agostinho – Fase I ("CESA") e da operação comercial do Conjunto Eólico Campo Largo II ("CECL II")

Em 15.01.2021, a Companhia comunicou aos seus acionistas e ao mercado em geral a assinatura do contrato para o fornecimento de aerogeradores do CESA, o que viabilizou o início da implantação de sua primeira fase, cuja capacidade instalada será de 434 MW, sendo sua energia totalmente direcionada para contratação no Ambiente de Contratação Livre (ACL). O início da construção ocorreu em junho de 2021, tendo previsão de investimento inicial de R$ 2 bilhões e de entrada em operação comercial até março de 2023.

Adicionalmente, ao longo de 2021, a Aneel autorizou o início da operação do CECL II, composto por 11 usinas eólicas, cuja capacidade instalada e garantia física total é de 361,2 MW e 192,5, respectivamente, e a energia está totalmente direcionada para o ACL.

b) *Ratings* da Companhia

Abaixo seguem as avaliações efetuadas por agências de classificação de risco no decorrer de 2021:

Empresa	Agência	*Rating*	Classificação	Data
ENGIE Brasil Energia	Fitch Ratings	*rating* nacional de longo prazo	'AAA(bra)' com perspectiva estável	08.03.2021
ENGIE Brasil Energia	Fitch Ratings	*rating* internacional de longo prazo em moeda estrangeira	'BB' com perspectiva negativa	08.03.2021
ENGIE Brasil Energia	Fitch Ratings	*rating* internacional de longo prazo em moeda local	'BBB-', com perspectiva negativa	08.03.2021
ENGIE Brasil Energia	Fitch Ratings	*rating* nacional de longo prazo - 6ª, 7ª e 9ª emissões de debêntures	'AAA(bra)' com perspectiva estável	08.03.2021

c) Repactuação do risco hidrológico

As condições para o acordo acerca da nova repactuação do risco hidrológico foram estabelecidas pela Lei n° 14.052, publicada em 09.09.2020, que foi regulada pelas Resoluções Normativas Aneel n° 895/2020 e n° 930/2021. A legislação prevê a compensação aos titulares das usinas hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) por efeitos causados por empreendimentos de geração denominados estruturantes, relacionados à antecipação da garantia física e às restrições e atrasos na entrada em operação das instalações de transmissão necessárias ao escoamento da energia dessas usinas, da geração térmica fora da ordem de mérito e importação, de forma retroativa. Como compensação, os geradores garantiram o direito à extensão do prazo de concessão das outorgas de geração por até sete anos.

Em 15.12.2020, o Conselho de Administração aprovou a adesão da Companhia e de suas controladas detentoras de concessão de geração de energia elétrica à repactuação do risco hidrológico de que trata a Lei n° 14.052/2020.

Em 02.03.2021, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) publicou a revisão dos cálculos de compensação, a qual contemplou: (i) a aplicação da taxa de desconto no cálculo das extensões das outorgas; (ii) a consideração dos impactos decorrentes da caducidade das concessões da Abengoa e da Isolux no escoamento da UHE Belo Monte; e (iii) o reconhecimento do direito das usinas em regime de cotas, enquadradas na Lei n° 13.783/13, às compensações calculadas nos termos da Lei n° 14.052/2020.

Adicionalmente, em 12.07.2021, foi publicada a Lei n° 14.182, que trata, dentre outros assuntos, sobre a retroatividade dos efeitos de GSF (*Generation Scaling Factor*), passando a contemplar, para fins de repactuação do risco hidrológico tratado pela Lei n° 14.052/2020, os prejuízos causados entre 2012 e 2014 às usinas hidrelétricas contratadas no mercado regulado, as quais já haviam repactuado o risco hidrológico em 2015. Desta forma, passou-se a prever explicitamente que para o período anterior ao início de vigência da repactuação de risco hidrológico, a integralidade da garantia física das usinas seria considerada como parcela de energia não repactuada para fins de recebimento do ressarcimento.

A Aneel homologou o prazo de extensão de outorga daquelas usinas pertencentes ao MRE que não repactuaram o risco hidrológico em 2015 a partir da publicação da Resolução Homologatória n° 2.919, publicada em 12.08.2021. Esta homologação abrangeu as seguintes Usinas da Companhia: Salto Osório, Passo Fundo, Jaguara e Miranda. Adicionalmente, em 17.09.2021, foi publicada a Resolução Homologatória n° 2.932, a qual homologou o prazo de extensão da outorga das usinas hidrelétricas participantes do MRE afetadas pelo novo tratamento do período anterior ao início de vigência da repactuação do risco hidrológico. Esta homologação abrangeu as seguintes Usinas da Companhia: Salto Santiago, Cana Brava, São Salvador e Ponte de Pedra. Esta mesma Resolução Homologatória abrangeu as Usinas em que a companhia participa da concessão na forma de consórcio, quais sejam: Itá, Estreito e Machadinho, para as quais foi obtido concordância de todas as consorciadas à repactuação em novembro de 2021.

Na data dessas Demonstrações Contábeis, a Companhia havia concluído o processo de formalização para adesão ao acordo nas condições apresentadas pelas Resolução Homologatórias supracitadas, conforme autorizado por seu Conselho de Administração em 15.12.2020.

Abaixo segue histórico dos reconhecimentos supramencionados:

Eventos	Legislação	Período do reconhecimento	Controladora	Consolidado
Reconhecimento inicial	Lei n° 14.052/2020	Dezembro de 2020	R$ 968 milhões	R$ 968 milhões
Revisão do cálculo pela CCEE	Lei n° 14.052/2020	Março de 2021	R$ 35 milhões	R$ 52 milhões
Efeitos de retroação	Lei n° 14.182/2021	Setembro de 2021	R$ 372 milhões	R$ 372 milhões
Reconhecimento dos consórcios	Leis n° 14.052/2020 e n° 14.182/2021	Novembro de 2021	R$ 1.029 milhões	R$ 1.166 milhões
Saldo em 31.12.2021			**R$ 2.404 milhões**	**R$ 2.558 milhões**

d) Acompanhamento dos projetos dos Sistemas de Transmissão Gralha Azul ("Gralha Azul") e Novo Estado ("Novo Estado")

d.1) Gralha Azul

Em 15.10.2020, em uma ação civil pública movida por três Organizações não Governamentais (ONGs), a Companhia recebeu uma liminar da Justiça Federal, suspendendo duas licenças ambientais do projeto e a supressão de vegetação desses grupos, relativas à linha de 525 Kv. Em 09.12.2020, o Superior Tribunal de Justiça (STJ), deferiu o pedido de suspensão de liminar e de sentença apresentado pela União Federal e pelo Estado do Paraná e em 10.12.2020 deferiu o pedido de suspensão de liminar e de sentença apresentado pela Companhia, suspendendo assim a liminar e possibilitando a retomada e continuidade das obras imediatamente.

Adicionalmente, em 16.10.2020, o Ministério Público Federal e o Ministério Público do Estado do Paraná ajuizaram uma segunda ação civil pública, que passou a tramitar em conexão com a ação acima, na mesma Vara Federal. No âmbito desta ação, foi proferida decisão liminar, em 16.03.2021, suspendendo parcialmente as obras em um trecho denominado "Escarpa Devoniana". Em decorrência dessa decisão, em 24.03.2021, União, Estado do Paraná e Gralha Azul Transmissão de Energia S.A. ("Gralha Azul") apresentaram pedido de extensão dos efeitos da suspensão de liminar e de sentença para que abrangesse esta segunda liminar. Na mesma data, em 24.03.2021, o STJ deferiu os pedidos apresentados, sustando os efeitos da citada liminar até o trânsito em julgado da ação.

Em 28.09.2021, o Sistema de Transmissão Gralha Azul obteve autorização do Operador Nacional do Sistema (ONS) para o início da operação comercial parcial de suas linhas de transmissão. A expectativa de entrada em operação comercial total está prevista para fevereiro de 2023.

Complementarmente, durante o ano de 2021, em função do andamento da implantação de Gralha Azul, verificou-se a necessidade de incremento do valor de investimento inicialmente previsto, bem como a postergação da entrada em operação total do projeto. Com isso, houve o reconhecimento de R$ 181 milhões (R$ 4 milhões em 2020) referente às perdas por ineficiência na construção da infraestrutura de Gralha Azul.

d.2) Novo Estado

Em 23.12.2021, a Companhia comunicou aos seus investidores que a Novo Estado obteve autorização do ONS para o início da operação comercial parcial, o que caracteriza o marco inicial da operação deste projeto. A expectativa de entrada em operação comercial total está prevista para dezembro de 2022.

Adicionalmente, pelo mesmo motivo supramencionado de Gralha Azul, em 2021, foi reconhecido o montante de R$ 289 milhões referente à perda por ineficiência na construção da infraestrutura de Novo Estado (em 2020 foi reconhecido ganho de R$ 39 milhões).

e) Diamante Geração de Energia Ltda ("Diamante")

Em decorrência da estratégia de descarbonização da Companhia, foi avaliada a venda do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda ("CTJL"), ativo controlado pela Diamante Geração de Energia Ltda. ("Diamante"), cujas capacidade instalada e garantia física são de 857,0 MW e 649,9 MW médios, respectivamente.

Desta forma, em 30.08.2021, foi assinado o contrato de compra e venda de quotas ("QPA") entre a Companhia e a ENGIE Brasil Energia Comercializadora Ltda. ("EBC"), controlada da Companhia, na qualidade de vendedoras; Fram Capital Energy II Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia ("FRAM") e Diamante, na qualidade de intervenientes-anuentes; e Diamante Holding Participacoes Ltda. ("Diamante Holding"), controlada da FRAM, na qualidade de compradora, o qual regula a aquisição, pela Diamante Holding, da totalidade da participação societária que a Companhia e a EBC possuem na subsidiária Diamante.

Em 2021, a Companhia efetuou a reversão do *impairment* reconhecido em 2020 na subsidiária Diamante, no montante de R$ 58 milhões, haja vista a reavaliação do desligamento das unidades 1 e 2 do CTJL, em função, principalmente, da concretização do processo de venda da Usina.

Em 18.10.2021, após o cumprimento das condições precedentes, foi concluída a operação de venda da participação societária que a Companhia e a EBC possuem na Diamante. Nesta data, a sociedade deixou de ser controlada pela Companhia, passando também a não ser consolidada. O preço de aquisição de 100% da participação acionária em Diamante foi de R$ 321 milhões, sendo que R$ 210 milhões foram pagos no fechamento da operação e R$ 111 milhões, estão pendentes de recebimento uma vez que estão atrelados ao cumprimento de algumas condições previstas no QPA. Mais informações vide Nota 13 – Investimentos. O resultado da venda da subsidiária foi de perda de R$ 200 milhões e estão apresentados na rubrica "Alienação de subsidiária" na demonstração de resultado.

f) Alienação de subsidiárias em processo de avaliação

Também em linha com a estratégia de descarbonização da Companhia, em 17.03.2021 foi comunicada aos investidores e ao mercado em geral a retomada do processo de venda da totalidade das ações detidas na subsidiária Usina Termelétrica Pampa Sul ("Pampa Sul"). Adicionalmente, a Companhia avalia, também, a venda da subsidiária ENGIE Geração Solar Distribuída ("EGSD").

Ambos os processos, na data destas demonstrações contábeis, estão em fase de avaliação de potenciais compradores. Considerando isto, a Companhia concluiu que, em 31.12.2021, não foram atingidos os pré-requisitos para reclassificação dos saldos de Pampa Sul e EGSD para ativo não circulante mantido para venda.

Entretanto, em decorrência da intenção firme de venda das subsidiárias, a Companhia reconheceu, em 31.12.2021, R$ 1.080 milhões e R$ 78 milhões de *impairment* nos investimentos mantidos em Pampa Sul e EGSD, respectivamente, tendo em vista que a avaliação preliminar do valor de venda é inferior ao valor contábil das subsidiárias.

g) Contratação de dívida

Abaixo seguem as contratações de dívidas efetuadas pela Companhia e suas controladas em 2021.

Empresa	Data da contratação	Dívida	Montante contratado	Notas
Controladora:				
ENGIE Brasil Energia	06.07.2021	moeda externa na modalidade da Lei n° 4.131/1962, e respectiva operação de *swap* para CDI	US$ 102 milhões	18
ENGIE Brasil Energia	18.10.2021	debêntures nos termos da Instrução CVM n° 476/2009	R$ 400 milhões	19
Controladas:				
CESA	29.11.2021	BNDES	R$ 1.473 milhões	18

h) Aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos Paracatu e Floresta

Com o objetivo de promover a substituição gradual da capacidade termelétrica pela geração a partir de fontes renováveis, o Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada em 05.08.2021, aprovou a instalação do Comitê Especial Independente para Transações com Partes Relacionadas para avaliar a aquisição da Solairedirect Holding Brasil S.A. ("Solairedirect"), empresa pertencente ao Grupo ENGIE, detentora dos Conjuntos Fotovoltaicos Paracatu e Floresta, localizados em Minas Gerais e Rio Grande do Norte, respectivamente, com capacidade instalada total de 259,8 MWp, e da ENGIE Solar Brasil Energia e Consultoria Ltda. Os ativos estão contratados pelo prazo de 20 anos no 2° Leilão de Energia de Reserva de 2015. A Companhia estima que a conclusão da operação ocorra no 1° trimestre de 2022.

i) Aquisição do projeto Complexo Fotovoltaico Assú Sol

Em 28.09.2021, foi assinado o contrato de compra e venda de ações entre a controlada da Companhia, ENGIE Brasil Energias Complementares Participações Ltda. ("ECP"), na qualidade de compradora, e Infinito Energy Investimentos e Participações S.A. e Atlântica Solar Power Ltda., na qualidade de vendedoras, tendo por objeto a aquisição do projeto do Complexo Fotovoltaico Assú Sol por meio da compra da totalidade das ações da Assu Sol Geração de Energia SPE S.A. ("Assu Sol"), localizado no município de Assú, estado do Rio Grande do Norte. Em 21.12.2021, após o cumprimento das condições precedentes, foi concluída a operação de aquisição.

O projeto, com capacidade instalada total estimada de até 750 MW, será desenvolvido na mesma região onde a Companhia opera, desde 2017, a Usina Fotovoltaica Assú V. O valor total da operação é de R$ 44 milhões (base dezembro de 2021). Os pagamentos serão realizados conforme o cumprimento de marcos relacionados ao cronograma de desenvolvimento do projeto, sendo que, até a data dessas Demonstrações Contábeis, foi pago o montante de R$ 8 milhões.

j) Impactos da pandemia provocada pelo novo coronavírus

Os anos de 2020 e de 2021 foram marcados pelos efeitos da pandemia da Covid-19, doença causada pelo novo coronavírus, que impactou a economia mundial. Em decorrência disto, foram tomadas medidas restritivas no sentido de determinar o distanciamento social e o fechamento de estabelecimentos comerciais, além da paralisação da indústria.

As restrições impostas pelo isolamento social trouxeram efeitos importantes na atividade de diversos setores, na renda das famílias e nos investimentos no país. Na medida em que a situação da pandemia foi melhorando e, com isso, as restrições às atividades econômicas gradativamente reduzidas, houve evolução em diferentes regiões e segmentos de negócios.

No ano de 2021, bem como em 2020, a Companhia não apurou impactos significativos decorrentes da pandemia em suas demonstrações contábeis individuais e consolidadas. Adicionalmente, considerando que não haja o agravamento da pandemia e a retomada da atividade econômica aos níveis anteriores continue, a Companhia não estima efeitos significativos em seu resultado que possam comprometer a capacidade operacional e a implantação de seus projetos. A seguir estão elencados os principais itens que estão sendo acompanhados pela Companhia.

j.1) Demanda de energia elétrica

As restrições à circulação e às atividades comerciais, industriais e de serviços impactam o consumo de energia elétrica. Contudo, em 2021 ocorreu a redução das medidas restritivas relacionadas à pandemia e grande parte do montante do consumo de energia previsto está respaldado por contratos firmados anteriormente à Covid-19. No âmbito do Ambiente de Contratação Livre (ACL) e do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) não houve alterações nas cláusulas contratuais decorrentes da pandemia para as negociações do período dos doze meses de 2021.

j.2) Nível de inadimplência

A Companhia está acompanhando a realização de seu saldo de contas a receber de clientes, bem como o risco associado a cada cliente. Os montantes vencidos na data base destas demonstrações contábeis estão apresentados na Nota 4 – Contas a receber de clientes. Até o presente momento não houve aumento significativo do nível de inadimplência da Companhia.

j.3) Redução ao valor recuperável de ativos de longa duração

A Companhia avaliou os indicativos de desvalorização de ativos decorrentes da pandemia e concluiu não haver evidências de que os custos registrados sejam superiores aos seus valores de recuperação.

j.4) *Standstill*

Em 2020, as controladas da subsidiária Energias Eólicas do Ceará e a controlada direta Pampa Sul aderiram à condição oferecida pelo BNDES, a qual possibilitou a suspensão temporária por até seis meses, naquele ano, das parcelas do serviço da dívida (principal e juros) dos financiamentos contratados junto ao banco (*standstill*). Esta adesão proporcionou um caixa adicional de aproximadamente R$ 78 milhões em 2020, com a diluição desse montante por todo o prazo remanescente dos empréstimos contratados junto ao BNDES.

NOTA 2 - APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

a) Base de preparação

As demonstrações contábeis consolidadas foram elaboradas e estão sendo apresentadas de acordo com as normas internacionais de contabilidade – International Financial Reporting Standards (IFRS), emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB), e com as práticas contábeis adotadas no Brasil, que compreendem as normas da Comissão de Valores Mobiliários (CVM) e os pronunciamentos, interpretações e orientações emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) e aprovados pelo Conselho Federal de Contabilidade (CFC) e pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM).

As demonstrações individuais da controladora foram preparadas em conformidade com às práticas contábeis adotadas no Brasil, as quais estão convergentes com as normas IFRS, exceto pelo registro da operação controlada em conjunto na Itá Energética S.A. ("Itasa") que, pelas normas brasileiras, é reconhecida pelo método de equivalência patrimonial, enquanto, segundo as IFRS, é previsto o reconhecimento dos ativos, passivos e resultados de forma proporcional à sua participação no investimento.

Adicionalmente, essas demonstrações contábeis foram elaboradas considerando o custo histórico como base de valor, ajustado para refletir o valor justo de determinados instrumentos financeiros, quando aplicável. Essas demonstrações contábeis evidenciam todas as informações relevantes próprias das demonstrações contábeis, as quais estão consistentes com as utilizadas pela Administração na sua gestão.

A Companhia está apresentando um conjunto único contendo as demonstrações contábeis individuais e consolidadas, o qual apresenta informações comparativas em relação ao exercício anterior.

b) Moeda funcional e moeda de apresentação

A moeda funcional da Companhia é o real, que é a moeda principal do ambiente econômico de operação da Companhia. As informações financeiras estão apresentadas em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

c) Continuidade operacional

A Administração avaliou a capacidade da Companhia em continuar operando normalmente e concluiu que possui recursos para dar continuidade aos seus negócios no futuro. Adicionalmente, a Administração da Companhia não tem conhecimento de nenhuma incerteza que possa gerar dúvidas sobre a sua capacidade de continuar operando. Assim, conforme CPC 26 – Apresentação das demonstrações contábeis, estas demonstrações contábeis individuais e consolidadas foram preparadas com base no pressuposto de continuidade.

d) Mensuração do valor justo

A Companhia mensura alguns instrumentos financeiros e ativos não financeiros ao valor justo, ou seja, ao preço que seria recebido pela venda de um ativo ou pago pela transferência de um passivo em uma transação não forçada entre participantes do mercado na data de mensuração.

Para o cálculo do valor justo são utilizadas técnicas de avaliação apropriadas às circunstâncias e para as quais haja dados suficientes disponíveis, de forma a minimizar o uso de dados não observáveis.

Os ativos e passivos cujos valores justos são mensurados e divulgados nas demonstrações contábeis são categorizados dentro da hierarquia de valor justo descrita a seguir:

- Nível 1: preços cotados (não ajustados) em mercados ativos ou passivos idênticos aos que a Companhia possa ter acesso na data de mensuração;

- Nível 2: técnicas de avaliação para as quais a mensuração do valor justo seja obtida direta ou indiretamente, por meio de outras informações, diferentes dos preços cotados (nível 1); e

- Nível 3: técnicas de avaliação para as quais as informações utilizadas na mensuração do valor justo não estão disponíveis no mercado (não observáveis).

e) Informações por segmentos

Um segmento de negócio é um componente identificável da Companhia, que se destina a fornecer um produto ou um serviço individual ou um grupo de produtos ou serviços relacionados, e que esteja sujeito a riscos e benefícios que sejam diferenciáveis dos demais segmentos de negócio.

Atualmente, as atividades operacionais da Companhia são concentradas nos seguintes segmentos: (i) geração e venda de energia elétrica; (ii) transmissão de energia; (iii) *trading* de energia elétrica; (iv) venda, operação e manutenção de geradores e painéis solares; e (v) transporte de gás.

A Companhia apresenta suas informações por segmento de modo consistente com o relatório interno fornecido para o principal tomador de decisões operacionais, a Diretoria. Com base no relatório interno, a Diretoria é responsável por avaliar o desempenho dos vários segmentos e decidir sobre as alocações de recursos a efetuar a cada um dos segmentos de negócio identificados.

Os resultados por segmentos incluem itens diretamente atribuíveis ao segmento, bem como aqueles que podem ser alocados em bases razoáveis. O resultado financeiro e os tributos sobre o lucro da Companhia não são alocados por segmento, pois a Administração realiza a gestão do fluxo de caixa de forma corporativa.

f) Lucro líquido por ação – básico e diluído

Não há diferença entre o lucro líquido por ação – básico e diluído – em virtude de não ter ocorrido emissão de ações com efeitos diluidores nos exercícios apresentados.

g) Base de consolidação

As demonstrações contábeis consolidadas contemplam as informações da ENGIE Brasil Energia, de suas controladas e de uma operação em conjunto, todas sediadas no Brasil, cujas práticas contábeis estão consistentes com as adotadas pela Companhia. Nas demonstrações contábeis individuais, os investimentos da Companhia são contabilizados com base no método da equivalência patrimonial.

As datas das demonstrações contábeis das sociedades controladas e das operações em conjunto utilizadas para a consolidação e cálculo de equivalência patrimonial coincidem com as da Companhia. As empresas consolidadas com a ENGIE Brasil Energia são estas:

	Investidor	Segmento operacional	Participação no capital (%) 31.12.2021	31.12.2020
Controladas integrais diretas				
ENGIE Brasil Energia Comercializadora Ltda. (“EBC”)	ENGIE	Geração	99,99	99,99
ENGIE Comercializadora Varejista de Energia Ltda. (“ECV”)	ENGIE	Geração	99,99	99,99
Companhia Energética Estreito (“CEE”)[1]	ENGIE	Geração	99,99	99,99
Lages Bioenergética Ltda. (“Lages”)	ENGIE	Geração	99,99	99,99
ENGIE Brasil Energias Complementares Participações Ltda. (“ECP”)[2]	ENGIE	Geração	99,99	99,99
Companhia Energética Jaguara (“Jaguara”)	ENGIE	Geração	99,99	99,99
Companhia Energética Miranda (“Miranda”)	ENGIE	Geração	99,99	99,99
Diamante Geração de Energia Ltda. (“Diamante”)	ENGIE	Geração	-	99,99
Usina Termelétrica Pampa Sul S.A. (“Pampa Sul”)	ENGIE	Geração	99,99	99,99
Usina Termelétrica Norte Catarinense Ltda. (“Norte Catarinense”)	ENGIE	Geração	99,99	99,99
ENGIE Geração Solar Distribuída S.A. (“EGSD”)	ENGIE	Painéis Solares	99,99	99,99
ENGIE Trading Comercializadora de Energia Ltda. (“ENGIE Trading”)	ENGIE	*Trading*	99,99	99,99
ENGIE Transmissão de Energia Participações II S.A. (“ETP II”)[2]	ENGIE	Transmissão	99,99	99,99
ENGIE Comercializadora de Gás Ltda ("ECG")	ENGIE	Gás	99,90	99,90
Operação em conjunto				
Itá Energética S.A. (“Itasa”)[3]	ENGIE	Geração	48,75	48,75
Controladas indiretas				
Tupan Energia Elétrica Ltda. (“Tupan”)	ECP	Geração	99,99	99,99
Hidropower Energia S.A. (“Hidropower”)	ECP	Geração	99,99	99,99
Ibitiúva Bioenergética S.A. (“Ibitiúva”)	ECP	Geração	95,00	95,00
Ferrari Termoelétrica S.A. (“Ferrari”)	ECP	Geração	99,99	99,99
Energias Eólicas do Nordeste S.A. (“EEN”)[2] e controladas[4 e 7]	ECP	Geração	99,99	99,99
Energias Eólicas do Ceará S.A. (“EEC”)[2] e controladas[4 e 7]	ECP	Geração	99,99	99,99
CLWP Brasil Participações S.A. (“CLWP Br”)[2] e controladas[4 e 8]	ECP	Geração	99,99	99,99
CLWP Brasil II Participações S.A. (“CLWP Br II”)[2] e controladas[4 e 9]	ECP	Geração	99,99	99,99
CLWP Brasil III Participações Ltda.[5] (“CLWP Br III”)[2] e controladas[4]	ECP	Geração	99,99	99,99
Umburanas Participações S.A. (“Umburanas”)[2] e controladas[4 e 10]	ECP	Geração	99,99	99,99
Umburanas Participações 2 Ltda. (“Umburanas 2”)[2] e controladas[4]	ECP	Geração	99,99	-
Santo Agostinho Participações Ltda.[2] e controladas[4 e 11]	ECP	Geração	99,99	99,99
Conjunto Eólico Santo Agostinho - Fase II[4]	ECP	Geração	99,99	99,99
Central Fotovoltaica Assú I, II, III, IV e V (“Assú”)[4]	ECP	Geração	99,99	99,99
Alvorada Participações Ltda. (“Alvorada”)[2] e controladas[4]	ECP	Geração	99,99	99,99
Campo Largo Solar Participações e Geração de Energia Ltda.	ECP	Geração	99,99	-
Assu Sol Geração de Energia SPE S.A. (“Assu Sol”)	ECP	Geração	99,99	-
Gralha Azul Transmissão de Energia S.A.[6] (“Gralha Azul”)	ECP	Transmissão	-	99,99
Novo Estado Participações S.A. ("NEP")[2] e controlada[4]	ETP II	Transmissão	99,99	99,99
ENGIE Transmissão de Energia Participações III S.A. (“ETP III”)[2] e controlada[4]	ETP II	Transmissão	99,99	99,99
ENGIE Transmissão de Energia Participações IV S.A. (“ETP IV”)[2] e controlada[4]	ETP II	Transmissão	99,99	99,99

(1) Inclui o Consórcio Estreito.
(2) *Holding*.
(3) Inclui o Consórcio Itá.
(4) Para maiores informações vide Nota 13 – Investimentos.
(5) Nova denominação da NPW Brasil II Gestão Imobiliária Ltda.
(6) Incorporada pela ENGIE Transmissão de Energia Participações III S.A.
(7) Incluem os Consórcios Trairi e Faísa Trairi.
(8) Incluem o Consórcio Campo Largo.
(9) Incluem o Consórcio Campo Largo II.
(10) Incluem o Consórcio Umburanas.
(11) Incluem o Consórcio Santo Agostinho.

A consolidação das contas patrimoniais e de resultado ocorre pela soma dos saldos dos ativos, dos passivos, das receitas e das despesas, de acordo com as suas naturezas, ajustados pelas eliminações das transações realizadas entre as empresas consolidadas.

Os ativos, os passivos, as receitas e as despesas da operação em conjunto "Itasa" são reconhecidos nas demonstrações contábeis consolidadas proporcionalmente à participação da Companhia. A Companhia também possui participação em consórcios (operação em conjunto em entidades sem personalidade jurídica), os quais estão descritos no quadro acima, exceto pelo Consórcio Machadinho, cuja participação direta é da ENGIE Brasil Energia, para as quais os ativos, os passivos, as receitas e as despesas são reconhecidos diretamente nas demonstrações contábeis da consorciada, com base nas respectivas participações nos consórcios.

A controlada indireta Ibitiúva é consolidada integralmente. A participação do acionista não controlador de 5% em seu capital social está apresentada de forma segregada nos balanços patrimoniais e nas demonstrações dos resultados consolidados.

Adicionalmente, a Companhia detém participação de 32,5% no empreendimento em conjunto (*joint venture*) – TAG. Mais informações vide Nota 13 – Investimentos.

Quando a Companhia perde o controle exercido sobre uma controlada, é efetuada a baixa dos correspondentes ativos e passivos da controlada pelo seu valor contábil na data em que o controle é perdido.

h) Demonstração do Valor Adicionado

A Companhia elaborou a Demonstração do Valor Adicionado (DVA) nos termos do CPC 09 – Demonstração do Valor Adicionado. As normas internacionais não requerem a apresentação dessa demonstração e, como consequência, a mesma está apresentada como informação suplementar, sem prejuízo do conjunto das informações contábeis. Esta demonstração tem como objetivo apresentar informações relativas à riqueza criada pela Companhia e a forma como tais riquezas foram distribuídas.

i) Práticas contábeis

As práticas contábeis relevantes da Companhia estão apresentadas nas notas explicativas próprias aos itens a que elas se referem.

j) Aplicação de julgamentos e práticas contábeis críticas

As práticas contábeis críticas são aquelas importantes para demonstrar a condição financeira e os resultados e requerem os julgamentos mais difíceis, subjetivos ou complexos por parte da Administração, frequentemente como resultado da necessidade de se fazer estimativas que têm impacto sobre questões que são inerentemente incertas. À medida que aumenta o número de variáveis e de premissas que afetam a possível solução futura dessas incertezas, esses julgamentos se tornam ainda mais subjetivos e complexos.

Na preparação das demonstrações contábeis, a Companhia adotou determinadas premissas decorrentes de experiência histórica e outros fatores que considera como razoáveis e relevantes. Ainda que essas estimativas e premissas sejam revistas pela Companhia no curso ordinário dos negócios, a demonstração da sua condição financeira e dos resultados das operações frequentemente requer o uso de julgamentos quanto aos efeitos de questões inerentemente incertas sobre o valor contábil dos seus ativos e dos seus passivos.

Os resultados reais podem ser distintos dos estimados em função de variáveis, de premissas ou de condições diferentes. De modo a proporcionar um entendimento de como a Companhia forma seus julgamentos sobre eventos futuros, inclusive as variáveis e as premissas utilizadas nas estimativas, foram incluídos comentários referentes a cada prática contábil crítica descrita a seguir:

j.1) Instrumentos financeiros derivativos

Os instrumentos financeiros derivativos são reconhecidos ao valor justo nas demonstrações contábeis. A definição do valor justo dos derivativos da Companhia exige o uso de metodologias de valoração que podem ser complexas e envolve o uso de estimativas futuras de câmbio, de inflação, de taxas de juros de longo prazo e de preços de energia.

As principais notas explicativas vinculadas a esta aplicação de julgamentos e práticas contábeis críticas são: Nota 17 – Gerenciamento de riscos e instrumentos financeiros; Nota 18 – Empréstimos e financiamentos; e Nota 19 – Debêntures.

j.2) Vida útil do ativo imobilizado

A Companhia reconhece a depreciação de seus ativos imobilizados com base nas taxas anuais estabelecidas pela Aneel, as quais são praticadas pelas empresas do setor elétrico brasileiro e representam as vidas úteis estimadas dos bens. Os investimentos iniciais nos ativos de geração cujas usinas possuem concessão do serviço público são depreciados com base nas vidas úteis definidas pela Aneel, limitadas ao prazo da concessão das usinas. Entretanto, as vidas úteis reais podem variar com base na atualização tecnológica dos ativos de cada unidade geradora. As vidas úteis dos ativos imobilizados também afetam os testes de recuperação (*impairment*) destes ativos, quando eles são necessários.

A principal nota explicativa vinculada a esta aplicação de julgamentos e práticas contábeis críticas é: Nota 14 - Imobilizado.

j.3) Teste de redução ao valor recuperável dos ativos de longa duração

Existem regras específicas para avaliar a recuperação dos ativos de vida longa, especialmente, os ativos imobilizados, intangíveis e investimentos. No encerramento do exercício, a Companhia realiza uma análise para avaliar se há evidências de que o montante dos ativos de longa duração pode não ser recuperável. Em situações não comuns, se tais evidências são identificadas, a Companhia procede ao teste de avaliação de recuperação desses ativos (*impairment*). Esses testes envolvem algumas variáveis e incertezas no que se refere às projeções de fluxos de caixa, para avaliação dos ativos em uso, e às definições dos valores de mercado dos ativos, para os com intenção de venda.

As principais notas explicativas vinculadas a esta aplicação de julgamentos e práticas contábeis críticas são: Nota 13 – Investimentos; Nota 14 – Imobilizado; e Nota 15 - Intangível.

j.4) Obrigações com benefícios de aposentadoria

A Companhia reconhece suas obrigações com planos de benefícios a empregados e os custos relacionados, líquidos dos ativos do plano, adotando estas práticas: (i) os compromissos futuros decorrentes dos planos de benefício de pensão são descontados ao valor presente com base nas taxas de juros de títulos do Governo Federal com duração média (*duration*) similar à esperada para pagamento dos compromissos futuros projetados; e (ii) os ativos dos planos de pensão são avaliados pelos seus valores justos na data do balanço patrimonial.

Nos cálculos atuariais, os consultores atuariais também utilizam fatores subjetivos, como tábuas de mortalidade, estimativas de inflação, de previsão de crescimento salarial, de desligamento e de rotatividade.

As premissas atuariais usadas pela Companhia podem ser diferentes dos resultados reais devido a mudanças nas condições econômicas e de mercado, eventos regulatórios, decisões judiciais ou períodos de vida mais curtos ou longos dos participantes. Entretanto, a Companhia e seus atuários utilizaram premissas consistentes com as análises internas e externas realizadas para a definição das estimativas. A análise de sensibilidade das taxas de desconto está divulgada na Nota 27 – Obrigações com benefícios de aposentadoria.

j.5) Provisões

- Provisões para riscos cíveis, fiscais e trabalhistas

A Companhia é parte de diversos processos judiciais e administrativos, para os quais são constituídas provisões quando é provável uma saída de recursos para liquidar a contingência e uma estimativa razoável possa ser realizada. Os passivos contingentes significativos avaliados como de risco possível e remoto não são provisionados. Quando relevantes, os processos avaliados como de risco possível são divulgados em notas explicativas.

A probabilidade de saída de recursos é baseada em avaliação e qualificação dos riscos. Essa avaliação é suportada pelo julgamento e pela experiência da Administração, juntamente com seus assessores jurídicos, considerando as jurisprudências, as decisões em instâncias iniciais e superiores, o histórico de eventuais acordos e decisões, bem como outros aspectos aplicáveis. As avaliações de risco e os valores estimados podem divergir dos que vierem a ser incorridos pela Companhia.

- Provisão para desmobilização de ativos de geração

Os custos de desmobilização de ativos de geração são provisionados com base em estimativas e premissas relacionadas às taxas de desconto e ao valor presente dos custos esperados para a desmobilização e remoção dos ativos ao fim do prazo de autorização das usinas e são reconhecidos em contrapartida dos custos do correspondente ativo. A provisão é revisada anualmente e quaisquer ajustes de estimativa são efetuados em contrapartida do custo do ativo.

A principal nota explicativa vinculada a estas aplicações de julgamentos e práticas contábeis críticas é: Nota 26 - Provisões.

j.6) Estimativa da taxa incremental de arrendamentos

Os arrendamentos vigentes não possuem sua taxa de juros implícita prontamente identificável, motivo pelo qual a Companhia considera a taxa incremental sobre empréstimos para mensurar os passivos de arrendamento. A taxa incremental é a taxa de juros que a Companhia teria que pagar ao tomar empréstimos, por prazo semelhante, para obter os recursos necessários para a aquisição de ativos com valores similares ao ativo de direito de uso em ambiente econômico similar. A Companhia calcula a taxa incremental usando dados observáveis, quando disponíveis.

A principal nota explicativa vinculada a esta aplicação de julgamentos e práticas contábeis críticas é: Nota 21 – Operações de Arrendamento.

k) Novas normas, alterações e interpretações

O International Accounting Standards Board (IASB) e o Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) emitiram revisões às normas existentes, aplicáveis a partir de 01.01.2021. A relação destas revisões aplicáveis e adotadas pela Companhia e respectivos impactos é apresentada a seguir:

Revisão e Normas impactadas	Correlação IASB	Data de aprovação (Brasil)	Aplicável a partir de	Impactos contábeis
Revisão de Pronunciamentos Técnicos nº 17				
Pronunciamentos Técnicos CPC 06 (R2) – Arrendamentos, CPC 11 – Contratos de seguro, CPC 40 (R1) – Instrumentos financeiros: evidenciação e CPC 48 – Instrumentos financeiros.	IFRS 9, 16 e 17	11.02.2021	01.01.2021	Sem impactos relevantes
Revisão de Pronunciamentos Técnicos nº 18				
Pronunciamentos Técnicos CPC 06 (R2) - Arrendamentos - Benefícios relacionados à Covid-19 concedidos para arrendatários em contratos de arrendamento – prorrogação.	IFRS 16	11.06.2021	Vigência estabelecida pelos órgãos reguladores que o aprovarem.	Sem impactos relevantes

l) Novas normas, alterações e interpretações ainda não vigentes

A partir de 01.01.2022, estarão vigentes os seguintes pronunciamentos, os quais não foram adotados antecipadamente pela Companhia:

Revisão e Normas impactadas	Correlação IASB	Data de aprovação (Brasil)/ Status	Aplicável a partir de	Impactos contábeis
Revisão de Pronunciamentos Técnicos nº 19				
Pronunciamentos Técnicos CPC 15 (R1) – Combinação de negócios, CPC 25 – Provisões, passivos contingentes e ativos contingentes, CPC 27 – Ativo imobilizado, CPC 29 – Ativo biológico e produto agrícola, CPC 37 (R1) – Adoção inicial das normas internacionais de contabilidade e CPC 48 – Instrumentos financeiros.	*Annual Improvements to IFRS Standards 2018-2020; Property, Plant and Equipment: Proceeds before Intended Use; Onerous contracts – Costs of Fulfilling a contract*; e *Reference to the Conceptual Framework*	01.10.2021	01.01.2022	Sem impactos relevantes
Alterações à IAS 16 (CPC 27) – Imobilizado — Recursos antes do uso pretendido				
As alterações proíbem deduzir do custo de um item do imobilizado qualquer recurso proveniente da venda de itens produzidos antes do ativo estar disponível para uso, isto é, recursos para trazer o ativo ao local e na condição necessária para que seja capaz de operar da maneira pretendida pela Administração. Consequentemente, a entidade reconhece esses recursos da venda e correspondentes custos no resultado.	IAS 16	Emissão a nível de IASB	01.01.2022	As receitas de teste serão registradas no resultado da Companhia, a partir da data de aplicação da norma, e os efeitos não são relevantes.
Pronunciamento Técnico CPC nº 50				
Este Pronunciamento vem substituir a norma atualmente vigente sobre Contratos de seguro (CPC 11).	IFRS 17	07.05.2021	01.01.2023	Não aplicável à Companhia
Alterações no IAS 1				
O IASB emitiu alterações relativas à classificação de passivos como circulante ou não circulante.	IAS 1	Emissão a nível de IASB	01.01.2023	Sem impactos relevantes
Alterações no IAS 8				
O IASB emitiu alterações relativas à definição de estimativas contábeis.	IAS 8	Emissão a nível de IASB	01.01.2023	Sem impactos relevantes
Alterações no IAS 1 e *IFRS Practice Statement* 2				
O IASB emitiu alterações relativas à divulgação de políticas contábeis.	IAS 1 e *IFRS Practice Statement* 2	Emissão a nível de IASB	01.01.2023	Sem impactos relevantes

m) Aprovação das demonstrações contábeis

As demonstrações contábeis ora apresentadas foram aprovadas em reunião do Conselho de Administração realizada em 14.02.2022.

NOTA 3 - CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

Prática contábil: São compostos pelos numerários em espécie, depósitos bancários à vista e aplicações financeiras com liquidez imediata e sem risco significativo de mudança de valor. Tais aplicações financeiras são mantidas com a finalidade de atender a compromissos de curto prazo, sendo mensuradas ao valor justo na data das demonstrações contábeis. As variações dos valores justos são registradas no resultado quando auferidas.

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Caixa e depósitos bancários à vista	**2.529**	**3.201**	**51.915**	**54.948**
Aplicações financeiras				
Fundo de Investimento Exclusivo				
Operações compromissadas lastreadas em títulos públicos federais	2.556.143	1.921.332	5.071.186	4.450.369
Outras aplicações financeiras	536	56	33.305	33.629
	2.556.679	**1.921.388**	**5.104.491**	**4.483.998**
	2.559.208	**1.924.589**	**5.156.406**	**4.538.946**

As aplicações financeiras da Companhia estão concentradas, substancialmente, no fundo exclusivo Energy Renda Fixa Fundo de Investimento Exclusivo (FIE), cuja gestão é feita pelo Banco Santander. O fundo tem como política a alocação do seu patrimônio em ativos de baixíssimo risco, tendo, em 31.12.2021, 100% de sua carteira em ativos com risco do Governo Brasileiro, todos com liquidez diária.

A rentabilidade média do fundo nos anos de 2021 e 2020 foi de cerca de 99,0% e 98,7% do CDI (taxa referencial dos Certificados de Depósitos Interbancários), respectivamente.

NOTA 4 - CONTAS A RECEBER DE CLIENTES

Prática contábil: São reconhecidas quando o recebimento do valor da contraprestação seja incondicional, ou seja, se fizer necessário apenas o transcorrer do tempo para sua ocorrência. Inicialmente são registrados pelo valor justo da contraprestação a ser recebida e, posteriormente, mensuradas pelo custo amortizado, deduzidos das perdas de crédito esperadas (*impairment*). Essas perdas esperadas são apuradas com base na experiência de perda de crédito histórica, ajustadas com base em dados observáveis recentes para refletir os efeitos e condições atuais e futuras, quando aplicável.

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Distribuidoras	292.911	254.929	506.659	482.900
Consumidores livres	34.486	33.469	358.583	405.317
Transações no mercado de curto prazo	6.180	291.692	109.943	586.290
Operações de *trading*	-	-	86.100	105.220
Comercializadoras	160.440	118.891	57.197	75.858
Outros	-	-	19.877	88.854
Provisão para perdas de crédito esperadas	(6.180)	(6.180)	(24.254)	(21.338)
Ativo circulante	**487.837**	**692.801**	**1.114.105**	**1.723.101**
Consumidores livres	1.454	1.454	9.243	15.405
Distribuidoras	748	748	748	761
Ativo não circulante[1]	**2.202**	**2.202**	**9.991**	**16.166**
	490.039	**695.003**	**1.124.096**	**1.739.267**

(1) Os valores referentes às contas a receber de clientes no longo prazo estão apresentados como parte da rubrica "Outros ativos não circulantes".

O prazo médio de recebimento da energia vendida por meio de contratos é de, aproximadamente, 30 dias, contados do primeiro dia do mês subsequente à venda, enquanto o prazo dos valores liquidados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) é de, aproximadamente, 45 dias. Apesar da inadimplência na CCEE, devido à judicialização relativa ao *Generation Scaling Factor* (GSF) desde 2015, a Companhia vem fazendo constantemente gestão do seu portfólio com o intuito de mitigar tal situação. Tal inadimplência vem sendo equacionada em virtude da repactuação do risco hidrológico, estabelecida pelas Leis n° 14.052/2020 e n° 14.182/2021.

A composição dos valores a receber vencidos apresentados no ativo circulante é esta:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Vencidos até 30 dias	1.486	-	5.242	1.701
Vencidos há mais de 30 dias				
Com perdas esperadas reconhecidas	6.180	6.180	24.254	21.338
Outros	8	8	3.205	6.562
	7.674	**6.188**	**32.701**	**29.601**

Em 2021 e 2020 não foram baixados valores de contas a receber de clientes em virtude de perdas verificadas. A mutação dos saldos, referente às perdas de crédito esperadas, é a seguinte:

	Controladora	Consolidado
Saldos em 31.12.2019	**(6.180)**	**(6.197)**
Provisão	-	(15.141)
Saldos em 31.12.2020	**(6.180)**	**(21.338)**
Provisão	-	(2.916)
Saldos em 31.12.2021	**(6.180)**	**(24.254)**

Além dos montantes a receber anteriormente mencionados, a Companhia também possui valores pendentes de recebimento relativos às transações realizadas no Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), atualmente CCEE, entre os anos de 2000 e 2002, cujos valores estão integralmente cobertos por provisão para perdas de crédito esperadas.

As naturezas e os valores das referidas transações são estes:

(i) R$ 110.598 – corresponde a créditos oriundos de transações realizadas no MAE, no período de setembro de 2000 a setembro de 2002, que não foram recebidos em função de ações judiciais movidas por determinados agentes devedores que discordaram da interpretação adotada por aquele órgão, relativamente às disposições do Acordo Geral do Setor Elétrico. A estimativa de perda foi constituída em virtude das dúvidas quanto ao recebimento dos valores relativos às referidas transações.

(ii) R$ 12.388 – refere-se, substancialmente, a débitos de agentes inadimplentes na primeira liquidação financeira feita pelo MAE, em 30.12.2002, relativa às transações realizadas no âmbito daquele mercado. Tais valores estão sendo objeto de negociações bilaterais há longa data. Contudo, em razão das incertezas quanto ao recebimento, a Companhia mantém perdas de crédito esperadas, independentemente das ações aplicáveis ao caso.

Em 2020, a Companhia renegociou R$ 7 milhões dos valores provisionados, por meio de acordo firmado com cliente. Até 31.12.2021, os demais valores continuam em aberto.

NOTA 5 - ESTOQUES

Prática contábil: São avaliados pelo menor valor entre o custo médio ponderado de aquisição e o seu valor realizável líquido e incluem a transferência de ganhos e perdas de *hedge* de fluxo de caixa registrados no patrimônio líquido que se qualificam em relação à compra de estoques.

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2021	**31.12.2020**	**31.12.2021**	**31.12.2020**
Almoxarifado	17.583	16.077	72.668	97.972
Adiantamentos a fornecedores	568	723	41.574	57.163
Insumos para produção de energia	-	-	16.062	26.231
Outros	1.116	514	20.842	8.062
	19.267	**17.314**	**151.146**	**189.428**

A controlada Pampa Sul adiantou R$ 190.320 ao fornecedor de carvão, haja vista o cumprimento de compromisso contratual de compra da cota mensal mínima de 106.000 toneladas por mês. O saldo remanescente destes adiantamentos, em 31.12.2021, era de R$ 39.215 (R$ 47.723 em 31.12.2020), sendo que a realização se dá quando a compra de carvão ultrapassa a cota mensal mínima. A Companhia espera realizar integralmente o adiantamento até junho de 2022.

NOTA 6 - TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

Prática contábil: São compostos por investimentos em debêntures e reconhecidos inicialmente e subsequentemente ao valor justo por meio do resultado. Os ganhos ou as perdas resultantes das variações no seu valor justo são reconhecidos no resultado da Companhia.

Mutação dos títulos e valores mobiliários

	Controladora		
	Circulante	Não circulante	Total
Aquisição	-	340.000	340.000
Juros[1]	5.144	1.304	6.448
Variação monetária[1]	145	9.114	9.259
Transferência	2.558	(2.558)	-
Ajuste a valor justo[1]	(1.017)	(15.471)	(16.488)
Saldos em 31.12.2020	**6.830**	**332.389**	**339.219**
Juros[1]	8.718	-	8.718
Variação monetária[1]	1.576	12.544	14.120
Transferência	360.404	(360.404)	-
Ajuste a valor justo[1]	33.456	15.471	48.927
Recebimentos	(410.984)	-	(410.984)
Saldos em 31.12.2021	**-**	**-**	**-**

(1) As informações apresentadas são brutas de PIS e Cofins.

- Recebimentos dos títulos e valores mobiliários

Ao longo de 2021, a Companhia negociou a totalidade das debêntures adquiridas em 2020 nos termos da Instrução CVM n° 476/2009, de sua controlada direta Pampa Sul, no mercado secundário. Os montantes envolvidos na negociação totalizaram R$ 410.984, destes, R$ 378.545 referem-se ao valor de principal e juros e R$ 32.439 (R$ 30.931, líquido de PIS e Cofins) aos ganhos nas vendas das debêntures.

NOTA 7 - DEPÓSITOS VINCULADOS

Prática contábil: São mantidos para atendimento às exigências legais e contratuais. São contabilizados inicialmente pelo valor depositado e, posteriormente, pelo custo amortizado.

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Garantias de financiamento	559.487	161.052	559.487	161.052
Garantias de compromissos contratuais	-	-	45.360	-
Garantias de posição devedora na CCEE	27.945	1	29.349	12.189
Depósitos para reinvestimento	2.466	807	4.410	807
Ativo circulante	**589.898**	**161.860**	**638.606**	**174.048**
Garantias de financiamento	9.106	-	259.164	185.801
Garantias de compromissos contratuais	-	-	-	43.778
Outros	-	-	6.268	6.240
Ativo não circulante	**9.106**	**-**	**265.432**	**235.819**
	599.004	**161.860**	**904.038**	**409.867**

- Garantias de financiamento

As garantias de financiamento apresentadas no circulante, em 31.12.2021 e 31.12.2020, são relacionadas aos resultados positivos gerados nas operações de liquidação de *swap*. Com o objetivo de proteger a totalidade dos pagamentos futuros em moeda estrangeira, decorrentes de empréstimos internacionais cujos *swaps* vinculados foram liquidados, a Companhia contratou instrumentos derivativos *Non-Deliverable Forward (NDF)*, e depositou em garantia o montante do resultado gerado nas liquidações. Mais informações acerca desta liquidação vide Nota 17 – Gerenciamento de riscos e instrumentos financeiros.

Adicionalmente, as garantias de financiamento apresentadas no não circulante visam assegurar ao credor o pagamento dos serviços de dívida, com o BNDES, BNB e debêntures, emitidas por suas controladas, assim como o pagamento dos serviços de operação e manutenção, em caso de inadimplemento das beneficiárias, conforme previsto nos instrumentos contratuais. São constituídas, em sua maioria, pelo montante equivalente a três meses do serviço da dívida e a três meses das despesas contratuais de operação e de manutenção.

- Garantias de compromissos contratuais

Os depósitos no valor de R$ 45.360 (R$ 43.778 em 31.12.2020), foram efetuados para garantir o cumprimento de determinados compromissos contratuais assumidos pelo vendedor da Novo Estado. Em agosto de 2021, houve a reclassificação desta garantia para o circulante, em função da expectativa de liquidação no curto prazo, haja vista que as condições estão vinculadas, principalmente, à entrada em operação comercial do Sistema de Transmissão Novo Estado.

NOTA 8 - PRÊMIO DE RISCOS A APROPRIAR – REPACTUAÇÃO DO RISCO HIDROLÓGICO

Em dezembro de 2015, a Aneel concedeu anuência ao acordo de repactuação do risco hidrológico relativo às usinas da Companhia cuja energia estava vendida no ACR. Como condição para a adesão ao referido acordo, a Companhia formalizou a desistência de qualquer disputa judicial com a Aneel que impedia a aplicação direta do mecanismo de redução de garantia física, denominado GSF.

As regras da repactuação estabeleceram opções de escolha do nível de risco hidrológico a ser assumido pelos geradores que, em contrapartida, assumiram o compromisso de pagar um prêmio de risco definido pela Aneel ao longo do prazo do contrato de venda de energia no ACR. Com base no novo patamar de risco definido nos termos da repactuação, o GSF correspondente ao ano de 2015 foi recalculado, resultando em um excedente de pagamento em relação ao valor apurado, cujo montante vem sendo compensado com os "prêmios de risco" devidos pela Companhia, calculados a valor presente.

a) Composição

	Período de amortização	Controladora		Consolidado	
		31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
UHE Itá	2029	29.408	33.464	29.408	33.464
UHE Estreito	2033	-	-	23.324	25.397
UHE Cana Brava	2029	22.902	26.061	22.902	26.061
UHE São Salvador	2033	13.414	14.606	13.414	14.606
UHE Machadinho	2029	7.356	8.370	7.356	8.370
UHE Ponte de Pedra	2023	4.192	7.788	4.192	7.788
		77.272	**90.289**	**100.596**	**115.686**
Classificação no balanço patrimonial					
Ativo circulante		13.016	13.016	15.089	15.089
Ativo não circulante		64.256	77.273	85.507	100.597
		77.272	**90.289**	**100.596**	**115.686**

b) Mutação do prêmio de riscos a apropriar – repactuação do risco hidrológico

	Controladora	Consolidado
Saldos em 31.12.2019	**103.305**	**130.775**
Amortização do "prêmio de risco"	(13.016)	(15.089)
Saldos em 31.12.2020	**90.289**	**115.686**
Amortização do "prêmio de risco"	(13.017)	(15.090)
Saldos em 31.12.2021	**77.272**	**100.596**

c) Perfil de realização da repactuação de risco hidrológico apresentada no ativo não circulante

	Controladora	Consolidado
2023	10.021	12.094
2024	9.422	11.495
2025	9.422	11.495
2026	9.422	11.495
2027	9.422	11.495
2028 a 2031	15.057	23.350
2032 a 2033	1.490	4.083
	64.256	**85.507**

NOTA 9 - DEPÓSITOS JUDICIAIS

Prática contábil: Depósitos judiciais são registrados inicialmente pelo montante depositado e acrescidos dos rendimentos auferidos até a data das demonstrações contábeis, os quais são reconhecidos no resultado financeiro.

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Fiscais e previdenciárias	49.876	50.816	50.238	51.409
Cíveis	19.040	23.982	19.434	24.948
Trabalhistas	9.266	6.090	9.526	6.182
	78.182	**80.888**	**79.198**	**82.539**

Do montante total dos depósitos judiciais, R$ 24.192 (R$ 26.540 em 31.12.2020), na controladora e no consolidado, estão diretamente relacionados a contingências de risco provável, reconhecidas como provisão no passivo da Companhia.

NOTA 10 - ATIVO FINANCEIRO DE CONCESSÃO

Prática contábil: Corresponde ao direito incondicional de recebimento de caixa por meio do Retorno da Bonificação pela Outorga (RBO), para recuperação do investimento na aquisição de outorgas de concessão de usinas hidrelétricas licitadas pela União. Foi registrado inicialmente pelo valor presente dos fluxos de caixa futuros garantidos e, subsequentemente, pelo custo amortizado com base na taxa utilizada para o cálculo do valor presente. Os ativos financeiros de concessões são remunerados pela taxa interna de retorno e pela variação do IPCA.

Em 27.09.2017, a Companhia foi vencedora do Leilão de Concessões não Prorrogadas, para a concessão das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, pelo período de, aproximadamente, 30 anos, a partir de 10.11.2017. O pagamento da bonificação pela outorga das concessões se deu em parcela única em 30.11.2017.

Como parte do processo do Leilão, a Companhia tem assegurado pelo Poder Concedente o direito à venda de 70% da garantia física das usinas, no Sistema de Cota de Garantia Física, garantindo, assim, o direito incondicional de receber caixa durante o período de concessão, sem riscos de demanda, de mercado e hidrológicos. Dessa forma, a parcela do montante pago pela outorga da concessão, correspondente ao valor presente dos fluxos de caixa futuros, calculado com base na taxa de desconto de referência na data do reconhecimento inicial (6,9%), a serem recebidos pela venda da energia no ACR, foi reconhecida como ativo financeiro.

O direito de extensão do prazo de concessão decorrente da repactuação do risco hidrológico, tratada na Nota 15 – Intangível, em aproximadamente 6 meses, não gerou direitos adicionais de recebimento de RBO.

a) Composição

	Consolidado					
	31.12.2021			31.12.2020		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
UHE Jaguara	206.990	1.693.159	1.900.149	189.612	1.550.501	1.740.113
UHE Miranda	126.648	1.035.953	1.162.601	116.014	948.669	1.064.683
	333.638	**2.729.112**	**3.062.750**	**305.626**	**2.499.170**	**2.804.796**

b) Mutação do ativo financeiro de concessão

	Consolidado		
	UHE Jaguara	UHE Miranda	Total
Saldos em 31.12.2019	**1.680.168**	**1.028.006**	**2.708.174**
Recebimentos	(176.889)	(108.234)	(285.123)
Juros	153.085	93.663	246.748
Variação monetária	83.749	51.248	134.997
Saldos em 31.12.2020	**1.740.113**	**1.064.683**	**2.804.796**
Recebimentos	(185.205)	(113.321)	(298.526)
Juros	151.559	92.729	244.288
Variação monetária	193.682	118.510	312.192
Saldos em 31.12.2021	**1.900.149**	**1.162.601**	**3.062.750**

c) Perfil de realização do ativo financeiro de concessão apresentado no ativo não circulante

	Consolidado		
	UHE Jaguara	UHE Miranda	Total
2023	176.131	107.764	283.895
2024	159.296	97.464	256.760
2025	144.103	88.168	232.271
2026	130.362	79.761	210.123
2027	117.932	72.156	190.088
2028 a 2032	440.812	269.710	710.522
2033 a 2047	524.523	320.930	845.453
	1.693.159	**1.035.953**	**2.729.112**

NOTA 11 - ATIVO DE CONTRATO

Prática contábil: Os contratos de concessão definem o serviço público de transmissão de energia elétrica como o serviço prestado mediante a construção (implementação de infraestrutura) e a operação e manutenção (O&M) de instalações de transmissão. Com base nisto, foram definidas as obrigações de performance contidas nestes contratos de concessão, que são: (i) construção e melhorias; e (ii) operação e manutenção (O&M). Desta forma, a Companhia aloca a receita proveniente destes contratos – RAP (Receita Anual Permitida) – a cada uma dessas obrigações de performance, considerando os custos estimados a cada uma delas, adicionados de uma margem de lucratividade.

O ativo de contrato de transmissão corresponde à contrapartida da receita de construção de infraestrutura de transmissão ao longo da execução da obra de implantação da linha de transmissão. O recebimento da contraprestação vinculada ao ativo de contrato ocorre por meio do recebimento da RAP alocada à obrigação de performance de construção e melhorias e depende da conclusão da obra de implantação e posterior operação e manutenção da referida infraestrutura. Os ativos de contrato são remunerados pela taxa de remuneração e pela variação do IPCA.

O reconhecimento da receita de construção de infraestrutura de transmissão considera os custos efetivamente incorridos na obra, incrementados pela margem de construção apurada para o projeto, sendo os ganhos ou as perdas (eficiências ou ineficiências na construção), identificados ao longo da fase de construção, registrados quando incorridos, de forma tempestiva, em linha de custo.

A margem de construção é auferida pela proporção do montante previsto para "o gerenciamento e/ou acompanhamento da obra" em relação ao "CAPEX do Projeto", ambos definidos nos respectivos planos de negócios. As margens propostas, líquidas dos encargos incidentes, são suficientes para cobrir os custos de gerenciamento da construção.

Adicionalmente, na mensuração inicial do ativo de contrato, a Companhia estima, quando aplicável, a incidência do mecanismo denominado "Parcela Variável" sobre à RAP a ser recebida. Este mecanismo permite que a RAP seja aumentada ou reduzida em decorrência do desempenho do sistema de transmissão.

As controladas indiretas Gralha Azul Transmissão de Energia S.A. ("Gralha Azul") e Novo Estado Transmissora de Energia S.A. ("Novo Estado") são responsáveis primárias pela construção e instalação da infraestrutura relacionada à concessão de transmissão dos Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado, respectivamente. O prazo dessas concessões do serviço público de transmissão, incluindo a construção, a montagem, a operação e a manutenção das instalações de transmissão é de 30 anos, contados da data de assinatura dos contratos de concessão – 08.03.2018, e o prazo limite para início da operação comercial é 09.03.2023.

a) Gralha Azul

Em 15.12.2017, a Companhia arrematou, por meio de sua controlada indireta Gralha Azul, o Lote 1 do Leilão de Transmissão n° 002/2017, promovido pela Aneel, localizado no estado do Paraná, que totaliza, aproximadamente, 1.000 km de extensão de linhas de transmissão. A RAP apresentada pela Companhia foi de R$ 231.725, com deságio de 34,8% em relação à receita máxima determinada pela Aneel, de R$ 355.407. O CAPEX nominal estimado do projeto, em 31.12.2021, era de R$ 1,8 bilhão.

b) Novo Estado

Em março de 2020 a Companhia concluiu a aquisição de 100% das ações da Novo Estado, detentora da concessão do Lote 3 do Leilão de Transmissão n° 002/2017, localizado nos estados do Pará e Tocantins, que totaliza, aproximadamente, 1.800 km de extensão de linhas de transmissão. A RAP desta concessão é de R$ 313.100, com deságio de 35,7% em relação à receita máxima determinada pela Aneel, de R$ 488.145. O CAPEX nominal estimado do projeto, em 31.12.2021, era de R$ 3,2 bilhões.

c) Ganho (perda) por eficiência (ineficiência) na implementação de infraestrutura de transmissão

No decorrer da obra e da energização do projeto, esperam-se impactos positivos ou negativos em função de eventos como: (i) atrasos e custos adicionais por questões ambientais; (ii) variação dos custos das *commodities*, uma vez que cabos e estruturas são adquiridos diretamente pela Companhia; (iii) custos adicionais de servidão e negociações fundiárias; (iv) eventuais imprevistos de terraplanagem; e (v) antecipação de prazos de energização. Alterações no projeto que afetem sua lucratividade, devem ser reconhecidas diretamente no resultado.

No exercício corrente, a Companhia reconheceu perda, líquida, por ineficiência na implementação de infraestrutura de transmissão de R$ 469.489 (em 2020 houve o reconhecimento de ganho, líquido, no montante de R$ 35.231). A perda reconhecida foi motivada, substancialmente, pelo aumento do CAPEX previsto para a implantação dos Sistemas de Transmissão, bem como da postergação da entrada em operação comercial de cada etapa dos projetos.

d) Premissas adotadas

Premissas	Novo Estado	Gralha Azul
Margem de construção	2,24%	2,66%
Margem de operação e manutenção	55,55%	37,39%
Taxa de remuneração	7,79%	10,49%
RAP anual, líquida de encargos (valor nominal)	313.100	231.725
RAP anual – Construção (valor nominal)	270.416	207.222
Índice de correção dos contratos	IPCA	IPCA
Custo de construção incorrido até 31.12.2021	2.792.484	1.946.070
Estimativa para entrada total em operação comercial	12.2022	03.2023
Data da próxima Revisão Tarifária Periódica	03.2023	03.2023
Vigência do contrato de concessão	03.2048	03.2048

e) Mutação do ativo de contrato

	Consolidado		
	Novo Estado	Gralha Azul	Total
Saldos em 31.12.2019	**-**	**217.611**	**217.611**
Aquisição de controlada	153.279	-	153.279
Custo de construção de infraestrutura de transmissão	1.279.753	1.029.701	2.309.454
Margem de construção de infraestrutura de transmissão	28.703	27.421	56.124
Ganho (perda) por eficiência (ineficiência) na construção	38.740	(3.509)	35.231
Juros	31.817	49.774	81.591
Variação monetária	61.571	46.558	108.129
Saldos em 31.12.2020	**1.593.863**	**1.367.556**	**2.961.419**
Custo de construção de infraestrutura de transmissão	1.374.833	719.671	2.094.504
Margem de construção de infraestrutura de transmissão	40.879	19.165	60.044
Perdas por ineficiência na construção	(288.659)	(180.830)	(469.489)
Juros	160.732	153.726	314.458
Variação monetária	195.917	170.688	366.605
Recebimentos RAP construção	(820)	(3.091)	(3.911)
Saldos em 31.12.2021	**3.076.745**	**2.246.885**	**5.323.630**
Classificação no balanço patrimonial			
Ativo circulante	170.154	217.375	387.529
Ativo não circulante	2.906.591	2.029.510	4.936.101
	3.076.745	**2.246.885**	**5.323.630**

Em 2021, os Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado tiveram suas entradas em operação comercial parciais autorizadas pela ONS, o que representou, aproximadamente, 4% de suas capacidades totais.

NOTA 12 - OUTROS ATIVOS

Prática contábil: Os demais ativos são registrados ao custo de aquisição, reduzido de provisão para ajuste ao valor recuperável, quando aplicável.

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2021	**31.12.2020**	**31.12.2021**	**31.12.2020**
Créditos fiscais a recuperar	2.398	36.039	123.448	179.286
Alienação de subsidiária[1]	114.233	-	114.233	-
Ativo fiscal diferido[2]	-	-	61.135	47.642
Despesas pagas antecipadamente	18.141	11.298	38.302	39.258
Imposto de renda e contribuição social a recuperar	19.209	-	34.787	5.104
Alienações e serviços em curso	35.494	26.452	32.135	29.827
Contas a receber de clientes[3]	2.202	2.202	9.991	16.166
Adiantamento a empregados	2.966	3.173	3.609	5.769
Combustíveis a reembolsar	-	-	-	58.462
Outros valores a receber	68.000	50.333	90.604	68.650
	262.643	**129.497**	**508.244**	**450.164**
Classificação no balanço patrimonial				
Ativo circulante	117.394	90.515	219.290	274.413
Ativo não circulante	145.249	38.982	288.954	175.751
	262.643	**129.497**	**508.244**	**450.164**

(1) Mais informações vide Nota 13 – Investimentos.
(2) Mais informações vide Nota 28 – Imposto de renda e contribuição social diferidos.
(3) Mais informações vide Nota 4 – Contas a receber de clientes.

a) Créditos fiscais a recuperar

Correspondem, principalmente, aos créditos de PIS e Cofins decorrentes: (i) das aquisições de máquinas e equipamentos e de gastos com a construção de Usinas; e (ii) do reconhecimento dos créditos federais decorrentes de ganho em ação judicial em 2020 da Companhia e de sua controlada EBC. Os créditos da ENGIE, no montante de R$ 97.155, já foram totalmente compensados, enquanto a EBC possui, em 31.12.2021, o montante a recuperar de R$ 49.488, tendo compensado R$ 16.617 no ano de 2021.

b) Imposto de renda e contribuição social a recuperar

Referem-se, substancialmente, aos valores reconhecidos de Atualização da Selic sobre repetição de indébitos tributários. Em 24.09.2021, o Supremo Tribunal Federal (STF), no julgamento de mérito do n° 1.063.187, fixou a tese do Tema n° 962 no sentido de ser inconstitucional a incidência do IRPJ e da CSLL sobre os valores atinentes à taxa Selic recebidos em razão de repetição de indébito tributário. Segundo a decisão, unânime no mérito e em sede de repercussão geral, a Selic constitui mera indenização pelo atraso no pagamento da dívida, e não representa acréscimo patrimonial que é o fato gerador para a tributação do IRPJ e da CSLL. Desta maneira, em 31.12.2021, a Companhia reconheceu os montantes de R$ 19.055 e R$ 30.624 na controladora e no consolidado, respectivamente, relativos a este tema.

c) Combustíveis a reembolsar

Referia-se aos valores a receber decorrentes do reembolso de combustíveis consumidos para a geração de energia termelétrica do CTJL, os quais são reembolsados pela CCEE, responsável pela gestão da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). Os valores elegíveis ao reembolso correspondiam ao limite de 2.400.000 toneladas anuais, descontado o percentual indicado anualmente pelo órgão regulador referente a índices de disponibilidade e eficiência da Usina. A redução desta rubrica deve-se à alienação de Diamante em 2021.

NOTA 13 - INVESTIMENTOS

Prática contábil:

Investimentos em empresas controladas direta ou indiretamente

Os investimentos em controladas são aqueles em que a Companhia está exposta ou tem direito a retornos variáveis decorrentes de seu envolvimento com a entidade, e tem a capacidade de interferir nesses retornos por meio do poder que exerce sobre ela.

Esses investimentos são avaliados pelo método da equivalência patrimonial nas demonstrações contábeis da controladora e consolidados integralmente para fins de apresentação das demonstrações contábeis consolidadas.

Investimentos em negócios em conjunto

Os negócios em conjunto são aqueles nos quais a Companhia e um ou mais investidores mantêm o controle compartilhado das atividades operacionais e financeiras da entidade. Podem ser classificados como operações em conjunto ou empreendimento controlado em conjunto, dependendo dos direitos e das obrigações contratuais dos investidores.

Operações em conjunto

A Companhia mantém operações em conjunto na Itasa e em consórcios. A participação na operação em conjunto em entidades com personalidade jurídica, como ocorre na Itasa, é reconhecida pelo método de equivalência patrimonial na controladora. No consolidado, os ativos, os passivos, as receitas e as despesas da citada operação em conjunto são reconhecidos de forma proporcional à participação no negócio. Nas participações em consórcios (entidades sem personalidade jurídica), os ativos, os passivos, as receitas e as despesas são reconhecidos diretamente nas demonstrações contábeis da consorciada, com base nas respectivas participações nos consórcios.

Empreendimento controlado em conjunto

Os investimentos em empreendimento controlado em conjunto são inicialmente contabilizados pelo valor de custo e posteriormente reconhecidos pelo método de equivalência patrimonial. A Companhia detém participação em empreendimento controlado em conjunto referente ao controle compartilhado da TAG. Os resultados de empreendimento controlado em conjunto são reconhecidos na linha de "Equivalência patrimonial" na demonstração do resultado individual e consolidada, enquanto variações em outros resultados abrangentes são apresentadas como parte de outros resultados abrangentes da Companhia.

Anualmente, a Companhia avalia se há evidência objetiva de que o investimento em empreendimento controlado em conjunto sofreu perda por redução ao valor recuperável (*impairment*), sendo que esta perda é o resultado da diferença entre o valor recuperável do empreendimento controlado em conjunto e o seu valor contábil. O ágio relativo a empreendimento controlado em conjunto é incluído no valor contábil do investimento, não sendo, portanto, amortizado ou separadamente testado para fins de redução ao valor recuperável dos ativos.

Combinação de negócios na aquisição de investimentos

Na controladora, a diferença entre o valor pago e o valor de livros do patrimônio líquido das sociedades adquiridas é reconhecida no investimento como: (i) mais valia, quando o fundamento econômico está relacionado, substancialmente, ao valor justo dos ativos líquidos da controlada adquirida; e (ii) ágio, quando o montante pago supera o valor justo dos ativos líquidos e, esta diferença, representa a expectativa de geração de valor futura.

A combinação de negócios é o método utilizado para o reconhecimento das aquisições de controle nos balanços consolidados. O referido método requer que os ativos identificáveis adquiridos e os passivos assumidos sejam mensurados pelo seu valor justo. O ágio decorrente da combinação de negócios, o qual é registrado no intangível, é testado anualmente para avaliação de perda por redução ao valor recuperável (*impairment*).

a) Composição

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2021	**31.12.2020**	**31.12.2021**	**31.12.2020**
Participações societárias permanentes				
Avaliadas pelo método de equivalência patrimonial				
Equivalência patrimonial, líquida de *impairment*	12.545.478	14.124.862	2.193.054	2.251.408
Mais valia na aquisição de investimentos	53.465	56.806	-	-
Ágio por expectativa de rentabilidade futura	173.654	173.654	173.654	173.654
	12.772.597	**14.355.322**	**2.366.708**	**2.425.062**

b) Mutação dos investimentos avaliados pelo método de equivalência patrimonial

	Saldos em 31.12.2020	Aumento de capital	Redução de capital	Equivalência patrimonial	Dividendos	Outros resultados abrangentes	Alienação de subsidiária	*Impairment*	Saldos em 31.12.2021
Controladas									
ECP	**4.060.695**	682.439	(598.442)	138.196	-	57.111	-	-	**4.339.999**
CEE[1]	**1.735.564**	-	-	389.159	(457.063)	-	-	-	**1.667.660**
Jaguara[2]	**1.132.463**	-	-	210.763	(20.022)	-	-	-	**1.323.204**
ETP II[3]	**490.016**	781.747	-	(151.615)	-	-	-	-	**1.120.148**
Miranda[4]	**762.769**	-	-	131.137	(12.458)	-	-	-	**881.448**
EBC	**301.850**	-	-	106.611	-	-	-	-	**408.461**
Pampa Sul	**2.414.520**	-	(880.000)	(129.549)	-	23	-	(1.079.972)	**325.022**
ENGIE Trading[5]	**25.676**	-	-	20.750	-	-	-	-	**46.426**
Lages[6]	**26.364**	-	-	7.781	(3.615)	-	-	-	**30.530**
ECV[7]	**20.994**	-	-	(662)	-	-	-	-	**20.332**
Diamante	**565.276**	-	(77.500)	146.581	(130.404)	-	(503.953)	-	**-**
Outros	**86.184**	18.500	-	(22.789)	-	(2.117)	-	(77.534)	**2.244**
Operação em conjunto									
Itasa	**251.083**	-	(78.000)	22.994	(9.127)	-	-	-	**186.950**
Empreendimento controlado em conjunto									
TAG[8]	**2.251.408**	-	-	601.985	(682.500)	22.161	-	-	**2.193.054**
	14.124.862	**1.482.686**	**(1.633.942)**	**1.471.342**	**(1.315.189)**	**77.178**	**(503.953)**	**(1.157.506)**	**12.545.478**

(1) Companhia Energética Estreito
(2) Companhia Energética Jaguara
(3) ENGIE Transmissão de Energia Participações II S.A
(4) Companhia Energética Miranda
(5) ENGIE Trading Comercializadora de Energia Ltda.
(6) Lages Bioenergética Ltda.
(7) ENGIE Comercializadora Varejista de Energia Ltda.
(8) Transportadora Associada de Gás, controlada em conjunto e, portanto, não consolidada pela Companhia.

	Saldos em 31.12.2019	Aumento de capital/ aquisição de investimento	Alocação de ágio	Redução de capital	Equivalência patrimonial	Dividendos	Outros resultados abrangentes	Saldos em 31.12.2020
Controladas								
ECP	**3.363.152**	502.407	-	-	282.035	(88.517)	1.618	**4.060.695**
CEE	**1.136.237**	449.000	-	-	184.452	(34.125)	-	**1.735.564**
Jaguara	**1.008.227**	-	-	-	137.277	(13.041)	-	**1.132.463**
ETP II	**-**	422.384	-	-	84.033	(16.401)	-	**490.016**
Miranda	**670.909**	-	-	-	101.503	(9.643)	-	**762.769**
EBC	**296.194**	-	-	-	90.656	(85.000)	-	**301.850**
Pampa Sul	**2.393.128**	-	-	-	23.504	(2.105)	(7)	**2.414.520**
ENGIE Trading	**22.175**	31.000	-	-	(27.499)	-	-	**25.676**
Lages	**30.530**	-	-	-	(4.166)	-	-	**26.364**
ECV	**24.948**	-	-	-	(3.954)	-	-	**20.994**
Diamante	**515.644**	-	-	-	190.866	(141.322)	88	**565.276**
NEP[1]	**1**	163.705	-	(167.219)	3.513	-	-	**-**
Outros	**70.543**	20.700	-	-	(6.844)	-	1.785	**86.184**
Operação em conjunto								
Itasa	**243.521**	-	-	-	9.917	(2.355)	-	**251.083**
Empreendimento controlado em conjunto								
TAG	**2.874.727**	327.168	(99.461)	-	487.051	(711.750)	(626.327)	**2.251.408**
	12.649.936	**1.916.364**	**(99.461)**	**(167.219)**	**1.552.344**	**(1.104.259)**	**(622.843)**	**14.124.862**

(1) Novo Estado Participações S.A.

b.1) Informações das principais controladas

As principais informações sobre as controladas, as quais possuem exercício social também encerrado em 31 de dezembro, estão apresentadas a seguir:

	31.12.2021						
	Capital social	Ativo	Passivo	Patrimônio líquido ajustado	Receita líquida	Lucro líquido (Prejuízo) ajustado	Participação (%)
ECP	2.946.880	8.548.794	4.375.373	4.343.588	1.175.521	139.441	**99,99**
CEE	1.369.380	2.236.209	568.549	1.667.660	633.916	389.159	**99,99**
Jaguara	854.409	2.546.663	1.223.459	1.323.204	652.367	210.763	**99,99**
ETP II	1.204.131	6.160.956	5.054.704	1.120.148	2.743.935	(151.615)	**99,99**
Miranda	582.663	1.597.326	715.878	881.448	381.511	131.137	**99,99**
EBC	10.038	916.513	508.052	408.461	4.528.040	106.611	**99,99**
Pampa Sul[1]	1.076.692	3.362.152	2.225.913	1.404.994	587.311	(129.549)	**99,99**
ENGIE Trading	36.000	344.816	298.390	46.426	870.817	20.750	**99,99**
Lages	30.530	65.133	34.603	30.530	59.573	7.781	**99,99**
ECV	23.970	91.646	71.314	20.332	697.297	(662)	**99,99**
EGSD[12]	98.190	91.670	15.481	76.189	31.233	(22.789)	**99,99**

(1) Em 2021, foram reconhecidos *impairments* nos investimentos mantidos nestas controladas.
(2) Os montantes da subsidiária EGSD do quadro "Mutação dos investimentos avaliados pelo método de equivalência patrimonial" estão apresentados em "Outros".

	31.12.2020						
	Capital social	Ativo	Passivo	Patrimônio líquido ajustado	Receita líquida	Lucro líquido (Prejuízo) ajustado	Participação (%)
ECP	2.862.883	8.918.840	5.018.692	4.063.164	2.021.701	282.212	**99,99**
CEE	1.369.380	1.989.842	254.278	1.735.564	515.104	184.452	**99,99**
Jaguara	854.409	2.426.885	1.294.422	1.132.463	486.027	137.277	**99,99**
ETP II	422.384	2.006.358	1.531.321	490.016	1.101.579	84.033	**99,99**
Miranda	582.663	1.516.335	753.566	762.769	289.354	101.503	**99,99**
EBC	10.038	874.148	572.298	301.850	4.551.392	90.656	**99,99**
Pampa Sul	1.956.692	4.130.744	2.005.375	2.414.520	618.309	23.504	**99,99**
ENGIE Trading	36.000	379.826	354.150	25.676	402.761	(27.499)	**99,99**
Lages	30.530	34.001	7.637	26.364	42.089	(4.166)	**99,99**
ECV	23.970	69.814	48.820	20.994	366.070	(3.954)	**99,99**
EGSD[1]	58.990	135.045	52.450	82.595	80.908	(6.844)	**99,99**
Diamante	638.940	845.885	280.609	565.276	868.685	190.866	**99,99**

(1) Os montantes da subsidiária EGSD do quadro "Mutação dos investimentos avaliados pelo método de equivalência patrimonial" estão apresentados em "Outros".

Acionista não controlador

A participação do acionista não controlador da Ibitiúva, em 31.12.2021, no patrimônio líquido e no lucro líquido da ECP acima apresentados, era de R$ 3.589 e R$ 1.245 (R$ 2.469 e 177 em 31.12.2020), respectivamente.

Valores capitalizados

No quadro de "Informações das principais controladas", os montantes de "Patrimônio líquido ajustado" e de "Lucro líquido (Prejuízo) ajustado" contemplam os itens descritos abaixo.

- Empréstimos e debêntures

A ENGIE Brasil Energia captou recursos por meio de empréstimos e debêntures para a construção dos Conjuntos Eólicos Campo Largo, Umburanas – Fase I, Campo Largo II e Santo Agostinho – Fase I e da Usina Fotovoltaica Assú V, investimentos que são parte da ECP, e de Pampa Sul. Os juros sobre essas dívidas são capitalizados durante o período de construção das Usinas nas demonstrações contábeis consolidadas e reconhecidos no resultado de equivalência patrimonial nas demonstrações contábeis da controladora. Após a entrada em operação comercial os valores capitalizados são amortizados no período correspondente a amortização dos ativos imobilizados.

Adicionalmente, em 2020, a Pampa Sul, controlada direta da Companhia, emitiu debêntures simples, as quais foram adquiridas pela ENGIE e foram mensuradas a valor justo na controladora e ao custo amortizado na controlada. Para fins de consolidação essa operação, até sua liquidação em 2021, era integralmente eliminada, sendo que a diferença entre o valor justo e o custo amortizado era reconhecida como equivalência patrimonial na controladora.

Os efeitos destes itens estão apresentados no quadro abaixo:

	Custo da dívida capitalizado, líquido de depreciação				Ajuste a valor justo		
	Patrimônio líquido		Lucro líquido (Prejuízo)		Patrimônio líquido	Lucro líquido (Prejuízo)	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
ECP	170.167	163.016	7.151	9.502	-	-	-
Pampa Sul	268.755	278.269	(9.514)	(9.513)	10.882	(10.882)	10.882

- Ações preferenciais resgatáveis

Em setembro de 2020, a ETP II emitiu ações preferenciais resgatáveis e o custo dessa emissão foi pago pela sua controladora ENGIE Brasil Energia, no valor de R$ 15.250. Esse custo foi capitalizado nas demonstrações contábeis consolidadas e reconhecido no resultado de equivalência patrimonial nas demonstrações contábeis da controladora e está sendo amortizado linearmente até o resgate das ações. Em 31.12.2021, o montante capitalizado era de R$ 13.896, sendo que foi reconhecido R$ 1.083 de amortização em 2021 (R$ 271 em 2020).

c) Mais valia na aquisição de investimentos

Nesta rubrica está registrada a mais valia (direitos de concessão) paga na aquisição da controlada direta CEE, que têm como fundamento econômico os direitos sobre a concessão outorgada pela Aneel para o uso do bem público na geração de energia elétrica. Essa mais valia é amortizada de forma linear pelo prazo de concessão da Usina, visto que os benefícios econômicos ocorrerão ao longo deste prazo. Em 2021 e 2020, o montante amortizado foi de R$ 3.341.

Em 2020, com base no valor presente das projeções de fluxo de caixa, obtidas por meio de avaliações econômico-financeiras, a Companhia reconheceu o *impairment* da mais-valia paga na aquisição da controlada direta EGSD, no montante de R$ 22.306.

d) Ágio por expectativa de rentabilidade futura

O montante de R$ 173.654, em 2021 e 2020, corresponde ao ágio por expectativa de rentabilidade futura na aquisição da sua controlada em conjunto TAG.

Adicionalmente, em 2020 a Companhia reconheceu o *impairment* do ágio na controlada direta EGSD, no montante de R$ 18.522, em função da não expectativa de rentabilidade futura, haja vista o valor presente das projeções de fluxo de caixa desta controlada.

e) Informações sobre as subsidiárias

e.1) Controladas

e.1.1) Companhia Energética Estreito ("CEE")

A CEE é detentora de participação de 40,07% no Consórcio Estreito Energia ("Ceste"), do qual é líder. O consórcio foi criado para a implantação e exploração da Usina Hidrelétrica Estreito, localizada no Rio Tocantins (TO/MA). A participação da Companhia na capacidade instalada da Usina é de 435,6 MW.

Em 2020, foi aprovado o aumento de capital no montante de R$ 449.000 pela controladora ENGIE Brasil Energia, com a finalidade de liquidação do financiamento que a controlada mantinha com o BNDES.

e.1.2) Companhia Energética Jaguara ("Jaguara")

A Jaguara é detentora da Usina Hidrelétrica Jaguara, localizada no município de Rifaina (SP), com capacidade instalada de 424,0 MW. Mais informações vide Nota 10 – Ativo financeiro de concessão.

e.1.3) ENGIE Transmissão de Energia Participações II S.A. ("ETP II")

A ETP II é uma *holding* que tem por objeto social participar no capital de outras sociedades e concentrar os investimentos em projetos do segmento de transmissão.

Em 2021, houve uma reestruturação das empresas de transmissão, com o objetivo de que as empresas deste segmento passassem a ser controladas (direta ou indiretamente) da ETP II. O aumento de capital na controlada ETP II, em 2021, refere-se, portanto, a transferência de participação das empresas de transmissão. Adicionalmente, ocorreram aumentos de capital para suportar os investimentos nos Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado.

A seguir algumas informações financeiras das controladas mais relevantes da ETP II, relativas ao exercício findo em 31.12.2021.

	Capital social	Ativo	Passivo	Patrimônio líquido	Receita líquida	Prejuízo líquido	Participação (%)
ETP III[1]	781.281	2.464.607	1.691.906	772.701	971.493	(8.585)	99,99
NEP[2]	419.277	3.696.320	3.346.397	349.923	1.772.442	(141.914)	99,99

(1) Controladora de Gralha Azul Transmissão de Energia S.A. Mais informações vide Nota 11 – Ativo de contrato.
(2) Controladora de Novo Estado Transmissora de Energia S.A. Mais informações vide Nota 11 – Ativo de contrato.

e.1.4) Companhia Energética Miranda ("Miranda")

A Miranda é detentora da Usina Hidrelétrica Miranda, localizada no município de Indianópolis (MG), com capacidade instalada de 408,0 MW. Mais informações vide Nota 10 – Ativo financeiro de concessão.

e.1.5) ENGIE Brasil Energia Comercializadora Ltda. ("EBC")

A EBC tem como objeto social a comercialização de energia elétrica, incluindo a compra, a venda, a importação e a exportação de energia elétrica, bem como a intermediação de quaisquer dessas operações, a prática e a celebração de atos de comércio decorrentes dessas atividades.

e.1.6) Usina Termelétrica Pampa Sul S.A. ("Pampa Sul")

A Pampa Sul é detentora da Usina Termelétrica Pampa Sul, localizada no município de Candiota (RS), com capacidade instalada de 345,0 MW. Em novembro de 2014, a empresa comercializou, em leilão promovido pela Aneel, 294,5 MW médios pelo prazo de 25 anos.

A redução de capital na controlada Pampa Sul, apresentada em 2021, foi motivada pela emissão de debêntures na controlada Pampa Sul em novembro de 2020.

Adicionalmente, em 2021, a Companhia reconheceu *impairment* de R$ 1.079.972, em decorrência da intenção firme de venda da subsidiária, cuja avaliação preliminar do valor de venda, líquido dos custos estimados de venda, é inferior ao seu valor contábil. Este *impairment* foi alocado, para fins de demonstrações contábeis consolidadas, no imobilizado.

e.1.7) ENGIE Trading Comercializadora de Energia Ltda. ("ENGIE Trading")

A ENGIE Trading tem como objeto social a comercialização de energia elétrica, no atacado e no varejo, incluindo a compra, a venda, a importação e a exportação de energia elétrica, bem como a intermediação de qualquer dessas operações e a prática e a celebração de atos de comércio decorrentes dessas atividades.

e.1.8) Lages Bioenergética Ltda. ("Lages")

A Lages é uma termelétrica, localizada no município de Lages (SC), que utiliza um turbo gerador a vapor de 28,0 MW, o qual consome resíduos de madeira como combustível.

e.1.9) ENGIE Comercializadora Varejista de Energia Ltda. ("ENGIE Varejista")

A ENGIE Varejista tem como objeto social o comércio varejista de energia elétrica, incluindo a compra, no atacado ou no varejo, a venda no varejo e a importação de energia elétrica.

e.1.10) ENGIE Geração Solar Distribuída S.A. ("EGSD")

A EGSD tem como objeto social o desenvolvimento, a venda atacadista e varejista e a operação e a manutenção de geradores e de painéis solares fotovoltaicos, com potência instalada abaixo de 5,0 MW.

Em 2021, a Companhia reconheceu *impairment* de R$ 77.534, em decorrência da intenção firme de venda da subsidiária, cuja avaliação preliminar do valor de venda, líquido dos custos estimados de venda, é inferior ao seu valor contábil. Para fins de demonstrações contábeis consolidadas este *impairment* foi alocado como segue:

	Valor
Contas a receber de clientes	25.380
Crédito de imposto de renda e contribuição social	1.348
Estoques	25.484
Outros ativos circulantes e não circulantes	14.829
Imobilizado	9.463
Direito de uso de arrendamentos	1.030
	77.534

e.1.11) ENGIE Brasil Energias Complementares Participações Ltda. ("ECP")

A ECP é uma *holding* que tem por objeto social participar no capital de outras sociedades e concentrar os investimentos em projetos referentes a energias complementares da Companhia.

O aumento de capital na controlada ECP destinou-se, principalmente, aos investimentos nos Conjuntos Eólicos Umburanas - Fase I e Santo Agostinho. A redução de capital é oriunda da restruturação societária das empresas do segmento de transmissão, visando aprimorar a organização administrativa e societária.

A seguir algumas informações financeiras das controladas mais relevantes da ECP, relativas ao exercício findo em 31.12.2021.

	Capital social	Ativo	Passivo	Patrimônio líquido	Receita líquida	Lucro líquido (Prejuízo)	Participação (%)
CECL[1]	1.547.566	4.243.356	2.560.355	1.683.001	459.773	52.945	99,99
CETR[2]	716.865	1.034.564	163.276	871.288	202.990	66.316	99,99
CESA[3]	365.156	431.894	11.305	420.589	-	(2.179)	99,99
CEUR[4]	297.345	1.769.398	1.430.189	339.209	284.999	(33.528)	99,99
Assú[5]	126.947	237.720	107.925	129.795	26.496	(2.512)	99,99
Tupan	58.879	92.762	15.379	77.383	(32)	(7.468)	99,99
Ferrari	54.440	131.439	51.685	79.754	71.482	48.249	99,99
Ibitiúva	38.501	133.254	61.468	71.786	37.107	24.907	95,00
Hidropower	33.393	72.130	20.189	51.941	624	(4.522)	99,99

(1) Conjunto Eólico Campo Largo e Conjunto Eólico Campo Largo II.
(2) Conjunto Eólico Trairí.
(3) Conjunto Eólico Santo Agostinho.
(4) Conjunto Eólico Umburanas – Fase I.
(5) Conjunto Fotovoltaico Assú.
Mais detalhes sobre a capacidade instalada e a garantia física vide Nota 14 – Imobilizado.

Os efeitos no ativo consolidado da ECP em 31.12.2021, decorrentes da alocação do valor justo dos direitos vinculados às autorizações e demais direitos adquiridos em combinações de negócios, eram de R$ 358.975 (R$ 330.776 em 31.12.2020).

- Conjuntos Eólicos Campo Largo e Campo Largo II ("CECL")

O CECL é formado por um conjunto de empreendimentos de geração eólica, todos localizados nos municípios de Umburanas e Sento Sé (BA), cuja capacidade instalada total é de 687,9 MW. O CECL é composto por dois conjuntos eólicos constituído por duas *holdings*, Campo Largo e Campo Largo II, para concentrar os investimentos em 11 SPEs cada uma.

- Conjunto Eólico Trairí ("CETR")

O CETR é formado por um conjunto de empreendimentos de geração eólica, cuja capacidade instalada total é de 216,6 MW, todos localizados no município de Trairi, estado do Ceará. O conjunto é composto por duas *holdings* constituídas para concentrar os investimentos em quatro SPEs cada uma.

- Conjuntos Eólicos Santo Agostinho e Santo Agostinho II ("CESA")

O CESA é formado por dois conjuntos de empreendimentos de geração eólica, cuja capacidade instalada total é de 600,0 MW, todos localizados nos municípios de Lajes e Pedro Avelino (RN). Os conjuntos são compostos por uma *holding* (Santo Agostinho Participações Ltda.) constituída para concentrar os investimentos em 14 SPEs, as quais iniciaram a construção em 2021, e pelo Conjunto Eólico Santo Agostinho II, composto por dez SPEs em fase de estudo.

- Conjunto Eólico Umburanas – Fase I ("CEUR")

O Conjunto Eólico Umburanas, localizado no estado da Bahia, município de Umburanas, possui capacidade instalada de 360,0 MW e iniciou sua operação ao longo do primeiro quadrimestre de 2019. O conjunto é composto por uma *holding* constituída para concentrar os investimentos em 18 SPEs.

- Conjunto Fotovoltaico Assú ("Assú")

Em 2015 e 2016, a controlada direta ECP adquiriu projetos de implantação de cinco usinas fotovoltaicas, no município de Assú (RN). Até 31.12.2021, a ECP, por meio de sua controlada direta Assú V, desenvolveu um dos projetos adquiridos, a Usina Fotovoltaica Assú V, cuja capacidade instalada é de 30 MW e o início da operação comercial ocorreu em dezembro de 2017.

e.2) Operação em conjunto - Itá Energética S.A. ("Itasa")

A ENGIE Brasil Energia mantém uma operação em conjunto na Itasa, com participação equivalente a 48,75% do capital votante e integralizado da sociedade. A Companhia e a Itasa são as detentoras dos direitos de exploração da Usina Hidrelétrica Itá, localizada no Rio Uruguai (SC/RS), por meio de consórcio, do qual a Itasa participa com 60,5% e a ENGIE Brasil Energia com 39,5%.

Os principais grupos do ativo, passivo e resultado da Itasa, conforme demonstrados a seguir, são reconhecidos nas demonstrações contábeis consolidadas da ENGIE Brasil Energia, na proporção de sua participação no capital da sociedade, posto que ela possui personalidade jurídica própria.

Balanço Patrimonial	31.12.2021	31.12.2020
ATIVO		
Ativo circulante	**63.455**	**82.519**
Caixa e equivalente de caixa	42.501	65.793
Outros ativos circulantes	20.954	16.726
Ativo não circulante	**377.843**	**450.764**
Realizável a longo prazo	19.578	24.361
Imobilizado	358.260	426.396
Intangível	5	7
TOTAL	**441.298**	**533.283**
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Passivo circulante	54.135	25.763
Passivo não circulante	3.676	7.989
Patrimônio líquido	383.487	499.531
TOTAL	**441.298**	**533.283**

Demonstração do resultado	31.12.2021	31.12.2020
Receita operacional líquida	221.025	163.048
Custos da energia vendida	(148.599)	(142.480)
LUCRO BRUTO	**72.426**	**20.568**
Despesas operacionais		
Despesas gerais e administrativas	(2.143)	(3.307)
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	**70.283**	**17.261**
Resultado financeiro	**1.275**	**1.183**
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS SOBRE O LUCRO	**71.558**	**18.444**
Imposto de renda e contribuição social	(24.390)	(6.147)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	**47.168**	**12.297**

e.3) Empreendimento controlado em conjunto – Transportadora Associada de Gás ("TAG")

A TAG possui infraestrutura de gasodutos com aproximadamente 4.500 km e com 12 instalações de compressão de gás (seis próprias e seis subcontratadas) e 91 pontos de entrega.

Em 20.07.2020, foi assinado o acordo de compra e venda da aquisição de participação acionária adicional de 3,25% na TAG, do total de 10% que a Petrobras ainda detinha, pelo valor de R$ 327.168, dos quais R$ 227.707 correspondem a aumento de capital e R$ 99.461 correspondem a ágio por expectativa de rentabilidade futura.

Os principais grupos do ativo e passivo da TAG nas datas de 31.12.2021 e 31.12.2020 eram estes:

Balanço Patrimonial	31.12.2021	31.12.2020
ATIVO		
Ativo circulante	**2.078.666**	**2.220.358**
Caixa e equivalentes de caixa	438.756	436.623
Contas a receber de clientes	1.438.717	1.556.009
Ganhos não realizados com operações de *hedge*	-	18.621
Outros ativos circulantes	201.193	209.105
Ativo não circulante	**31.154.609**	**32.304.110**
Depósitos vinculados	115.062	202.596
Ganhos não realizados com operações de *hedge*	-	29.114
Outros ativos realizáveis a longo prazo	545.019	168.641
Imobilizado	27.742.350	29.184.762
Intangível	2.752.178	2.718.997
Total	**33.233.275**	**34.524.468**
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Passivo circulante	**3.707.266**	**3.874.276**
Empréstimos, financiamentos e debêntures	3.377.487	3.249.964
Perdas não realizadas com operações de *hedge*	10.781	298.041
Outros passivos circulantes	318.998	326.271
Passivo não circulante	**22.778.150**	**23.722.784**
Empréstimos, financiamentos e debêntures	19.631.769	21.608.889
Perdas não realizadas com operações de *hedge*	412.051	910.232,00
Imposto de renda e contribuição social diferidos	2.074.655	1.072.837
Outros passivos não circulantes	659.675	130.826
Patrimônio líquido[1]	**6.747.859**	**6.927.408**
Total	**33.233.275**	**34.524.468**
Participação da Companhia no Patrimônio Líquido[2]	**2.193.054**	**2.251.408**

O resultado de equivalência patrimonial da Companhia era composto pelos seguintes itens:

	2021	
	12M21	***Partic. da Companhia***
TAG		
Receita operacional líquida	7.070.792	2.298.007
Custos dos serviços prestados	(2.470.304)	(802.849)
Lucro bruto	**4.600.488**	**1.495.158**
Despesas gerais e administrativas	(169.395)	(55.053)
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	**4.431.093**	**1.440.105**
Resultado financeiro	(1.620.187)	(526.561)
Lucro antes dos impostos	**2.810.906**	**913.544**
Imposto de renda e contribuição social	(958.642)	(311.559)
Lucro líquido da TAG	**1.852.264**	**601.985**
Impacto na equivalência patrimonial da EBE		**601.985**

	2020			
	12M20	**01.01 até 19.07 (29,25%)**	**20.07 até 31.12 (32,5%)**	***Partic. da Companhia***
TAG				
Receita operacional líquida	6.003.841	3.094.043	2.909.798	1.850.692
Custos dos serviços prestados	(2.243.513)	(1.211.693)	(1.031.820)	(689.762)
Lucro bruto	**3.760.328**	**1.882.350**	**1.877.978**	**1.160.930**
Despesas gerais e administrativas	(140.103)	(80.534)	(59.569)	(42.916)
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	**3.620.225**	**1.801.816**	**1.818.409**	**1.118.014**
Resultado financeiro	(1.445.038)	(714.682)	(730.356)	(446.410)
Lucro antes dos impostos	**2.175.187**	**1.087.134**	**1.088.053**	**671.604**
Imposto de renda e contribuição social	(580.774)	(129.188)	(451.586)	(184.553)
Lucro líquido da TAG	**1.594.413**	**957.946**	**636.467**	**487.051**
Impacto na equivalência patrimonial da EBE				**487.051**

e.4) Alienação de subsidiária – Diamante

Em 18.10.2021, após o cumprimento das condições precedentes previstas no QPA, foi concluída a operação de venda da participação societária que a Companhia e a EBC possuíam na Diamante. Nesta data, a sociedade deixou de ser controlada pela Companhia, passando também a não ser consolidada. O preço de aquisição de 100% da participação acionária em Diamante será de até R$ 325.000, composto por duas parcelas: (i) R$ 210.000 – recebidos no fechamento da operação; e (ii) até R$ 115.000, sujeitos ao atingimento de margem operacional de receitas extras ao contrato de energia firmado entre EBC e Diamante. Desta forma, em 18.10.2021, a Companhia contabilizou como receita pela alienação da subsidiária o montante de R$ 320.896, dos quais R$ 110.896 correspondem a estimativa do valor a receber relativo ao item (ii) retromencionado e serão recebidos futuramente atualizados pelo IPCA. Em 31.12.2021, o valor a receber era de R$ 114.233 e está apresentado na rubrica de "Outros ativos não circulantes".

Abaixo está apresentada a conciliação dos valores apresentados na rubrica do resultado "Alienação de subsidiária":

	Valor
Receita de venda da subsidiária	320.896
(-) Custo da venda	(17.086)
	303.810
Ativos líquidos da subsidiária	(503.953)
Resultado da alienação	**(200.143)**

Os principais ativos e passivos da subsidiária Diamante alienados em 18.10.2021 estão demonstrados a seguir:

	Valor contábil		Valor contábil
ATIVO CIRCULANTE		**PASSIVO CIRCULANTE**	
Caixa e equivalentes de caixa	38.318	Fornecedores	79.053
Contas a receber de clientes	159.957	Obrigações trabalhistas	15.719
Estoques	61.320	Combustível a pagar à CDE	23.933
Combustível a reembolsar	161	Imposto de renda e contribuição social a pagar	27.468
Outros ativos circulantes	14.188	Outros passivos circulantes	19.630
	273.944		**165.803**
ATIVO NÃO CIRCULANTE		**PASSIVO NÃO CIRCULANTE**	
Realizável a Longo Prazo		Combustível a pagar à CDE	6.782
Ativo fiscal diferido	931	Outros passivos não circulantes	949
Outros ativos não circulantes	741		**7.731**
	1.672		
Imobilizado	**401.778**		
Intangível	**93**		
	403.543		
Total dos ativos	**677.487**	**Total dos passivos relacionados aos ativos**	**173.534**

NOTA 14 - IMOBILIZADO

Prática contábil:

Mensuração

Os ativos que compõem o imobilizado estão registrados ao custo de aquisição ou de construção. Os juros e os demais encargos financeiros dos empréstimos, financiamentos e debêntures relacionados com as imobilizações em curso são computados como custo do respectivo imobilizado, assim como os ganhos e perdas de *hedge* de fluxo de caixa registrados no patrimônio líquido que se qualificam em relação aos imobilizados. O valor presente do custo esperado para desmobilização de um ativo após seu uso, quando aplicável, é incluído no custo do respectivo ativo.

Os custos dos ativos imobilizados são deduzidos das depreciações acumuladas e das provisões para redução ao valor recuperável do ativo (*impairment*), quando aplicável.

Os bens ou conjunto de bens que apresentavam valores contábeis substancialmente diferentes dos seus valores justos na data da adoção das novas práticas contábeis no Brasil, em 01.01.2009, passaram a ter o seu valor justo como custo atribuído ao ativo.

Os componentes de determinados ativos que são substituídos periodicamente ao longo da vida útil econômica do ativo são reconhecidos como ativos separados e depreciados pelo período previsto para a sua substituição. Os custos com pequenas manutenções periódicas e rotineiras são reconhecidos no resultado quando incorridos.

No consolidado, a Companhia reconheceu os valores justos dos intangíveis decorrentes dos direitos de concessão ou de autorização pelo uso do bem público, adquiridos em uma combinação de negócios, como um único ativo no grupo do ativo imobilizado. Esse procedimento foi adotado devido à impossibilidade desses intangíveis e bens do imobilizado serem vendidos ou transferidos separadamente e devido à similaridade entre os períodos de vigência dos referidos direitos e as vidas úteis dos ativos.

Depreciação

A depreciação dos ativos em plena operação é calculada pelo método linear com base nas taxas anuais estabelecidas pela Aneel, as quais são praticadas pelas empresas do setor elétrico brasileiro e representam a vida útil estimada dos bens, exceto pelos investimentos iniciais nos ativos de geração, cujas usinas possuem concessão do serviço público. Estes investimentos são depreciados com base nas vidas úteis definidas pela Aneel, limitadas ao prazo da concessão das usinas.

O valor residual e a vida útil dos ativos e os métodos de depreciação são revistos no encerramento de cada exercício, e ajustados de forma prospectiva, quando for o caso.

Avaliação do valor de recuperação do imobilizado – *Impairment*

A Companhia avalia, no mínimo anualmente, os bens do ativo imobilizado com a finalidade de identificar evidências que possam levar a perdas de valores não recuperáveis das respectivas unidades geradoras de caixa, ou ainda, quando eventos ou alterações significativas indicarem que os seus valores contábeis possam não ser recuperáveis. Se identificado que o valor contábil do ativo excede o seu valor recuperável, essa provisão para perda (*impairment*) é reconhecida no resultado do exercício.

O valor recuperável de um ativo é o maior valor entre o seu valor em uso e o seu valor justo de venda, líquido dos custos necessários para a realização da venda. O valor em uso corresponde aos fluxos de caixa descontados, antes dos impostos, gerados pela utilização do ativo durante a sua vida útil.

a) Composição

		Controladora					
		31.12.2021			31.12.2020		
	Taxa média de depreciação	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido
Em serviço							
Máquinas e equipamentos	3,5%	4.225.096	(2.670.299)	1.554.797	4.229.755	(2.617.771)	1.611.984
Reservatórios, barragens e adutoras	3,0%	5.125.655	(3.563.538)	1.562.117	5.110.695	(3.425.282)	1.685.413
Edificações e benfeitorias	3,3%	1.285.705	(895.499)	390.206	1.283.888	(854.978)	428.910
Móveis e utensílios	6,3%	8.848	(4.955)	3.893	8.775	(4.546)	4.229
Veículos	14,3%	2.242	(1.967)	275	2.233	(1.933)	300
Obrigações especiais		(43.122)	10.179	(32.943)	(49.655)	8.302	(41.353)
		10.604.424	**(7.126.079)**	**3.478.345**	**10.585.691**	**(6.896.208)**	**3.689.483**
Em curso							
Reservatórios, barragens e adutoras		3.363	-	3.363	1.809	-	1.809
Máquinas e equipamentos		57.031	-	57.031	82.577	-	82.577
Edificações e benfeitorias		178	-	178	1.035	-	1.035
Adiantamentos a fornecedores		28.587	-	28.587	29.666	-	29.666
Aquisições a ratear		17.656	-	17.656	20.979	-	20.979
		106.815	**-**	**106.815**	**136.066**	**-**	**136.066**
		10.711.239	**(7.126.079)**	**3.585.160**	**10.721.757**	**(6.896.208)**	**3.825.549**

		Consolidado					
		31.12.2021			31.12.2020		
	Taxa média de depreciação	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido
Em serviço							
Máquinas e equipamentos	5,0%	14.477.081	(4.547.079)	9.930.002	16.255.557	(6.295.200)	9.960.357
Reservatórios, barragens e adutoras	3,2%	7.302.708	(4.376.635)	2.926.073	7.287.590	(4.163.724)	3.123.866
Edificações e benfeitorias	3,5%	2.063.775	(1.084.261)	979.514	2.187.460	(1.207.346)	980.114
Móveis e utensílios	6,3%	12.625	(5.954)	6.671	15.185	(7.200)	7.985
Veículos	14,3%	4.540	(3.531)	1.009	5.869	(4.230)	1.639
Obrigações especiais		(43.247)	10.179	(33.068)	(50.146)	8.475	(41.671)
		23.817.482	**(10.007.281)**	**13.810.201**	**25.701.515**	**(11.669.225)**	**14.032.290**
Em curso							
Máquinas e equipamentos		200.473	-	200.473	565.396	-	565.396
Reservatórios, barragens e adutoras		7.308	-	7.308	14.848	-	14.848
Edificações e benfeitorias		44.184	-	44.184	68.312	-	68.312
Adiantamentos a fornecedores		255.177	-	255.177	737.400	-	737.400
Aquisições a ratear		61.444	-	61.444	119.591	-	119.591
		568.586	**-**	**568.586**	**1.505.547**	**-**	**1.505.547**
		24.386.068	**(10.007.281)**	**14.378.787**	**27.207.062**	**(11.669.225)**	**15.537.837**

b) Mutação do ativo imobilizado

	Controladora						
	Máquinas e equipamentos	Reservatórios, barragens e adutoras	Edificações e benfeitorias	Outros	Imobilizado em curso	Obrigações especiais	Total
Saldos em 31.12.2019	**1.716.815**	**1.817.907**	**468.566**	**4.628**	**107.450**	**(43.227)**	**4.072.139**
Ingressos	-	-	-	-	44.053	-	44.053
Transferências	15.523	(999)	272	641	(15.437)	-	-
Baixas	(6.096)	-	-	(165)	-	-	(6.261)
Depreciação	(114.258)	(131.495)	(39.928)	(575)	-	1.874	(284.382)
Saldos em 31.12.2020	**1.611.984**	**1.685.413**	**428.910**	**4.529**	**136.066**	**(41.353)**	**3.825.549**
Ingressos	-	-	-	-	55.243	-	55.243
Reversão de *impairment*	1.072	-	11	-	-	-	1.083
Transferências	72.231	10.692	1.512	59	(84.494)	-	-
Baixas	(10.128)	-	(8)	(1)	-	6.533	(3.604)
Depreciação	(120.362)	(133.988)	(40.219)	(419)	-	1.877	(293.111)
Saldos em 31.12.2021	**1.554.797**	**1.562.117**	**390.206**	**4.168**	**106.815**	**(32.943)**	**3.585.160**

	Consolidado						
	Máquinas e equipamentos	Reservatórios, barragens e adutoras	Edificações e benfeitorias	Outros	Imobilizado em curso	Obrigações especiais	Total
Saldos em 31.12.2019	**10.571.648**	**3.325.334**	**1.044.663**	**9.725**	**422.399**	**(43.558)**	**15.330.211**
Ingressos	-	-	-	-	1.094.465	-	1.094.465
Ingresso - Provisão de desmobilização	-	-	-	-	2.981	-	2.981
Crédito de PIS e Cofins	(29.413)	-	-	-	-	-	(29.413)
Juros e V.M. e deprec. capitalizados	-	-	-	-	55.657	-	55.657
Impairment	(57.927)	-	-	-	-	-	(57.927)
Transferências	57.566	9.848	1.045	1.496	(69.955)	-	-
Baixas	(7.196)	-	-	(151)	-	-	(7.347)
Depreciação	(574.321)	(211.316)	(65.594)	(1.446)	-	1.887	(850.790)
Saldos em 31.12.2020	**9.960.357**	**3.123.866**	**980.114**	**9.624**	**1.505.547**	**(41.671)**	**15.537.837**
Ingressos	-	-	-	-	1.004.300	-	1.004.300
Ingresso - Provisão de desmobilização	-	-	-	-	33.780	-	33.780
Juros, V.M. e deprec. capitalizados	-	-	-	-	80.159	-	80.159
Impairment, líquido	(1.014.165)	-	5.855	223	-	-	(1.008.087)
Transferências	1.852.099	18.189	74.826	342	(1.945.456)	-	-
Baixa por alienação de subsidiária	(271.808)	(2.873)	(16.303)	(1.234)	(109.744)	184	(401.778)
Baixas	(11.566)	-	(8)	(2)	-	6.714	(4.862)
Depreciação	(584.915)	(213.109)	(64.970)	(1.273)	-	1.705	(862.562)
Saldos em 31.12.2021	**9.930.002**	**2.926.073**	**979.514**	**7.680**	**568.586**	**(33.068)**	**14.378.787**

c) Composição do imobilizado em serviço, por tipo de usinas geradoras e linhas de transmissão

	Controladora				
	31.12.2021				31.12.2020
	Taxa média de depreciação	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Hidrelétricas	3,2%	10.604.424	(7.126.079)	3.478.345	3.689.483
		10.604.424	**(7.126.079)**	**3.478.345**	**3.689.483**

	Consolidado				
	31.12.2021				31.12.2020
	Taxa média de depreciação	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Hidrelétricas	4,4%	14.823.798	(8.687.831)	6.135.967	6.475.858
Eólicas	2,7%	6.325.708	(706.865)	5.618.843	4.135.726
Termelétricas	4,1%	1.873.713	(286.379)	1.587.334	2.979.361
Solar	3,6%	235.060	(32.394)	202.666	192.852
Biomassa	4,7%	366.699	(198.881)	167.818	162.280
PCH	4,0%	174.768	(94.931)	79.837	86.213
Transmissão[1]	5,0%	17.736	-	17.736	-
		23.817.482	**(10.007.281)**	**13.810.201**	**14.032.290**

(1) Apenas os bens administrativos relacionados ao segmento de transmissão são registrados como imobilizado. Mais informações vide Nota 11 – Ativo de contrato.

d) Depreciação

As taxas de depreciação estabelecidas pela Aneel, que correspondem à vida útil estimada dos bens, para os principais grupos de ativos que compõem os parques geradores da Companhia, são estas:

	Correlação com quadro "a"	Depreciação (% a.a.)	Vida útil média (anos)
Reservatórios e barragens	Reservatórios, barragens e adutoras	2,0	50
Edificações e benfeitorias	Edificações e benfeitorias	3,3	30
Geradores	Máquinas e equipamentos	3,3	30
Caldeiras	Máquinas e equipamentos	4,0	25
Turbinas hidráulicas	Máquinas e equipamentos	2,5	40
Casas de força	Edificações e benfeitorias	2,0	50
Turbinas eólicas (aerogeradores)	Máquinas e equipamentos	5,0	20
Equipamentos gerais	Máquinas e equipamentos/Móveis e utensílios/Veículos	6,3	16

Cabe destacar que os investimentos iniciais nos ativos de geração, cujas usinas possuem concessão do serviço público, são depreciados com base nas vidas úteis definidas pela Aneel, limitadas ao prazo da concessão das usinas.

Os montantes dos itens totalmente depreciados, os quais integram o valor do custo e da depreciação, em 31.12.2021 e 31.12.2020, são estes:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Máquinas e equipamentos	797.020	940.569	2.892.458	2.544.028
Reservatórios, barragens e adutoras	713.327	713.316	715.783	713.316
Edificações e benfeitorias	59.398	37.892	188.701	69.322
Veículos	1.741	873	3.550	2.313
Móveis e utensílios	2.075	1.786	3.101	2.595
	1.573.561	**1.694.436**	**3.803.593**	**3.331.574**

Depreciação dos ativos que integram o Projeto Original das Usinas Hidrelétricas concessionárias

A Administração da Companhia, com base exclusivamente na interpretação da Lei n° 8.987/95 e do Decreto n° 2.003/96, considera que não há total garantia quanto à indenização pelo Poder Concedente do valor residual dos bens que integram o Projeto Original dos empreendimentos hidrelétricos ao final de seus prazos de concessão.

Dessa forma, esses ativos são depreciados com base nas taxas determinadas pela Aneel, limitadas ao prazo da concessão, embora, a legislação e os contratos prevejam a possibilidade da sua renovação.

e) Ajuste a valor justo do ativo imobilizado

Em atendimento às orientações previstas nos pronunciamentos contábeis, em 01.01.2009, data da adoção das normas internacionais de contabilidade (IFRS) e das normas estabelecidas pelo CPC, a Companhia adotou o valor justo como custo atribuído do ativo imobilizado de suas usinas cujos valores contábeis se apresentavam substancialmente diferentes dos seus valores justos.

O ajuste a valor justo do imobilizado, líquido do imposto de renda e da contribuição social diferidos, teve como contrapartida a conta "Ajustes de avaliação patrimonial", no patrimônio líquido. A depreciação e as baixas do referido ajuste nos ativos não resultam em efeitos na base de apuração do imposto de renda e da contribuição social nem na base de distribuição de dividendos.

Mutação do ajuste a valor justo

	Consolidado
	Ajuste a valor justo
Saldo em 31.12.2019	**481.448**
Depreciação	(53.831)
Saldo em 31.12.2020	**427.617**
Baixa por alienação de subsidiária	143.205
Depreciação	(65.849)
Saldo em 31.12.2021	**504.973**

f) Registro das concessões onerosas e das autorizações contratadas ou adquiridas em uma combinação de negócios

A Companhia, para fins de elaboração das informações consolidadas, considerou como referência para o registro das concessões onerosas e das autorizações concedidas pela União Federal para o uso do bem público para a geração de energia, contratadas ou adquiridas em uma combinação de negócios, o Guia de Aplicação do IFRS 3 – Combinação de negócios, que permite o reconhecimento do valor justo da concessão e do ativo imobilizado como único ativo nas demonstrações contábeis, quando esses ativos não puderem ser vendidos ou transferidos separadamente.

Com base nesse pronunciamento, a Companhia reconheceu a concessão onerosa e as autorizações contratadas ou adquiridas em uma combinação de negócios como um único ativo, no grupo do ativo imobilizado, distribuído pelas naturezas dos ativos proporcionalmente ao seu custo de aquisição. Esse procedimento vinha sendo adotado pela Companhia antes da obrigatoriedade da adoção das IFRS e dos CPC, em 01.01.2009, e foi mantido para as transações ocorridas posteriormente a essa data, de modo a conservar a consistência dos procedimentos.

O saldo das concessões de uso do bem público para a geração de energia, no ativo imobilizado, em 31.12.2021 é de R$ 480.619 (R$ 515.307 em 31.12.2020), na controladora, e de R$ 559.849 (R$ 599.633 em 31.12.2020), no consolidado.

g) Apropriação dos encargos financeiros

Os encargos financeiros vinculados aos empréstimos e financiamentos, às debêntures e às concessões a pagar, bem como os encargos financeiros e depreciação vinculados aos contratos de arrendamentos são reconhecidos no ativo imobilizado em curso durante o período de construção das usinas e, quando da conclusão da construção, transferidos para o imobilizado em serviço.

h) Redução ao valor recuperável de ativos (*impairment*)

A Companhia avalia, no mínimo anualmente, a necessidade de provisão para redução do saldo contábil a seu valor de realização. Seguem *impairments* registrados em 2021 e 2020:

	Consolidado	
	2021	2020
Constituição de *impairment* de ativos imobilizados	**(1.089.435)**	**(57.927)**
Diamante	-	(57.927)
Pampa Sul	(1.079.972)	-
EGSD	(9.463)	-
Reversão de *impairment* de ativos imobilizados	**81.348**	**-**
Diamante	57.927	-
Lages	22.338	-
Outros	1.083	-
***Impairment* de ativos imobilizados, líquido**	**(1.008.087)**	**(57.927)**
Constituição de *impairment* de ativos intangíveis	**-**	**(40.828)**
EGSD	-	(40.828)
Constituição de *impairment* de outros ativos	**(68.071)**	**-**
EGSD	(68.071)	-
***Impairment* total**	**(1.076.158)**	**(98.755)**

Constituição de *impairment*: (i) R$ 1.079.972 em decorrência da intenção firme de venda da subsidiária Pampa Sul; e (ii) R$ 9.463 relativo à intenção de venda da subsidiária EGSD. Mais informações vide Nota 13 – Investimentos.

Reversão de *impairment:* (i) R$ 57.927, em virtude da reavaliação do desligamento das unidades 1 e 2 do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, em função, principalmente, da evolução do processo de venda da subsidiária Diamante; e (ii) R$ 22.338, em decorrência da viabilização da Central Geradora Termelétrica Lages e consequente expectativa de geração de caixa futuro, haja visto o maior despacho de térmicas em consequência da crise hidrológica.

i) Concessões e autorizações do Órgão Regulador

i.1) Concessões de usinas hidrelétricas

Concessões	Detentor (a) da concessão	Capacidade instalada (MW)[2]	Garantia física (MW médios)[2]	Data do ato	Vencimento[3]
UHE Salto Santiago	ENGIE Brasil Energia	1.420	733	09.1998	11.2030
UHE Salto Osório	ENGIE Brasil Energia	1.078	503	09.1998	04.2031
UHE Passo Fundo	ENGIE Brasil Energia	226	113	09.1998	04.2031
UHE Itá	ENGIE Brasil Energia /Itasa	1.450	741	12.1995	12.2032
UHE Machadinho	ENGIE Brasil Energia	1.140	547	07.1997	10.2035
UHE Cana Brava	ENGIE Brasil Energia	450	261	08.1998	12.2035
UHE Ponte de Pedra	ENGIE Brasil Energia	176	134	10.1999	03.2037
UHE São Salvador	ENGIE Brasil Energia	243	148	04.2002	06.2040
UHE Estreito	CEE	1.087	641	12.2002	02.2043
UHE Jaguara[1]	Jaguara	424	341	12.2017	06.2048
UHE Miranda[1]	Miranda	408	198	12.2017	06.2048

(1) Mais detalhes vide Nota 11 – Ativo financeiro de concessão. Apenas os valores relativos aos ativos administrativos estão contabilizados na rubrica de Imobilizado.
(2) Valores totais, incluindo valor referente as demais empresas nos consórcios.
(3) Considera os períodos de extensão previstos nas Leis n° 14.052/2020 e n° 14.182/2021.

Participação da ENGIE Brasil Energia e controladas nos consórcios

Consórcios	Capacidade instalada (MW)	Garantia física (MW médios)
UHE Itá	1.127	565
UHE Machadinho	404	165
UHE Estreito	434	257

Para os consócios de Itá e Machadinho no período de extensão da concessão decorrente da repactuação do risco hidrológico, explicado na Nota 15 - Intangível, a Companhia possui 100% da garantia física das usinas.

i.2) Autorizações de usinas termelétricas, pequenas centrais hidrelétricas, eólicas e fotovoltaicas

Autorizações	Detentor (a) da autorização	Capacidade instalada (MW)[1]	Garantia física (MW médios)[1]	Data do ato	Vencimento
Usinas termelétricas (UTE)					
UTE Pampa Sul	Pampa Sul	345	324	03.2015	03.2050
UTE Ibitiúva Bioenergética	Consórcio Andrade[2]	33	14	04.2000	04.2030
Unidade de Cogeração Lages	Lages	33	14	10.2002	10.2032
UTE Ferrari	Ferrari Termoelétrica	80	36	07.2007	07.2042
Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH)					
PCH Rondonópolis	Tupan	27	14	12.2002	12.2032
PCH Engenheiro José Gelazio da Rocha	Hidropower	24	12	12.2002	12.2032
Usinas eólicas (EOL)					
Conjunto Eólico Trairí	SPEs do Conjunto	213	98	09.2011 e 01.2015	09.2041, 01 e 02.2045
EOL Campo Largo III, IV, VI e VII	CLWP Eólicas	119	60	07.2015	07.2050
EOL Campo Largo V e XXI	CLWP Eólicas	59	29	08.2015	08.2050
EOL Campo Largo I, II, XV, XVI e XVIII	CLWP Eólicas	148	77	05.2017	05.2052
EOL Campo Largo VIII-XIV, XVII, XIX, XX, XXII	CLWP Eólicas	361	192	12.2019	12.2054
EOL Tubarão P&D	ENGIE Brasil Energia	2	0,3	05.2015	N.A.
EOL Umburanas 1-3,5-6,9-11,13,15-16,18	Umburanas Eólicas	234	142	08.2014	08.2049
EOL Umburanas 8	Umburanas Eólicas	25	15	10.2014	10.2049
EOL Umburanas 17	Umburanas Eólicas	22	13	07.2015	07.2050
EOL Umburanas 19, 21, 23 e 25	Umburanas Eólicas	80	44	08.2015	08.2050
Usinas eólicas – Em construção					
EOL Santo Agostinho 1-6,13,14,17,18,21,25-27	Eólicas Santo Agostinho	434	-	05.2021	05.2056
Usinas solares fotovoltaicas					
Central Fotovoltaica Assú V	Assú V	34	9	06.2016	06.2051
Nova Aurora	ENGIE Brasil Energia	3	0,3	04.2014	N.A.

(1) Para centrais geradoras com potência igual ou inferior a 5 MW o instrumento legal aplicável é o registro.
(2) As consorciadas são a Ibitiúva Bioenergética S.A. (72,9%) e a Andrade Açúcar e Álcool S.A. (27,1%).

A Companhia possui 22,9 MW e 12,0 MW médios da capacidade instalada e da garantia física da UTE Ibitiúva Bioenergética, respectivamente, que correspondem às suas participações como acionista e consorciada.

A Usina Termelétrica Alegrete teve sua autorização revogada em fevereiro de 2014, e o processo de devolução dessa Usina à União está em andamento.

i.3) Indisponibilidade dos bens

Os bens e instalações utilizados na produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica são vinculados a esses serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e a expressa autorização do Órgão Regulador. A Aneel regulamenta a desvinculação de bens das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação, determinando que o produto das alienações seja depositado em conta bancária vinculada para aplicação na concessão.

j) Provisão de desmobilização

A Companhia mantém reconhecido em seu imobilizado a provisão dos custos decorrentes da desmobilização de seus parques eólicos, com base no valor presente dos fluxos de caixa esperados para o cumprimento da obrigação de retirada dos ativos relacionados a esses parques e de restauração do local ao final dos prazos de autorização.

			Consolidado			
			31.12.2021			31.12.2020
	Taxa de desconto	Prazo de amortização	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Conjunto Eólico Campo Largo	3,59%	2050 e 2054	90.415	(1.919)	88.496	56.110
Conjunto Eólico Umburanas	3,59%	2049 e 2050	73.504	(3.133)	70.371	71.937
Conjunto Eólico Trairí	3,59%	2041 e 2045	56.849	(2.087)	54.762	55.805
Assú V	3,61%	2051	3.307	(67)	3.240	2.981
			224.075	**(7.206)**	**216.869**	**186.833**

A taxa real de desconto utilizada para o cálculo do valor presente foi determinada nas taxas de títulos públicos com vencimento similar ao do término das autorizações.

NOTA 15 - INTANGÍVEL

Prática contábil: São registrados ao custo de aquisição ou pelo valor justo dos intangíveis adquiridos em uma combinação de negócio.

Adicionalmente, a Companhia reconheceu o intangível oriundo do direito de extensão de concessão, em decorrência da adesão à repactuação do risco hidrológico de forma a compensar a Companhia pelos custos incorridos no passado, conforme previsto nas Leis n° 14.052/2020 e n° 14.182/2021, ao valor justo, o qual é, usualmente, equivalente ao valor definido e disponibilizado pela Aneel. Este direito foi reconhecido no momento em que o direito se tornou virtualmente certo, em contrapartida da rubrica "Repactuação do risco hidrológico".

Ativos intangíveis com vida definida são amortizados pelo método linear, com base nos contratos comerciais ou de concessão e de autorização. Os intangíveis com vida útil indefinida não são amortizados, mas são testados anualmente para avaliação de perda por redução ao valor recuperável (*impairment*).

Avaliação do valor de recuperação do intangível – *Impairment*

A Companhia avalia, no mínimo anualmente, os bens do ativo intangível com a finalidade de identificar evidências que possam levar a perdas de valores não recuperáveis das respectivas unidades geradoras de caixa ou de intangíveis, ou ainda, quando eventos ou alterações significativas indicarem que os seus valores contábeis possam não ser recuperáveis. Se identificado que o valor contábil do ativo excede o seu valor recuperável, essa provisão para perda (*impairment*) é reconhecida no resultado do exercício.

O valor recuperável de um ativo é o maior valor entre o seu valor em uso e o seu valor justo de venda, líquido dos custos necessários para a realização da venda. O valor em uso corresponde aos fluxos de caixa descontados, antes dos impostos, gerados pela utilização do ativo durante a sua vida útil.

a) Composição

		Controladora					
		31.12.2021			31.12.2020		
	Período de amortização	Custo	Amortização acumulada	Valor líquido	Custo	Amortização acumulada	Valor líquido
Direito de extensão de concessão	Até 2040	2.404.041	(105.795)	2.298.246	967.681	-	967.681
Direito de uso	Até 2027	174.139	(65.209)	108.930	139.271	(71.417)	67.854
		2.578.180	**(171.004)**	**2.407.176**	**1.106.952**	**(71.417)**	**1.035.535**

		Consolidado					
		31.12.2021			31.12.2020		
	Período de amortização	Custo	Amortização acumulada	Valor líquido	Custo	Amortização acumulada	Valor líquido
Direito de extensão de concessão	Até 2048	2.558.505	(106.254)	2.452.251	967.681	-	967.681
Bonificação pela outorga							
Jaguara	Até 2048	620.327	(85.952)	534.375	620.327	(65.324)	555.003
Miranda	Até 2048	411.223	(56.979)	354.244	411.223	(43.304)	367.919
		1.031.550	**(142.931)**	**888.619**	**1.031.550**	**(108.628)**	**922.922**
Direito de projetos - em operação							
Eólicos em operação	Até 2054	110.793	(11.807)	98.986	74.153	(9.644)	64.509
Solar em operação	Até 2051	3.039	(523)	2.516	3.039	(401)	2.638
		113.832	**(12.330)**	**101.502**	**77.192**	**(10.045)**	**67.147**
Direito de projetos - em desenvolvimento							
Eólicos em construção / desenvolvimento		76.376	-	76.376	124.758	-	124.758
Solar em construção / desenvolvimento		56.163	-	56.163	12.155	-	12.155
Sistema de transmissão Novo Estado		236.021	-	236.021	236.021	-	236.021
		368.560	**-**	**368.560**	**372.934**	**-**	**372.934**
		482.392	**(12.330)**	**470.062**	**450.126**	**(10.045)**	**440.081**
Direito de uso de ativos	Até 2027	228.407	(91.852)	136.555	162.746	(76.124)	86.622
Direito de compra de energia	Até 2023	64.561	(54.139)	10.422	64.561	(48.124)	16.437
Ágio – Novo Estado		80.247	-	80.247	80.247	-	80.247
		4.445.662	**(407.506)**	**4.038.156**	**2.756.911**	**(242.921)**	**2.513.990**

a.1) Direito de extensão de concessão – repactuação do risco hidrológico

Em 08.09.2020 entrou em vigor a Lei n° 14.052, que alterou em partes a Lei n° 13.203, de 2015, e estabeleceu novas condições para a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica. A Lei n° 14.052, determinou que os titulares de usinas hidrelétricas participantes do MRE, poderão ser compensados pelos efeitos decorrentes (i) de restrições ao escoamento da energia em função de atraso na entrada em operação ou de entrada em operação em condição técnica insatisfatória das instalações de transmissão de energia elétrica destinadas ao escoamento; e (ii) da diferença entre a garantia física outorgada na fase de motorização e os valores da agregação efetiva de cada unidade geradora motorizada ao Sistema Interligado Nacional (SIN), e que referida compensação dar-se-á mediante a extensão do prazo de outorga, limitada a 7 anos, calculada com base nos valores dos parâmetros aplicados pela Aneel.

Em 01.12.2020, foi editada a Resolução Normativa Aneel n° 895, a qual estabeleceu a metodologia para o cálculo da compensação e os procedimentos para a repactuação do risco hidrológico.

Para serem elegíveis às compensações previstas na Lei n° 14.052/2020, os titulares de usinas hidrelétricas participantes do MRE deveriam: (i) desistir de qualquer ação judicial cujo objeto seja a isenção ou a mitigação de riscos hidrológicos relacionados ao MRE; (ii) renunciar qualquer alegação e/ou novas ações em relação à isenção ou mitigação dos riscos hidrológicos relacionados ao MRE; e (iii) não ter repactuado o risco hidrológico.

Em reunião do Conselho de Administração realizada em 15.12.2020, foi aprovada a adesão da Companhia à referida repactuação do risco hidrológico.

Em 02.03.2021, a CCEE publicou a revisão nos cálculos de compensação, contemplando: (i) aplicação da taxa de desconto no cálculo das extensões das outorgas; (ii) consideração dos impactos decorrentes da caducidade das concessões da Abengoa e da Isolux no escoamento da UHE Belo Monte; e (iii) reconhecimento do direito das usinas em regime de cotas, enquadradas na Lei n° 13.783/13, às compensações calculadas nos termos da Lei n° 14.052/2020. Esta revisão resultou em acréscimo de dias de extensão para algumas usinas da Companhia.

Em julho de 2021, foi publicada a Lei n° 14.182, que trata sobre a desestatização da Eletrobras e sobre a retroatividade dos efeitos de GSF (*Generation Scaling Factor*), passando a prever explicitamente que para o período anterior ao início de vigência da repactuação de risco hidrológico, a integralidade da garantia física das usinas será considerada como parcela de energia não repactuada para fins de recebimento do ressarcimento.

As Resoluções Homologatórias n° 2.919/2021 e n° 2.932/2021, homologaram o prazo de extensão da outorga das usinas, sendo que a segunda é relativa as usinas que foram afetadas pelo novo tratamento do período anterior ao início de vigência da repactuação do risco hidrológico.

Em 31.12.2021 a Companhia havia concluído o processo de formalização para adesão ao acordo nas condições apresentadas pelas Resolução Homologatórias supracitadas, conforme autorizado por seu Conselho de Administração em 15.12.2020, inclusive para as Usinas nas quais participa por meio de consórcio, para as quais obteve concordância de todas as consorciadas ao fim de 2021.

A extensão dos prazos de concessão e montantes por usina são apresentados abaixo:

Usinas	Eventos/ Período do reconhecimento				Total reconhecido até 31.12.2021	Extensão de concessão
	Reconhecimento inicial	Revisão do cálculo pela CCEE	Efeitos de retroação	Reconhecimento dos consórcios		
	Dezembro de 2020	Março de 2021	Setembro de 2021	Novembro de 2021		(anos)
Salto Santiago	459.796	16.382	74.222	-	550.400	2,1
Salto Osório	414.338	15.095	-	-	429.433	2,5
Cana Brava	31	-	151.940	-	151.971	2,4
Passo Fundo	92.606	3.866	-	-	96.472	2,5
São Salvador	22	-	76.549	-	76.571	3,1
Ponte de Pedra	888	-	68.963	-	69.851	2,4
Consórcio						
Itá	-	-	-	547.198	547.198	2,2
Machadinho	-	-	-	482.145	482.145	3,2
Controladora	**967.681**	**35.343**	**371.674**	**1.029.343**	**2.404.041**	
Jaguara	-	10.329	-	-	10.329	0,5
Miranda	-	6.289	-	-	6.289	0,5
Consórcio						
Estreito	-	-	-	137.846	137.846	5,1
Consolidado	**967.681**	**51.961**	**371.674**	**1.167.189**	**2.558.505**	

a.2) Bonificação pela outorga

A diferença entre o valor pago de bonificação pela outorga e o montante registrado como ativo financeiro de concessão, conforme mencionado na Nota 10 – Ativo financeiro de concessão, representa o direito de uso da infraestrutura das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda para geração e venda de energia no ACL. Esse montante foi reconhecido no intangível e está sendo amortizado linearmente pelo prazo de concessão das Usinas.

a.3) Direitos de projetos

Os direitos dos projetos mencionados no demonstrativo acima decorrem do valor justo dos projetos básicos ambientais, da certificação de geração de energia, das medições de ventos, das licenças ambientais prévias, dos estudos de incidência de radiação solar e dos contratos de arrendamentos adquiridos juntamente com as empresas, na data de aquisição. A amortização desses direitos é iniciada após a entrada em operação comercial dos parques e reconhecida de forma linear nos prazos das autorizações de uso dos ativos.

a.4) Sistema de Transmissão Novo Estado e Ágio – Novo Estado

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada em 23.12.2019, aprovou a aquisição da totalidade das ações da Sterlite Novo Estado Energia S.A., atualmente denominada Novo Estado Transmissora de Energia S.A. ("Novo Estado"), pela Novo Estado Participações S.A. ("NEP"), controlada indireta da Companhia. Nesta data foi assinado o contrato de compra e venda de ações entre a NEP, na qualidade de compradora, Sterlite Brazil Participações S.A. ("Sterlite Participações"), na qualidade de vendedora, e a Novo Estado, na qualidade de interveniente-anuente.

O fechamento da operação estava sujeito à satisfação de determinadas condições precedentes, incluindo a obtenção de aprovação da venda pela Aneel, as quais foram cumpridas na sua integralidade em 03.03.2020.

A Companhia avaliou a aquisição e concluiu que os ativos adquiridos e os passivos assumidos constituem um negócio, conforme definido pelo CPC 15 (R1) – Combinação de negócios. O preço de aquisição de 100% das ações da Novo Estado era de até R$ 410 milhões, considerando os seguintes critérios:

(a) ***Preço de compra base***: na data de fechamento da operação foi pago ao vendedor o preço de compra base, definido como sendo R$ 360 milhões, deduzido do montante depositado em conta garantia, de R$ 43 milhões. Mais detalhes acerca deste depósito estão apresentados na Nota 7 – Depósitos vinculados;
(b) ***Ajuste do preço de compra:*** corresponde ao resultado dos ajustes decorrentes de: (i) despesas qualificadas do projeto no período entre a data de assinatura do contrato e o fechamento da operação; e (ii) bônus de até R$ 25 milhões, vinculado à realização de operações de *hedge* relacionadas a compra de fio de alumínio, com a finalidade de proteção da variação cambial e da *commodity* alumínio. O montante do ajuste foi de R$ 12 milhões, cujo pagamento ocorreu em 15.06.2020; e
(c) ***Bônus - BNDES:*** pagamento de até R$ 25 milhões nos casos em que: (i) houver a contratação pela Novo Estado de financiamento com o BNDES, com taxas de remuneração dentro de uma margem estabelecida no contrato de compra e venda de ações; ou (ii) não houver a contratação do financiamento até a data de 31.12.2020. A controlada indireta Novo Estado assinou contrato de financiamento junto ao BNDES em 22.06.2020, sendo que as condições do financiamento não suscitam o pagamento deste bônus.

Considerando a data de fechamento da operação e os critérios elencados acima, o preço de compra totalizou R$ 372 milhões.

A Companhia contratou avaliador externo especializado para avaliação a valor justo dos ativos adquiridos e passivos assumidos para fins de alocação do preço de aquisição. Dessa forma, o montante registrado no ativo intangível da Companhia está abaixo apresentado:

Balanço Patrimonial – Novo Estado	Valor contábil	Ajuste a valor justo	Valor justo
Ativo circulante	**1.367**	**-**	**1.367**
Caixa e equivalente de caixa	24	-	24
Despesas de seguros a apropriar	1.234	-	1.234
Outros ativos circulantes	109	-	109
Ativo não circulante	**159.521**	**236.021**	**395.542**
Realizável a longo prazo	159.521	-	159.521
Ativo de contrato	*153.279*	-	*153.279*
Outros ativos não circulantes	*6.242*	-	*6.242*
Intangível	-	236.021	236.021
Passivo circulante	**(19.566)**	**-**	**(19.566)**
Passivo não circulante	**(5.229)**	**(80.247)**	**(85.476)**
Imposto de renda e contribuição social diferidos[1]	(5.229)	(80.247)	(85.476)
Ativos líquidos	**136.093**	**155.774**	**291.867**

(1) A Companhia reconheceu o montante de R$ 80.247 de imposto de renda e contribuição social diferidos sobre o ajuste a valor justo dos ativos (mais-valia).

Adicionalmente, a Companhia apurou um ágio técnico oriundo do reconhecimento do passivo fiscal diferido de R$ 80.247 como segue:

	Novo Estado
Contraprestação transferida	372.114
Valor contábil dos ativos líquidos	(136.093)
Ajuste a valor justo dos ativos líquidos	(155.774)
Ágio	**80.247**

Os efeitos da mais valia e do ágio identificados estão apresentados nas linhas de "Direitos de projetos – em desenvolvimento – Sistema de transmissão Novo Estado" e "Ágio – Novo Estado" na tabela de composição apresentada nesta Nota.

b) Mutação do ativo intangível

	Controladora		
	Direito de extensão de concessão	Direito de uso de ativos	Total
Saldos em 31.12.2019	**-**	**49.717**	**49.717**
Ingresso	967.681	29.833	997.514
Amortização	-	(11.696)	(11.696)
Saldos em 31.12.2020	**967.681**	**67.854**	**1.035.535**
Ingresso	1.436.360	66.125	1.502.485
Baixas	-	(4.532)	(4.532)
Amortização	(105.795)	(20.517)	(126.312)
Saldos em 31.12.2021	**2.298.246**	**108.930**	**2.407.176**

	Consolidado						
	Direito de extensão de concessão	Bonificação pela outorga	Direito de projetos	Direito de uso de ativos	Direito de compra de energia	Outros	Total
Saldos em 31.12.2019	**-**	**957.226**	**207.064**	**69.199**	**22.452**	**40.828**	**1.296.769**
Ingresso	967.681	-	-	29.820	-	-	997.501
Valor justo dos direitos dos projetos adquiridos	-	-	236.021	-	-	-	236.021
Ágio de empresa adquirida	-	-	-	-	-	80.247	80.247
Constituição de *impairment*	-	-	-	-	-	(40.828)	(40.828)
Amortização	-	(34.304)	(3.004)	(12.397)	(6.015)	-	(55.720)
Saldos em 31.12.2020	**967.681**	**922.922**	**440.081**	**86.622**	**16.437**	**80.247**	**2.513.990**
Ingresso	1.590.825	-	44.008	65.338	-	-	1.700.171
Transferência	-	-	(10.720)	10.720	-	-	-
Baixas	-	-	-	(4.532)	-	-	(4.532)
Baixa por alienação de subsidiária	-	-	-	(93)	-	-	(93)
Amortização	(106.255)	(34.303)	(3.307)	(21.500)	(6.015)	-	(171.380)
Saldos em 31.12.2021	**2.452.251**	**888.619**	**470.062**	**136.555**	**10.422**	**80.247**	**4.038.156**

c) Redução ao valor recuperável de ativos (*impairment*)

A Companhia avalia, no mínimo anualmente, a necessidade de provisão para redução do saldo contábil a seu valor de realização.

Em 31.12.2021, não foram identificadas evidências de ativos intangíveis com custos registrados em montante superior aos seus valores de recuperação. Em 31.12.2020, a Companhia reconheceu o *impairment* do ágio e da mais valia da controlada direta EGSD nos montantes de R$ 18.522 e R$ 22.306, respectivamente. Mais informações vide Nota 13 – Investimento e Nota 14 – Imobilizado.

NOTA 16 - FORNECEDORES

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Fornecedores de imobilizado e intangível	40.614	5.176	204.422	368.359
Energia elétrica comprada para revenda	38.845	78.572	187.840	140.958
Fornecedores de materiais e serviços	28.184	25.480	85.633	80.341
Encargos de uso da rede elétrica	37.188	32.029	63.592	59.117
Operações de *trading*	-	-	59.090	128.939
Transações no mercado de curto prazo	38.969	-	39.288	12
Combustíveis fósseis e biomassa	-	-	10.097	84.026
Passivo circulante	**183.800**	**141.257**	**649.962**	**861.752**
Fornecedores de imobilizado e intangível	7.471	-	14.625	11.088
Fornecedores de materiais e serviços	-	-	6.268	6.240
Passivo não circulante[1]	**7.471**	**-**	**20.893**	**17.328**
	191.271	**141.257**	**670.855**	**879.080**

(1) Os valores referentes aos fornecedores a pagar no longo prazo estão apresentados como parte da rubrica "Outros passivos não circulantes".

O prazo médio de pagamento da Companhia é de, aproximadamente, 30 dias e sobre os saldos não há incidência de juros, exceto por estimativas de desembolsos futuros de imobilizado, apresentadas nas rubricas de "Fornecedores de imobilizado e intangível", cuja expectativa de pagamento reflete na segregação entre circulante e não circulante.

NOTA 17 - GERENCIAMENTO DE RISCOS E INSTRUMENTOS FINANCEIROS

A Companhia, para conduzir com mais eficiência o processo de avaliação e monitoramento de riscos dos seus negócios, mantém o Fórum de Gerenciamento de Riscos, a quem cabe: (i) analisar e propor contribuições à minuta da Matriz de Riscos e Oportunidades; (ii) contribuir com a identificação de outros riscos e oportunidades empresariais; e (iii) aprovar proposta de Matriz de Riscos e Oportunidades a ser encaminhada para aprovação da Diretoria Executiva.

Os negócios da Companhia, as condições financeiras e os resultados das operações podem ser afetados de forma adversa por qualquer um destes fatores de risco:

a) Risco de mercado

O objetivo da utilização de instrumentos financeiros pela Companhia e suas controladas é o de proteger seus ativos e passivos, minimizando a exposição a riscos de mercado, principalmente no que diz respeito às oscilações de taxas de juros, de índices de preços e de moedas e preços de energia nas operações que acarretam exposição à Companhia.

Esses riscos são monitorados pelo Fórum Financeiro, que periodicamente avalia a exposição da Companhia e propõe estratégias operacionais, sistema de controle e limites de posição e de crédito com os demais parceiros do mercado. A Companhia não pratica operações financeiras de caráter especulativo com derivativos ou relacionado a quaisquer outros instrumentos de risco, exceto pelas operações de *trading* de energia, as quais estão descritas no item "a.4" abaixo.

Os principais riscos de mercado aos quais a Companhia está exposta são estes:

a.1) Risco relacionado às dívidas e concessões com taxa de juros e índices flutuantes

Esse risco está relacionado com a possibilidade de a Companhia vir a sofrer perdas por conta de flutuação de taxas de juros aplicadas aos seus passivos, resultando em efeitos em suas despesas financeiras. A Companhia e suas controladas estão expostas à taxa de juros e a índices flutuantes relacionados às variações da TJLP, taxa DI, IGP-M e IPCA.

Quanto ao risco de aceleração inflacionária, a totalidade dos contratos de venda de energia em vigor possui cláusula de reajuste inflacionário, com a aplicação de IGP-M ou de IPCA, o que representa um *hedge* natural de longo prazo para as dívidas e as obrigações indexadas a índices de inflação e/ou atreladas à variação inflacionária, caso das dívidas vinculadas ao CDI.

No que diz respeito ao risco de taxas de juros flutuantes, parte da dívida contratada está vinculada à TJLP, a qual tende a ter sua flutuação acompanhando as flutuações das taxas de juros e efeitos inflacionários. Dessa forma, as dívidas contratadas vinculadas à TJLP tendem a estar protegidas pelos contratos de energia mencionados anteriormente. Ressalta-se que, nos contratos assinados até 31.12.2018, o montante correspondente à parcela da TJLP que excede 6% a.a. é incorporado ao principal da dívida, fator que mitiga o impacto imediato no fluxo de caixa da Companhia, em caso de aceleração da TJLP. A partir de 01.01.2019, a Companhia não celebrou qualquer contrato indexado à TJLP.

a.2) Risco relacionado aos passivos denominados em moeda estrangeira

O risco cambial está associado à possibilidade de variação nas taxas de câmbio, o que afeta o resultado financeiro e os saldos indexados à moeda estrangeira. A política de proteção de risco cambial da Companhia busca atingir um baixo nível de exposição cambial em seus passivos e compromissos designados em moeda estrangeira, os quais são permanentemente monitorados por seu Fórum Financeiro. Em 31.12.2021, a Companhia não mantinha compromisso financeiro em moeda estrangeira cuja variação cambial não estivesse integralmente protegida por *hedge*.

Os ganhos (perdas) não realizados nas operações de *hedge* são estes:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Ganhos não realizados em operações de *hedge*				
Ativo circulante				
Hedge de valor justo – empréstimos e debêntures	-	6.631	-	6.631
Hedge de fluxo de caixa – empréstimos	2.561	5.058	2.561	5.058
Hedge de fluxo de caixa - obrigações	-	-	40.016	-
Hedge de fluxo de caixa – estoques	-	-	-	2.786
	2.561	**11.689**	**42.577**	**14.475**
Ativo não circulante				
Hedge de valor justo – empréstimos e debêntures	165.442	711.998	165.442	711.998
Hedge de fluxo de caixa – empréstimos	-	2.103	-	2.103
Hedge de fluxo de caixa – obrigações	-	-	18.713	5.279
	165.442	**714.101**	**184.155**	**719.380**
Posições ativas	**168.003**	**725.790**	**226.732**	**733.855**
Perdas não realizadas em operações de *hedge*				
Passivo circulante				
Hedge de valor justo – empréstimos e debêntures	(51.401)	(4.902)	(98.993)	(19.569)
Hedge de fluxo de caixa – empréstimos	(5.231)	-	(5.231)	-
	(56.632)	**(4.902)**	**(104.224)**	**(19.569)**
Passivo não circulante				
Hedge de valor justo – empréstimos e debêntures	-	(111.396)	(5.786)	(132.311)
Hedge de fluxo de caixa – obrigações	-	-	-	(3.661)
	-	**(111.396)**	**(5.786)**	**(135.972)**
Posições passivas	**(56.632)**	**(116.298)**	**(110.010)**	**(155.541)**
Posições líquidas	**111.371**	**609.492**	**116.722**	**578.314**
Hedge de valor justo – empréstimos e debêntures	114.041	602.331	60.663	566.749
Hedge de fluxo de caixa – empréstimos	(2.670)	7.161	(2.670)	7.161
	111.371	**609.492**	**57.993**	**573.910**
***Hedge* de fluxo de caixa – obrigações**	**-**	**-**	**58.729**	**1.618**
***Hedge* de fluxo de caixa – estoques**	**-**	**-**	**-**	**2.786**
Posições líquidas	**111.371**	**609.492**	**116.722**	**578.314**

Prática contábil: Instrumentos financeiros derivativos são identificados quando: (i) seus valores são influenciados por flutuação das taxas ou preços; (ii) não há um investimento inicial; e (iii) serão liquidados em uma data futura.

Os instrumentos financeiros derivativos mantidos pela Companhia correspondem a operações de proteção de exposições aos riscos de variação de moeda estrangeira e de taxa de juros de dívidas e de compromissos futuros, os quais são reconhecidos de acordo com as normas estabelecidas para a contabilidade de *hedge*, conforme abaixo mencionado. Ademais, a Companhia mantém operações de *trading* de energia, realizadas com o objetivo de auferir resultados decorrentes das variações de preços de mercado.

Os instrumentos financeiros derivativos são reconhecidos como ativo e/ou passivo no balanço patrimonial e mensurados inicialmente e subsequentemente a valor justo. Os ganhos ou as perdas resultantes das variações no seu valor justo são reconhecidos no resultado, exceto quando o derivativo é qualificado e designado para a contabilidade de *hedge* (*hedge accounting*).

Contabilidade de *hedge*

No início da operação de *hedge* é elaborada uma documentação formal com a descrição dos objetivos e estratégias da gestão do risco coberto, e da relação entre a transação objeto do *hedge* e o instrumento de *hedge* utilizado para a proteção esperada.

As operações de *hedge* da Companhia que se qualificam para a contabilidade de *hedge* são estas:

***Hedge* de valor justo (HVJ)**

As operações de *hedge* para a proteção das variações cambiais e de taxas de juros flutuantes dos empréstimos e debêntures da Companhia resultam de posições passivas vinculadas à variação do IPCA ou do CDI, ou seja, componentes não fixos, sendo, dessa forma, designados como "*Hedge* de valor justo". Nessas transações, os ganhos ou as perdas resultantes das variações das mensurações ao valor justo dos empréstimos e debêntures e das operações de *hedge* são reconhecidos no resultado financeiro.

***Hedge* de fluxo de caixa (HFC)**

A Companhia designou como *hedge* de fluxo de caixa: (i) *hedge* para proteção de exposição à moeda estrangeira de compromissos financeiros de aquisição de ativos e de empréstimos; e (ii) *hedge* para proteção da exposição agregada de empréstimos no exterior e *hedge* de valor justo, trocando a posição passiva por componentes fixos (taxa fixa). Nestas operações, para a parcela altamente eficaz do *hedge*, os ganhos e as perdas decorrentes das variações do valor justo do instrumento são reconhecidos no patrimônio líquido, na rubrica "Outros resultados abrangentes", e transferidos para o resultado ou ativo quando o objeto de *hedge* protegido for efetivamente realizado. A parcela não efetiva do *hedge*, quando ocorre, é registrada no resultado.

(i) Operações de *hedge* sobre empréstimos e debêntures

Composição dos *hedges* sobre empréstimos e debêntures

Em 31.12.2021, os valores dos empréstimos, das debêntures e dos derivativos avaliados ao custo amortizado e ao valor justo são estes:

Instrumento financeiro	Valor de referência	Vencimento principal	Pagamento juros	Juros[1]	Custo amortizado	Ajuste valor justo	Saldo contábil
Controladora:							
HSBC	US$ 135.000	05.2022	Semestrais	7,3706% a.a.	538.326	(14.451)	523.875
Swap (HFC)	R$533.520	05.2022	Semestrais	3,3900% a.a.	(535.783)	376	(535.407)
Scotiabank III	US$ 100.000	05.2022	Semestrais	3,3600% a.a.	560.342	-	560.342
NDF (HFC)	R$595.696	05.2022	Semestrais	Dólar pré-fixado de R$ 5,8580	(568.381)	7.480	(560.901)
BNP Paribas II	US$ 50.000	05.2022	Semestrais	3,5476% a.a.	280.235	-	280.235
NDF (HFC)	R$297.978	05.2022	Semestrais	Dólar pré-fixado de R$ 5,8551	(284.207)	3.601	(280.606)
Scotiabank I	US$ 200.000	11.2022	Semestrais	3,3710% a.a.	1.121.513	-	1.121.513
NDF (HFC)	R$1.271.686	11.2022	Semestrais	Dólar pré-fixado de R$ 5,8358 (05.2022) e R$ 6,1535 (11.2022)	(1.138.531)	12.719	(1.125.812)
BNP Paribas IV	US$ 100.000	04.2023	Semestrais	2,73% a.a.	561.351	4.570	565.921
Swap (HVJ)	R$518.240	04.2023	Semestrais	CDI + 1,33% a.a.	(528.154)	2.472	(525.682)
BNP Paribas III	US$ 125.000	03.2024	Semestrais	2,54% a.a.	702.090	16.737	718.827
Swap (HVJ)	R$632.490	03.2024	Semestrais	CDI + 1,70% a.a.	(646.869)	856	(646.013)
MUFG V	US$ 94.518	10.2025	Semestrais	1,8914% a.a. até 10.2021 e 2,0057% a.a. até 10.2025	530.014	(28.807)	501.207
Swap (HVJ)	R$500.000	10.2025	Semestrais	CDI + 1,32% a.a.	(510.438)	4.675	(505.763)
Scotiabank IV	US$ 102.465	07.2026	Semestrais	2,002% a.a.	576.925	(9.997)	566.928
Swap (HVJ)	R$530.000	07.2026	Semestrais	CDI + 1,35% a.a.	(548.093)	800	(547.293)
Subtotal					**110.340**	**1.031**	**111.371**
Controladas:							
Jaguara							
Itaú BBA	R$483.000	06.2023	Semestrais	107,0% do CDI	161.648	(2.337)	159.311
Swap (HVJ)	R$483.000	06.2023	Semestrais	IPCA + 4,47% a.a.	(193.073)	793	(192.280)
Miranda							
Itaú BBA	R$299.000	06.2023	Semestrais	107,0% do CDI	100.068	(1.527)	98.541
Swap (HVJ)	R$299.000	06.2023	Semestrais	IPCA + 4,47% a.a.	(119.521)	571	(118.950)
Subtotal					**(50.878)**	**(2.500)**	**(53.378)**
Posição em 31.12.2021					**59.462**	**(1.469)**	**57.993**

(1) As taxas de juros incluem o imposto de renda de 15% sobre a remessa ao exterior.

Em 14.12.2021, a Companhia efetuou a liquidação antecipada das operações de *swap* vinculadas aos empréstimos contratados junto aos bancos BNP e Scotiabank (*hedges* de valor justo), e Itaú e Santander (*hedges* de fluxo de caixa), com vencimentos em maio e novembro de 2022. Visando proteger a totalidade dos pagamentos futuros em moeda estrangeira decorrentes dos empréstimos internacionais cujos *swaps* vinculados foram liquidados, a Companhia contratou, junto ao BNP e ao Scotiabank, operações de derivativos – NDF. Estes novos instrumentos de proteção foram designados como *hedge* de fluxo de caixa.

Ainda, em 22.12.2020 e 28.12.2020, a Companhia efetuou a liquidação antecipada das operações de *swap* vinculadas aos empréstimos contratados junto aos bancos MUFG e Scotiabank, com vencimento em abril de 2021. Visando proteger a totalidade dos pagamentos futuros em moeda estrangeira decorrentes dos empréstimos internacionais cujos *swaps* vinculados foram liquidados, a Companhia contratou, junto ao MUFG e Scotiabank, operações de derivativos – NDF. Estes novos instrumentos de proteção foram designados como *hedge* de fluxo de caixa e foram liquidados em 2021, na mesma data dos empréstimos em moeda estrangeira.

Atualmente, a Companhia tem contratado instrumento de derivativos junto a banco de primeira linha, convertendo para taxa pré-fixada o montante de R$ 533.520 de dívida indexada ao CDI que vence em 2022. Esse instrumento foi designado como *hedge* de fluxo de caixa, sendo o objeto de *hedge* a exposição agregada oriunda da combinação do empréstimo em dólar e da operação de *swap* cambial e de taxas de juros.

Adicionalmente, em 17.09.2020, foram contratados instrumentos derivativos junto a bancos de primeira linha, convertendo para taxas pré-fixadas o montante de R$ 1.839.275 de dívidas indexadas ao CDI em que vencem em 2021 e 2022. Esses instrumentos foram designados como *hedge* de fluxo de caixa, sendo o objeto de *hedge* a exposição agregada oriunda da combinação dos empréstimos em dólar e das operações de *swap* cambial e de taxas de juros.

Em função das características dos instrumentos financeiros, a Companhia aplicou as regras de contabilidade de *hedge* de valor justo e de fluxo de caixa para o seu registro contábil, conforme aplicável, com base nas políticas contábeis.

Mutação líquida das operações de *hedge* sobre empréstimos e debêntures

	Controladora			Consolidado		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Ativo em 31.12.2019, líquido	**111.617**	**234.645**	**346.262**	**105.934**	**220.408**	**326.342**
Juros	67.675	(30.331)	37.344	50.766	(46.681)	4.085
Variações cambiais	490.467	409.504	899.971	490.467	409.504	899.971
Ajuste a valor justo por meio do resultado	(18.628)	95.281	76.653	(19.355)	94.515	75.160
Ajuste a valor justo por meio do ORA	4.059	2.103	6.162	4.059	2.103	6.162
Transferências	108.497	(108.497)	-	98.059	(98.059)	-
Amortização de principal	(678.291)	-	(678.291)	(667.830)	-	(667.830)
Amortização de juros	(78.609)	-	(78.609)	(69.980)	-	(69.980)
Ativo (Passivo) em 31.12.2020, líquido	**6.787**	**602.705**	**609.492**	**(7.880)**	**581.790**	**573.910**
Juros	(108.741)	-	(108.741)	(146.629)	(10.475)	(157.104)
Variações cambiais	193.737	164.437	358.174	193.737	164.437	358.174
Ajuste a valor justo por meio do resultado	(90.468)	(31.145)	(121.613)	(91.057)	(31.542)	(122.599)
Ajuste a valor justo por meio do ORA	16.877	-	16.877	16.877	-	16.877
Transferências	570.555	(570.555)	-	544.554	(544.554)	-
Amortização de principal	(618.889)	-	(618.889)	(591.104)	-	(591.104)
Amortização de juros	(23.929)	-	(23.929)	(20.161)	-	(20.161)
(Passivo) Ativo em 31.12.2021, líquido	**(54.071)**	**165.442**	**111.371**	**(101.663)**	**159.656**	**57.993**

Segue abaixo a mutação do ajuste a valor justo apresentado nos quadros acima:

	Controladora	Consolidado
Saldos em 31.12.2019	**22.952**	**22.931**
Ajuste a valor justo reconhecido no resultado	76.653	75.160
Ajuste a valor justo reconhecido no ORA	6.162	6.162
Saldos em 31.12.2020	**105.767**	**104.253**
Ajuste a valor justo reconhecido no resultado	(121.613)	(122.599)
Ajuste a valor justo reconhecido no ORA	16.877	16.877
Saldos em 31.12.2021	**1.031**	**(1.469)**

Ganhos não realizados em operações de *hedge* de fluxo de caixa

Os ganhos não realizados em operações de *hedge* de fluxo de caixa originados no período apresentadas na "Demonstração dos resultados abrangentes" é a seguinte:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Hedge de fluxo de caixa – empréstimos	16.877	6.162	16.877	6.162
Hedge de fluxo de caixa – obrigações	-	-	57.111	1.618
Hedge de fluxo de caixa – estoques	-	-	(2.786)	2.350
Ganhos não realizados em operações de HFC originados no período	**16.877**	**6.162**	**71.202**	**10.130**

(ii) Operações de *hedge* de fluxo de caixa sobre obrigações

A Companhia mantém contratado em 31.12.2021 *Non-Deliverable Forward* (NDF), com o objetivo de proteger a totalidade dos pagamentos futuros em moeda estrangeira decorrentes dos compromissos estabelecidos nos contratos de construção da primeira fase do Conjunto Eólico Santo Agostinho. O NDF foi contratado em 29.12.2020 e o valor nocional, em 31.12.2021, era de US$ 66.863, € 25.889 e Reimembi de Hong Kong (CN¥) 184.695, os quais estão firmados com o BNP Paribas e Itaú e têm seus vencimentos entre agosto de 2022 e abril de 2023.

Em 31.12.2021, os ganhos não realizados dos referidos NDF totalizavam uma posição ativa, líquida de R$ 57.111 (R$ 1.618 de posição ativa, líquida em 31.12.2020). A contrapartida está reconhecida diretamente no patrimônio líquido, na rubrica "Outros resultados abrangentes". As empresas do Conjunto Eólico Santo Agostinho possuem regime tributário no lucro presumido. Dessa forma, a Companhia não constituiu impostos fiscais diferidos sobre os efeitos desta operação.

a.3) Análise de sensibilidade para a exposição a riscos de taxas de juros e índices flutuantes e de variação de cotação de moeda estrangeira

A Companhia apresenta uma análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros expostos a riscos da variação de taxas de juros e de índices flutuantes. O cenário-base provável para 31.12.2021 foi definido por meio destas premissas disponíveis no mercado (Fonte: Relatório Focus do Banco Central do Brasil):

	Variação 12 meses	Cenário Provável	Sensibilidade		
Risco de variação das taxas de juros e índices	31.12.2021	31.12.2022	Provável	Δ + 25% (*)	Administração
TJLP	5,3%	6,1%	0,8% p.p.	1,5% p.p.	0,0% p.p.
CDI	9,2%	11,5%	2,3% p.p.	2,9% p.p.	-0,3% p.p.
IPCA	10,1%	5,0%	-5,1% p.p.	1,3% p.p.	-0,8% p.p.
IGP-M	17,8%	5,5%	-12,3% p.p.	1,4% p.p.	0,1% p.p.

(*) Variações sobre o cenário provável de 2022.

A sensibilidade provável foi calculada com base nas variações entre os índices dos últimos 12 meses, observados em 31.12.2021, e os previstos no cenário provável dos próximos 12 meses, a findar em 31.12.2022, e demonstram os eventuais impactos adicionais no resultado consolidado da Companhia. As demais sensibilidades apresentadas foram apuradas com base (i) na variação de 25%; e (ii) nas estimativas da Administração sobre o cenário projetado, as quais correspondem à avaliação da Administração de alteração razoavelmente possível nas taxas de juros e índices flutuantes para os próximos 12 meses. As variações que poderão impactar o resultado consolidado, e, consequentemente, o patrimônio líquido nos próximos 12 meses, em comparação aos últimos 12 meses, caso tais cenários se materializem, são estas:

	Saldos em	Sensibilidade		
	31.12.2021	Provável	Δ + 25%	Administração
Risco de aumento (passivo)				
Empréstimos e financiamentos				
IPCA	7.006.366	349.888	(90.842)	55.485
Dólar – com *swap* para o CDI	2.352.883	(43.412)	(55.969)	5.410
TJLP	1.750.129	(12.417)	(26.433)	-
Debêntures				
IPCA	6.279.764	326.590	(81.674)	49.886
CDI – com *swap* para o IPCA	257.852	(4.979)	(6.436)	621
Ações Preferenciais Resgatáveis				
CDI	510.160	(12.536)	(16.402)	1.573
Concessões a pagar				
IPCA	3.181.499	166.665	(40.794)	5.138
IGP-M	1.637.292	186.263	(20.772)	(1.513)
Risco de redução (ativo)				
Ativo financeiro de concessão				
IPCA	3.062.750	(161.451)	(48.645)	(8.806)

a.4) Risco relacionado ao preço de energia nas operações de *trading*

A Companhia atua no mercado de *trading*, com o objetivo de auferir resultados com as variações de preço de energia, dentro dos limites de risco de mercado e de contrapartes pré-estabelecidos pela Administração, porém, em montantes não representativos se comparados com os resultados totais.

Posição patrimonial e ganhos (perdas) não realizados em operações de *trading* de energia

As operações de *trading* são transacionadas em mercado ativo e reconhecidas pelo valor justo por meio do resultado, com base na diferença entre o preço contratado e o preço de mercado das contratações em aberto na data do balanço.

Este valor justo é estimado, em grande parte, nas cotações de preço utilizadas no mercado ativo de balcão, na medida em que tais dados observáveis de mercado existam, e, em menor parte, pelo uso de técnicas de avaliação que consideram preços estabelecidos nas operações de compra e venda e preços de mercado projetados por entidades especializadas, no período de disponibilidade destas informações. A taxa de desconto utilizada para fins de cálculo do valor justo, em 31.12.2021 e 31.12.2020, foi de 7,1%.

Os saldos patrimoniais, referentes às transações de *trading* em aberto estão abaixo apresentados:

	Consolidado					
	31.12.2021			31.12.2020		
	Ativo	Passivo	Ganho Líquido	Ativo	Passivo	(Perda) Ganho Líquido
Classificação no balanço patrimonial						
Circulante	206.647	(190.348)	16.299	320.309	(321.654)	(1.345)
Não circulante	100.523	(80.414)	20.109	54.385	(36.405)	17.980
	307.170	**(270.762)**	**36.408**	**374.694**	**(358.059)**	**16.635**

A mutação dos saldos referente às transações de *trading* em aberto é a seguinte:

	Consolidado
Saldo em 31.12.2019	**52.517**
Perda não realizada reconhecida no exercício	(35.882)
Saldo em 31.12.2020	**16.635**
Ganho não realizado reconhecido no período	26.289
Perda não realizada reconhecida no período	(6.516)
Saldo em 31.12.2021	**36.408**

Análise de sensibilidade sobre as operações de *trading*

O principal fator de risco que impacta a precificação das operações de *trading* é a exposição em aberto valorada aos preços de mercado da energia.

No processo de tomada de decisão relacionada às atividades de *trading*, a Administração da Companhia utiliza análises de sensibilidade considerando percentis da volatilidade histórica do preço de energia para o produto.

Os percentis são medidas que dividem a amostra, por ordem crescente dos dados, em 100 partes, cada uma com uma percentagem de dados aproximadamente igual, considerando, neste caso, a volatilidade histórica do preço de cada produto de energia. Portanto, o 25° percentil (P25) e o 75° percentil (P75) determinam os 25% e 75% preços extremos observados, respectivamente.

A seguir são apresentadas as análises de sensibilidade considerando essa metodologia:

	Consolidado		
	31.12.2021	Cenário P25	Cenário P75
Ganhos (perdas) não realizados em operações de *trading*	36.408	(189)	252

A variação da taxa de desconto não impacta de forma importante o valor justo apurado, visto a curta *duration* da carteira de *trading* em aberto, motivo pelo qual não foi apresentada análise de sensibilidade.

b) Risco de gerenciamento de capital

A Companhia administra o seu capital de modo a maximizar o retorno dos investidores por meio da otimização do saldo das dívidas e do patrimônio, buscando uma estrutura de capital e mantendo índices de endividamento e cobertura de dívida que proporcionem o retorno de capital aos seus investidores.

A estrutura de capital da Companhia é formada pelo endividamento líquido (empréstimos e debêntures – líquidos dos efeitos do *hedge*, financiamentos, ações preferenciais resgatáveis, deduzidos do caixa, do equivalente de caixa e dos depósitos em garantia vinculados às dívidas) e pelo patrimônio líquido, que inclui o capital social e as reservas de lucros. A relação da dívida líquida pelo patrimônio líquido foi esta:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2021	**31.12.2020**	**31.12.2021**	**31.12.2020**
Dívida[1]	8.898.026	8.199.973	20.586.884	16.672.233
(-) Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(568.593)	(161.052)	(818.651)	(346.853)
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(2.559.208)	(1.924.589)	(5.156.406)	(4.538.946)
Dívida líquida	**5.770.225**	**6.114.332**	**14.611.827**	**11.786.434**
Patrimônio líquido	**7.929.008**	**7.739.529**	**7.932.597**	**7.741.998**
Endividamento total/Patrimônio líquido	**0,7**	**0,8**	**1,8**	**1,5**

(1) Composta por empréstimos e debêntures – líquidos dos efeitos do *hedge*, financiamentos e ações preferenciais resgatáveis.

A ENGIE Brasil Energia e suas controladas detêm dívidas que estipulam limites máximos de endividamento da Companhia, calculados com base no Ebitda, sendo a mais restritiva atualmente a que limita em 3,5 a razão entre o endividamento líquido e o Ebitda. Além disso, com relação ao endividamento bruto, a maior restrição estipulada nos contratos de dívida é 4,5 vezes o Ebitda.

c) Risco de aceleração do vencimento de dívidas

A Companhia possui contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures com cláusulas restritivas (*covenants*), normalmente aplicáveis às operações dessa natureza, relacionadas ao atingimento de indicadores de desempenho financeiro. Caso a Companhia não atenda a alguma destas cláusulas, as dívidas poderão ter seus respectivos vencimentos adiantados. Mais informações vide Nota 18 – Empréstimos e financiamentos e Nota 19 – Debêntures.

d) Risco de crédito

As transações relevantes para os negócios da Companhia em que há exposição ao risco de crédito são as vendas de energia, as aplicações financeiras e as operações de *hedge*. O histórico de perdas na Companhia em decorrência de dificuldade apresentada por bancos e clientes em honrar os seus compromissos é praticamente nulo. A Companhia é avalista em contratos de financiamentos de suas controladas com o objetivo de assegurar o cumprimento dos compromissos assumidos.

d.1) Riscos relacionados à venda de energia

Nos contratos de longo prazo firmados com distribuidoras a Companhia minimiza o seu risco de crédito por meio da utilização de um mecanismo de constituição de garantias envolvendo os recebíveis de seus clientes.

Como forma de minimizar o risco de crédito nos contratos de venda de energia elétrica para consumidores livres, comercializadoras e geradoras, a Companhia exige em garantia padrão a fiança bancária e o CDB caucionado. Para aquelas contrapartes que queiram apresentar outra modalidade de garantia, a Companhia, por meio de sua área de crédito, realiza uma análise e estabelece, de acordo com sua Política de Crédito, as garantias que deverão ser exigidas dessas contrapartes.

Os créditos de todos os clientes são revisados anualmente e a sua exposição aos diversos setores da economia é avaliada periodicamente, de modo a manter a diversificação de sua carteira e a diminuir a exposição ao risco específico setorial.

d.2) Riscos relacionados às aplicações financeiras

As aplicações financeiras da Companhia e de suas controladas obedecem à alocação de, no mínimo, 90% dos recursos em Títulos Públicos Federais – na modalidade de compra final e/ou operações compromissadas – e, no máximo, 10% dos recursos em Títulos Privados – aquisições de CDB de bancos elegíveis e ainda operações compromissadas com lastro em debêntures emitidas por empresas de *leasing* controladas por bancos elegíveis.

A Companhia utiliza a classificação das agências Fitch Ratings (Fitch), Moody's ou Standard & Poor's (S&P) para identificar os bancos elegíveis de recebimento dos recursos. Eles devem atender a estes parâmetros: (i) patrimônio líquido de no mínimo R$ 1 bilhão; e (ii) *rating* no mínimo equivalente a AA- (S&P e Fitch) ou Aa3 (Moody's), em escala nacional.

Os recursos disponíveis da Companhia são alocados em um Fundo de Investimento Exclusivo de Renda Fixa, o qual tem como política a alocação de seu patrimônio em ativos de baixíssimo risco. Em 31.12.2021, esse fundo possuía 100% de sua carteira em ativos com risco de crédito do Governo Brasileiro, todos com liquidez diária e pós-fixados, atrelados à variação da Selic.

De acordo com o planejamento financeiro da Companhia, os recursos desse fundo serão utilizados no curto prazo, reduzindo substancialmente o risco de quaisquer efeitos significativos nos seus rendimentos, em decorrência de eventual redução da taxa básica de juros da economia brasileira.

d.3) Riscos relacionados às operações de *hedge*

A Política de Investimentos e Derivativos impõe fortes restrições à realização de operações com derivativos e determina o monitoramento contínuo das exposições no caso de contratação de operação desse tipo.

Conforme anteriormente mencionado, as principais operações de *hedge* contratadas pela Companhia foram os *swaps* e NDF para proteção contra a variação cambial e do CDI dos pagamentos do principal e dos juros dos empréstimos contratados em dólar norte-americano e das debêntures da 1ª série de Jaguara e Miranda com atualização pelo CDI, e de obrigações com fornecedores, conforme descrito no item a.2 - Risco relacionado aos passivos denominados em moeda estrangeira**.**

e) Risco de liquidez

A gestão do risco de liquidez da Companhia é de responsabilidade do Fórum Financeiro, que gerencia as necessidades de captação e gestão de liquidez de curto, médio e longo prazo, por meio do monitoramento permanente dos fluxos de caixa previstos e realizados.

A Companhia, para assegurar a capacidade dos pagamentos de suas obrigações, utiliza uma política de caixa mínimo, revisada anualmente com base nas projeções de caixa e monitorada mensalmente nas reuniões do Fórum Financeiro. A gestão de aplicações financeiras tem foco em instrumentos de curtíssimo prazo, prioritariamente com vencimentos diários, de modo a promover máxima liquidez e fazer frente aos desembolsos.

O caráter gerador de caixa da Companhia e a pouca volatilidade nos recebimentos e nas obrigações de pagamentos ao longo dos meses do ano, garantem à Companhia estabilidade nos seus fluxos, reduzindo seu risco de liquidez.

No demonstrativo a seguir apresenta-se o perfil previsto de liquidação dos principais passivos financeiros da Companhia registrados em 31.12.2021. Os valores foram determinados com base nos fluxos de caixa não descontados previstos, considerando a estimativa de amortização de principal e pagamento de juros futuros, quando aplicável. Para as dívidas com juros pós-fixados o valor foi obtido com base na curva de juros do encerramento do exercício.

	Controladora				
	Até 1 ano	**De 2 a 3 anos**	**De 4 a 5 anos**	**Mais de 5 anos**	**Total**
Fornecedores	183.800	7.471	-	-	191.271
Taxas de juros pós-fixadas:					
Empréstimos e financiamentos[1]	33.517	-	-	-	33.517
Debêntures	282.000	750.721	1.834.488	1.314.613	4.181.822
Taxas de juros pré-fixadas:					
Empréstimos e financiamentos	2.556.016	1.400.962	780.000	-	4.736.978
Concessões a pagar	279.459	1.139.498	1.481.413	5.515.665	8.416.035
	3.334.792	**3.298.652**	**4.095.901**	**6.830.278**	**17.559.623**

	Consolidado				
	Até 1 ano	**De 2 a 3 anos**	**De 4 a 5 anos**	**Mais de 5 anos**	**Total**
Fornecedores	649.962	20.893	-	-	670.855
Taxas de juros pós-fixadas:					
Empréstimos e financiamentos[1]	348.302	873.454	948.369	6.698.844	8.868.969
Debêntures[1]	595.827	1.349.314	2.457.040	2.318.208	6.720.389
Ações preferenciais resgatáveis	32.481	83.333	83.333	333.333	532.480
Taxas de juros pré-fixadas:					
Empréstimos e financiamentos	2.556.016	1.400.962	780.000	-	4.736.978
Concessões a pagar	286.753	1.154.278	1.496.193	5.597.572	8.534.796
	4.469.341	**4.882.234**	**5.764.935**	**14.947.957**	**30.064.467**

(1) Líquidos dos efeitos do *hedge*.

O ativo financeiro de concessão das UHEs Jaguara e Miranda não possui risco de liquidez, uma vez que está relacionado à parcela de energia destinada ao ACR, no Sistema de Cota de Garantia Física, cujo pagamento é garantido pelo Poder Concedente.

f) Risco hidrológico

O suprimento de energia do Sistema Interligado Nacional (SIN) é gerado, na sua maior parte, por usinas hidrelétricas. Como o SIN opera em sistema de despacho otimizado e centralizado pelo ONS, cada usina hidrelétrica, incluindo as da Companhia, está sujeita às variações pelas condições hidrológicas verificadas, tanto pelas condições na região geográfica em que a usina opera como pelas condições em outras regiões do país.

A ocorrência de condições hidrológicas desfavoráveis, em conjunto com a obrigação de entrega da garantia física, poderá resultar em uma exposição da Companhia ao mercado de energia de curto prazo, o que poderá afetar os seus resultados financeiros futuros. Entretanto, quase a totalidade da capacidade de geração hidrelétrica da Companhia está inserida no MRE, que distribui o risco hidrológico por todas as usinas vinculadas a ele.

Com o objetivo de reduzir esse risco, em dezembro de 2015, a Companhia aderiu ao acordo de repactuação do risco hidrológico relativo às usinas cuja energia estava comercializada no ACR. Mais informações, vide Nota 8 – Prêmio de riscos a apropriar - Repactuação de risco hidrológico.

Em 31.12.2021, a garantia física das usinas hidrelétricas detidas pela Companhia totalizava 3.417,7 MW médios. No acordo retro mencionado foram repactuados 1.344,5 MW médios, dos quais 1.243,7 MW médios, aproximadamente 92,5%, estão protegidos do risco hidrológico. A parcela das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda destinada ao atendimento de Cotas de Garantia Física – 377,4 MW médios – é garantida pelas regras contratuais estabelecidas pelo Poder Concedente e também está blindada desse risco, vide Nota 10 – Ativo financeiro de concessão.

Com relação aos impactos causados no MRE por razões não hidrológicas, os geradores terão direito à extensão do prazo de concessão das outorgas de geração por até sete anos, nos termos das Leis n° 14.052/2020 e n° 14.182/2021. Mais detalhes estão apresentados na Nota 15 – Intangível.

A fim de reduzir a exposição às oscilações do mercado de curto prazo, a ENGIE Brasil Energia mantém grande parte de seu portfólio de energia contratado no longo prazo. No mercado livre, a Companhia vende gradativamente a energia disponível, buscando valores atrativos e também a minimização do risco de exposição aos preços de curto prazo (*spot* ou PLD). Assim, a comercialização é realizada à medida que o mercado revela maior propensão à compra. Adicionalmente, em razão da constante ocorrência de déficit de geração hidrelétrica nos últimos anos, optou-se por deixar maior volume da capacidade comercial descontratada no mercado de curto prazo e, sempre que necessário ou oportuno, adquirir energia de terceiros para repor os recursos próprios.

g) Categoria dos instrumentos financeiros

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Ativos financeiros				
Valor justo por meio do resultado				
Aplicações financeiras	2.556.679	1.921.388	5.104.491	4.483.998
Títulos e valores mobiliários	-	339.219	-	-
Ganhos não realizados em operações de *hedge* de valor justo	165.442	718.629	165.442	718.629
Ganhos não realizados em operações de *trading*	-	-	307.170	374.694
Custo amortizado				
Caixa e depósitos bancários à vista	2.529	3.201	51.915	54.948
Contas a receber de clientes	490.039	695.003	1.124.096	1.739.267
Depósitos vinculados	599.004	161.860	904.038	409.867
Combustível a reembolsar[1]	-	-	-	58.462
Ativo financeiro de concessão	-	-	3.062.750	2.804.796
Valor justo por meio dos outros resultados abrangentes				
Ganhos não realizados em operações de *hedge* de fluxo de caixa	2.561	7.161	61.290	15.226
	3.816.254	**3.846.461**	**10.781.192**	**10.659.887**
Passivos financeiros				
Valor justo por meio do resultado				
Empréstimos em moeda estrangeira	2.876.759	4.126.373	2.876.759	4.126.373
Debêntures	-	-	257.852	428.266
Perdas não realizadas em operações de *hedge* de valor justo[2]	51.401	116.298	104.779	151.880
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	270.762	358.059
Custo amortizado				
Fornecedores	191.271	141.257	670.855	879.080
Empréstimos em moeda nacional	35.189	110.744	8.758.253	6.028.600
Empréstimos em moeda estrangeira	1.962.089	1.046.535	1.962.089	1.046.535
Ações preferenciais resgatáveis	-	-	510.160	482.088
Debêntures	4.135.360	3.525.813	6.279.764	5.134.281
Concessões a pagar	4.758.093	3.955.765	4.818.791	4.012.318
Obrigações vinculadas à aquisição de investimentos[2]	-	-	84.403	51.756
Combustível a pagar à CDE[2]	-	-	-	45.206
Ressarcimento às distribuidoras[2]	-	-	471.094	203.106
Valor justo por meio dos outros resultados abrangentes				
Perdas não realizadas em operações de *hedge* de fluxo de caixa[2]	5.231	-	5.231	3.661
	14.015.393	**13.022.785**	**27.070.792**	**22.951.209**

(1) Apresentado como parte da rubrica "Outros ativos circulantes".
(2) Apresentado como parte das rubricas "Outros passivos circulantes" e "Outros passivos não circulantes".

Os ativos e os passivos financeiros mensurados ao valor justo por meio do resultado estão avaliados por meio de outros dados observáveis (Nível 2), exceto às aplicações financeiras, as quais estão avaliadas pelos preços cotados em mercado ativo (Nível 1).

h) Valor de mercado dos instrumentos financeiros

Nas operações envolvendo instrumentos financeiros somente foram identificadas diferenças entre os valores apresentados no balanço patrimonial e os respectivos valores de mercado nos instrumentos financeiros abaixo apresentados. Essas diferenças ocorrem principalmente em virtude desses instrumentos apresentarem prazos de liquidação longos e custos diferenciados em relação às taxas de juros praticadas atualmente para contratos similares.

Na determinação dos valores de mercado foram utilizados os fluxos de caixa futuros, descontados a taxas julgadas adequadas para operações semelhantes.

	Controladora			
	31.12.2021		31.12.2020	
	Contábil	Mercado	Contábil	Mercado
Empréstimos e financiamentos em moeda nacional	35.189	30.105	110.744	107.966
Empréstimos em moeda estrangeira	4.838.848	4.727.500	5.172.908	5.173.420
Debêntures	4.135.360	4.114.931	3.525.813	3.842.068
Concessões a pagar	4.758.093	4.004.534	3.955.765	4.301.579
	13.767.490	**12.877.070**	**12.765.230**	**13.425.033**

	Consolidado			
	31.12.2021		31.12.2020	
	Contábil	Mercado	Contábil	Mercado
Ativo				
Ativo financeiro de concessão	3.062.750	2.953.958	2.804.796	2.778.272
	3.062.750	**2.953.958**	**2.804.796**	**2.778.272**
Passivos				
Empréstimos e financiamentos em moeda nacional	8.758.253	8.865.558	6.028.600	6.736.194
Empréstimos em moeda estrangeira	4.838.848	4.727.500	5.172.908	5.173.420
Ações preferenciais resgatáveis	510.160	532.482	482.088	504.784
Debêntures	6.537.616	6.626.378	5.562.547	5.860.290
Concessões a pagar	4.818.791	4.056.697	4.012.318	4.365.227
	25.463.668	**24.808.615**	**21.258.461**	**22.639.915**

NOTA 18 - EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

Prática contábil: São reconhecidos inicialmente pelo valor justo, líquido dos custos incorridos nas captações e, posteriormente, são mensurados pelo custo amortizado utilizando-se o método de taxa de juros efetiva, exceto pelos empréstimos aos quais a Companhia aplicou as regras de contabilidade de *hedge* de valor justo, que são mensurados posteriormente ao valor justo por meio do resultado.

a) Composição

	Controladora					
	31.12.2021			31.12.2020		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Moeda nacional						
Mensurados ao custo amortizado						
BNDES	-	-	-	16.633	30.493	47.126
Repasse BNDES (Bancos)[1]	1.533	222	1.755	1.533	1.755	3.288
NIB[2]	33.199	-	33.199	29.873	29.890	59.763
Encargos	235	-	235	567	-	567
	34.967	**222**	**35.189**	**48.606**	**62.138**	**110.744**
Moeda estrangeira – com *hedge*						
Mensurados ao custo amortizado						
Scotiabank	1.674.128	-	1.674.128	519.373	-	519.373
BNP Paribas	279.025	-	279.025	-	-	-
MUFG[3]	-	-	-	519.617	-	519.617
Encargos	8.936	-	8.936	7.545	-	7.545
	1.962.089	**-**	**1.962.089**	**1.046.535**	**-**	**1.046.535**
Mensurados ao valor justo						
Scotiabank	-	561.809	561.809	-	1.627.693	1.627.693
BNP Paribas	-	1.276.919	1.276.919	-	1.475.679	1.475.679
MUFG	-	498.651	498.651	-	465.102	465.102
HSBC	519.069	-	519.069	-	535.236	535.236
Encargos	20.311	-	20.311	22.663	-	22.663
	539.380	**2.337.379**	**2.876.759**	**22.663**	**4.103.710**	**4.126.373**
Empréstimos e financiamentos	**2.536.436**	**2.337.601**	**4.874.037**	**1.117.804**	**4.165.848**	**5.283.652**

(1) Bancos responsáveis pela análise e aprovação do financiamento e que assumem o risco de crédito nas operações indiretas junto ao BNDES.

(2) Nordic Investment Bank.

(3) MUFG Bank LTD.

Os saldos dos empréstimos e dos financiamentos na controladora, líquidos dos efeitos do *hedge*, são estes:

	Controladora					
	31.12.2021			31.12.2020		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Empréstimos e financiamentos	**2.536.436**	**2.337.601**	**4.874.037**	**1.117.804**	**4.165.848**	**5.283.652**
Efeitos do *hedge (swap)* de valor justo						
Posição ativa	-	(165.442)	(165.442)	(6.631)	(711.998)	(718.629)
Posição passiva[1]	51.401	-	51.401	4.902	111.396	116.298
Efeitos do *hedge* (NDF[2]) de fluxo de caixa						
Posição ativa	(2.561)	-	(2.561)	(5.058)	(2.103)	(7.161)
Posição passiva[1]	5.231	-	5.231	-	-	-
Empréstimos e financiamentos, líquido dos efeitos do *hedge*	**2.590.507**	**2.172.159**	**4.762.666**	**1.111.017**	**3.563.143**	**4.674.160**

(1) As posições passivas dos *hedges* estão apresentadas como parte das rubricas "Outros passivos circulantes" e "Outros passivos não circulantes".

(2) *Non-Deliverable Forward* (Contrato a termo de moeda sem entrega física).

	Consolidado					
	31.12.2021			31.12.2020		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Moeda nacional						
Mensurados ao custo amortizado						
BNDES	267.461	7.600.450	7.867.911	251.194	5.606.575	5.857.769
Repasse BNDES (Bancos)	1.533	222	1.755	1.533	1.755	3.288
BASA[1]	5.570	724.048	729.618	-	-	-
BNB[2]	-	86.932	86.932	-	83.951	83.951
NIB	33.199	-	33.199	29.873	29.890	59.763
Encargos	38.838	-	38.838	23.829	-	23.829
	346.601	**8.411.652**	**8.758.253**	**306.429**	**5.722.171**	**6.028.600**
Moeda estrangeira – com *hedge*						
Mensurados ao custo amortizado						
Scotiabank	1.674.128	-	1.674.128	519.373	-	519.373
BNP Paribas	279.025	-	279.025	-	-	-
MUFG	-	-	-	519.617	-	519.617
Encargos	8.936	-	8.936	7.545	-	7.545
	1.962.089	**-**	**1.962.089**	**1.046.535**	**-**	**1.046.535**
Mensurados ao valor justo						
Scotiabank	-	561.809	561.809	-	1.627.693	1.627.693
BNP Paribas	-	1.276.919	1.276.919	-	1.475.679	1.475.679
MUFG	-	498.651	498.651	-	465.102	465.102
HSBC	519.069	-	519.069	-	535.236	535.236
Encargos	20.311	-	20.311	22.663	-	22.663
	539.380	**2.337.379**	**2.876.759**	**22.663**	**4.103.710**	**4.126.373**
Empréstimos e financiamentos	**2.848.070**	**10.749.031**	**13.597.101**	**1.375.627**	**9.825.881**	**11.201.508**

(1) Banco da Amazônia S.A.

(2) Banco do Nordeste do Brasil S.A.

Os saldos dos empréstimos e dos financiamentos no consolidado, líquidos dos efeitos do *hedge*, são estes:

	Consolidado					
	31.12.2021			31.12.2020		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Empréstimos e financiamentos	**2.848.070**	**10.749.031**	**13.597.101**	**1.375.627**	**9.825.881**	**11.201.508**
Efeitos do *hedge (swap)* de valor justo						
Posição ativa	-	(165.442)	(165.442)	(6.631)	(711.998)	(718.629)
Posição passiva[1]	51.401	-	51.401	4.902	111.396	116.298
Efeitos do *hedge* (NDF) de fluxo de caixa						
Posição ativa	(2.561)	-	(2.561)	(5.058)	(2.103)	(7.161)
Posição passiva[1]	5.231	-	5.231	-	-	-
Empréstimos e financiamentos, líquido dos efeitos do *hedge*	**2.902.141**	**10.583.589**	**13.485.730**	**1.368.840**	**9.223.176**	**10.592.016**

(1) As posições passivas dos *hedges* estão apresentadas como parte das rubricas "Outros passivos circulantes" e "Outros passivos não circulantes".

b) Mutação dos empréstimos e dos financiamentos

	Controladora			Consolidado		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Saldos em 31.12.2019	**1.263.400**	**2.882.714**	**4.146.114**	**1.637.691**	**7.181.363**	**8.819.054**
Ingressos	-	1.132.476	1.132.476	9.273	3.304.506	3.313.779
Juros	210.876	-	210.876	499.185	-	499.185
Variações monetárias	1.256	1.713	2.969	(10.347)	102.037	91.690
Juros e V.M. capitalizados	-	-	-	53.976	-	53.976
Variações cambiais	208.487	691.484	899.971	208.487	691.484	899.971
Ajuste a valor justo	(16.206)	87.314	71.108	(16.206)	87.314	71.108
Transferências	629.853	(629.853)	-	1.540.823	(1.540.823)	-
Amortização de principal	(986.237)	-	(986.237)	(2.115.900)	-	(2.115.900)
Amortização de juros	(193.625)	-	(193.625)	(431.355)	-	(431.355)
Saldos em 31.12.2020	**1.117.804**	**4.165.848**	**5.283.652**	**1.375.627**	**9.825.881**	**11.201.508**
Ingressos	-	529.809	529.809	-	3.324.359	3.324.359
Juros	169.328	-	169.328	559.717	-	559.717
Variações monetárias	3.336	1.371	4.707	(14.879)	526.820	511.941
Juros e V.M. capitalizados	-	-	-	79.358	-	79.358
Variações cambiais	193.737	164.437	358.174	193.737	164.437	358.174
Ajuste a valor justo	(93.571)	(28.981)	(122.552)	(93.571)	(28.981)	(122.552)
Transferências	2.494.883	(2.494.883)	-	3.063.485	(3.063.485)	-
Amortização de principal	(1.178.403)	-	(1.178.403)	(1.877.560)	-	(1.877.560)
Amortização de juros	(170.678)	-	(170.678)	(437.844)	-	(437.844)
Saldos em 31.12.2021	**2.536.436**	**2.337.601**	**4.874.037**	**2.848.070**	**10.749.031**	**13.597.101**

c) Principais transações realizadas em 2021

c.1) Financiamentos em moeda nacional

- Contratação de novos financiamentos

Em novembro de 2021, a Companhia, por meio das controladas indiretas que compõem o Conjunto Eólico Santo Agostinho, contratou financiamento com o BNDES, no valor total de R$ 1.473.316, contudo nenhum recurso foi liberado até 31.12.2021. Os recursos serão destinados ao financiamento da construção das centrais geradoras eólicas do conjunto.

As principais condições contratadas foram estas:

		Condições de pagamento	
Banco	Juros	Vencimento	Principal e juros
BNDES – Santo Agostinho	IPCA + 6,16% a.a.	11.2045	Mensais

- Liberação de financiamentos

Até 31.12.2021, foi liberado o montante de R$ 368.856, referente aos financiamentos com o BNDES, contratados durante o ano de 2020, pelas controladas indiretas que compõem o Conjunto Eólico Campo Largo II. Os recursos foram destinados ao financiamento da construção das centrais geradoras eólicas do conjunto.

Também em 2021, ocorreram as primeiras liberações do financiamento da controlada indireta Novo Estado com o Banco da Amazônia S.A., o qual foi contratado durante o ano de 2020, porém sem liberações naquele ano, no montante de R$ 729.628 (R$ 729.572, líquidos dos custos de captação). Até 31.12.2021, também foi liberado o montante de R$ 910.459 da controlada indireta Novo Estado com o BNDES. Os recursos foram destinados ao financiamento da construção das linhas de transmissão.

Adicionalmente, até 31.12.2021, foi liberado o montante de R$ 800.000 (R$ 784.988, líquidos dos custos de captação), referente ao financiamento com o BNDES, contratado em 2020, pela controlada indireta Gralha Azul. Os recursos foram destinados à construção das linhas de transmissão e das subestações do Projeto.

- Pagamento antecipado de financiamentos

Em julho de 2021, a Companhia realizou o pagamento antecipado do financiamento com o BNDES, referente à Usina São Salvador, no valor total de R$ 37.659, deste montante, R$ 37.423 referia-se a principal e R$ 236 a juros e comissões. O vencimento original era outubro de 2023.

Também em julho de 2021, as controladas indiretas que compõem o Conjunto Eólico Trairí realizaram o pagamento antecipado do financiamento com o BNDES, no valor total de R$ 477.684, deste montante, R$ 469.719 referia-se a principal e R$ 7.965 a juros e comissões. Os vencimentos originais eram maio de 2023 e julho de 2029.

c.2) Empréstimos em moeda estrangeira com *hedge*

- Contratação de novos empréstimos em moeda estrangeira

A Companhia contratou, em 06.07.2021, empréstimo junto a instituição financeira situada no exterior, Scotiabank, no montante de US$ 102 milhões, equivalente a R$ 530.000 (R$ 529.809, líquidos dos custos de captação), cujos recursos foram desembolsados, após o cumprimento das condições de liberação, em 23.07.2021, e, concomitantemente, firmou operação de proteção (*swap*) com a subsidiária brasileira da mesma instituição financeira na qual o empréstimo foi contratado, com o intuito de proteger a totalidade dos fluxos de caixa futuros. Os recursos desse empréstimo foram utilizados para formação de capital de giro da Companhia e para o pagamento antecipado dos financiamentos da Usina São Salvador e das controladas indiretas que compõem o Conjunto Eólico Trairí.

- Liquidação antecipada de *swaps* vinculados a empréstimos em moeda estrangeira e contratação de *Non-Deliverable Forward* (NDF)

Em 14.12.2021, a Companhia efetuou a liquidação antecipada das operações de *swap* vinculadas aos empréstimos contratados junto aos bancos BNP Paribas e Scotiabank (*hedges* de valor justo), e Itaú e Santander (*hedges* de fluxo de caixa), com vencimentos em maio e novembro de 2022. Adicionalmente, a Companhia contratou, junto ao BNP Paribas e ao Scotiabank, operações de derivativos – *Non-Deliverable Forward* (NDF) – visando proteger a totalidade dos pagamentos futuros em moeda estrangeira decorrentes dos empréstimos internacionais cujos *swaps* vinculados foram liquidados. Estes novos instrumentos de proteção foram designados como *hedge* de fluxo de caixa, motivo pelo qual os empréstimos passaram a ser mensurados ao custo amortizado.

d) Composição dos empréstimos e financiamentos por indexadores e moeda

	Controladora				Consolidado			
	31.12.2021	**%**	**31.12.2020**	**%**	**31.12.2021**	**%**	**31.12.2020**	**%**
Moeda nacional								
TJLP	-	-	47.272	0,9	1.750.129	12,9	2.390.392	21,3
IPCA	33.431	0,7	60.180	1,1	7.006.366	51,5	3.634.916	32,5
Não indexado (taxa pré-fixada)	1.758	-	3.292	0,1	1.758	-	3.292	-
	35.189	**0,7**	**110.744**	**2,1**	**8.758.253**	**64,4**	**6.028.600**	**53,8**
Moeda estrangeira – com *hedge*								
Dólar – com *swap* para taxa pré-fixada	523.875	10,7	1.350.902	25,6	523.875	3,9	1.350.902	12,1
Dólar – com *swap* para o CDI	2.352.883	48,3	1.681.458	31,8	2.352.883	17,3	1.681.458	15,0
Dólar – com *swap* para o IPCA	-	-	1.094.013	20,7	-	-	1.094.013	9,8
Dólar – com NDF para dólar pré-fixado	1.962.090	40,3	1.046.535	19,8	1.962.090	14,4	1.046.535	9,3
	4.838.848	**99,3**	**5.172.908**	**97,9**	**4.838.848**	**35,6**	**5.172.908**	**46,2**
Empréstimos e financiamentos	**4.874.037**	**100,0**	**5.283.652**	**100,0**	**13.597.101**	**100,0**	**11.201.508**	**100,0**

e) Taxas de juros e variação das moedas estrangeiras

	2021	2020
TJLP	5,3%	4,6%
CDI	9,2%	1,9%
IPCA	10,1%	4,5%
Dólar norte-americano	7,4%	28,9%

f) Vencimentos dos empréstimos e financiamentos apresentados no passivo não circulante

	Controladora	Consolidado
2023	537.684	936.940
2024	947.680	1.411.804
2025	282.411	719.189
2026	569.826	1.040.747
2027	-	505.386
2028 a 2032	-	2.443.400
2033 a 2037	-	2.215.284
2038 a 2042	-	1.229.962
2043 a 2044	-	246.319
Empréstimos e financiamentos	**2.337.601**	**10.749.031**

g) Condições das principais dívidas contratadas

		Condições de pagamento		
Empresas / Bancos	**Juros**	**Vencimento**	**Principal e juros**	**Saldos em 31.12.2021**
Controladora:				
Moeda nacional				
NIB	IPCA + 3,55% a.a.	10.2022	Principal: Mensais. Juros: Trimestrais	33.431
Repasse BNDES (Bancos) [b]	3,68% a.a.	11.2024	Mensais	1.758
Moeda estrangeira (dólar)				
HSBC	7,3706% a.a. com *swap* para 3,3977% a.a.	05.2022	Principal: 05.2022 Juros: Semestrais	523.875
Scotiabank III	3,3600% a.a. com NDF de dólar pré-fixado de R$ 5,8580	05.2022	Principal: 05.2022 Juros: Semestrais	560.342
BNP Paribas II	3,9515% a.a. com NDF de dólar pré-fixado de R$ 5,8551	05.2022	Principal: 05.2022 Juros: Semestrais	280.235
Scotiabank I	3,3710% a.a. com NDF de dólar pré-fixado de R$ 6,1535	11.2022	Principal: 11.2022 Juros: Semestrais	1.121.513
BNP Paribas IV	2,7300% a.a. com *swap* para CDI + 1,33% a.a.	04.2023	Principal: 04.2023 Juros: Semestrais	565.921
BNP Paribas III	2,5400% a.a. com *swap* para CDI + 1,70% a.a.	03.2024	Principal: 03.2024 Juros: Semestrais	718.827
MUFG V	1,8914% a.a. até 10.2021 e 2,0057% a.a. até 10.2025 ambos com *swap* para CDI +1,32% a.a.	10.2025	Principal: 50% em 10.2024 e 50% em 10.2025 Juros: Semestrais	501.207
Scotiabank IV	2,002% a.a. com *swap* para CDI + 1,35% a.a.	07.2026	Principal: 07.2026 Juros: Semestrais	566.928
Controladas:				
Ferrari				
BNDES Ampliação	TJLP + 1,76% a.a. [a]	07.2032	Mensais	49.783
Conjunto Eólico Campo Largo				
BNDES	TJLP + 2,52% a.a. [a]	06.2035	Mensais	422.987
BNDES	TJLP + 1,82% a.a. [a]	06.2035	Mensais	492.630
Pampa Sul				
BNDES	TJLP + 3,09% a.a. [a]	01.2036	Mensais	784.729
Assú V				
BNB	IPCA + 1,7624% a.a.	07.2038	Principal: Mensais a partir de 08.2023 Juros: Trimestrais até 07.2023; Mensais a partir de 08.2023.	89.825
Conjunto Eólico Umburanas - Fase I				
BNDES	IPCA + 3,91% a.a.	12.2038	Mensais	1.274.549
Conjunto Eólico Campo Largo II				
BNDES	IPCA + 4,23% a.a.	12.2039	Mensais, a partir de setembro de 2021	1.381.924
Gralha Azul				
BNDES	IPCA + 3,83% a.a.	03.2044	Mensais, a partir de outubro de 2023	1.569.370
Novo Estado				
BNDES	IPCA + 4,67% a.a.	05.2044	Mensais, a partir de novembro de 2022	1.923.600
BASA	IPCA + 1,4452% a.a.	08.2044	Mensais, a partir de novembro de 2022	733.667

[a] O montante correspondente à parcela da TJLP que exceder 6% a.a. é incorporado ao principal.
[b] Os bancos são estes: Itaú Unibanco, Itaú BBA, Bradesco, Santander e Votorantim.

Mais informações acerca dos instrumentos de proteção vide Nota 17 – Gerenciamento de riscos e instrumentos financeiros.

h) Garantias

As garantias estão descritas a seguir, com exceção dos empréstimos em moeda estrangeira que não as possuem.

h.1) BNDES, Repasse BNDES (Bancos) e BASA

- **Financiamento de empreendimentos termelétricos**: (a) cessão dos direitos emergentes da autorização; (b) cessão dos direitos creditórios decorrentes dos contratos de compra e de venda de energia elétrica; (c) penhor da totalidade das ações; (d) penhor de máquinas e equipamentos relativos ao projeto; (e) hipoteca dos terrenos urbanos de sua propriedade destinada à implantação do projeto; (f) conta reserva em montante equivalente a 3 meses do serviço da dívida; e (g) conta reserva em valor correspondente a 3 meses das despesas contratuais de operação e de manutenção.

- **Financiamento de Projetos de Eólicos**: (a) penhor de bens e equipamentos relativos aos projetos; (b) penhor da totalidade das ações representativas do capital social das controladas; (c) recebíveis e contas reservas; (d) cessão dos direitos emergentes da autorização; e (e) fiança corporativa da ENGIE Brasil Energia ou da ECP.

- **Financiamento de empreendimento de transmissão:** (a) penhor da totalidade das ações representativas do capital social das controladas; (b) recebíveis e contas reservas; (c) cessão dos direitos emergentes da concessão; e (d) fiança corporativa da ENGIE Brasil Energia ou fiança bancária.

h.2) Banco do Nordeste do Brasil (BNB)

- **Financiamento de empreendimento solar fotovoltaico:** (a) fiança bancária; e (b) conta reserva em valor mínimo equivalente a 4,09% do saldo devedor total do financiamento;

h.3) Nordic Investment Bank (NIB)

A Companhia tem contratado uma garantia em dólar, no montante equivalente a R$ 32.478, com vencimento em 2022. Tal obrigação de entrega de garantia iniciou em fevereiro de 2018, momento em que a Fitch Rating rebaixou o *rating* soberano do Brasil, impactando assim o *rating* de longo prazo em moeda estrangeira da Companhia. Esse empréstimo junto ao NIB foi contraído em dezembro de 2012 com a finalidade de executar a construção do Conjunto Eólico Trairí.

i) Compromissos contratuais (*covenants*)

Dívida	*Covenants*	Medição em 31.12.2021
Controladora:		
NIB	(i) Controladora e Consolidado: Dívida total/Ebitda ≤ 4,5 (ii) Controladora e Consolidado: Ebitda/despesas financeiras ≥ 2,0	(i) 1,76 e 2,85 (ii) 2,60 e 2,15
HSBC, Scotiabank, MUFG e BNP Paribas	(i) Consolidado: Ebitda/despesas financeiras ≥ 2,0 (ii) Consolidado: Dívida bruta /Ebitda ≤ 4,5	(i) 2,15 (ii) 2,85
BNDES Ampliação Ferrari (Obrigação da Interveniente)	Dívida líquida/Ebitda ≤ 3,5	2,02
Controladas:		
BNDES, BNB e BASA	(i) Índice de cobertura do serviço da dívida[1] ≥ 1,1 ou ≥ 1,2 ou ≥ 1,3 ou ≥ 1,43 dependendo da controlada	Nenhum *Covenant* gerou inadimplemento nos respectivos contratos.

(1) Índice de cobertura do serviço da dívida: Geração de caixa da atividade / Serviço da dívida.

Os compromissos financeiros estabelecidos nos contratos de empréstimos e financiamentos estão sendo cumpridos pela Companhia e suas controladas, com exceção das subsidiárias do Conjunto Eólico Campo Largo e da Pampa Sul, as quais não atingiram os respectivos limites mínimos do índice de cobertura do serviço da dívida estabelecidos em seus contratos firmados com o BNDES, no exercício findo em 31.12.2021. Entretanto, durante o ano de 2021, o BNDES formalizou que o referido descumprimento não acarretaria na antecipação do vencimento das dívidas.

Os compromissos são apurados anualmente, conforme estabelecido nestes contratos.

NOTA 19 - DEBÊNTURES

Prática contábil: São reconhecidas inicialmente pelo valor justo, líquido dos custos incorridos nas captações e, posteriormente, são mensuradas pelo custo amortizado utilizando-se o método de taxa de juros efetiva, exceto pelas debêntures que a Companhia aplicou as regras de contabilidade de *hedge* de valor justo, as quais são mensuradas posteriormente ao valor justo por meio do resultado.

a) Composição

	Controladora					
	31.12.2021			31.12.2020		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Mensuradas ao custo amortizado						
ENGIE – 5ª emissão	90.077	158.904	248.981	-	224.744	224.744
ENGIE – 6ª emissão	111.479	555.003	666.482	96.385	600.320	696.705
ENGIE – 7ª emissão	-	890.827	890.827	-	801.775	801.775
ENGIE – 9ª emissão	-	1.853.388	1.853.388	-	1.671.276	1.671.276
ENGIE – 10ª emissão	-	395.238	395.238	-	-	-
Encargos	80.444	-	80.444	131.313	-	131.313
Debêntures	**282.000**	**3.853.360**	**4.135.360**	**227.698**	**3.298.115**	**3.525.813**

	Consolidado					
	31.12.2021			31.12.2020		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Mensuradas ao custo amortizado						
ENGIE – 5ª emissão	90.077	158.904	248.981	-	224.744	224.744
ENGIE – 6ª emissão	111.479	555.003	666.482	96.385	600.320	696.705
ENGIE – 7ª emissão	-	890.827	890.827	-	801.775	801.775
ENGIE – 9ª emissão	-	1.853.388	1.853.388	-	1.671.276	1.671.276
ENGIE – 10ª emissão	-	395.238	395.238	-	-	-
Jaguara – 1ª emissão	40.123	673.389	713.512	27.035	644.094	671.129
Miranda – 1ª emissão	17.237	432.097	449.334	6.061	405.629	411.690
Pampa Sul - 1ª emissão	6.644	374.520	381.164	-	-	-
Pampa Sul - 2ª emissão	9.643	574.367	584.010	10.871	507.778	518.649
Encargos	96.828	-	96.828	138.313	-	138.313
	372.031	**5.907.733**	**6.279.764**	**278.665**	**4.855.616**	**5.134.281**
Mensuradas ao valor justo						
Jaguara – 1ª emissão	104.830	53.761	158.591	105.239	159.125	264.364
Miranda – 1ª emissão	64.838	33.258	98.096	65.091	98.430	163.521
Encargos	1.165	-	1.165	381	-	381
	170.833	**87.019**	**257.852**	**170.711**	**257.555**	**428.266**
Debêntures	**542.864**	**5.994.752**	**6.537.616**	**449.376**	**5.113.171**	**5.562.547**
Efeitos do *hedge* (*swap*)						
Posição passiva[1]	47.592	5.786	53.378	14.667	20.915	35.582
Debêntures, líquidas dos efeitos do *hedge*	**590.456**	**6.000.538**	**6.590.994**	**464.043**	**5.134.086**	**5.598.129**

(1) As posições passivas dos *hedges* estão apresentadas como parte das rubricas "Outros passivos circulantes" e "Outros passivos não circulantes".

b) Mutação das debêntures

	Controladora			Consolidado		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Saldos em 31.12.2019	**1.018.177**	**3.267.237**	**4.285.414**	**1.204.469**	**4.739.535**	**5.944.004**
Emissão de debêntures	-	-	-	509.824	499.460	1.009.284
Juros	172.250	32.464	204.714	279.120	32.466	311.586
Variações monetárias	7.469	141.282	148.751	9.508	194.779	204.287
Ajuste a valor justo	-	-	-	6.545	(8.299)	(1.754)
Transferências	142.868	(142.868)	-	344.770	(344.770)	-
Amortização de principal	(964.993)	-	(964.993)	(1.660.748)	-	(1.660.748)
Amortização de juros	(148.073)	-	(148.073)	(244.112)	-	(244.112)
Saldos em 31.12.2020	**227.698**	**3.298.115**	**3.525.813**	**449.376**	**5.113.171**	**5.562.547**
Emissão de debêntures	-	385.175	385.175	19.016	743.446	762.462
Juros	185.882	-	185.882	338.787	-	338.787
Variações monetárias	32.954	346.731	379.685	28.315	557.584	585.899
Ajuste a valor justo	-	-	-	(618)	(643)	(1.261)
Transferências	176.661	(176.661)	-	418.806	(418.806)	-
Amortização de principal	(100.895)	-	(100.895)	(320.254)	-	(320.254)
Amortização de juros	(240.300)	-	(240.300)	(390.564)	-	(390.564)
Saldos em 31.12.2021	**282.000**	**3.853.360**	**4.135.360**	**542.864**	**5.994.752**	**6.537.616**

c) Principais transações realizadas em 2021

c.1) 10ª emissão de debêntures da Companhia

Em 18.10.2021, ocorreu a liquidação da 10ª emissão de debêntures simples pela controladora, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em série única, nos termos da Instrução CVM n° 476/2009, no montante total de R$ 400.000 (R$ 385.175, líquidos dos custos de emissão).

c.2) 1ª emissão de debêntures da controlada Pampa Sul

Na mutação consolidada, o montante adicional de emissão de debêntures divulgado refere-se aos montantes negociados das debêntures da controlada direta Pampa Sul pela controladora ENGIE no mercado secundário, os quais encontravam-se sob o controle da ENGIE. Mais informações vide Nota 6 – Títulos e valores mobiliários.

d) Composição das debêntures por indexadores

	Controladora				Consolidado			
	31.12.2021	%	31.12.2020	%	31.12.2021	%	31.12.2020	%
IPCA	4.135.360	100,0	3.525.813	100,0	6.279.764	96,1	5.134.281	92,3
CDI – com *swap* para o IPCA	-	-	-	-	257.852	3,9	428.266	7,7
Debêntures	**4.135.360**	**100,0**	**3.525.813**	**100,0**	**6.537.616**	**100,0**	**5.562.547**	**100,0**

e) Vencimentos das debêntures apresentadas no passivo não circulante

	Controladora	Consolidado
2023	185.052	449.834
2024	553.416	864.670
2025	1.024.554	1.318.531
2026	800.469	1.112.979
2027	343.089	528.847
2028 a 2032	633.227	1.005.744
2033 a 2037	52.937	453.531
2038 a 2042	79.523	79.523
2043 a 2046	181.093	181.093
Debêntures	**3.853.360**	**5.994.752**

f) Principais condições contratadas

			Condições de Pagamento				
	Quantidade	Remuneração	Encargos	Principal	Vencimento	Garantia	Saldos em 31.12.2021
Controladora:							
5ª Emissão – Série única	165.000	IPCA + 6,3% a.a.	Anualmente em dezembro	3 Parcelas anuais a partir de 12.2022	12.2024	Sem garantia	249.708
6ª Emissão – Série 1	246.600	IPCA + 6,2621% a.a.	Anualmente em julho	3 Parcelas anuais a partir de 07.2021	07.2023	Sem garantia	218.022
6ª Emissão – Série 2	353.400	IPCA + 6,2515% a.a.	Anualmente em julho	3 Parcelas anuais a partir de 07.2024	07.2026	Sem garantia	467.648
7ª Emissão - Série 1	515.353	IPCA + 5,6579% a.a.	Anualmente a partir de 07.2019	2 parcelas anuais a partir de 07.2024	07.2025	Sem garantia	631.598
7ª Emissão - Série 2	231.257	IPCA + 5,9033% a.a.	Anualmente a partir de 07.2019	3 parcelas anuais a partir de 07.2026	07.2028	Sem garantia	282.871
9 ª Emissão – Série 1	576.095	IPCA + 3,7000% a.a.	Anualmente a partir de 07.2021	2 parcelas anuais a partir de 07.2025	07.2026	Sem garantia	679.090
9 ª Emissão – Série 2	539.678	IPCA + 3,9000% a.a.	Anualmente a partir de 07.2021	3 parcelas anuais a partir de 07.2027	07.2029	Sem garantia	636.002
9 ª Emissão – Série 3	378.827	IPCA + 3,6000% a.a.	Semestralmente a partir de 07.2021	2 parcelas anuais a partir de 07.2025	07.2026	Sem garantia	446.353
9 ª Emissão – Série 4	105.400	IPCA + 3,7000% a.a.	Semestralmente a partir de 07.2021	3 parcelas anuais a partir de 07.2027	07.2029	Sem garantia	124.100
10 ª Emissão – Série única	400.000	IPCA + 5,7158% a.a.	Anualmente a partir de 09.2022	Anualmente a partir de 09.2023	09.2046	Sem garantia	399.968
Controladas:							
Jaguara							
1ª Emissão - Série 1	483.000	107% a.a. sobre Δ Taxa DI com *swap* para IPCA + 4,47% a.a.	Semestralmente a partir de 12.2018	9 parcelas semestrais a partir de 06.2019	06.2023	Garantia real	159.311
1ª Emissão - Série 2	634.000	IPCA + 6,4962% a.a.	Semestralmente a partir de 12.2018	15 parcelas semestrais a partir de 06.2020	06.2027	Garantia real	715.682
Miranda							
1ª Emissão - Série 1	299.000	107% a.a. sobre Δ Taxa DI com *swap* para IPCA + 4,47% a.a.	Semestralmente a partir de 12.2018	9 parcelas semestrais a partir de 06.2019	06.2023	Garantia real	98.541
1ª Emissão - Série 2	386.000	IPCA + 6,4962% a.a.	Semestralmente a partir de 12.2018	15 parcelas semestrais a partir de 06.2020	06.2027	Garantia real	450.700
Pampa Sul							
1ª Emissão - Série 1	102.000	IPCA + 6,25% a.a.	Semestralmente a partir de 10.2021	14 parcelas semestrais a partir de 10.2021	04.2028	Garantia real	113.861
1ª Emissão - Série 2	238.000	IPCA + 7,50% a.a.	Semestralmente a partir de 10.2021	17 parcelas semestrais a partir de 10.2028	10.2036	Garantia real	272.897
2ª Emissão - Série 1	150.000	IPCA + 4,50% a.a.	Semestralmente a partir de 10.2021	14 parcelas semestrais a partir de 10.2021	04.2028	Garantia real	157.061
2ª Emissão - Série 2	432.000	IPCA + 5,75% a.a.	Semestralmente a partir de 10.2021	17 parcelas semestrais a partir de 10.2028	10.2036	Garantia real	434.203

h) Compromissos financeiros contratuais (*covenants*)

Dívida	*Covenants*	Medição em 31.12.2021
Controladora:		
5ª, 6ª, 7ª e 9ª Emissões	(i) Consolidado: Ebitda/despesas financeiras ≥ 2,0 (ii) Consolidado: Dívida bruta/Ebitda ≤ 4,5	(i) 2,17 e 2,15[1] (ii) 2,82 e 2,85[1]
Controladas:		
Jaguara – 1ª Emissão	Individual: ICSD[2] ≥ 1,10	1,20
Miranda – 1ª Emissão	Individual: ICSD[2] ≥ 1,10	1,27
Pampa Sul - 1ª e 2ª Emissões	Individual: ICSD ≥ 1,10[3]	1,10

(1) Os agentes fiduciários possuem metodologias de cálculo diferentes, motivo pelo qual há duas medições diferentes para o ICSD.
(2) Índice de Cobertura do Serviço da Dívida.
(3) Maior ou igual a 1,1 para fins de vencimento antecipado e maior ou igual a 1,2 para fins de distribuição de quaisquer recursos aos acionistas, exceto dividendos mínimos estatutários.

Os compromissos financeiros estão sendo integralmente cumpridos pela Companhia e suas controladas.

NOTA 20 - AÇÕES PREFERENCIAIS RESGATÁVEIS

Prática contábil: Correspondem a ações preferenciais resgatáveis classificadas como passivos financeiros de acordo com a natureza e as características dessas ações, que determinam o pagamento de dividendos prioritários e cumulativos e resgate programado ou mandatório das ações a critério de seus titulares. São reconhecidas inicialmente pelo valor justo, líquido dos custos incorridos nas emissões e, posteriormente, são mensuradas pelo custo amortizado utilizando-se o método de taxa de juros efetiva.

a) Mutação das ações preferenciais resgatáveis

	Consolidado - Não circulante
Emissão de ações	476.757
Juros	5.331
Saldo em 31.12.2020	**482.088**
Custo com emissão	(1.331)
Juros	29.403
Saldo em 31.12.2021	**510.160**

b) Vencimentos das ações preferenciais resgatáveis apresentados no passivo não circulante

	Consolidado
2023	42.513
2024	42.513
2025	42.513
2026	42.513
2027	42.513
2028 a 2032	212.567
2033 a 2034	85.028
Ações preferenciais resgatáveis	**510.160**

NOTA 21 - OPERAÇÕES DE ARRENDAMENTO

Prática contábil: A Companhia avalia, na data de início de cada contrato, se esse contrato é ou contém um arrendamento e aplica uma abordagem única de reconhecimento e mensuração, exceto para arrendamentos de curto prazo e de ativos de baixo valor individual.

Direito de uso de arrendamentos

Os direitos de uso de arrendamentos, inicialmente, compreendem o passivo de arrendamento acrescido dos pagamentos antecipados. Esses ativos são depreciados com base na vigência dos contratos de arrendamento e avaliados no que se refere a perda por redução ao valor recuperável (*impairment*). Adicionalmente, são ajustados por qualquer nova remensuração dos passivos de arrendamento.

Arrendamentos a pagar

Os arrendamentos a pagar são inicialmente mensurados ao valor presente dos fluxos de pagamentos futuros, descontado pela taxa incremental de financiamento, uma vez que a taxa de juros implícita no arrendamento não é facilmente determinável. O fluxo de pagamentos futuros compreende pagamentos variáveis que dependam de índice ou taxa.

Posteriormente, o passivo de arrendamento é mensurado pelo custo amortizado utilizando-se o método de taxa de juros efetiva, e remensurado (com correspondente ajuste no direto de uso relacionado) quando há modificação, mudança no prazo do arrendamento, alteração nos pagamentos futuros motivada, por exemplo, por atualizações monetárias, ou alteração na avaliação de uma opção de compra do ativo subjacente.

Os pagamentos variáveis de arrendamento que não dependem de um índice ou taxa são reconhecidos como despesas no período em que ocorrem. Adicionalmente, a Companhia aplica a isenção de reconhecimento de arrendamentos de curto prazo, ou seja, arrendamentos de ativos cujo prazo de arrendamento seja igual ou inferior a 12 meses a partir da data de início, e de ativos de baixo valor individual, os quais são reconhecidos como despesa ao longo do prazo do arrendamento.

a) Direito de uso de arrendamentos

		Controladora					
		31.12.2021			31.12.2020		
	Período de depreciação	Custo	Depreciação acumulado	Valor líquido	Custo	Depreciação acumulado	Valor líquido
Prédios							
Sede - ENGIE Brasil Energia	Até 2025	35.589	(14.819)	20.770	33.250	(9.715)	23.535
Outros	-	60	(33)	27	60	(27)	33
		35.649	**(14.852)**	**20.797**	**33.310**	**(9.742)**	**23.568**

		Consolidado					
		31.12.2021			31.12.2020		
	Período de depreciação	Custo	Depreciação acumulado / *Impairment*	Valor líquido	Custo	Depreciação acumulado	Valor líquido
Prédios							
Sede - ENGIE Brasil Energia	Até 2025	35.589	(14.819)	20.770	33.250	(9.715)	23.535
Sede - EGSD	Até 2025	1.759	(1.759)	-	1.759	(442)	1.317
Terrenos							
Conjuntos Eólicos Campo Largo	Até 2063	64.148	(3.389)	60.759	53.169	(2.332)	50.837
Conjunto Eólico Trairí	Até 2047	27.147	(4.233)	22.914	26.596	(2.821)	23.775
Conjunto Eólico Santo Agostinho	Até 2040	6.669	(476)	6.193	5.144	(278)	4.866
Conjunto Eólico Umburanas	Até 2057	31.705	(2.104)	29.601	38.524	(1.329)	37.195
Conjunto Fotovoltaico Assú	Até 2043	5.191	(621)	4.570	5.393	(400)	4.993
Outros	-	790	(439)	351	778	(294)	484
		172.998	**(27.840)**	**145.158**	**164.613**	**(17.611)**	**147.002**

A mutação do direito de uso de arrendamentos está apresentada a seguir:

	Controladora	Consolidado
Saldos em 31.12.2019	**28.281**	**161.866**
Ingresso	-	2.522
Remensuração	105	(8.002)
Depreciação	(4.818)	(9.384)
Saldos em 31.12.2020	**23.568**	**147.002**
Ingresso	-	34
Remensuração	2.339	8.351
Depreciação	(5.110)	(9.199)
Impairment EGSD	-	(1.030)
Saldos em 31.12.2021	**20.797**	**145.158**

b) Arrendamentos a pagar

	Controladora			Consolidado		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Saldos em 31.12.2019	**6.222**	**11.853**	**18.075**	**19.824**	**114.483**	**134.307**
Ingresso	-	-	-	269	2.253	2.522
Remensuração	(564)	669	105	(1.357)	(6.645)	(8.002)
Juros	2.330	-	2.330	15.507	-	15.507
Transferências	4.105	(4.105)	-	5.263	(5.263)	-
Amortizações	(6.217)	-	(6.217)	(20.362)	-	(20.362)
Saldos em 31.12.2020	**5.876**	**8.417**	**14.293**	**19.144**	**104.828**	**123.972**
Ingresso	-	-	-	9	25	34
Remensuração	808	1.531	2.339	1.217	7.134	8.351
Juros	2.040	-	2.040	13.199	-	13.199
Transferências	4.216	(4.216)	-	5.075	(5.075)	-
Adiantamentos	-	-	-	(486)	(96)	(582)
Amortizações	(6.271)	-	(6.271)	(18.590)	-	(18.590)
Saldos em 31.12.2021	**6.669**	**5.732**	**12.401**	**19.568**	**106.816**	**126.384**

Os arrendamentos a pagar foram mensurados ao valor presente dos fluxos de pagamentos futuros. As taxas de desconto médias utilizadas para cálculo do valor presente foram de 8,2% e 10,2% para o prédio da sede administrativa e para os terrenos onde estão ou serão construídos os parques eólicos e solares fotovoltaicos, respectivamente, e representam a taxa incremental de financiamento.

c) PIS e Cofins a recuperar

Os contratos de aluguel da Sede – ENGIE e de arrendamentos dos terrenos dos Conjuntos Eólicos Campo Largo, Campo Largo II, Umburanas – Fase I e Assú V são passíveis de recuperação de PIS e Cofins no ano de 2021 e, portanto, possuem direito potencial de PIS e Cofins a recuperar embutido na contraprestação de arrendamentos, conforme os períodos previstos para pagamento nos quais é previsto o regime de tributação Real para estas empresas. Para os próximos anos os contratos de aluguel da Sede – ENGIE e de arrendamento do Conjunto Eólico Campo Largo II e Assú V são potenciais de PIS e Cofins a recuperar nos montantes de R$ 1.146 e R$ 1.440, respectivamente.

O reconhecimento do PIS e Cofins a recuperar foi registrado em contrapartida às rubricas de despesa de depreciação do direito de uso de arrendamentos e de despesa de juros do passivo de arrendamento, no resultado do período. O quadro abaixo tem como finalidade a conciliação dos valores reconhecidos nestes itens:

	Controladora				Consolidado			
	31.12.2021		31.12.2020		31.12.2021		31.12.2020	
	Juros	Depreciação	Juros	Depreciação	Juros	Depreciação	Juros	Depreciação
Valores brutos	2.040	5.110	2.330	4.818	13.199	9.199	15.507	9.384
PIS e Cofins creditados	(80)	(707)	(91)	(415)	(307)	(524)	(791)	(594)
Valores capitalizados	-	-	-	-	(601)	(200)	(1.356)	(325)
Valores líquidos no resultado	**1.960**	**4.403**	**2.239**	**4.403**	**12.291**	**8.475**	**13.360**	**8.465**

d) Vencimentos dos arrendamentos a pagar apresentados no passivo não circulante

	Controladora			Consolidado		
	Valores não descontados	Juros embutidos	Saldo passivo arrendamento	Valores não descontados	Juros embutidos	Saldo passivo arrendamento
2023	6.235	(503)	5.732	18.756	(2.885)	15.871
2024	-	-	-	15.166	(4.598)	10.568
2025	-	-	-	14.985	(5.622)	9.363
2026	-	-	-	12.987	(5.145)	7.842
2027	-	-	-	13.125	(6.015)	7.110
2028 a 2032	-	-	-	66.276	(39.847)	26.429
2033 a 2037	-	-	-	61.335	(46.917)	14.418
2038 em diante	-	-	-	728.421	(713.206)	15.215
Arrendamentos a pagar	**6.235**	**(503)**	**5.732**	**931.051**	**(824.235)**	**106.816**

e) Pagamentos de arrendamentos de aluguéis variáveis, ativos de baixo valor individual e de curto prazo

No período de doze meses findo em 31.12.2021, a Companhia reconheceu o montante de R$ 1.988 (R$ 1.416 em 31.12.2020) e R$ 10.736 (R$ 7.496 em 31.12.2020), na controladora e no consolidado, respectivamente, referente a custos e despesas relacionadas ao pagamento de aluguéis variáveis e de curto prazo e ativos de baixo valor individual, conforme isenção aplicada pela Companhia.

f) Análise do impacto da inflação nos contratos de arrendamento

A Companhia, em conformidade com o CPC 06 (R2), na mensuração e na remensuração de seu passivo de arrendamento e do direito de uso de arrendamentos, procedeu ao uso da técnica de fluxo de caixa descontado sem considerar inflação projetada nos fluxos a serem descontados, haja vista vedação imposta pela norma contábil.

Desta maneira, para atender orientações das áreas técnicas da CVM são apresentados os saldos comparativos do passivo de arrendamento, do direito de uso de arrendamentos, da despesa financeira e da despesa de depreciação do período de 2021.

	Controladora	Consolidado
Passivo leasing saldo final		
Conforme apresentado IFRS 16	12.401	126.384
Com efeito da inflação	15.126	146.196
	21,97%	**15,68%**
Direito de uso de arrendamentos, líquido saldo final		
Conforme apresentado IFRS 16	20.797	145.158
Com efeito da inflação	24.025	169.664
	15,52%	**16,88%**
Despesa financeira		
Conforme apresentado IFRS 16	2.040	13.199
Com efeito da inflação	2.245	14.527
	10,05%	**10,06%**
Despesa de depreciação		
Conforme apresentado IFRS 16	5.110	9.199
Com efeito da inflação	5.624	10.793
	10,06%	**17,33%**

NOTA 22 - CONCESSÕES A PAGAR

Prática contábil: Correspondem às obrigações financeiras contratuais de pagamentos pela outorga onerosa da concessão de usinas hidrelétricas. Foram registradas inicialmente pelo valor presente das parcelas a pagar ao longo do prazo da concessão e, subsequentemente, pelo custo amortizado com base na taxa de juros utilizada para o cálculo do valor presente.

Buscando refletir adequadamente no patrimônio a outorga da concessão e a respectiva obrigação, os valores correspondentes às concessões foram registrados no ativo imobilizado em contrapartida do passivo.

a) Composição

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2021	**31.12.2020**	**31.12.2021**	**31.12.2020**
Usina Hidrelétrica Cana Brava	2.513.052	1.947.523	2.513.052	1.947.523
Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra	1.637.292	1.441.006	1.637.292	1.441.006
Usina Hidrelétrica São Salvador	607.749	567.236	607.749	567.236
Usina Hidrelétrica Estreito	-	-	60.698	56.553
	4.758.093	**3.955.765**	**4.818.791**	**4.012.318**
Classificação no balanço patrimonial				
Passivo circulante	267.117	222.474	274.071	228.865
Passivo não circulante	4.490.976	3.733.291	4.544.720	3.783.453
	4.758.093	**3.955.765**	**4.818.791**	**4.012.318**

A Companhia possui contratos de concessão onerosa com a União Federal de Utilização do Bem Público (UBP) para a geração de energia nas usinas hidrelétricas mencionadas no quadro acima. As características dos negócios e dos contratos indicam a condição e a intenção das partes de executá-los integralmente.

Considerando que os valores contratuais estão a preços futuros, a Companhia procedeu ao seu ajuste a valor presente com base em taxas de desconto de referência na data da assunção da obrigação, quais sejam: Cana Brava, São Salvador e Estreito – 10% a.a. e Ponte de Pedra – 8,3% a.a.

b) Valores originais contratados

Os valores originais, atualizados pela variação anual do Índice Geral de Preços – Mercado (IGP-M) (Ponte de Pedra) e do IPCA (Cana Brava, Estreito e São Salvador) são pagos em parcelas mensais equivalentes a 1/12 (um doze avos) dos respectivos valores anuais, como segue:

	Valor original		Valor atualizado	
Usinas e anos de pagamento	**Pagamento Anual**	**Pagamento Total**	**Pagamento Anual**	**Pagamento Total**
Usina Hidrelétrica Cana Brava				
Até 31.07.2023	680	1.190	4.932	8.769
De 01.08.2023 a 30.09.2033	61.280	612.800	461.002	4.610.022
		613.990		**4.618.791**
Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra				
Até 30.11.2034	31.109	**401.829**	201.048	**2.630.584**
Usina Hidrelétrica São Salvador				
Até 31.05.2037	20.000	**308.333**	73.479	**1.166.660**
Usina Hidrelétrica Estreito				
Até 31.01.2038	1.960	**31.527**	7.294	**118.761**

A Usina Hidrelétrica de Cana Brava passou a ter o valor do Uso do Bem Público (UBP) atualizado pelo IPCA, em substituição ao IGP-M, a partir de outubro de 2021 devido a assinatura do termo aditivo do contrato de concessão em 29.10.2021.

c) Mutação das concessões a pagar

	Controladora			Consolidado		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Saldos em 31.12.2019	**139.008**	**3.042.295**	**3.181.303**	**145.136**	**3.091.354**	**3.236.490**
Juros	-	309.146	309.146	-	314.462	314.462
Variações monetárias	-	612.558	612.558	-	615.245	615.245
Transferências	230.708	(230.708)	-	237.608	(237.608)	-
Amortizações	(147.242)	-	(147.242)	(153.879)	-	(153.879)
Saldos em 31.12.2020	**222.474**	**3.733.291**	**3.955.765**	**228.865**	**3.783.453**	**4.012.318**
Juros	-	366.581	366.581	-	372.192	372.192
Variações monetárias	-	672.194	672.194	-	677.713	677.713
Transferências	281.090	(281.090)	-	288.638	(288.638)	-
Amortizações	(236.447)	-	(236.447)	(243.432)	-	(243.432)
Saldos em 31.12.2021	**267.117**	**4.490.976**	**4.758.093**	**274.071**	**4.544.720**	**4.818.791**

d) Vencimentos das concessões a pagar apresentadas no passivo não circulante

	Controladora	Consolidado
2023	345.299	351.709
2024	588.078	593.905
2025	537.011	542.307
2026	490.413	495.228
2027	447.881	452.258
2028 a 2032	1.719.992	1.736.580
2033 a 2037	362.302	372.599
2038	-	134
Concessões a pagar	**4.490.976**	**4.544.720**

Os pagamentos das concessões a pagar indexadas ao IGP-M e ao IPCA estão cobertos por contratos de venda com os mesmos indexadores, em montantes superiores ao saldo das concessões a pagar. Dessa forma, a forte oscilação inflacionária no ano será recuperada com as receitas.

NOTA 23 - IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL A PAGAR

Prática contábil: São calculados individualmente por entidade de acordo com as bases tributárias e as alíquotas vigentes na data da apresentação das demonstrações contábeis e são apresentados de forma líquida no balanço patrimonial, quando os tributos correspondem às mesmas entidades tributárias e serão quitados pelo valor líquido.

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Imposto de renda	9.162	25.847	45.509	132.757
Contribuição social	4.264	19.771	36.934	65.784
	13.426	**45.618**	**82.443**	**198.541**

Em 31.12.2021, a Companhia apresenta o montante de R$ 163.182 e R$ 248.324 (R$ 86.218 e R$ 140.785 em 31.12.2020), na controladora e no consolidado, respectivamente, relativos a imposto de renda e contribuição social a recuperar, cuja expectativa é de que a recuperação ocorra em 2022. Mais informações sobre os montantes do não circulante de imposto de renda e contribuição social a recuperar vide Nota 12 – Outros ativos.

NOTA 24 - OUTRAS OBRIGAÇÕES FISCAIS E REGULATÓRIAS

Prática contábil: São registradas pelos valores conhecidos, acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes juros e variações monetárias incorridos.

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
ICMS[1]	56	1.463	35.731	35.205
PIS[2] e Cofins[3]	17.219	23.113	30.957	41.331
Royalties[4]	11.808	12.709	17.081	18.795
ISSQN[5]	466	421	11.382	8.139
INSS[6]	1.731	1.124	7.644	6.623
Taxa de fiscalização	1.207	1.118	2.066	2.316
Outros	2.674	2.360	3.095	3.684
	35.161	**42.308**	**107.956**	**116.093**
(-) Tributos federais e estaduais a compensar	(1.037)	(1.761)	(1.401)	(2.192)
	34.124	**40.547**	**106.555**	**113.901**

(1) Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços.
(2) Programa de Integração Nacional.
(3) Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social.
(4) Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (*Royalties*).
(5) Imposto Sobre Serviços de Qualquer Natureza.
(6) Instituto Nacional do Seguro Social.

NOTA 25 - OBRIGAÇÕES TRABALHISTAS

Prática contábil: Correspondem aos benefícios de curto prazo aos empregados, como, por exemplo: (i) ordenados, salários e contribuições para a seguridade social; (ii) licença anual remunerada e licença médica remunerada; (iii) participação nos lucros e bônus; e (iv) benefícios não monetários. São registrados quando os serviços são prestados à Companhia e correspondem ao montante não descontado dos benefícios de curto prazo dos empregados, que se espera que sejam pagos em troca destes serviços.

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Provisão para participação nos resultados e bônus	88.457	66.422	97.794	88.284
Provisão para férias	31.622	27.848	35.990	32.244
Provisão para gastos com demissão voluntária	28.852	-	29.244	-
Folha de pagamento	6.665	6.710	8.204	9.569
	155.596	**100.980**	**171.232**	**130.097**

Em complemento ao pagamento de salário fixo, a Companhia mantém um sistema de remuneração variável, de periodicidade anual, que consiste em dois programas: (i) Programa de Participação nos Lucros ou Resultados – aplicável a todos os empregados da Companhia e atrelado aos resultados auferidos; e (ii) Programa de Bônus Gerencial – aplicável a todos os empregados enquadrados na carreira gerencial e vinculado aos resultados das suas áreas e ao seu desempenho individual.

Em 2021, a Companhia disponibilizou aos seus colaboradores a possibilidade de aderência ao Plano de Demissão Voluntária (PDV), limitado à 99 vagas. O PDV teve adesão aberta para todos os empregados, exceto aqueles com contrato por prazo determinado, sendo o público-alvo e prioritário os empregados aposentados ou aposentáveis nos próximos anos, com possibilidade de saída até 15.12.2024. A data de desligamento foi consensada e definida entre o empregado e sua gerência, de acordo com a necessidade das atividades. O empregado que aderiu ao PDV fará jus a um benefício financeiro pago a título de indenização.

NOTA 26 - PROVISÕES

Prática contábil: São reconhecidas quando existe uma obrigação presente, legal ou não formalizada, resultante de evento passado, na qual seja provável uma saída de recursos para a sua liquidação e que essa obrigação possa ser razoavelmente estimada. A atualização da provisão ao longo do tempo é reconhecida como despesa financeira.

As provisões são reconhecidas pela Companhia por valores julgados suficientes para a liquidação dos respectivos passivos quando, na avaliação dos consultores jurídicos e da Administração, se revestem de riscos prováveis de desembolso futuro.

a) Composição

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Cíveis				
Desapropriações e servidões administrativas	46.841	46.962	59.409	52.900
Ambientais	14.894	13.608	14.894	13.608
Benefícios de aposentadoria	2.928	2.550	2.928	2.550
Ações diversas	11.105	11.596	31.645	32.177
	75.768	**74.716**	**108.876**	**101.235**
Fiscais	**4.379**	**5.103**	**4.478**	**5.667**
Trabalhistas	**20.748**	**12.985**	**21.744**	**14.026**
Desmobilização de ativos de geração	**-**	**-**	**257.729**	**200.076**
	100.895	**92.804**	**392.827**	**321.004**
Classificação no balanço patrimonial				
Passivo circulante	10.248	3.293	22.060	15.159
Passivo não circulante	90.647	89.511	370.767	305.845
	100.895	**92.804**	**392.827**	**321.004**

a.1) Desapropriações e servidões administrativas

A Companhia possui algumas ações judiciais impetradas em face de pessoas físicas e jurídicas que versam sobre os processos de desapropriações de áreas necessárias à formação dos reservatórios de determinadas usinas e de instituição de servidões administrativas das propriedades onde são construídas as linhas de conexão e transmissão dos empreendimentos.

a.2) Desmobilização de ativos de geração

Compreendem o valor presente dos custos estimados relativos à desmobilização dos ativos de geração. Mais informações vide Nota 14 – Imobilizado.

b) Mutação das provisões

	Controladora			
	Cíveis	Fiscais	Trabalhistas	Total
Saldos em 31.12.2020	**74.455**	**6.767**	**14.979**	**96.201**
Adições	1.700	646	2.937	5.283
Atualizações	6.738	107	1.166	8.011
Pagamentos	(2.903)	(2.323)	(1)	(5.227)
Reversões por revisão	(5.274)	(94)	(6.096)	(11.464)
Saldos em 31.12.2021	**74.716**	**5.103**	**12.985**	**92.804**
Adições	-	668	10.581	11.249
Atualizações	9.968	113	1.180	11.261
Pagamentos	(5.552)	(5)	(144)	(5.701)
Reversões por revisão	(3.364)	(1.500)	(3.854)	(8.718)
Saldos em 31.12.2021	**75.768**	**4.379**	**20.748**	**100.895**

	Consolidado				
	Cíveis	Fiscais	Trabalhistas	Desmobilização	Total
Saldos em 31.12.2021	**87.090**	**7.100**	**15.376**	**187.314**	**296.880**
Adições	16.597	951	3.573	2.981	24.102
Atualizações	8.316	108	1.175	9.781	19.380
Pagamentos	(3.614)	(2.323)	(2)	-	(5.939)
Reversões por revisão	(7.154)	(169)	(6.096)	-	(13.419)
Saldos em 31.12.2021	**101.235**	**5.667**	**14.026**	**200.076**	**321.004**
Adições	8.760	676	10.773	33.780	53.989
Atualizações	10.984	115	1.199	23.873	36.171
Pagamentos	(5.876)	(98)	(166)	-	(6.140)
Reversões por revisão	(6.227)	(1.882)	(3.854)	-	(11.963)
Baixa por alienação de subsidiária	-	-	(234)	-	(234)
Saldos em 31.12.2021	**108.876**	**4.478**	**21.744**	**257.729**	**392.827**

c) Riscos possíveis e remotos

A Companhia é parte em processos judiciais que, na avaliação de seus consultores jurídicos e de sua Administração, não apresentam risco provável de desembolso futuro e, por esse motivo, os valores relativos a esses processos não são provisionados.

c.1) Riscos possíveis

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Fiscais e previdenciários	**674.819**	**674.021**	**675.423**	**674.761**
PIS/Cofins sobre reembolso de combustível	529.335	514.732	529.335	514.732
Denúncia espontânea	43.686	46.361	43.686	46.361
Compensação de base negativa na sucessão	29.216	28.925	29.216	28.925
Recuperação do PIS e da Cofins	32.673	27.339	32.673	27.339
Utilização do Prej. Fiscal do IR e da Base Negativa da CS	18.777	18.473	18.777	18.473
Outros	21.132	38.191	21.736	38.931
Cíveis	**14.294**	**22.927**	**55.974**	**41.098**
Trabalhistas	**12.372**	**15.195**	**13.069**	**16.756**
	701.485	**712.143**	**744.466**	**732.615**

c.1.1) Riscos fiscais

Os principais riscos de natureza fiscal avaliados pela Companhia e seus assessores jurídicos como sendo de risco possível são estes:

- PIS/Cofins sobre reembolso de combustível

Em 14.12.2018, foi expedido Auto de Infração contra a Companhia relativo a não incidência de PIS e Cofins sobre os montantes repassados pela Eletrobras como reembolso dos combustíveis utilizados na geração de energia das termelétricas da Companhia, no período compreendido entre janeiro de 2014 e dezembro de 2016, com o argumento principal de que esses recursos recebidos da Eletrobras têm natureza de receita de subvenção para custeio. Os referidos reembolsos têm como base o incentivo do Governo na compra de combustíveis fósseis utilizados em usinas termelétricas.

Conforme a Lei Federal n° 10.438/02, o Governo criou o fundo público denominado Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), com o objetivo de promover a competitividade das usinas que utilizam o carvão mineral, limitando, desta forma, o escopo do fundo público CCC (Conta Consumo de Combustíveis), anteriormente existente, aos sistemas isolados.

O fundo público CDE, ao qual se refere o auto de infração, é formado do seguinte modo: (i) a distribuidora de energia, em suas faturas, cobra do consumidor final os montantes da conta de consumo de energia elétrica, sobre os quais o PIS e Cofins são devidos, e repassa estes valores ao órgão responsável pela gestão da CDE; (ii) as geradoras que utilizam dos combustíveis fósseis adquirem estes combustíveis e armazenam os estoques físicos em nome do órgão responsável pela gestão, o qual mantém a posse legal destes ativos; e (iii) o órgão responsável pela gestão reembolsa as geradoras os montantes relacionados ao combustível consumido.

Com base no mecanismo da CDE, a Companhia, em 15.01.2019, por meio de seus assessores externos, apresentou Recurso Voluntário ao auto de infração, no qual defende que: (i) a Companhia não possui a posse legal dos combustíveis; (ii) o reembolso não tem característica de subvenção para custeio, uma vez que é financiado pelos consumidores finais de energia e não pelo Governo; e (iii) o valor reembolsado não aumenta a receita da Companhia, existindo jurisprudência nos tribunais superiores que afirmam somente estarem sujeitos ao recolhimento do PIS e Cofins os recebimentos que efetivamente representem um aumento de riqueza. Desta forma, a Companhia entende que os reembolsos objeto do auto de infração não estão sujeitos ao PIS e Cofins.

Em 24.01.2020, a Companhia tomou ciência da decisão desfavorável ao Recurso apresentado ao Conselho Administrativo de Recursos Fiscais (CARF). Porém, no entendimento da Companhia, os procedimentos adotados estão de acordo com a norma contábil e a legislação fiscal, sendo assim, foram apresentados Embargos de Declaração contra o Acórdão no âmbito do CARF.

Por fim, a posição da Companhia e de seus advogados é no sentido de que a evolução do caso no CARF, ainda que o desfecho se concretize desfavoravelmente na esfera administrativa, não altera a avaliação de êxito favorável, ou seja, a Companhia entende que possui sólidos argumentos para extinguir esta cobrança indevida de PIS e Cofins nas esferas superiores.

Este processo permanece com a Companhia após a alienação da subsidiária Diamante, visto que no período sob análise o Complexo Termelétrico Jorge Lacerda ainda fazia parte do parque gerador da controladora.

- Denúncia espontânea

O instituto de "denúncia espontânea" permite o recolhimento de tributos em atraso sem a aplicação de multa de mora, desde que efetuado antes de qualquer procedimento administrativo ou medida de fiscalização. Uma vez que a Receita Federal do Brasil (RFB) aceita recolhimentos fora do prazo sem a correspondente multa de mora, a Companhia apresenta impugnações administrativas e, quando necessário, medidas judiciais.

- Compensação de base negativa na sucessão

A Companhia utilizou base negativa de CSLL proveniente de incorporação de empresa, ocorrida em 29.04.1998, em data anterior à modificação introduzida na legislação tributária no ano de 2001, que vedou a utilização de bases negativas decorrentes de incorporação, fusão ou cisão de empresas.

Como a incorporação se deu muito antes da vedação imposta pela referida Medida Provisória (MP), quando ainda era possível aproveitar a base negativa de CSLL da sucedida, a Companhia entende que a nova regra não alcança a incorporação levada a efeito. Os valores foram integrados ao seu patrimônio, na qualidade de sucessora, o que lhe garante o direito de utilizá-los.

Em junho de 2008, a Companhia obteve decisão favorável da Delegacia de Julgamento de Florianópolis, relativamente à parte do auto de infração que faz referência à utilização de base negativa da CSLL no ano-calendário de 2003, originada de operação de incorporação.

O processo encontra-se em tramitação no CARF, por parte da RFB, e com recurso voluntário da Companhia versando exclusivamente acerca da questão da não incidência da multa de mora.

- Recuperação do PIS e da Cofins

Em 1998 foi publicada a Lei n° 9.718, ampliando a base de cálculo do PIS e da Cofins que, até então, incidiam apenas sobre o faturamento das empresas. A Companhia questionou judicialmente a constitucionalidade da referida Lei, logrando êxito na demanda, em 01.09.2006, o que lhe permitiu compensar as contribuições calculadas sobre as receitas diversas das decorrentes de faturamento, relativamente ao período de apuração de fevereiro de 1999 a novembro de 2002, para o PIS, e de fevereiro de 1999 a janeiro de 2004, para a Cofins.

O principal valor computado na base de cálculo do PIS e da Cofins, referia-se à rubrica contábil denominada "Receita de Subvenção CCC", na qual era contabilizado o reembolso dos combustíveis fósseis para geração de energia termelétrica adquiridos com recursos da CCC. Em 2006, a Aneel procedeu à alteração do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE) para refletir a contrapartida em conta retificadora dos custos de operação e não mais como receita.

Em razão do reconhecimento, pela Aneel, de que o procedimento contábil até então adotado estava inadequado, a Companhia compensou, também, os valores recolhidos a maior relativamente ao período de 2004 a 2005.

No que se refere ao período compreendido entre fevereiro de 2004 e dezembro de 2005, a RFB expediu 44 autos de infração, que correspondem a uma parte do valor compensado, sob a alegação de que o consumo de combustível fóssil de responsabilidade da CCC tem natureza de receita. A Companhia apresentou manifestação de inconformidade em relação a todos os processos, as quais foram julgadas pelas respectivas delegacias de julgamento em desfavor da Companhia, que, por sua vez interpôs recurso voluntário contra essas decisões.

Dos 44 processos que foram remetidos ao CARF, apenas um processo foi julgado favorável à Companhia. Dos 43 processos restantes que se encontravam no CARF, bem como, na Câmara Superior de Recursos Fiscais (CSRF), 11 foram julgados com decisão desfavorável à Companhia. Após essa decisão, a Administração da ENGIE Brasil Energia ingressou com pedido de análise de Recurso Especial na CSRF, os quais também foram negados. Diante do fato, estes processos foram classificados como sendo de risco possível.

Em decorrência do não seguimento dos Recursos Especiais, em última e definitiva instância administrativa, a Companhia ingressou, em 18.11.2015, com ação declaratória de inexistência de relação jurídico tributária contra a Fazenda Nacional, com referência aos 11 créditos tributários constituídos pela RFB, em virtude da não homologação de compensação de valores pagos a maior a título do PIS e da Cofins.

Em 2020, o CARF reconheceu a nulidade dos despachos decisórios não homologados das decisões de parte dos processos de compensações lançadas pela Receita contra a Companhia. A Fazenda Nacional, porém, opôs Embargos de Declaração contra as decisões do Conselho, que se encontra aguardando análise pelo Colegiado.

- Utilização do Prejuízo Fiscal do Imposto de Renda e da Base Negativa da Contribuição Social, acima do limite de 30% na base de cálculo, na Incorporação da Companhia Energética São Salvador (CESS)

Em 27.10.2017, a Companhia foi autuada em processo relativo à utilização, acima do limite de 30%, do prejuízo fiscal do imposto de renda e da base negativa da contribuição social, acumulados do ano calendário de 2013, no processo de incorporação da CESS.

O Fisco Federal lavrou os autos de infração, por considerar que a ENGIE Brasil Energia é responsável por sucessão, conforme previsto no art. 207, III e 209 do Regulamento do Imposto de Renda (RIR).

A Companhia tem como entendimento que, no caso de encerramento de atividade, o limite no aproveitamento do prejuízo fiscal e da base negativa deixa de existir. Além disso, no caso da utilização de 30%, conforme impõe o fisco, a tributação seria mais onerosa e atingiria o patrimônio da empresa e não mais o acréscimo patrimonial.

Em 27.11.2017, a Companhia impetrou com impugnação demonstrando a nulidade dos autos de infração, pois houve graves equívocos na apuração do IRPJ e da CSLL, por parte do Fisco, o que tornariam nulos os lançamentos tributários.

Contudo, a Delegacia da Receita Federal de Julgamento (DRJ) em Florianópolis analisou a impugnação apresentada e manteve a autuação (decisão recebida em 18.04.2018). Após o recebimento da decisão da DRJ, houve a interposição de Recurso Voluntário ao CARF, em 10.05.2018. O recurso encontra-se pendente de julgamento.

c.1.2) Riscos cíveis

O principal risco de natureza cível avaliado pela Companhia e seus assessores jurídicos como sendo de risco possível é este:

- Indenização

Os objetos das ações indenizatórias estão divididos da seguinte forma: (i) dano material e moral por morte em decorrência de eletrocussão ocasionada por fiação de energia elétrica clandestina disposta de margem a margem do rio de uma usina; (ii) danos materiais e lucros cessantes causados por cheias, supostamente agravadas pela operação de usinas; e (iii) pedidos de complementações decorrentes de desapropriações.

c.2) Riscos remotos

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2021	**31.12.2020**	**31.12.2021**	**31.12.2020**
Fiscais e previdenciários	330.964	367.666	384.051	478.700
Cíveis	134.515	95.003	134.913	95.153
Trabalhistas	65.797	144.950	90.271	153.536
	531.276	**607.619**	**609.235**	**727.389**

NOTA 27 - OBRIGAÇÕES COM BENEFÍCIOS DE APOSENTADORIA

Prática contábil: Os compromissos atuariais com os planos de benefícios definidos de aposentadoria são reconhecidos pelo valor presente das obrigações estimadas, líquido do montante dos ativos garantidores do plano.

O valor presente dos compromissos é apurado com base em avaliação atuarial elaborada anualmente por atuários independentes, com base no Método do Crédito Unitário Projetado. Esse método considera cada período de serviço como fato gerador de uma unidade adicional de benefício, que são acumuladas para o cômputo da obrigação final. O ativo líquido é composto, substancialmente, pelos investimentos que compõem a carteira do plano de benefícios, que são avaliados pelo seu valor justo.

As mudanças na obrigação de benefício definido líquido são reconhecidas quando incorridas da seguinte maneira: (i) custo do serviço e juros líquidos, no resultado do exercício; e (ii) remensurações anuais das obrigações com benefícios de aposentadoria, líquidos dos ativos dos planos, no patrimônio líquido na rubrica "Outros resultados abrangentes".

A Companhia também mantém planos de contribuição definida, cujas contribuições são reconhecidas no resultado quando incorridas.

A Companhia e suas controladas oferecem planos de benefícios de previdência complementar aos seus empregados por meio da PREVIG – Sociedade de Previdência Complementar. A fundação é uma entidade fechada de previdência complementar sem fins lucrativos, patrocinada pela Companhia, na condição de sua Instituidora, e por outras empresas do grupo ENGIE estabelecidas no Brasil e por Diamante. Os planos de benefícios administrados pela PREVIG são de Contribuição Definida (CD) e de Benefício Definido (BD), este último fechado para novas adesões.

Em 2019 ocorreu a transferência de empregados da controladora para Pampa Sul e Diamante, entretanto os valores das obrigações com benefícios de aposentadoria destas não são significativos, motivo pelo qual nesta nota estão sendo apresentados apenas os saldos e mutações consolidados. Adicionalmente, em 18.10.2021, após o cumprimento das condições precedentes previstas no QPA, foi concluída a operação de venda da totalidade da participação societária que a Companhia possuía na Diamante, na qual foram transferidos, inclusive, colaboradores e obrigações vinculadas a estes.

A Companhia patrocina ainda o Plano BD da ELOS, também fechado para novas adesões. Esse Plano tem como participantes, principalmente, os aposentados que entraram em gozo de benefícios até 23.12.1997, data da cisão da Eletrosul, e criação da Gerasul, atualmente ENGIE Brasil Energia, bem como os participantes que optaram pelo benefício proporcional diferido até aquela data, e não migraram para a PREVIG. As principais características dos planos administrados pela Companhia são estas:

a) Plano de Benefício Definido (BD)

O Plano BD tem o regime financeiro de capitalização para os benefícios de aposentadoria, pensão e auxílios. O custeio do Plano é coberto por contribuições dos participantes e da patrocinadora. A contribuição da Companhia corresponde a duas vezes a contribuição dos participantes. Os benefícios previstos no Plano são estes: (i) complementação de aposentadoria por tempo de serviço, por invalidez e por idade; (ii) complementação de aposentadoria especial e de ex-combatente; (iii) complementação de pensão; (iv) complementação de auxílio reclusão; (v) abono anual; e (vi) auxílio funeral.

b) Plano de Benefício Suplementar Proporcional Saldado (BSPS)

A Companhia e suas controladas mantém ainda um Plano CD na PREVIG, denominado "Prevflex", que foi instituído em 2005. Aos empregados da ENGIE Brasil Energia na data de sua instituição foi permitido escolher entre permanecer no Plano BD ou ser transferido para o Prevflex (CD).

Entretanto, para os participantes que atendessem algumas pré-condições estabelecidas quando da criação do Prevflex, houve a opção de manter as reservas existentes naquela data no Plano BD e, daí em diante, efetuar as contribuições diretamente no Plano CD. Esse Plano foi denominado "BSPS" e está fechado para novas adesões. Porém, caso optassem por transferir suas reservas diretamente para o Plano CD, teriam direito a uma contribuição especial, o que foi aceito por 94% dos participantes.

c) Número de participantes

	Consolidado					
	ELOS BD		PREVIG BD		PREVIG BSPS	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Ativos	1	1	5	7	5	11
Aposentados	1.331	1.387	352	362	71	73
Pensionistas	677	648	74	65	10	7
	2.009	**2.036**	**431**	**434**	**86**	**91**

d) Composição das obrigações com benefícios de aposentadoria

	Consolidado					
	31.12.2021			31.12.2020		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Obrigações contratadas	24.762	177.775	202.537	23.232	165.481	188.713
Contribuição e custo do serviço corrente	72	-	72	21	-	21
Déficit não contratado	17.230	244.172	261.402	19.814	242.365	262.179
Passivo atuarial registrado	**42.064**	**421.947**	**464.011**	**43.067**	**407.846**	**450.913**

As obrigações com benefícios de aposentadorias reconhecidas no balanço patrimonial estão parcialmente cobertas por obrigações contratadas e/ou reconhecidas por meio de instrumento de confissão de dívida e de termo de acordo firmados pela Companhia com as respectivas Fundações.

Em 13.04.2021, a Companhia assinou contrato de parcelamento com a fundação ELOS para equacionamento da parcela de sua responsabilidade do déficit relativo ao exercício de 2019. O valor contratado foi de R$ 13.761, o qual será pago em 154 parcelas mensais, atualizadas pelo Índice Nacional de Preço ao Consumidor (INPC) e juros de 6,04% a.a.

A expectativa de liquidação dos valores contratados apresentados no passivo não circulante é esta:

	Consolidado		
	ELOS	PREVIG	Total
2023	22.861	1.827	24.688
2024	19.200	284	19.484
2025	20.336	-	20.336
2026	21.539	-	21.539
2027	22.813	-	22.813
2028 a 2032	66.865	-	66.865
2033 a 2034	2.050	-	2.050
	175.664	**2.111**	**177.775**

e) Demonstrativo das obrigações com benefícios de aposentadoria, líquidas

	Planos				
	ELOS BD	PREVIG BD	PREVIG BSPS	GC[1]	Total
31.12.2020					
Valor presente das obrigações	1.512.131	398.652	75.886	3.668	1.990.337
Valor justo dos ativos	(1.087.371)	(376.616)	(89.337)	-	(1.553.324)
Avaliação Atuarial	**424.760**	**22.036**	**(13.451)**	**3.668**	**437.013**
Excedente de obrigações contratadas	-	-	13.900	-	13.900
Passivo registrado em 31.12.2020	**424.760**	**22.036**	**449**	**3.668**	**450.913**
31.12.2021					
Valor presente das obrigações	1.334.875	376.014	69.794	2.936	1.783.619
Valor justo dos ativos	(900.516)	(349.428)	(82.445)	-	(1.332.389)
Avaliação Atuarial	**434.359**	**26.586**	**(12.651)**	**2.936**	**451.230**
Excedente de obrigações contratadas	-	-	12.781	-	12.781
Passivo registrado em 31.12.2021	**434.359**	**26.586**	**130**	**2.936**	**464.011**

(1) Gratificação de confidencialidade.

f) Composição dos ativos dos planos por natureza de investimentos, em 31.12.2021

	Planos		
	ELOS BD	PREVIG BD	PREVIG BSPS
Renda fixa	79,7%	98,6%	99,6%
Empréstimos	2,3%	1,4%	-
Imóveis	2,8%	-	-
Outros	15,2%	-	0,4%
	100,0%	**100,0%**	**100,0%**
Variações do valor de mercado dos ativos	11,5%	16,2%	14,0%

Os ativos de renda fixa são compostos, predominantemente, por Títulos Públicos Federais, substancialmente, as Notas do Tesouro Nacional (NTN).

g) Mutação das obrigações com benefícios de aposentadoria

	Planos				
	ELOS BD	PREVIG BD	PREVIG BSPS	GC	Total
Passivo registrado em 31.12.2019	**376.264**	**26.815**	**744**	**3.339**	**407.162**
Contribuição e custo do serviço corrente	74	(2.119)	2.190	208	353
Pagamentos de obrigações contratadas	(25.743)	(1.669)	(2.538)	-	(29.950)
Juros líquidos sobre passivo/ativo atuarial líquido	24.917	1.725	39	190	26.871
Perdas (Ganhos) na remensuração do passivo líquido:					
Ajuste pela experiência demográfica	26.342	(1.239)	(948)	(237)	23.918
Alteração da premissa de crescimento salarial	-	-	-	415	415
Mudanças nas premissas financeiras	(64.077)	(40.383)	(8.186)	(247)	(112.893)
Retorno sobre os ativos inferior à taxa de desconto	95.610	38.906	7.851	-	142.367
Mudanças nos limites de superávit e déficit	-	-	1.297	-	1.297
Risk *Sharing* - Plano de equacionamento de déficit	(8.627)	-	-	-	(8.627)
	49.248	**(2.716)**	**14**	**(69)**	**46.477**
Passivo registrado em 31.12.2020	**424.760**	**22.036**	**449**	**3.668**	**450.913**
Contribuição e custo do serviço corrente	180	(2.346)	2.379	(1.116)	(903)
Pagamentos de obrigações contratadas	(30.276)	(1.811)	(2.756)	-	(34.843)
Juros líquidos sobre passivo/ativo atuarial líquido	27.255	1.512	21	224	29.012
Perdas (Ganhos) na remensuração do passivo líquido:					
Ajuste pela experiência demográfica	21.152	24.624	3.943	1.104	50.823
Mudanças nas premissas financeiras	(156.225)	(42.196)	(7.831)	(412)	(206.664)
Retorno sobre os ativos inferior à taxa de desconto	166.265	25.017	5.558	-	196.840
Mudanças nos limites de superávit e déficit	-	-	(1.633)	-	(1.633)
Risk Sharing - Plano de equacionamento de déficit	(18.752)	-	-	-	(18.752)
	12.440	**7.445**	**37**	**692**	**20.614**
(-) Baixa por alienação de subsidiária	-	(250)	-	(532)	(782)
Passivo registrado em 31.12.2021	**434.359**	**26.586**	**130**	**2.936**	**464.011**

h) Despesas líquidas a serem reconhecidas no resultado ao longo do ano de 2022

	Planos				
	ELOS BD	PREVIG BD	PREVIG BSPS	GC	Total
Juros sobre os passivos, líquidos dos ativos	42.950	2.520	(7)	270	45.733
Custo do serviço corrente	-	-	-	195	195
Despesas líquidas	**42.950**	**2.520**	**(7)**	**465**	**45.928**

i) Premissas atuariais adotadas

Premissas	31.12.2021	31.12.2020
Taxa de desconto e de retorno implícito (a.a.)		
Plano ELOS BD	10,3%	7,4%
Plano PREVIG BD	10,3%	7,6%
Plano PREVIG BSPS	10,3%	7,7%
GC	10,3%	7,2%
Duration, em anos		
Plano ELOS BD	8,87	9,54
Plano PREVIG BD	10,16	11,06
Plano PREVIG BSPS	10,89	12,02
GC	7,00	8,37
Inflação	4,8%	3,4%
Crescimento salarial futuro (a.a.)	4,8%	3,4%
Crescimento dos benefícios (a.a.)	4,8%	3,4%
Fator de capacidade sobre os benefícios ELOS BD, PREVIG BSPS E PREVIG BD	98,0%	98,0%
Fator de capacidade sobre os salários ELOS BD, PREVIG BSPS E PREVIG BD	100,0%	100,0%
Fator de capacidade (benefícios e salários) GC	100,0%	100,0%

Hipóteses	31.12.2021 e 31.12.2020
Tábua de Mortalidade (ativos)	
Plano ELOS BD	AT-2000 (básica, segregada por sexo)
Planos PREVIG BD e BSPS e GC	AT-2000 (masculina, suavizada em 10%)
Tábua de Mortalidade de Inválidos	AT-1983 (IAM) Masculina
Tábua de Entrada em Invalidez	Light Média
Tábua de Rotatividade	Nula
% de ativos casados na data da aposentadoria	
Planos PREVIG BD e BSPS	85
Idade de Aposentadoria	1ª data a completar todas as carências
Diferença de idade entre participante e cônjuge	
Plano PREVIG BSPS	Esposas 5 anos mais jovens que os maridos
Plano PREVIG BD	Esposas 5 anos mais jovens que os maridos

A premissa de composição familiar ("Família Média") é adotada especificamente nas projeções relativas aos participantes em atividade, sendo que para as projeções relativas aos assistidos dos planos (aposentados e pensionistas), considerou-se as informações constantes nas bases cadastrais ("Família Real").

Não foi adotada premissa de composição familiar para o Plano ELOS BD, pois todos os compromissos com os dependentes foram projetados considerando as informações constantes na base cadastral ("Família Real"), inclusive os dois participantes ativos, os quais estão em Benefício Proporcional Diferido (BPD) e já podem solicitar o início do recebimento do benefício.

j) Análise de sensibilidade

	Planos			
	ELOS BD	PREVIG BD	PREVIG BSPS	GC
Efeito no valor presente das obrigações				
Aumento de 0,1 p.p. na taxa de desconto	(10.600)	(3.335)	(661)	(18)
Redução de 0,1 p.p. na taxa de desconto	10.753	3.388	672	18

k) Benefício de Gratificação de Confidencialidade

Consiste no pagamento de uma remuneração aos empregados da carreira gerencial, por ocasião do término do seu vínculo empregatício.

l) Plano de Contribuição Definida (CD)

Além do Plano BD e BSPS, a PREVIG administra o Plano CD, onde o custeio dos benefícios é constituído por contribuições dos participantes e da patrocinadora. A contribuição da Companhia corresponde ao mesmo valor da contribuição básica de seus empregados, limitada a um teto conforme regulamento do plano. O patrimônio do Plano CD em 31.12.2021 era R$ 963.602 (R$ 952.520 em 31.12.2020). Em 2021, a Companhia efetuou contribuições ao plano no montante de R$ 13.694 (R$ 13.323 em 2020).

NOTA 28 - IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL DIFERIDOS

Prática contábil: São calculados aplicando-se as alíquotas efetivas previstas para os exercícios sociais em que se espera realizar ou exigir as diferenças temporárias – diferenças entre o valor contábil dos ativos e dos passivos e sua base fiscal –, ou compensar os prejuízos fiscais e as bases negativas de contribuição social, quando aplicável. Esses tributos diferidos são integralmente apresentados no grupo "não circulante", de forma líquida, independente da expectativa de realização e da exigibilidade dos valores que lhes dão origem.

Imposto de renda e contribuição social diferidos são reconhecidos de acordo com a transação que originou o tributo diferido, seja no resultado, no resultado abrangente ou diretamente no patrimônio líquido.

O imposto de renda e a contribuição social diferidos, ativo e passivo, estão apresentados de forma líquida, como segue:

a) Composição

Natureza dos créditos	Controladora				
	31.12.2021				31.12.2020
	Base de cálculo	IR	CSLL	Total	Total
Passivo:					
Repactuação do risco hidrológico	2.298.246	574.561	206.842	781.403	329.011
Depreciação acelerada	929.659	232.415	83.669	316.084	313.049
Custo atribuído ao imobilizado (valor justo)	523.862	130.966	47.148	178.114	201.253
Ganhos não realizados em operações de *hedge*	172.779	43.195	15.550	58.745	231.382
Venda no MAE (atual CCEE) não realizada	100.309	25.077	9.028	34.105	34.105
Encargos financeiros capitalizados	57.185	14.296	5.147	19.443	20.233
Outros	52.369	13.093	4.713	17.806	14.622
		1.033.603	**372.097**	**1.405.700**	**1.143.655**
Ativo:					
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	1.247.226	311.807	112.250	424.057	30.898
Obrigações com benefícios de aposentadoria	261.388	65.347	23.525	88.872	88.853
Ajuste a valor justo em combinação de negócios	131.644	32.911	11.848	44.759	41.832
Perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa	122.017	30.504	10.982	41.486	41.486
Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas	93.018	23.255	8.372	31.627	29.535
Perdas não realizadas em operações de *hedge*	29.465	7.366	2.652	10.018	54.960
Outros	115.500	28.875	7.923	36.798	27.852
		500.065	**177.552**	**677.617**	**315.416**
Valor líquido		**533.538**	**194.545**	**728.083**	**828.239**

Natureza dos créditos	Consolidado				
	31.12.2021				31.12.2020
	Base de cálculo	IR	CSLL	Total	Total
Passivo:					
Receita de construção de infraestrutura de transmissão	4.859.115	1.214.779	437.320	1.652.099	920.891
Remuneração do ativo financeiro de concessão	2.608.025	652.006	234.722	886.728	465.963
Repactuação do risco hidrológico	2.452.251	613.063	220.703	833.766	329.011
Depreciação acelerada	1.612.974	403.244	145.168	548.412	483.594
Encargos financeiros capitalizados	742.044	185.511	66.784	252.295	268.367
Custo atribuído ao imobilizado (valor justo)	523.862	130.966	47.148	178.114	201.253
Intangível de bonificação pela outorga	346.325	86.581	31.169	117.750	89.491
Valor justo de direitos de projeto adquirido	236.021	59.005	21.242	80.247	80.247
Ganhos não realizados em operações de *hedge*	209.191	52.298	18.827	71.125	233.938
Venda no MAE (atual CCEE) não realizada	100.309	25.077	9.028	34.105	34.105
Outros	73.759	18.440	6.638	25.078	26.781
		3.440.970	**1.238.749**	**4.679.719**	**3.133.641**
Ativo:					
Custo de construção de infraestrutura de transmissão	5.172.812	1.293.203	465.553	1.758.756	894.564
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	1.247.226	311.807	112.250	424.057	50.593
Receita de Retorno de Bonificação pela Outorga (RBO)	1.174.701	293.675	105.723	399.398	297.148
Prejuízo fiscal e base negativa de CSLL	963.081	240.770	86.677	327.447	76.206
Obrigações com benefícios de aposentadoria	261.390	65.348	23.525	88.873	89.148
Perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa	140.636	35.159	12.657	47.816	46.640
Ajuste a valor justo em combinação de negócios	131.644	32.911	11.848	44.759	41.832
Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas	114.495	28.624	10.305	38.929	37.337
Perdas não realizadas em operações de *hedge*	84.628	21.157	7.617	28.774	67.058
Outros	233.664	58.416	18.804	77.220	57.535
		2.381.070	**854.959**	**3.236.029**	**1.658.061**
Valor líquido		**1.059.900**	**383.790**	**1.443.690**	**1.475.580**
Classificação no balanço patrimonial					
Passivo		1.104.760	400.065	1.504.825	1.523.222
Ativo		(44.860)	(16.275)	(61.135)	(47.642)
Total		**1.059.900**	**383.790**	**1.443.690**	**1.475.580**

b) Mutação do imposto de renda e da contribuição social diferidos, líquidos

	Controladora	Consolidado
Saldos em 31.12.2019	**468.526**	**927.925**
Impostos diferidos no resultado	373.461	478.067
Impostos diferidos sobre mais valia de empresa adquirida	-	80.247
Impostos diferidos de empresa adquirida	-	2.482
Impostos diferidos em outros resultados abrangentes	(13.748)	(13.141)
Saldos em 31.12.2020	**828.239**	**1.475.580**
Impostos diferidos no resultado	(98.874)	(30.881)
Impostos diferidos em outros resultados abrangentes	(1.282)	(1.940)
Baixa por alienação de subsidiária	-	931
Saldos em 31.12.2021	**728.083**	**1.443.690**

c) Expectativa de realização e exigibilidade

A Administração da Companhia elabora projeção de resultados tributáveis futuros, inclusive considerando seus descontos a valor presente, demonstrando a capacidade de realização dos créditos fiscais nos exercícios indicados. Com base no estudo técnico das projeções de resultados tributáveis, a Companhia estima recuperar o crédito tributário nos seguintes exercícios:

	Controladora		Consolidado	
	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo
2022	445.695	95.545	566.200	224.021
2023	15.769	112.308	212.454	293.960
2024	60.299	172.835	226.623	315.074
2025	18.694	116.416	184.350	253.263
2026	19.561	130.421	116.990	260.543
2027 a 2029	62.649	347.198	337.419	735.467
2030 a 2032	26.252	249.516	308.305	612.759
2033 a 2035	14.817	140.447	305.240	492.157
2036 em diante	13.881	41.014	978.448	1.492.475
	677.617	**1.405.700**	**3.236.029**	**4.679.719**

NOTA 29 - OUTROS PASSIVOS

Prática contábil: As demais obrigações são registradas pelos valores conhecidos ou calculáveis, acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes juros e variações monetárias incorridos.

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2021	**31.12.2020**	**31.12.2021**	**31.12.2020**
Ressarcimentos às distribuidoras	-	-	471.094	203.106
Perdas não realizadas em operações de *hedge*[1]	56.632	116.298	110.010	155.541
Obrigações vinculadas à aquisição de ativos	-	-	84.403	51.756
Combustíveis Resolução Aneel n° 801/2017	39.130	78.348	39.130	78.348
Fornecedores[2]	7.471	-	20.893	17.328
Adiantamento de clientes	462	4.175	18.999	32.663
Combustível a pagar à CDE[3]	-	-	-	45.206
Outras contas a pagar	61.760	56.306	149.372	135.324
	165.455	**255.127**	**893.901**	**719.272**
Classificação no balanço patrimonial				
Passivo circulante	150.147	98.662	769.364	238.687
Passivo não circulante	15.308	156.465	124.537	480.585
	165.455	**255.127**	**893.901**	**719.272**

(1) Mais informações vide Nota 17 – Gerenciamento de riscos e instrumentos financeiros.
(2) Mais informações vide Nota 16 – Fornecedores.
(3) Conta de Desenvolvimento Energético.

a) Ressarcimentos às distribuidoras

A Companhia apresenta em seu passivo montante relativo ao mecanismo de ressarcimento previsto nos contratos de energia elétrica firmados no ACR das Usinas pertencentes aos Conjuntos Eólicos Trairí, Campo Largo e Umburanas – Fase I, Assú V e de Pampa Sul. Estes contratos preveem o pagamento por parte das distribuidoras de uma receita fixa, independente da geração verificada mês a mês, e posterior ressarcimento por parte da Companhia.

Os principais critérios de reconhecimento estão demonstrados abaixo:

Empresa	Leilão	Tipo	Critérios de reconhecimento	2021	2020
Pampa Sul	20º Leilão de Energia Nova	Disponibilidade	**Cálculo:** diferença entre a indisponibilidade programada verificada e a indisponibilidade declarada para cálculo da garantia física. **Valoração:** com base no Índice de Custo-Benefício (ICB) do contrato, atualizado pelo IPCA (apuração até 2021). **Pagamento:** a liquidação ocorrerá em 2022. A partir de 2022, quaisquer diferenças entre geração e disponibilidade máxima contratual serão liquidadas mensalmente na CCEE.	355.276	139.329
Conjuntos Eólicos Trairí, Campo Largo e Umburanas – Fase I	20º Leilão de Energia Nova / 22º Leilão de Energia Nova	Disponibilidade	**Cálculo:** (i) ressarcimento anual: flexibilização de 10%, ocorrendo em função da variabilidade dos ventos e fatores gerais do mercado de energia. Entregas menores que 90% da energia contratada são mensuradas anualmente; e (ii) ressarcimento quadrienal: flexibilização verificada no contexto quadrienal, motivado pelo regime sazonal de ventos. Sendo assim, cada cálculo perdoado no ressarcimento anual é considerado para o quadriênio, assim como é considerado nas energias entregues acima de 100% de cada ano. **Valoração:** diferença mensurada com o maior entre o preço de venda fixado no leilão e o PLD do período de referência. **Pagamento:** é realizado no ano subsequente da mensuração, por meio da redução da receita de venda.	113.056	61.403
Assú V	8º Leilão de Energia de Reserva	Quantidade	**Cálculo:** diferença entre energia contratada e energia gerada. **Valoração:** diferença multiplicada pelo preço do contrato. **Pagamento:** 12 parcelas iguais diretamente na contabilização do contrato para a CCEE no ano subsequente.	2.762	2.374
				471.094	**203.106**

Deste montante, R$ 246.912, líquidos de PIS e Cofins, foram reconhecidos no ano de 2021 (R$ 71.016, reconhecidos no ano de 2020), tendo como contrapartida as receitas auferidas às distribuidoras.

b) Combustíveis Resolução Aneel n° 801/2017

Correspondem, principalmente, aos valores a pagar decorrentes da aplicação da Resolução Aneel n° 801/2017, a qual revogou a Resolução Aneel n° 500/2012, no ano de 2016. Esta resolução prevê a redução do reembolso do carvão mineral adquirido com recursos da CDE em função da eficiência energética da unidade geradora.

c) Combustível a pagar à CDE

Em 19.12.2017, a Aneel emitiu Resolução Normativa, com vigência a partir de 01.01.2018, que estabeleceu regras para o reembolso dos gastos com combustíveis para a geração termelétrica a carvão mineral nacional, por intermédio da CDE.

A resolução determinou a aquisição compulsória, em 01.01.2018, do carvão mineral pertencente à CDE sob gestão do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, na data-base de 31.12.2016, para pagamento em 5 anos a contar da aquisição. Entretanto, por meio da emissão da Nota Técnica 143/2020 pela Aneel em 19.08.2020, a quantidade de carvão mineral a ser adquirida pela Companhia seria menor do que o estabelecido em 2017. Abaixo, segue mutação para os anos de 2020 e 2021:

	Consolidado
Saldo em 31.12.2019	**144.767**
Pagamento	(48.887)
Atualização pelo IPCA	4.467
Ajuste Nota Técnica 143/2020	(11.260)
Apresentação líquida do ativo	(43.881)
Saldo em 31.12.2020	**45.206**
Pagamento	(36.224)
Atualização pelo IPCA	3.241
Reajuste do preço do carvão	6.924
Apresentação líquida do ativo	11.568
Baixa por alienação de subsidiária	(30.715)
Saldo em 31.12.2021	**-**

NOTA 30 - PATRIMÔNIO LÍQUIDO

a) Capital social autorizado

A Companhia está autorizada a aumentar o seu capital social até o limite de R$ 7.000.000, por deliberação do Conselho de Administração, independentemente de reforma estatutária. Conforme o regulamento de listagem do Novo Mercado da B3, a Companhia não poderá emitir ações preferenciais ou partes beneficiárias.

A Companhia não possui ações em tesouraria e não efetuou transação envolvendo compra e venda de ações de sua emissão nos exercícios findos em 31.12.2021 e 31.12.2020.

b) Capital social subscrito e integralizado

O capital social da Companhia, em 31.12.2021 e 31.12.2020, era R$ 4.902.648, totalmente subscrito e integralizado, representado por 815.927.740 ações ordinárias, todas nominativas e sem valor nominal.

O valor patrimonial da ação em reais, em 31.12.2021, era de R$ 9,72 (R$ 9,49 por ação, em 31.12.2020).

O quadro societário da Companhia, em 31.12.2021 e 31.12.2020, era este:

Acionistas	Lote de ações ordinárias	Participação no capital
ENGIE Brasil Participações Ltda.	560.640.791	68,71%
Banco Clássico S.A.	80.464.085	9,86%
Demais acionistas	174.822.864	21,43%
	815.927.740	**100,00%**

Em 31.12.2021 e 31.12.2020, o Conselho de Administração, a Diretoria Executiva e o Conselho Fiscal detinham a quantidade de 78.488 e 53.870 ações da Companhia, respectivamente.

c) Reservas de lucros

A composição das reservas de lucros é demonstrada a seguir:

	Controladora / Consolidado	
	31.12.2021	**31.12.2020**
Reserva legal	980.530	936.880
Reserva de incentivos fiscais	264.783	233.936
Reserva de retenção de lucros	1.766.086	1.766.086
	3.011.399	**2.936.902**

c.1) Reserva legal

Do lucro líquido do exercício, 5% são aplicados, antes de qualquer outra destinação, na constituição da reserva legal, que não excederá a 20% do capital social da Companhia. A referida reserva tem a finalidade de assegurar a integridade do capital social e somente poderá ser utilizada para compensar prejuízos ou aumentar o capital social.

No ano de 2021, a Companhia atingiu o limite de 20% do capital social e, portanto, o montante destinado a reserva legal foi limitado a R$ 43.650, representando 2,8% do lucro líquido do exercício.

c.2) Reservas de incentivos fiscais

A reserva é constituída mediante destinação da parcela do resultado do exercício equivalente ao benefício fiscal concedido pela Superintendência do Desenvolvimento da Amazônia (Sudam) e Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste (Sudene). Esse benefício corresponde à redução de 75% no imposto de renda calculado sobre o lucro da exploração das atividades desenvolvidas pelas usinas detentoras do benefício – Usinas Ponte de Pedra e São Salvador, com base no art. 626 do Decreto n° 9.580/2018, conforme demonstrado a seguir:

	31.12.2021	31.12.2020
Lucro da exploração	**247.882**	**256.567**
Imposto de renda nominal (15%)	37.182	38.485
Adicional de imposto de renda	3.947	8.359
Imposto de renda calculado	**41.129**	**46.844**
Incentivo fiscal (%)	75%	75%
Incentivo fiscal	**30.847**	**35.133**

c.3) Reserva de retenção de lucros

A reserva é constituída, com base em orçamento de capital, com a finalidade de financiar a implantação de novas usinas, a manutenção do parque produtivo e a possível aquisição de participação em outras sociedades. Em 31.12.2021, a Administração da Companhia optou por não destinar valores à reserva de retenção de lucros, sendo o montante remanescente após a constituição das reservas legal e de incentivos fiscais, utilizado na proposição de dividendos e para a realização dos custos atribuídos. Em 31.12.2020, a Administração da Companhia destinou à reserva R$ 638.669 do lucro do exercício.

d) Ajustes de avaliação patrimonial

d.1) Custo atribuído

Conforme previsto nas normas contábeis, a Companhia reconheceu o ajuste do valor justo do ativo imobilizado na data da adoção inicial dos CPC, em 01.01.2009. A contrapartida do referido ajuste, líquido do imposto de renda e da contribuição social diferidos, foi registrada na rubrica "Ajuste de avaliação patrimonial", no patrimônio líquido. A realização dessa reserva é registrada em contrapartida da conta "Lucros acumulados", na medida em que a depreciação ou a baixa do ajuste a valor justo do imobilizado são reconhecidas no resultado da Companhia.

d.2) Outros resultados abrangentes

A conta registra as variações dos valores justos, líquidos do imposto de renda e da contribuição social diferidos das seguintes transações: (i) obrigações com os benefícios de aposentadoria dos planos de benefícios definidos patrocinados pela Companhia; (ii) *hedges* de fluxo de caixa sobre compromissos futuros em moeda estrangeira firmados pela controlada em conjunto TAG e pelo Conjunto Eólico Santo Agostinho, controlada indireta; (iii) *hedges* de fluxo de caixa sobre empréstimos em moeda estrangeira e de exposição agregada; e (iv) efeitos de mudança de participação oriunda da incorporação da Aliança pela controlada em conjunto TAG.

e) Participação de acionista não controlador

Refere-se à participação acionária de terceiros no equivalente a 5% no capital social da controlada indireta Ibitiúva.

f) Lucro por ação básico e diluído

	Controladora / Consolidado	
	31.12.2021	31.12.2020
Lucro líquido do exercício	1.563.725	2.797.091
Quantidade de ações ordinárias	815.927.740	815.927.740
Lucro por ação básico e diluído – em R$	**1,91650**	**3,42811**

A Companhia não possui ações com efeitos diluidores nos exercícios apresentados, motivo pelo qual não há diferença entre o lucro por ação básico e diluído.

NOTA 31 - DIVIDENDOS E JUROS SOBRE O CAPITAL PRÓPRIO

Prática contábil: São reconhecidos como passivo nos seguintes momentos: (i) dividendos intercalares e intermediários – quando de sua aprovação pelo Conselho de Administração; (ii) juros sobre o capital próprio – na data do crédito aos acionistas; e (iii) dividendos adicionais propostos no encerramento do exercício – quando de sua aprovação pela Assembleia Geral Ordinária (AGO).

a) Cálculo

	31.12.2021	31.12.2020
Base de cálculo dos dividendos ajustada		
Lucro líquido do exercício atribuído aos acionistas controladores	1.563.725	2.797.091
Reserva legal	(43.650)	(139.855)
Reserva de incentivos fiscais	(30.847)	(35.133)
Reserva de retenção de lucros	-	(638.669)
Realização do custo atribuído do imobilizado	(100.089)	29.343
Dividendos e juros sobre capital próprio não reclamados	10.177	3.978
Lucro líquido do exercício ajustado para fins de dividendos e juros sobre o capital próprio	**1.399.316**	**2.016.755**
Dividendos / juros sobre o capital próprio propostos		
Dividendos intercalares relativos ao primeiro semestre	789.518	1.232.161
Juros sobre o capital próprio, líquidos do imposto de renda retido	51.287	149.343
Dividendos adicionais propostos	549.798	609.594
Subtotal	**1.390.603**	**1.991.098**
Imposto de renda retido sobre os juros sobre o capital próprio	8.713	25.657
Total dos dividendos e juros sobre o capital próprio anuais	**1.399.316**	**2.016.755**

Adicionalmente, a Companhia encaminhou para aprovação do Conselho de Administração, na reunião de 14.02.2022, a proposta de pagamento de dividendos intermediários com base na reserva de retenção de lucros, no valor de R$ 638.669 (R$ 0,7827524080 por ação), os quais ficarão ex-dividendos intermediários a partir de 25.02.2022 e serão pagos em 17.03.2022. Desta forma, considerando o resultado de 2021 destinado e a destinação da reserva de retenção de lucros, o montante de dividendos pagos será de R$ 2.037.985 (R$ 2,4977518245 por ação).

b) Mutação de dividendos e juros sobre o capital próprio a pagar[2]

	Controladora	Consolidado
Saldos em 31.12.2019	**1.247.400**	**1.249.399**
Dividendos e juros sobre o capital próprio aprovados	1.407.161	1.408.534
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos	(1.241.098)	(1.240.918)
Transferência de dividendos e juros sobre o capital próprio não reclamados	(6.302)	(6.302)
Saldos em 31.12.2020	**1.407.161**	**1.410.713**
Dividendos e juros sobre o capital próprio aprovados	1.459.112	1.459.237
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos	(2.789.231)	(2.792.602)
Transferência de dividendos e juros sobre o capital próprio não reclamados	(12.077)	(12.077)
Saldos em 31.12.2021	**64.965**	**65.271**

c) Política de dividendos

A política de dividendos estabelecida no Estatuto Social da Companhia prevê a distribuição de dividendo mínimo obrigatório de 30% do lucro líquido do exercício, ajustado nos termos da Lei das Sociedades por Ações, bem como estabelece a intenção de pagar em cada ano-calendário, dividendos e/ou juros sobre o capital próprio em valor não inferior a parcela equivalente a 55% do lucro líquido ajustado, em distribuições semestrais.

d) Dividendos e juros sobre capital próprio do exercício de 2020

Em 29.01.2021, ocorreu o pagamento dos dividendos intercalares relativos ao 1° semestre de 2020, nos valores de R$ 677.688, correspondente a R$ 0,8305737385 por ação, e de R$ 554.473, correspondente a R$ 0,6795603315 por ação. Em 05.04.2021, ocorreu o pagamento dos juros sobre capital próprio, relativos ao período de 01.01.2020 a 31.12.2020, no valor bruto de R$ 175.000, correspondente a R$ 0,2144797773 por ação.

Ainda relativo ao exercício de 2020, em 28.04.2021, a Assembleia Geral Ordinária aprovou a proposta de distribuição de dividendos adicionais sobre o lucro líquido, no valor de R$ 609.594 (R$ 0,7471177357 por ação). Nesta data, a Companhia reconheceu a obrigação do pagamento em seu balanço patrimonial. As ações da Companhia foram negociadas ex-dividendos a partir de 12.05.2021 e o pagamento dos dividendos ocorreu em 12.07.2021.

[2] Os valores incluem o montante de imposto de renda retido sobre juros sobre capital próprio, os quais estão apresentados na rubrica "Imposto de renda e contribuição social a pagar".

e) Distribuições realizadas e proposta relativa ao lucro líquido do exercício de 2021

e.1) Dividendos intercalares relativos ao primeiro semestre

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada em 05.08.2021, aprovou a distribuição de dividendos intercalares no valor de R$ 789.518, correspondentes a R$ 0,9676321449 por ação, equivalentes a 100% do lucro líquido ajustado do 1° semestre de 2021. As ações da Companhia foram negociadas ex-dividendos intercalares a partir de 17.08.2021 e o pagamento ocorreu em 29.11.2021.

e.2) Juros sobre o capital próprio

Em 09.12.2021, o Conselho de Administração da Companhia aprovou o crédito de juros sobre o capital próprio relativo ao período de 01.01.2021 a 31.12.2021, ficando a Diretoria Executiva delegada a definir o valor a ser creditado e as demais condições. Em 23.12.2021, a Companhia comunicou por meio de Aviso aos Acionistas a aprovação do crédito de juros sobre o capital próprio no valor bruto de R$ 60.000, correspondente a R$ 0,0735359237 por ação. O crédito dos juros sobre o capital próprio da Companhia foi registrado contabilmente em 31.12.2021, com base na posição acionária de 29.12.2021. As ações da Companhia foram negociadas ex-juros sobre o capital próprio a partir de 30.12.2021 e serão pagos em 17.03.2022.

e.3) Dividendos adicionais propostos

A Companhia encaminhou para aprovação do Conselho de Administração, na reunião de 14.02.2022, a proposta de pagamento de dividendos adicionais sobre o lucro líquido do exercício de 2021, no valor de R$ 549.798 (R$ 0,6738313480 por ação).

O valor dos dividendos acima do mínimo obrigatório estabelecido em Lei ou outro instrumento legal, ainda não aprovado em Assembleia Geral, é apresentado e destacado no patrimônio líquido. Dessa forma, esses dividendos estão apresentados na conta do patrimônio líquido, denominada "Dividendos adicionais propostos", até a sua aprovação pela Assembleia Geral Ordinária – AGO.

NOTA 32 - CONCILIAÇÃO DA RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

Prática contábil: A receita é mensurada com base na contraprestação precificada no contrato com o cliente, pelo valor justo da contrapartida recebida ou a receber, deduzida dos tributos incidentes sobre ela.

A receita é reconhecida de acordo com a observância das seguintes etapas: (i) identificação dos direitos e compromissos do contrato com o cliente; (ii) identificação das obrigações de desempenho contratadas; (iii) determinação do preço da transação; (iv) alocação do preço às obrigações de desempenho; e (v) reconhecimento quando (ou na medida em que) as obrigações de desempenho são satisfeitas. Uma receita só é reconhecida quando não há incerteza significativa quanto à sua realização.

A receita é reconhecida conforme os contratos firmados, cuja obrigação de desempenho é atendida mensalmente, dado que o cliente simultaneamente recebe e consome os benefícios fornecidos pela Companhia, consequentemente, o valor da contraprestação reflete o valor justo a receber no momento em que a energia é efetivamente entregue ao cliente.

A seguir fornecemos informações sobre a natureza e a época do cumprimento de obrigações de desempenho em contratos com clientes, incluindo condições de pagamento significativas e as políticas de reconhecimento de receitas relacionadas.

Suprimento, fornecimento e exportação de energia elétrica

A Companhia reconhece a receita com suprimento, fornecimento e exportação de energia elétrica pelo valor justo da contraprestação, por meio da entrega de energia elétrica ocorrida em um determinado período. A apuração do volume de energia entregue para o comprador ocorre em bases mensais. Os clientes obtêm controle da energia elétrica a partir do momento em que a consomem. As faturas são emitidas mensalmente e são pagas, usualmente, em 30 dias a partir de sua emissão.

A receita é reconhecida com base na energia vendida e com preços especificados nos termos dos contratos de suprimento e fornecimento. A Companhia poderá vender a energia produzida em dois ambientes: (i) no Ambiente de Contratação Livre (ACL), onde a comercialização de energia elétrica ocorre por meio de livre negociação de preços e condições entre as partes, por meio de contratos bilaterais; e (ii) no ACR, onde há a comercialização da energia elétrica para os agentes distribuidores.

Operações de *trading*

As operações de *trading* de energia são transacionadas em mercado ativo e, para fins de mensuração contábil, atendem a definição de instrumentos financeiros ao valor justo.

A Companhia reconhece a receita quando da entrega da energia ao cliente pelo valor justo da contraprestação. Adicionalmente, são reconhecidos como receita os ganhos líquidos não realizados decorrentes da marcação a mercado – diferença entre os preços contratados e os de mercado – das operações líquidas contratadas em aberto na data das demonstrações contábeis.

Transações no mercado de curto prazo

A Companhia reconhece a receita pelo valor justo da contraprestação a receber no momento em que as transações no mercado de curto prazo ocorrem. O preço da energia nessas operações tem como característica o vínculo com Preço de Liquidação de Diferenças (PLD).

Receita de prestação de serviços

As UHEs Jaguara e Miranda, para a energia vendida no ACR, recebem, como parte da Receita Anual de Geração (RAG), a parcela referente à Gestão dos Ativos de Geração (GAG), a qual é destinada para a remuneração dos serviços de operação e manutenção das Usinas e visam evitar a interrupção da disponibilidade das instalações. A Companhia reconhece a receita pelo valor justo da contraprestação a receber mensalmente, conforme a obrigação de desempenho de manter a Usina operando é atendida.

Receita de construção de infraestrutura de transmissão

A receita de construção de infraestrutura de transmissão é reconhecida de acordo com o ICPC 01 (R1) - Contratos de concessão (IFRIC 12) e CPC 47, à medida em que todas as obrigações de desempenho sejam satisfeitas ao longo do tempo. Esta receita corresponde aos custos de construção adicionados de uma margem bruta residual, destinada a cobrir os custos de gestão da construção. Esses gastos decorrentes da construção estão reconhecidos no custo.

A tabela a seguir apresenta a conciliação entre a receita operacional bruta e a receita operacional líquida apresentada nas demonstrações dos resultados.

	Controladora		Consolidado	
	2021	2020	2021	2020
Receita operacional bruta				
Distribuidoras de energia elétrica	2.630.477	2.344.965	3.918.762	3.927.735
Consumidores livres	398.246	377.803	3.460.547	3.510.039
Operações de *trading*	-	-	1.196.229	1.194.395
Comercializadoras de energia elétrica	1.508.587	1.276.385	663.291	682.260
Transações no mercado de curto prazo	43.407	243.569	618.679	593.857
Serviços prestados	74.220	67.264	173.416	162.417
Exportação de energia	-	-	-	30.759
Outras receitas	1.089	32.340	64.870	152.290
	4.656.026	**4.342.326**	**10.095.794**	**10.253.752**
Deduções da receita operacional				
PIS e Cofins	(411.084)	(386.077)	(894.279)	(918.746)
Pesquisa e desenvolvimento	(27.791)	(31.687)	(49.443)	(53.175)
ICMS	(10.684)	(19.971)	(25.715)	(39.733)
ISSQN	(3.720)	(3.395)	(3.728)	(3.429)
IPI	-	-	(336)	(102)
	(453.279)	**(441.130)**	**(973.501)**	**(1.015.185)**
Outras				
Receita de construção de infraestrutura de transmissão	-	-	2.154.548	2.365.578
Remuneração de ativo de contrato	-	-	681.063	189.720
Remuneração de ativo financeiro de concessão	-	-	556.480	381.745
Ganho em ação judicial	-	50.341	-	83.549
Ganhos não realizados em operações de *trading*	-	-	26.289	-
	-	**50.341**	**3.418.380**	**3.020.592**
Receita operacional líquida	**4.202.747**	**3.951.537**	**12.540.673**	**12.259.159**

Em 31.12.2021 e 31.12.2020, a Companhia não possuía clientes que participavam individualmente com percentual superior a 5% da receita operacional líquida consolidada.

NOTA 33 - DETALHAMENTO DOS GASTOS OPERACIONAIS POR NATUREZA

a) Compras de energia

	Controladora		Consolidado	
	2021	2020	2021	2020
Compras de energia				
Compras de energia para gerenciamento do portfólio	788.971	529.351	1.006.254	1.478.829
Operações de *trading*	-	-	1.086.677	1.068.342
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	6.516	35.882
	788.971	**529.351**	**2.099.447**	**2.583.053**
Transações no mercado de energia de curto prazo				
Compras no mercado de curto prazo	273.268	91.297	627.959	303.474
Operações de *trading*	-	-	673	7.293
	273.268	**91.297**	**628.632**	**310.767**

b) Encargos de uso de rede elétrica e de conexão

	Controladora		Consolidado	
	2021	2020	2021	2020
Encargos de uso do sistema de transmissão (CUST)	354.978	328.453	566.477	515.751
Encargos de conexão	6.460	9.146	23.940	30.635
Encargos de uso do sistema de distribuição (CUSD)	173	70	15.768	13.730
Outros	68	75	68	219
	361.679	**337.744**	**606.253**	**560.335**

c) Outros custos operacionais e custos dos serviços prestados

	Controladora				Consolidado			
	Custos operacionais		Serviços prestados		Custos operacionais		Serviços prestados	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Custo de construção de linha de transmissão	-	-	-	-	2.563.993	2.274.223	-	-
Depreciação e amortização	394.710	280.530	-	-	1.012.205	893.821	-	-
Materiais e serviços de terceiros	56.583	49.378	5.728	4.164	401.975	353.514	5.728	4.164
Pessoal	137.875	106.363	26.398	22.557	279.728	258.840	26.398	22.638
Combustíveis	-	927	-	-	334.578	204.135	-	-
Seguros	16.135	19.129	2.451	2.723	71.646	86.227	2.451	2.723
Royalties	74.370	62.404	-	-	94.568	84.488	-	-
Custo da venda de painéis solares	-	-	-	-	31.020	54.410	-	-
(Reversão) Constituição de provisões operacionais	(4.011)	(17.668)	-	-	(1.432)	7.699	-	-
Outros	33.054	25.568	172	265	62.924	62.236	172	265
	708.716	**526.631**	**34.749**	**29.709**	**4.851.205**	**4.279.593**	**34.749**	**29.790**

d) Despesas com vendas, gerais e administrativas

	Controladora				Consolidado			
	Com vendas		Gerais e administrativas		Com vendas		Gerais e administrativas	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Pessoal e administradores	13.989	11.964	162.950	124.053	13.989	11.964	166.604	128.632
Materiais e serviço de terceiros	1.671	845	71.326	69.770	4.690	4.548	82.204	78.091
Depreciação e amortização	90	71	29.028	19.890	114	95	30.098	21.059
Fundo de pensão	-	-	6.839	6.933	-	-	6.839	6.933
Contribuições e doações	2.460	2.626	2.610	7.796	6.934	6.787	3.168	8.688
Aluguéis	79	149	700	48	79	149	729	112
Reversão de provisões operacionais, líquidas	-	-	(455)	(2.067)	-	-	(1.214)	(1.531)
Outros	2.774	913	9.912	9.015	3.143	1.826	12.279	10.015
	21.063	**16.568**	**282.910**	**235.438**	**28.949**	**25.369**	**300.707**	**251.999**

Pagamento baseado em ações

A ENGIE Brasil Energia não possui programa específico de pagamento baseado em suas ações. Entretanto, a sua controladora indireta ENGIE, sediada na França, oferece aos administradores, o Plano de Incentivo de Longo Prazo ("ILP"), baseado em *Phantom Shares* (ações fantasma). O ILP tem por objetivo motivar e recompensar os executivos-chave da Companhia para atingimento dos resultados de médio e longo prazos e assegurar a competitividade do pacote total de recompensas.

O ILP estabelece que a duração do plano é de 4 anos e seus valores estão vinculados ao atingimento de determinados índices financeiros do grupo ENGIE. Por conta da conjuntura econômica mundial, tem-se verificado ao longo dos anos uma redução nos valores de mercado dessas opções de compra e das ações por desempenho, o que possivelmente influenciará o exercício das opções e a obtenção do benefício das ações por desempenho nos seus vencimentos.

Os custos envolvidos nesses programas são irrelevantes e integralmente pagos pelo grupo ENGIE, não cabendo à ENGIE Brasil Energia nenhum desembolso relativo a eles.

NOTA 34 - RESULTADO FINANCEIRO

	Controladora		Consolidado	
	2021	2020	2021	2020
Despesas financeiras				
Juros e variação monetária sobre:				
Concessões a pagar	1.038.775	921.704	1.049.905	929.707
Debêntures	565.567	353.465	924.686	515.873
Empréstimos e financiamentos	174.035	213.845	1.071.658	590.875
Hedge sobre empréstimos e debêntures	108.741	(37.344)	157.104	(4.085)
Obrigações com benefícios de aposentadoria	28.966	26.818	29.012	26.871
Provisões	11.261	8.011	36.171	19.380
Arrendamentos	1.960	2.239	12.291	13.360
Ações preferenciais resgatáveis	-	-	29.403	5.331
Outros	7.078	9.545	19.286	32.535
Variação cambial sobre:				
Empréstimos	358.174	899.971	358.174	899.971
Hedge sobre empréstimos	(358.174)	(899.971)	(358.174)	(899.971)
Ajuste a valor justo	(939)	(5.545)	(1.214)	(5.806)
Outras despesas financeiras	8.397	31.596	31.237	13.198
	1.943.841	**1.524.334**	**3.359.539**	**2.137.239**
Receitas financeiras				
Renda de aplicações financeiras	84.097	57.069	189.238	102.124
Renda de depósitos vinculados	1.740	222	15.243	7.683
Juros e variação monetária sobre:				
Títulos e valores mobiliários	21.777	14.976	-	-
Contas a receber	17.132	15.641	30.893	22.132
Depósitos judiciais	4.322	3.681	4.537	3.875
Alienação de subsidiária	3.337	-	3.337	-
Ganho em ação judicial	-	46.089	-	76.378
Combustíveis	-	29.173	3.416	39.166
Ajuste a valor de mercado de títulos e valores mobiliários	47.419	(16.488)	30.931	-
Outras receitas financeiras	230	1.577	3.254	3.446
	180.054	**151.940**	**280.849**	**254.804**
Despesas financeiras, líquidas	**1.763.787**	**1.372.394**	**3.078.690**	**1.882.435**

NOTA 35 - CONCILIAÇÃO DOS TRIBUTOS, NO RESULTADO

Prática contábil:

Imposto de renda e contribuição social correntes

São calculados individualmente por entidade de acordo com as bases tributárias e as alíquotas vigentes na data da apresentação das demonstrações contábeis.

O benefício fiscal da redução de imposto de renda, para empreendimentos construídos em região incentivada, é reconhecido como redutor da despesa de imposto de renda e transferido da rubrica "Lucros acumulados" para "Reserva de incentivos fiscais", no patrimônio líquido.

Imposto de renda e contribuição social diferidos

São calculados aplicando-se as alíquotas efetivas previstas para os exercícios sociais em que se espera realizar ou exigir as diferenças temporárias – diferenças entre o valor contábil dos ativos e dos passivos e sua base fiscal –, ou compensar os prejuízos fiscais e as bases negativas de contribuição social, quando aplicável.

Imposto de renda e contribuição social diferidos são reconhecidos de acordo com a transação que originou o tributo diferido, seja no resultado, no resultado abrangente ou diretamente no patrimônio líquido.

	Controladora					
	31.12.2021			31.12.2020		
	IR	CSLL	Total	IR	CSLL	Total
Resultado antes dos tributos	**1.503.526**	**1.503.526**	**1.503.526**	**3.284.314**	**3.284.314**	**3.284.314**
Alíquota nominal	25%	9%	34%	25%	9%	34%
Despesa às alíquotas nominais	**(375.882)**	**(135.317)**	**(511.199)**	**(821.079)**	**(295.588)**	**(1.116.667)**
Diferenças permanentes						
Equivalência patrimonial	367.836	132.421	500.257	388.086	139.711	527.797
Incentivos fiscais	32.446	-	32.446	37.807	-	37.807
Juros sobre o capital próprio	15.000	5.400	20.400	43.750	15.750	59.500
Selic sobre repetição de indébito tributário[1]	14.011	5.044	19.055	-	-	-
Outros	(885)	125	(760)	4.166	174	4.340
	52.526	**7.673**	**60.199**	**(347.270)**	**(139.953)**	**(487.223)**
Composição dos tributos no resultado						
Corrente	(19.982)	(18.693)	(38.675)	(72.472)	(41.290)	(113.762)
Diferido	72.508	26.366	98.874	(274.798)	(98.663)	(373.461)
	52.526	**7.673**	**60.199**	**(347.270)**	**(139.953)**	**(487.223)**
Alíquota efetiva	**-3,5%**	**-0,5%**	**-4,0%**	**10,6%**	**4,3%**	**14,8%**

(1) Mais informações vide Nota 12 – Outros ativos

	Consolidado					
	31.12.2021			31.12.2020		
	IR	CSLL	Total	IR	CSLL	Total
Resultado antes dos tributos	**1.819.434**	**1.819.434**	**1.819.434**	**3.687.128**	**3.687.128**	**3.687.128**
Alíquota nominal	25%	9%	34%	25%	9%	34%
Despesa às alíquotas nominais	**(454.859)**	**(163.749)**	**(618.608)**	**(921.782)**	**(331.842)**	**(1.253.624)**
Diferenças permanentes						
Equivalência patrimonial	150.496	54.179	204.675	121.763	43.835	165.598
Incentivos fiscais	106.703	-	106.703	76.154	-	76.154
Juros sobre o capital próprio	15.000	5.400	20.400	43.750	15.750	59.500
Variação entre bases do lucro real e presumido	2.157	(2.849)	(692)	36.158	11.384	47.542
Selic sobre repetição de indébito tributário[1]	22.518	8.106	30.624	-	-	-
Outros	1.475	959	2.434	12.482	2.488	14.970
	(156.510)	**(97.954)**	**(254.464)**	**(631.475)**	**(258.385)**	**(889.860)**
Composição dos tributos no resultado						
Corrente	(178.921)	(106.424)	(285.345)	(279.742)	(132.051)	(411.793)
Diferido	22.411	8.470	30.881	(351.733)	(126.334)	(478.067)
	(156.510)	**(97.954)**	**(254.464)**	**(631.475)**	**(258.385)**	**(889.860)**
Alíquota efetiva	**8,6%**	**5,4%**	**14,0%**	**17,1%**	**7,0%**	**24,1%**

(1) Mais informações vide Nota 12 – Outros ativos

NOTA 36 - TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

Prática contábil: As transações de compra e de venda de energia, de prestação de serviços e de emissão e compra de instrumentos financeiros são realizadas em condições e prazos firmados entre as partes e registradas de acordo com os termos contratados, as quais são atualizadas pelos encargos estabelecidos nos contratos.

a) Valores reconhecidos em contas patrimoniais – Controladora

	ATIVO				PASSIVO		
	Contas a receber		Títulos e valores mobiliários	Dividendos	Fornecedor		JCP[1] / dividendos
	Energia	Serviços e outros ativos			Energia	Outros	
31.12.2021							
EBC	150.440	-	-	-	3.199	-	-
Lages	15.000	520	-	8.611	-	-	-
Pampa Sul	2.030	-	-	-	-	12	-
Jaguara	2.000	648	-	80.856	12.506	-	-
Miranda	1.800	602	-	12.801	8.017	-	-
ETP II e controladas	-	5.618	-	16.401	-	-	-
ENGIE Participações	-	3.617	-	-	-	195	35.043
ECP e controladas	-	3.549	-	-	-	-	-
Itasa	-	2.184	-	5.065	12.349	-	-
CEE	-	553	-	281.887	-	-	-
TAG	-	62	-	-	-	-	-
Outras	10.000	3.509	-	-	1.277	520	-
Total	**181.270**	**20.862**	**-**	**405.621**	**37.348**	**727**	**35.043**
31.12.2020							
EBC	118.891	-	-	42.500	3.123	-	-
Lages	-	873	-	4.996	-	-	-
Pampa Sul	5.864	113	355.707	2.103	-	-	-
Jaguara	-	1.189	-	140.833	15.926	-	-
Miranda	-	838	-	56.343	8.918	-	-
Diamante	-	864	-	30.000	-	-	-
ETP II e controladas	-	-	-	16.401	-	-	-
ENGIE Participações	-	1.305	-	-	-	139	948.852
ECP e controladas	-	947	-	-	-	-	-
TAG	-	71	-	32.500	-	-	-
Itasa	-	1.822	-	2.355	47.690	-	-
CEE	-	-	-	34.125	-	-	-
Outras	-	5.860	-	-	1.293	387	-
31.12.2020	**124.755**	**13.882**	**355.707**	**362.156**	**76.950**	**526**	**948.852**

(1) Juros sobre capital próprio.

b) Valores reconhecidos em contas de resultado – Controladora

	Receita			Receitas financeiras	Custo	Custos e Despesas[1]
	Venda de energia	Serviços de O&M	Serviços de administração		Compra de energia	
31.12.2021						
EBC	1.330.850	-	450	-	16.428	-
Jaguara	78.045	-	435	-	212.885	-
Diamante[2]	60.151	-	9.681	-	95.543	-
Pampa Sul	57.684	-	450	22.839	-	-
Miranda	30.583	-	435	-	104.719	-
Lages	30.099	-	263	-	11.756	-
ECV	24.203	-	149	-	174.576	-
ENGIE Trading	13.989	-	450	-	16.573	-
Itasa	-	25.672	-	-	130.929	-
Ceste	-	23.100	-	-	-	-
ECP e controladas	-	-	7.337	-	-	-
ESBR[3]	-	-	-	-	15.738	-
Outras	-	-	450	-	17.847	5.670
Total	**1.625.604**	**48.772**	**20.100**	**22.839**	**796.994**	**5.670**
31.12.2020						
EBC	1.115.509	-	427	-	39.604	36
Jaguara	5.444	-	413	-	149.328	-
Diamante	27.923	-	9.761	-	81.827	-
Pampa Sul	108.142	-	427	15.706	-	-
Miranda	460	-	413	-	77.897	-
Lages	-	-	249	-	-	-
ECV	26.593	-	142	-	-	-
ENGIE Trading	16.218	-	427	-	38.646	-
Itasa	-	20.172	-	-	113.792	-
Ceste	-	21.836	-	-	-	-
ECP e controladas	-	-	5.665	-	-	-
ESBR	-	-	-	-	15.189	-
Outras	-	-	2.877	-	-	7.124
Total	**1.300.289**	**42.008**	**20.801**	**15.706**	**516.283**	**7.160**

(1) Valores referentes às rubricas de "Serviços de Terceiros" e "Encargos de uso de rede elétrica e de conexão".
(2) Valores relativos ao período de 01.01.2021 a 18.10.2021, período o qual a Diamante era controlada pela Companhia.
(3) Energia Sustentável do Brasil.

As transações com partes relacionadas compreendem, principalmente: (i) compra e venda de energia; (ii) serviços de operação e de manutenção de usinas; (iii) prestação de serviços administrativos e (iv) garantias concedidas a terceiros.

c) Compromissos futuros

Os contratos de longo prazo firmados entre as partes relacionadas estão apresentados no quadro abaixo, e foram firmados em condições de mercado, cujos registros no resultado ocorrerão em suas competências futuras, ao longo do prazo dos contratos.

c.1) Compra e venda de energia

Vendedor	Comprador	Vencimento	Índice de atualização anual	Data base de reajuste	Compromisso futuro Base 31.12.2021
CECL	ECV	2036 e 2039	IPCA	Janeiro e Setembro	11.353.389
ECV	EBC	2036 e 2039	IPCA	Janeiro, Março e Setembro	9.818.677
CEUR	ECV	2036	IPCA	Janeiro	2.163.285
CETR	EBC	2032 e 2037	IPCA	Janeiro e Dezembro	1.388.432
Jaguara	ENGIE	2028	IPCA	Janeiro	784.780
ENGIE Trading	EBC	2022 a 2026	n/a[1]	n/a[1]	780.478
Itasa	ENGIE	2030	Δ dólar + Inflação EUA	Outubro	593.488
EBC	ESBR	2038	IPCA	Setembro	585.546
Miranda	ENGIE	2028	IPCA	Janeiro	458.886
Itasa	ENGIE	2030	IGP-M	Janeiro	450.949
ESBR	ENGIE	2042	IPCA	Setembro	310.411
EBC	ENGIE Trading	2022 a 2026	IPCA	Diversos[2]	236.025
EBC	CEE	2041	IPCA	Outubro	214.276
CEUR	EBC	2038	IPCA	Janeiro e Dezembro	180.438
CECL	EBC	2038	IPCA	Janeiro e Dezembro	136.285
Ferrari	EBC	2029	IPCA	Julho	65.055
ENGIE Trading	ENGIE	2022 a 2025	IPCA	Julho, Maio, Agosto e Outubro	35.672
Lages	EBC	2023	IPCA	Agosto	33.980
EBC	CETR	2037	IPCA	Janeiro e Fevereiro	31.998
EBC	CECL	2038	IPCA	Janeiro	31.769
EBC	CEUR	2038	IPCA	Janeiro	18.572
CECL[3]	CECL[3]	2038	IPCA	Dezembro	7.212
ENGIE Trading	ECV	2024	IPCA	Dezembro	1.163
EBC	ENGIE	2025	IGP-M	Fevereiro	1.040

(1) Contratos com fornecimentos de 12 meses.

(2) Janeiro, março, abril, junho, agosto, setembro, outubro e novembro.

(3) A Companhia CLWP Eólica Parque III S.A. é vendedora em contratos firmados com as Companhias CLWP Eólica Parque V S.A. e CLWP Eólica Parque VI S.A., todas pertencentes ao Conjunto Eólico Campo Largo.

De acordo com a política comercial da Companhia, as vendas para consumidores livres são realizadas, preferencialmente, pelas controladas diretas EBC e ECV.

c.2) Operação e manutenção

A Companhia executa as atividades de operação e manutenção das usinas de suas controladas, quando estas controladas não possuem serviços contratados de terceiros. Os preços praticados têm como base os custos de pessoal da Companhia envolvido diretamente no desempenho dessas atividades.

Parte relacionada	Vigência	Índice de atualização anual	Compromisso futuro Base 31.12.2021
Itasa	16.10.2030	IGP-M	304.878
Ceste	01.05.2025	INPC (80%) e IPCA (20%)	120.778

c.3) Serviços administrativos e financeiros

Os serviços necessários às atividades administrativas e financeiras das controladas diretas e indiretas são prestados pela ENGIE Brasil Energia. Os valores contratados são definidos com base no faturamento das controladas e reajustados anualmente pelo INPC. O valor anual contratado com suas controladas é de R$ 20.101 (R$ 18.346 em 31.12.2020).

d) Garantias

A Companhia é interveniente de contratos de financiamentos e debêntures firmados por suas controladas diretas e indiretas. As principais garantias são estas:

Banco	Tipo de garantia	Valor da dívida em 31.12.2021
BNDES e BASA	Penhor da totalidade das ações de titularidade da subsidiária da Companhia (ENGIE Brasil Energias Complementares Participações Ltda) de emissão das seguintes empresas: Energias Eólicas do Ceará (*Holding* das empresas Cacimbas, Estrela, Ouro Verde e Santa Mônica), CLWP Brasil Participações (*Holding* das empresas CLWP I, CLWP II, CLWP III, CLWP IV, CLWP V, CLWP VI, CLWP VII, CLWP XV, CLWP XVI, CLWP XVIII e CLWP XXI), CLWP Brasil II Participações (Holding das empresas CLWP VIII, CLWP IX, CLWP X, CLWP XI, CLWP XII, CLWP XIII, CLWP XIV, CLWP XVII, CLWP XIX, CLWP XX, CLWP XXII), Umburanas Participações (*Holding* das empresas Umburanas 1, Umburanas 2, Umburanas 3, Umburanas 5, Umburanas 6, Umburanas 8, Umburanas 9, Umburanas 10, Umburanas 11, Umburanas 13, Umburanas 15, Umburanas 16, Umburanas 18, Umburanas 17, Umburanas 19, Umburanas 21, Umburanas 23 e Umburanas 25) e Santo Agostinho Participações (*Holding* das empresas Santo Agostinho 1, Santo Agostinho 2, Santo Agostinho 3, Santo Agostinho 4, Santo Agostinho 5, Santo Agostinho 6, Santo Agostinho 13, Santo Agostinho 14, Santo Agostinho 17, Santo Agostinho 18, Santo Agostinho 21, Santo Agostinho 25, Santo Agostinho 26 e Santo Agostinho 27).	3.625.179
	Penhor da totalidade das ações de titularidade da subsidiária da Companhia (Novo Estado Participações S.A.) de emissão da Novo Estado Transmissora.	2.669.592
	Penhor da totalidade das ações de titularidade da subsidiária da Companhia (ENGIE Transmissão de Energia Participações III S.A.) de emissão da Gralha Azul Transmissora.	1.601.540
BNDES e Debêntures	Penhor da totalidade das ações de titularidade da Companhia de emissão da Pampa Sul, Jaguara e Miranda.	3.287.491

Além do penhor das ações, a Companhia figura como fiadora das obrigações assumidas nos contratos de financiamento até o *completion* financeiro das operações contratadas pelas empresas citadas, com exceção dos contratos celebrados pelas empresas pertencentes ao Conjunto Eólico Umburanas – Fase I. Adicionalmente, a Companhia cedeu os direitos creditórios dos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) firmados no Leilão de Geração Aneel n° 002/2006, no âmbito dos financiamentos do Conjunto Eólico Campo Largo.

e) Avais e fianças

- Construção de projetos

A Companhia é fiadora da construção dos projetos Conjunto Eólico Santo Agostinho, Gralha Azul e Novo Estado. Em 31.12.2021, o montante total dessas garantias é R$ 326.665, com vencimento em 2023.

- Compra de energia

A Companhia é avalista e fiadora de operações de compra de energia de determinadas controladas, cujo valor total, em 31.12.2021 é R$ 154.694. Os vencimentos das garantias estão programados desta forma: R$ 58.556 em 2022, R$ 17.084 em 2023, R$ 51.796 em 2024, R$ 1.389 em 2028 e R$ 25.869 em 2029.

- Encargos de uso de rede elétrica e de conexão e O&M

A Companhia é avalista na emissão de garantias referente a contratos de encargos de rede elétrica, e de conexão (CUST, CCT e CUSD) e O&M, no valor total de R$ 85.336. O valor de R$ 61.373 irá vencer em 2022 e o vencimento do montante de R$ 23.963 está condicionado ao término do contrato, o qual é indefinido.

- Empréstimos

A Companhia possui contratada uma garantia em moeda estrangeira no valor equivalente em reais de R$ 32.478, com vencimento em 2022, em cumprimento ao contrato de empréstimo junto ao Nordic Investment Banking (NIB). Tal obrigação de entrega de garantia iniciou em fevereiro de 2018, momento em que a Fitch Rating rebaixou o *rating* soberano do Brasil impactando assim o *rating* de longo prazo em moeda estrangeira da Companhia. Esse empréstimo junto ao NIB foi contraído em dezembro de 2012 com a finalidade de executar a construção do Conjunto Eólico Trairí.

Ademais, a Companhia possui contratada fianças bancárias para garantir as obrigações dos contratos de financiamento referente a construção da Usina Fotovoltaica Assú V e do projeto Novo Estado. Em 31.12.2021, o montante das garantias é R$ 814.059, sendo que o valor de R$ 84.431 vencerá em 2022 e R$ 729.628 vencerá em 2023.

Adicionalmente, a Companhia e as demais controladoras da controlada em conjunto TAG possuem garantia corporativa de valores referentes à dívida. Esta garantia possui um valor máximo, suficiente para cobrir seis meses do serviço da dívida.

f) Remuneração das pessoas chaves da Administração

A remuneração relacionada às pessoas chave da Administração, composta por Diretoria Executiva, Conselho de Administração, Comitê de Auditoria Estatutário e Conselho Fiscal, foi aprovada em AGO e AGO/E, realizadas nos dias 28.04.2021 e 28.04.2020, respectivamente, e está abaixo apresentada:

	2021	2020
Remuneração fixa	13.793	11.653
Remuneração variável	9.711	2.393
Encargos sociais	4.588	2.903
Outros	1.686	1.534
	29.778	**18.483**

Os administradores não possuem remuneração baseada em ações da ENGIE Brasil Energia.

NOTA 37 - INFORMAÇÕES POR SEGMENTO

Os segmentos operacionais da Companhia refletem sua gestão e a sua estrutura organizacional e de acompanhamento de resultados, e estão abaixo sumarizados:

- Geração: é o principal negócio da Companhia e compreende as atividades de geração e venda de energia elétrica do portfólio.
- Transmissão: a Companhia é a responsável primária pela construção e instalação da infraestrutura relacionada à concessão de transmissão dos Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado e está exposta aos riscos e benefícios dessa construção. A atividade operacional deste segmento foi iniciada parcialmente, tendo em vista que as obras não foram totalmente finalizadas.
- *Trading*: este segmento visa auferir resultados por meio da variação de preços de energia, dentro dos limites de risco pré-estabelecidos. As atividades deste segmento são realizadas pelas controladas ENGIE Trading e EBC.
- Painéis solares: atividade de desenvolvimento, venda atacadista e varejista e a operação e a manutenção de geradores e de painéis solares realizada pela controlada EGSD.
- Transporte de gás: A Companhia também atua nos mercados de gás através de sua controlada em conjunto TAG.

Os valores reportados para cada segmento de negócio resultam da agregação das controladas, alocação das transações por segmento e das unidades de negócio definidas no perímetro de cada segmento, bem como a anulação das transações entre os segmentos.

O resultado financeiro da Companhia não é alocado por segmento, pois a Administração realiza a gestão do fluxo de caixa de forma corporativa. A Diretoria Executiva é a principal gestora das operações e não utiliza o balanço patrimonial por segmentos para tomada de decisão e análise dos resultados de cada segmento. Por este motivo, não é apresentado o balanço patrimonial por segmento.

A Companhia revisa regularmente as informações do segmento relacionadas à controlada em conjunto TAG, com base em sua parcela proporcional de receita, lucros, ativos e passivos para tomar decisões sobre os recursos a ser alocados ao segmento e avaliar seu desempenho. Contudo, conforme requerido pelo CPC 19 (R2), a participação da Companhia na controlada em conjunto é contabilizada nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas pelo método de equivalência patrimonial.

As informações por segmento referentes aos exercícios de 2021 e 2020 estão apresentadas de forma consolidada nas tabelas a seguir:

	31.12.2021					
	Energia elétrica					
	Geração	Transmissão	*Trading*	Painéis solares	Transporte de gás	Consolidado
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	**8.560.665**	**2.836.017**	**1.112.758**	**31.233**	**-**	**12.540.673**
Custos operacionais	(2.920.253)	(2.564.831)	(1.093.865)	(50.512)	-	(6.629.461)
LUCRO (PREJUÍZO) BRUTO	**5.640.412**	**271.186**	**18.893**	**(19.279)**	**-**	**5.911.212**
Despesas operacionais						
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(314.013)	(8.251)	(3.877)	(3.515)	-	(329.656)
Impairment, líquido	(998.624)	-	-	(77.534)	-	(1.076.158)
Alienação de subsidiária	(200.143)	-	-	-	-	(200.143)
Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas	(9.370)	213	-	41	-	(9.116)
	(1.522.150)	**(8.038)**	**(3.877)**	**(81.008)**	**-**	**(1.615.073)**
Resultado de participações societárias	**-**	**-**	**-**	**-**	**601.985**	**601.985**
LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	**4.118.262**	**263.148**	**15.016**	**(100.287)**	**601.985**	**4.898.124**

	31.12.2020					
	Energia elétrica					
	Geração	Transmissão	*Trading*	Painéis solares	Transporte de gás	Consolidado
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	**8.539.040**	**2.555.298**	**1.083.913**	**80.908**	**-**	**12.259.159**
Custos operacionais	(3.328.472)	(2.274.335)	(1.111.517)	(81.533)	-	(6.795.857)
LUCRO (PREJUÍZO) BRUTO	**5.210.568**	**280.963**	**(27.604)**	**(625)**	**-**	**5.463.302**
Receitas (despesas) operacionais						
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(267.761)	(1.109)	(3.084)	(5.414)	-	(277.368)
Impairment	(57.927)	-	-	(40.828)	-	(98.755)
Outras despesas operacionais, líquidas	(4.667)	-	-	-	-	(4.667)
	(330.355)	**(1.109)**	**(3.084)**	**(46.242)**	**-**	**(380.790)**
Resultado de participações societárias	**-**	**-**	**-**	**-**	**487.051**	**487.051**
LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	**4.880.213**	**279.854**	**(30.688)**	**(46.867)**	**487.051**	**5.569.563**

NOTA 38 - SEGUROS

a) Riscos operacionais e lucros cessantes

A Companhia é participante da apólice de seguro Danos Materiais e Lucros Cessantes – *Property Damage and Business Interruption* (PDBI) – do programa de seguros corporativos de sua controladora ENGIE. A vigência da apólice do PDBI vai até 31.05.2022, os valores em risco cobertos são de R$ 13.567.654 na controladora e de R$ 28.050.253 no consolidado, a saber:

	Controladora		Consolidado	
Tipo de usina	**Danos materiais**	**Lucros cessantes**	**Danos materiais**	**Lucros cessantes**
Usinas Hidrelétricas	10.196.817	3.320.815	14.773.163	3.848.438
Usinas Termelétricas	-	-	1.912.959	1.106.828
Usinas Complementares (eólica, solar, biomassa e PCH)	49.291	731	5.358.200	1.050.665
	10.246.108	**3.321.546**	**22.044.322**	**6.005.931**

O limite máximo combinado para indenização de danos materiais e lucros cessantes é de R$ 3.747.120, por evento.

Em 2021, em virtude da entrada em operação dos parques, foi contratada apólice de riscos operacionais exclusiva para o Conjunto Eólico Campo Largo II, abrangendo danos materiais e lucros cessantes, nos montantes de R$ 1.393.181 e R$ 397.012, respectivamente, totalizando R$ 1.790.193. A vigência da apólice vai até 19.03.2022.

Adicionalmente, também em 2021, em virtude da solicitação de anuência da Aneel para a entrada em operação dos Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado, foram contratadas apólices de riscos operacionais exclusiva para as suas subestações, abrangendo danos materiais e lucros cessantes, nos montantes totais de, respectivamente, R$ 103.147 e R$ 169.763. As vigências das apólices vão até 21.08.2022 e 19.12.2022, respectivamente.

b) Riscos de engenharia

A Companhia mantém contratadas apólices de seguros para o Conjunto Eólico Santo Agostinho e para os Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado, cujos limites para danos materiais são de R$ 350.000, R$ 1.000.000 e R$ 500.000, respectivamente.

c) Outras coberturas

A Companhia possui seguros para cobertura de riscos em transportes nacionais e internacionais, responsabilidade civil de conselheiros, de diretores e de administradores, violência política e terrorismo, extensivos às suas controladas, bem como seguro de vida em grupo para os seus empregados e diretores.

d) Indenização de seguros

Em maio de 2019, ocorreu um sinistro em uma unidade geradora da Usina Hidrelétrica Jaguara, ficando a unidade sinistrada indisponível até fevereiro de 2020. A Companhia e a seguradora encerraram as negociações ao longo de 2021 e todos os valores devidos foram recebidos pela controlada direta Jaguara. Adicionalmente, em 2020 e 2021, ocorreram sinistros em algumas controladas do Conjunto Eólico Campo Largo e na Usina Lages Bioenergética, os quais geraram exposição de lucros cessantes e danos materiais. As Companhias e as seguradoras estão em fase de negociações quanto a avaliação das coberturas destes sinistros.

NOTA 39 - COMPROMISSOS DE LONGO PRAZO

A Companhia possui estes compromissos de longo prazo considerados relevantes:

	Controladora						
	2022	2023	2024	2025	2026	2027 em diante	Total
Contratos de Uso do Sistema de Transmissão	389.837	389.837	389.837	389.837	389.837	1.340.926	3.290.111
Contratos de conexão	11.233	11.233	11.233	11.233	11.233	61.300	117.465
Repactuação do risco hidrológico	-	6.306	7.567	4.414	-	78.160	96.447
Modernização da UHSO[1]	59.519	15.454	76	-	-	-	75.049
Contratos de operação e manutenção	924	-	-	-	-	-	924
Saldos em 31.12.2021	**461.513**	**422.830**	**408.713**	**405.484**	**401.070**	**1.480.386**	**3.579.996**

	Consolidado						
	2022	2023	2024	2025	2026	2027 em diante	Total
Contratos de Uso do Sistema de Transmissão	605.471	605.471	605.471	605.471	605.471	5.274.197	8.301.552
Compra de carvão de Pampa Sul	152.836	152.836	166.999	154.804	152.836	631.470	1.411.781
Contratos de Uso do Sistema de Distribuição	46.025	46.025	46.025	46.025	46.025	910.564	1.140.689
Contratos de operação e manutenção	110.166	107.458	107.296	107.296	107.296	531.758	1.071.270
Sistema de Transmissão – Novo Estado	592.990	-	-	-	-	-	592.990
Repactuação do risco hidrológico	-	6.306	7.567	4.414	-	108.735	127.022
Contratos de conexão	14.128	11.297	11.297	11.297	11.297	62.151	121.467
Modernização da UHSO[1]	59.519	15.454	76	-	-	-	75.049
Sistema de Transmissão – Gralha Azul	64.847	-	-	-	-	-	64.847
Modernização da UHE Miranda	15.309	12.935	1.403	1.205	458	-	31.310
Modernização da UHE Jaguara	20.529	-	-	-	-	-	20.529
Saldos em 31.12.2021	**1.681.820**	**957.782**	**946.134**	**930.512**	**923.383**	**7.518.875**	**12.958.506**

(1) UHSO – Usina Hidrelétrica Salto Osório

a) Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (CUST)

Para o uso do sistema de transmissão e da rede básica, a Companhia e suas controladas CEE, Itasa, Jaguara e Pampa Sul e o Conjunto Eólico Trairí, Conjunto Eólico Campo Largo, Conjunto Eólico Campo Largo II e Umburanas – Fase I mantêm contratos com o ONS. Os contratos têm vigência até o término das concessões ou das autorizações das usinas.

b) Compra de carvão de Pampa Sul

A Companhia, por meio de sua controlada Pampa Sul, possui contratos de compra de carvão, com vigência até 2029 e previsão de renovação por mais 15 anos, até 2044 e até 2027, respectivamente.

c) Contratos de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD)

Para as usinas que não estão conectadas diretamente à rede básica, são mantidos contratos de uso do sistema de distribuição com as distribuidoras de energia das regiões onde essas usinas estão instaladas. Os contratos normalmente têm vigência até a data da extinção das concessões ou das autorizações das usinas da Companhia.

d) Contratos de operação e manutenção

A Companhia, suas controladas Ferrari, Jaguara, Miranda e os Conjuntos Eólicos Trairí, Campo Largo, Campo Largo II e Umburanas – Fase I mantêm contratos de operação e manutenção com terceiros.

e) Sistema de Transmissão – Novo Estado

A Companhia, por meio da controlada indireta Novo Estado, mantém contratos de construção do Sistema de Transmissão Novo Estado, localizado nos estados do Pará e Tocantins, com, aproximadamente, 1.800 km de extensão de linhas de transmissão.

f) Repactuação do risco hidrológico

Em dezembro de 2015, a Companhia aderiu à repactuação do risco hidrológico de usinas cuja energia foi comercializada no mercado regulado. Esta repactuação se deu por meio da transferência do risco hidrológico ao consumidor, mediante pagamento de prêmio de risco pela Companhia.

Com base no patamar de risco definido, o GSF correspondente ao ano de 2015 foi recalculado, resultando em um montante pago a maior que vem sendo compensado com os prêmios de risco devidos pela Companhia, calculados a valor presente. Após a referida compensação, a Companhia passará a efetuar o pagamento mencionado.

g) Contratos de conexão

A Companhia e suas controladas CEE, Pampa e o Conjunto Eólico Trairí mantêm contratos de conexão com empresas de transmissão. As vigências dos contratos irão até a data de extinção das concessões e das autorizações das unidades geradoras vinculadas aos contratos.

h) Modernização da Usina Hidrelétrica Salto Osório (UHSO)

A Companhia mantém contratos com fornecedores para a modernização da Usina Hidrelétrica Salto Osório. O contrato foi assinado em 20.11.2017 e irá resultar em um aumento na capacidade comercial da Usina de 13,9 MW médios.

i) Sistema de Transmissão – Gralha Azul

A Companhia, por meio da controlada indireta Gralha Azul, mantém contratos de construção do Sistema de Transmissão Gralha Azul, localizado no estado do Paraná, o qual totaliza, aproximadamente, 1.000 km de extensão de linhas de transmissão.

j) Modernização da Usina Hidrelétrica Miranda (Miranda)

Em 29.04.2021 a Companhia assinou o contrato de modernização do sistema digital de supervisão e controle, sistemas comuns e do sistema de proteção e oscilografia para as três unidades geradoras e sistemas comuns da Usina.

k) Modernização da Usina Hidrelétrica Jaguara (Jaguara)

Em 21.12.2020 a Companhia assinou o contrato de modernização do gerador da unidade geradora 01 da UHJA. Esta modernização, aliada a modernização da turbina, a qual deve ocorrer nos próximos anos, possibilitará o aumento da capacidade da Usina.

l) Contratos bilaterais de compra e venda de energia elétrica

De acordo com os dados acerca da garantia física e dos contratos de compra e venda em vigor, o balanço energético da Companhia mostra que a atual capacidade está com estes níveis de contratação nos próximos 6 anos:

	MW médios					
	2022	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**
Recursos próprios	4.333	4.480	4.547	4.537	4.534	4.534
Compras	1.364	1.001	793	333	287	280
Disponibilidade total	5.697	5.481	5.340	4.870	4.821	4.814
Disponibilidade contratada	5.043	4.582	4.156	3.558	3.047	2.698
Distribuidoras	*42,0%*	*46,4%*	*52,9%*	*67,8%*	*82,3%*	*95,7%*
Comercializadoras	*11,0%*	*8,5%*	*5,8%*	*4,4%*	*3,2%*	*0,8%*
Clientes livres	*47,0%*	*45,1%*	*41,3%*	*27,8%*	*14,5%*	*3,5%*
% Contratados	**88,52%**	**83,60%**	**77,83%**	**73,06%**	**63,20%**	**56,04%**

NOTA 40 - INFORMAÇÕES COMPLEMENTARES AO FLUXO DE CAIXA

As principais transações complementares ao fluxo de caixa foram as seguintes:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Dividendos destinados por controladas e controladas em conjunto	1.315.189	1.104.259	682.500	711.750
Dividendos intercalares, JSCP e dividendos adicionais creditados	1.459.112	1.407.161	1.459.112	1.407.161
Dividendos e juros sobre capital próprio não reclamados	10.177	3.978	10.177	3.978
Transferência de participação devido reestruturação societária[1]	598.442	167.219	-	167.219
Baixa de investimento pela alienação de subsidiária[1]	503.953	-	-	-
Redução de capital em investidas com compensação de fornecedores	35.469	-	-	-
Remensuração das obrigações com benefícios de aposentadoria	20.648	46.600	20.614	46.477
Crédito de imposto de renda e contribuição social	6.731	(72.427)	3.616	(76.282)
Fornecedores de imobilizado e de intangível	42.909	(683)	(160.115)	104.154
Juros, V.M. e deprec. capitalizados	-	-	80.159	55.657
Crédito de PIS e Cofins sobre imobilizado	-	-	-	(29.413)
Valor justo dos direitos de projeto adquirido	-	-	44.008	236.021
Ágio de empresa adquirida	-	-	-	80.247
Ativos líquidos de controladas adquiridas	-	-	-	136.093
Provisões para desmobilização	-	-	33.780	2.981
Provisões para desapropriações na construção de transmissão	-	-	6.220	2.519

(1) Mais informações vide nota 13 – Investimentos.

NOTA 41 - EVENTOS SUBSEQUENTES

a) Dividendos adicionais propostos e intermediários

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada no dia 14.02.2022, encaminhou para aprovação em AGO, a proposta de distribuição de dividendos adicionais sobre o lucro ajustado do exercício findo em 31.12.2021, no montante de R$ 549.798, ou R$ 0,6738313480 por ação. Tal proposta deverá ser ratificada pela AGO, a quem caberá definir as condições de pagamento dos dividendos.

Adicionalmente, nesta mesma data, o Conselho de Administração da Companhia aprovou a distribuição de dividendos intermediários com base no saldo da reserva de retenção de lucros exercício findo em 31.12.2021, no montante de R$ 638.669, ou R$ 0,7827524080 por ação), os quais ficarão ex-dividendos intermediários a partir de 25.02.2022 e serão pagos em 17.03.2022.

b) Aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos Paracatu e Floresta

Conforme mencionado na Nota 1 – Contexto operacional, a Companhia instalou Comitê Especial Independente para Transações com Partes Relacionadas, com o intuito de avaliar a aquisição da Solairedirect, empresa pertencente ao Grupo ENGIE, detentora dos Conjuntos Fotovoltaicos Paracatu e Floresta, e da ENGIE Solar Brasil Energia e Consultoria Ltda.

O Conjunto Fotovoltaico Paracatu, localizado em Paracatu/MG, possui capacidade instalada de 158,3 MWp, com contrato de venda de 34,0 MW médios pelo prazo de 20 anos, ao preço de R$ 364,13/MWh (base nov/2020), reajustado pelo IPCA, e iniciou a operação comercial em fevereiro de 2019.

Por sua vez, o Conjunto Fotovoltaico Floresta, localizado na cidade de Areia Branca/RN, possui capacidade instalada de 101,5 MWp, tendo contratado, pelo prazo de 20 anos, 25,1 MW médios ao preço de R$ 357,78/MWh (base nov/2020), reajustado pelo IPCA, com operação comercial iniciada em dezembro de 2017.

Após as devidas avaliações, *due diligences* e negociações dos termos e condições da operação, realizadas com o apoio de consultorias independentes especializadas contratadas pelo Comitê Independente, este enviou um relatório com sua recomendação para aquisição dos ativos ao Conselho de Administração da Companhia.

Em 14.02.2022, o Conselho de Administração da Companhia aprovou a aquisição proposta. O preço de aquisição de 100% das ações de Solairedirect e ENGIE Solar será de R$ 625 milhões, sujeitos a ajustes até a data de fechamento da operação. A assinatura do contrato será efetuada em data subsequente e o fechamento da operação está vinculado ao atendimento de determinadas condições precedentes.

COMENTÁRIOS SOBRE O COMPORTAMENTO DAS PROJEÇÕES EMPRESARIAIS

Identificação das projeções

a. Objeto da projeção

Investimentos em participações societárias, na manutenção, construção de novas linhas de transmissão e revitalização e ampliação do parque gerador.

A demonstração dos montantes de investimentos da Companhia segrega valores dispostos em dois grupos:

- Investimentos financiados com capital próprio, incluindo aquisições; e
- Investimentos financiados com dívidas, incluindo dívidas assumidas nas aquisições.

Ambos os modelos de projeção estão contemplados no item "d" abaixo.

As projeções realizadas são estimativas, as quais a Companhia entende serem razoáveis, que normalmente dependem de eventos futuros. Portanto, não podem ser consideradas como promessa de desempenho por parte da Companhia e de seus administradores.

b. Período projetado e o prazo de validade da projeção

A ENGIE Brasil Energia divulga trimestralmente ao mercado suas projeções de investimentos para o ano corrente e os dois anos subsequentes, com validade até sua concretização ou substituição por nova projeção.

c. Premissas da projeção, com a indicação de quais podem ser influenciadas pela administração da Companhia

As projeções de investimentos da Companhia se baseiam principalmente nestas premissas:

- Cronograma de manutenções das unidades geradoras;
- Diagnósticos de equipamentos;
- Obrigações regulatórias; e
- Iniciativas estratégicas.

Os valores informados, projeção e realizado, não consideram juros sobre a construção (Juros Sobre Capital de Terceiros).

A Administração pode influenciar todas as premissas, exceto as obrigações regulatórias que escapam ao seu controle.

Em caso de alteração relevante nas premissas acima, as projeções podem ser revisadas.

d. Valores dos indicadores que são objeto da previsão

Os montantes projetados e realizados referentes aos últimos dois exercícios sociais encontram-se nas tabelas apresentadas a seguir. Tais valores estão expressos em milhões de reais e não contemplam os juros sobre os financiamentos capitalizados durante o período de construção das usinas.

d.1. Ano de 2020

Investimentos realizados em 2020:

Descrição	Realizado 2020
Financiado com dívida	3.641
Financiado com capital próprio	372
Total	**4.013**

Em 2020, a Companhia investiu R$ 4.013 milhões, dos quais (i) R$ 656 milhões destinados à aquisição de participações societárias: R$ 329 milhões destinados à 100% da participação societária na Novo Estado Transmissora de Energia S.A., projeto em implantação nos estados do Pará e Tocantins, e R$ 327 milhões destinados à 3,25% de participação na Transportadora Associada de Gás S.A. ("TAG"); (ii) R$ 3.214 milhões aplicados na construção de novos projetos, sendo: R$ 1.229 milhões concentrados no Sistema de Transmissão Novo Estado, R$ 973 milhões no Conjunto Eólico Campo Largo II, R$ 860 milhões no Sistema de Transmissão Gralha Azul, R$ 136 milhões na Usina Termelétrica Pampa Sul e R$ 16 milhões em outros investimentos; (iii) R$ 133 milhões foram destinados aos projetos de manutenção e revitalização do parque gerador; e (iv) R$ 10 milhões designados para a modernização da Usina Hidrelétrica Salto Osório.

Resumo das variações entre o previsto e o realizado no ano de 2020:

As variações em relação às projeções divulgadas para 2020 ao final de 2019 e os investimentos realizados neste ano, no montante de R$ 1.552 milhões, decorreram, principalmente, da combinação dos seguintes eventos: (i) aquisição de participação societária nas empresas Novo Estado Transmissora de Energia S.A. e TAG; (ii) desembolsos para o desenvolvimento do Sistema de Transmissão Novo Estado; (iii) postergação do cronograma financeiro do Conjunto Eólico Campo Largo II, do Sistema de Transmissão Gralha Azul e da modernização da Usina Hidrelétrica Salto Osório; e (iv) custos inferiores ao previsto para a manutenção do parque gerador.

Projeção para os anos de 2021, 2022 e 2023 (divulgadas ao final de 2020):

Descrição \ Período de projeção	2021	2022	2023
Financiado com dívida	3.271	935	397
Financiado com capital próprio	245	633	357
Total	**3.516**	**1.568**	**754**

Resumo das variações das projeções para os anos de 2021 e 2022:

As variações das projeções para os anos de 2021 e 2022, no montante de R$ 3.707 milhões, decorreram, substancialmente, da combinação dos seguintes eventos: (i) custos de construção do Sistema de Transmissão Novo Estado e do Conjunto Eólico Santo Agostinho, não previstos na projeção de 2019; (ii) postergação do cronograma financeiro do Conjunto Eólico Campo Largo II, do Sistema de Transmissão Gralha Azul e modernização da Usina Hidrelétrica Salto Osório; e (iii) elevação na projeção de gastos com a manutenção do parque gerador.

d.2. Ano de 2021

Investimentos realizados em 2021:

Descrição	Realizado 2021
Financiado com dívida	2.809
Financiado com capital próprio	598
Total	**3.407**

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

Resumo das variações entre o previsto e o realizado no ano de 2021:

As variações em relação às projeções divulgadas para 2021 ao final de 2020 e os investimentos realizados neste ano, no montante de R$ 109 milhões, decorreram, principalmente à (i) postergação do cronograma financeiro do Sistema de Transmissão Novo Estado; (ii) maiores custos na implantação do Sistema de Transmissão Gralha Azul e no Conjunto Eólico Campo Largo II; e (iii) maiores custos que o previsto para a manutenção do parque gerador.

Projeção para os anos de 2022, 2023 e 2024:

Descrição \ Período de projeção	2022	2023	2024
Financiado com dívida	1.671	-	-
Financiado com capital próprio	812	843	148
Total	**2.483**	**843**	**148**

Resumo das variações das projeções para os anos de 2022 e 2023:

As variações das projeções para os anos de 2022 e 2023, no montante de R$ 1.004 milhões, decorreram, substancialmente, da combinação dos seguintes eventos: (i) elevação na projeção de gastos do Sistema de Transmissão Novo Estado e Conjunto Eólico Santo Agostinho; (ii) postergação do cronograma financeiro da modernização da Usina Hidrelétrica Salto Osório; (iii) elevação na projeção de gastos com a manutenção do parque gerador; e (iv) pagamento de saldo remanescente relativo à aquisição de participações societárias do projeto do Complexo Fotovoltaico Assú Sol.

OUTRAS INFORMAÇÕES QUE A COMPANHIA ENTENDA RELEVANTES

BALANÇO PATRIMONIAL E DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO AJUSTADOS POR EFEITOS REGULATÓRIOS

UHE Concessões Cotas – Ajustes relativos às empresas Jaguara e Miranda reguladas pela Medida Provisória 579/2012 (transformada na Lei 12.783/2013). Mais informações vide Nota 10 – Ativo financeiro de concessão.

Transmissoras – Ajustes relativos às transmissoras Gralha Azul e Novo Estado referentes aos contratos de concessão de serviço público de transmissão de energia. Mais informações vide Nota 11 - Ativo de contrato.

ATIVO

	31.12.2021				31.12.2020			
	Societário	UHE Concessões Cotas	Transmissoras	Ajustado	Societário	UHE Concessões Cotas	Transmissoras	Ajustado
ATIVO CIRCULANTE								
Caixa e equivalentes de caixa	5.156.406	-	-	5.156.406	4.538.946	-	-	4.538.946
Contas a receber de clientes	1.114.105	28.723	-	1.142.828	1.723.101	26.509	-	1.749.610
Crédito de imposto de renda e contribuição social	248.324	-	-	248.324	140.785	-	-	140.785
Dividendos a receber	-	-	-	-	32.500	-	-	32.500
Estoques	151.146	-	-	151.146	189.428	-	-	189.428
Ganhos não realizados em operações de hedge	42.577	-	-	42.577	14.475	-	-	14.475
Ganhos não realizados em operações de trading	206.647	-	-	206.647	320.309	-	-	320.309
Depósitos vinculados	638.606	-	-	638.606	174.048	-	-	174.048
Prêmio de riscos a apropriar - repactuação do risco hidrológico	15.089	-	-	15.089	15.089	-	-	15.089
Ativo financeiro de concessão	333.638	(333.638)	-	-	305.626	(305.626)	-	-
Ativo de contrato	387.529	-	(387.529)	-	-	-	-	-
Outros ativos circulantes	219.290	-	-	219.290	274.413	-	-	274.413
	8.513.357	**(304.915)**	**(387.529)**	**7.820.913**	**7.728.720**	**(279.117)**	**-**	**7.449.603**
Ativos não circulantes mantidos para venda	4.577	-	-	4.577	4.577	-	-	4.577
	8.517.934	**(304.915)**	**(387.529)**	**7.825.490**	**7.733.297**	**(279.117)**	**-**	**7.454.180**
ATIVO NÃO CIRCULANTE								
Realizável a Longo Prazo								
Ganhos não realizados em operações de hedge	184.155	-	-	184.155	719.380	-	-	719.380
Ganhos não realizados em operações de trading	100.523	-	-	100.523	54.385	-	-	54.385
Depósitos vinculados	265.432	-	-	265.432	235.819	-	-	235.819
Depósitos judiciais	79.198	-	-	79.198	82.539	-	-	82.539
Prêmio de riscos a apropriar - repactuação do risco hidrológico	85.507	-	-	85.507	100.597	-	-	100.597
Ativo financeiro de concessão	2.729.112	(2.729.112)	-	-	2.499.170	(2.499.170)	-	-
Ativo de contrato	4.936.101	-	(4.936.101)	-	2.961.419	-	(2.961.419)	-
Outros ativos não circulantes[1]	288.954	17.809	3.649	310.412	175.751	17.469	3.236	196.456
Investimentos	**2.366.708**	**-**	**-**	**2.366.708**	**2.425.062**	**-**	**-**	**2.425.062**
Imobilizado	**14.378.787**	**48.473**	**5.079.739**	**19.506.999**	**15.537.837**	**27.176**	**2.596.025**	**18.161.038**
Intangível	**4.038.156**	**2.153.370**	**118.942**	**6.310.468**	**2.513.990**	**2.236.572**	**107.239**	**4.857.801**
Direito de uso de arrendamentos	**145.158**	**-**	**-**	**145.158**	**147.002**	**-**	**-**	**147.002**
	29.597.791	**(509.460)**	**266.229**	**29.354.560**	**27.452.951**	**(217.953)**	**(254.919)**	**26.980.079**
TOTAL	**38.115.725**	**(814.375)**	**(121.300)**	**37.180.050**	**35.186.248**	**(497.070)**	**(254.919)**	**34.434.259**

(1) Refere-se aos ajustes na rubrica de imposto de renda diferido ativo

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO

	31.12.2021				31.12.2020			
	Societário	UHE Concessões Cotas	Transmissoras	Ajustado	Societário	UHE Concessões Cotas	Transmissoras	Ajustado
PASSIVO CIRCULANTE								
Fornecedores	649.962	-	-	649.962	861.752	-	-	861.752
Dividendos e juros sobre o capital próprio	56.558	-	-	56.558	1.385.056	-	-	1.385.056
Empréstimos e financiamentos	2.848.070	-	-	2.848.070	1.375.627	-	-	1.375.627
Debêntures	542.864	-	-	542.864	449.376	-	-	449.376
Arrendamentos a pagar	19.568	-	-	19.568	19.144	-	-	19.144
Concessões a pagar	274.071	-	-	274.071	228.865	-	-	228.865
Imposto de renda e contribuição social a pagar	82.443	-	-	82.443	198.541	-	-	198.541
Outras obrigações fiscais e regulatórias	106.555	-	-	106.555	113.901	-	-	113.901
Obrigações trabalhistas	171.232	-	-	171.232	130.097	-	-	130.097
Perdas não realizadas em operações de trading	190.348	-	-	190.348	321.654	-	-	321.654
Provisões	22.060	-	-	22.060	15.159	-	-	15.159
Obrigações com benefícios de aposentadoria	42.064	-	-	42.064	43.067	-	-	43.067
Outros passivos circulantes	769.364	-	-	769.364	238.687	-	-	238.687
	5.775.159	**-**	**-**	**5.775.159**	**5.380.926**	**-**	**-**	**5.380.926**
PASSIVO NÃO CIRCULANTE								
Empréstimos e financiamentos	10.749.031	-	-	10.749.031	9.825.881	-	-	9.825.881
Debêntures	5.994.752	-	-	5.994.752	5.113.171	-	-	5.113.171
Ações preferenciais resgatáveis	510.160	-	-	510.160	482.088	-	-	482.088
Arrendamentos a pagar	106.816	-	-	106.816	104.828	-	-	104.828
Perdas não realizadas em operações de trading	80.414	-	-	80.414	36.405	-	-	36.405
Concessões a pagar	4.544.720	-	-	4.544.720	3.783.453	-	-	3.783.453
Provisões	370.767	-	-	370.767	305.845	-	-	305.845
Obrigações com benefícios de aposentadoria	421.947	-	-	421.947	407.846	-	-	407.846
Imposto de renda e contribuição social diferidos	1.504.825	(265.133)	(38.062)	1.201.630	1.523.222	(157.475)	(84.537)	1.281.210
Outros passivos não circulantes	124.537	-	-	124.537	480.585	-	-	480.585
	24.407.969	**(265.133)**	**(38.062)**	**24.104.774**	**22.063.324**	**(157.475)**	**(84.537)**	**21.821.312**
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	**7.932.597**	**(549.242)**	**(83.238)**	**7.300.117**	**7.741.998**	**(339.595)**	**(170.382)**	**7.232.021**
TOTAL	**38.115.725**	**(814.375)**	**(121.300)**	**37.180.050**	**35.186.248**	**(497.070)**	**(254.919)**	**34.434.259**

	RESULTADO							
	31.12.2021				31.12.2020			
	Societário	UHE Concessões Cotas	Transmissoras	Ajustado	Societário	UHE Concessões Cotas	Transmissoras	Ajustado
Receita Operacional Líquida	12.540.673	(185.369)	(2.831.699)	9.523.605	12.259.159	(29.943)	(2.563.024)	9.666.192
Custos operacionais	(6.629.461)	(132.274)	2.562.664	(4.199.071)	(6.795.857)	(135.717)	2.279.348	(4.652.226)
LUCRO BRUTO	**5.911.212**	**(317.643)**	**(269.035)**	**5.324.534**	**5.463.302**	**(165.660)**	**(283.676)**	**5.013.966**
Despesas operacionais, líquidas	(1.615.073)	-	-	(1.615.073)	(380.790)	-	-	(380.790)
Resultado de participações societárias	601.985	-	-	601.985	487.051	-	-	487.051
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	**4.898.124**	**(317.643)**	**(269.035)**	**4.311.446**	**5.569.563**	**(165.660)**	**(283.676)**	**5.120.227**
Resultado financeiro	(3.078.690)	-	402.243	(2.676.447)	(1.882.435)	-	59.213	(1.823.222)
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS SOBRE O LUCRO	**1.819.434**	**(317.643)**	**133.208**	**1.634.999**	**3.687.128**	**(165.660)**	**(224.463)**	**3.297.005**
Imposto de renda e contribuição social	(254.464)	108.000	(46.063)	(192.527)	(889.860)	56.325	76.379	(757.156)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	**1.564.970**	**(209.643)**	**87.145**	**1.442.472**	**2.797.268**	**(109.335)**	**(148.084)**	**2.539.849**
LUCRO ATRIBUÍDO AO(S):								
Acionistas da ENGIE Brasil Energia	1.563.725	(209.643)	87.145	1.441.227	2.797.091	(109.335)	(148.084)	2.539.672
Acionista não controlador	1.245	-	-	1.245	177	-	-	177
	1.564.970	**(209.643)**	**87.145**	**1.442.472**	**2.797.268**	**(109.335)**	**(148.084)**	**2.539.849**

DECLARAÇÃO DOS DIRETORES DA COMPANHIA

Os diretores da Companhia declaram que examinaram, discutiram e revisaram todas as informações contidas nas Demonstrações Contábeis da Companhia (individual e consolidada), bem como, concordam com a opinião dos auditores independentes da Companhia, Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, referenciadas no Relatório dos Auditores Independentes apresentado.

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

Marcelo Cardoso Malta
Diretor Financeiro

Gabriel Mann dos Santos
Diretor de Comercialização de Energia

Guilherme Slovinski Ferrari
Diretor de Novos Negócios, Estratégia e Inovação

José Luiz Jansson Laydner
Diretor de Operação

Marcos Keller Amboni
Diretor de Regulação e Mercado

Luciana Moura Nabarrete
Diretora Administrativo

Márcio Daian Neves
Diretor de Implantação

Florianópolis, 14 de fevereiro de 2022.

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Maurício Stolle Bähr
Presidente

Paulo Jorge Tavares Almirante
Vice-Presidente

Dirk Achiel Marc Beeuwsaert
Conselheiro

Karin Koogan Breitman
Conselheira

Pierre Jean Bernard Guiollot
Conselheiro

Simone Cristina de Paola Barbieri
Conselheira

Paulo de Resende Salgado
Conselheiro

Manoel Eduardo Lima Lopes
Conselheiro

Adir Flávio Sviderskei
Conselheiro

DIRETORIA EXECUTIVA

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

Marcelo Cardoso Malta
Diretor Financeiro

Gabriel Mann dos Santos
Diretor de Comercialização de Energia

Guilherme Slovinski Ferrari
Diretor de Novos Negócios, Estratégia e Inovação

José Luiz Jansson Laydner
Diretor de Operação

Marcos Keller Amboni
Diretor de Regulação e Mercado

Luciana Moura Nabarrete
Diretora Administrativo

Márcio Daian Neves
Diretor de Implantação

DEPARTAMENTO DE CONTABILIDADE

Paulo Roberto Keller de Negreiros

Gerente do Departamento de Contabilidade

Contador - CRC RS-068193/O-2 T-SC

Deloitte.

Deloitte Touche Tohmatsu
Rua Orestes Guimarães, 538,
6º andar, salas 602, 603 e 604
89204-060 - Joinville - SC
Brasil

Tel.: + 55 (47) 3025-5155
Fax: + 55 (47) 3328-5155
www.deloitte.com.br

RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE SOBRE AS
DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS

Aos Acionistas, Conselheiros e Administradores da
Engie Brasil Energia S.A.

Opinião

Examinamos as demonstrações contábeis individuais e consolidadas da Engie Brasil Energia S.A. e controladas ("Companhia"), identificadas como controladora e consolidado, respectivamente, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2021 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo em 31 de dezembro de 2021, bem como as correspondentes notas explicativas, incluindo o resumo das principais políticas contábeis.

Opinião sobre as demonstrações contábeis individuais

Em nossa opinião, as demonstrações contábeis individuais acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Engie Brasil Energia S.A. em 31 de dezembro de 2021, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Opinião sobre as demonstrações contábeis consolidadas

Em nossa opinião, as demonstrações contábeis consolidadas acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira consolidada da Engie Brasil Energia S.A. e controladas em 31 de dezembro de 2021, o desempenho consolidado de suas operações e os seus fluxos de caixa consolidados para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro ("International Financial Reporting Standards - IFRS"), emitidas pelo "International Accounting Standards Board - IASB".

Base para opinião

Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção a seguir intitulada "Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações contábeis individuais e consolidadas". Somos independentes em relação à Companhia e a suas controladas, de acordo com os princípios éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade - CFC, e cumprimos com as demais responsabilidades éticas de acordo com essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Principais assuntos de auditoria

Principais assuntos de auditoria são aqueles que, em nosso julgamento profissional, foram os mais significativos em nossa auditoria do exercício corrente. Esses assuntos foram tratados no contexto de nossa auditoria das demonstrações contábeis individuais e consolidadas como um todo e na formação de nossa opinião sobre essas demonstrações contábeis individuais e consolidadas, e, portanto, não expressamos uma opinião separada sobre esses assuntos.

A Deloitte refere-se a uma ou mais entidades da Deloitte Touche Tohmatsu Limited, uma sociedade privada, de responsabilidade limitada, estabelecida no Reino Unido ("DTTL"), sua rede de firmas-membro, e entidades a ela relacionadas. A DTTL e cada uma de suas firmas-membro são entidades legalmente separadas e independentes. A DTTL (também chamada "Deloitte Global") não presta serviços a clientes. Consulte www.deloitte.com/about para obter uma descrição mais detalhada da DTTL e suas firmas-membro.

A Deloitte oferece serviços de auditoria, consultoria, assessoria financeira, gestão de riscos e consultoria tributária para clientes públicos e privados dos mais diversos setores. A Deloitte atende quatro de cada cinco organizações listadas pela Fortune Global 500®, por meio de uma rede globalmente conectada de firmas-membro em mais de 150 países, trazendo capacidades de classe global, visões e serviços de alta qualidade para abordar os mais complexos desafios de negócios dos clientes. Para saber mais sobre como os cerca de 286.200 profissionais da Deloitte impactam positivamente nossos clientes, conecte-se a nós pelo Facebook, LinkedIn e Twitter.

© 2022. Para mais informações, contate a Deloitte Touche Tohmatsu Limited.

Deloitte.

Reconhecimento de receita

Conforme descrito na nota explicativa nº 32 às demonstrações contábeis individuais e consolidadas, a receita da Companhia decorre substancialmente do suprimento e da comercialização de energia elétrica.

Esse assunto foi considerado como significativo para a nossa auditoria em função do volume e da especificidade dos contratos de suprimento de energia, processos que suportam seu reconhecimento, a sua dependência de sistemas e seus respectivos controles internos.

Nossos procedimentos de auditoria sobre o reconhecimento de receita incluíram, entre outros: (i) avaliação do desenho, da implementação e da efetividade operacional das atividades de controles internos da Companhia relacionados ao processo da Administração para mensurar o montante da receita de suprimento e comercialização de energia elétrica a ser reconhecida, de acordo com os requerimentos contábeis e com as condições contratuais; (ii) envolvimento de nossos especialistas em Tecnologia da Informação para avaliação dos sistemas e do ambiente informatizado utilizados para registro de tais montantes; (iii) testes dos contratos de suprimento e de comercialização de energia, por amostragem, considerando suas especificidades e registro contábil; (iv) teste de recebimento subsequente de faturas, por amostragem; (v) teste sobre as receitas não faturadas, avaliando o processo de estimativa da Administração; e (vi) avaliação para saber se as divulgações efetuadas pela Administração nas demonstrações contábeis individuais e consolidadas estão apropriadas.

Com base nos procedimentos de auditoria anteriormente descritos e nas evidências de auditoria obtidas, consideramos que o processamento, o registro e o reconhecimento da receita, realizados pela Companhia, assim como as respectivas divulgações, estão adequados no contexto das demonstrações contábeis individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Direito de extensão de concessão - Repactuação do risco hidrológico

Conforme descrito na nota explicativa nº 15 às demonstrações contábeis individuais e consolidadas, em setembro de 2020, entrou em vigor a Lei nº 14.052, que estabelece novas condições para a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica, tendo como objetivo a compensação aos titulares das usinas hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE dos efeitos decorrentes de externalidades que agravaram o "Generation Scaling Factor - GSF" ao longo dos últimos anos. A compensação ocorrerá por meio de extensão do período de outorga da concessão e está condicionada à desistência das ações judiciais e à renúncia de qualquer alegação de direito relativa à isenção ou mitigação dos riscos hidrológicos relacionados ao MRE.

Esse tema foi considerado um principal assunto em nossa auditoria, pois: (i) o valor registrado no exercício relacionado à repactuação do risco hidrológico foi material para a auditoria; (ii) a mensuração dos valores justos do ativo envolve a aplicação de metodologias e premissas de avaliação relevantes, que são complexas e que requerem alto grau de julgamento por parte da Administração e de seus especialistas, tais como taxas de desconto, projeções de preços de venda, projeções de custo futuro de operações de usinas, entre outras premissas; e (iii) o assunto demandou o envolvimento intenso e frequente de membros experientes da equipe de auditoria e de seus especialistas técnicos, Administração da Companhia, bem como de diversos participantes do setor de energia.

© 2022. Para mais informações, contate a Deloitte Touche Tohmatsu Limited.

Nossos principais procedimentos de auditoria incluíram, entre outros: (i) avaliação das políticas contábeis aplicadas pela Companhia para reconhecimento e mensuração do direito de extensão de concessão; (ii) a avaliação das Leis nº 14.052/2020 e nº 14.182/2021, das Resoluções Normativas nº 895/2020 e nº 930/2021 e das Resoluções Homologatórias nº 2.919/2021 e nº 2.932/2021 emitidas pelo regulador, as quais formalizaram o direito e regulamentação do direito de extensão de concessão e a análise da documentação-suporte para a transação; (iii) avaliação das principais premissas e metodologias utilizadas pela Companhia na mensuração e no adequado reconhecimento do valor justo do ativo de direito de extensão de concessão reconhecido; e (iv) a avaliação se as divulgações efetuadas pela Administração nas demonstrações contábeis estão apropriadas.

Com base nos procedimentos de auditoria efetuados no teste de reconhecimento do valor justo do direito de extensão de concessão, consideramos o reconhecimento do intangível relacionado à repactuação do risco hidrológico adequado, assim como as respectivas divulgações, no contexto das demonstrações contábeis individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Processo de alienação de investidas

Conforme descrito nas notas explicativas nº 1.e, nº 1.f e nº 13 às demonstrações contábeis individuais e consolidadas, em decorrência da estratégia de descarbonização do Grupo Engie, a Companhia reiniciou os processos de vendas das investidas Diamante Geração de Energia Ltda. ("Diamante") e Usina Termelétrica Pampa Sul ("Pampa Sul"), em 2020 e 2021, respectivamente. Em 30 de agosto de 2021, foi assinado o contrato de compra e venda de quotas ("QPA"), o qual regula a alienação da totalidade da participação societária que a Companhia possuía na subsidiária Diamante. Nessa data a Administração entendeu que foram atendidos os critérios determinados pelo pronunciamento técnico CPC 31- IFRS 5 para classificar o ativo como mantido para venda. Posteriormente, em 18 de outubro de 2021, foi concluída a operação de venda da Diamante. Em relação à Pampa Sul, o processo de venda está em fase de avaliação de potenciais compradores e a Companhia concluiu que os pré-requisitos para reclassificação dos saldos para ativo não circulante mantido para venda ainda não foram atingidos. Adicionalmente, em 31 de dezembro de 2021, a Companhia reconheceu perdas estimadas para redução ao valor recuperável ("impairment") no investimento mantido na Pampa Sul, considerando a avaliação preliminar do valor de venda estar abaixo do valor contábil da investida.

Esse assunto foi considerado como um principal assunto de auditoria em virtude: (i) dos montantes envolvidos; (ii) do alto grau de julgamento empregado pela Administração para análise do momento em que os critérios para ativos e passivos mantidos para venda/operação descontinuada foram atingidos, que requer a utilização de conhecimento técnico e interpretação do contexto aplicável ao tema; e (iii) alto grau de julgamento empregado pela Administração para mensurar a provisão para perdas, que requer a utilização de conhecimento técnico e do histórico das operações de alienações da Companhia e de suas controladas.

Para responder este principal assunto, nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros: (a) avaliação dos critérios utilizados pela Administração para identificação do momento em que foram atingidos os critérios para classificação de ativos e passivos mantidos para venda/operação descontinuada e mensuração dos valores apresentados nas demonstrações contábeis; (b) avaliação dos critérios utilizados para identificação e mensuração do valor recuperável das investidas e avaliação das principais premissas utilizadas na mensuração; e (c) Avaliação das divulgações efetuadas pela Administração nas demonstrações contábeis individuais e consolidadas.

Com base nos procedimentos de auditoria anteriormente descritos e nas evidências de auditoria obtidas, consideramos que a classificação, mensuração e apresentação das investidas Diamante e Pampa Sul, realizada pela Administração, assim como as respectivas divulgações, são aceitáveis no contexto das demonstrações contábeis individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

© 2022. Para mais informações, contate a Deloitte Touche Tohmatsu Limited.

Deloitte.

Outros assuntos

Demonstrações do valor adicionado

As demonstrações individual e consolidada do valor adicionado - DVA, referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2021, elaboradas sob a responsabilidade da Administração da Companhia, e apresentadas como informação suplementar para fins de IFRS, foram submetidas a procedimentos de auditoria executados em conjunto com a auditoria das demonstrações contábeis da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essas demonstrações estão reconciliadas com as demonstrações contábeis e os registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e o seu conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no pronunciamento técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Em nossa opinião, essas demonstrações do valor adicionado foram adequadamente elaboradas, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nesse pronunciamento técnico e são consistentes em relação às demonstrações contábeis individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Outras informações que acompanham as demonstrações contábeis individuais e consolidadas e o relatório do auditor

A Administração da Companhia é responsável por essas outras informações que compreendem o Relatório da Administração.

Nossa opinião sobre as demonstrações contábeis individuais e consolidadas não abrange o Relatório da Administração, e não expressamos qualquer forma de conclusão de auditoria sobre esse relatório.

Em conexão com a auditoria das demonstrações contábeis individuais e consolidadas, nossa responsabilidade é a de ler o Relatório da Administração e, ao fazê-lo, considerar se esse relatório está, de forma relevante, inconsistente com as demonstrações contábeis ou com nosso conhecimento obtido na auditoria ou, de outra forma, aparenta estar distorcido de forma relevante. Se, com base no trabalho realizado, concluirmos que há distorção relevante no Relatório da Administração, somos requeridos a comunicar esse fato. Não temos nada a relatar a esse respeito.

Responsabilidades da Administração e da governança pelas demonstrações contábeis individuais e consolidadas

A Administração é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações contábeis individuais de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e das demonstrações contábeis consolidadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS), emitidas pelo IASB, e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações contábeis livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Na elaboração das demonstrações contábeis individuais e consolidadas, a Administração é responsável pela avaliação da capacidade de a Companhia continuar operando e divulgando, quando aplicável, os assuntos relacionados com a sua continuidade operacional e o uso dessa base contábil na elaboração das demonstrações contábeis, a não ser que a Administração pretenda liquidar a Companhia e suas controladas ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações.

Os responsáveis pela governança da Companhia e de suas controladas são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações contábeis.

© 2022. Para mais informações, contate a Deloitte Touche Tohmatsu Limited.

Deloitte.

Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações contábeis individuais e consolidadas

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações contábeis individuais e consolidadas, tomadas em conjunto, estão livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro, e emitir relatório de auditoria contendo nossa opinião. Segurança razoável é um alto nível de segurança, mas não uma garantia de que a auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria sempre detecta as eventuais distorções relevantes existentes. As distorções podem ser decorrentes de fraude ou erro e são consideradas relevantes quando, individualmente ou em conjunto, possam influenciar, dentro de uma perspectiva razoável, as decisões econômicas dos usuários tomadas com base nas referidas demonstrações contábeis.

Como parte de uma auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria, exercemos julgamento profissional e mantemos ceticismo profissional ao longo da auditoria. Além disso:

- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações contábeis individuais e consolidadas, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais.

- Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas não com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia e de suas controladas.

- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela Administração.

- Concluímos sobre a adequação do uso, pela Administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia e de suas controladas. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar a atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações contábeis individuais e consolidadas ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações forem inadequadas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia e suas controladas a não mais se manterem em continuidade operacional.

- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações contábeis, inclusive as divulgações e se as demonstrações contábeis individuais e consolidadas representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.

- Obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente referente às informações financeiras das entidades ou atividades de negócio do Grupo para expressar uma opinião sobre as demonstrações contábeis consolidadas. Somos responsáveis pela direção, pela supervisão e pelo desempenho da auditoria do Grupo e, consequentemente, pela opinião de auditoria.

Comunicamo-nos com os responsáveis pela governança a respeito, entre outros aspectos, do alcance planejado, da época da auditoria e das constatações significativas de auditoria, inclusive as eventuais deficiências significativas nos controles internos que identificamos durante nossos trabalhos.

© 2022. Para mais informações, contate a Deloitte Touche Tohmatsu Limited.

Deloitte.

Fornecemos também aos responsáveis pela governança declaração de que cumprimos com as exigências éticas relevantes, incluindo os requisitos aplicáveis de independência, e comunicamos todos os eventuais relacionamentos ou assuntos que poderiam afetar, consideravelmente, nossa independência, incluindo, quando aplicável, as respectivas salvaguardas.

Dos assuntos que foram objeto de comunicação com os responsáveis pela governança, determinamos aqueles que foram considerados como mais significativos na auditoria das demonstrações contábeis do exercício corrente e que, dessa maneira, constituem os principais assuntos de auditoria. Descrevemos esses assuntos em nosso relatório de auditoria, a menos que lei ou regulamento tenha proibido divulgação pública do assunto, ou quando, em circunstâncias extremamente raras, determinarmos que o assunto não deve ser comunicado em nosso relatório porque as consequências adversas de tal comunicação podem, dentro de uma perspectiva razoável, superar os benefícios da comunicação para o interesse público.

Joinville, 14 de fevereiro de 2022

Deloitte Touche Tohmatsu
DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes Ltda.
CRC nº 2 SP 011609/O-8 "F" SC

Fernando de S. L. L.
Fernando de Souza Leite
Contador
CRC nº 1 PR 050422/O-3

© 2022. Para mais informações, contate a Deloitte Touche Tohmatsu Limited.

RELATÓRIO RESUMIDO DO COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO

1. Apresentação

O Comitê de Auditoria Estatutário ("CAE") foi criado como parte integrante da governança corporativa da ENGIE, atendendo à alteração do Estatuto Social da Engie (33ª AGE - item 1.1), que adequou a ENGIE às regras do Regulamento do Novo Mercado B3 no tocante a instalação do Comitê de Auditoria Estatutário (Art. 22).

O CAE foi constituído, na Reunião do Conselho de Administração da Companhia número 193, realizada em 06 de dezembro de 2019, na qual foi aprovada o seu Regimento Interno, e na Reunião do Conselho de Administração da Companhia número 202, de 14 de maio de 2020, na qual foram nomeados os membros do CAE.

O CAE é um órgão estatutário de caráter permanente, vinculado diretamente ao Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia S/A ("ENGIE"), sendo regido pelas regras previstas na legislação brasileira e disposições contidas em seu Regimento Interno. O CAE reporta os assuntos tratados em suas reuniões, bem como suas manifestações, ao Conselho de Administração da ENGIE, conforme atas das reuniões arquivadas na Companhia.

Os membros da Diretoria da ENGIE são convidados a participar das reuniões do CAE que envolvam temas a eles afetos ou assuntos por eles submetidos para apreciação do CAE e indicam, conforme o caso, a participação dos gestores das áreas responsáveis pelas matérias a serem tratadas. Os gestores designados pela ENGIE também são convidados a participar de todas as reuniões do CAE.

A Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes (DTT) é a firma responsável pelo exame e emissão do relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras e pela emissão dos relatórios especiais sobre as revisões trimestrais (ITR's) do Conglomerado ENGIE no período deste relatório.

O CAE atualmente é composto pelos Conselheiros de Administração da ENGIE, Economista Paulo de Resende Salgado, Coordenador do CAE, e Contador Manoel Eduardo Lima Lopes, e pela Advogada Carla Carvalho de Carvalho, todos atendendo aos critérios de independência estabelecidos pela legislação vigente e, também, pelos critérios do Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (IBGC).

2. Resumo das atividades no Ano de 2021

No período de 01 de janeiro de 2021 a 31 de dezembro de 2021, o CAE realizou 18 (dezoito) reuniões, e 4 (quatro) reuniões no ano de 2022 (até a data de avaliação das demonstrações financeiras referentes ao exercício de 2021), envolvendo os Diretores Executivos, Auditores Internos e Auditores Independentes do Conglomerado ENGIE, assim como os Gerentes das Unidades Organizacionais de Governança, Riscos & Controles, Contabilidade, Tributária, Jurídica, Ética e *Compliance*. O CAE realizou também 6 (seis) reuniões com o Conselho de Administração.

Dentre as atividades realizadas no exercício, destacamos as seguintes:

1. Discussão e avaliação das políticas de independência dos auditores independentes, abrangendo em especial os seguintes assuntos: (i) o planejamento e a execução dos trabalhos de auditorias das demonstrações financeiras trimestrais do exercício social de 2021 do Conglomerado ENGIE; (ii) conhecer as naturezas e extensões dos principais procedimentos de auditoria selecionados e os conceitos de materialidades adotados; (iii) as análises de riscos de auditorias por eles efetuadas; (iv) as conclusões dos exames de auditorias, tendo tomado conhecimento do teor do relatório dos auditores independentes sobre os exames das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2021, dando-se por satisfeito com as informações e esclarecimentos prestados. Também foram obtidas informações para assegurar as independências dos auditores e as inexistências de conflitos de interesses em outros trabalhos que não os de auditorias das demonstrações financeiras.

2. Acompanhamento, do processo de elaboração das demonstrações financeiras e informações trimestrais, mediante reuniões com os administradores e auditores independentes, abordando as principais práticas contábeis adotadas, as estimativas contábeis efetuadas, bem como as apresentações das situações patrimoniais e financeiras, dos resultados financeiros, dos fluxos de caixa e dos valores adicionados e das notas explicativas às demonstrações financeiras.

3. Supervisão do Plano Anual da Auditoria Interna, sua execução, relatórios emitidos, conhecimento dos pontos levantados e das recomendações, como também as providências tomadas pela Administração.

4. Monitoramento do Programa de Controles Internos e da Matriz de Riscos.

5. Conhecimento das decisões do Conglomerado ENGIE com relação à Lei Geral de Proteção de Dados.

6. Acompanhamento de eventos desenvolvidos pela área tributária corporativa.

7. Acompanhamento de processos judiciais e administrativos que envolvam ativos e passivos em andamento.

8. Monitoramento do canal de denúncias éticas do Conglomerado ENGIE.

9. Discussão e avaliação da Política de Comercialização de Energia- Processo de Trading.

10. Discussão e avaliação do Relatório de Sustentabilidade de 2020.

11. Discussão e avaliação do Programa de Segurança de Informação da ENGIE Brasil Energia S.A.

12. Discussão e avaliação dos Investimentos em Energia Renováveis.

13. Os membros do Comitê de Auditoria Estatutária tomaram conhecimento da ADE-831-0001, de 27/09/202, deliberando, entre outros assuntos, sobre a criação da Unidade Organizacional Governança, Riscos & Controles (GRC), com a nomeação do Sr. Antonio Carlos Corrêa Benavides, como gestor da respectiva área; destituição do Sr. Antonio Carlos Corrêa Benavides do cargo de gerente da Unidade Organizacional Auditoria Interna; e nomeação da Sra. Taisa Machado Sena como gerente da Unidade Organizacional Auditoria Interna. A par do deliberado pela Diretoria Corporativa, o Comitê de Auditoria Estatutário registrou que não teve conhecimento de nenhum fato ou evidência que impeça a nomeação pelo Conselho de Administração da Sra. Taisa Machado Sena como gerente da Unidade Organizacional Auditoria Interna da Companhia.

PARECER DO COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO – CAE
ENGIE Brasil Energia S/A

De acordo com a legislação vigente, os membros do CAE, no exercício de suas atribuições e responsabilidades legais, conforme previsto nas normas da CVM, Regulamentação do Novo Mercado e no Regimento Interno do Comitê, procederam à análise das demonstrações financeiras individuais e consolidadas, acompanhadas do relatório dos auditores independentes e do relatório da administração referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2021 e considerando as informações prestadas pela Administração da Companhia e pelos profissionais da Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, opinam, por unanimidade, recomendar a sua aprovação pelo Conselho de Administração e o seu encaminhamento à Assembleia Geral Ordinária – AGO para deliberação pelos acionistas.

Esse Parecer, depois de lido e achado conforme, será assinado pelos membros do Comitê de Auditoria Estatutário, por meio do *DocuSign*.

Rio de Janeiro, 14 de fevereiro de 2022.

DocuSigned by:
Paulo Salgado

Paulo de Resende Salgado
Coordenador do Comitê de Auditoria Estatutário

DocuSigned by:
Carla de Carvalho

Carla Carvalho de Carvalho
Membro do Comitê de Auditoria Estatutário

DocuSigned by:
Manoel Lopes

Manoel Eduardo Lima Lopes
Membro do Comitê de Auditoria Estatutário

ENGIE Brasil Energia S.A.

CNPJ 02.474.103/0001-19 – NIRE 4230002438-4
Companhia Aberta - Registro CVM nº 1732-9

PARECER DO CONSELHO FISCAL

Os membros do Conselho Fiscal da ENGIE Brasil Energia S.A, infra-assinados, em cumprimento das disposições legais e estatutárias, examinaram o Relatório Anual da Administração e as Demonstrações Contábeis compostas pelo balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2021 e pelas demonstrações do resultado do exercício; do resultado abrangente; das mutações do patrimônio líquido; do fluxo de caixa e do valor adicionado para o exercício findo naquela data, as respectivas notas explicativas, bem como a proposta de destinação do lucro liquido do exercício para reserva legal, reserva de incentivos fiscais, dividendos e juros sobre o capital próprio.

Com base nos exames efetuados e considerando, ainda, o relatório dos auditores independentes, Deloitte Touche Tohmatsu, emitido sem ressalvas em 14 de fevereiro de 2022, bem como as informações e esclarecimentos recebidos dos representantes da administração ao longo do exercício, os membros do Conselho Fiscal expressam a opinião que os documentos em apreço, bem como a proposta de destinação do lucro líquido do exercício apresentada pelo Conselho de Administração em 14 de fevereiro de 2022 estão em condições de serem aprovados pelos acionistas na próxima Assembleia Geral Ordinária da Companhia.

Florianópolis, 14 de fevereiro de 2022.

DocuSigned by:
Waltamir Barreiros
Waltamir Barreiros
Conselheiro Presidente

DocuSigned by:
Carlos Guerreiro Pinto
FF29BD9C2E4F42D...
Carlos Guerreiro Pinto
Conselheiro

DocuSigned by:
Milre Felix Neto
Milre Felix Neto
Conselheiro