

MAIO 2025 | ANO 1 | Nº 1

# CAMINHOS PARA A TRANSIÇÃO ENERGÉTICA EM GOIÁS

CADERNO DE ESTUDOS Nº 1



**FAPEG**

Fundação de Amparo à Pesquisa  
do Estado de Goiás

**SGG**  
Secretaria-Geral  
de Governo

GOVERNO DE  
**GOIÁS**  
O ESTADO QUE DÁ CERTO

## GOVERNO DO ESTADO DE GOIÁS

Ronaldo Ramos Caiado

*Governador do Estado de Goiás*

Daniel Elias Carvalho Vilela

*Vice-Governador do Estado de Goiás*

## SECRETARIA-GERAL DE GOVERNO

Adriano da Rocha Lima

*Secretário-Geral de Governo*

Renato Rodrigues de Lyra

*Subsecretário - Subsecretaria de Energia, Telecomunicações e Cidades Inteligentes*

Cássio Pereira Vieira

*Superintendente - Superintendência de Energia*

Kamilla Cristina da Silva Pires

*Gerente - Gerência de Pesquisa e Estatísticas de Energia*

Rodrigo Costa Silveira

*Gerente - Gerência de Políticas de Energia*

## EQUIPE TÉCNICA DA SUPERINTENDÊNCIA DE ENERGIA

Celina Pereira de Jesus

Gabriela Miguel Fraga

Getúlio Santiago dos Santos Júnior

Glaucilene Duarte Carvalho

Gustavo da Costa Vergara

Patrick Soares Mendes

Renata Uchôa Borges Ribeiro

Saymon Fonseca Santos Mendes

## EQUIPE DE DIAGRAMAÇÃO E REVISÃO

Karolyne Rafaelly de Sousa Carvalho

Patrick Soares Mendes

Saymon Fonseca Santos Mendes

## EQUIPE DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO

*Diogo Appel Colvero*

*Lina Paola Garces Negrete*

*Felipe Pamplona Mariano*

*Luana Alves Akamine*

*Fernando Nunes Belchior*

*Paulo Henrique Neves Pimenta*

*Gino Bertolucci Colherinhos*

*Raphael de Aquino Gomes*

*Jéssica Santoro Gonçalves Pena*

*Rodrigo da Rocha Gonçalves*

# Sumário

<b>PREFÁCIO</b>	<b>7</b>
<b>SEÇÃO INFRAESTRUTURA ELÉTRICA</b>	<b>9</b>
<b>1 PLANEJAMENTO ELÉTRICO</b>	<b>10</b>
<b>2 INFRAESTRUTURA ELÉTRICA ATUAL DO ESTADO DE GOIÁS</b>	<b>12</b>
2.1 Introdução . . . . .	12
2.2 Atividade 1: Obtenção de informações da Base de Dados Geográfica da Distri- buidora (BDGD) . . . . .	12
2.3 Atividade 2: Entendimento das funcionalidades do QGIS . . . . .	13
2.4 Atividade 3: Extração de dados oriundos do BDGD com o QGIS . . . . .	13
2.5 Atividade 4: Análise e tabulação de dados oriundos da BDGD com auxílio do QGIS . . . . .	16
2.6 Atividade 5: Levantamento dos dados relativos a equipamentos da infraestrutura elétrica do Estado de Goiás . . . . .	16
2.7 Atividade 6: Utilização de linguagem de programação Python e a ferramenta Power BI . . . . .	19
2.8 Atividade 7: Proposta de simulação do sistema elétrico para análises pontuais da operação . . . . .	21
2.9 Conclusão . . . . .	25
<b>REFERÊNCIAS</b>	<b>26</b>
<b>SEÇÃO TECNOLOGIAS DA INFORMAÇÃO</b>	<b>28</b>
<b>3 ANÁLISE DO ESTADO DE GOIÁS SOB A PERSPECTIVA DE CIDA- DES INTELIGENTES E SUSTENTÁVEIS</b>	<b>29</b>
3.1 Introdução . . . . .	29
3.2 ISO 37120 . . . . .	29
3.3 Consumo per capita . . . . .	30
3.4 Energia proveniente de fontes renováveis . . . . .	32
3.5 Fornecimento regular de energia elétrica . . . . .	35
3.6 Consumo de energia de edifícios públicos . . . . .	36
3.7 Consumo de energia elétrica da iluminação de vias públicas . . . . .	38
3.8 Duração média de interrupção do fornecimento de energia elétrica . . . . .	40
3.9 Análise final . . . . .	42
3.10 Conclusão . . . . .	45
<b>REFERÊNCIAS</b>	<b>47</b>
<b>SEÇÃO ENERGIAS RENOVÁVEIS</b>	<b>49</b>
<b>4 GERAÇÃO HIDRELÉTRICA NO ESTADO DE GOIÁS</b>	<b>50</b>
4.1 Introdução . . . . .	50
4.2 Hidrografia do Estado de Goiás . . . . .	50
4.3 Levantamento de Recursos e Reservas . . . . .	52
4.3.1 Empreendimentos de energia elétrica no Estado de Goiás . . . . .	53
4.4 Aspectos Técnicos Das Usinas Hidrelétricas . . . . .	54
4.5 Aspectos Socioambientais Das Usinas Hidrelétricas . . . . .	54

4.6	Aspectos Econômicos Das Usinas Hidrelétricas . . . . .	55
4.7	Avaliação da Infraestrutura Energética no Estado de Goiás . . . . .	56
4.7.1	Distribuição de Energia Elétrica . . . . .	57
4.7.2	Transmissão de Energia Elétrica . . . . .	57
4.7.3	Expansão do sistema de transmissão versus de distribuição . . . . .	59
4.8	Avaliação de Custos . . . . .	60
4.8.1	Mensuração CAPEX e OPEX . . . . .	61
4.8.2	Custos associados à Usina Hidrelétrica . . . . .	61
4.8.3	Custos associados de transmissão . . . . .	62
4.8.4	Custos de Infraestrutura causados (ou evitados) pelo gerador . . . . .	62
4.8.5	Custo de intermitência . . . . .	63
4.8.6	Valor residual . . . . .	63
4.8.7	Conversões para Preços Sociais . . . . .	63
4.8.8	Estimação de Benefícios Econômicos . . . . .	64
4.8.9	Estimação de Externalidades . . . . .	64
4.9	Conclusão . . . . .	64
	<b>REFERÊNCIAS</b>	<b>66</b>
<b>5</b>	<b>AVALIAÇÃO DO POTENCIAL ECONÔMICO DO BIODIESEL NO ESTADO DE GOIÁS</b>	<b>69</b>
5.1	Introdução . . . . .	69
5.2	Aspectos legais, horizonte temporal e definição dos cenários avaliados . . . . .	69
5.3	Estimativa da Demanda de Biodiesel para o Estado de Goiás . . . . .	70
5.4	Análise econômica da produção de biodiesel . . . . .	71
5.5	Despesas de capitais (CAPEX) e despesas operacionais (OPEX) da produção de biodiesel no Estado de Goiás . . . . .	71
5.6	Produção de biodiesel goiana <i>versus</i> capacidade estadual instalada . . . . .	73
5.7	Estimativas da demanda de biodiesel para cada unidade produtora do Estado de Goiás . . . . .	74
5.8	Análise econômica da produção de biodiesel para o Estado de Goiás . . . . .	76
5.9	Análise de sensibilidade da análise econômica do biodiesel . . . . .	79
5.10	Qualidade do biodiesel . . . . .	81
5.10.1	Padrões de qualidade do diesel A <i>versus</i> biodiesel (B100) . . . . .	82
5.11	Conclusão . . . . .	83
	<b>REFERÊNCIAS</b>	<b>85</b>
<b>6</b>	<b>PESQUISA E ANÁLISE DO POTENCIAL DE PRODUÇÃO DE BIOGÁS DO ESTADO DE GOIÁS:</b>	
	<b>SETORES PECUÁRIO E AGROINDÚSTRIA RURAL</b>	<b>88</b>
6.1	Introdução . . . . .	88
6.2	Panorama atual . . . . .	88
6.3	Estimativa do potencial de produção de biogás do estado de Goiás . . . . .	90
6.3.1	Potencial da pecuária . . . . .	90
6.3.1.1	Bovinocultura de corte . . . . .	90
6.3.1.2	Bovinocultura leiteira . . . . .	91
6.3.1.3	Suinocultura . . . . .	92
6.3.1.4	Avicultura . . . . .	92
6.3.2	Potencial do setor da agroindústria rural . . . . .	94
6.3.2.1	Laticínios . . . . .	94

6.3.2.2	Abatedouros e Frigoríficos . . . . .	94
6.4	Tecnologias de biogás . . . . .	96
6.5	Modelos de negócios de biogás na agropecuária . . . . .	96
6.5.1	Viabilidade técnica e econômica de projetos de biogás com foco na geração de energia elétrica . . . . .	96
6.5.2	Oportunidades de projetos de biogás no estado de Goiás . . . . .	99
6.5.3	Mecanismos para impulsionar o potencial de biogás no estado de Goiás .	101
6.6	Conclusão . . . . .	102
<b>REFERÊNCIAS</b>		<b>103</b>
<b>SEÇÃO EFICIÊNCIA ENERGÉTICA</b>		<b>107</b>
<b>7 EFICIÊNCIA ENERGÉTICA: SETORES ESTRATÉGICOS E AVALIAÇÃO NO CONTEXTO DE GOIÁS</b>		<b>108</b>
7.1	Introdução . . . . .	108
7.1.1	Políticas e Diretrizes Nacionais e Regionais . . . . .	108
7.1.2	A Eficiência Energética e o Panorama Energético de Goiás . . . . .	110
7.2	Estudos por Setores Estratégicos . . . . .	113
7.2.1	Setor Agroindustrial . . . . .	115
7.2.2	Setor de Transportes . . . . .	115
7.2.3	Setor Automobilístico . . . . .	116
7.2.4	Setor Farmacêutico . . . . .	117
7.2.5	Setor de Mineração . . . . .	117
7.3	Estudos e Diretrizes para a Eficiência Energética em Goiás . . . . .	118
7.3.1	A importância da Eficiência Energética nos setores Industrial, Agropecuário, de Edificações e de Transportes . . . . .	118
7.3.2	Indicadores e Métricas para a Eficiência Energética em Goiás . . . . .	119
7.4	Conclusão . . . . .	122
<b>REFERÊNCIAS</b>		<b>124</b>
<b>8 SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA</b>		<b>128</b>
8.1	Introdução . . . . .	128
8.2	Armazenamento de Energia Térmica . . . . .	129
8.2.1	Geração CSP com TES . . . . .	130
8.2.2	Tipos de Armazenamento Térmico . . . . .	132
8.2.3	Metodologia para avaliação de viabilidade técnica econômica - CSP . .	132
8.2.3.1	<i>Indicadores Técnicos</i> . . . . .	132
8.2.3.2	<i>Indicadores Econômicos</i> . . . . .	132
8.2.3.3	<i>Roteiro para Avaliação Técnica e Econômica</i> . . . . .	133
8.3	Armazenamento de Energia Mecânica . . . . .	135
8.3.1	Tecnologias de armazenamento de Energia Mecânica . . . . .	135
8.3.2	Metodologia para avaliação de viabilidade técnica econômica - MESS's .	137
8.3.2.1	<i>Roteiro para Avaliação Técnica e Econômica</i> . . . . .	138
8.4	Armazenamento de Energia por Hidrogênio . . . . .	138
8.4.1	Técnicas de Produção de $H_2$ . . . . .	139
8.4.2	Propriedades Físicas do $H_2$ . . . . .	141
8.4.3	Metodologia para avaliação de viabilidade técnica econômica - $H_2$ . .	142
8.5	Conclusão . . . . .	144

---

<b>REFERÊNCIAS</b>	<b>146</b>
<b>SEÇÃO GOVERNANÇA E REGULAÇÃO</b>	<b>150</b>
<b>9 CONTRIBUIÇÃO ECONÔMICA DOS SETORES ENERGÉTICOS: UMA ANÁLISE COM MATRIZ INSUMO-PRODUTO PARA O ESTADO DE GOIÁS</b>	<b>151</b>
9.1 Introdução . . . . .	151
9.2 Economia Goiana no ano base de 2021 . . . . .	151
9.3 Breve panorama do setor elétrico no Brasil e em Goiás . . . . .	153
9.4 Energias Renováveis no Estado de Goiás . . . . .	156
9.4.1 Geração através do Bio-X em Goiás . . . . .	156
9.4.1.1 Biogás . . . . .	156
9.4.1.2 Álcool Biocombustível . . . . .	157
9.4.1.3 Biomassa . . . . .	158
9.4.1.4 Energia Solar Fotovoltaica . . . . .	159
9.4.1.5 Energia Eólica . . . . .	161
9.4.1.6 Energia Hidrelétrica . . . . .	162
9.5 Resultados da Matriz Insumo-Produto de Goiás para o ano base de 2021 . . . . .	163
9.5.1 Resultados dos indicadores de análise da Matriz Insumo-Produto do Es- tado de Goiás no ano base de 2021 . . . . .	163
9.5.2 Participação econômica dos setores energéticos no ano base de 2021 . . . . .	166
9.6 Conclusão . . . . .	168
<b>REFERÊNCIAS</b>	<b>170</b>
<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS</b>	<b>172</b>
<b>AGRADECIMENTOS</b>	<b>173</b>
<b>APRESENTAÇÃO DA EQUIPE DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO</b>	<b>174</b>

# PREFÁCIO

A constante evolução dos países ao longo do tempo tem impulsionado a adoção de práticas de desenvolvimento sustentável, com o objetivo de equilibrar os avanços econômicos, a preservação ambiental, o combate às mudanças climáticas e a garantia da segurança energética. Em alinhamento com essas diretrizes globais, o Governo do Estado de Goiás tem implementado iniciativas concretas voltadas à promoção da transição energética, à modernização da matriz energética estadual e ao fortalecimento de setores estratégicos da economia goiana.

O projeto elaborado no âmbito do Estado de Goiás visa estruturar o planejamento energético de forma regionalizada, com abordagem transformadora, propositiva e direcionada. Essa iniciativa considera os atributos vocacionais do território e os setores-chave da economia estadual, promovendo o uso de fontes renováveis de baixo carbono, em conformidade com os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) e com os princípios de responsabilidade ambiental, social e de governança (ESG).

Nesse sentido, o Governo do Estado, por meio da Secretaria-Geral de Governo (SGG) realizou tratativas junto à Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de Goiás (FAPEG) para a contratação de pessoal técnico qualificado para realizar pesquisas conjuntas, visando, principalmente, o desenvolvimento científico e tecnológico do Estado.

Foi assim que, em 29 de janeiro de 2024, foi lançada a Chamada Pública FAPEG N° 02/2024, fruto de um Termo de Cooperação Técnica (TCT) entre SGG e FAPEG. A Chamada Pública teve como objetivo selecionar bolsistas na modalidade Desenvolvimento Científico e Tecnológico Regional para atuarem na SGG, desenvolvendo pesquisas nas áreas macroeconômica, fiscal, tributária, ambiental e social, com o propósito de identificar necessidades, oportunidades e ações do governo estadual que orientem o planejamento e a formu-

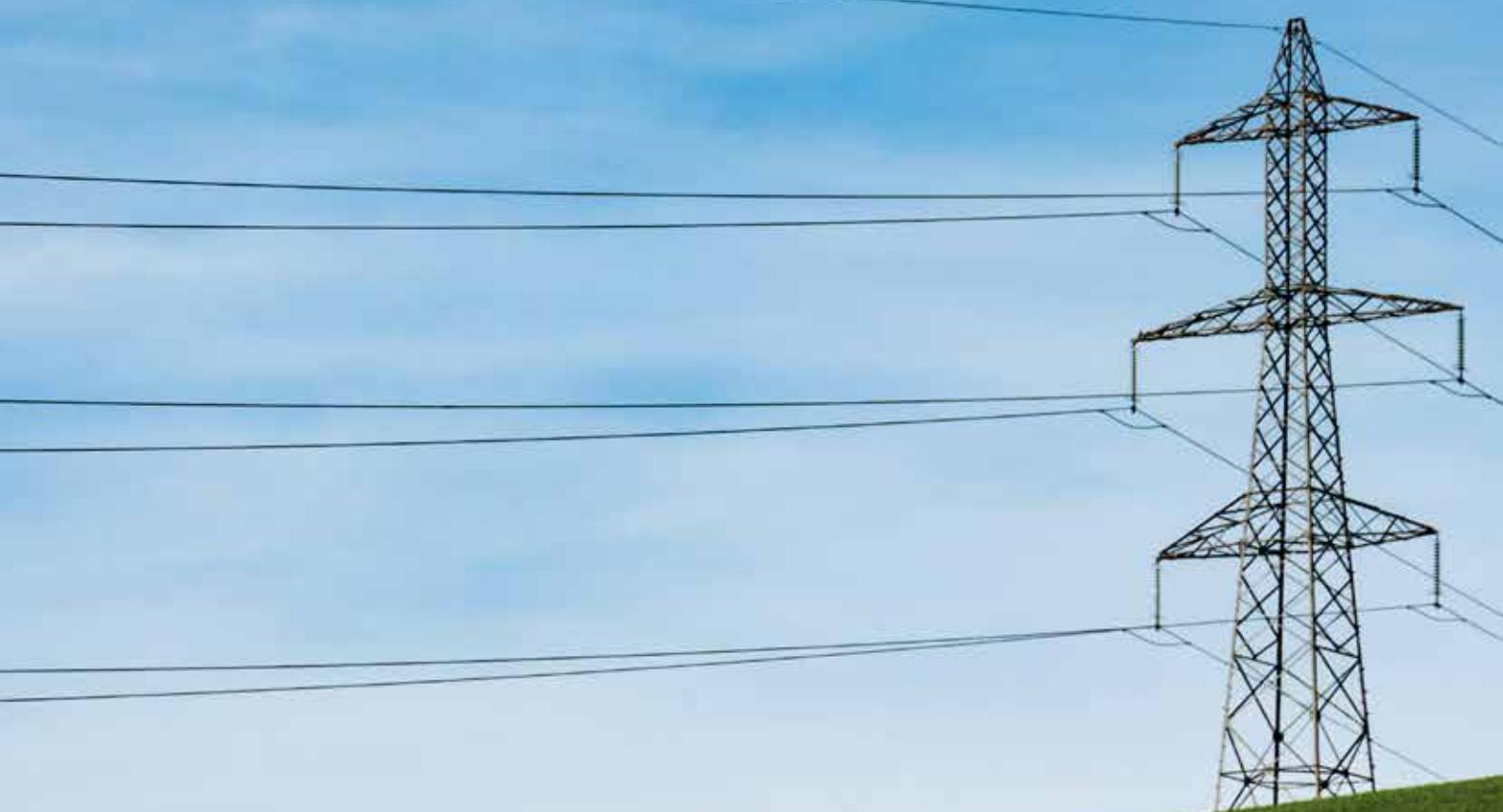
lação de políticas públicas, promovendo o desenvolvimento sustentável do Estado de Goiás no curto, médio e longo prazo.

No edital correspondente, foram elencadas vagas para várias linhas de pesquisa, a saber: estudos macrofiscais; previsões macroeconômicas e fiscais; política macrofiscal; estudos tributários; indicadores de pobreza; programa Universitário do Bem (PROBEM); amostragem e elaboração de indicadores econômicos; política ambiental; sustentabilidade ambiental – reciclagem e descarbonização; e potencialidades e estratégias para a diversificação da matriz energética do Estado de Goiás. O projeto “Potencialidades e Estratégias para a Diversificação da Matriz Energética do Estado de Goiás”, contemplado na chamada, selecionou dez pesquisadores com experiência comprovada no setor energético e elétrico brasileiro, em fontes de energia renováveis e verdes, no desenvolvimento de softwares, em estudos da matriz energética e em temas afins.

Após a seleção desses bolsistas, os trabalhos foram iniciados sob a coordenação da equipe técnica da Subsecretaria de Energia, Telecomunicações e Cidades Inteligentes. O grupo de pesquisadores foi dividido para atuar em cinco eixos estratégicos, a saber: Energias renováveis, Eficiência energética, Infraestrutura Elétrica, Tecnologia da informação e Regulação e Governança.

Este caderno consolida os esforços conjuntos entre o Governo do Estado de Goiás, por meio da Secretaria-Geral de Governo – SGG e da Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de Goiás – FAPEG, refletindo o compromisso em buscar soluções inovadoras e sustentáveis para os desafios energéticos e socioambientais do Estado. Por meio deste projeto, espera-se que não apenas o setor energético avance, mas que também haja um fortalecimento da economia goiana e uma melhoria na qualidade de vida dos cidadãos, alinhando-se aos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) e aos princípios de governança responsável e eficaz.

# INFRAESTRUTURA ELÉTRICA



---

# SEÇÃO INFRAESTRUTURA ELÉTRICA

**Coordenador:** Eng. Gustavo da Costa Vergara

**Colaborador Técnico:** Eng. Patrick Soares Mendes

**Pesquisadores:** Dr. Fernando Nunes Belchior e Dra. Lina Paola Garcés Negrete

A seção de Infraestrutura Elétrica traz informações relativas ao eixo Infraestrutura Elétrica, formado pelos pesquisadores Dr. Fernando Nunes Belchior e Dra. Lina Paola Garcés Negrete, sob a coordenação do Eng. Gustavo da Costa Vergara e com a colaboração técnica do Eng. Patrick Soares Mendes.

A definição deste eixo é determinada pela necessidade de estudos aprofundados na infraestrutura da rede elétrica estadual. Nos últimos anos, a disponibilidade de energia tem ficado aquém da demanda, dificultando a implantação de novos empreendimentos industriais e, consequentemente, o crescimento da economia goiana. Além disso, espera-se que, por meio da identificação dos potenciais em energias renováveis, que estão em constante expansão, seja possível a elaboração de estratégias em colaboração com as distribuidoras locais para assegurar um atendimento eficiente aos usuários.

Espera-se que este eixo, conjuntamente aos outros, se apresente como veículo formador de repositório de informações estratégicas sobre oportunidades de investimentos, subsidiando as lideranças da administração Estadual na proposição de políticas públicas integradas, visando ampliar a oferta de energia limpa demandada pelas atuais e futuras atividades econômicas e sociais do Estado.

As atividades realizadas no primeiro semestre do projeto concentraram-se no mapeamento dos ativos de distribuição por mesorregião, utilizando bases de dados públicos, e na avaliação da capacidade atual da infraestrutura. Foram desenvolvidos modelos de simulação para auxiliar no planejamento da expansão da rede, considerando não apenas a demanda imediata, mas também projeções futuras. Além disso, foram identificadas as principais limitações operacionais, apontando investimentos necessários para aumentar a eficiência e a confiabilidade do sistema.

A próxima fase do estudo incluirá a avaliação de micro-redes para órgãos públicos e a análise de tecnologias de inversores em redes inteligentes, com simulações de cenários e proposta de projeto-piloto. Também serão exploradas soluções para áreas de maior vulnerabilidade energética, garantindo acesso estável e sustentável à eletricidade. Lembrando que foi desenvolvido um plano de trabalho que serve como guia estruturado para a pesquisa, assegurando o alcance dos objetivos propostos. Contudo, é crucial manter flexibilidade para adaptações frente a novos desafios ou descobertas, garantindo a relevância do projeto mesmo em cenários dinâmicos.

Os resultados obtidos até o momento reforçam a necessidade de modernização da infraestrutura elétrica goiana, alinhando-a às demandas do setor produtivo e às metas de transição energética. A integração de fontes renováveis, a otimização da distribuição e a adoção de tecnologias inovadoras são fundamentais para assegurar um sistema robusto e preparado para futuras expansões. Este eixo, em conjunto com os demais, contribuirá para a construção de um panorama estratégico que oriente políticas públicas e investimentos no setor energético de Goiás.

A presente seção está dividida em capítulos com o intuito de facilitar o acompanhamento das atividades de pesquisa realizadas. Dessa forma, no primeiro capítulo, apresenta-se a fundamentação teórica metodológica histórica setorial, cujo objetivo é dar contexto e subsídios ao trabalho. No Capítulo 2, serão apresentadas informações obtidas até o momento relativas à infraestrutura elétrica atual do estado de Goiás e por fim, trará as considerações finais deste primeiro semestre de atividades, bem como os próximos passos, conforme as etapas do projeto.

# 1. PLANEJAMENTO ELÉTRICO

Autores: Dr. Fernando Nunes Belchior e Dra. Lina Paola Garces Negrete

O planejamento do setor elétrico configura-se como pilar estratégico para garantir segurança energética, confiabilidade no suprimento e desenvolvimento socioeconômico sustentável, exigindo coordenação multinível entre agentes federais e estaduais. No Brasil, esse processo é regulado por um modelo institucional que envolve o Ministério de Minas e Energia (MME), a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), responsáveis por diretrizes nacionais, estudos técnicos e regulação setorial. Nesse contexto, o Estado de Goiás desempenha a função de harmonizar essas diretrizes com as demandas regionais, articulando a expansão da infraestrutura para atender às necessidades de indústria, agronegócio e expansão urbana.

Nesse cenário, o planejamento federal estrutura-se em instrumentos complementares: o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), que projeta a evolução da demanda e oferta em horizonte decenal, e o Plano Nacional de Energia (PNE), com diretrizes de longo prazo para a transição energética. O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) garante o equilíbrio operacional do Sistema Interligado Nacional (SIN), enquanto a ANEEL viabiliza leilões para novos empreendimentos.

Já o planejamento do sistema de distribuição de energia elétrica consiste em ciclos de análise, previsão e planejamento de soluções para manutenção e o desenvolvimento das redes elétricas. Esse planejamento deve, preferencialmente, incorporar esforços para a modernização das redes, sempre observando aspectos de resposta à demanda crescente e, ainda, à pujante integração de recursos energéticos distribuídos (REDs), sobretudo da mini e microgeração distribuída. Essa expansão deve ocorrer de forma técnica e economicamente viável, (GONEN, 2014).

Compete ao Estado de Goiás, por meio de seus órgãos competentes, exercer papel estratégico na formulação, coordenação e implementação do Plano Estadual de Energia do Estado,

garantindo a compatibilização entre as necessidades de desenvolvimento socioeconômico e a disponibilidade energética. No cumprimento dessa atribuição, cabe-lhe promover a articulação institucional com os agentes do setor elétrico, visando à obtenção de informações técnicas, à análise e ao monitoramento das demandas de consumo e à expansão da rede de distribuição e transmissão.

Além disso, é responsabilidade do Estado estabelecer diretrizes e políticas públicas que incentivem investimentos na modernização e ampliação da infraestrutura elétrica, promovendo a transparência e a cooperação técnica entre os entes envolvidos. Essas ações devem estar alinhadas ao interesse público, à segurança energética e à sustentabilidade, consolidando Goiás como um ambiente propício ao desenvolvimento industrial, comercial e social.

A demanda reprimida de energia elétrica no estado de Goiás é um fator limitante para o crescimento de diversos setores, incluindo a indústria, o agronegócio e a expansão urbana. Algumas regiões operam próximas ao limite da capacidade instalada, o que restringe a viabilidade de novos empreendimentos e a ampliação de atividades produtivas. Municípios com grande potencial de desenvolvimento apresentam dificuldades em obter conexões elétricas adequadas, resultando em um entrave significativo para o avanço econômico local.

No âmbito dos sistemas de distribuição no Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) regulamentou a disponibilização, por parte das distribuidoras, da Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD), que tem se destacado como uma ferramenta relevante não apenas no suporte regulatório à ANEEL, no cálculo de perdas e nos ciclos de revisão tarifária, mas também no levantamento de informações detalhadas sobre os ativos da distribuição.

Para tanto, as distribuidoras devem seguir as orientações dispostas no Módulo 10 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST),

(ANEEL, 2021a). Cabe destacar que o principal objetivo da BDGD é representar, de forma simplificada, os sistemas de distribuição existentes no Brasil, refletindo a situação real dos ativos das distribuidoras, bem como informações técnicas e comerciais de interesse.

A BDGD dispõe também de informações sobre a mini e microgeração. Nesse sentido, ela potencializa e contribui de forma substancial para o enfrentamento dos desafios técnicos existentes no que tange à integração dos REDs aos sistemas de distribuição.

É importante observar que a difusão da geração distribuída pode ser considerada um caso de sucesso no Brasil. O ponto de partida crucial foi a Resolução Normativa n.<sup>º</sup> 482/2012 da ANEEL (ANEEL, 2012), atualizada pela Resolução Normativa n.<sup>º</sup> 687/2017 (ANEEL, 2017), que estabeleceu as condições regulatórias da micro e minigeração distribuída no Brasil, ampliando e detalhando as regras do sistema de compensação de energia elétrica, bem como os limites para microgeração (até 75 kW) e minigeração (de 75 kW a 5 MW). Como consequência, houve um aumento exponencial de instalações de usinas fotovoltaicas no Brasil.

Com o aprimoramento das normativas mencionadas, foi publicada, em dezembro de 2021, a Resolução n.<sup>º</sup> 1000/2021 (ANEEL, 2021c), que substituiu várias normativas anteriores da ANEEL, consolidando-as em um único documento.

Além disso, a Lei n.<sup>º</sup> 14.300/2022 (ANEEL, 2022) criou o Marco Legal da Geração Distribuída no Brasil, formalizando os direitos e deveres dos consumidores-geradores, consolidando o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e regulamentando a transição para as novas regras. Posteriormente, foi lançada a Resolução n.<sup>º</sup> 1.098/2024 (ANEEL, 2024d), que complementa as regras do setor no âmbito da inversão do fluxo de potência.

O constante aprimoramento de resoluções reflete o esforço regulatório para adaptar o mercado de energia às novas realidades econômicas e tecnológicas do setor no Brasil.

O Módulo 10 do PRODIST estabelece o padrão e a estrutura das informações abarcadas na BDGD, os formatos dos arquivos di-

gitais, bem como a forma e os prazos de envio à ANEEL por parte das distribuidoras, (ANEEL, 2021a).

As informações da BDGD são organizadas em dois conjuntos de entidades, definidos como entidades geográficas (EGs) e entidades não geográficas (ENGs). De forma lógica, as EGs são acompanhadas de feições geográficas com características georreferenciadas (a exemplo das subestações, segmentos de baixa e média tensão e transformadores).

Alternativamente, as ENGs são apenas tabelas de dados com registros diversos que, a depender de seu teor, podem ser localizadas geograficamente por meio de seu ponto de conexão, através de uma simples correlação com as EGs (a exemplo das unidades consumidoras e unidades geradoras).

De acordo com o manual da BDGD, de autoria da ANEEL, a atual versão do modelo de dados da BDGD é composta por 22 EGs e 21 ENGs, (ANEEL, 2024c). Na regulamentação atual, as distribuidoras têm por obrigação enviar à ANEEL suas bases de dados através de envios em modalidade ordinária (31 de dezembro de cada ano) ou extraordinária (aperiodicamente, sob demanda da ANEEL). A ANEEL, por sua vez, disponibiliza as bases de dados de forma aberta em site específico, (ANEEL, 2024a).

A modernização da infraestrutura elétrica e a crescente integração de recursos energéticos distribuídos exigem um planejamento dinâmico e baseado em dados precisos. A BDGD, ao fornecer um panorama detalhado dos ativos de distribuição, permite que órgãos reguladores, distribuidores e governos estaduais desenvolvam estratégias mais eficazes para a expansão da rede elétrica.

Nesse contexto, a atuação do Estado de Goiás é fundamental para articular políticas públicas alinhadas às diretrizes regulatórias e às demandas do setor produtivo. O fortalecimento do planejamento energético estadual, aliado à transparência e ao uso eficiente das informações técnicas disponíveis, pode garantir um sistema elétrico mais seguro, eficiente e sustentável, capaz de suportar o desenvolvimento econômico e social do Estado.

## 2. INFRAESTRUTURA ELÉTRICA ATUAL DO ESTADO DE GOIÁS

Autores: Dr. Fernando Nunes Belchior e Dra. Lina Paola Garces Negrete

### 2.1 Introdução

A principal fonte de dados para o levantamento dos ativos da infraestrutura elétrica atual do Estado de Goiás é a BDGD, (ANEEL, 2024b). Assim, a metodologia utilizada nesta primeira etapa do projeto de pesquisa é formada principalmente pelas atividades listadas a seguir que serão detalhadas ao longo desta seção.

- **Atividade 1:** Obtenção de informações da Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD);
- **Atividade 2:** Entendimento das funcionalidades da ferramenta QGIS;
- **Atividade 3:** Extração de dados oriundos da BDGD e visualização no QGIS;
- **Atividade 4:** Análise e tabulação de dados oriundos da BDGD com o auxílio do QGIS;
- **Atividade 5:** Levantamento dos dados relativos a equipamentos da infraestrutura elétrica do Estado de Goiás;
- **Atividade 6:** Utilização de linguagem de programação Python e a ferramenta PowerBI;
- **Atividade 7:** Proposta de simulação do sistema elétrico para análises pontuais da operação.

### 2.2 Atividade 1: Obtenção de informações da Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD)

A BDGD é um modelo geográfico estabelecido com o objetivo de representar, de forma

simplificada, o sistema elétrico real da distribuidora, refletindo tanto a situação real dos ativos quanto as informações técnicas e comerciais de interesse (ANEEL, 2024b). Para que todas as bases recebidas sejam compatíveis e componham o Sistema de Informação Geográfico Regulatório da distribuição (SIG-R), as distribuidoras devem seguir modelos, requisitos e padrões estabelecidos no Módulo 10 do PRODIST (ANEEL, 2021a) e no Manual de Instruções da BDGD (ANEEL, 2024c).

Ao emular o sistema elétrico das distribuidoras, a BDGD é estruturada em entidades e modelos abstratos de dados, com o objetivo de representar todas as informações de interesse, desde ativos até as perdas estimadas pelos agentes.

Acessando o site da ANEEL (ANEEL, 2024b), é possível pesquisar dados de todas as distribuidoras de energia elétrica com concessões no Brasil, tal como mostrado na Figura 1.

Com a seleção da distribuidora desejada para a extração de dados da BDGD, a tela mostrada na Figura 2 permitirá o acesso ao arquivo da base de dados especificada. Vale destacar que essa base é atualizada anualmente e enviada à ANEEL pelas distribuidoras de energia até o último dia de cada ano.

Dado que o escopo desta pesquisa é o estudo e diagnóstico da rede elétrica do Estado de Goiás, foram acessadas as bases de dados das distribuidoras Equatorial Energia Goiás e Companhia Hidroelétrica de São Patrício (CHESP), que são as empresas responsáveis pela distribuição de energia elétrica no Estado.

Figura 1: Exemplo de busca no site da ANEEL - Dados abertos da BDGD.

Fonte: (ANEEL, 2024b).

Figura 2: Janela para o download da BDGD da distribuidora e período especificado

Fonte: (ANEEL, 2024b).

### 2.3 Atividade 2: Entendimento das funcionalidades do QGIS

O Quantum GIS (QGIS) é um programa de código aberto e gratuito utilizado para processar dados geoespaciais (QGIS, 2024). Ele é compatível com sistemas operacionais, como Windows, Linux e macOS. O QGIS pode ser utilizado para visualizar os dados oriundos do BDGD de forma interativa, com recursos gráficos. Por meio da plataforma do programa, é possível fazer o download para instalação, conforme mostrado na Fig. 3. Após o download e a instalação, deve-se abrir o programa QGIS e carregar os dados da BDGD, conforme mostrado na Fig. 4. Ao abrir um arquivo da BDGD no QGIS, será possível extrair várias in-

formações disponibilizadas pela distribuidora de energia elétrica, na forma de tabelas de dados. Na Fig. 5 é mostrada uma tela do QGIS mostrando as áreas de concessão das distribuidoras Equatorial-GO e CHESP no estado de Goiás. Desta forma, entende-se que é possível que sejam carregadas no QGIS as informações simultâneas de mais de uma distribuidora de energia, como mostrado.

### 2.4 Atividade 3: Extração de dados oriundos do BDGD com o QGIS

A partir dos dados da BDGD carregados no QGIS, é possível a exploração de vários dados informados de entidades geográficas (EG) e não geográficas (ENG) pelas distribuidoras.

Antes de listar essas entidades, é essencial definir o termo feição, que se refere a um elemento geográfico representado na base de dados. As feições podem ser pontos, linhas ou polígonos, modelando objetos do setor elétrico, como subestações, redes de transmissão e distribuição, usinas geradoras, entre outros.

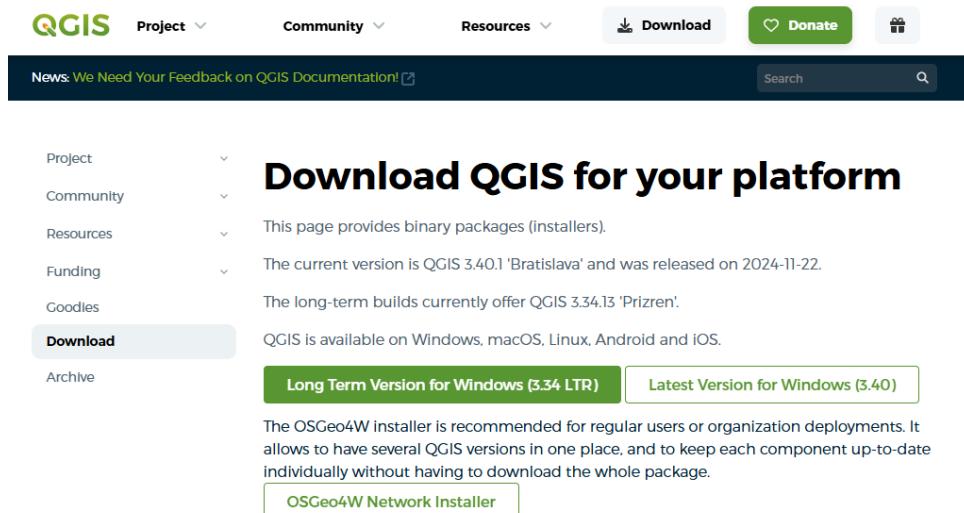
A lista das EGs do tipo *Áreas de Interesse* que são especificadas na BDGD são:

- **Área de Atuação:** Cada feição representa a área de atuação oficial estabelecida pelo contrato da distribuidora.

- **Conjunto de Unidades Consumidoras:** Cada feição representa a área de um conjunto de unidades consumidoras, abrangendo a área de atuação e eventuais áreas de atendimento precário da distribuidora.

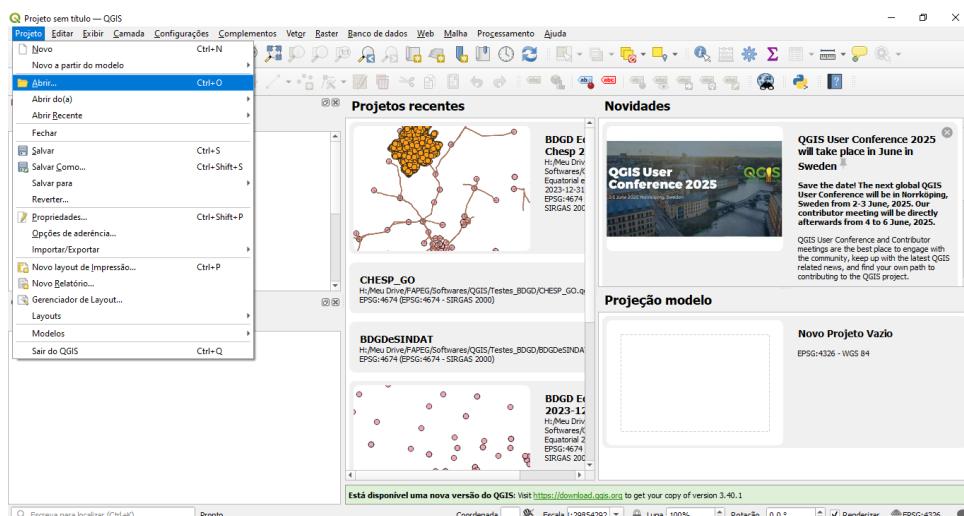
- **Área de Atuação:** Cada feição representa a área geográfica que delimita o espaço físico ocupado por uma determinada subestação de interesse.

Figura 3: Imagem do site para download do programa QGIS



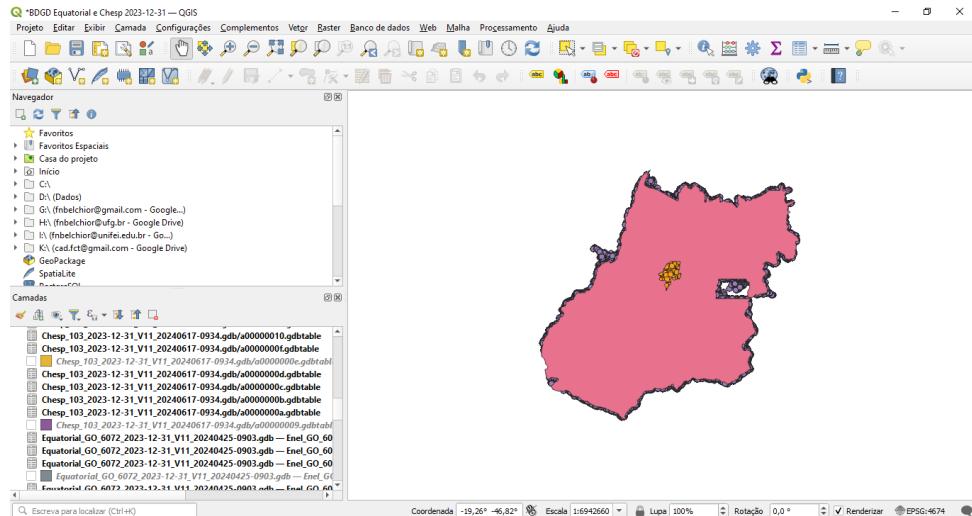
Fonte: (QGIS, 2024).

Figura 4: Imagem da tela do QGIS para abertura de arquivo



Fonte: Elaborado pelos autores.

Figura 5: Áreas de concessão da distribuidoras Equatorial-GO e Chesp vistas no QGIS



Fonte: Elaborado pelos autores.

As EGs do tipo *Acessante* compreendem as Unidades Consumidoras e Geradoras em Baixa, Média e Alta Tensão. A Tabela 1 contém a descrição para as Unidades Consumidoras, sendo que, para as Unidades Geradoras essas tabelas apresentam o mesmo formato.

As EGs do tipo *Rede* compreendem a Estrutura de Suporte de Rede e o Segmento de Rede. Para a Estrutura de Rede, define-se o Ponto Notável (PONNOT), representado por uma feição ponto, representando a localização das estruturas de suporte das redes e dos equipamentos de distribuição de energia elétrica.

Para o Segmento de Rede, cada feição dessa entidade representa o traçado de um segmento de rede de distribuição em nível de baixa (SSDBT), média (SSDMT) e alta (SSDAT) tensão, representados por feições de linhas.

As EGs do tipo *Equipamento* são compostas por Compensador de Reativos, Regulador, Seccionador de Rede e Transformador.

Para todos esses equipamentos, as feições são pontos, e cada feição dessas entidades representa a localização de uma unidade específica em alta, média ou baixa tensão instalada no sistema.

Em relação às ENGs, além da descrição dos dados, especifica-se a EG relacionada. A Tabela 2 contém a descrição para esse tipo de entidade.

Finalmente, todos os dados disponibiliza-

dos na BDGD podem ser obtidos acessando pelo QGIS por meio das tabelas de atributos de cada uma das entidades. Essas tabelas de informações têm uma estrutura definida para cada entidade e podem ser consultadas no Manual da BDGD (ANEEL, 2024c).

A análise espacial das redes elétricas de média tensão no Estado de Goiás, conforme a visualização obtida por meio do software QGIS (ver Fig. 6), revela uma notável disparidade na distribuição da infraestrutura elétrica, com densidades significativamente reduzidas nas regiões Norte e Sudoeste do Estado. Essas lacunas na malha de distribuição de energia elétrica limitam o desenvolvimento socioeconômico dessas áreas, dificultando a atração de novos empreendimentos e restringindo a competitividade industrial e agropecuária.

Diante desse cenário, torna-se necessário um planejamento estratégico voltado para a interiorização da infraestrutura elétrica, promovendo a expansão da rede de média tensão de forma coordenada com as demandas futuras. O papel do Estado como agente articulador entre as concessionárias de distribuição, o setor produtivo e as entidades da União monstra-se fundamental para viabilizar investimentos estruturantes. A formulação de políticas públicas, aliada a incentivos regulatórios e tributários, pode estimular a expansão da rede elétrica e fomentar o crescimento econômico regional.

Tabela 1: EG do tipo *Acessante* para Unidades Consumidoras.

Nome	Sigla	Tipo de feição	Descrição
Unidade Consumidora de baixa tensão	UCBT	Ponto	Cada feição representa a localização da unidade consumidora ou ponto de conexão com tensão de fornecimento em baixa tensão existente no sistema de distribuição.
Unidade Consumidora de média tensão	UCMT	Ponto	Cada feição representa a localização conexão com tensão de fornecimento em média tensão existente no sistema de distribuição.
Unidade Consumidora de alta tensão	UCAT	Ponto	Cada feição representa a localização conexão com tensão de fornecimento em alta tensão existente no sistema de distribuição.

Fonte: Adaptado do Manual da BDGD (ANEEL, 2024b).

Além disso, a integração dessas diretrizes ao planejamento energético estadual possibilita um alinhamento mais eficiente com os instrumentos regulatórios federais, potencializando a inserção dessas áreas em planos de reforço e expansão do sistema elétrico. Portanto, a criação de mecanismos de subsídio para a implantação de novas subestações e redes, a priorização de investimentos para atendimento a polos produtivos estratégicos e a inclusão dessas demandas nos planos de desenvolvimento das concessionárias são ações essenciais para reduzir as assimetrias observadas na infraestrutura elétrica do Estado.

## 2.5 Atividade 4: Análise e tabulação de dados oriundos da BDGD com auxílio do QGIS

As informações contidas na BDGD devem ser processadas e analisadas com o intuito de conseguir filtrar e manipular os dados de interesse para os estudos que serão realizados.

O volume de dados da infraestrutura elétrica do Estado de Goiás é elevado. Pode-se observar na Fig. 7 que, para os transformadores de média tensão, tem-se um total de 251.313 feições sob concessão da Equatorial Goiás.

Tendo em vista a dimensão das BDGDs das duas concessionárias que operam no Estado, tornou-se necessária a utilização de técnicas de

manipulação e filtragem de dados por meio da linguagem de programação Python e da plataforma Power BI, com o objetivo de alcançar uma melhor estruturação e compreensão das informações.

## 2.6 Atividade 5: Levantamento dos dados relativos a equipamentos da infraestrutura elétrica do Estado de Goiás

Para iniciar a análise das informações, realizou-se um levantamento da quantidade dos principais ativos que compõem a infraestrutura elétrica do Estado. Nesse primeiro momento, foram consideradas as seguintes entidades geográficas: Subestação (SE), Unidade Consumidora de Baixa Tensão (UCBT), Unidade Consumidora de Média Tensão (UCMT), Unidade Consumidora de Alta Tensão (UCAT), Unidade Geradora de Baixa Tensão (UGBT), Unidade Geradora de Média Tensão (UGMT), Unidade Geradora de Alta Tensão (UGAT), Segmento do Sistema de Distribuição de Baixa Tensão (SSDBT), Segmento do Sistema de Distribuição de Média Tensão (SSDMT), Segmento do Sistema de Distribuição de Alta Tensão (SSDAT), Unidade Compensadora de Reativo de Baixa Tensão (UNCRBT), Unidade Compensadora de Reativo de Média Tensão (UNCRMT), Unidade Compen-

sadora de Reativo de Alta Tensão (UNCRAT), Unidade Reguladora de Média Tensão (UNREMT), Unidade Reguladora de Alta Tensão (UNREAT), Unidade Seccionadora de Baixa Tensão (UNSEBT), Unidade Seccionadora de

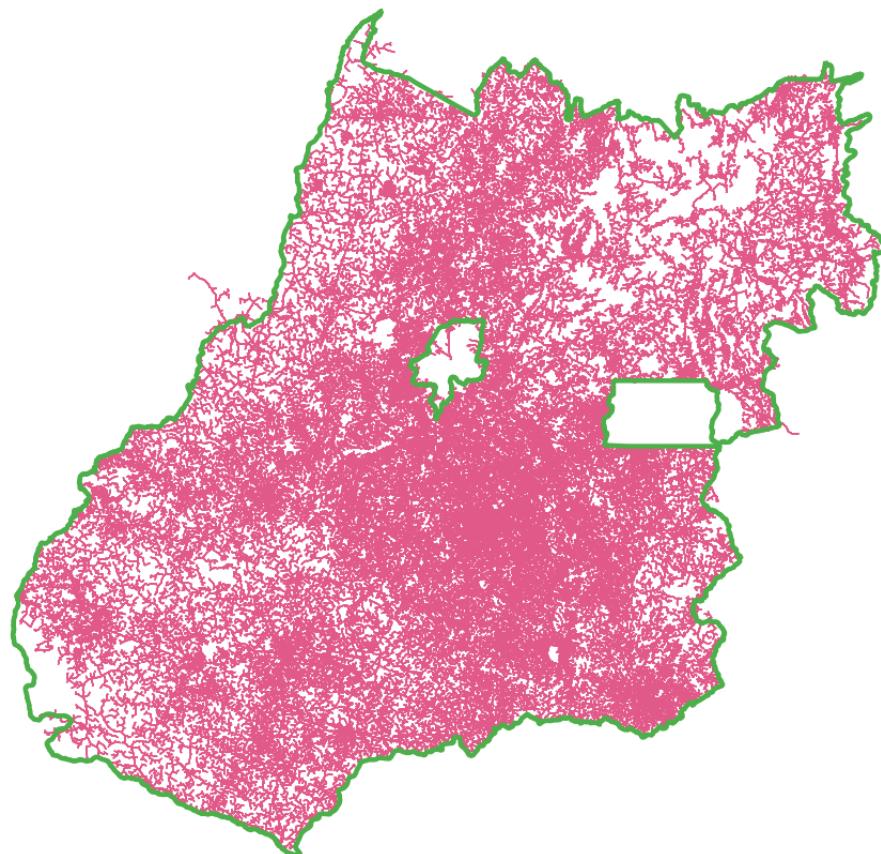
Média Tensão (UNSEMT), Unidade Seccionaladora de Alta Tensão (UNSEAT), Unidade Transformadora de Alta Tensão (UNTRAT) e Unidade Transformadora de Média Tensão (UNTRMT).

Tabela 2: Exemplo da tabela de informações para algumas ENG.

Tipo/ Nome do conjunto	Nome	Sigla	EGs relacionadas
Rede/Ramal de Ligação	Ramal de Ligação	RAMLIG	PONNOT
Rede/ Circuito de Rede	Círculo de Alta Tensão Círculo de Média Tensão	CTAT CTMT	SSDAT SSDMT
Equipamento/ Barramento	Barramento	BAR	SUB
	Transformador de Alta Tensão Transformador de Média Tensão	EQTRAT EQTRMT	UNTRAT UNTRMT
Equipamento/ Transformador	Transformador de Medida	EQTRM	UCBT, UCMT, UCAT, UGMT, UGBT, UGAT

Fonte: Adaptado do Manual da BDGD (ANEEL, 2024b).

Figura 6: Redes de Média Tensão do Estado conforme dados da BDGD



Fonte: Elaborado pelos autores.

Figura 7: Tabela de atributos dos transformadores de média tensão - Equatorial GO

OBJECTID	COD_ID	DIST	PAC_1	PAC_2	PAC_3	FAS_CON_P	FAS_CON_S	FAS_CON_T	SIT_ATIV	TIP_UNID	POS	ATRB_PER
1	1	5273355	6072	80586525002216	80586525273355	ABC	ABCN	0	AT	38	PD	1
2	2	5272141	6072	80550165002004	80550165272141	ABC	ABCN	0	AT	38	PD	1
3	3	5158240	6072	68433835001276	68433835158240	ABC	ABCN	0	AT	38	PD	1
4	4	5679647	6072	94109025001989	94109025679647	ABC	ABCN	0	AT	38	PD	1
5	5	5270249	6072	80395315001988	80395315270249	ABC	ABCN	0	AT	38	PD	1
6	6	5571874	6072	77861605571874		ABC	ABCN	0	AT	38	PD	1
7	7	5243421	6072	77856685001957	77856685243421	ABC	ABCN	0	AT	38	PD	1
8	8	5270969	6072	80455075007078	80455075270969	ABC	ABCN	0	AT	38	PD	1
9	9	5158265	6072	68463855001276	68463855158265	ABC	ABCN	0	AT	38	PD	1
10	10	5120406	6072	64207405001112	64207405120406	ABC	ABCN	0	AT	38	PD	1
11	11	5143476	6072	66793035001196	66793035143476	ABC	ABCN	0	AT	38	PD	1
12	12	5120775	6072	64230195001113	64230195120775	ABC	ABCN	0	AT	38	PD	1
13	13	5271827	6072	80526105002003	80526105271827	ABC	ABCN	0	AT	38	PD	1
14	14	5832290	6072	100251765002069	100251765832290	ABC	ABCN	0	AT	38	PD	1
15	15	5528039	6072	89431945528039	89431945528039	ABC	ABCN	0	AT	38	PD	1
16	16	5529985	6072	89497425007237	89497425529985	ABC	ABCN	0	AT	38	PD	1
17	17	5272260	6072	80547995002004	80547995272260	ABC	ABCN	0	AT	38	PD	1
18	18	5065748	6072	57648915000834	57648915065748	ABC	ABCN	0	AT	38	PD	1
19	19	5489543	6072	88225505001957	88225505489543	ABC	ABCN	0	AT	38	PD	1
20	20	5281951	6072	81501305002087	81501305281951	ABC	ABCN	0	AT	38	PD	1

Fonte: Elaborado pelos autores.

Tabela 3: Quantitativo dos ativos da Infraestrutura elétrica do Estado

Sigla	No. Ativos - Equatorial GO	No. Ativos - CHESP	No. Ativos Totais do Estado
SUB	459	9	468
UCBT	3.415.740	42.504	3.458.244
UCMT	9.176	163	9.339
UCAT	50	0	50
UGBT	95.209	1.374	96.583
UGMT	1.382	35	1.417
UGAT	32	0	32
SSDBT	2.477.174	22.050	2.499.224
SSDMT	2.066.820	28.884	2.095.704
SSDAT	27.902	339	28.241
UNCRBT	0	0	0
UNCRMT	437	23	460
UNCRAT	3	0	3
UNREMT	280	8	288
UNREAT	0	0	0
UNSEBT	0	0	0
UNSEMT	161.181	3.557	164.738
UNSEAT	2.337	11	2.348
UNTRAT	251	5	256
UNTRMT	251.313	5.080	256.393

Fonte: Elaborado pelos autores.

Do quantitativo mostrado na Tabela 3, evidencia-se que os ativos que compõem a rede elétrica do Estado são numerosos e diversifi-

cados, com uma predominância significativa de equipamentos localizados nos níveis de média e baixa tensão. Essa abundância reflete

a complexidade da infraestrutura necessária para atender às demandas crescentes de distribuição de energia elétrica, fato que também pode ser observado na tabela, que exige a instalação de vários componentes, abrangendo desde transformadores e linhas até equipamentos de proteção e controle.

## 2.7 Atividade 6: Utilização de linguagem de programação Python e a ferramenta Power BI

Os dados coletados da BDGD da Equatorial-GO e da CHESP foram cuidadosamente tratados e estruturados utilizando a linguagem de programação Python, o que incluiu etapas de organização e filtragem para garantir sua coerência e consistência. Após essa preparação, as informações foram integradas à plataforma Power BI, permitindo a criação de visualizações interativas e dinâmicas. Essa abordagem facilitou a análise e interpretação dos dados, proporcionando uma compreensão mais clara e eficiente da infraestrutura elétrica atual do Estado.

A tela de início da ferramenta implementada no Power BI é mostrada na Fig. 8, na

qual podem ser observadas as diferentes opções para a visualização dos painéis contendo informações sobre a rede elétrica de Goiás.

Como exemplo, na Fig. 9 mostra-se o painel relacionado à *Mapa e EGs*, na qual pode-se visualizar um resumo dos ativos levantados da rede, conforme os resultados obtidos na Seção 2.5.

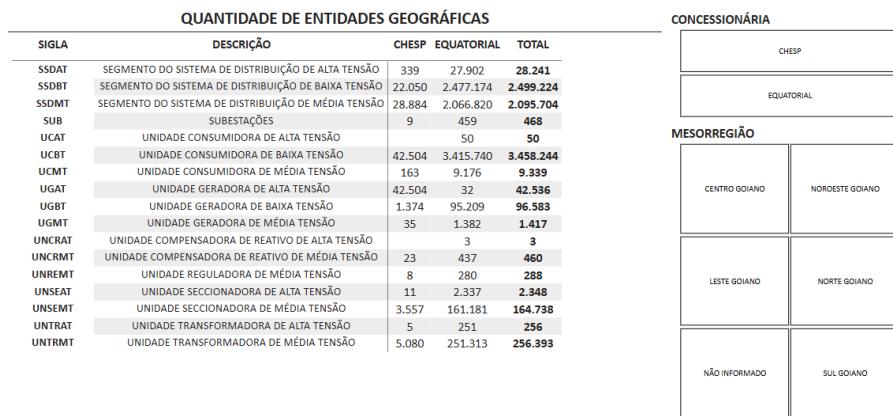
Vale a pena ressaltar que, na ferramenta, foram adicionados filtros tanto por mesorregiões como por concessionária de energia. A apresentação de ativos geolocalizados por mesorregião ainda encontra-se em andamento; porém, alguns filtros já foram aplicados na BDGD da Equatorial-GO para visualizar, por exemplo, o levantamento das subestações elétricas existentes, como mostrado na Fig. 10. Na Fig. 11, mostra-se, por exemplo, a localização das subestações alocadas no Noroeste Goiano, com seus respectivos nomes e coordenadas. Ao término da implementação da ferramenta, espera-se que todos os ativos da infraestrutura elétrica do Estado de Goiás estejam disponíveis para uma visualização dinâmica, com o objetivo de fornecer subsídios e promover aprimoramentos ao planejamento elétrico.

Figura 8: Painel principal da ferramenta no Power BI



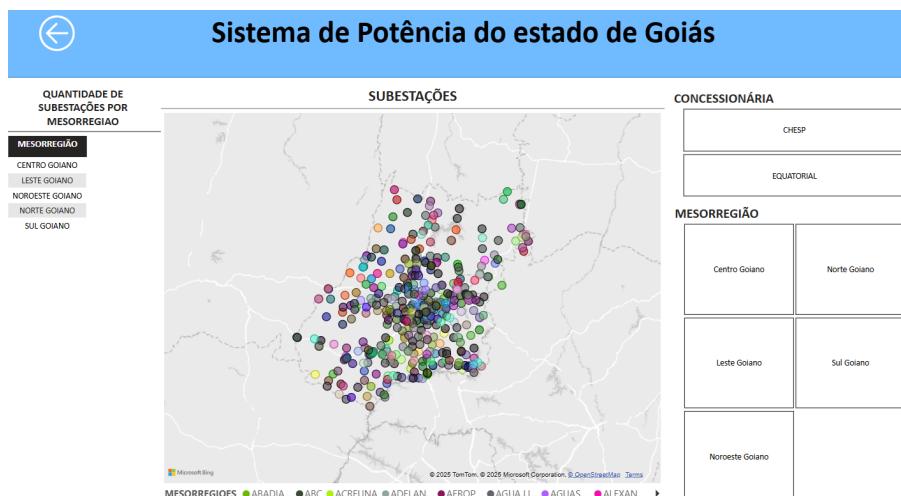
Fonte: Elaborado pelos autores.

Figura 9: Painel Mapa e EGs



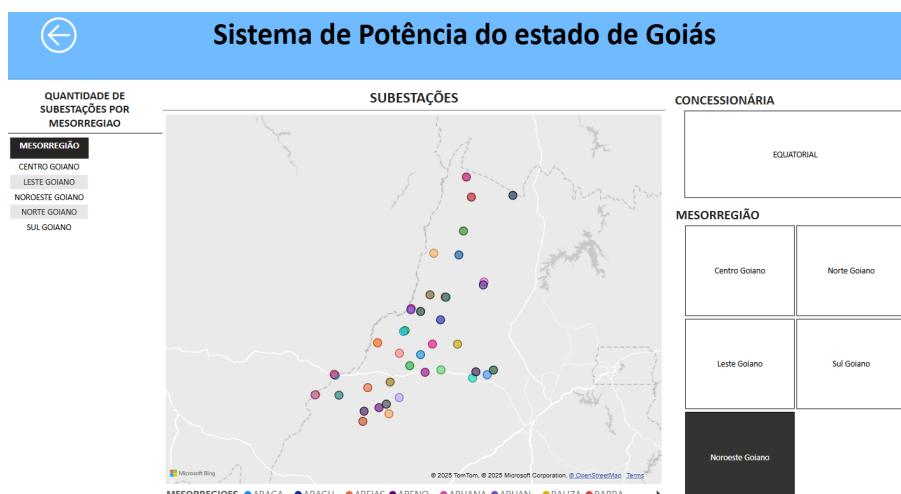
Fonte: Elaborado pelos autores.

Figura 10: Painel das Subestações do Estado de Goiás



Fonte: Elaborado pelos autores.

Figura 11: Painel das Subestações por Mesorregião - Noroeste Goiano



Fonte: Elaborado pelos autores.

## 2.8 Atividade 7: Proposta de simulação do sistema elétrico para análises pontuais da operação

Uma premissa para realizar algumas análises de interesse é verificar o desempenho da rede elétrica sob a ocorrência de diferentes cenários. Nesse sentido, propõe-se um esquema de simulação como o mostrado na Fig. 12.

Nesta proposta, os insumos consistem nas informações provenientes da BDGD, previamente tratadas e filtradas com o auxílio das linguagens de programação Python e/ou Power BI, para serem inseridas como dados de entrada nos softwares de simulação de sistemas elétricos de potência. As premissas das análises que serão realizadas serão baseadas em cenários definidos em função das necessidades e demandas dentro da SGG. Alguns cenários que podem ser vislumbrados contemplam:

- Demanda Reprimida: Uma indústria tem interesse em se instalar no Estado, porém não consegue liberação de acesso por parte da concessionária;
- Melhoras de Indicadores de Continuidade: Incrementos exponenciais no número de reclamações relacionadas aos níveis de DEC e FEC na prestação do serviço de energia elétrica;
- Qualidade de Energia: Reclamações de grandes indústrias relacionadas a problemas frequentes com equipamentos ou com processos de fabricação advindos de afundamentos de tensão;
- Participação em Editais/Chamadas Públicas: Possibilidade de participação do Estado em chamadas nacionais de órgãos governamentais contemplando a implantação de projetos-piloto relacionados à transição energética e carbono zero;
- Projetos de Eficiência Energética: Verificação da participação do Estado em programas nacionais de eficiência energética envolvendo a infraestrutura do poder público;
- Previsibilidade: Melhora a capacidade de prever comportamentos do sistema elé-

trico sob diversas condições, auxiliando na tomada de decisões mais assertivas.

- Otimização de Projetos: Auxílio na otimização de projetos e previsão de aumento de carga, permitindo ajustes e melhorias com base nos resultados das simulações;
- Suporte à Inovação: Viabilização do desenvolvimento de novas tecnologias e soluções, permitindo testes de ideias antes da implementação.;
- Validação de Modelos: Auxílio na validação de modelos teóricos e simulações antes de sua aplicação prática.

Dentro da proposta, tem-se um bloco de simulação do desempenho técnico do sistema elétrico que será executado usando softwares comerciais. Uma primeira aproximação foi realizada usando o OpenDSS usando a aplicação BDGD2OpenDSS, desenvolvida pelo pesquisador Paulo Radatz (RADATZ, 2024). Com essa ferramenta, é possível ter insumos diretos da BDGD para simulação da rede elétrica no OpenDSS, através de uma manipulação intermediária de dados desenvolvida em linguagem Python.

Para essa primeira simulação, selecionamos dois alimentadores sob concessão da CHESP, em função de serem alimentadores com poucas Unidades Consumidoras e de menor comprimento, se compararmos com os alimentadores da Equatorial-GO. Das simulações realizadas, seleciona-se dois aspectos técnicos para análise: perdas de potência ativa e perfis de tensão. Cabe ressaltar que nas simulações são considerados perfis de consumo padronizados para as diferentes cargas do sistema baseados nas informações obtidas da BDGD.

Relacionado aos perfis de tensão, a análise é feita para a grandeza tensão em regime permanente. Este valor se relaciona à tensão elétrica que se mantém constante ou dentro de uma faixa de variação aceitável após o sistema elétrico atingir um estado de equilíbrio estável. Em outras palavras, é a tensão que prevalece durante o funcionamento normal de um

sistema, sem a influência de perturbações transitórias, como picos ou quedas de energia repentinas.

Essa estabilidade é crucial para o bom desempenho dos equipamentos elétricos. Desta forma, o PRODIST, em seu módulo 8, define os limites para a variação da tensão em regime permanente (ANEEL, 2021b).

A classificação da tensão se dá segundo faixas em torno da tensão de referência (TR), conforme a Fig. 13, sendo:

- TR: Tensão de Referência que deve ser a nominal ou a contratada, de acordo com o nível de tensão do ponto de conexão;
- Faixa Adequada de Tensão: intervalo entre  $(TR - \Delta ADINF)$  e  $(TR + \Delta ADSUP)$ ;
- Faixas Precárias de Tensão: intervalo entre  $(TR + \Delta ADSUP)$  e  $(TR + \Delta ADSUP + \Delta PRSUP)$  ou intervalo entre  $(TR - \Delta ADINF - \Delta PRINF)$  e  $(TR - \Delta ADINF)$ ;
- Faixas Críticas de Tensão: valores acima de  $(TR + \Delta ADSUP + \Delta PRSUP)$  ou abaixo de  $(TR - \Delta ADINF - \Delta PRINF)$ .

Existem limites diferentes para cada faixa de tensão fornecida pela distribuidora. Como no presente estudo as tensões analisadas serão na Média Tensão, no valor nominal de 13.800V e na Baixa Tensão, no valor nominal de 220V, serão mostrados os limites para estes níveis de tensão.

As faixas de atendimento para os dois níveis de tensão analisados são classificadas em Adequada, Precária e Crítica, conforme (ANEEL, 2021b):

- Para pontos de conexão em Tensão Nominal superior a 2,3 kV e inferior a 69 kV:

**Adequada:**  $0.93TR \leq TL \leq 1.05TR$

**Precária:**  $0.90TR \leq TL < 0.93TR$

**Crítica:**  $TL < 0.90TR$ ;  $TL > 1.05TR$

- Para Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 2,3 kV (380V/220V):

### Adequada:

$$350 \leq TL \leq 399$$

$$202 \leq TL \leq 231$$

### Precária:

$$331 \leq TL < 350$$

$$399 < TL \leq 403$$

$$191 \leq TL < 202$$

$$231 < TL \leq 233$$

### Crítica:

$$TL < 331$$

$$TL > 403$$

$$TL < 191$$

$$TL > 233$$

Sendo que TL é a Faixa de Variação da Tensão de Leitura e TR é a Tensão de Referência (TR).

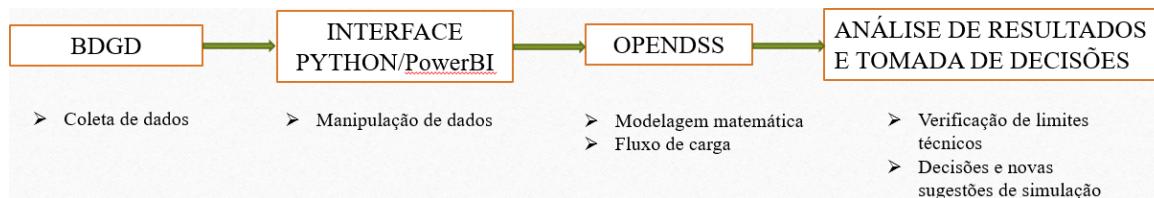
Conforme apresentado anteriormente, o limite mínimo adequado para MT é 93% (12.834V) e o limite máximo adequado é de 105% (14.490V). Para o caso do nível de tensão em BT (220V), o mínimo adequado é de 202V (92%) e o limite máximo adequado é de 231V (105%), conforme mostrado na tabela 5 (ANEEL, 2021b).

É importante mencionar que várias simulações já estão sendo realizadas, associadas ao sistema elétrico do Estado de Goiás.

Como forma de ilustração inicial destes resultados de simulação, serão mostradas as grandezas obtidas para uma carga específica, em Baixa Tensão BT10502887\_M1. Estas foram realizadas utilizando o software Opendss e as Figs. 14 e 15 mostram a variação de tensão e potência ativa ao longo do dia, respectivamente. Pode-se observar que a variação do valor de tensão foi muito grande e os valores alcançados superaram os limites da faixa de tensão crítica.

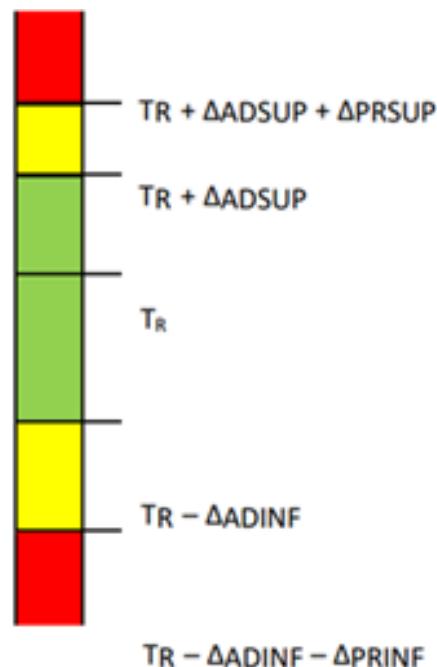
É válido destacar que várias outras simulações serão realizadas, em diferentes níveis de tensão e potências de cargas, objetivando o confronto de informações computacionais com aquelas oriundas do BDGD, para as duas concessionárias de energia do Estado de Goiás.

Figura 12: Proposta de Simulação para Análise de Desempenho do Sistema



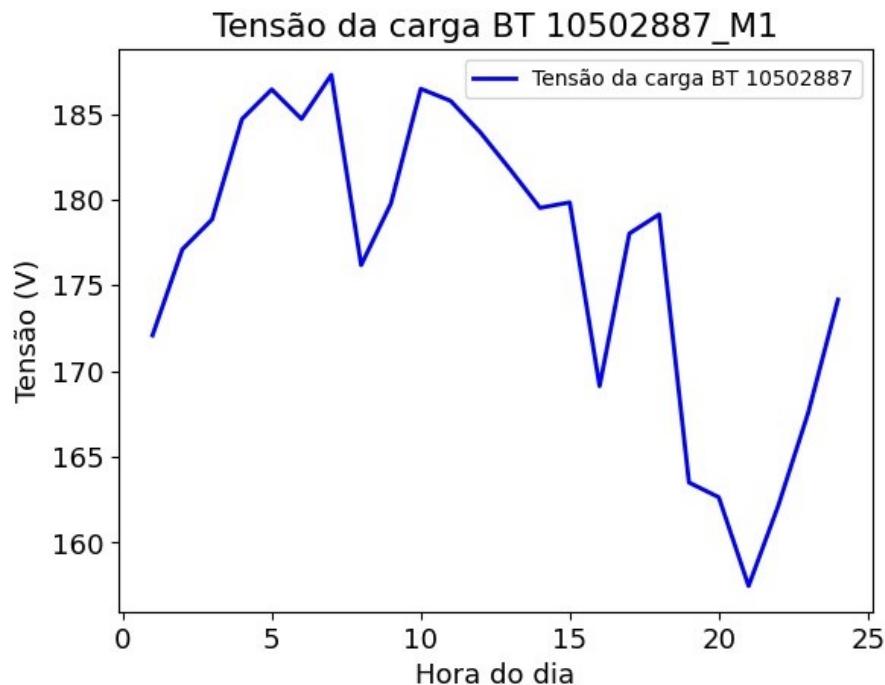
Fonte: Elaborado pelos autores.

Figura 13: Faixas de tensão em relação à de referência  $TR$



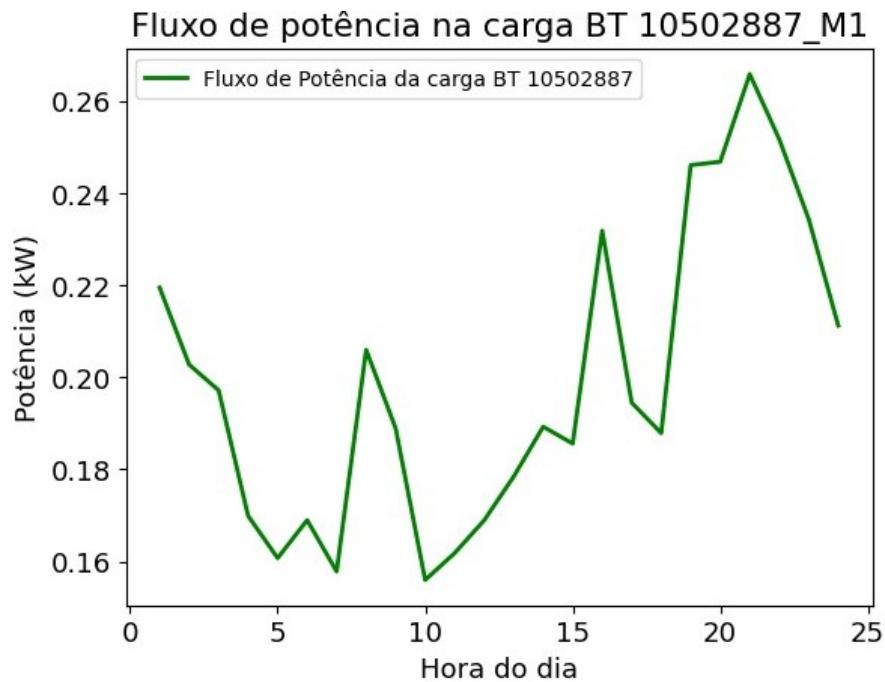
Fonte: Adaptado do Prodist (ANEEL, 2021b).

Figura 14: Perfil de Tensão em barra de carga específica - Problemas de tensão



Fonte: Elaborado pelos autores.

Figura 15: Potência na carga específica que apresenta problemas de tensão



Fonte: Elaborado pelos autores.

## 2.9 Conclusão

Os primeiros seis meses de atividades deste eixo temático foram dedicados a uma avaliação abrangente da infraestrutura elétrica de Goiás, utilizando como principal ferramenta analítica a Base de Dados Geográfica da Distribuição (BDGD). Esta abordagem metodológica permitiu um mapeamento detalhado e georreferenciado do sistema de distribuição em todo o território estadual, fornecendo insumos valiosos para o planejamento energético regional.

A estratificação dos dados por mesorregiões revelou diferenças significativas na capacidade instalada e na qualidade da infraestrutura entre as diversas regiões do estado. A análise espacial dos ativos de distribuição - incluindo subestações, linhas de transmissão e redes de distribuição - não apenas identificou a disposição física desses elementos, mas também permitiu correlacioná-los com as demandas energéticas regionais, destacando desequilíbrios e oportunidades de otimização.

Os resultados preliminares apontam para percepções relevantes sobre o sistema elétrico goiano, particularmente no que diz respeito às disparidades regionais na qualidade da infraestrutura, aos pontos críticos que exigem intervenções prioritárias em áreas de crescimento industrial acelerado, e às oportunidades de me-

lhoria na configuração da rede existente. Complementando a análise da BDGD, os trabalhos de campo e as reuniões técnicas com as concessionárias locais enriqueceram a compreensão dos padrões de carregamento das redes e dos pontos de congestionamento no sistema.

Para o próximo semestre, está previsto o aprofundamento dessas análises através do desenvolvimento de modelos de simulação mais robustos, da elaboração de propostas técnicas para aprimoramento da infraestrutura e da consolidação de parcerias estratégicas com os agentes do setor elétrico. Este trabalho contínuo visa transformar os diagnósticos obtidos em ações concretas de modernização do sistema.

Esta fase inicial não apenas validou a metodologia empregada, mas também reforçou a importância do monitoramento sistemático e do planejamento estratégico da infraestrutura energética como alicerce para o desenvolvimento socioeconômico de Goiás. Os resultados já alcançados estabelecem uma base sólida para as próximas etapas do projeto, que buscarão traduzir essas análises em contribuições técnicas e políticas públicas efetivas para o setor elétrico estadual, mantendo sempre o rigor científico que caracteriza esta pesquisa.

---

## Referências

- ANEEL. **Dados Abertos - Agência Nacional de Energia Elétrica.** 2024. Disponível em: <<https://dadosabertos.aneel.gov.br/>>.
- \_\_\_\_\_. **Dados Abertos do BDGD - Base de Dados Geográfica da Distribuidora.** 2024. Disponível em: <<https://dadosabertos-aneel.opendata.arcgis.com/search?tags=distribuicao>>.
- \_\_\_\_\_. **Lei 14300 - Marco legal da microgeração e minigeração distribuída.** 2022. Disponível em: <[https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2019-2022/2022/lei/l14300.html](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/l14300.html)>.
- \_\_\_\_\_. **Manual de instruções da BDGD.** 2024. Disponível em: <<https://dadosabertos-aneel.opendata.arcgis.com/documents/f0d5c43ac67d4f5eb2ddffa4589501b2/explore>>.
- \_\_\_\_\_. **Procedimentos de distribuição (Prodist) - Módulo 10: Sistema de informação geográfica regulatório.** 2021. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/prodist>>.
- \_\_\_\_\_. **Procedimentos de distribuição (Prodist) - Módulo 8: Qualidade da Energia Elétrica.** 2021. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/prodist>>.
- \_\_\_\_\_. **Resolução Normativa no 1.098 - Agência Nacional de Energia Elétrica.** 2024. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20241098.pdf>>.
- \_\_\_\_\_. **Resolução Normativa no 1000 - Agência Nacional de Energia Elétrica.** 2021. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.html>>.
- \_\_\_\_\_. **Resolução Normativa no 482 - Agência Nacional de Energia Elétrica.** 2012. Disponível em: <[www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf](https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf)>.
- \_\_\_\_\_. **Resolução Normativa no 687 - Agência Nacional de Energia Elétrica.** 2017. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>.
- GONEN, T. **Electric power distribution engineering.** [S.l.]: CRC Press, 2014.
- QGIS. **QGIS Web Site.** 2024. Disponível em: <<https://www.qgis.org>>.
- RADATZ, P. **Ferramenta BDG2OpenDSS.** 2024. Disponível em: <<https://github.com/PauloRadatz>>.

# TECNOLOGIAS DA INFORMAÇÃO



# SEÇÃO TECNOLOGIAS DA INFORMAÇÃO

Coordenador: MSc. Eng. Saymon Fonseca Santos Mendes

Pesquisador: Dr. Raphael de Aquino Gomes

No contexto da transição energética, a análise de dados desempenha um papel fundamental na compreensão dos desafios e oportunidades associados à diversificação da matriz energética. A transformação do sistema energético tradicional, baseado em fontes fósseis, para um modelo mais sustentável, exige uma abordagem orientada por dados que permita o monitoramento preciso de indicadores críticos, a identificação de padrões de consumo e a avaliação da eficiência de políticas públicas.

A partir da análise de grandes volumes de dados, possibilita-se detectar tendências de crescimento da demanda, avaliar o impacto de diferentes fontes de energia sobre o meio ambiente e a economia, além de prever cenários futuros com maior assertividade. O uso de técnicas como modelagem preditiva e análise de séries temporais, oferece suporte à tomada de decisão estratégica, tanto no âmbito da gestão pública quanto no setor privado.

Diante disso, a presente seção elaborada pelo pesquisador Dr. Raphael de Aquino Gomes, sob a coordenação e colaboração do MSc. Eng. Saymon Fonseca Santos Mendes, apresenta os avanços e resultados parciais do projeto **Potencialidades e Estratégias para a Diversificação da Matriz Energética do Estado de Goiás**, desenvolvido no âmbito da Secretaria-Geral de Governo (SGG) através da Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de Goiás (FAPEG). Este projeto está inserido em um contexto de crescente demanda por soluções energéticas sustentáveis e de apoio à formulação de políticas públicas voltadas para o desenvolvimento econômico, ambiental e social do Estado.

O objetivo central desse trabalho é analisar as potencialidades e desafios relacionados à diversificação da matriz energética goiana, sendo que nesta etapa inicial foi considerado tanto a dinâmica do consumo quanto da geração de energia. Nesse sentido, foram conduzidas atividades voltadas à coleta, sistematização e análise de dados referentes aos padrões de consumo e à capacidade de geração de diferentes fontes de energia no período de 2019 a 2023. Essa abordagem temporal foi estabelecida visando identificar tendências, avanços e desafios enfrentados pelos municípios goianos na transição para fontes energéticas mais limpas e eficientes.

Destaca-se, nesse contexto, o papel do Eixo de Tecnologia da Informação, cuja atuação é fundamental para o tratamento e análise dos dados utilizados e gerados ao longo do projeto. As atividades da área ainda preveem implementar métodos de processamento de dados, modelagem estatística e visualização de informações, contribuindo para uma compreensão mais detalhada dos padrões de consumo e geração de energia no Estado de Goiás. Além disso, foram desenvolvidas análises para investigar a aderência dos municípios à norma ABNT ISO 37120, que estabelece indicadores para serviços urbanos e qualidade de vida em cidades e comunidades sustentáveis, de forma que o foco foi dado aos indicadores relacionados à energia elétrica.

As atividades desenvolvidas incluem a integração de bases de dados heterogêneas provenientes de diferentes fontes institucionais, o que exigiu o desenvolvimento de soluções tecnológicas para garantir a interoperabilidade e a consistência das informações. Adicionalmente, a análise espacial dos dados, por meio de Sistemas de Informações Geográficas (SIG), possibilitou mapear a distribuição do consumo e da geração de energia, bem como a adesão dos municípios aos indicadores da ABNT ISO 37120. Esse mapeamento facilita a visualização de padrões regionais e a identificação de áreas com maior potencial para a implementação de estratégias de diversificação energética.

### **3. ANÁLISE DO ESTADO DE GOIÁS SOB A PERSPECTIVA DE CIDADES INTELIGENTES E SUSTENTÁVEIS**

**Autor:** Dr. Raphael de Aquino Gomes

#### **3.1 Introdução**

O estado de Goiás, localizado no centro-oeste do Brasil, apresenta um panorama energético diversificado, sendo um importante produtor de energia a partir de fontes renováveis, especialmente no setor de biomassa e energia solar (SILVA; DOMINGOS; ALVES, 2019). A capacidade de geração de energia de Goiás é fundamental para o desenvolvimento regional e para o fortalecimento da matriz energética nacional, destacando-se também pela busca constante de inovação e sustentabilidade.

A análise da questão energética está diretamente relacionada ao contexto urbano, uma vez que o número de cidadãos urbanos cresce consideravelmente a cada ano. Em Goiás, esse crescimento urbano é ainda mais evidente: conforme o Censo Demográfico 2022 (IBGE, 2022) uma população de 6.576.104 habitantes, 93,2% do total vivem em áreas urbanas, representando um aumento de mais 1.155.390 pessoas com relação aos dados de 2010, colocando o estado na quinta posição entre os estados com maior expansão urbana.

À medida que o estado se torna mais urbano, as cidades precisam se tornar mais inteligentes. A urbanização, portanto, requer novas e inovadoras maneiras de gerenciar a complexidade de recursos, mobilidade, impacto ambiental e a habitabilidade das cidades. É nesse contexto que as cidades inteligentes surgem para enfrentar esses desafios. Com isso, classificar cidades inteligentes nos permite conhecer seu nível de inteligência e aumentar sua competitividade. Para tal, a ISO 37120 (ISO, 2018), uma norma internacional que estabelece indicadores para cidades e governos locais, desempenha um papel significativo, ao fornecer um conjunto de indicadores para medir a qualidade de vida e a sustentabilidade urbana, abrangendo áreas como saúde, educação, transporte

e, claro, o setor energético. A norma facilita o diagnóstico do desempenho das cidades e contribui para a melhoria contínua da gestão urbana. Ao aplicar esses indicadores, Goiás pode não só avaliar a eficiência do uso energético em suas cidades, como também adotar práticas mais eficientes e sustentáveis no planejamento de suas políticas públicas.

A análise dos dados que norteiam estes indicadores representa uma ferramenta essencial na definição de políticas públicas, potencializando ações estratégicas no setor energético. A coleta e a análise sistemática de dados sobre consumo e fontes de energia permitem aos gestores públicos tomar decisões baseadas em informações precisas e atualizadas. Em Goiás, a aplicação de ferramentas baseadas na análise de dados e nos indicadores da ISO 37120 pode auxiliar na formulação de políticas públicas mais eficazes, promovendo o uso racional de recursos energéticos e contribuindo para o bem-estar da população.

#### **3.2 ISO 37120**

Os indicadores da ISO 37120 foram projetados para medir o desempenho nas principais áreas de responsabilidade do governo de uma cidade (ISO, 2018). Os indicadores são separados em dois tipos: **indicadores principais** que devem ser medidos por qualquer cidade, independentemente da localização, e **indicadores de suporte**, cuja obtenção é mais desafiador.

Os indicadores, por sua vez, são organizados em 17 temas, entre eles economia, educação, governança, saúde, transporte e planejamento urbano. No contexto deste trabalho foram considerados apenas os indicadores relacionados a energia, sendo quatro essenciais e dois de apoio, conforme mostrado na Tabela 4.

O *World Council on City Data (WCCD)* é

uma organização sem fins lucrativos estabelecida pelo presidente do grupo de trabalho ISO 37120 para garantir que o padrão seja implementado corretamente. Eles oferecem cinco níveis de certificação com base no número de indicadores principais e de suporte que uma cidade consegue atender.

Tabela 4: Indicadores considerados.

Indicador	Tipo	Unidade
Consumo final total de energia per capita	Essencial	GJ/ano
Porcentagem da energia total final proveniente de fontes renováveis	Essencial	%
Porcentagem de habitantes da cidade com fornecimento regular de energia elétrica	Essencial	%
Consumo final de energia de edifícios públicos por ano	Essencial	GJ/m <sup>2</sup>
Consumo de energia elétrica da iluminação de vias públicas por quilômetro de via iluminada	Suporte	kWh/ano
Duração média de interrupção do fornecimento de energia elétrica por domicílio por ano	Suporte	horas

Fonte: Elaborado pelo autor.

A ISO 37120 é reconhecida como uma iniciativa mais rigorosa para a comparação entre cidades, superando outros índices urbanos populares (WHITE, 2021), sendo que no contexto brasileiro são certificadas somente as seguintes cidades: São José dos Campos - SP, Pindamonhangaba - SP, Jundiaí - SP, Salvador - BA, Lagoa Dourada - MG, São Paulo - SP e Recife - PE.

A metodologia de verificação dos indicadores da ISO 37120 relacionados à energia para os municípios do estado de Goiás foi elaborada com base na análise e cruzamento de dados provenientes de diferentes fontes, abrangendo o período de 2019 a 2023<sup>1</sup>.

Para a verificação dos indicadores da ISO 37120, foram utilizados dados de diferentes fontes primárias:

- **Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL):** informações sobre a geração de energia.

- **Equatorial Energia:** dados sobre o consumo de energia.
- **Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE):** informações demográficas e socioeconômicas dos municípios, que foram utilizadas para contextualizar os dados de consumo de energia conforme as características populacionais e a evolução das necessidades energéticas.
- **Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS):** dados sobre a operação do sistema elétrico brasileiro e indicadores de qualidade de energia.
- **Empresa de Pesquisa Energética (EPE):** projeções sobre fator de capacidade para estimar a geração.
- **Ministério da Gestão e da Inovação em Serviços Públicos:** dados sobre imóveis pertencentes ao governo.

O processo de verificação envolveu o cruzamento das informações de consumo, distribuição, infraestrutura e fontes de energia, com ênfase no uso de fontes renováveis. A seguir são discutidos os principais resultados obtidos.

### 3.3 Consumo per capita

A análise do consumo de energia é essencial para compreender e gerenciar a demanda energética de uma sociedade, desempenhando um papel fundamental tanto na sustentabilidade ambiental quanto na eficiência econômica. Em um contexto global de crescente preocupação com as mudanças climáticas e a escassez de recursos naturais, entender como a energia é consumida, distribuída e utilizada é fundamental para adotar políticas públicas eficazes, otimizar o uso de recursos e promover a transição para fontes de energia mais limpas e renováveis.

Outro aspecto importante da análise do consumo de energia é o suporte que ela oferece na implementação de medidas de planejamento energético. Ao monitorar e avaliar as tendências de consumo ao longo do tempo, é

<sup>1</sup>Apesar de haver dados de geração para todo o ano de 2024 a análise não considerou este ano porque só havia dados sobre consumo disponíveis até o mês de maio.

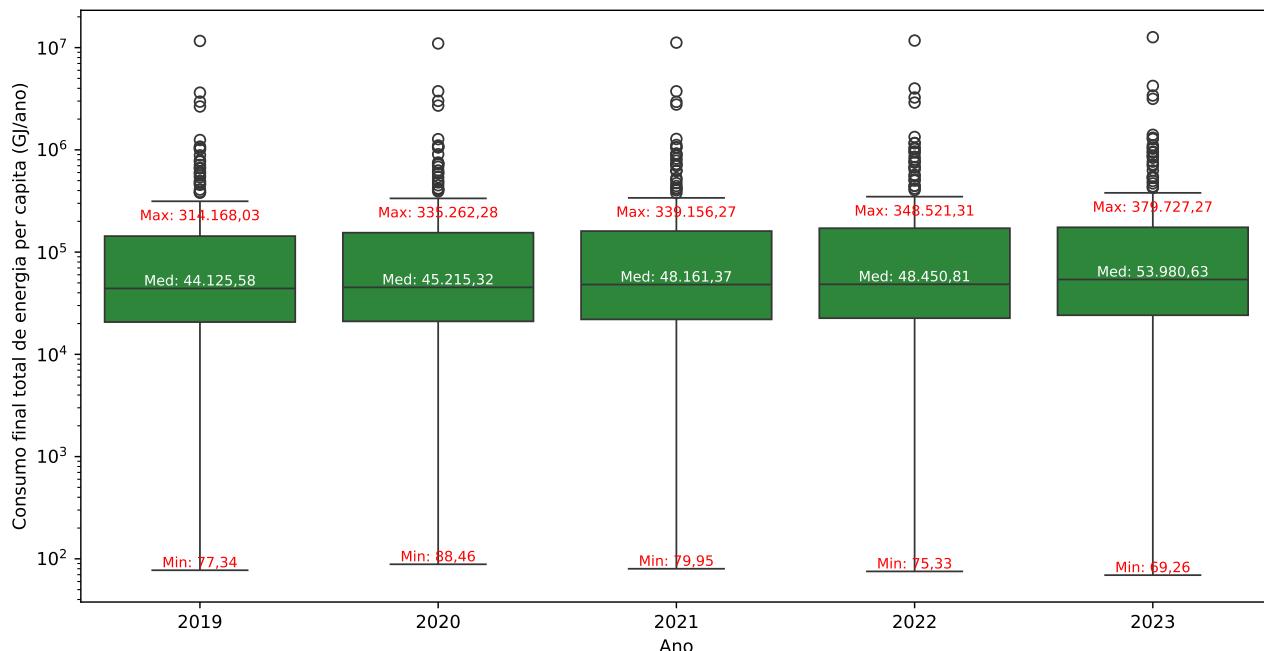
possível antecipar necessidades futuras e ajustar a infraestrutura energética, garantindo um fornecimento seguro, confiável e adequado às demandas da população.

Esses e outros motivos fazem com que o primeiro indicador essencial analisa o consumo final total de energia per capita, que deve ser calculado como o consumo final total de energia por uma cidade em gigajoules (numerador) dividido pela população total da cidade (denominador). O resultado é expresso como o consumo final total de energia per capita em gigajoules por ano.

A Figura 16 apresenta o resultado deste indicador para os municípios de Goiás no formato de gráficos de caixa, uma ferramenta gráfica usada para visualizar a distribuição de um conjunto de dados, destacando suas principais características, como a mediana, os quartis e os possíveis *outliers* (valores atípicos). A caixa no gráfico representa a interquartil (IQR), ou seja, a faixa onde 50% dos dados estão concentrados. Ela é formada entre o 1º quartil (Q1), valor abaixo do qual 25% dos dados estão, e o 3º quartil (Q3), valor abaixo do qual 75% dos dados estão. Dessa forma, a largura da caixa mostra a dispersão dos dados no in-

tervalo interquartílico. Quanto maior a caixa, maior a variação dos dados entre os quartis. Na caixa, está a linha que indica a mediana (Q2) dos dados, valor central dos dados, ou seja, 50% dos valores estão abaixo dela e 50% estão acima. Se a mediana estiver centralizada na caixa, isso indica uma distribuição simétrica. Se ela estiver mais próxima de Q1 ou Q3, isso pode indicar que os dados estão assimetricamente distribuídos. As linhas estendidas da caixa, chamadas de “bigodes”, mostram a extensão dos dados fora do intervalo interquartílico. Normalmente, os bigodes se estendem até o valor mais alto ou mais baixo que não seja considerado um *outlier*. A distância entre o 1º quartil (Q1) e o ponto mais baixo dos bigodes, assim como a distância entre o 3º quartil (Q3) e o ponto mais alto dos bigodes, é uma medida de dispersão dos dados além do intervalo interquartílico. Pontos fora dos bigodes são considerados *outliers* ou valores atípicos. Eles são observações que se distanciam substancialmente do restante dos dados. O critério comum para considerar um valor como outlier é quando ele está a mais de 1,5 vezes o intervalo interquartílico (IQR) abaixo de Q1 ou acima de Q3.

Figura 16: Distribuição do consumo per capita ao longo do tempo



Fonte: Elaborado pelo autor.

De modo geral, o consumo de energia per capita em Goiás se manteve relativamente estável ao longo dos anos, sem grandes flutuações ou tendências de crescimento, ou queda acentuadas. Contudo, o gráfico mostra uma grande variação no consumo entre os municípios, indicada pela dispersão dos pontos em cada ano. Alguns municípios se destacam com consumos muito acima da média (*outliers*), enquanto outros apresentam consumos consistentemente mais baixos. As Tabelas 5 e 6 apresenta os municípios que representam os *outliers* mais significativos para os anos 2019 e 2023, respectivamente. A distância apresentada nas tabelas representa o quanto o valor do município se difere do valor máximo identificado para os demais municípios.

Tabela 5: *Outliers* do consumo per capita mais significativos para o ano 2019.

Município	Consumo (GJ/ano)	Distância (GJ/ano)
Goiânia	11.625.340,0	11.297.960,0
Anápolis	3.627.712,0	3.300.336,0
Rio Verde	2.963.447,0	2.636.071,0
Aparecida de Goiânia	2.654.211,0	2.326.835,0
Catalão	1.249.107,0	921.731,9
Luziânia	1.076.140,0	748.764,5
Itumbiara	1.060.845,0	733.469,0
Ouvidor	1.021.014,0	693.638,0
Senador Canedo	1.014.894,0	687.518,7
Jataí	884.147,5	556.772,0

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 6: *Outliers* do consumo per capita mais significativos para o ano 2023.

Município	Consumo (GJ/ano)	Distância (GJ/ano)
Goiânia	12.646.430,0	12.245.730,0
Anápolis	4.220.262,0	3.819.562,0
Rio Verde	3.401.432,0	3.000.732,0
Aparecida de Goiânia	3.154.943,0	2.754.243,0
Catalão	1.403.241,0	1.002.541,0
Luziânia	1.314.013,0	913.313,0
Senador Canedo	1.277.532,0	876.832,4
Itumbiara	1.106.174,0	705.474,3
Ouvidor	1.055.848,0	655.147,6
Jataí	1.026.859,0	626.158,9

Fonte: Elaborado pelo autor.

Estes municípios apresentam padrões de consumo elevados por serem proporcionalmente as maiores cidades do estado, com

grande concentração de população, atividades econômicas e infraestruturas de serviços. Algumas cidades da lista, como Ouvidor e Senador Canedo, embora possam ter menor população, também são polos regionais ou apresentam uma concentração significativa de atividades comerciais, ou industriais, que impactam diretamente no consumo de energia.

Apesar dos resultados significativos, para uma avaliação mais completa do consumo de energia per capita em Goiás, é recomendável realizar uma análise mais detalhada, considerando fatores como:

- **Setores de consumo:** Identificar os principais setores responsáveis pelo consumo de energia em cada município (industrial, residencial, transporte, etc.).
- **Eficiência energética:** Avaliar o potencial para melhorar a eficiência energética nos diferentes setores, buscando reduzir o consumo sem comprometer o desenvolvimento econômico e social.
- **Políticas públicas:** Com base na análise dos dados, podem ser implementadas políticas públicas que incentivem o uso de energias renováveis, a eficiência energética e a redução do consumo de energia nos municípios de Goiás.

### 3.4 Energia proveniente de fontes renováveis

A análise da fonte de geração energética é um fator essencial para entender a sustentabilidade e a resiliência do sistema energético de um país, estado ou município. À medida que as preocupações com as mudanças climáticas aumentam e a demanda por alternativas energéticas mais limpas cresce, a transição para fontes renováveis, como solar, eólica, hidrelétrica, biomassa e geotérmica, torna-se cada vez mais uma prioridade estratégica.

Monitorar a participação das fontes renováveis na matriz energética é fundamental não apenas para avaliar o progresso em direção a metas ambientais, como a redução das emissões de gases de efeito estufa, mas também para garantir a segurança energética. As fontes renováveis são, por sua natureza, mais sus-

tentáveis a longo prazo, ao serem baseadas em recursos naturais continuamente regenerados, ao contrário dos combustíveis fósseis, os quais são limitados e prejudiciais ao meio ambiente.

Em um contexto global de transição energética, a análise da porcentagem de energia renovável serve como um indicador importante para políticas públicas, investimentos em infraestrutura, inovação tecnológica e o fortalecimento de mercados de energia limpa. Dessa forma, essa análise não só auxilia na construção de um futuro mais sustentável, mas também posiciona os países, estados e municípios em uma trajetória de maior independência energética e competitividade no cenário global.

No contexto da ISO 37120, a porcentagem da energia total final proveniente de fontes renováveis deve ser calculada como o consumo total de energia produzida a partir de fontes renováveis (numerador), dividido pelo consumo total de energia (denominador). O resultado deve então ser multiplicado por 100 e expresso como uma porcentagem. A norma enfatiza que fontes renováveis incluem energia geotérmica, solar, eólica, hídrica, das marés e das ondas marítimas, combustíveis e biocombustíveis, como biomassa. Também estabelece que deve-se incluir as fontes renováveis tanto combustíveis quanto não combustíveis.

As fontes renováveis não combustíveis de energia elétrica incluem as fontes geotérmica, solar, eólica, hídrica, das marés e das ondas marítimas. Para a energia geotérmica, a quantidade de energia é a entalpia obtida a partir do calor geotérmico que entra no processo. Para as fontes de energia solar, eólica, hídrica, das marés e das ondas, a quantidade de energia obtida no processo é igual à energia elétrica gerada. Os combustíveis renováveis e resíduos consistem em biomassa (lenha, resíduos vegetais, etanol) e produtos de origem animal (materiais e resíduos de origem animal com lixívia sulfato), nos resíduos municipais (resíduos produzidos pelos setores residenciais, comerciais e de serviços públicos, os quais são recolhidos pelas autoridades locais para descarte em centrais locais para a produção de calor e/ou de energia) e nos resíduos industriais.

Goiás possui destaque neste indicador uma vez que para os dados analisados entre 2019 e 2023, em 90,58% dos casos os municípios apresentam matriz elétrica 100% proveniente de fontes renováveis. Dessa forma, a análise se concentrou nos casos que fogem desse padrão, ou seja, os *outliers*. As Tabelas 7 e 8 apresentam os municípios que mais se diferenciam dos demais considerando os anos de 2019 e 2023, respectivamente.

Tabela 7: *Outliers* mais significativos no ano de 2019 com as fontes de energia.

Município	Renovável (%)	Não Renovável (%)
Palmeiras de Goiás	0,13	99,87
Bela Vista de Goiás	0,36	99,64
Nazário	0,46	99,54
Niquelândia	0,67	99,33
Itaberaí	1,91	98,09
Nerópolis	2,77	97,23
Anápolis	5,11	94,89
Pirenópolis	5,54	94,46
Goiânia	7,94	92,06
Valparaíso de Goiás	22,93	77,07

Fonte: Elaborado pelo autor.

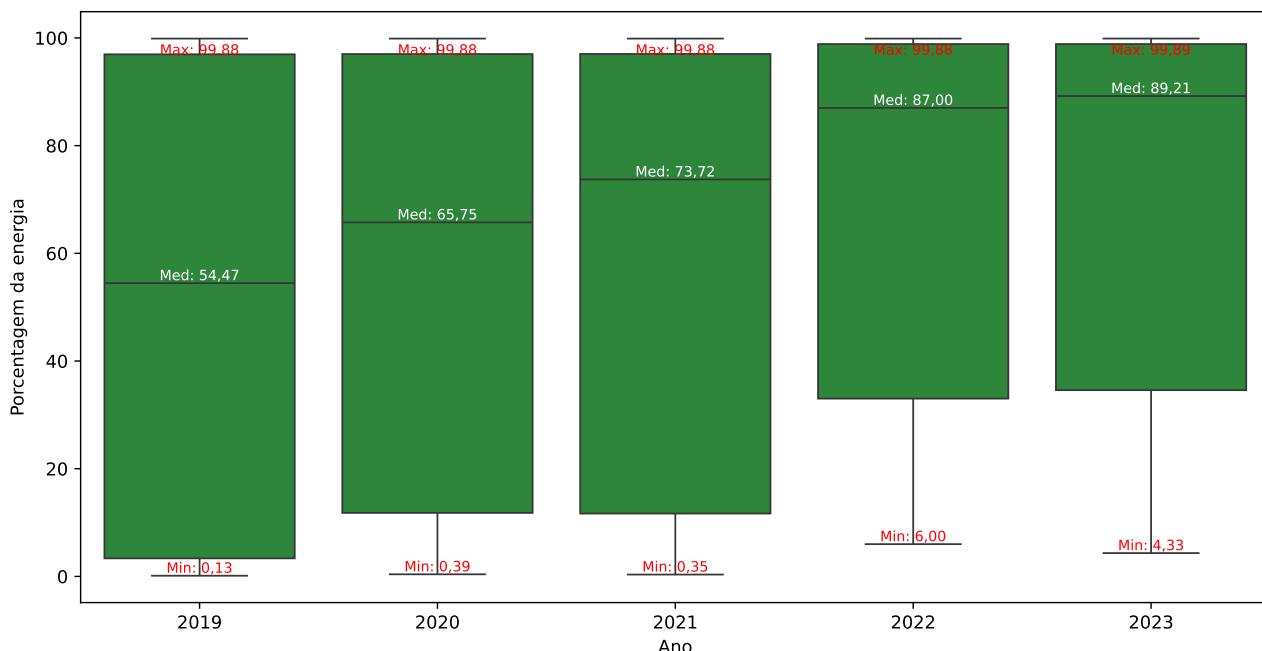
Tabela 8: *Outliers* mais significativos no ano de 2023 com as fontes de energia.

Município	Renovável (%)	Não Renovável (%)
Nazário	4,33	95,67
Bela Vista de Goiás	9,34	90,65
Palmeiras de Goiás	14,04	85,96
Anápolis	16,28	83,71
Nerópolis	20,17	79,83
Goiânia	31,24	68,76
Itaberaí	44,65	55,35
Pirenópolis	48,10	51,90
Valparaíso de Goiás	50,38	49,61
Goianira	84,92	15,07

Fonte: Elaborado pelo autor.

Os valores estatísticos considerando somente os municípios que representam *outliers* são expressos na Figura 17.

Figura 17: Distribuição da porcentagem da energia total final proveniente de fontes renováveis ao longo do tempo.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Houve um aumento significativo na porcentagem de energia renovável ao longo dos anos. Em 2019, a mediana era de cerca de 54%, enquanto em 2023 saltou para aproximadamente 89%. Contudo, a variação entre os municípios é grande, como mostram as caixas (que representam a faixa interquartil, ou seja, a variação entre o primeiro e o terceiro quartil) e os valores máximos e mínimos. Isso indica que alguns municípios se destacam por terem uma porcentagem muito alta de energia renovável, enquanto outros ainda têm uma porcentagem menor.

Outra observação importante é que os valores máximos se mantiveram relativamente estáveis, próximos a 100%, o que sugere que alguns municípios já alcançaram uma matriz energética quase totalmente renovável, próximo do padrão observado no estado. Os valores mínimos também aumentaram ao longo dos anos, indicando que houve um avanço geral na adoção de fontes renováveis, mesmo nos municípios com menor porcentagem.

O gráfico sugere que a transição para fontes renováveis se acelerou nos últimos anos, especialmente a partir de 2022, quando houve um

salto mais expressivo na mediana. Esse crescimento pode ser resultado de políticas públicas de incentivo à geração de energia renovável, como a criação de linhas de crédito, a redução de impostos e a regulamentação de programas de apoio.

É fundamental que os municípios continuem investindo em fontes renováveis, como a energia solar, eólica e biomassa, para garantir um futuro mais sustentável e reduzir a dependência de combustíveis fósseis. Outra recomendação importante é que os municípios destacados na geração de energia renovável compartilhem suas experiências e boas práticas com os demais, para acelerar a transição energética em todo o estado. Também é essencial que o governo continue monitorando a evolução da porcentagem de energia renovável nos municípios, para identificar os desafios e oportunidades e ajustar as políticas públicas, quando necessário.

Como próximas ações é importante analisar a participação de fontes renováveis em cada setor da economia (indústria, comércio, serviços, etc.) para identificar os setores com maior potencial de crescimento. Ainda, além de investir

em fontes renováveis, é fundamental que os municípios adotem medidas de eficiência energética para reduzir o consumo de energia e evitar o desperdício.

### 3.5 Fornecimento regular de energia elétrica

A análise do fornecimento regular de energia elétrica é essencial para garantir a estabilidade e o desenvolvimento econômico de uma região, além de ser um dos pilares fundamentais para a qualidade de vida das pessoas. A energia elétrica é um recurso básico que sustenta praticamente todas as atividades cotidianas, desde o abastecimento doméstico até a operação de indústrias e serviços essenciais como hospitais, escolas e transportes públicos. Portanto, a garantia de um fornecimento constante e sem interrupções se traduz diretamente em uma sociedade mais segura, produtiva e capaz de se adaptar aos desafios do futuro.

A análise do fornecimento regular tem grande importância na formulação de políticas públicas e na tomada de decisões sobre investimentos em infraestrutura. Identificar áreas com altos índices de interrupções ou com deficiências no acesso à energia pode auxiliar as autoridades a planejar e priorizar intervenções, como a ampliação da rede elétrica, a construção de novas usinas ou a implementação de soluções de geração distribuída. A manutenção de um fornecimento regular é, assim, um indicador chave da eficiência do setor energético e da capacidade de um país ou município de atender às suas necessidades econômicas e sociais.

Além disso, essa análise está diretamente ligada à busca por um sistema de energia mais sustentável. Garantir que o fornecimento seja regular e eficiente, ao mesmo tempo que se investe em fontes de energia renováveis e em tecnologias inteligentes, pode não só mitigar os impactos ambientais, mas também melhorar a resiliência do sistema frente a eventos climáticos extremos e outras ameaças externas.

Diante desses fatores, a ISO 37120 estabelece que a porcentagem de habitantes da cidade com conexão regulamentada ao sistema de distribuição de energia elétrica (residencial)

deve ser calculada pelo número de habitantes na cidade com ligação regular à rede de distribuição (numerador) dividido pelo número total de habitantes da cidade (denominador). O resultado deve então ser multiplicado por 100 e ser expresso como uma porcentagem. Serviços elétricos regulares devem se referir a uma conexão autorizada ao sistema de fornecimento de energia elétrica.

Em Goiás, considerando os dados de 2019 a 2023, 95,36% dos casos possuem 100% da população com acesso a energia. Contudo, é importante ressaltar que a análise foi considerada replicando a quantidade de domicílios aferidos pelo IBGE aos demais anos, de forma que o resultado pode não representar totalmente a realidade.

A Tabela 9 apresenta os municípios que mais se distanciam do padrão do estado, ou seja, 100% de acesso a energia. Como pode ser visto, mesmo estes casos se aproximam da totalidade, mostrando que o estado apresenta quase todos os municípios com acesso total a energia. Este fato é reforçado ao analisar a evolução ao passar do tempo uma vez que em 2023 apenas o município de Cristalina não oferecia energia a todos os habitantes, apresentando uma cobertura de 96,38%.

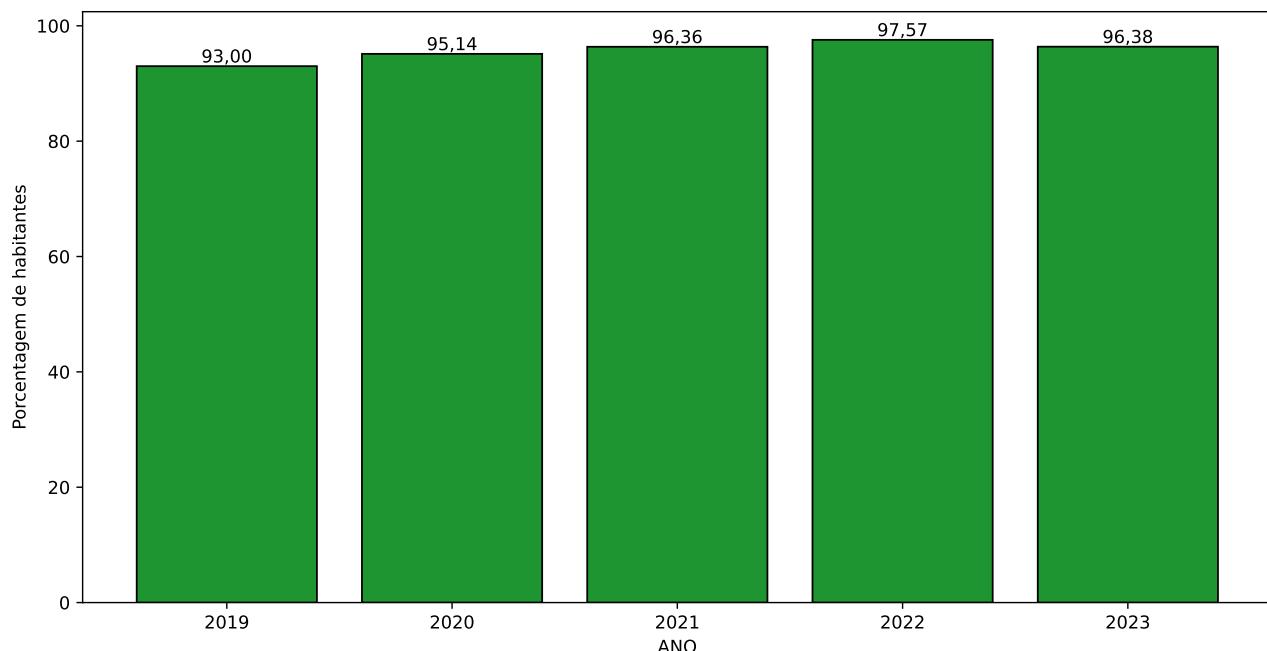
Tabela 9: *Outliers* mais significativos para o ano de 2019 com o acesso a energia.

Município	UCS (%)
Flores de Goiás	73,84
Cristalina	80,86
Cavalcante	82,81
Abadia de Goiás	84,91
Cidade Ocidental	90,38
Chapadão do Céu	90,90
Novo Gama	92,30
Santo Antônio do Descoberto	92,42
Senador Canedo	92,48
Vila Propício	93,44

Fonte: Elaborado pelo autor.

A Figura 18 apresenta a porcentagem média das cidades em que não é disponibilizado energia a todos os habitantes. Neste caso, não foi usado um gráfico de caixas porque a quantidade de elementos é muito pequena.

Figura 18: Distribuição da porcentagem de habitantes da cidade com fornecimento regular de energia elétrica ao longo do tempo



Fonte: Elaborado pelo autor.

Mesmo considerando os casos que diferem de 100%, a porcentagem de habitantes com acesso à energia em Goiás é extremamente alta, com valores acima de 93% em todos os anos. Isso indica que a grande maioria da população já possui acesso à eletricidade.

Houve um crescimento constante na porcentagem de acesso à energia ao longo dos anos, embora o aumento seja relativamente pequeno. Em 2019, a porcentagem era de 93,00%, enquanto em 2023 atingiu 96,38%. Além disso, a diferença entre os valores mínimo e máximo é muito pequena, indicando uma distribuição relativamente homogênea do acesso à energia entre os municípios de Goiás.

A tendência é de que o acesso à energia continue se expandindo até atingir a universalização, ou seja, 100% da população com acesso à eletricidade. Esse avanço pode ser resultado de políticas públicas de eletrificação rural e de expansão da rede de distribuição de energia, que visam levar eletricidade para áreas mais remotas e comunidades isoladas.

É importante que o governo continue monitorando a evolução do acesso à energia nos municípios, para identificar possíveis desigualda-

des e garantir que todos os habitantes tenham acesso à eletricidade. Complementarmente, é fundamental continuarem os investimentos na expansão e modernização da rede elétrica, para garantir um fornecimento de energia confiável e de qualidade para toda a população. É importante que o acesso à energia seja encarado como um direito fundamental e que políticas públicas sejam implementadas para garantir que famílias de baixa renda e comunidades isoladas também tenham acesso à eletricidade.

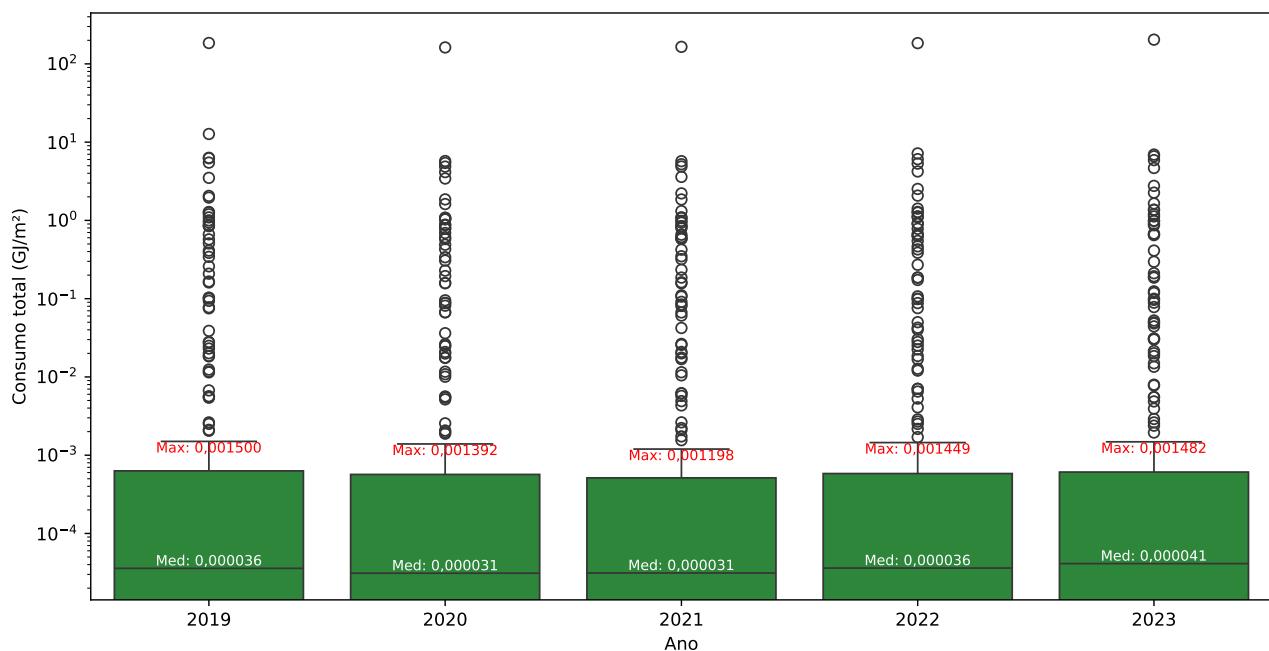
### 3.6 Consumo de energia de edifícios públicos

A análise do consumo de energia em edifícios públicos é de extrema importância, tanto para a economia quanto para a sustentabilidade ambiental. Esses edifícios, como escolas, hospitais, universidades e centros administrativos, representam uma parte significativa do consumo de energia em muitas regiões, e entender como essa energia é utilizada é fundamental para otimizar o uso dos recursos e identificar possíveis ineficiências.

A análise do consumo energético fornece

dados essenciais para o desenvolvimento de políticas públicas mais eficientes, permitindo ao governo tomar decisões mais informadas sobre investimentos em infraestrutura e estratégias para a redução do consumo de energia. Além disso, essas análises podem contribuir para o desenvolvimento de programas de incentivo ao uso de tecnologias mais eficientes e ao comportamento responsável, gerando um impacto positivo que vai além dos próprios edifícios públicos.

Figura 19: Distribuição do consumo final de energia de edifícios públicos por ano ao longo do tempo



Fonte: Elaborado pelo autor.

A mediana do consumo de energia em edifícios públicos se manteve relativamente estável ao longo dos anos, com pequenas variações. Isso sugere que não houve mudanças drásticas nas práticas de consumo ou na eficiência energética dos edifícios públicos. A dispersão dos dados (indicada pela altura das caixas e pela presença de *outliers*) mostra haver uma variação considerável no consumo de energia entre os municípios. Alguns municípios se destacam por apresentarem consumos muito acima da média, enquanto outros consomem significativamente menos energia por metro quadrado.

Como indicador da ISO 37120, o consumo de energia final de edifícios públicos por ano deve ser calculado como consumo total final de energia elétrica em edifícios públicos (GJ) da cidade (numerador) dividido pela área total destes edifícios em metros quadrados ( $m^2$ ) (denominador). O resultado deve ser expresso como o consumo final total de energia elétrica dos edifícios públicos por ano em gigajoules por metro quadrado. O resultado obtido na análise é apresentado na Figura 19.

A presença de *outliers* em todos os anos indica que alguns municípios têm um consumo de energia muito superior ao restante. É importante investigar as causas desse alto consumo, que podem estar relacionadas a fatores como o tipo de atividade realizada no edifício, a antiguidade da construção, a falta de manutenção adequada ou o uso de equipamentos ineficientes. As Tabelas 10 e 11 apresentam os municípios que mais se distanciam dos demais para os anos 2019 e 2023, respectivamente.

Tabela 10: *Outliers* do consumo médio de energia em edifícios públicos para o ano de 2019.

Município	Consumo (GJ/m <sup>2</sup> )
Leopoldo de Bulhões	184,85
Montes Claros de Goiás	12,71
Acreúna	6,31
Bela Vista de Goiás	6,23
Goiatuba	5,48
Santa Cruz de Goiás	3,50
Mozarlândia	2,06
São Luís de Montes Belos	1,96
Pilar de Goiás	1,28
Bom Jesus de Goiás	1,27

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 11: *Outliers* do consumo médio de energia em edifícios públicos para o ano de 2023.

Município	Consumo (GJ/m <sup>2</sup> )
Leopoldo de Bulhões	203,89
Acreúna	6,94
Bela Vista de Goiás	6,59
Goiatuba	5,89
Santa Cruz de Goiás	4,67
São Luís de Montes Belos	2,76
Mozarlândia	2,26
Pilar de Goiás	1,65
Bom Jesus de Goiás	1,37
Edeia	1,36

Fonte: Elaborado pelo autor.

Apesar da estabilidade geral, o gráfico aponta para a necessidade de melhorias na gestão do consumo de energia em edifícios públicos. Há um grande potencial para reduzir o consumo e aumentar a eficiência energética, o que pode gerar economia de recursos financeiros e reduzir o impacto ambiental.

É fundamental realizar uma análise individualizada de cada edifício público, identificando os principais consumidores de energia e as áreas com maior potencial de melhoria. Com base na análise, podem ser implementadas medidas de eficiência energética, como a substituição de equipamentos por modelos mais eficientes, a melhoria do isolamento térmico dos edifícios, a otimização do uso da iluminação natural e artificial, a instalação de sistemas de gestão de energia e a conscientização dos usuários sobre o uso racional de energia. É

importante também monitorar continuamente o consumo de energia dos edifícios públicos, para verificar a efetividade das medidas implementadas e identificar novas oportunidades de melhoria.

### 3.7 Consumo de energia elétrica da iluminação de vias públicas

A análise do consumo de energia elétrica na iluminação de vias públicas é de grande importância para uma gestão eficiente dos recursos urbanos e para o desenvolvimento de políticas públicas mais sustentáveis. A iluminação pública é um dos maiores responsáveis pelo consumo de energia em áreas urbanas, e sua gestão adequada pode resultar em significativas economias de recursos, além de contribuir para a redução de impactos ambientais.

Ao analisar o consumo de energia da iluminação pública, os gestores podem planejar melhor o orçamento destinado ao setor, além de buscar fontes alternativas de energia, como a solar, reduzindo a dependência da rede elétrica e promovendo um uso mais consciente dos recursos naturais.

No contexto da ISO 37120, o consumo de energia elétrica da iluminação de vias públicas deve ser calculado como o consumo total de energia elétrica da iluminação de vias públicas (numerador) dividido pela distância total das vias públicas onde a iluminação está presente (denominador). O resultado deve ser expresso como consumo de energia elétrica da iluminação de vias públicas em quilowatt-hora por quilômetro por ano.

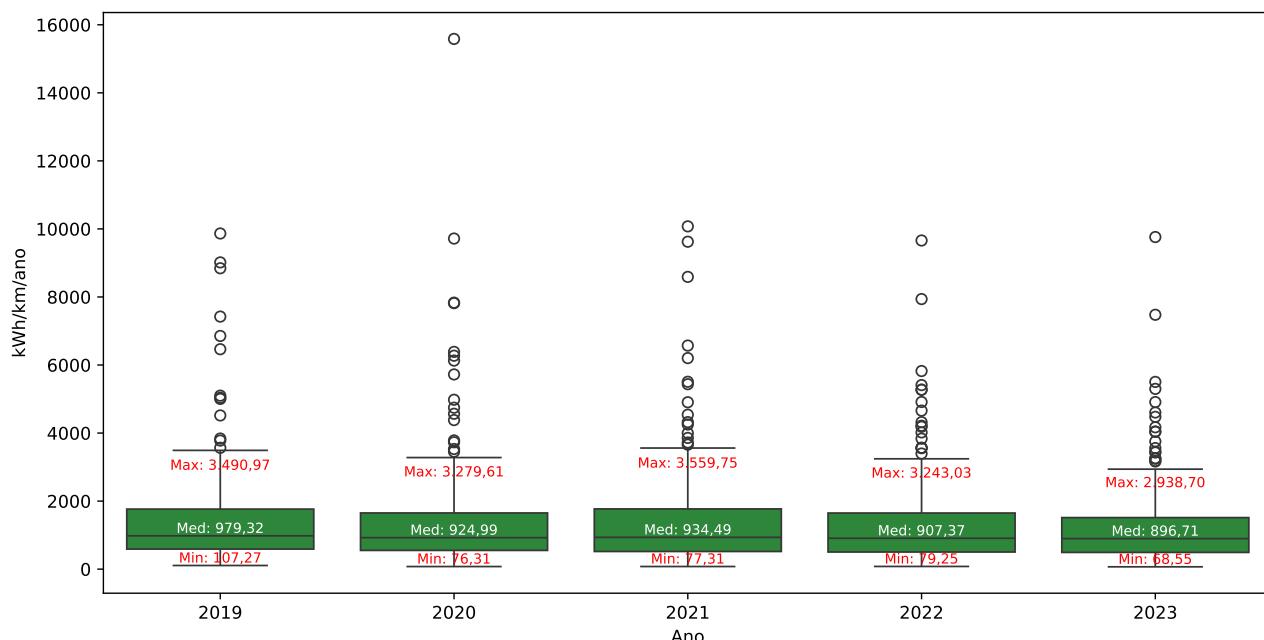
É importante ressaltar que na análise foi considerada a extensão total das vias públicas em cada município, obtida através do *OpenStreetMap* (OPENSTREETMAP CONTRIBUTORS, 2025), não considerando necessariamente somente os trechos iluminados.

Os resultados são apresentados na Figura 20. O consumo de energia para iluminação pública apresenta uma variação considerável entre os municípios de Goiás, como mostram os dados de máximo, mínimo e mediana em cada ano. Isso indica haver diferenças significativas na forma como os municípios gerenciam e utilizam a energia para iluminar suas vias públicas.

Apesar desta variação entre os municípios, a mediana do consumo de energia para iluminação pública se manteve relativamente estável ao longo dos anos, com pequenas flutuações.

Isso sugere que não houve mudanças drásticas na gestão da iluminação pública na maioria dos municípios.

Figura 20: Distribuição do consumo de energia em vias públicas por km ao longo do tempo.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Os valores máximos de consumo de energia para iluminação pública são bastante elevados, o que indica que alguns municípios podem estar com um consumo excessivo de energia nesse setor. É importante investigar as causas desse alto consumo, que podem estar relacionadas a fatores como a utilização de lâmpadas ineficientes, a falta de manutenção da rede de iluminação pública ou o uso inadequado da iluminação. Por outro lado, os valores mínimos de consumo de energia para iluminação pública são relativamente baixos, o que indica que alguns municípios podem estar com um consumo de energia mais eficiente nesse setor. No entanto, é importante verificar se esse baixo consumo não está relacionado à falta de iluminação pública em algumas áreas do município, o que pode comprometer a segurança da população.

Apesar da estabilidade geral da mediana, o gráfico aponta para a necessidade de melhorias na gestão do consumo de energia para iluminação pública.

Iluminação pública na maioria dos municípios. Há um grande potencial para reduzir o consumo e aumentar a eficiência energética nesse setor, o que pode gerar economia de recursos financeiros. Isso é especialmente verdade ao considerar os municípios que representam os *outliers*, apresentados nas Tabelas 12 e 13.

Tabela 12: Top 10 *Outliers* de consumo por km em vias públicas no ano de 2019.

Município	Consumo (kWh/km)
Goiânia	9.865,64
Novo Gama	9.016,10
Valparaíso de Goiás	8.843,64
Águas Lindas de Goiás	7.423,56
Senador Canedo	6.854,02
Nerópolis	6.464,38
Cidade Ocidental	5.099,87
Aparecida de Goiânia	5.038,28
Anápolis	5.003,79
Nova Veneza	4.517,36

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 13: Top 10 *Outliers* de consumo por km em vias públicas no ano de 2023.

Município	Consumo (kWh/km)
Goiânia	9.761,49
Valparaíso de Goiás	7.476,84
Trindade	5.503,47
Senador Canedo	5.298,35
Aparecida de Goiânia	4.911,26
Águas Lindas de Goiás	4.604,69
Nova Veneza	4.476,30
Aragarças	4.169,99
Anápolis	4.045,17
Cidade Ocidental	4.035,04

Fonte: Elaborado pelo autor.

Diante dos resultados, é fundamental que os municípios invistam na modernização da iluminação pública, substituindo lâmpadas antigas e ineficientes por modelos mais eficientes, como as lâmpadas LED. Essa medida pode gerar uma economia significativa de energia e melhorar a qualidade da iluminação. Como medida complementar, a implementação de sistemas de telegestão da iluminação pública pode permitir o controle remoto da rede, possibilitando o ajuste da intensidade da luz conforme as necessidades, o monitoramento do consumo de energia e a identificação de problemas na rede.

### 3.8 Duração média de interrupção do fornecimento de energia elétrica

A análise da duração média de interrupção do fornecimento de energia elétrica, conhecida como o indicador DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora), é um componente essencial para garantir a qualidade e a confiabilidade dos serviços de energia. Quando este indicador é alto, isso pode indicar problemas no sistema de distribuição, como falhas frequentes ou prolongadas, que podem afetar diretamente tanto os consumidores residenciais quanto os setores produtivos. Assim, a análise deste indicador ajuda a identificar pontos fracos na infraestrutura e fornece informações cruciais para melhorar o serviço.

A redução das interrupções no fornecimento de energia está diretamente relacionada à segurança e ao conforto dos consumidores

dado que a interrupção prolongada pode causar uma série de inconvenientes, desde a falha de dispositivos domésticos até a interrupção de serviços essenciais, como em hospitais ou centros de dados. Além disso, as interrupções podem ter sérios impactos econômicos, especialmente para empresas que dependem de energia elétrica para suas operações.

Para a ISO 37120, a duração média de interrupção do fornecimento de energia elétrica em horas por domicílio por ano deve ser calculada pela somatória total das horas de interrupção multiplicada pelo número de domicílios impactados (numerador) dividida pelo número total de domicílios (denominador). O resultado deve ser expresso como a duração média de interrupção do fornecimento de energia elétrica em horas por domicílio por ano.

São normais interrupções no fornecimento de energia elétrica por inúmeras razões incluindo as manutenções programadas, a quebra de equipamentos e quedas de energia. Para garantir comparações válidas entre os serviços de fornecimento de energia, a norma sugere excluir as tempestades e os eventos climáticos significativos, em virtude de sua variabilidade em função da localização geográfica.

Ao analisar os dados dos municípios de Goiás entre os anos de 2019 e 2023, para 62,47% dos dados não houve nenhuma interrupção, de forma que análise se concentrou somente nos casos em que houve. Os resultados são apresentados na Figura 21.

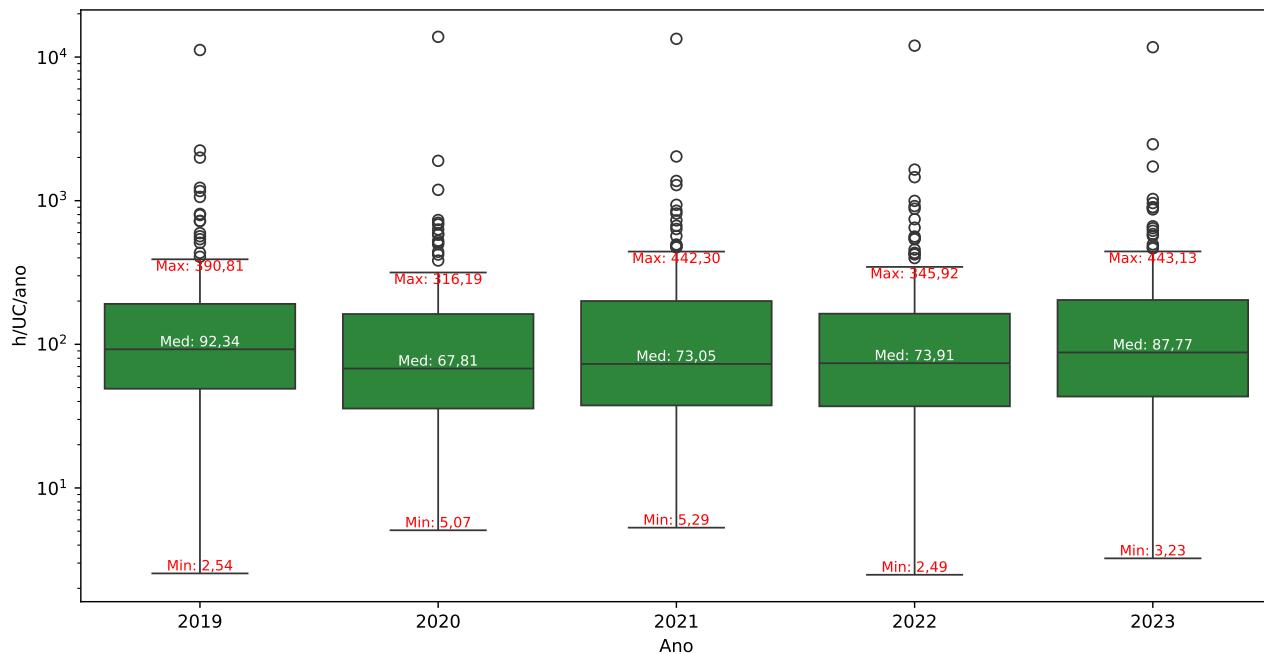
Há uma variação significativa no número de horas de interrupção de energia entre os municípios de Goiás, como mostram os dados de máximo, mínimo e mediana em cada ano. Isso indica que alguns municípios enfrentam interrupções de energia com maior frequência e duração do que outros. Contudo, apesar da variação entre os municípios, a mediana do número de horas de interrupção de energia se manteve relativamente estável ao longo dos anos, com pequenas flutuações. Isso sugere que não houve mudanças drásticas na qualidade do fornecimento de energia na maioria dos municípios.

Os valores máximos de horas de interrupção de energia são bastante elevados, o que indica que alguns municípios podem estar en-

frentando problemas sérios com o fornecimento de energia. É importante investigar as causas dessas interrupções, que podem estar relacionadas a fatores como a falta de investimentos na rede elétrica, a ocorrência de eventos climáticos extremos ou a falta de manutenção da rede. Em contrapartida, os valores mínimos de horas de interrupção de energia são relati-

vamente baixos, o que indica que alguns municípios podem estar com um fornecimento de energia mais confiável. No entanto, é importante verificar se esse baixo número de interrupções não está relacionado à falta de informações sobre as interrupções ocorridas em algumas áreas do município.

Figura 21: Distribuição das horas de interrupções por UC ao longo do tempo



Fonte: Elaborado pelo autor.

Com relação aos *outliers*, as Tabelas 14 e 15 apresentam os municípios que apresentam maior discrepância em relação aos demais.

Tabela 14: Top 10 *Outliers* de interrupções por domicílio para o ano de 2019.

Município	Interrupções (horas/ano)
Santa Isabel	11.194,44
Diorama	2.236,70
Uruana	1.994,39
Nova Glória	1.230,60
Trombas	1.167,28
Portelândia	1.061,67
Aurilândia	808,67
Nova América	794,22
Bom Jardim de Goiás	723,29
Simolândia	721,31

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 15: Top 10 *Outliers* de interrupções por domicílio para o ano de 2023.

Município	Interrupções (horas/ano)
Santa Isabel	11.710,52
Uruana	2.470,77
Diorama	1.729,13
Simolândia	1.027,57
Portelândia	962,67
Trombas	899,64
Bom Jardim de Goiás	898,84
Nova Glória	869,17
Aurilândia	663,32
Monte Alegre de Goiás	643,25

Fonte: Elaborado pelo autor.

Apesar da estabilidade geral da mediana, o gráfico aponta para a necessidade de melhorias na qualidade do fornecimento de energia

na maioria dos municípios de Goiás. Há um grande potencial para reduzir o número de horas de interrupção de energia, o que pode trazer benefícios para a população e para a economia local.

É fundamental que as empresas responsáveis pela distribuição de energia elétrica invistam na modernização e expansão da rede, para garantir um fornecimento de energia mais confiável e com menos interrupções. Também é necessária a manutenção preventiva da rede elétrica, para identificar e corrigir problemas antes que eles causem interrupções no fornecimento de energia. Por fim, é importante que o governo estabeleça normas e regulamentos para garantir a qualidade do fornecimento de energia e punir as empresas que não cumprem as metas de redução de interrupções, além de criar incentivos para as empresas investirem na melhoria da rede elétrica e na redução do número de interrupções.

### 3.9 Análise final

O processo de análise da aderência dos municípios de Goiás à ISO 37120 foi conduzido em várias etapas, visando avaliar o desempenho relativo de cada município com base nos indicadores e agrupá-los para identificar padrões regionais e de desempenho.

Inicialmente, foi realizada a configuração da interpretação de cada indicador da ISO 37120, como mostrado nas seções anteriores. Neste processo foi definido se valores mais altos ou mais baixos seriam considerados melhores, conforme a natureza de cada métrica. Por exemplo, para o indicador relacionado à porcentagem de energia renovável, valores mais altos indicam melhor desempenho, enquanto para indicadores como interrupções no fornecimento de energia elétrica, valores mais baixos são preferíveis.

Com essa configuração, foi calculado uma pontuação para cada município, permitindo a comparação direta entre eles. A pontuação foi derivada a partir da normalização dos valores dos indicadores, considerando a distribuição dos dados entre os municípios de Goiás. Esse processo garantiu que o desempenho de cada município fosse avaliado em relação aos de-

mais, destacando tanto os pontos fortes quanto as áreas que necessitam de melhorias.

Após o cálculo dos scores, os municípios foram agrupados utilizando o algoritmo de clusterização *K-means* (AHMED; SERAJ; IS-LAM, 2020). O objetivo foi formar grupos de municípios que compartilhassem características semelhantes, tanto em termos de desempenho nos indicadores da ISO 37120 quanto em sua localização geográfica. Para isso, foram testadas diferentes combinações de pesos atribuídos à localização geográfica e às pontuações dos indicadores, buscando um equilíbrio que permitisse a formação de clusters coesos e significativos.

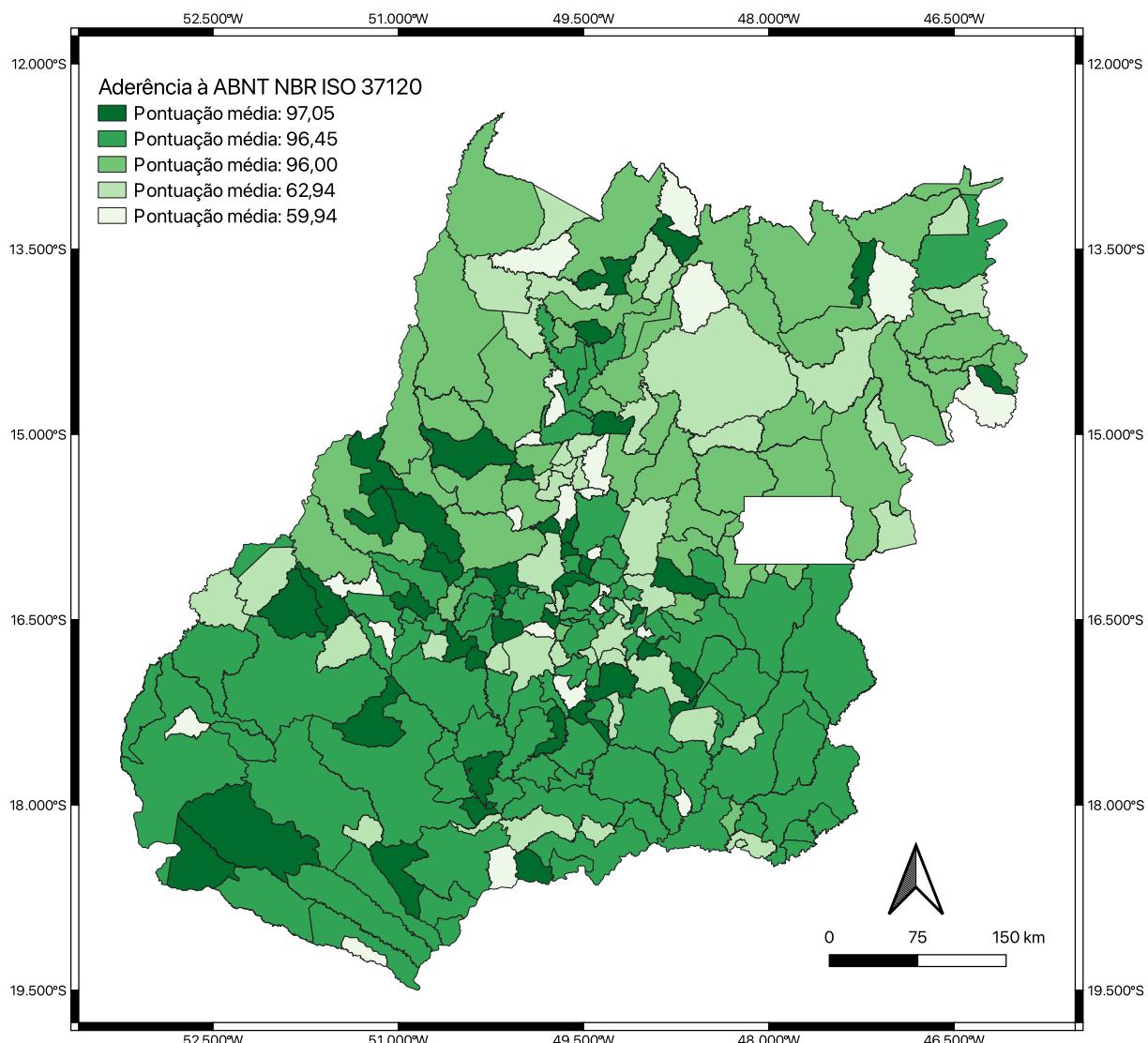
A determinação do número ideal de *clusters* foi baseada na análise de métricas de avaliação de desempenho do *K-means*, como o Coeficiente de Silhueta e a Soma dos Quadrados Intra-cluster (*Within-Cluster Sum of Squares – WCSS*). O Coeficiente de Silhueta permitiu avaliar a separação e a coesão dos *clusters* formados, enquanto o WCSS ajudou a identificar o ponto de “cotovelo”, onde o ganho de eficiência na redução da variabilidade intra-cluster se estabiliza. A combinação dessas métricas possibilitou a definição de um número razoável de *clusters*, que refletisse tanto a proximidade geográfica quanto as semelhanças no desempenho dos indicadores, fornecendo uma visão adequada da aderência dos municípios de Goiás à ISO 37120. No caso, foi usado o peso de 0,4 para a localização geográfica e 0,6 para as pontuações, o que gerou um número de 5 *clusters* em cada análise. Valores diferentes priorizando a localização geraram apenas 2 *clusters* para alguns casos, representando um agrupamento pouco significativo.

A Figura 22 apresenta a análise da situação dos municípios de Goiás em 2019. A maioria dos municípios de Goiás apresentava uma pontuação média elevada (acima de 90) na aderência à norma ISO 37120. Isso indica que os municípios já se esforçavam para atender aos indicadores de sustentabilidade e resiliência estabelecidos pela norma. Contudo, apesar da alta pontuação média, há uma variação na aderência à norma entre os municípios. Alguns municípios se destacam por apresentarem pontuações muito próximas de 100, enquanto ou-

tros ainda precisam melhorar sua aderência aos indicadores. A distribuição geográfica da aderência à norma mostra não haver um padrão

regional claro. Municípios com alta e baixa aderência podem ser encontrados em diferentes regiões do estado.

Figura 22: Aderência dos municípios de Goiás à ISO 37120 em 2019.



Fonte: Elaborado pelo autor.

A maioria dos municípios se concentra nas faixas de pontuação mais elevadas, com destaque para a faixa acima de 96. Há poucos municípios com pontuações abaixo de 60, o que indica que a maioria está empenhada em atender aos indicadores da norma.

É possível observar a necessidade dos muni-

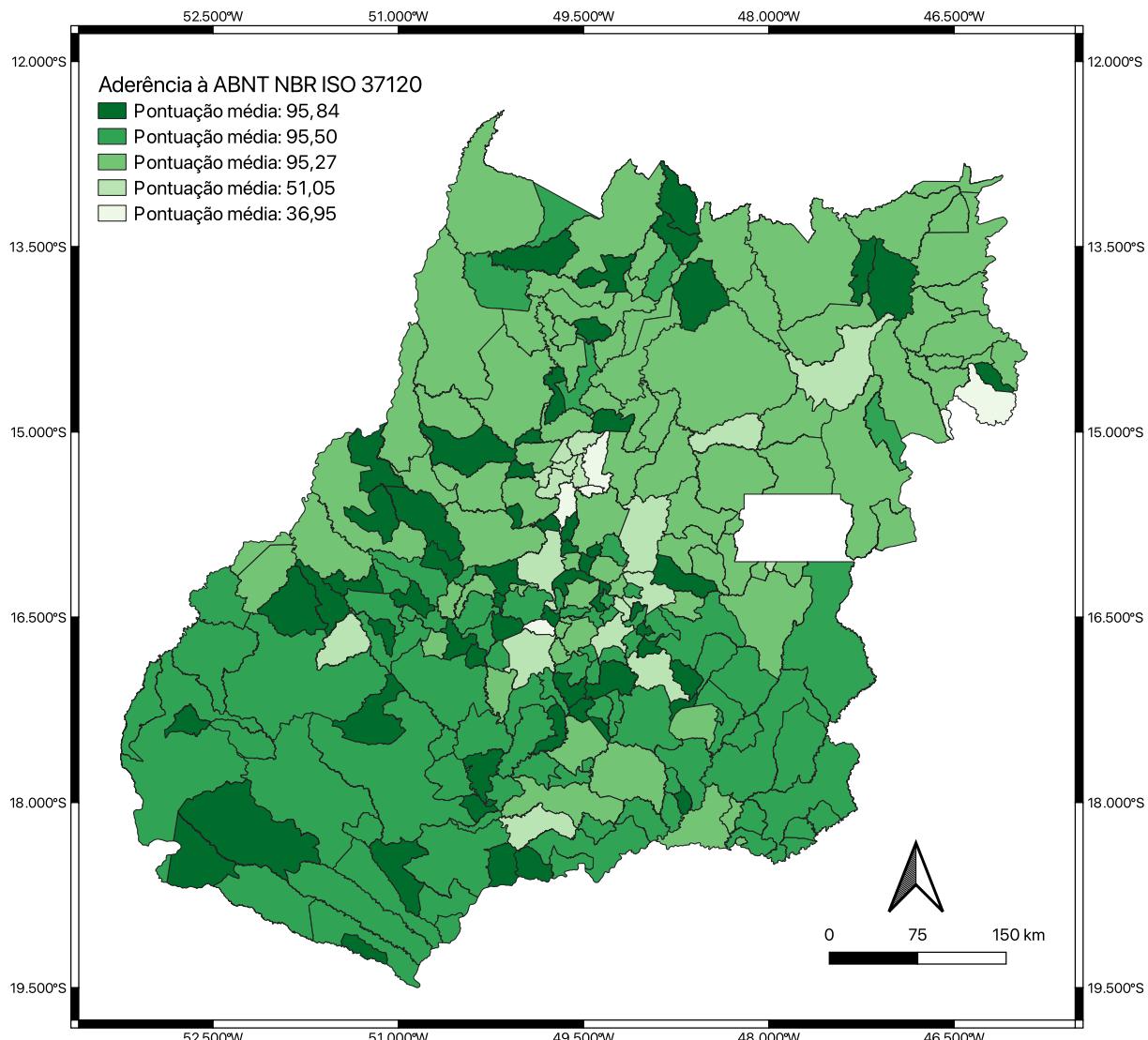
cípios trabalhar para aprimorar sua aderência à norma ISO 37120, buscando atender a todos os indicadores estabelecidos e aprimorar continuamente suas práticas de sustentabilidade e resiliência. Para isso, já se mostrava essencial que os municípios identificassem as áreas prioritárias para investimento, como saneamento

básico, mobilidade urbana, gestão de recursos naturais e infraestrutura resiliente, para melhorar sua aderência aos indicadores da norma.

Visando verificar a evolução dos municí-

pios, mesma análise foi conduzida considerando os dados de 2023. Os resultados são apresentados na Figura 23.

Figura 23: Aderência dos municípios de Goiás à ISO 37120 em 2023.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Houve uma evolução positiva na aderência dos municípios de Goiás à norma ISO 37120 entre 2019 e 2023. A maioria dos municípios apresentou um aumento na pontuação média, o que indica que houve avanços na implementação dos indicadores de sustentabilidade e resi-

liência. A disparidade na aderência à norma entre os municípios também diminuiu. Em 2019, havia uma variação maior nas pontuações, com alguns municípios apresentando pontuações muito baixas. Em 2023, a maioria dos municípios se concentra nas faixas de pontua-

ção mais elevadas.

Os resultados mostram que houve um aumento significativo no número de municípios que atingiram pontuações acima de 90 em 2023, comparado com 2019. Além disso, a quantidade de municípios com pontuações abaixo de 60 diminuiu consideravelmente, indicando um avanço geral na aderência à norma, o que é reforçado pelos dados apresentados na Tabela 16.

Tabela 16: Comparação entre 2019 e 2023.

Ano	Pontuação Média	Municípios com > 90 pontos	Municípios com < 60 pontos
2019	85,2	50	15
2023	92,5	120	5

Fonte: Elaborado pelo autor.

Nos resultados é possível verificar que municípios mudaram de nível entre os anos de 2019 e 2023, como é o caso de Alexânia, Americano do Brasil e Aragarças que mudaram de 97,05 (2019) para 51,05 (2023). É possível verificar alterações também no percentual de energia renovável, como Goianira: de 54,6% (2019) para 84,9% (2023) e Cristalina: de 98,6% (2019) para 99,1% (2023). Também é possível verificar que ocorreram mudanças no consumo de energia, como nos municípios de Acreúna, 156,9 mil (2019) para 179,6 mil (2023), Alexânia, 247,9 mil (2019) para 289,4 mil (2023), Americano do Brasil, 22,6 mil (2019) para 26,1 mil (2023). Além disso, houve mudanças no número de interrupções por domicílio como é caso dos municípios de Alexânia, 79,23 (2019) para 53,27 (2023), que teve uma redução significativa e de Aporé, 114,96 (2019) para 265,94 (2023), que teve um aumento expressivo no número de interrupções mais que dobrando seu valor.

Foi possível verificar que os municípios com pontuação mais elevada são aqueles que aumentaram o percentual de energia renovável, como o município de Caldas Novas que aumentou de 61% para 99%. Municípios que reduziram o número de interrupções de energia elétrica também tiveram elevação no nível do *cluster*, como Alexânia que reduziu as interrupções de 79,2 (2019) para 53,2 (2023). Municípios que obtiveram crescimento do consumo

total de energia também aumentaram o nível de *cluster*, isso significa que obtiveram crescimento econômico ou populacional.

É importante que os municípios continuem trabalhando para aprimorar sua aderência à norma ISO 37120, buscando atender a todos os indicadores estabelecidos e aprimorar continuamente suas práticas de sustentabilidade e resiliência. Ademais, é fundamental que os municípios que ainda apresentam menor aderência à norma recebam apoio técnico e financeiro para implementar as medidas necessárias para melhorar sua pontuação.

Como próximas etapas é necessário realizar uma análise longitudinal da evolução da aderência à norma ISO 37120 nos municípios de Goiás, para identificar os fatores que influenciaram a mudança ao longo do tempo. Adicionalmente, é necessário realizar estudos de caso de municípios que se destacaram na adesão à norma, para identificar as boas práticas que podem ser replicadas em outros municípios, além de criar um sistema de incentivos para premiar os municípios destacados na aderência à norma ISO 37120 e estimular os demais a aprimorarem suas práticas de sustentabilidade e resiliência.

### 3.10 Conclusão

O presente documento apresentou uma análise detalhada sobre o panorama energético do Estado de Goiás, considerando indicadores-chave da ISO 37120. Foram discutidos aspectos como consumo per capita, participação de fontes renováveis, fornecimento regular de energia elétrica, consumo em edificações públicas, iluminação pública e duração média de interrupções no fornecimento.

Os resultados demonstram avanços significativos na diversificação da matriz energética goiana, especialmente na crescente adoção de fontes renováveis. Além disso, a maioria dos municípios apresenta um alto nível de acesso à energia elétrica, reforçando o compromisso com a universalização do fornecimento. Contudo, desafios permanecem, como a necessidade de melhorias na eficiência do consumo em edificações públicas e na redução do tempo de interrupções no fornecimento de energia.

A análise comparativa entre os anos de 2019 e 2023 evidencia uma evolução positiva na aderência dos municípios às diretrizes da ISO 37120, com aumento na pontuação média e redução da disparidade entre os diferentes territórios. Esse avanço reflete tanto o impacto de políticas públicas voltadas para a sustentabilidade energética quanto o aprimoramento das infraestruturas municipais.

Diante desses resultados, recomenda-se a

continuidade dos esforços para aprimorar a eficiência energética, incentivar a adoção de tecnologias inovadoras e fortalecer políticas públicas que impulsionem a resiliência e a sustentabilidade do setor energético em Goiás. O monitoramento contínuo dos indicadores e a ampliação de incentivos para boas práticas são essenciais para consolidar os avanços e enfrentar os desafios futuros.

---

## Referências

AHMED, Mohiuddin; SERAJ, Raihan; ISLAM, Syed Mohammed Shamsul. The k-means algorithm: A comprehensive survey and performance evaluation. **Electronics**, MDPI, v. 9, n. 8, p. 1295, 2020.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. **Censo Demográfico 2022**. [S.l.: s.n.], 2022. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. Disponível em: <<https://censo2022.ibge.gov.br>>.

INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION. **ISO 37120:2018 - Sustainable cities and communities — Indicators for city services and quality of life**. [S.l.: s.n.], 2018. International Standard. Disponível em: <<https://www.iso.org/standard/68498.html>>.

OPENSTREETMAP CONTRIBUTORS. **OpenStreetMap**. [S.l.: s.n.], 2025. Disponível em: <<https://www.openstreetmap.org>>.

SILVA, Kristinne Rodrigues da; DOMINGOS, José Luis; ALVES, Aylton José. Evaluation of the Power Generation Potential for the Installation of Photovoltaic Systems on the Roofs of the Campuses of the Federal Institute of Goiás. In: IEEE. 2019 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2019 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC/I&CPS Europe). [S.l.: s.n.], 2019. P. 1–5.

WHITE, James Merricks. Standardising the city as an object of comparison: The promise, limits and perceived benefits of ISO 37120. **Telematics and Informatics**, Elsevier, v. 57, p. 101515, 2021.

# ENERGIAS RENOVÁVEIS



---

## SEÇÃO ENERGIAS RENOVÁVEIS

**Coordenador:** Eng. Rodrigo Costa Silveira

**Pesquisadores:** Dr. Diogo Appel Colvero, Dra. Jéssica Santoro Gonçalves Pena e Dra. Luana Alves Akamine

A Seção de Energias Renováveis busca ampliar e otimizar o aproveitamento do potencial das fontes renováveis no Estado de Goiás. Para isso, foram realizados, de agosto de 2024 a janeiro de 2025, estudos técnico-científicos e sob os aspectos econômicos e regulatórios, considerando o panorama atual e as potencialidades regionais do estado. Diante disso, a fim de dar suporte à administração pública estadual na tomada de decisões, foram apontadas as melhores estratégias para diversificar e descarbonizar a matriz energética goiana.

Nesse contexto, foram desenvolvidas três principais temáticas. A primeira tratou da análise do potencial hidrelétrico, por mesorregião e bacia hidrográfica de Goiás, identificando os principais aspectos que devem ser considerados para a avaliação da viabilidade da geração hidrelétrica no Estado. Os principais resultados apontaram que o Estado de Goiás apresenta um elevado potencial hídrico, que pode ser aproveitado em diversos empreendimentos de energia hidrelétrica (UHEs, PCHs e CGHs). Além disso, estudos da EPE já indicam a previsão para a expansão da infraestrutura energética no estado, que poderá absorver demandas provenientes de novos empreendimentos na região. Por fim, foram apresentadas metodologias com diretrizes que devem ser aplicadas para cada aproveitamento avaliado, tendo em vista as características individuais de cada empreendimento hidrelétrico, os custos de implantação e operação que variam tanto em relação ao montante dispendido quanto na composição dos custos, e a localização e região da usina.

A segunda temática consistiu na avaliação do potencial econômico do biodiesel em Goiás, incluindo a previsão de preços e proposta para análise da qualidade do produto. Os principais resultados apontaram que, a partir de uma avaliação econômica de três possíveis cenários para o Estado de Goiás, o Cenário 1 teve a maior taxa interna de retorno – TIR, ultrapassando os 400%. Já nos Cenários 2 e 3, a TIR foi superior a 200%. De modo que, as receitas das plantas de biodiesel advêm da venda deste biocombustível, com cerca de 78% do total. Os demais 22% são da venda do glicerol, um subproduto do processo de produção do biodiesel. Referente aos custos de operação, a matéria-prima corresponde a 85% das despesas. Sobre a qualidade do biodiesel, as cotas de adição obrigatória deste biocombustível ao diesel fóssil fizeram com que a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis criasse um pacote de alterações nos parâmetros de qualidade do biodiesel brasileiro.

Por fim, a terceira temática concentrou-se na identificação das melhores práticas e tecnologias para a implantação de biodigestores em áreas rurais, visando expandir a geração e o uso de fontes renováveis de energia no setor agropecuário do Estado de Goiás, e desenvolver modelos de negócios economicamente viáveis. Os principais resultados apontaram que os setores pecuário e agroindústria rural apresentam um potencial significativo para a geração de biogás no Estado de Goiás, com destaque para a mesorregião Sul Goiano. Contudo, esse potencial permanece subaproveitado, principalmente entre pequenos e médios produtores, devido a desafios econômicos e necessidade de tecnologias adequadas à escala de produção. Foram apresentados dados técnicos e econômicos de projetos de biogás, de acordo com a escala mínima necessária com porte suficiente para geração de energia elétrica, destacando as oportunidades nos setores mencionados. Por fim, foram apontados mecanismos para difusão do setor do biogás e garantia da segurança energética dos empreendimentos e sustentabilidade ambiental da região.

## 4. GERAÇÃO HIDRELÉTRICA NO ESTADO DE GOIÁS

Autora: Dra. Jéssica Santoro Gonçalves Pena

### 4.1 Introdução

A água é um elemento necessário à sustentabilidade social e para a manutenção dos sistemas produtivos globais, tendo em vista que a estabilidade das reservas hídricas está relacionada à segurança alimentar e ao bem-estar da população (MEHTA; MOVIK, 2014); (RODRIGUES; PEREIRA, 2009); (WWAP, 2015). A segurança hídrica não é dependente apenas do balanço entre a oferta e a demanda por água, mas sim de questões sociais e econômicas, englobando políticas públicas de preservação da água e o interesse do capital na conservação dos recursos hídricos (GAIN; GIUPPONI; WADA, 2016).

Medidas que visam ao melhor uso da água devem ser alicerçadas em sistemas de gestão eficientes e que tenham a capacidade de reação necessária para lidar com o crescimento da demanda, associado à diminuição gradual das reservas hídricas, frente ao crescimento populacional, à expansão das fronteiras agrícolas e à degradação ambiental (LIMA; FERREIRA; CHRISTOFIDIS, 1999). Essas realizações precisam do diagnóstico das reservas naturais existentes e do seu comprometimento atual e futuro, desde a escala global até a escala local (VÖRÖSMARTY, 2010).

Vale salientar que, para a adequada implementação dos instrumentos de gestão dos recursos hídricos, é preciso conhecer o comportamento hidrológico dos rios (FIOREZE, 2010). Este, no entanto, é definido por meio da relação entre as necessidades ambientais e humanas. Já o equilíbrio entre esses define o balanço sustentável desta relação, correspondendo ao desafio mais substancial da gestão hídrica (POFF, 2003).

Tendo em vista a abundância de seus recursos hídricos, a hidroeletricidade tem sido a principal fonte de geração de energia no sistema elétrico brasileiro (ANA, 2016). As usinas hidrelétricas possuem uma tecnologia consolidada e que, no atual contexto de transi-

ção energética mundial, representam uma fonte renovável de geração de energia (TOLMAS-QUIM, 2016). Vale ressaltar que os diversos usos da água e a variação da disponibilidade hídrica, devido às características climáticas, podem impor restrições à operação hidrelétrica (GAIN; GIUPPONI; WADA, 2016).

Em situação similar ao cenário nacional, o Estado de Goiás possui expressiva vulnerabilidade quanto à conservação dos recursos hídricos. Isso ocorre por um conjunto de fatores, como a alta taxa de população residente em áreas urbanizadas, associada às atividades agrícolas e pecuárias, que são primordiais na economia estadual (IBGE, 2022). O setor elétrico goiano também exerce enorme pressão nos recursos hídricos estaduais, com uma produção expressiva de origem hidráulica (SEINFRA, 2013a).

Entretanto, mesmo com a abundância de recursos hídricos e a sua importância na ocupação do território goiano, estudos que tratam diretamente sobre oferta e demanda hídrica no Estado precisam ser integrados às necessidades dos gestores governamentais (PEREIRA JÚNIOR; NICÁCIO, 2015). Neste contexto, deve-se avaliar a viabilidade técnica e econômica da geração hidrelétrica em Goiás, de modo a gerar conhecimento que possa ser utilizado como subsídio para tomada de decisão.

### 4.2 Hidrografia do Estado de Goiás

A hidrografia do Estado de Goiás é composta por três grandes bacias hidrográficas principais, as quais são: Bacia Hidrográfica do Rio Paranaíba, Bacia Hidrográfica do Rio Tocantins e Bacia Hidrográfica do Rio São Francisco. Os usos predominantes dos recursos hídricos no Estado são para o abastecimento público, para irrigação, para os distritos agroindustriais e pisciculturas (CODEVASF, 2021).

A região hidrográfica do rio São Francisco cobre menos de 1% do território goiano. A ba-

cia hidrográfica do Rio Paranaíba cobre cerca de 41% da área do Estado e as bacias dos rios Araguaia e Tocantins, no noroeste e norte de Goiás, cobrem juntas aproximadamente 58% do território estadual (ANA, 2016). Cabe ressaltar também que o Estado possui aquíferos, o que lhe confere uma reserva expressiva de águas subterrâneas, tendo em seu território inclusive áreas de recarga do aquífero Guarani (CODEVASF, 2021).

O potencial hídrico do Estado de Goiás é caracterizado pelos recursos superficiais e subterrâneos, representados por barragens, reservatórios e represas. Os recursos hídricos subterrâneos ocupam diferentes tipos de reservatórios, desde zonas fraturadas do substrato geológico pré-cambriano até depósitos quaternários recentes. Esta configuração hídrica faz de Goiás um dos Estados mais importantes no que tange à gestão de recursos hídricos no Brasil (CODEVASF, 2021).

De acordo com o estudo de (PEREIRA JÚNIOR, 2017), a região sul do Estado de Goiás apresenta as maiores vazões e é uma região indutora da expansão da fronteira agrícola. Nesta localidade, ocorrem os melhores solos e a melhor distribuição de água. Já o norte goiano apresenta os piores índices hidrológicos, correspondentes à região hidrográfica dos afluentes goianos do médio Araguaia. A região Nordeste, no Vale do Rio Paraná, apresenta predominantemente baixas vazões. Entretanto, nos limites de Goiás com o Estado da Bahia há um aumento significativo dessas vazões (PEREIRA JÚNIOR, 2017).

O estudo de (PEREIRA JÚNIOR, 2017) indicou para as áreas de contribuição hídrica analisadas que os maiores volumes médios potenciais foram os dos Rios Corumbá, Veríssimo e São Marcos. A região hidrográfica dos afluentes do Estado no baixo Paranaíba concentra-se como o segundo maior potencial. Ocorre na calha principal do Rio Paranaíba a descarga hídrica das regiões do Rio São Marcos, da bacia do Rio Meia Ponte e do Rio dos Bois, além das advindas do Estado de Minas Gerais, o que contribui com o aumento do potencial hidrológico do Rio Paranaíba. Já a região do Alto Araguaia apresenta o terceiro maior potencial hidrológico (PEREIRA JÚNIOR, 2017).

As bacias hidrográficas do rio Vermelho e a média sub-bacia do Rio Araguaia possuem o quarto potencial hidrológico, correspondendo a aproximadamente 15% do volume total. Nesta região há baixa densidade populacional e vem passando por um processo acelerado da intensificação da agricultura nos últimos anos. Cabe ressaltar que esta área apresenta solos menos desenvolvidos e propensos aos processos erosivos. Assim, esta região começa a ter problemas de assoreamento de mananciais e consequentemente, haverá redução da capacidade produtiva do solo e da região de médio e longo prazos. Já as bacias dos Rios das Almas e Maranhão apresentam o quinto maior potencial hidrológico, contribuindo com cerca de 10% do potencial hídrico do Alto Araguaia (CODEVASF, 2021).

A sexta região com maior potencial situa-se na bacia do Rio dos Bois. Também é uma região com potencial agrícola e está inserida na zona de fronteira agrícola do Estado de Goiás. Na porção Centro-Oeste predomina o agronegócio, as agroindústrias e o setor sucroalcooleiro. O maior potencial hidrológico desta região encontra-se na sub-bacia do Rio Verde ou Verdão, onde as vazões médias tendem a ser o dobro da porção leste da bacia. Já a sétima região em potencial hidrológico corresponde aos afluentes goianos do Rio Paraná, Nordeste do Estado de Goiás (CODEVASF, 2021).

A bacia do Rio Meia Ponte, região central do Estado, tem um potencial da ordem de  $7\text{km}^3.\text{ano}^1$ , com contribuição de cerca de 3,9% do volume da área. O abastecimento urbano de grande parte da população da Região Metropolitana de Goiânia é desta bacia, onde se localiza cerca de 50% dos habitantes de Goiás. Nesta região, há um grande reservatório de água construído em um dos afluentes do Rio Meia Ponte com o objetivo de garantir a segurança hídrica da região. Contudo, além da forte demanda hídrica na região verifica-se que um dos maiores problemas é a poluição e degradação dos seus mananciais, bem como o lançamento de esgoto doméstico e industrial descartado in natura no leito do Rio Meia Ponte. Por fim, a bacia do Rio São Francisco apresenta menor volume potencial, pelo fato de ser uma pequena área de abrangência, aproxima-

damente 4 mil quilômetros quadrados (CODE-VASF, 2021).

### 4.3 Levantamento de Recursos e Reservas

Atualmente, o desenvolvimento do potencial hidrelétrico de uma bacia hidrográfica brasileira requer uma série de estudos, os quais são realizados em cinco etapas (MME, 2007): (i) estimativa do potencial hidrelétrico; (ii) inventário hidrelétrico; (iii) estudo de viabilidade; (iv) projeto básico; e (v) projeto executivo (TOLMASQUIM, 2016).

Na primeira etapa, a estimativa do potencial hidrelétrico de uma bacia hidrográfica é feita com base em dados disponíveis, sem levantamentos detalhados e investigações *in situ*. Trata-se de uma análise preliminar das características da bacia hidrográfica, incluindo aspectos topográficos, hidrológicos, geológicos e ambientais, para avaliar seu potencial e estimar os custos de seu aproveitamento. Os resultados dessa etapa apresentam grandes incertezas e são, portanto, apenas indicativos (TOLMASQUIM, 2016).

Na etapa seguinte, do inventário hidrelétrico, faz-se a conceção e análise de diversas alternativas de divisão de quedas para uma bacia hidrográfica. As alternativas são formuladas buscando o pleno aproveitamento do potencial hidrelétrico da bacia, a partir de combinações de diferentes projetos hidrelétricos, variando a seleção de eixos de barramento e os níveis dos reservatórios. As alternativas formuladas são objeto de levantamentos de campo e estudos de pré-dimensionamento, sendo, então, comparadas segundo critérios econômicos, energéticos e socioambientais. Ao final, seleciona-se aquela que apresenta melhor equilíbrio entre os custos de implantação, benefícios energéticos e impactos socioambientais (TOLMASQUIM, 2016).

Em paralelo, é realizada a Avaliação Ambiental Integrada, na qual são analisados os efeitos cumulativos e sinérgicos dos impactos associados ao conjunto de aproveitamentos da alternativa selecionada na bacia hidrográfica, além de serem estabelecidas diretrizes e recomendações que poderão subsidiar os processos

de licenciamento ambiental de seus aproveitamentos (TOLMASQUIM, 2016).

Após a aprovação do inventário hidrelétrico, cada aproveitamento, individualmente, a depender de sua atratividade, será objeto de estudos de viabilidade, visando a um maior detalhamento e otimização do projeto, bem como de seus custos. Juntamente com os estudos de viabilidade, desenvolve-se o estudo de impacto ambiental, que irá fundamentar o processo de obtenção da licença ambiental prévia e detalhar os planos, programas e medidas de caráter socioambiental. Concluída essa etapa e, após aprovação da ANEEL, os projetos podem ser submetidos aos leilões de energia elétrica, onde a concessão do empreendimento será disputada visando à comercialização dessa energia (TOLMASQUIM, 2016).

Após o processo de outorga de concessão, elabora-se o Projeto Básico do aproveitamento hidrelétrico, detalhando-se suas características técnicas e programas socioambientais e cumprindo as condicionantes necessárias à obtenção da licença de instalação. Finalmente, como última etapa para a implantação de um aproveitamento hidrelétrico, desenvolve-se o Projeto Executivo, que consiste no detalhamento das obras civis e dos equipamentos eletromecânicos, assim como na definição de medidas necessárias à implantação do reservatório (TOLMASQUIM, 2016).

Concluída a etapa de implantação do empreendimento, a licença de operação deve ser solicitada antes de o mesmo entrar em operação, pois é ela que autoriza o início do funcionamento da usina. Sua concessão está condicionada à vistoria, a fim de verificar se todas as exigências e detalhes técnicos descritos no projeto aprovado foram desenvolvidos e atendidos ao longo de sua instalação e se estão de acordo com o previsto nas licenças. O valor do potencial hidrelétrico brasileiro a ser aproveitado não pode ser considerado estático, principalmente em um estudo de planejamento de longo prazo, podendo haver alguns aproveitamentos superdimensionados e outros subdimensionados, dependendo da evolução das hipóteses consideradas na concepção dos projetos. Desde a estimativa de potencial até a entrada em operação, são necessários mais de dez anos (TOLMAS-

QUIM, 2016).

#### 4.3.1 Empreendimentos de energia elétrica no Estado de Goiás

As Unidades de Planejamento e Gestão de Recursos Hídricos (UPGRH) dos Rios Corumbá, Veríssimo e Porção Goiana do Rio São Marcos fazem divisa com o Estado de Minas Gerais e com o Distrito Federal e possuem uma área de 47.212,36 km<sup>2</sup> (CBH-CVSM, 2024). Todos os principais rios dessa UPGRH possuem barragens para a produção de energia elétrica, com exceção do Rio Veríssimo. Com esses barramentos, a área ocupada por corpos hídricos na UPGRH dos Rios Corumbá, Veríssimo e Porção Goiana do Rio São Marcos é a maior das quatro, em proporção (CBH-CVSM, 2024).

Para a UPGRH dos Rios Corumbá, Veríssimo e Porção Goiana do São Marcos, tem-se um total de 31 unidades geradoras de energia, sendo 4 Centrais de Geração Hidrelétrica (CGH), 3 Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), 6 Usinas Hidrelétricas (UHE) e 18 Usinas Termelétricas (UTE). Além destes, ainda há mais 55 empreendimentos hidrelétricos em diversas fases de planejamento. Dessa forma, esta é uma atividade relevante tanto do ponto de vista econômico quanto de suas interferências no sistema hidrológico (CBH-CVSM, 2024).

A Bacia Hidrográfica do Rio Meia Ponte está localizada na região centro-sul do Estado. Estão inseridos nela 39 municípios, e pode ser considerada a principal bacia hidrográfica goiana, por concentrar, em apenas 4,2% do território do Estado, aproximadamente 40% de sua população, incluindo a Região Metropolitana de Goiânia e importantes municípios, polos industriais e agroindustriais, que utilizam suas águas para diversas atividades (CBH-RIO-MEIA-PONTE, 2024).

Para a UPGRH do Rio Meia Ponte, tem-se um total de 49 unidades geradoras de energia, sendo 3 UHEs e 46 UTEs. Não há registros de PCHs e CGHs em operação (CBH-RIO-MEIA-PONTE, 2024). Já para a UPGRH do Rio Turvo e Bois, tem-se um total de 20 unidades geradoras, distribuídas entre hidrelétricas

e termelétricas, além de 23 empreendimentos hidrelétricos em diversas fases de planejamento (CBH-BOIS, 2024). Enquanto isso, para a UPGRH dos Afluentes Goianos do Baixo Paranaíba, tem-se um total de 32 unidades geradoras distribuídas entre hidrelétricas e termelétricas (CBH-RIO-PARANAÍBA, 2024).

A UPGRH do Rio dos Bois possui uma área de aproximadamente 35.577,68 km<sup>2</sup>. O Rio dos Bois nasce na Serra do Congumé, na Fazenda Quilombo, dentro do município de Americano do Brasil, e deságua na margem direita do Rio Paranaíba, onde há o reservatório da UHE São Simão. Possui como subafluentes principais o Rio Turvo e o Rio Verde (CBH-BOIS, 2024).

A UPGRH dos Afluentes Goianos do Baixo Paranaíba faz divisa entre os Estados de Goiás, Mato Grosso do Sul e Minas Gerais (PBAPGO, 2024). O Rio Paranaíba, juntamente ao Rio Grande, é um dos formadores do Rio Paraná. Sua nascente está situada na Serra da Mata da Corda, no município de Rio Paranaíba/MG, e percorre aproximadamente 100 km até alcançar o perímetro urbano de Patos de Minas/MG, seguindo mais cerca de 150 km até tornar-se limítrofe entre os Estados de Goiás e Minas Gerais (CBH-RIO-PARANAÍBA, 2024).

Após tornar-se limite estadual, o Rio Paranaíba recebe o Rio São Marcos, um de seus principais afluentes pela margem direita, onde alcança o reservatório da Usina Hidrelétrica (UHE) Emborcação. A jusante, recebe o Rio Araguari pela margem esquerda e o Rio Corumbá pela margem direita. Esses dois cursos d'água desembocam em áreas de remanso do reservatório da UHE Itumbiara, que também está situada no Rio Paranaíba (CBH-RIO-PARANAÍBA, 2024).

Ao passar entre os municípios de Itumbiara-GO e Araporã-MG, o Rio Paranaíba encontra a UHE Cachoeira Dourada. A partir desse ponto, o rio recebe outros três grandes afluentes da bacia, que são os Rios Meia Ponte, Turvo e dos Bois pela margem direita, e o Rio Tijuco pela margem esquerda. Em seguida, encontra outro barramento, a UHE São Simão, que é a última usina do Rio Paranaíba, a partir da qual se inicia a hidrovía Tietê-Paraná, com vários terminais para o transporte de grandes

cargas (CBH-RIO-PARANAÍBA, 2024).

Em seu trecho final, recebe os Rios Claro, Verde e Corrente, afluentes na sua margem direita. Em seguida, o Rio Paranaíba recebe o Rio Aporé ou do Peixe, limítrofe entre Goiás e Mato Grosso do Sul, e assim inicia-se a fronteira entre o Estado de Mato Grosso do Sul e Minas Gerais. Depois de aproximadamente 100 km, o Rio Paranaíba encontra o Rio Grande para formar o Rio Paraná (CBH-RIO-PARANAÍBA, 2024).

A região do Alto Araguaia apresenta o terceiro maior potencial hidrológico, na ordem de  $23 \text{ km}^3.\text{ano}^{-1}$ , cerca de 13,3% do volume. Esta é a região das nascentes do Rio Araguaia, fundamental para a manutenção da qualidade desse manancial para os diversos usos múltiplos no âmbito do Estado de Goiás. As ações antrópicas que vêm ocorrendo nessa área têm comprometido a capacidade de produção hídrica e tornado a região vulnerável ao processo de voçorocamento (CODEVASF, 2021).

A Usina Hidrelétrica de Serra da Mesa, localizada na Bacia do Alto Tocantins-Araguaia, em Goiás, possui grande importância no panorama energético brasileiro. A usina acrescenta ganhos energéticos relevantes ao sistema interligado (6.300 GW/ano), a um custo de geração bastante competitivo (EQUATORIAL-ENERGIA, 2024a). A Usina Hidrelétrica Cana Brava, no Rio Tocantins, localizada em Cavalcante (GO), entrou em operação comercial em 2002. Possui um reservatório de 139 km<sup>2</sup>, três unidades geradoras com turbinas verticais tipo Francis de 150 MW cada, totalizando 450 MW de capacidade instalada, e uma garantia física de 260,8 MW médios para comercialização (ENGIE, 2024). Tais dados reforçam o grande potencial hídrico do Estado de Goiás e sua capacidade para a geração de hidroeletricidade.

#### 4.4 Aspectos Técnicos Das Usinas Hidrelétricas

A geração de uma usina hidrelétrica está subordinada às vazões afluentes, que são incertas (com eventuais anos de estiagem) e apresentam variabilidade sazonal. Dadas as dimensões continentais do Brasil e a distribuição ge-

ográfica de suas inúmeras bacias hidrográficas, as incertezas e sazonais hidrológicas podem ser distintas de uma região para outra, e complementaridades entre elas podem existir (TOLMASQUIM, 2016).

O fator de capacidade é um importante parâmetro para os estudos de viabilidade econômica de um projeto hidrelétrico e para o planejamento da expansão da geração de longo prazo. Este dado é função das características técnicas de uma usina, da configuração do sistema hidrotérmico e das vazões afluentes aos reservatórios. De maneira geral, com base no histórico de operação, o fator de capacidade médio do parque hidrelétrico do Sistema Interligado Nacional (SIN) oscila em torno de 55%. Este valor, no entanto, poderá ser alterado com algumas mudanças na composição do parque gerador brasileiro (a maior penetração de fontes renováveis intermitentes) ou a construção de projetos hidrelétricos com menor capacidade de regularização, notadamente na Amazônia (TOLMASQUIM, 2016).

As usinas hidrelétricas podem ser agrupadas, de acordo com a capacidade instalada, por faixas de anos em operação. Tem-se que 50% da capacidade instalada tem mais de 30 anos em operação, o que sugere que investimentos podem ser necessários na modernização de algumas usinas. As possibilidades de repotenciação merecem ser investigadas, principalmente com uma maior participação das fontes renováveis intermitentes e novas usinas a fio d'água na Amazônia (TOLMASQUIM, 2016).

#### 4.5 Aspectos Socioambientais Das Usinas Hidrelétricas

A predominância da hidroeletricidade no Brasil se deve ao grande potencial hídrico do país, associado aos benefícios da fonte e às ações e estratégias adotadas ao longo da história do setor energético brasileiro. Se, por um lado, a hidroeletricidade apresenta grandes vantagens, por outro, assim como todo projeto de geração de energia, implica em alterações socioambientais na região onde se insere, ainda que sejam adotadas medidas preventivas e mitigadoras para o conjunto de impactos negativos e potencializadoras para os impactos

positivos. Obviamente, as alterações provocadas variam de acordo com as especificidades de cada projeto e das características locais (TOLMASQUIM, 2016).

As preocupações com as interferências socioambientais começam já na etapa de estudos de inventário, a primeira etapa dos estudos de planejamento para aproveitamento do potencial hidrelétrico, em que se definem a concepção dos aproveitamentos e os locais onde poderão ser implantados. O resultado indica o conjunto de projetos para o aproveitamento do potencial de um rio, considerando o menor custo (R\$/MW) e o mínimo impacto socioambiental negativo. Ainda nesses estudos, são avaliados os efeitos cumulativos e sinérgicos do conjunto de aproveitamentos em uma mesma bacia hidrográfica, sendo a alternativa final selecionada submetida à Avaliação Ambiental Integrada (AAI) (TOLMASQUIM, 2016).

Nas etapas seguintes, de Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e de Projeto Básico Ambiental (PBA), são avaliadas em maior detalhe as interferências dos projetos individualmente. As informações levantadas auxiliam a proposição de medidas que buscam reduzir os impactos causados e de programas de controle e monitoramento das questões relevantes. O layout construtivo (arranjo dos projetos), por exemplo, incorpora questões como a construção de escadas para peixes e mecanismos de transposição de níveis para embarcações (TOLMASQUIM, 2016).

Cabe considerar que o Brasil ainda possui potencial hidrelétrico significativo disponível, grande parte situado na região amazônica, onde se encontra a maior extensão de áreas protegidas do país. Assim, os estudos de planejamento tornam-se particularmente importantes para a expansão do parque gerador brasileiro de maneira compatível com a conservação ambiental e considerando os direitos das populações (TOLMASQUIM, 2016).

Por fim, destaca-se o desenvolvimento social e econômico obtido a partir do avanço da indústria hidrelétrica no Brasil. O investimento nessa fonte estimulou a produção interna de equipamentos e turbinas hidráulicas, assim como a formação de mão de obra especializada em diferentes áreas. Atualmente, o

país é referência no mercado internacional, exportando tecnologia e conhecimento para outros países. Também nessa linha, destaca-se o aumento do conhecimento científico acerca da biota e dos ecossistemas, devido aos estudos socioambientais e aos programas de monitoramento para a implantação dos projetos (TOLMASQUIM, 2016).

#### 4.6 Aspectos Econômicos Das Usinas Hidrelétricas

A hidroeletricidade caracteriza-se por ser uma tecnologia de investimento intensivo em capital, sendo cada projeto definido de acordo com as características do local onde se pretende construir, e como consequência, com soluções técnicas particulares. São necessários anos para sua construção, assim como um tempo usualmente longo para o desenvolvimento do projeto técnico (inventário, estudos de viabilidade técnica e econômica, etc.) e obtenção das licenças ambientais. Os custos de produção de energia, por outro lado, são baixos, requerendo uma equipe pequena para sua operação e manutenção, sem custos com matéria-prima para geração (MME/EPE, 2007a).

Usualmente, as parcelas mais significativas dos investimentos de um projeto hidrelétrico referem-se aos custos associados às obras civis e ao fornecimento e montagem dos equipamentos eletromecânicos. Entretanto, deve-se destacar os custos cada vez mais elevados relacionados às ações de mitigação de impactos socioambientais associados à implantação do projeto hidrelétrico. Assim, de maneira geral, a descrição dos custos de investimentos é comumente agrupada em três parcelas principais: (i) obras civis; (ii) equipamentos eletromecânicos; e (iii) ações socioambientais (TOLMASQUIM, 2016).

Sucintamente, conforme descrito em (MME/EPE, 2007a) a parcela associada às obras civis inclui os custos de construção da barragem, diques, vertedouro, obras para desvio do rio (ensecadeiras, galerias, túneis), tomada d'água, casa de força, além da infraestrutura de acesso (estradas, porto e/ou aeroporto), benfeitorias na área da usina, entre outros. A parcela associada aos equipamen-

tos eletromecânicos reúne os custos de fornecimento e montagem das turbinas, geradores, pontes rolantes, guindastes, comportas, condutos forçados, grades de proteção, entre outros. Finalmente, os custos associados às ações socioambientais compreendem, principalmente, a aquisição de terrenos e benfeitorias, relocações de infraestrutura e população e programas socioambientais, como limpeza do reservatório, conservação da fauna e flora e apoio a comunidades indígenas e tradicionais (MME/EPE, 2007a).

De maneira geral, segundo (IEA, 2024) a razão entre os custos de equipamentos eletromecânicos e obras civis é alta em projetos hidrelétricos de pequeno porte. Para projetos de usinas de grande porte, a relação se inverte, predominando os custos em obras civis, que podem variar consideravelmente em função do tipo de projeto, dificuldade de acesso, custos de mão de obra, e custos de *commodities* como o cimento e aço na região/país da implantação da usina hidrelétrica. Os equipamentos eletromecânicos apresentam menor variação de custos, pois tendem a seguir os preços do mercado internacional (IEA, 2024).

Existem ainda os custos indiretos, tais como canteiro e acampamento, engenharia, administração do proprietário, entre outros. Em média poderá ser considerada a incidência de 20% para as Ações Socioambientais e 40% tanto para Obras Civis, como para Equipamentos Eletromecânicos. Com relação aos Custos Indiretos, tem-se aproximadamente um percentual de 15% em relação ao Custo Direto Total (CDT), o qual é definido considerando os últimos acordos firmados para os custos de infraestrutura, relativos às subcontas de canteiro e acampamento. Para os empreendimentos de PCHs participantes de leilões de energia nova recentes, os valores dos custos unitários de investimento são, em geral, maiores em comparação aos projetos de grande porte devido aos ganhos de escala que estes apresentam. Existe também uma variabilidade dos custos das PCHs resultantes das especificidades de cada projeto (TOLMASQUIM, 2016).

A taxa de juros durante a construção é um fator que pode influenciar a competitividade econômica dos empreendimentos. Ex-

pressando de outra forma, em termos econômicos, dependendo da taxa de juros, poderá haver sensível diferença entre dois projetos com benefícios energéticos similares e investimento total comparável, caso os cronogramas de desembolso de cada projeto sejam significativamente diferentes (TOLMASQUIM, 2016).

#### 4.7 Avaliação da Infraestrutura Energética no Estado de Goiás

Os sistemas de energia elétrica no Brasil são divididos em segmentos como geração, transmissão e distribuição. A geração de energia elétrica é conteúdo fundamental para os estudos sobre a modernização do território brasileiro. Mas, além disso, a sua transmissão e distribuição também compõem um importante elemento da dinâmica socioespacial das redes de energia (COINFRA, 2024).

Do ponto de vista da geração, a matriz hidráulica brasileira, e, especificamente, a do Estado de Goiás, possui uma elevada capacidade de geração. A transmissão e a distribuição dessa energia montam um padrão espacial estratégico diante da divisão territorial do trabalho que vem se constituindo em Goiás. É por isso que as principais subestações de transmissão estão posicionadas estrategicamente para servir às regiões metropolitanas de Goiânia e Brasília, às áreas do agronegócio, da mineração e às zonas industriais. Também é emblemática a concentração da capacidade de geração de energia elétrica (e também de transmissão) na bacia do Rio Paranaíba, o que se explica pela sua interligação com as regiões metropolitanas de Goiânia e Brasília e, principalmente, com a região Sudeste do Brasil por meio do SIN (COINFRA, 2024).

Compreender o sentido territorial dos sistemas de transmissão e distribuição em Goiás demanda considerar a formação da rede de energia elétrica a partir da posição que esse estado ocupa no território nacional, mas também as suas condições hídricas e as demandas de consumo do país. Na medida em que as infraestruturas produtivas e de transmissão assumem uma integração regional ainda mais complexa, as redes de energia são implantadas em direção aos vazios (do ponto de vista da eletrificação),

desenhando um novo padrão espacial da eletrificação brasileira. A análise das redes de energia em Goiás não pode ser feita sem considerar esse contexto (COINFRA, 2024).

#### 4.7.1 Distribuição de Energia Elétrica

Em dezembro de 2022, o Grupo Equatorial Energia adquiriu o controle acionário da distribuidora no estado, tornando-se titular de 99,964% do capital social votante da Equatorial Goiás (COINFRA, 2024); (EQUATORIAL-ENERGIA, 2024b). A companhia tem investido na Expansão e Melhoria da Rede, o que sugere esforços para aumentar a capacidade da rede e/ou melhorar sua eficiência e confiabilidade. Além disso, Equipamentos e Sistemas também têm recebido uma parcela significativa dos investimentos, o que pode refletir na modernização e na incorporação de novas tecnologias. A inclusão da categoria PLPT Luz Para Todos sugere um programa específico ou iniciativa de governo destinada a expandir o acesso à energia elétrica (COINFRA, 2024).

Os dados apresentados pela companhia mostram que estão sendo realizados investimentos no setor, visando a melhoria contínua e a expansão da infraestrutura energética, crucial para o desenvolvimento econômico e industrial, especialmente em um estado estratégico como Goiás. A diminuição nos investimentos projetada para 2023 pode precisar ser avaliada no contexto de planejamento a longo prazo, garantindo que a infraestrutura energética continue a atender às necessidades crescentes da população e da indústria (COINFRA, 2024).

#### 4.7.2 Transmissão de Energia Elétrica

A dependência de energia hidráulica, a dimensão continental do Brasil e o aumento da demanda por energia elétrica em algumas regiões específicas, como no Sudeste brasileiro—onde a produção, num determinado momento, se tornou insuficiente diante da demanda regional, fez com que o sistema de energia elétrica do país evoluísse no sentido de uma integração entre diferentes redes de transmissão. Ressalta-se, também, que as regiões com potencial hidrelétrico do país não estão necessariamente perto dos principais centros consumi-

dores; e as variações climáticas acabam interferindo na oscilação hidrológica das regiões em diferentes períodos do ano. Esse “desajuste espacial” entre produção e consumo de algumas áreas exige um sistema de interligação das redes que compõem o sistema elétrico nacional (CASTILHO, 2012).

A necessária simultaneidade entre produção e consumo, além das longas distâncias entre locais de geração e de consumo, exige amplas instalações, equipamentos que exigem altos investimentos e um complexo sistema de transmissão e distribuição. No Brasil “o sistema de transmissão é dividido em redes de transmissão e subtransmissão, em razão do nível de desagregação do mercado consumidor”. Segundo o Atlas de Energia Elétrica do Brasil, “a rede primária é responsável pela transmissão de quantidades elevadas de energia elétrica para longas distâncias ou para suprir demandas de grandes centros consumidores. A rede secundária (subtransmissão) é interligada à rede de transmissão primária, mas seu objetivo é atender centros urbanos menores ou consumidores industriais de grande porte (CASTILHO, 2012).

A subtransmissão também recebe os grandes blocos de energia das subestações de transmissão e os redistribui para as subestações de distribuição. No geral, a distinção das redes é difícil de ser feita em função do sistema de transmissão e distribuição apresentar diferentes níveis de tensão. A rede primária, também chamada de rede de transmissão, possui linhas de tensão igual ou superior a 230 kV. Já a rede de subtransmissão é caracterizada por linhas de tensão entre 69 kV e 138 kV. As linhas com tensão de 500 kV estão concentradas em três troncos principais de interligação. O primeiro corta o Sul goiano interligando a Usina Hidrelétrica de Itumbiara, passando pela subestação de Rio Verde até alcançar a subestação de Ribeininho, no Mato Grosso, seguindo até Cuiabá e Usina Hidrelétrica de Jauru, cortando esse estado de Leste à Oeste. A partir da Usina Hidrelétrica de Itumbiara-GO, essa linha também está interligada a Usinas Hidrelétricas mineiras e ao Sistema Interligado do Sudeste e Sul do Brasil (CASTILHO, 2012).

O segundo tronco com linhas de 500 kV

de tensão interliga as Usinas Hidrelétricas de Itumbiara e Emborcação no Sul Goiano à Brasília por duas linhas. O terceiro tronco interliga a Usina Hidrelétrica de Serra da Mesa à Brasília e seu Entorno por duas linhas. Também há linhas com 500 kV de tensão interligando a Usina Hidrelétrica de Itumbiara à de São Simão, e desta ao Sistema de Interligação do Sudeste/Sul do Brasil; outra ligando a Usina Hidrelétrica de Emborcação ao Oeste de Minas Gerais e ao Entorno de Brasília; e também duas linhas interligando a Usina Hidrelétrica de Serra da Mesa ao estado do Tocantins e à região Norte do Brasil; e outra linha interligando Serra da Mesa ao Oeste Baiano até alcançar a região metropolitana de Salvador. Essa rede primária que parte ou passa por Goiás interliga Usinas Hidrelétricas localizadas em Mato Grosso, Goiás, Tocantins, Maranhão e Pará a grandes centros, especialmente Brasília e cidades localizadas no Sudeste Brasileiro. A rede de 500 kV existente em Goiás, portanto, é configurada para atender a demanda do SIN (CASTILHO, 2012).

Há linhas de transmissão com tensão de 230 kV interligando a Usina Hidrelétrica de Serra da Mesa às subestações de Niquelândia, Barro Alto e Itapaci. Da Subestação de Furnas em Barro Alto, também há uma linha com tensão de 230kV interligada à Brasília. Linhas com essa mesma tensão também interligam Usinas Hidrelétricas localizadas no Sul Goiano a municípios do Sudoeste, como Quirinópolis, Itumbiara, Rio Verde e Jataí. As Usinas Hidrelétricas de Itumbiara e Cachoeira Dourada, localizadas na Bacia do Paranaíba no Sul de Goiás, também estão interligadas à Região Metropolitana de Goiânia, que possui importantes subestações de transmissão, a exemplo de Xavantes, Goiânia Leste e Carajás em Goiânia; Anhanguera e Bandeirantes em Aparecida de Goiânia. As interligações se dão nos seguintes troncos: UHE de Cachoeira Dourada à Anhanguera (194,7 km) e UHE de Cachoeira Dourada à Anhanguera (198 km, passando pela Subestação Planalto, no município de Morrinhos). Isso significa que a UHE de Cachoeira Dourada, criada na década de 1950, continua exercendo importante papel como fornecedora de energia elétrica para a Região Metropolitana

de Goiânia (CASTILHO, 2012).

As subestações que possuem linhas com tensão igual ou superior a 230 kV transmitem energia elétrica para subestações de subtransmissão e de distribuição. Qualquer problema no seu funcionamento, portanto, pode afetar uma quantidade significativa de consumidores. A Região Metropolitana de Goiânia, por meio da Subestação Anhanguera, também está interligada, por linhas com tensão de 230 kV, às subestações de Palmeiras de Goiás e Firminópolis. Outros importantes troncos são: Xavantes - Brasília Geral com linhas de 230 kV de tensão, e Bandeirantes - Samambaia com linhas de 345 kV de tensão. Esses troncos e os mencionados anteriormente, portanto, formam a rede principal de transmissão de energia elétrica em Goiás (CASTILHO, 2012).

Os principais municípios consumidores de energia elétrica em Goiás são aqueles que possuem atividades industriais, especialmente voltadas à agroindústria, mineração, produção de alimentos etc. No caso da Região Metropolitana de Goiânia e do Entorno de Brasília, há uma supremacia da classe residencial, uma vez que essas regiões possuem o maior percentual de população do estado. No caso de Goiânia, a classe comercial também teve destaque considerando o papel central que essa capital exerce na rede urbana goiana por meio dos serviços (CASTILHO, 2012).

Os estudos de planejamento para a expansão da transmissão, documentados nos chamados Relatórios R, cumprem papel fundamental na evolução da rede elétrica nacional. São esses estudos que identificam, concebem e detalham os reforços necessários para o adequado suprimento de energia elétrica ao País, garantindo a confiabilidade de atendimento e a economicidade aos consumidores (EPE, 2019).

O carregamento das linhas de transmissão (LTs) e subestações (SEs) localizadas na região central do estado de Goiás, devido a seu posicionamento eletro-geográfico, é bastante influenciado pelo cenário de intercâmbio entre as regiões Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste. Particularmente o eixo de 230 kV entre as SEs Trindade-Xavantes-Pirineus-Brasília Sul, serve de caminho a esse fluxo de intercâmbio entre as regiões citadas, em ambos os sentidos de ex-

portação (EPE, 2016). Dessa forma, serão necessários reforços nessa área do sistema, com uma nova SE denominada Silvânia, localizada no estado de Goiás. O eixo da LT 500 kV Silvânia – Nova Ponte 3, é composto por um circuito duplo, com comprimento aproximado de 330,1 km. Além disso, deve-se destacar que há um conjunto de instalações elétricas associadas a essa LT, constituído por nove LTs em Corrente Alternada (CA), uma subestação conversora (500 kV/800 kV), uma subestação convencional (500 kV) e dois seccionamentos de linha, sendo um em Circuito Simples (CS) e um em Circuito Duplo (CD), resultando em três novos trechos de LT. O custo total dos investimentos é de cerca de R\$ 360 milhões (EPE, 2023).

Já a região atendida pela SE 500/138 kV Luziânia tem sido procurada por projetos fotovoltaicos buscando conexões para escoamento da energia, totalizando 2.474 MW em solicitações de Informação de Acesso apenas na Rede Básica e Rede Básica de Fronteira (EPE, 2022). Para solucionar as sobrecargas, foram elaboradas duas alternativas de expansão de rede, envolvendo reforços na Rede Básica e/ou na Rede de Distribuição. Após a avaliação técnico-econômica constatou-se que a alternativa de mínimo custo global, contemplando investimentos e perdas elétricas, envolve reforços adicionais na transformação de fronteira SE Luziânia com a instalação de um terceiro banco de autotransformadores monofásicos 500/138 kV (3 x 75 MVA), com custos da ordem de R\$ 71,8 milhões, e a construção de um novo circuito 138 kV interligando as subestações de Brasília Sul e Pacaembu, previsto para o ano de 2033, com custos da ordem de R\$ 33 milhões. Por fim, cabe destacar que todas as obras recomendadas estão associadas à efetiva concretização dos projetos e potenciais de geração e envolvem custos totais da ordem de R\$ 104,8 milhões de reais (EPE, 2022).

#### 4.7.3 Expansão do sistema de transmissão versus de distribuição

A confiabilidade dos sistemas elétricos e a qualidade do atendimento do mercado de energia estão intimamente relacionadas à eficiência de sua expansão, que depende de um planeja-

mento adequado. O planejamento da expansão dos sistemas de geração e transmissão considera o atendimento da demanda e seu crescimento no período de análise, visando definir o conjunto de obras que serão necessárias para garantir a segurança e a qualidade do sistema ao menor custo global, contemplando, inclusive, as perdas elétricas (ONS, 2024).

Enquanto a EPE tem a responsabilidade de realizar estudos para o desenvolvimento dos Planos de Expansão da Geração e Transmissão de energia elétrica, em diferentes horizontes de análise, é responsabilidade do ONS elaborar o Plano de Ampliações e Reforços (PAR), no horizonte de estudos da operação, no qual são propostas todas as ampliações e os reforços necessários na Rede Básica e nas Demais Instalações de Transmissão (DIT), para garantir a qualidade e a segurança do SIN (ONS, 2024).

Os procedimentos para realizar o planejamento da expansão dos sistemas de distribuição nacionais estão definidos no documento PRODIST (Procedimentos de Distribuição) elaborado pela ANEEL. De acordo com o PRODIST, o objetivo do planejamento da rede de distribuição é definir a expansão dos alimentadores e das subestações de distribuição, respeitando critérios técnicos e econômicos, observados os aspectos ambientais. O horizonte considerado deve ser de cinco anos. A carga deve ser caracterizada pela demanda de potência ativa e reativa e fator de potência típico, sendo considerada em patamares para os períodos de ponta e fora de ponta de acordo com o perfil das curvas de carga (ONS, 2024).

Vários trabalhos na literatura incluem restrições de segurança do tipo N-1 no planejamento de sistemas de transmissão (DOMINGUEZ et al., 2017). Algumas diferenças entre as estruturas e a forma de operação de sistemas de distribuição e sistemas de transmissão de energia elétrica, entretanto, cabem ser discutidas (POSSAGNOLO, 2019).

Em primeiro lugar, o critério de segurança N-1 utilizado em sistemas de transmissão, que exige que o sistema continue operando de forma adequada após a saída de qualquer equipamento, linha ou gerador, não pode ser aplicado em sistemas de distribuição. Isso se deve principalmente a três fatos: (i) os sistemas de

transmissão possuem estrutura malhada e operam de forma malhada; (ii) em cada caminho que conecta dois nós em um sistema de transmissão, pode ser construída mais de uma linha; e (iii) as linhas de transmissão possuem disjuntores em ambas extremidades. Esses fatos permitem a saída de uma linha em falta em um sistema de transmissão sem que ocorra problemas com o fornecimento. O fato (ii) garante que é possível adicionar linhas extras em cada caminho de forma que a operação do sistema seja mais confiável. Por outro lado, quando uma falta ocorre em uma linha de um sistema de distribuição, inevitavelmente, o fornecimento de energia elétrica para alguns nós será interrompido, podendo ou não ser restaurado em seguida (POSSAGNOLO, 2019).

Em termos computacionais, o modelo de planejamento com segurança para distribuição é mais complexo que para transmissão, pois são necessárias variáveis binárias em cada cenário de contingência para garantir a topologia radial de operação da rede. Em sistemas de transmissão, basta a consideração de um cálculo de fluxo de potência ótimo por cenário de contingência, enquanto que para sistemas de distribuição é necessário resolver um problema de restauração do fornecimento (POSSAGNOLO, 2019).

No problema de restauração do fornecimento, o sistema de distribuição pode ser dividido em duas parcelas distintas: a primeira parcela é formada pela parte da rede que não teve o fornecimento interrompido pela falta e pela parte da rede que teve o fornecimento de energia restaurado, sendo que a segunda parcela é a que teve que permanecer com o fornecimento interrompido após a ocorrência da falta até o reparo ser concluído. Ambas parcelas da rede de distribuição devem apresentar topologia radial (POSSAGNOLO, 2019).

No trabalho desenvolvido por (POSSAGNOLO, 2019), abordou-se o problema de planejamento da expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica considerando a restauração do fornecimento. Na formulação do problema considerou-se a expansão de novas subestações, o reforço de subestações existentes, a construção de novos alimentadores em novos caminhos, a troca de condutores exis-

tentes e a alocação de geradores distribuídos, além de expansão multiestágio e restauração do fornecimento para melhoria dos índices de confiabilidade. Em relação aos cenários de contingência para restauração, foram considerados cenários com uma falta por vez em linhas, geradores distribuídos e em subestações. A função objetivo do problema incluía os custos de investimento, custos de operação relacionados com as perdas de energia elétrica e os custos de confiabilidade, relacionados com o valor da energia não suprida esperada no sistema.

Os resultados indicaram que a inclusão da restauração no problema de planejamento de sistemas de distribuição leva à obtenção de soluções que podem operar de forma mais eficiente, inclusive em situações de contingência, com melhores índices de confiabilidade para a rede. Adicionalmente, a inclusão de geração distribuída levou a reduções nos custos de investimento, já que os geradores distribuídos alocados na rede de forma otimizada levam a benefícios, como a redução das perdas e a melhoria do perfil de tensão no sistema, por meio da injeção de potência reativa (POSSAGNOLO, 2019).

#### 4.8 Avaliação de Custos

Este tópico apresentará a metodologia descrita no “Guia Geral de Análise Socioeconômica de Custo-Benefício para Projetos de Investimento de Infraestrutura, publicado pelo Ministério da Economia” (ME, 2021a) e de maneira complementar a descrita em “Custos e Benefícios das Fontes de Geração Elétrica” (INSTITUTO-ESCOLHAS/PSR, 2018). O primeiro documento apresenta o guia prático de Análise Custo-Benefício (ACB) aplicável a projetos e programas de investimento em infraestrutura de geração energética disponíveis na economia nacional. Seu propósito principal é fornecer diretrizes e recomendações a fim de padronizar a metodologia de avaliação de projetos e programas de geração elétrica, focando sua aplicação sistemática relativa à seleção e priorização de investimentos (ME, 2021a). Já o segundo tem como objetivo geral avaliar custos e benefícios reais de cada fonte de geração, considerando a contribuição de seus respecti-

vos atributos para o atendimento dos diversos objetivos da operação do sistema elétrico (INSTITUTO-ESCOLHAS/PSR, 2018).

A estimativa do custo dos empreendimentos se divide entre o CAPEX, investimento necessário para implantação do projeto, e o OPEX, que engloba todos os custos operacionais, incluindo os custos de O&M, encargos e custos com combustível. Dadas as características individuais de cada fonte de geração de energia, os custos de implantação e operação de diferentes tipos de empreendimento variam tanto em relação ao montante dispendido, quanto à composição dos custos. Os investimentos irão assumir patamares distintos dependendo da modalidade de geração de energia elétrica, assim como fatores individuais ligados a localização e região da usina influenciam o seu investimento inicial (ME, 2021b).

Dessa forma, o primeiro passo para realizar uma ACB de um projeto de geração de energia, na concepção dos custos econômicos, é mensurar o CAPEX e o OPEX do empreendimento, para, em seguida, detalhar a composição desses custos em nível de agrupamento adequado para aplicação dos fatores de conversão. Além dos custos diretamente associados ao empreendimento de geração, é necessário, também, estimar o impacto da nova oferta de energia no sistema elétrico (ME, 2021b).

#### 4.8.1 Mensuração CAPEX e OPEX

Para mensurar o CAPEX, os custos de O&M e os encargos, deve-se, de preferência, utilizar valores específicos do projeto analisado. No entanto, na ausência desses orçamentos, pode-se utilizar, de forma preliminar, valores parametrizados, como os estimados pela EPE, no Caderno de Parâmetros de Custos (EPE, 2021).

Os custos de CAPEX e O&M de usinas hidrelétricas não são parametrizáveis, uma vez que dependem diretamente de variáveis específicas, como a área de alagamento, população afetada, fauna e flora da região e fatores que afetam o custo de obras civis, como o relevo, acesso geográfico e outros (ME, 2021b).

Cabe ressaltar que os valores de CAPEX, O&M e Encargos são estimados em relação à

capacidade instalada do projeto, sendo necessárias as devidas conversões pelo fator de capacidade adequado, a fim de possibilitar a comparação entre projetos de tecnologias distintas. Projetos semelhantes podem ser utilizados, também, como referência para esses custos. O fator de capacidade, por sua vez, depende de inúmeros fatores específicos do empreendimento, variando quanto à tecnologia utilizada, localização do empreendimento, sazonalidade, incerteza da fonte e outros, sendo preferencial a utilização de dados próprios do projeto (ME, 2021a).

Além disso, também é necessário estimar o Custo Variável Unitário (CVU), nas fontes aplicáveis, referente ao combustível utilizado na geração de energia. Esse custo, entretanto, depende diretamente de variáveis relativas à pureza e tipo de combustível, além de especificidades da usina em questão, já que a eficiência, flexibilidade e tipo de tecnologia empregada são determinantes no custo. Ainda assim, é possível encontrar estimativas acerca desse custo em diversas pesquisas e publicações. Pode-se por utilizar os dados de entrada do PDE 2030 (EPE, 2021), uma vez que ele estima valores indicativos para diferentes combustíveis (ME, 2021b).

Finalmente, é necessário destacar que sejam levantados e considerados também os custos e investimentos referentes à implantação de estruturas adicionais de conexão, como subestações e linhas de transmissão, caso sua implantação seja de responsabilidade do concessionário do empreendimento analisado. Isso quer dizer que, para além da implantação e operação da estrutura necessária para a geração de energia por parte do empreendimento analisado, caso seja aplicável, deverão também ser considerados os desembolsos esperados para a conexão do empreendimento à transmissora ou à distribuidora adequada, oriundos de seccionamento de linha de transmissão ou outro próprio (ME, 2021a).

#### 4.8.2 Custos associados à Usina Hidrelétrica

Em um projeto de energia hidrelétrica, as principais parcelas de investimento são referen-

tes aos custos associados às obras civis, ao fornecimento e montagem dos equipamentos eletromecânicos, aos custos com impactos socioambientais associados à implantação do projeto hidrelétrico, custos com transmissão e distribuição e a outros custos (ME, 2021a).

A relação de magnitude entre os três principais grupos de investimento em energia hídrica poderá variar de acordo com o porte da usina. Em usinas de pequeno porte, os dispêndios com equipamentos eletromecânicos tendem a ser maiores que os dispêndios com obras civis, já em usinas de grande porte esta relação se inverte. Cabe destacar que os custos com obras civis tendem a ser mais voláteis, pois estão vinculados com a dificuldade de acesso, custo com mão de obra, e *commodities* como o cimento e aço. Com relação aos custos operacionais, eles incluem os custos fixos e variáveis de operação e de manutenção, e as despesas com o seguro das instalações (ME, 2021a).

#### 4.8.3 Custos associados de transmissão

Além dos custos de implantação e operação de um empreendimento, deve-se considerar os custos associados ao escoamento da energia gerada, incorridos no sistema de transmissão e distribuição. Os custos associados ao aumento da oferta de energia podem ser divididos em dois grupos. Os custos de conexão, já incluídos no CAPEX e no O&M, são relativos à conexão do empreendimento à rede de transmissão ou à rede de distribuição. Enquanto os custos de reforços na rede pré-existente são aqueles necessários para suportar o aumento do fluxo de energia no sistema (ME, 2021a).

Assim, em casos de incrementos significativos de energia no sistema, é necessário estimar o investimento necessário para reforço do sistema, pela construção de novas linhas de transmissão e subestações. Esse investimento, no entanto, depende não só da quantidade de energia gerada pelo empreendimento, como também da sua localização e distância à região onde a energia será escoada, sendo necessários dados específicos do projeto, normalmente apresentados em estudos técnicos preliminares, para tal estimativa. Segundo as regras vigentes, é de responsabilidade do em-

preendedor a realização dos estudos de conexão e reforços na rede denominados de estudos pré-operacionais que abrangem a análise de fluxo de potência, estudos de estabilidade, estudos de injeção harmônica e estudos de curto-circuito. Estes estudos servem de base para avaliar os custos incorridos na rede pelo empreendimento (ME, 2021a).

Outro dado importante é o regime de operação do empreendimento para dimensionar o período de maior carregamento na rede em função das curvas de demanda e da operação de outros geradores. É a partir dessa análise que se define o requisito de capacidade adicional da rede e se a potência disponibilizada pelo empreendimento será utilizada para compor a reserva de potência do sistema (ME, 2021a).

#### 4.8.4 Custos de Infraestrutura causados (ou evitados) pelo gerador

Para que os geradores prestem os serviços é necessário criar uma infraestrutura no sistema, composta de linhas de transmissão, subestações, equipamentos para suporte de reativo, entre outros. É necessário também criar uma infraestrutura para garantir que o sistema seja capaz de atender a demanda mesmo com a quebra de algum gerador ou com a incerteza na produção horária das fontes intermitentes. Por fim, a operação síncrona dos geradores deve ser capaz de garantir que a frequência do sistema se manterá dentro de uma faixa operativa pré-estabelecida (INSTITUTO-ESCOLHAS/PSR, 2018).

Como consequência, alguns geradores imponem determinados custos de infraestrutura ao sistema, enquanto outros são capazes de reduzi-los. Os custos de infraestrutura podem ser divididos nas seguintes categorias (INSTITUTO-ESCOLHAS/PSR, 2018):

- Rede de transmissão.
- Perdas.
- Suporte de reativo.
- Reserva probabilística de geração.
- Equilíbrio da frequência.

#### 4.8.5 Custo de intermitênciа

O crescimento da utilização de fontes renováveis para o suprimento de potência e energia ao sistema elétrico tem trazido uma maior dificuldade no controle do sistema elétrico devido à intermitênciа dessas fontes. Esta intermitênciа se origina do fato de que a fonte depende de uma determinada variável climática como precipitação para as usinas hidrelétricas, por exemplo. Apesar de se ter aprimorado na previsão dessas variáveis, elas apresentam uma variação significativa ao longo do dia, da semana e do mês (ME, 2021a).

No caso das usinas hidrelétricas, é possível minimizar essa intermitênciа por meio do armazenamento hídrico, ou seja, com a construção de grandes reservatórios. Apesar de interessante, existem muitas restrições ambientais quanto a construção desses grandes reservatórios, o que torna o despacho das usinas dependente diretamente do regime das vazões. As usinas com essas características são denominadas de usinas a fio d'água. Dessa forma, diferente da geração térmica, a geração proveniente de usinas renováveis, cuja fonte é intermitente, depende de outras fontes para regularizar a oferta de energia ao sistema. Um custo adicional deve então ser imputado à geração renovável, visto que outras fontes, como a energia térmica, devem ser incluídas para minimizar os efeitos dessa intermitênciа (ME, 2021b).

A reserva de potência (RPO) tradicional necessária para fazer frente às oscilações de carga para a ponta do sistema, para o erro de previsão da ponta e reserva primária é de 5%, conforme Submódulo 2.3 dos Procedimentos de Rede do ONS. Acrescenta-se a esse montante de reserva aquela destinada à perda da maior máquina do sistema ou maior máquina probabilística. Dessa forma, entendia-se que a reserva assim calculada cobriria os eventos da geração e da carga. Com a crise hídrica, a suposição de que os reservatórios das usinas hidrelétricas operam com seus volumes próximos do máximo não pode ser considerada e, por conseguinte, a capacidade das máquinas diminui devido à menor altura de queda d'água. A EPE mudou o tratamento dado à potência em função do tipo de usina, classificando em usina com regularização, fio d'água e usinas da

Amazônia (ME, 2021b).

#### 4.8.6 Valor residual

O valor residual deve ser abatido dos custos de investimento para o último ano do período em análise. Ele se refere à capacidade do potencial remanescente de ativo fixo que não tiver a vida econômica exaurida. Tende a ser zero ou desprezível quando o período da análise corresponde ao tempo de vida útil econômica do ativo (ME, 2021b)

#### 4.8.7 Conversões para Preços Sociais

Após a definição dos custos de implantação e operação do empreendimento analisado, são necessárias correções para que os valores encontrados representem os preços sociais do empreendimento. Para isso, são excluídos os pagamentos de impostos, tanto do processo de implantação, quanto de operação, visto que esses pagamentos representam transferências entre agentes econômicos. A conversão de valores financeiros para valores sociais, portanto, é feita pela aplicação dos fatores de conversão estimados pelo Catálogo de Parâmetros do (IPEA, 2021), de acordo com a característica do gasto analisado. Os fatores de conversão podem ser segregados em 4 tipos, cada qual com uma aplicação específica (ME, 2021b).

A decisão entre a aplicação de cada tipo de fator de conversão, portanto, deve ser orientada pelo detalhamento da composição do CAPEX e OPEX do empreendimento, sendo necessárias adequações da metodologia quando não for possível segregação adequada dos custos, ou quando houver custos não associados a nenhuma categoria específica. Diante disso, deve-se, em primeiro lugar, fazer a distinção entre os bens comercializáveis e não comercializáveis, sendo, para o segundo caso, aplicado o Fator de Conversão Padrão, que é composto por atividades de construção, imobiliários, administração e outras atividades de serviço, podendo ser utilizado, também, para custos e despesas indiretas (ME, 2021b).

#### **4.8.8 Estimação de Benefícios Econômicos**

Em geral, investimentos em projetos de geração de energia elétrica podem ser: construção de nova planta ou modernização/ampliação de plantas já existentes. Os benefícios desses investimentos estão diretamente relacionados ao objetivo do projeto. Estes benefícios podem ser considerados incrementais ou não-incrementais. O benefício incremental corresponde à produção de energia elétrica pelo projeto que fornece um aumento de oferta de energia no sistema (output adicional). Já o benefício não-incremental corresponde à produção de energia elétrica pelo projeto que está destinada à substituição do fornecimento de energia de outra planta (ME, 2021b).

Os dois principais benefícios associados à projetos de geração elétrica são: aumento de oferta de energia e redução do custo de energia. Um projeto que procura aumentar o nível atual de produção energética do país ou de uma região está, consequentemente, fornecendo o benefício de “Aumento de Oferta de Energia”. Este benefício é monetizado por meio do método de Disposição a Pagar, podendo ser por preferência revelada (abordagem do excedente do consumidor), preferência declarada ou transferência de benefício. Apesar de não ser indicado, de forma mandatória, o uso específico de algum desses métodos, deve ser justificado, além da disponibilização dos dados e do cálculo realizado (ME, 2021b).

Além dos benefícios de aumento da oferta de energia citados anteriormente, existem, também, efeitos positivos da reforma ou melhoria tecnológica de plantas de geração já existentes ou da substituição de plantas antigas por plantas novas. Tais projetos resultam em maior eficiência na produção de energia, o que, assumindo-se a demanda constante, diminui o custo da energia ofertada, seja pela menor perda de energia na geração, seja pela redução dos custos de operação, com efeitos econômicos positivos (ME, 2021b).

#### **4.8.9 Estimação de Externalidades**

As externalidades são impactos que não ocorrem em transações diretas entre o ofer-

tante e os usuários dos serviços do projeto, mas recaem sobre terceiros sem devida compensação. É importante frisar que só se deve contabilizar e incluir na Análise Custo-Benefício as externalidades que não possuem contas correspondentes em Custos ou Benefícios (ME, 2021b).

Nas externalidades socioeconômicas, é comum que as obras de hidrelétricas e PCHs, devido ao seu porte e tempo, façam com que a infraestrutura local precise ser aumentada e otimizada. Como infraestrutura local, pode-se citar, principalmente: saneamento básico e sistema de saúde, além da infraestrutura para acesso ao local. Portanto, esse é um impacto que deve ser mensurado. Além disso, a interferência direta e indireta em quilombos e Terras Indígenas deve ser levada em consideração, uma vez que é possível que esses povos sejam negativamente afetados do ponto vista de sua subsistência, saúde e/ou bem-estar, a depender do quanto próximo é o projeto da comunidade. O tipo específico de interferência, entretanto, deve ser definido considerando as particularidades do projeto (ME, 2021b).

### **4.9 Conclusão**

Este trabalho teve como objetivo principal apresentar subsídios para a avaliação da viabilidade da geração hidrelétrica no Estado de Goiás. Para tal, foi realizado inicialmente o levantamento do potencial hídrico, por mesorregião e bacia hidrográfica, bem como a caracterização da infraestrutura energética e hídrica do Estado. Já foram mapeados diversos empreendimentos de energia hidrelétrica (UHEs, PCHs e CGHs), juntamente com as respectivas características técnicas e localizações, que estão em diferentes fases de desenvolvimento (ANEEL, 2024). Tal pesquisa evidencia o potencial hidrelétrico do estado que pode ser aproveitado.

Atualmente, o desenvolvimento do potencial hidrelétrico de uma bacia hidrográfica brasileira requer uma série de estudos, de modo que, diversos aspectos devem ser levados em consideração para a viabilização de uma hidrelétrica (MME, 2007). Por isso, este trabalho também realizou pesquisas sobre os principais

aspectos técnicos, socioambientais e econômicos que devem ser considerados para a avaliação de fontes de geração hidrelétricas.

Em sequência foram apresentados os estudos da EPE para a expansão de infraestrutura energética no estado. Os estudos de planejamento para a expansão da transmissão identificam, concebem e detalham os reforços necessários para o adequado suprimento de energia elétrica ao País, garantindo a confiabilidade de atendimento e a economicidade aos consumidores (EPE, 2019).

Conforme dados da EPE, o carregamento das LTs e SEs localizadas na região central do estado de Goiás, devido a seu posicionamento eletro-geográfico, é bastante influenciado pelo cenário de intercâmbio entre as regiões Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste. Particularmente o eixo de 230 kV entre as SEs Trindade-Xavantes-Pirineus-Brasília Sul, serve de caminho a esse fluxo de intercâmbio entre as regiões citadas, em ambos os sentidos de exportação (EPE, 2016). Dessa forma, em cenários críticos de carregamento, tanto no período seco como no úmido da Região Norte, contingências nesse eixo levam a sobrecargas nas linhas remanescentes. Como solução desse problema há a perspectiva de interligação de uma nova linha de transmissão de 500 kV ao sistema elétrico regional interligando a SE Trindade a uma nova SE denominada Silvânia. Tal reforço poderá absorver demandas provenientes de novos empreendimentos na região. O custo total dos investimentos é de cerca de R\$ 360 milhões (EPE, 2016).

Já a região atendida pela SE 500/138 kV Luziânia tem sido procurada por projetos fotovoltaicos buscando conexões para escoamento da energia, resultando em solicitações de Informação de Acesso na Rede Básica. Para solucionar as sobrecargas, foram elaboradas duas alternativas de expansão de rede, envolvendo reforços na Rede Básica e/ou na Rede de Distribuição. Após a avaliação técnico-econômica constatou-se que a alternativa de mínimo custo global, contemplando investimentos e perdas elétricas, envolve reforços adicionais na transformação de fronteira SE Luziânia com a instalação de um terceiro banco de autotransformadores monofásicos 500/138 kV (3 x 75 MVA),

com custos da ordem de R\$ 71,8 milhões, e a construção de um novo circuito 138 kV interligando as subestações de Brasília Sul e Pacembu, previsto para o ano de 2033, com custos da ordem de R\$ 33 milhões. Por fim, cabe destacar que todas as obras recomendadas estão associadas à efetiva concretização dos projetos e potenciais de geração e envolvem custos totais da ordem de R\$ 104,8 milhões de reais (EPE, 2022).

Tal análise mostrou a complexidade dos estudos realizados para a interligação de fontes de geração à rede básica, e de forma complementar foi realizada a comparação da expansão de sistemas de transmissão e distribuição em Goiás. Vale destacar que a distribuidora Equatorial Goiás vem realizando investimentos no setor visando a melhoria contínua e a expansão da infraestrutura energética, crucial para o desenvolvimento econômico e industrial, especialmente em um estado estratégico como Goiás.

Por fim, foi descrita a metodologia do “Guia Geral de Análise Socioeconômica de Custo-Benefício para Projetos de Investimento de Infraestrutura, publicado pelo Ministério da Economia” (ME, 2021a) e “Custos e Benefícios das Fontes de Geração Elétrica” (INSTITUTO-ESCOLHAS/PSR, 2018). A estimativa do custo dos empreendimentos se divide entre o CAPEX, investimento necessário para implantação do projeto, e o OPEX, que engloba todos os custos operacionais, incluindo os custos de O&M, encargos e custos com combustível. Vale destacar que os custos de CAPEX e O&M de usinas hidrelétricas não são parametrizáveis, uma vez que dependem diretamente de variáveis específicas, como a área de alagamento, população afetada, fauna e flora da região e fatores que afetam o custo de obras civis, como o relevo, acesso geográfico e outros (ME, 2021a).

Desse modo, dadas as características individuais de cada empreendimento hidrelétrico, os custos de implantação e operação variam tanto em relação ao montante dispendido, quanto à composição dos custos, tendo em vista que os fatores individuais ligados a localização e região da usina influenciam o seu investimento inicial (ME, 2021b).

## Referências

- ANA. Agência Nacional de Águas. **Conjuntura dos recursos hídricos: Informe 2016**, Brasília-DF, 2016.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Banco de Informações de Geração (BIG)**, Brasília-DF, 2024.
- CASTILHO, D. As redes de energia elétrica em Goiás e os padrões espaciais de produção, transmissão e distribuição. **II Simpósio Internacional de Eletrificação e Modernização Social, Universidade Federal de Goiás (UFG)**, Goiânia - GO, 2012.
- CBH-BOIS. Comitê da Bacia Hidrográfica do Rio Bois, 2024. Disponível em: <<https://cbhbois.meioambiente.go.gov.br/>>. Acesso em: 30 set. 2024.
- CBH-CVSM. Comitê da Bacia Hidrográfica dos Rios Corumbá, Veríssimo e Porção Goiana do Rio São Marcos, 2024. Disponível em: <<https://cbhcvsm.meioambiente.go.gov.br/>>. Acesso em: 30 set. 2024.
- CBH-RIO-MEIA-PONTE. Comitê da Bacia Hidrográfica do Meia Ponte, 2024. Disponível em: <<https://cbhmeiaponte.meioambiente.go.gov.br/>>. Acesso em: 30 set. 2024.
- CBH-RIO-PARANAÍBA. Comitê da Bacia Hidrográfica do Rio Paranaíba, 2024. Disponível em: <<https://www.cbhparanaiba.org.br/a-bacia/regioes-hidrograficas>>. Acesso em: 30 set. 2024.
- CODEVASF. Companhia de Desenvolvimento dos Vales do São Francisco e do Parnaíba. **Caderno de Caracterização: Estado de Goiás.**, Brasília-DF, 2021.
- COINFRA. Conselho Temático de Infraestrutura. **Relatório de Infraestrutura: Energia Elétrica 2024.**, v. 7, n. 8, 2024.
- DOMINGUEZ, A. H. et al. Multistage security-constrained HVAC/HVDC transmission expansion planning with a reduced search space. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 32, n. 6, p. 4805–4817, 2017.
- ENGIE. Usinas hidrelétricas, 2024. Disponível em: <<https://www.engie.com.br/usinas/usina-hidreletrica-cana-brava/>>. Acesso em: 25 out. 2024.
- EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Aumento da Capacidade da Interligação entre as Regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro Oeste para Escoamento de Excedentes de Energia das Regiões Norte e Nordeste: Bipolos A e B**, EPE-DEE-RE-020/2016-rev0 de 29 de fevereiro de 2016, 2016.
- \_\_\_\_\_. **Estudos Para a Expansão da Transmissão: Atendimento à Região Central do Estado de Goiás**, EPE-DEE-RE-027/2019-rev1 de 09 de julho de 2019, 2019.
- \_\_\_\_\_. **Diretoria de Estudos de Energia. Parâmetros de Custos – Geração e Transmissão**, Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2030, 2021.
- \_\_\_\_\_. **Nota Técnica: Avaliação do desempenho da SE Luziânia frente à conexão de novos projetos de geração**, EPE-DEE-RE-080/2022-rev0 de 14 de julho de 2022, 2022.
- \_\_\_\_\_. **Estudo de expansão das interligações regionais – Parte II: Expansão da capacidade de exportação da região Norte/Nordeste**, EPE-DEE-RE-018/2022-rev3 de 27 de janeiro de 2023, 2023.
- EQUATORIAL-ENERGIA. Geração, 2024. Disponível em: <<https://www.furnas.com.br/>>. Acesso em: 23 out. 2024.

---

EQUATORIAL-ENERGIA. Quem Somos, 2024. Disponível em:  
<<https://ri.equatorialenergia.com.br/a-companhia/quem-somos/>>. Acesso em: 11 nov. 2024.

FIOREZE, A. P. Caracterização morfológica da bacia hidrográfica do Ribeirão Santa Bárbara. **Pesquisa Agropecuária Tropical**, v. 40, n. 2, p. 167–173, 2010.

GAIN, A. K.; GIUPPONI, C.; WADA, Y. Measuring global water security towards sustainable development goals. **Environmental Research Letters**, v. 11, n. 12, p. 124015, 2016.

IBGE. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. **Sinopse do censo demográfico 2022**, 2022.

IEA. Technology Roadmap : Hydropower. International Energy Agency. Acesso em 30 out. 2024, 2024. Disponível em: <<https://www.iea.org/publications/freepublications/>>. Acesso em: 30 set. 2024.

INSTITUTO-ESCOLHAS/PSR. Custos e Benefícios Das Fontes De Geração Elétrica. **Caderno Principal**, 2018.

IPEA. Instituto de Pesquisa Aplicada. Catálogo de Parâmetros para análise custo-benefício de projetos de infraestrutura, 2021. Disponível em: <<https://www.gov.br/economia/pt-br/acesso-a-informacao/participacao-social/consultas-publicas/2021/catalogo-de-parametros-fatores-de-conversao-setoriais-e-preco-sombra-da-mao-de-obra>>. Acesso em: 29 dez. 2024.

LIMA, J.; FERREIRA, R.; CHRISTOFIDIS, D. O uso da irrigação no Brasil. **O Estado das Águas no Brasil - 1999: Perspectivas de gestão e informação de recursos hídricos**, v. 1, p. 73–82, 1999.

ME. Ministério da Economia. **Guia Prático de Análise Custo-Benefício de Projetos de Investimento em Infraestrutura**, 2021.

\_\_\_\_\_. Manual de Análise Custo-Benefício para Investimentos em Expansão da Geração de Energia Elétrica, 2021.

MEHTA, L.; MOVIK, S. Liquid Dynamics: Challenges for Sustainability in the Water Domain. **Wiley Interdisciplinary Reviews: Water**, v. 1, p. 369–384, 2014.

MME. Ministério de Minas e Energia. **Manual de Inventário Hidrelétrico de Bacias Hidrográficas**, Rio de Janeiro-RJ, p. 684, 2007.

MME/EPE. Ministério de Minas e Energia/ Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Nacional de Energia 2030: Geração Hidrelétrica**, Brasília-DF, p. 408, 2007a.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico: A expansão da transmissão, 2024. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/energia-no-futuro/transmissao/expansao>>. Acesso em: 20 nov. 2024.

PBAPGO. Planos de Bacias dos Afluentes do Paranaíba do Estado de Goiás, 2024. Disponível em: <<http://pbapgo.meioambiente.go.gov.br/>>. Acesso em: 30 set. 2024.

PEREIRA JÚNIOR, L. C.; NICÁCIO, P. P. DA S. Demanda hídrica para irrigação por pivôs centrais no estado de Goiás. **Boletim Goiano de Geografia**, v. 34, n. 3, p. 443–463, 2015.

PEREIRA JÚNIOR, Lindolfo Caetano. O uso da água em Goiás, potencialidades, demanda para a irrigação por pivôs centrais e perspectivas. **Dissertação (Pós-graduação em Ciências Ambientais) – Universidade Federal de Goiás, Goiânia-GO**, p. 94, 2017.

POFF, N. L. River flows and water wars: emerging science for environmental decision making. **Frontiers in Ecology and the Environment**, v. 1, n. 6, p. 298–306, 2003.

---

POSSAGNOLO, L. H. F. M. Planejamento da expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica considerando restauração do fornecimento. **Tese (doutorado):Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia. Ilha Solteira**, 2019.

RODRIGUES, G. C.; PEREIRA, L. S. Assessing economic impacts of deficit irrigation as related to water productivity and water costs. **Biosystems Engineering**, v. 103, n. 4, p. 536–551, 2009.

SEINFRA. Secretaria de Estado de Infraestrutura. **Balanço Energético do Estado de Goiás - 2013**, 2013a.

TOLMASQUIM, MAURICIO TIOMNO. Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica. **EPE: Rio de Janeiro-RJ**, 2016.

VÖRÖSMARTY, C. J. Global threats to human water security and river biodiversity. **Nature**, v. 467, n. 7315, p. 555–561, 2010.

WWAP. UNITED NATIONS WORLD WATER ASSESSMENT PROGRAMME. **The United Nations World Water Development Report 2015: Water for a Sustainable World**, Paris: UNESCO, 2015.

## 5. AVALIAÇÃO DO POTENCIAL ECONÔMICO DO BIODIESEL NO ESTADO DE GOIÁS

Autor: Dr. Diogo Appel Colvero

### 5.1 Introdução

Os períodos de elevação dos preços dos combustíveis fósseis, aliados às crises mundiais do petróleo nas décadas de 1970 e 1990, aceleraram o processo de busca por fontes alternativas de energia (RODRIGUES, 2021). Outro fator relevante é a questão ambiental, pois a queima de óleo diesel fóssil é uma elevada fonte de poluição atmosférica (RIAYATSYAH et al., 2022). Diante da necessidade de se buscar soluções de energia sustentáveis e que visassem à redução da emissão dos gases de efeito estufa (GEE), pesquisadores direcionaram as atenções, por exemplo, para a produção do biodiesel, que advém das mais diversas matérias-primas (ALJAAFARI et al., 2022). Este biocombustível é biodegradável e economicamente viável, o que o torna uma excelente alternativa aos combustíveis fósseis e aos seus impactos ambientais negativos (MALABADI et al., 2023).

(PANDIT et al., 2023) destacam que a escolha da matéria-prima adequada para a produção de biodiesel é um fator relevante, pois sempre deve-se levar em consideração as características particulares de cada país. Isso ocorre porque a matéria-prima está diretamente associada aos custos de produção final do biodiesel e pode afetar sua viabilidade econômica, o que, por sua vez, pode enfraquecer o mercado produtor. Sendo assim, o objetivo deste estudo foi avaliar o potencial econômico do biodiesel no Estado de Goiás, incluindo a previsão de preços para esse biocombustível. Além disso, o estudo contemplou uma análise da qualidade do biodiesel.

### 5.2 Aspectos legais, horizonte temporal e definição dos cenários avaliados

Para realizar uma análise econométrica do biodiesel em Goiás, foi necessário, primeiramente, compreender o que a legislação esta-

belece para este biocombustível. De acordo com a Lei n.º 14.993/2024 (BRASIL, 2024), a partir de março de 2025, deve haver uma cota obrigatória de 15% de biodiesel adicionado ao diesel fóssil. Em 2030, esse percentual deverá aumentar para 20% de biodiesel no petrodiesel. Ademais, este documento legal define um novo teto de adição de 25% desse biocombustível ao diesel para o futuro.

Outro elemento importante para as projeções econométricas é o horizonte temporal, ou seja, o período do projeto. Sendo assim, para este estudo, considerando a taxa de crescimento médio anual prevista pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e estendendo essa taxa por mais 10 anos, alcançou-se uma projeção da demanda total de óleo diesel para um período de 20 anos. Esse horizonte temporal é indicado pelo Ministério do Meio Ambiente (MMA, 2012) como adequado para projeções de cenários futuros.

Além disso, foi preciso definir cenários, pois isso permite que sejam organizadas as projeções de situações alternativas futuras com diferentes perspectivas, além de possibilitar a análise dos resultados em cada caso (REICHERT, 2013).

Para o cálculo dessas projeções, foram considerados três cenários, que estão relacionados às cotas obrigatórias de biodiesel ao diesel, descritos a seguir:

**Cenário 1:** Projeção da produção de biodiesel B15, com 15% de adição de biodiesel ao diesel, que entrará em vigor em 2025, conforme estabelecido por (CNPE, 2023);

**Cenário 2:** Projeção de uma nova cota mínima de 20% de biodiesel (B20) ao óleo diesel, com vigência a partir de 2030, de acordo com (BRASIL, 2024);

**Cenário 3:** Análise da cota máxima de 25% de biodiesel (B25) ao diesel, também prevista por (BRASIL, 2024), com implementação futura.

### 5.3 Estimativa da Demanda de Biodiesel para o Estado de Goiás

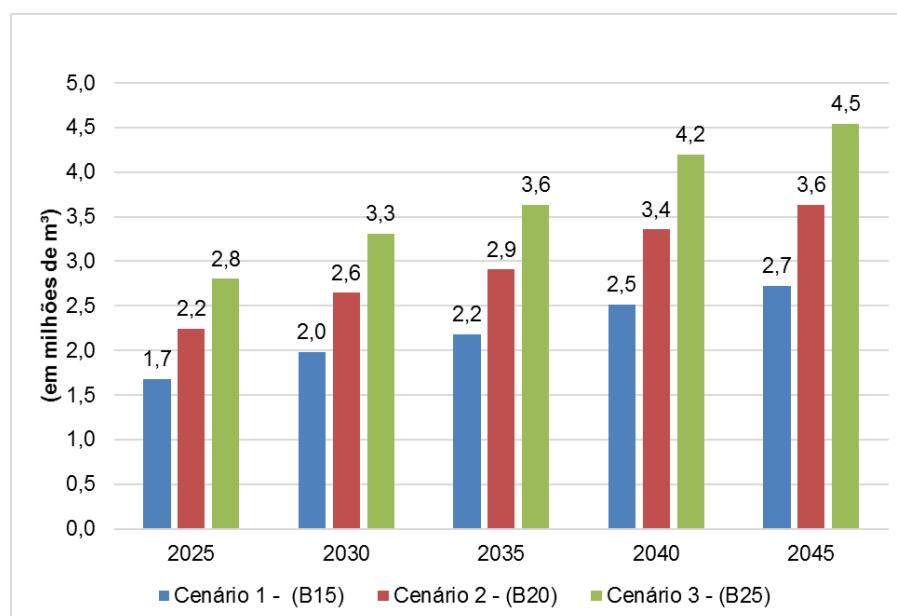
A projeção da demanda de biodiesel para o Estado de Goiás foi calculada com base na participação percentual do Estado na produção nacional. De acordo com a série histórica disponibilizada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis do Brasil (ANP, 2024a), entre 2014 e 2023, essa participação variou de 13,6% (em 2020) a 18,8% (em 2014). Em 2023, o percentual registrado foi de 15,7%. A média estadual no período foi de 16,0%, com variações anuais de até +2,8% (2014) e -2,4% (2020), refletindo oscilações em relação à média nacional. Estudos da (EPE, 2022) corroboram essa média de 16%, indicando estabilidade na participação de Goiás na produção brasileira de biodiesel.

Outro dado relevante para a projeção é o

Plano Decenal de Expansão de Energia 2032, elaborado pela (EPE, 2022). Esse plano prevê um incremento de 1% na participação percentual de Goiás a cada década, a partir de 2030. Considera-se que o Estado manterá uma participação média de 16% até 2030, com projeções de crescimento até 2045. Sendo assim, definido o horizonte temporal, os três cenários e a participação média de 16% de produção de biodiesel no panorama nacional, foi possível calcular as estimativas das projeções de biodiesel para o Estado de Goiás, de 2025 a 2045.

Os dados projetados indicam que a produção de biodiesel em Goiás deverá passar dos atuais 1,18 milhões de m<sup>3</sup> (2023) para volumes entre 2,7 milhões de m<sup>3</sup>/ano (Cenário 1 - B15) e 4,5 milhões de m<sup>3</sup>/ano (Cenário 3 - B25) em 2045. Esses valores são detalhados na Figura 24, que apresenta projeções anuais de 2025 a 2045, para os três cenários avaliados.

Figura 24: Projeção da produção goiana de biodiesel, de 2025 a 2045, para três diferentes cenários.



Fonte: Elaborado pelo autor com base em EPE (2024).

Ressalta-se que a produção real de biodiesel foi estabelecida, tanto no Brasil quanto em Goiás, a partir da demanda de diesel e pelos percentuais de biodiesel que devem ser adicionados a este combustível derivado de petróleo. Considerando-se o acréscimo de 15% de bio-

diesel ao diesel, definido por (CNPE, 2023), a partir de março de 2025 o Estado de Goiás terá que produzir 1,7 milhões de m<sup>3</sup>/ano deste biocombustível (Cenário 1 – B15). Isso representa um aumento de 42,1% na produção de biodiesel goiana. As demandas estimadas de biodiesel,

para cada usina de Goiás, de 2025 a 2045, foram projetadas com base na participação atual de cada município na produção deste biocombustível no Estado. Ressalta-se que Goiás possui oito usinas produtoras de biodiesel, com uma produção anual total (em 2023) de 2,018 milhões de m<sup>3</sup>, distribuídas pelas cinco mesorregiões goianas. Os municípios e suas respectivas produções anuais são: *Porangatu (Norte Goiano)*: 0,657 milhões de m<sup>3</sup>/ano; *São Miguel do Araguaia (Nordeste Goiano)*: 0,035 milhões de m<sup>3</sup>/ano; *Anápolis (Centro Goiano)*: 0,341 milhões de m<sup>3</sup>/ano; *Formosa (Leste Goiano)*: 0,237 milhões de m<sup>3</sup>/ano; *Ipameri (Sul Goiano)*: 0,228 milhões de m<sup>3</sup>/ano; *São Simão (Sul Goiano)*: 0,228 milhões de m<sup>3</sup>/ano; *Rio Verde (Sul Goiano)*: 0,219 milhões de m<sup>3</sup>/ano; e *Palmeiras de Goiás (Sul Goiano)*: 0,073 milhões de m<sup>3</sup>/ano.

#### 5.4 Análise econômica da produção de biodiesel

Para realizar a análise econômica da produção de biodiesel, ou B100, foi necessário calcular todas as despesas de capitais (CAPEX), despesas operacionais (OPEX) e as receitas desta atividade econômica. É importante realçar que se considerou, além da expansão das plantas de biodiesel existentes, a construção de novas plantas, dado que os valores unitários de CAPEX são diferentes. Sendo que, para o CAPEX de ampliação das plantas, utilizou-se o valor unitário atualizado para 2024, enquanto o CAPEX de instalação de novas plantas, o valor unitário foi calculado pela função da Figura 25. Como tal, foram utilizados os custos unitários por m<sup>3</sup> extrapolados e atualizados para o ano de 2024, e multiplicaram-se pelos respectivos quantitativos (m<sup>3</sup>) estimados para os anos 2025-2045, para cada um dos três cenários propostos na Figura 24.

A partir desses valores calculados, foi utilizado o Método dos Fluxos de Caixa, tal como detalhado nos estudos de (COLVERO et al., 2020) e (RAMALHO; CALMON; COLVERO, 2024). Admitiu-se uma taxa média de inflação no Brasil, entre 2016 e 2023, de 5,29% (ESTATÍSTICA, 2024) e uma taxa de Imposto de Renda de 15% (COLVERO et al., 2020);

(RAMALHO; CALMON; COLVERO, 2024)). No final, obteve-se o Valor Presente Líquido (VPL), que representa o ganho ao final dos 20 anos de operação dos sistemas, depois de descontar todos os custos. Além disso, calculou-se a Taxa Interna de Retorno (TIR), uma medida da viabilidade do projeto. Assim, se a TIR for não-nula (assim como o VPL) o projeto é viável, ou seja, não tem prejuízo. Além disso, quanto mais positiva for a TIR, maior será o VPL, quer dizer, mais lucrativo será o projeto.

#### 5.5 Despesas de capitais (CAPEX) e despesas operacionais (OPEX) da produção de biodiesel no Estado de Goiás

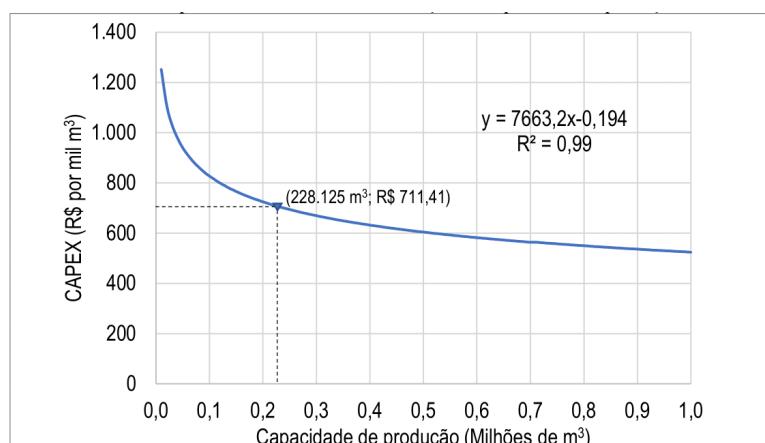
De acordo com (EPE, 2023b), o CAPEX unitário por cada mil m<sup>3</sup> de biodiesel produzido, em 2022, foi de R\$ 490,00 e R\$ 680,00. Sendo que o primeiro valor se refere a ampliações em usinas de biodiesel já existentes, enquanto que o maior valor se refere à construção de novas plantas produtoras deste biocombustível. Estes valores, atualizados e extrapolados de 12/2022 para 09/2024 (mês e ano de início dos cenários propostos), correspondem a R\$ 532,87 e R\$ 739,50 por mil m<sup>3</sup> de diesel B, ou B100. As atualizações monetárias foram realizadas a partir do site oficial do Banco Central do Brasil (BCB, 2024). No entanto, além da atualização monetária, os valores de CAPEX para novas plantas também estão atrelados ao tamanho das unidades produtoras de biodiesel. Ou seja, os valores unitários com os custos de investimento são variáveis que dependem da escala das novas instalações (TSILEMOU; PANAGIOTAKOPOULOS, 2006).

Assim, para ter uma estimativa mais fidedigna, usou-se uma função que permite estimar os custos de instalação de novas plantas em função do tamanho da usina de biodiesel. Para estimar a função de cálculo do CAPEX para plantas de produção de biodiesel em Goiás, foi necessário obter os custos de investimento para diferentes tamanhos de plantas, e com valores que fossem compatíveis com os tamanhos de plantas existentes no Estado. No estudo de (YOU et al., 2008) é possível encontrar valores de CAPEX para plantas que produzem

entre 7.256 e 90.698  $m^3$  anuais, sendo que as plantas de Goiás produzem entre 34.675  $m^3$  e 657.000  $m^3$  anuais. Usando a ferramenta Microsoft Excel se aproximou os pontos de (YOU et al., 2008) – previamente convertidos para Reais (R\$) e extrapolados para o ano 2024 – a uma função exponencial. Como esta função só atingia o valor estimado para o Brasil (R\$ 739,50 por mil  $m^3$  de biodiesel) para plantas com mais de 1,5 milhão de  $m^3$ /ano, foi necessário ajustá-la à realidade de Goiás. Assim sendo, considerou-se que o valor de R\$ 739,50 por mil  $m^3$  de biodiesel correspondia a uma planta com o tamanho da mediana das plantas de Goiás, 228.125  $m^3$ /ano. Desta forma, obteve-se a função apresentada na Figura 25. Já os valores de OPEX dividem-se em quatro partes (NOGUEIRA et al., 2016): custos de Manutenção, custos de Mão de Obra, custos

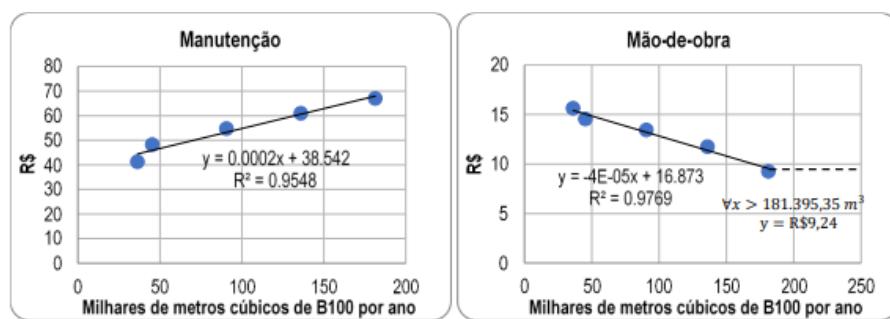
de Matéria-Prima e custos de Outros Insumos (metanol, produtos químicos diversos, utilidades e neutralização). Os valores unitários para produzir um metro cúbico de biodiesel, atualizados para 2024 (BCB, 2024), são de R\$ 616,65 para Outros Insumos e de R\$ 3.994,87 para a Matéria-Prima (NOGUEIRA et al., 2016); (BIODIESELBR, 2024). Quanto aos custos de Manutenção e de Mão de obra, os valores unitários variam de acordo com a escala de produção (Figuras 26a e 26b). Assim sendo, interpolaram-se funções polinomiais baseadas nos valores de (NOGUEIRA et al., 2016) para o cálculo dos valores unitários de Manutenção e de Mão de obra. Destaca-se ainda, que se considerou a composição do *mix* de matérias-primas de produção do biodiesel em Goiás para compor o preço do item Matéria-Prima do presente estudo.

Figura 25: Função estimativa do custo de investimento para a instalação de novas plantas de produção de biodiesel para o Estado de Goiás em função da capacidade de produção.



Fonte: Adaptado de (YOU et al., 2008).

Figura 26: 26a e 26b: Aproximação polinomial dos custos unitários de Manutenção e Mão-de-obra para as plantas de produção de biodiesel B100 para o ano de 2024.



Fonte: Adaptado de (NOGUEIRA et al., 2016).

No que diz respeito à atividade econômica de produção de biodiesel, as rendas estão focadas, sobretudo, nas vendas do próprio biodiesel. Além disso, há renda advinda do subproduto glicerina. Quando a glicerina é purificada, ela recebe o nome de glicerol, que possui um valor de mercado mais elevado. No entanto, como o processo de purificação acarreta custos adicionais que devem ser contabilizados. Neste trabalho, foi utilizado o preço da glicerina bruta, que é de R\$ 1.303,54 por m<sup>3</sup>, enquanto o preço do biodiesel é de R\$ 4.603,63 por m<sup>3</sup>, valores de mercado interno extrapolados e atualizados para 2024.

## 5.6 Produção de biodiesel goiana versus capacidade estadual instalada

Uma informação crucial para a análise econômica foi identificar o momento em que a capacidade produtiva das usinas de biodiesel de Goiás não conseguirá mais atender à demanda produtiva desse biocombustível. Situação essa sem que sejam realizadas ampliações das plantas de biodiesel já existentes ou a construção de novas plantas de produção. Para isso, foi necessário cruzar as informações da estimativa de produção de biodiesel em função da demanda futura pelo biocombustível (Figura 24) com os dados sobre a atual capacidade instalada do Estado. Estas informações permitiram determinar em que ano a cadeia de produção irá se saturar.

Para esta avaliação, consideraram-se os três cenários de adição obrigatória estabelecidos no presente estudo: Cenário 1, Cenário 2 e Cená-

rio 3. Para o Cenário 1, com adição de 15% de biodiesel ao petrodiesel, o sistema produtor goiano requererá uma expansão em, no máximo, seis anos. Isso significa que a capacidade total atual de biodiesel será atingida no primeiro semestre de 2031.

Ressalta-se ainda que, de acordo com a (ANP, 2024b), as empresas produtoras de biodiesel de Rio Verde e de Palmeiras de Goiás, ambas na mesorregião Sul Goiano, solicitaram a ampliação de suas capacidades de produção de 0,219 milhões m<sup>3</sup>/ano e 0,073 milhões m<sup>3</sup>/ano para 0,237 milhões m<sup>3</sup>/ano e 0,219 milhões m<sup>3</sup>/ano, respectivamente. Estas ampliações, se ocorrerem, aumentarão em 0,164 milhões m<sup>3</sup>/ano a capacidade estadual de produção de biodiesel. Acrescendo este valor à atual capacidade instalada, o Estado passaria a ter 2,184 milhões de m<sup>3</sup>/ano, o que permitiria adiar a saturação do sistema produtor para o ano de 2035, no cenário B15.

Já para o Cenário 2, com 20% de adição obrigatória do diesel ao petrodiesel, se a implementação deste cenário ocorresse a partir de 2025, a previsão de saturação da cadeia produtora ocorreria já no início de 2025. Ou seja, a capacidade instalada seria de 2,02 milhões de m<sup>3</sup>/ano, enquanto que a demanda partiria de 2,24 milhões de m<sup>3</sup>/ano.

Aumentando a cota de adição obrigatória para 25%, Cenário 3, a lacuna entre a demanda e a capacidade instalada se amplia ainda mais. A demanda de produção para esse cenário seria de 2,80 milhões de m<sup>3</sup>/ano, enquanto que, mesmo com a ampliação da capacidade, a produção instalada seria de apenas 2,18 milhões

de m<sup>3</sup>/ano. Isso resultaria em uma deficiência de capacidade de 0,62 milhões de m<sup>3</sup>/ano (ou 1.699 m<sup>3</sup>/dia), o que corresponde a quase toda a capacidade atual instalada da usina de biodiesel de Porangatu, que é de 1.800 m<sup>3</sup>/dia.

Esse cenário destaca a necessidade urgente de planejamento para a ampliação da capacidade instalada de biodiesel no Estado. A adição de 25% de biodiesel ao diesel fóssil, conforme regulamentado pela Lei Federal nº 14.993/2024 (BRASIL, 2024), projeta um crescimento de demanda de biodiesel de 380% até 2045, quando comparado com os dados de 2023. Com esse aumento de demanda, torna-se crucial o desenvolvimento de estudos e projetos que visem à ampliação da infraestrutura produtiva de Goiás.

## 5.7 Estimativas da demanda de biodiesel para cada unidade produtora do Estado de Goiás

Conhecendo a demanda para cada município produtor de biodiesel de Goiás e a capacidade atual instalada, foi possível determinar o quantitativo de biodiesel que faltará para atender à demanda do Estado, assim como o ano em que a capacidade será esgotada. Os detalhes dessas informações estão apresentados na Tabela 17, e estão destacadas em diferentes cores. As situações vão desde a capacidade atual instalada, que atende a demanda futura de biodiesel, até diferentes situações em que se faz necessário expandir ou instalar nova(s)

usina(s) de biodiesel. As células na cor branca representam os anos em que o município tem capacidade suficiente para a demanda de biodiesel; as células na cor vermelha representam uma oferta insuficiente que pode ser solucionada com uma expansão da usina ou a instalação de uma usina de pequeno porte (até 80.000 t/ano ou 72,56 mil m<sup>3</sup>/ano); as células na cor amarela representam uma oferta insuficiente que pode ser solucionada com a instalação de uma usina de médio porte (entre 80 mil e 200 mil t/ano, ou seja, entre 72,56 mil m<sup>3</sup>/ano e 181,40 mil m<sup>3</sup>/ano); as células na cor verde representam uma oferta insuficiente que pode ser solucionada com a instalação de uma usina de grande porte (que produza mais de 200 mil t/ano ou 181,40 mil m<sup>3</sup>/ano). Os dados da Tabela 17 se fazem necessários para calcular os custos de investimento da expansão das plantas de produção de biodiesel, cujos custos unitários são R\$ 532,87 e R\$ 739,50 por mil m<sup>3</sup> de diesel B, ou B100 (valores extrapolados para 2024). Para tal, foi multiplicado o valor máximo da capacidade em falta (valor mínimo negativo da diferença entre a demanda e a capacidade) pelo custo de investimento unitário para a expansão. Desta forma, admitiu-se que as usinas existentes serão expandidas durante o horizonte temporal de operação (2025-2045). Destaca-se ainda que, só foi possível calcular o diferencial entre a demanda futura e a capacidade atual de cada unidade produtora de biodiesel de Goiás após terem sido calculadas as demandas futuras de biodiesel para o Estado.

Tabela 17: Diferencial entre a demanda futura estimada e a capacidade atual por usina/município, em milhares de metros cúbicos, para os Cenários 1, 2 e 3 (B15, B20, B25, respectivamente) em cada ano de operação.

Município:	Porangatu	São Miguel do Araguaia	Anápolis	Formosa	Ipameri	São Simão	Rio Verde	Palmeiras de Goiás
Capacidade de produção futura (milhares de m <sup>3</sup> )	657,00	34,68	340,55	237,25	228,13	228,13	219,00	73,00
CENÁRIO 1 (B15)								
Milhares de m <sup>3</sup>								
<b>2025</b>	277,28	33,23	96,79	48,65	-26,04	-46,12	-48,62	0,36
<b>2026</b>	268,91	33,20	91,42	44,49	-31,64	-52,17	-54,53	-1,24
<b>2027</b>	260,54	33,17	86,04	40,34	-37,25	-58,21	-60,43	-2,84
<b>2028</b>	252,17	33,13	80,67	36,18	-42,85	-64,26	-66,33	-4,44
<b>2029</b>	243,79	33,10	75,29	32,02	-48,45	-70,31	-72,23	-6,05
<b>2030</b>	209,07	32,97	53,01	14,77	-71,69	-95,38	-96,70	-12,69
<b>2031</b>	200,18	32,94	47,30	10,36	-77,65	-101,81	-102,97	-14,39
<b>2032</b>	191,28	32,90	41,59	5,94	-83,60	-108,23	-109,24	-16,09
<b>2033</b>	182,38	32,87	35,87	1,52	-89,56	-114,66	-115,51	-17,79
<b>2034</b>	173,49	32,83	30,16	-2,90	-95,51	-121,08	-121,78	-19,49
<b>2035</b>	164,59	32,80	24,45	-7,32	-101,47	-127,51	-128,05	-21,20
<b>2036</b>	155,70	32,77	18,74	-11,74	-107,42	-133,93	-134,32	-22,90
<b>2037</b>	146,80	32,73	13,03	-16,15	-113,37	-140,36	-140,59	-24,60
<b>2038</b>	137,91	32,70	7,32	-20,57	-119,33	-146,78	-146,86	-26,30
<b>2039</b>	129,01	32,67	1,61	-24,99	-125,28	-153,21	-153,13	-28,00
<b>2040</b>	88,53	32,51	-24,37	-45,10	-152,38	-182,44	-181,66	-35,75
<b>2041</b>	79,11	32,48	-30,42	-49,77	-158,68	-189,24	-188,29	-37,55
<b>2042</b>	69,70	32,44	-36,46	-54,45	-164,99	-196,05	-194,93	-39,35
<b>2043</b>	60,28	32,40	-42,51	-59,13	-171,29	-202,85	-201,57	-41,15
<b>2044</b>	50,86	32,37	-48,56	-63,81	-177,59	-209,65	-208,21	-42,95
<b>2045</b>	41,44	32,33	-54,60	-68,49	-183,90	-216,46	-214,85	-44,76
<b>Ano para a expansão da capacidade</b>	-	-	2039	2033	2025	2024	2024	2025
CENÁRIO 2 (B20)								
Milhares de m <sup>3</sup>								
<b>2025</b>	150,71	32,75	15,54	-14,21	-110,76	-137,53	-137,83	-23,85
<b>2026</b>	139,55	32,71	8,38	-19,76	-118,23	-145,60	-145,70	-25,99
<b>2027</b>	128,38	32,66	1,21	-25,30	-125,70	-153,66	-153,57	-28,12
<b>2028</b>	117,22	32,62	-5,96	-30,85	-133,17	-161,72	-161,44	-30,26
<b>2029</b>	106,06	32,58	-13,12	-36,39	-140,65	-169,79	-169,30	-32,39
<b>2030</b>	59,76	32,40	-42,84	-59,39	-171,63	-203,22	-201,93	-41,25
<b>2031</b>	47,90	32,36	-50,45	-65,28	-179,57	-211,79	-210,29	-43,52
<b>2032</b>	36,04	32,31	-58,07	-71,17	-187,51	-220,35	-218,65	-45,79
<b>2033</b>	24,18	32,27	-65,68	-77,06	-195,45	-228,92	-227,01	-48,06
<b>2034</b>	12,32	32,22	-73,30	-82,95	-203,39	-237,49	-235,37	-50,33
<b>2035</b>	0,46	32,18	-80,91	-88,84	-211,33	-246,05	-243,73	-52,60
<b>2036</b>	-11,40	32,13	-88,52	-94,73	-219,27	-254,62	-252,09	-54,86
<b>2037</b>	-23,26	32,09	-96,14	-100,62	-227,21	-263,19	-260,45	-57,13
<b>2038</b>	-35,13	32,04	-103,75	-106,51	-235,15	-271,75	-268,81	-59,40
<b>2039</b>	-46,99	32,00	-111,37	-112,41	-243,09	-280,32	-277,17	-61,67
<b>2040</b>	-100,96	31,79	-146,01	-139,21	-279,21	-319,30	-315,21	-72,00
<b>2041</b>	-113,51	31,74	-154,07	-145,45	-287,62	-328,37	-324,06	-74,40
<b>2042</b>	-126,07	31,69	-162,13	-151,69	-296,02	-337,44	-332,91	-76,80
<b>2043</b>	-138,63	31,65	-170,20	-157,92	-304,43	-346,51	-341,76	-79,20
<b>2044</b>	-151,19	31,60	-178,26	-164,16	-312,83	-355,58	-350,61	-81,61

Fonte: Elaborado pelo autor.

Município:	Porangatu	São Miguel do Araguaia	Anápolis	Formosa	Ipameri	São Simão	Rio Verde	Palmeiras de Goiás
Capacidade de produção futura (milhares de m <sup>3</sup> )	657,00	34,68	340,55	237,25	228,13	228,13	219,00	73,00
<b>2045</b>	<b>-163,75</b>	<b>31,55</b>	<b>-186,32</b>	<b>-170,40</b>	<b>-321,24</b>	<b>-364,65</b>	<b>-359,46</b>	<b>-84,01</b>
<b>Ano para a expansão da capacidade</b>	<b>2035</b>	<b>-</b>	<b>2027</b>	<b>2024</b>	<b>2024</b>	<b>2024</b>	<b>2024</b>	<b>2024</b>
<b>CENÁRIO 3 (B25)</b>								
Milhares de m <sup>3</sup>								
<b>2025</b>	24,14	32,27	<b>-65,71</b>	<b>-77,08</b>	<b>-195,48</b>	<b>-228,95</b>	<b>-227,04</b>	<b>-48,06</b>
<b>2026</b>	10,18	32,21	<b>-74,67</b>	<b>-84,01</b>	<b>-204,82</b>	<b>-239,03</b>	<b>-236,88</b>	<b>-50,73</b>
<b>2027</b>	<b>-3,77</b>	32,16	<b>-83,62</b>	<b>-90,94</b>	<b>-214,16</b>	<b>-249,11</b>	<b>-246,71</b>	<b>-53,40</b>
<b>2028</b>	<b>-17,72</b>	32,11	<b>-92,58</b>	<b>-97,87</b>	<b>-223,50</b>	<b>-259,18</b>	<b>-256,55</b>	<b>-56,07</b>
<b>2029</b>	<b>-31,68</b>	32,05	<b>-101,54</b>	<b>-104,80</b>	<b>-232,84</b>	<b>-269,26</b>	<b>-266,38</b>	<b>-58,74</b>
<b>2030</b>	<b>-89,55</b>	31,83	<b>-138,69</b>	<b>-133,54</b>	<b>-271,57</b>	<b>-311,06</b>	<b>-307,17</b>	<b>-69,81</b>
<b>2031</b>	<b>-104,37</b>	31,78	<b>-148,20</b>	<b>-140,91</b>	<b>-281,50</b>	<b>-321,77</b>	<b>-317,62</b>	<b>-72,65</b>
<b>2032</b>	<b>-119,20</b>	31,72	<b>-157,72</b>	<b>-148,27</b>	<b>-291,42</b>	<b>-332,47</b>	<b>-328,07</b>	<b>-75,49</b>
<b>2033</b>	<b>-134,03</b>	31,66	<b>-167,24</b>	<b>-155,64</b>	<b>-301,34</b>	<b>-343,18</b>	<b>-338,51</b>	<b>-78,32</b>
<b>2034</b>	<b>-148,85</b>	31,61	<b>-176,76</b>	<b>-163,00</b>	<b>-311,27</b>	<b>-353,89</b>	<b>-348,96</b>	<b>-81,16</b>
<b>2035</b>	<b>-163,68</b>	31,55	<b>-186,27</b>	<b>-170,36</b>	<b>-321,19</b>	<b>-364,60</b>	<b>-359,41</b>	<b>-83,99</b>
<b>2036</b>	<b>-178,50</b>	31,50	<b>-195,79</b>	<b>-177,73</b>	<b>-331,12</b>	<b>-375,31</b>	<b>-369,86</b>	<b>-86,83</b>
<b>2037</b>	<b>-193,33</b>	31,44	<b>-205,31</b>	<b>-185,09</b>	<b>-341,04</b>	<b>-386,01</b>	<b>-380,31</b>	<b>-89,67</b>
<b>2038</b>	<b>-208,16</b>	31,38	<b>-214,83</b>	<b>-192,46</b>	<b>-350,96</b>	<b>-396,72</b>	<b>-390,76</b>	<b>-92,50</b>
<b>2039</b>	<b>-222,98</b>	31,33	<b>-224,34</b>	<b>-199,82</b>	<b>-360,89</b>	<b>-407,43</b>	<b>-401,21</b>	<b>-95,34</b>
<b>2040</b>	<b>-290,44</b>	31,07	<b>-267,65</b>	<b>-233,33</b>	<b>-406,04</b>	<b>-456,15</b>	<b>-448,76</b>	<b>-108,24</b>
<b>2041</b>	<b>-306,14</b>	31,01	<b>-277,73</b>	<b>-241,12</b>	<b>-416,55</b>	<b>-467,49</b>	<b>-459,82</b>	<b>-111,25</b>
<b>2042</b>	<b>-321,84</b>	30,95	<b>-287,80</b>	<b>-248,92</b>	<b>-427,06</b>	<b>-478,83</b>	<b>-470,89</b>	<b>-114,25</b>
<b>2043</b>	<b>-337,54</b>	30,89	<b>-297,88</b>	<b>-256,72</b>	<b>-437,57</b>	<b>-490,17</b>	<b>-481,95</b>	<b>-117,25</b>
<b>2044</b>	<b>-353,24</b>	30,83	<b>-307,96</b>	<b>-264,51</b>	<b>-448,07</b>	<b>-501,51</b>	<b>-493,02</b>	<b>-120,26</b>
<b>2045</b>	<b>-368,94</b>	30,77	<b>-318,04</b>	<b>-272,31</b>	<b>-458,58</b>	<b>-512,84</b>	<b>-504,08</b>	<b>-123,26</b>
<b>Ano para a expansão da capacidade</b>	<b>2026</b>	<b>-</b>	<b>2024</b>	<b>2024</b>	<b>2024</b>	<b>2024</b>	<b>2024</b>	<b>2024</b>

Fonte: Elaborado pelo autor.

Nota: 1) As células na cor branca correspondem aos anos em que o município tem capacidade suficiente para atender à demanda de biodiesel. As células na cor vermelha indicam uma oferta insuficiente que pode ser solucionada por meio da expansão da usina existente ou pela instalação de uma usina de pequeno porte, com capacidade de até 80.000 t/ano (72,56 mil m<sup>3</sup>/ano). Já as células na cor amarela representam uma oferta insuficiente que pode ser resolvida com a instalação de uma usina de médio porte, com capacidade entre 80 mil e 200 mil t/ano (de 72,56 mil m<sup>3</sup>/ano a 181,40 mil m<sup>3</sup>/ano). Por fim, as células na cor verde indicam uma oferta insuficiente que demanda a instalação de uma usina de grande porte, com capacidade superior a 200 mil t/ano (181,40 mil m<sup>3</sup>/ano).

## 5.8 Análise econômica da produção de biodiesel para o Estado de Goiás

Neste tópico, são apresentadas as estimativas das análises econômicas dos valores de CAPEX e OPEX, bem como dos rendimentos vinculados à produção de biodiesel no Estado de Goiás. Para os valores de CAPEX, inicialmente, foram estimados os valores para os Cenários 1, 2 e 3, considerando a ampliação das usinas já existentes no estado, sem incluir a construção de novas unidades. Essa decisão foi tomada porque a construção de novas usi-

nas tornaria o custo unitário por m<sup>3</sup> mais elevado. Com base na atualização monetária para 2024, realizada no site oficial do Banco Central do Brasil (BCB, 2024), o CAPEX para ampliação é de R\$ 532,87 por mil m<sup>3</sup> de biodiesel (EPE, 2023a).

Os valores de OPEX, por sua vez, apresentam valores superiores aos custos de implementação de plantas, independentemente do cenário analisado. Entre os custos operacionais, os de Manutenção e de Mão de obra representam, respectivamente, apenas 1,75% - 3,32% (conforme o cenário e ano) e 0,2%, do valor to-

tal dos custos com a operação das plantas. O principal componente de custo são as matérias-primas, que correspondem de 84% a 85% dos custos operacionais totais, alinhando-se aos estudos de (ATABANI et al., 2012), (SALAHEDDEEN et al., 2021) e (EPE, 2022), que apontam que os custos com matéria-prima representam de 75% a 80% dos custos de produção de biodiesel.

Quanto às receitas, o biodiesel e a glicerina bruta são os principais produtos, sendo que o biodiesel representa 78% e a glicerina 22% das receitas totais. As receitas superam os custos operacionais em aproximadamente 25% em todos os cenários, destacando-se o baixo custo de investimento, que corresponde a apenas 10% dos custos operacionais. Em termos de desempenho econômico, todos os cenários avaliados apresentam um rápido retorno do investimento, com a TIR superior a 200%. O Cenário 1, contudo, se destaca, apresentando uma TIR de 415%, devido ao menor investimento necessário, equivalente a cerca de metade e um terço do requerido nos Cenários 2 e 3, respectivamente (Tabela 18). Além disso, as estimativas indicam que a capacidade instalada no Cenário 1 será suficiente, no primeiro ano, para atender cinco dos oito municípios com usinas de biodiesel. Nos municípios de Porangatu e São Miguel do Araguaia, não será necessário qualquer investimento até 2045. Ressalta-se que a produção é maior no Cenário 3 e o lucro também é superior, mesmo com o valor unitário mais baixo. Por essa razão, o VPL é maior nos cenários com maior produção de biodiesel.

No CAPEX 1, foram consideradas ampliações das plantas de biodiesel com diferenciais entre a demanda e a capacidade atual instalada inferiores a 72,56 mil m<sup>3</sup>/ano, valor definido por (NOGUEIRA et al., 2016) como o limite para plantas de pequeno porte. As demandas superiores a este valor correspondem à construção de novas usinas. Para o CAPEX 2, foram estimadas ampliações das plantas com diferenciais inferiores a 181,40 mil m<sup>3</sup>/ano, limite estabelecido para plantas de grande porte segundo, (NOGUEIRA et al., 2016). Demandas superiores a 181,40 mil m<sup>3</sup>/ano exigem a construção de novas instalações.

Resumidamente, no CAPEX 1 estimou-se a construção de plantas de médio porte (entre 72,56 mil m<sup>3</sup>/ano e 181,40 mil m<sup>3</sup>/ano) ou de grande porte (acima de 181,40 mil m<sup>3</sup>/ano). Já no CAPEX 2, foi estimada apenas a construção de plantas de grande porte. Os valores de OPEX e das receitas permaneceram inalterados.

Destaca-se que, nos três cenários avaliados, os maiores investimentos deverão ocorrer nas usinas de São Simão, Rio Verde e Ipameri. Isso se deve ao fato de essas unidades utilizarem os maiores percentuais de suas capacidades instaladas, sendo as primeiras a atingirem 100% da capacidade. Nessas usinas, são produzidos o 2º, o 3º e o 4º maiores percentuais de biodiesel do estado de Goiás (16,3% em São Simão, 15,9% em Rio Verde e 15,1% em Ipameri). Como o valor unitário para a ampliação de usinas de biodiesel é de R\$ 532,87 por mil m<sup>3</sup> processado, multiplicou-se esse valor pelo diferencial máximo entre a demanda futura de biodiesel e a capacidade instalada atual de produção (Tabela 19).

No contexto de expansão *versus* construção de novas instalações, no que tange o CAPEX, os custos são sempre menores na expansão do que na construção de novas plantas. Consequentemente, a TIR e o VPL são maiores na expansão do que nas novas implantações. Observa-se ainda que o aumento no percentual de biodiesel exige maiores investimentos em novas plantas. Estas implantações, sendo mais onerosas, resultam em um CAPEX mais elevado nos cenários com maior produção de biodiesel. Consequentemente, a TIR é menor nesses cenários devido ao maior investimento necessário para retorno. Ainda assim, considerando os pressupostos desta análise, os valores de TIR permanecem superiores a 170% no cenário menos vantajoso (Cenário 3), que inclui a construção de novas plantas de médio e grande porte e a expansão de plantas existentes até o limite de pequeno porte (Tabela 20). Ressalta-se que, embora a TIR seja menor no Cenário 3 em relação ao Cenário 1, o VPL é maior no Cenário 3, pois o retorno monetário é mais elevado.

Tabela 18: Resultados da análise econômica da expansão das usinas de produção de biodiesel existentes no estado de Goiás, extrapolados para o ano de referência de 2024.

	CENÁRIO 1		CENÁRIO 2		CENÁRIO 3	
	Valor unitário (R\$/mil m <sup>3</sup> )	Valor total em 2024 (Milhões de R\$)	Valor unitário (R\$/mil m <sup>3</sup> )	Valor total em 2024 (Milhões de R\$)	Valor unitário (R\$/mil m <sup>3</sup> )	Valor total em 2024 (Milhões de R\$)
<b>CAPEX</b>	<b>532,87</b>	<b>417,26</b>	<b>532,87</b>	<b>895,96</b>	<b>532,87</b>	<b>1.379,51</b>
	Valor unitário (R\$/m <sup>3</sup> )	Valor total em 2025 e em 2045	Valor unitário (R\$/m <sup>3</sup> )	Valor total em 2025 e em 2045	Valor unitário (R\$/m <sup>3</sup> )	Valor total em 2025 e em 2045
<b>OPEX</b>	4.703,26	7.911,73 12.899,87	4.717,84	10.581,68 17.285,77	4.732,42	13.267,98 21.714,69
Materia-prima	<b>3.994,87</b>	6.720,10 10.894,01	<b>3.994,87</b>	8.960,13 14.525,35	<b>3.994,87</b>	11.200,16 18.156,68
Manutenção	82,41 109,66	138,63 255,03	97,03 133,36	217,63 484,90	111,65 157,07	313,04 713,86
Mão de obra	9,45 9,37	18,90 25,56	9,41 9,30	21,11 33,83	9,37 9,25	26,26 42,04
Insumos	<b>616,53</b>	1.037,11 1.681,27	<b>616,53</b>	1.382,81 2.241,69	<b>616,53</b>	1.728,52 2.802,11
<b>RENDA</b>	5.907,17	9.936,94 16.108,86	5.907,17	13.249,25 21.478,48	5.907,17	16.561,57 26.848,11
Biodiesel	<b>4.603,63</b>	7.744,14 12.554,10	<b>4.603,63</b>	10.325,52 16.738,80	<b>4.603,63</b>	12.906,90 20.923,50
Glicerina pura	<b>1.303,54</b>	2.192,80 3.554,76	<b>1.303,54</b>	2.923,73 4.739,69	<b>1.303,54</b>	3.654,66 5.925,61
Resultado operacional bruto	1.203,92	2.132,26 9.446,16	1.189,34	2.808,59 12.369,02	1.174,76	3.467,70 15.142,96
Valor Presente Líquido (Milhões de R\$)		43.898,94		57.242,82		70.098,76
Taxa Interna de Retorno		415%		255%		205%

Nota: os valores em negrito foram citados anteriormente, enquanto que os restantes foram calculados.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 19: Valores dos custos de investimentos necessários para suprir o diferencial entre a demanda estimada e a capacidade atual instalada, em cada usina/município, em milhares de metros cúbicos, para os Cenários 1, 2 e 3 (B15, B20, B25, respectivamente).

Município	CENÁRIO 1 (B15)		CENÁRIO 2 (B20)		CENÁRIO 3 (B25)	
	Diferencial máximo entre a demanda e a capacidade (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Valor do custo de investimento (Milhões de R\$)	Diferencial máximo entre a demanda e a capacidade (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Valor do custo de investimento (Milhões de R\$)	Diferencial máximo entre a demanda e a capacidade (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Valor do custo de investimento (Milhões de R\$)
<b>Porangatu</b>	-	-	163,75	87,26	368,94	196,60
<b>São Miguel do Araguaia</b>	-	-	31,55	16,81	30,77	16,40
<b>Anápolis</b>	54,60	29,10	186,32	99,28	318,04	169,47
<b>Formosa</b>	68,49	36,49	170,40	90,80	272,31	145,11
<b>Ipameri</b>	183,90	97,99	321,24	171,18	458,58	244,36
<b>São Simão</b>	216,46	115,34	364,65	194,31	512,84	273,28
<b>Rio Verde</b>	214,85	114,49	359,46	191,55	504,08	268,61
<b>Palmeiras de Goiás</b>	44,76	23,85	84,01	44,77	123,26	65,68
<b>CAPEX TOTAL</b>		<b>417,26</b>		<b>895,96</b>		<b>1.379,51</b>

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 20: Resultados da análise econômica da construção de novas usinas de produção de biodiesel para o Estado de Goiás, extrapolados para o ano de referência de 2024.

	CENÁRIO 1		CENÁRIO 2		CENÁRIO 3	
	Valor unitário (R\$/mil m <sup>3</sup> )	Valor total em 2024 (Milhões de R\$)	Valor unitário (R\$/mil m <sup>3</sup> )	Valor total em 2024 (Milhões de R\$)	Valor unitário (R\$/mil m <sup>3</sup> )	Valor total em 2024 (Milhões de R\$)
<b>CAPEX 1 (novas plantas &gt;72,56 mil m<sup>3</sup>/ano)</b>		528,71	-	1.145,71	-	1.630,82
<b>Porangatu</b>		-	746,21	1.221,91	2.351,65	235,17
<b>S. Miguel do Araguaia</b>		-	*532,87	168,13	163,97	163,97
<b>Anápolis</b>	*532,87	29,10	727,75	135,59	208,64	208,64
<b>Formosa</b>	*532,87	36,49	740,47	126,17	184,11	184,11
<b>Ipameri</b>	729,59	134,17	654,76	210,34	280,23	280,23
<b>São Simão</b>	706,88	153,01	638,86	232,96	306,66	306,66
<b>Rio Verde</b>	707,91	152,09	640,64	230,29	302,43	302,43
<b>Palmeiras de Goiás</b>	*532,87	23,85	849,36	71,35	97,19	97,19
Valor Presente Líquido (CAPEX 1 - Milhões de R\$)		43.793,09		57.005,60		73.553,04
Taxa Interna de Retorno (CAPEX 1)		328%		200%		174%
<b>CAPEX 2 (novas plantas &gt;181,40 mil m<sup>3</sup>/ano)</b>		528,71		1.048,81		1.599,32
<b>Porangatu</b>		-	*532,87	87,26	637,41	235,17
<b>S. Miguel do Araguaia</b>		-	*532,87	16,81	*532,87	16,40
<b>Anápolis</b>	*532,87	29,10	727,75	135,59	656,04	208,64
<b>Formosa</b>	*532,87	36,49	*532,87	90,80	676,09	184,11
<b>Ipameri</b>	729,59	134,17	654,76	210,34	611,08	280,23
<b>São Simão</b>	706,88	153,01	638,86	232,96	597,96	306,66
<b>Rio Verde</b>	707,91	152,09	640,64	230,29	599,96	302,43
<b>Palmeiras de Goiás</b>	*532,87	23,85	*532,87	44,77	*532,87	65,68
Valor Presente Líquido (CAPEX 2 - Milhões de R\$)		43.793,09		57.097,64		73.584,55
Taxa Interna de Retorno (CAPEX 2)		328%		218%		177%

Fonte: Elaborado pelo autor.

## 5.9 Análise de sensibilidade da análise econômica do biodiesel

A fim de garantir uma avaliação robusta que considere os diferentes fatores que podem influenciar nos custos de um processo de produção de biodiesel, realizou-se uma análise dos dados mais sensíveis. O parâmetro deste estudo que apresentou a maior sensibilidade foi o valor de compra das matérias-primas, que variam conforme as demandas de mercado. Dessa forma, determinou-se o ponto de equilíbrio (*break-even point*), ou seja, o valor máximo para a matéria-prima (um dos OPEX)

que anula totalmente o VPL e a TIR.

Os resultados da análise de sensibilidade (Tabela 21) indicam que os valores obtidos para os custos com matéria-prima, os valores totais de OPEX e os resultados operacionais (diferença entre as receitas e as despesas de operação) são muito similares quando se compararam os cenários de expansão e de construção de novas plantas de biodiesel. Esta situação é coerente, pois os maiores impactos ocorrem sobre os custos de investimento, e não tanto sobre os custos de operação máximos, que variaram apenas alguns reais (R\$) dentro do mesmo cenário.

Tabela 21: Resultados da análise de sensibilidade referente à matéria-prima para a produção de biodiesel para o estado de Goiás, de 2025 a 2045.

	CENÁRIO 1		CENÁRIO 2		CENÁRIO 3	
	Valor unitário (R\$/m <sup>3</sup> )	Valor total em 2025 e em 2045 (10 <sup>6</sup> R\$)	Valor unitário (R\$/m <sup>3</sup> )	Valor total em 2025 e em 2045 (10 <sup>6</sup> R\$)	Valor unitário (R\$/m <sup>3</sup> )	Valor total em 2025 e em 2045 (10 <sup>6</sup> R\$)
<b>Expansão</b>						
OPEX total	5.881,89	9.894,40 16.113,99	5.870,51	13.167,02 21.476,88	5.861,65	16.433,94 26.847,07
Matéria-prima ( <i>break-even point</i> )	5.173,50	8.702,76 14.108,13	5.147,54	11.545,46 18.716,45	5.124,10	14.366,13 23.289,06
Resultado operacional bruto	25,29	44,79 15,12	36,57	86,59 4,75	45,52	134,37 3,07
<b>Expansão e implantação de plantas com produção &gt; 72,56 mil m<sup>3</sup> por ano</b>						
OPEX total	5.879,04	9.889,62 16.106,24	5.865,73	13.156,30 21.459,51	5.857,81	16.423,16 26.829,59
Matéria-prima ( <i>break-even point</i> )	5.170,66	8.697,98 14.100,38	5.142,76	11.534,75 18.699,09	5.120,26	14.355,35 23.271,58
Resultado operacional bruto)	28,13	49,82 7,75	41,44	97,87 55,98	49,37	145,72 54,62
<b>Expansão e implantação de plantas com produção &gt; 181,40 mil m<sup>3</sup> por ano</b>						
OPEX total	5.879,04	9.889,62 16.106,24	5.867,58	13.160,46 21.466,25	5.858,29	16.424,51 26.831,78
Matéria-prima ( <i>break-even point</i> )	5.170,66	8.697,98 14.100,38	5.144,62	11.538,91 18.705,82	5.120,74	14.356,70 23.273,77
Resultado operacional bruto	28,13	49,82 7,75	39,59	93,49 36,10	48,88	144,30 48,16

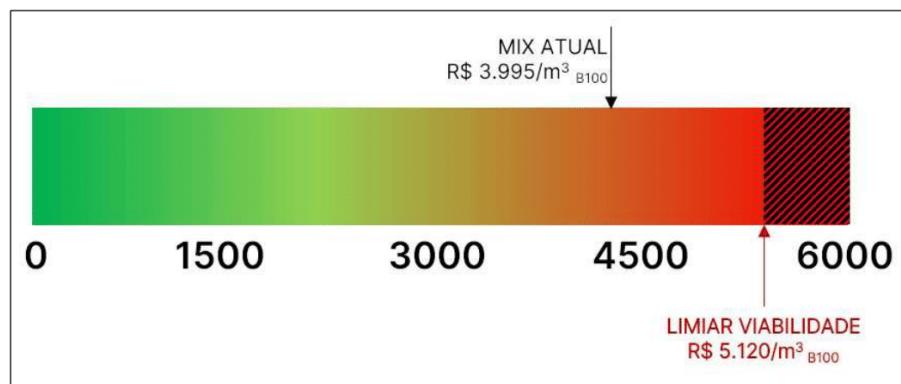
Fonte: Elaborado pelo autor.

Onde existe um diferencial maior (da ordem dos R\$ 50,00), é porque há um aumento do percentual de biodiesel a ser incluído, o que torna o aumento da matéria-prima mais sensível. Isso significa que a margem máxima de aumento do preço da matéria-prima, a partir da qual deixa de ser viável produzir biodiesel, é menor. Sendo assim, a não viabilidade de produzir biodiesel ocorrerá caso o custo atual do *mix* de matéria-prima aumente mais de 28%, o que é um cenário possível (Figura 27). Caso isso aconteça, a solução seria aumentar a participação de matérias-primas com custos menores. Um exemplo é o óleo de fritura usado, que não só tem um baixo valor de mercado, devido a ser uma matéria-prima não comestível

(de segunda geração), como ainda é uma opção mais sustentável, já que não compete com a indústria alimentar (FARID et al., 2020).

No entanto, é importante relembrar que os óleos de fritura usados precisam ser submetidos a um pré-tratamento e a uma coleta específica, o que gera um custo adicional. Para o presente estudo, considerou-se um valor de R\$ 957,14 (ROSSI et al., 2018) para os custos desses óleos residuais e R\$ 492,36 (LIU et al., 2021) para o tratamento necessário para que esse resíduo seja processado para virar biodiesel (ambos os valores atualizados para o ano de 2024). Isso significa que o pré-tratamento representa 34% dos custos de produção do óleo de fritura usado.

Figura 27: Custos atuais das matérias-primas utilizadas para a produção de biodiesel em Goiás e o limiar dos custos da matéria-prima para garantir a viabilidade econômica na fabricação de biodiesel.



Fonte: Elaborado pelo autor.

## 5.10 Qualidade do biodiesel

A análise da qualidade do biodiesel visa a identificação de contaminantes e de efeitos adversos que algumas características específicas deste biocombustível podem gerar sob os motores que empregam a mistura do diesel B (diesel A + biodiesel). Esses contaminantes e efeitos incompatíveis acarretam na redução da vida útil e do intervalo nas manutenções necessárias ao bom funcionamento dos motores.

As fontes de contaminação do biodiesel podem ser a matéria-prima utilizada, o ciclo de produção ou o processo de armazenamento e a estocagem deste biocombustível. Os principais contaminantes são a presença de água, a saponificação, os resíduos de catalisadores, o fósforo, o enxofre, o cálcio e o magnésio (LÔBO; FERREIRA; CRUZ, 2009).

Os efeitos adversos podem ser provenientes, principalmente, da interação do biodiesel com fatores externos, como as variações de temperatura, que podem provocar a solidificação do biodiesel, levando ao entupimento dos motores

e seu consequente não funcionamento, o que é uma condição altamente indesejada. Desta forma, a criação de normas e parâmetros, com valores limites estabelecidos e objetivos, permite o controle da produção nacional e a respectiva garantia ao consumidor final de que o uso do produto comercializado não acarretará em prejuízos futuros.

Para avaliar a qualidade do biodiesel e comparar com os padrões vigentes, existem normativas para a testagem do biodiesel. Com isso, é possível garantir que os valores da testagem foram obtidos segundo um procedimento padrão, o que possibilita que sejam feitas comparações fidedignas. A (Tabela 22) apresenta as principais normas dos Estados Unidos da América e da Europa, que estabelecem os testes de qualidade do biodiesel que devem ser realizados para avaliar as seguintes propriedades físico-químicas do biodiesel: densidade, poder calorífico, índice de cetano, viscosidade cinemática, índice de acidez, ponto de inflamação e teor de enxofre.

Tabela 22: Normas que regem os testes feitos para determinar as propriedades físico-químicas do biodiesel.

Propriedade	Normas Estadunidenses	Normas Europeias
Densidade	ASTM D941 <sup>*1</sup>	EN ISO 12185 <sup>*2</sup>
Poder calorífico	ASTM D240	-
Índice de cetano	ASTM D613	EN ISO 5165
Viscosidade cinemática, 40°C	ASTM D445	EN ISO 3104, ISO 3105
Índice de acidez	ASTM D664	EN 14104
Ponto de inflamação	ASTM D93	EN ISO 3679
Teor de Enxofre	ASTM D5453	EN ISO 20846, EN ISO 20884

Fonte: Adaptado de (MOSER, 2011), <sup>\*1</sup> = (ALPTEKIN; CANAKCI, 2008), <sup>\*2</sup> = (ULBERTH-BUCHGRABER et al., 2015).

### 5.10.1 Padrões de qualidade do diesel A versus biodiesel (B100)

Apesar do biodiesel ser um combustível que tem menores impactos ambientais do que o diesel A, que é produzido a partir do petróleo, é necessário que sejam obedecidos padrões para que a qualidade do produto seja assegurada (SINGH et al., 2020). Desta forma, consegue-se a substituição (de forma parcial ou total) com uma compatibilidade assegurada, sem colocar em risco o correto funcionamento dos motores. Mesmo assim, dado que os dois tipos de diesel (A e B) são diferentes até em nível molecular (ELGHARAWY et al., 2021), as suas propriedades diferem ao ponto de ser necessária cautela no uso em certos equipamentos. Por esta razão, a maior parte das vezes não é possível a substituição total do diesel A pelo diesel B sem algum tipo de adaptação. Por isso, é necessário fazer uma mistura, em que o diesel A continua a ser o principal constituinte e o diesel B tem uma fração minoritária, de modo a prevenir consequências negativas. No caso do diesel vendido nos Estados Unidos da América, o diesel-padrão pode conter até 5% de biodiesel (ASTM, 2022).

Destaca-se ainda que cada país estabelece suas diretrizes internas com valores limites para as características mais importantes, con-

forme estudos específicos. Entretanto, a disponibilidade de laboratórios de ponta e a presença de corpo técnico de referência são fundamentais para a definição das normas que culminam em referência internacional (LÔBO; FERREIRA; CRUZ, 2009). Este é o caso da EN 14214, do Comitê Europeu de Normalização – CEN e da ASTM D6751, da Sociedade Americana de Testes e Materiais – ASTM, que são as duas principais normas internacionais quanto aos parâmetros de qualidade do biodiesel. Ambas as normas serviram de referência para diversos países, principalmente para as economias emergentes, como é o caso do Brasil (LÔBO; FERREIRA; CRUZ, 2009).

Na (Tabela 23) são apresentadas algumas propriedades para o diesel A e biodiesel B100 estipuladas pelos padrões estadunidenses ASTM D975 (ASTM, 2022) e ASTM D-6751 (ASTM, 2023). Além disso, foi incluído também o padrão Europeu EN 14214:2019 (CEN, 2019), que é internacional, e que serviu de base ao padrão indiano IS 15607:2005 (ÍNDIA, 2016) e ao padrão australiano (AUSTRÁLIA, 2024). Por fim, mas não menos importante, existe também um padrão específico para o biodiesel no Brasil, que foi estipulado pela ANP, através da Resolução ANP nº 968, de 30 de abril de 2024 (ANP, 2024b).

Tabela 23: Resumo de algumas normas internacionais e brasileira que regulam a qualidade do diesel e do biodiesel.

	Densidade (kg/m <sup>3</sup> )	Poder Calorífico (MJ/kg)	Índice de cetano	Viscosidade cinemática @40°C (mm <sup>2</sup> /s)	Índice de acidez (mgKOH/g)	Ponto de inflamação (°C)	Teor de Enxofre (ppm)
<b>Diesel puro:</b> Padrão Estadunidense (ASTM D975) (ASTM, 2022)	1D: 810-845 2D: 820-875 @15°C			1D: 1,3-2,4 2D: 1,9-4,1	Só se aplica ao biodiesel	1D: 38 2D: 52	15 (S15) ou 500 (S500)
<b>B100:</b> Padrão Estadunidense (ASTM D6751) (ASTM, 2023)	860-900 @15°C	37,3<	47<	1,9-6,0	<0,5	93<	15 (S15) ou 500 (S500)
<b>Diesel puro:</b> Padrão Europeu (EN 590) (CEN, 2022)	820-835 @15°C	35<	46<	2,0-4,5	Só se aplica ao biodiesel	56<	10
<b>B100:</b> Padrão Europeu (EN 14214) (CEN, 2019)	860-890 @15°C	35<	51<	3,5-5,0	<0,5	120<	10
<b>B100:</b> Padrão Indiano (IS 15607) (Índia, 2016)	860-900 @15°C	Não especifica	51<	3,5-5,0	<0,5	101<	10
<b>B100:</b> Padrão Australiano (Austrália, 2024)	860-890 @15°C	Não especifica	51<	3,5-5,0	<0,5	120<	10
<b>B100:</b> Padrão Brasileiro (ANP 968) (ANP, 2024b)	850-900 @20°C	Não especifica	48<	3,5-5,0	<0,5	100<	10

Notas: 1D/2D – O diesel nos Estados Unidos da América tem duas especificações diferentes de viscosidade para climas frios (1D) e quentes (2D). O diesel vendido na Europa deve conter até 7% (v/v) de biodiesel.

Fonte: Elaborado pelo autor.

## 5.11 Conclusão

A produção de biodiesel está focada em transformar óleos e gorduras, vegetais ou animais, em um biocombustível que visa substituir parte do diesel de origem fóssil. Além deste biocombustível, o processo dá origem à glicerina, um subproduto que, dependendo do tratamento, poderá ser utilizado em diversos setores, incluindo o da alimentação.

Sendo que, o fato da legislação brasileira estabelecer uma meta de 20% de adição de biodiesel ao diesel fóssil em 2030, e apontar que este percentual poderá ser de 25% em um cenário futuro, dá fortes indicativos de que o biodiesel é um produto em ascensão na cadeia das energias renováveis no Brasil. Diante deste panorama legal, compreender os aspectos econômicos do mercado do biodiesel é fundamental para Goiás, que produz cerca de 16% de todo o biodiesel brasileiro.

De modo que, a análise econômica realizada neste estudo, focada na produção de biodiesel em Goiás, recorreu ao método de avaliação de ciclo de vida econômica ou custo de ciclo de vida. Foram considerados três cenários em que se incorpora biodiesel no diesel de origem fóssil, nos percentuais de 15%, 20% e 25%. Aliado a isso, para validação dos pressupostos adotados neste estudo e devido às variações nos dados, a avaliação econômica foi complementada com uma análise de sensibilidade.

Os resultados apontaram que o Cenário 1 teve a maior TIR, ultrapassando os 400%. Enquanto que nos Cenários 2 e 3, a TIR foi de pouco mais de 250% e 200%, respectivamente. Na prática, isso significa que o valor investido não só é retornado no final do horizonte temporal, mas também pode ser quadruplicado, a depender do cenário escolhido. Por outro lado, é mais lucrativo expandir as plantas existentes do que criar novas plantas, especialmente se es-

---

tas forem de grande porte, pelo aumento nos custos unitários de manutenção.

Destaca-se ainda que as receitas das plantas de biodiesel advêm das vendas desse biocombustível, que representam cerca de 78% do total. Os demais 22% vem das vendas da glicerina bruta, que pode ser tratada posteriormente, passando a se chamar glicerol. Já no que diz respeito aos custos de operação, a maior parte dos custos está na matéria-prima, representando até 85% de todas as despesas. Sendo que a Manutenção, Mão de Obra e Outros Insumos representam, respectivamente, apenas 1,8%, 0,2% e 13%. Por este motivo, as variações no valor unitário do parâmetro matéria-prima podem causar alterações nos resultados finais, modificando as conclusões quanto à viabilidade de um projeto. Desta forma, a análise de sensibilidade mostrou que, caso o valor unitário da matéria-prima exceda os R\$ 5.120 por m<sup>3</sup> de biodiesel produzido, a atividade econômica deixa de ser viável (ou seja, a TIR é anulada).

Quanto ao aspecto qualidade do biodiesel, a fiscalização e o acompanhamento contínuo esbarram em desafios logísticos que se dão, principalmente, pelas dimensões territoriais do

Brasil. Fator que pode ser corroborado pela letargia da ANP em colocar em prática o Programa de Monitoramento da Qualidade do Biodiesel (PMQBio). Um programa desta magnitude poderia ajudar a consolidar o biodiesel em âmbito nacional, não apenas como um importante combustível para descarbonização da matriz energética, mas permitiria ampliar a confiança do consumidor final na qualidade do produto que abastece seus veículos e equipamentos.

Um contraponto a esta letargia para a consolidação do PMQBio são os constantes aumentos das cotas de adição do biodiesel ao petrodiesel, o que obriga a ANP a apresentar uma gleba robusta de parâmetros de qualidade que devem ser obedecidos pelas plantas produtoras. Outra compensação aos desafios logísticos é a descentralização da comercialização do biodiesel, em que o modelo de leilões de venda do produto é substituído pelo livre comércio. Assim, as plantas de produção e as bases de distribuição podem negociar de forma independente o biodiesel produzido, favorecendo a qualidade do produto através do controle de vários agentes da cadeia de produção do biodiesel.

## Referências

- ALJAAFARI, A. et al. Biodiesel Emissions: a State-of-the-Art Review on Health and Environmental Impacts. **Energies**, v. 15, n. 6854, 2022. DOI: 10.3390/en15186854.
- ALPTEKIN, E.; CANAKCI, M. Determination of the density and the viscosities of biodiesel–diesel fuel blends. **Renewable Energy**, v. 33, n. 12, p. 2623–2630, 2008.
- ANP - AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis: 2024**. Rio de Janeiro/RJ: ANP, 2024.
- ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, Gás Natural e Biocombustíveis. **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis: 2024**. Rio de Janeiro, RJ: [s.n.], 2024. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.
- ASTM – AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS. D02 COMMITTEE. **ASTM D6751-20a - Specification for Biodiesel Fuel Blend Stock (B100) for Middle Distillate Fuels**. [S.l.]: ASTM International, 2023.
- \_\_\_\_\_. **ASTM D975-21 - Specification for Diesel Fuel**. [S.l.]: ASTM International, 2022.
- ATABANI, A. E. et al. A comprehensive review on biodiesel as an alternative energy resource and its characteristics. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 16, p. 2070–2093, 2012.
- AUSTRALIA. DEPARTMENT OF CLIMATE CHANGE, ENERGY, THE ENVIRONMENT AND WATER. **Fuel Quality Standards Act 2000**. [S.l.: s.n.], 2024.
- BCB - BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Correção de valores**. [S.l.: s.n.], 2024.
- BIODIESELBR. **Preços de Mercado Interno**. [S.l.: s.n.], 2024.
- BRASIL. **Lei n.º 14.993, de 08 de outubro de 2024: Dispõe sobre a promoção da mobilidade sustentável de baixo carbono e a captura e a estocagem geológica de dióxido de carbono; institui o Programa Nacional de Combustível Sustentável de Aviação (ProBioQAV), o Programa Nacional de Diesel Verde (PNDV) e o Programa Nacional de Descarbonização do Produtor e Importador de Gás Natural e de Incentivo ao Biometano**. [S.l.: s.n.], 2024.
- CEN - EUROPEAN COMMITTEE FOR STANDARDIZATION. **DIN EN 14214 - Fatty acid methyl esters (FAME) for use in diesel engines and heating applications - Requirements and test methods**. [S.l.: s.n.], 2019.
- CNPE – CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA. **Resolução n.º 8, de 19 de dezembro de 2023. Reduz o prazo para os aumentos dos teores de biodiesel, previstos pela Resolução CNPE n.º 16, de 29 de outubro de 2018, alterada pela Resolução CNPE n.º 3, de 20 de março de 2023, com base em estudos de oferta, demanda e impactos econômicos**. [S.l.: s.n.], 2023. Brasília/DF.
- COLVERO, D. A. et al. Economic analysis of a shared municipal solid waste management facility in a metropolitan region. **Waste Management**, v. 102, p. 823–837, 2020.
- ELGHARBAWY, A. et al. A review on biodiesel feedstocks and production technologies. **Journal of the Chilean Chemical Society**, v. 66, n. 1, p. 5098–5109, 2021.
- EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Estudo de expansão das interligações regionais – Parte II: Expansão da capacidade de exportação da região Norte/Nordeste**, EPE-DEE-RE-018/2022-rev3 de 27 de janeiro de 2023, 2023.

---

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Nota Técnica – Investimentos e Custos Operacionais e de Manutenção no Setor de Biocombustíveis: 2024 – 2033. [S.l.: s.n.], 2023.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2032: Oferta de Biocombustíveis. [S.l.: s.n.], 2022.

ESTATÍSTICA, IBGE – INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E. IPCA - Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (Séries históricas, Variação acumulada no ano durante o Plano Real (%), dezembro 1995 - dezembro 2023). [S.l.: s.n.], 2024. [S. l.]

FARID, M. A. A. et al. Net energy and techno-economic assessment of biodiesel production from waste cooking oil using a semi-industrial plant: A Malaysia perspective. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, v. 39, p. 100700, 2020.

INDIAN STANDARDS, ÍNDIA. BIS – Bureau of. **Bio-diesel (B 100) blend stock for diesel fuel**. [S.l.: s.n.], 2016.

LIU, Y. et al. Economic evaluation and production process simulation of biodiesel production from waste cooking oil. **Current Research in Green and Sustainable Chemistry**, v. 4, p. 100091, 2021.

LÔBO, I. P.; FERREIRA, S. L. C.; CRUZ, R. S. Biodiesel: parâmetros de qualidade e métodos analíticos. **Química Nova**, v. 32, n. 6, p. 1596–1608, 2009. DOI: 10.1590/S0100-40422009000600044.

MALABADI, B. R. et al. Biodiesel production: an updated review of evidence. **International Journal of Biological and Pharmaceutical Sciences Archive**, 2023. DOI: 10.53771/ijbpsa.2023.6.2.0104.

MEIO AMBIENTE, MMA – Ministério do. **Planos de gestão de resíduos sólidos: manual de orientação. Apoiando a implementação da política nacional de resíduos sólidos: do nacional ao local**. [S.l.: s.n.], 2012. Brasília/DF.

MOSER, B. R. **Biodiesel Production, Properties, and Feedstocks**. Edição: Dwight TOMES, Prakash LAKSHMANAN e David SONGSTAD. [S.l.]: Springer New York, 2011. P. 285–347.

NOGUEIRA, L. A. H. et al. Biodiesel program in Brazil: learning curve over ten years (2005–2015). **Biofuels, Bioproducts and Biorefining**, v. 10, n. 6, p. 728–737, 2016.

PANDIT, C. et al. Recent advances and challenges in the utilization of nanomaterials in transesterification for biodiesel production. **Heliyon**, v. 9, p. 15475, 2023. DOI: 10.1016/j.heliyon.2023.e15475.

RAMALHO, J. C. M.; CALMON, J. L.; COLVERO, D. A. Economic assessment of municipal solid waste management in midsized metropolitan areas of Brazil. **Revista AIDIS de ingeniería y ciencias ambientales: Investigación, desarrollo y práctica**, v. 17, n. 2, p. 392–424, 2024.

REICHERT, G. A. **Apoio à tomada de decisão por meio da avaliação do ciclo de vida em sistemas de gerenciamento integrado de resíduos sólidos urbanos: o caso de Porto Alegre**. 2013. Tese (Doutorado) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

RIAYATSYAH, T. M. I. et al. Current Progress of Jatropha Curcas Commoditisation as Biodiesel Feedstock: a Comprehensive Review. **Frontiers in Energy Research**, v. 9, p. 815416, 2022. DOI: 10.3389/fenrg.2021.815416.

---

RODRIGUES, A. C. C. Policy, regulation, development and future of biodiesel industry in Brazil. **Cleaner Engineering and Technology**, v. 4, p. 100197, 2021. DOI: 10.1016/j.clet.2021.100197.

ROSSI, G. Z. et al. Análise técnica da produção do biodiesel a partir do óleo de fritura residual. **The Journal of Engineering and Exact Sciences – JCEC**, v. 4, n. 01, p. 0101–0108, 2018. DOI: 10.18540/jcecv14iss1pp0101–0108.

SALAHEDDEEN, M. et al. Current state and perspectives on transesterification of triglycerides for biodiesel production. **Catalysts**, v. 11, n. 9, p. 1121, 2021. DOI: 10.3390/catal11091121.

SINGH, D. et al. A review on feedstocks, production processes, and yield for different generations of biodiesel. **Fuel**, v. 262, p. 116553, 2020.

TSILEMOU, K.; PANAGIOTAKOPOULOS, D. Approximate cost functions for solid waste treatment facilities. **Waste Management & Research**, v. 24, n. 4, p. 310–322, 2006.

ULBERTH-BUCHGRABER, M. et al. New Certified Rapeseed-Based Biodiesel Reference Material for Effective Biodiesel Testing. **Energy & Fuels**, v. 29, n. 6, p. 3732–3738, 2015.

YOU, Y.-D. et al. Economic Cost Analysis of Biodiesel Production: Case in Soybean Oil. **Energy & Fuels**, v. 22, n. 1, p. 182–189, 2008.

# 6. PESQUISA E ANÁLISE DO POTENCIAL DE PRODUÇÃO DE BIOGÁS DO ESTADO DE GOIÁS: SETORES PECUÁRIO E AGROINDÚSTRIA RURAL

Autora: Dra. Luana Alves Akamine

## 6.1 Introdução

A geração de resíduos orgânicos está diretamente atrelada a diversas cadeias produtivas no agronegócio (agricultura, pecuária, indústria de alimentos e setor de biocombustíveis) e em atividades urbanas, como o saneamento (ETE - Estações de tratamento de esgoto e RSU – Resíduos sólidos urbanos).

O tratamento adequado dos resíduos orgânicos pode transformá-los em recursos valiosos, além de evitar problemas ambientais significativos. Esse tratamento pode se dar de maneira aeróbica ou anaeróbica, em que ambas promovem a redução da carga orgânica e do potencial poluidor. Contudo, a digestão anaeróbia (DA) tem ganhado destaque devido aos seus benefícios ambientais e energéticos, uma vez que o decréscimo da carga poluidora (redução de carbono) está associado à geração de biogás (SENAI/PR; FIEP, 2016). Além do biogás a DA também gera o digestato, ambos produtos podem contribuir na redução de custos e geração de receitas (UNIDO; CIBIOGÁS; UTFPR, 2022).

O biogás é uma fonte de energia renovável e se destaca como um biocombustível promissor devido ao seu potencial para reduzir, as emissões de gases de efeito estufa e o impacto ambiental negativo, ao mesmo tempo que promove a descarbonização, a diversificação da matriz e a segurança energética (BLEY JUNIOR, 2015; FAGERSTRÖM, 2018; GUPTA, 2022). Dessa forma, o biogás desempenha um papel crucial na transição energética e coloca-se como uma ferramenta estratégica para os setores energético e ambiental, na tarefa de integrar inúmeras atividades humanas ao desenvolvimento sustentável. Logo, a um só tempo, o biogás situa-se como recurso de importância ambiental, econômica e social (SENAI/PR; FIEP, 2016).

O aproveitamento dos resíduos orgânicos e

da biomassa, com foco na produção de biocombustíveis e bioinsumos, tem recebido especial atenção no Brasil como uma oportunidade de negócio promissor. Uma vez que cada região brasileira tem à disposição diferentes quantidades e tipos de resíduos, são necessários estudos focados na viabilidade técnica e econômica, observando suas particularidades.

## 6.2 Panorama atual

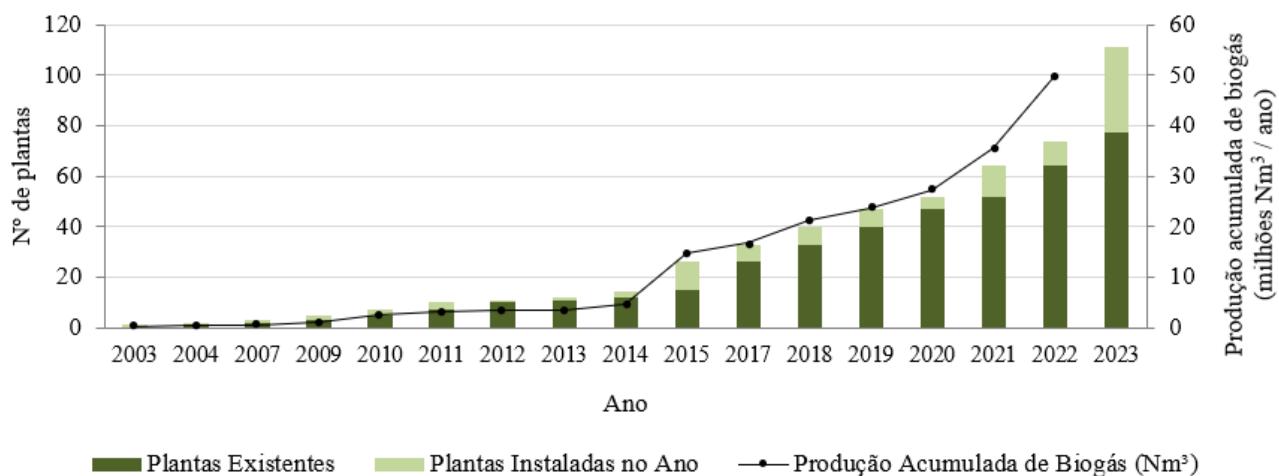
De acordo com o último Panorama do Biogás, em 2023 foram instaladas 34 novas plantas de biogás no estado de Goiás, totalizando 111 plantas e 44% de crescimento do ano de 2022 (77 plantas) para 2023 (CIBIOGÁS, 2024) (Figura 28). Esses dados indicam que 8,1% das plantas de biogás do país estão situadas em Goiás.

O volume total de biogás produzido em 2022 foi 49,66 milhões de Nm<sup>3</sup>, considerando os substratos gerados e aproveitados nos setores da agropecuária, indústria, RSU e esgoto. Esses números correspondem a 1,4% da produção de biogás nacional no mesmo ano (3,46 bi Nm<sup>3</sup> de biogás).

A Tabela 24 apresenta o número de plantas de biogás, existentes no estado de Goiás em 2022, o volume de biogás gerado ao ano, classificadas por porte (pequeno, médio e grande) e pelo tipo de uso da energia gerada (elétrica ou térmica), com base na fonte de substrato (agropecuária, indústria ou RSU/esgoto).

O setor agropecuário domina em número de plantas de pequeno porte (66 plantas) e volume total, (21.330.000 Nm<sup>3</sup>) destacando-se como o maior produtor de biogás no estado de Goiás. Nesse setor, a utilização do biogás é predominantemente para geração de energia elétrica (20,6 milhões Nm<sup>3</sup>/ano). Apenas uma planta de pequeno porte operou com foco na geração de energia térmica (730 mil Nm<sup>3</sup>/ano).

Figura 28: Evolução anual do número de plantas em operação e produção de biogás no estado de Goiás



Fonte: (CIBIOGÁS, 2023)

Tabela 24: Número de plantas no estado de Goiás com suas respectivas escalas de produção e uso do biogás de acordo com a fonte de substrato, ano referência 2022

	Agropecuária		Indústria		RSU ou Esgoto
	Elétrica	Térmica	Elétrica	Térmica	Elétrica
Nº plantas-Pequeno porte Biogás (Nm³/ano)	65 20.600.000	1 730.000	- -	- -	- -
Nº plantas-Médio porte Biogás (Nm³/ano)	4 6.020.000	- -	3 5.300.000	2 5.767.000	1 3.830.000
Nº plantas-Grande porte Biogás (Nm³/ano)	- -	- -	1 7.420.000	- -	- -
Nº plantas total Biogás (Nm³/ano)	70 27.350.000	6 18.487.000			1 3.830.000

Fonte: (CIBIOGÁS, 2023)

A produção de biogás na pecuária é amplamente baseada no aproveitamento de resíduos orgânicos, como dejetos de suínos e bovinos. O setor da indústria apresenta plantas de biogás maiores, com destaque para uma planta de grande porte que contribui significativamente para a produção total de biogás no estado. A planta de grande porte na indústria produz sozinha 7.420.000 Nm³/ano, o que demonstra a viabilidade econômica de investimentos em projetos de maior escala no estado.

Atualmente, essa planta opera com resíduos do setor sucroalcooleiro (vinhaça), gerando 22 GWh, que são exportados para o Sistema Interligado Nacional. Foram identificadas 6 plantas no total (4 elétricas e 2 térmicas), evidenciando a versatilidade do biogás nesse setor. O uso de biogás para geração térmica é particularmente estratégico para indústrias que demandam calor em seus processos produtivos, como as de alimentos e bebidas.

Indústrias em Goiás, especialmente as dos

setores de alimentos, laticínios e bebidas, geram grandes volumes de resíduos orgânicos que podem ser explorados para expansão da produção de biogás. Esse biogás pode ser submetido ao processo de upgrading para biometais viabilizando a substituição de combustíveis fósseis, contribuindo para a redução de custos e emissões.

O aproveitamento dos RSU (FORSU – Fração orgânica dos resíduos sólidos urbanos) ou esgoto para fins energéticos ainda é incipiente, mas possui potencial de expansão, especialmente com a crescente demanda por soluções mais sustentáveis e a necessidade de otimizar a gestão de resíduos nas cidades. Goiás, como um estado em crescimento populacional e econômico, gera volumes significativos de resíduos urbanos e efluentes sanitários. O aproveitamento desses resíduos para a geração de biogás pode ser uma solução estratégica para reduzir os custos com a alta demanda energética nas próprias operações nas estações de tratamento. A oportunidade está em incentivar a instalação de novas plantas de biogás em aterros sanitários e ETEs, podendo fornecer energia renovável para municípios e diminuir os impactos ambientais causados pela disposição inadequada desses resíduos.

### 6.3 Estimativa do potencial de produção de biogás do estado de Goiás

#### 6.3.1 Potencial da pecuária

Segundo o IBGE, no ano de 2023 o estado de Goiás ocupou o 2º lugar no ranking nacional de maior rebanho de vacas ordenhadas, o 6º lugar no rebanho de galináceos e o 8º lugar no rebanho de suínos (IBGE, 2023a). Com a forte presença do agronegócio em Goiás, existe um potencial significativo para ampliar o número de plantas de biogás, especialmente em médio e grande porte. Isso permitiria um aumento na geração de biogás e sua conversão em biometais, atendendo às demandas energéticas do setor agrícola e de transporte.

Neste tópico é apresentado o efetivo do rebanho, por cabeças, e respectivas estimativas de geração de dejetos, biogás e potencial energético individual de cada rebanho a partir de seus resíduos.

Deve-se atentar que dados de produção de dejetos podem sofrer alteração devido a vários fatores como, manejo individual de cada propriedade quanto aos animais e aos resíduos gerados, mudanças na genética dos animais, dieta e programas de alimentação, entre outros fatores (MAPA, 2017). No presente estudo, o objetivo foi apresentar uma estimativa aproximada, em larga escala, não considerando uma propriedade em específico.

#### 6.3.1.1 Bovinocultura de corte

A bovinocultura de corte brasileira é caracterizada principalmente pela adoção do sistema extensivo, que consiste na criação de bovinos em grandes áreas de pastagens naturais ou plantadas. Os confinamentos, caracterizados como sistemas intensivos, geralmente são implantados visando maior eficiência produtiva, em curtos períodos de tempo. As instalações podem ser estratégicas a fim de possibilitar a concentração e coleta dos resíduos, dessa forma, o aproveitamento energético dos dejetos se torna mais viável.

Dados do Censo DSM- Firmenich mostram a participação de bovinos confinados no abate nacional com representatividade máxima de 24,4% em 2021, caindo para 23,9% em 2022 e se limitando a 21,3% no ano passado (CEPEA/USP, 2024). Segundo o Censo, no ano de 2023, os três estados com maior número de bovinos confinados foram, Mato Grosso (1,42 milhões ou 19,7% do total), São Paulo (1,28 milhões ou 17,7% do total) e Goiás (1,2 milhões ou 16,6% do total).

A geração de resíduos da bovinocultura de corte, no sistema intensivo é sazonal, portanto, para os cálculos da estimativa de geração de dejetos foi considerado um período de confinamento de 100 dias/ano (Tabela 25). O quantitativo de produção de dejetos utilizado foi de 24 kg/animal/dia, baseado em estudos realizados pelo Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento (MAPA, 2017).

Na região Centro-Oeste, o estado de Goiás tem uma participação de 33,5% no abate do rebanho de bovinos confinados. Os confinamentos estão amplamente distribuídos pelo estado uma vez que a atividade é pulverizada no ter-

ritório goiano, especialmente nas mesorregiões Sul (7.917.363 cabeças), Noroeste (5.256.244 cabeças) e Centro (4.657.431 cabeças) (IBGE, 2023a) onde a pecuária de corte é mais desenvolvida.

O município de Nova Crixás, localizado na

mesorregião Noroeste, ocupou a 12º posição no ranking nacional de municípios, com o maior rebanho bovino do estado (801.699 cabeças). Ainda na mesorregião Noroeste, o município de São Miguel do Araguaia se destacou com o 2º maior rebanho goiano, com 659.772 cabeças.

Tabela 25: Estimativa de produção de biogás no setor da bovinocultura de corte, considerando o número de bovinos confinados, ano referência 2023

	Rebanho (cabeças) <sup>a</sup>	Dejeto (ton/ano) <sup>b</sup>	Biogás (m <sup>3</sup> /ano) <sup>c</sup>	PE (GWh/ano) <sup>d</sup>	Biometano (m <sup>3</sup> /ano) <sup>e</sup>	Relação GO/BR
Brasil	7.250.000	17.400.000	623.500.000	892	309.256.000	16,6
Centro-Oeste	3.403.550	8.168.520	292.705.300	419	145.181.829	35,3*
Goiás	1.200.000	2.880.000	103.200.000	148	51.187.200	-

<sup>a</sup> Censo de confinamento da DSM-Firmenich (CEPEA/USP, 2024).

<sup>b</sup> Peso médio do animal: 499 kg (CIBIOGÁS, 2019). Produção de dejetos: 1 kg/animal/h (MAPA, 2017).

Tempo de confinamento: 100 dias/ano; 24 h/dia (CNA; CEPEA/USP, 2022).

<sup>c</sup> Índice de conversão utilizado: 0,036 m<sup>3</sup>/kg de dejetos (CIBIOGÁS, 2019).

<sup>d</sup> Índice de conversão de biogás em energia de 1,43 kWh/m<sup>3</sup> (SGANZERLA, 1983). Considerou-se este índice para todos os resíduos, porém, pode haver variações de acordo com o substrato utilizado e tratamento do biogás.

<sup>e</sup> Teor de metano (CH<sub>4</sub>) presente no biogás: 62% (CIBIOGÁS, 2019).

PE: Potencial energético. GO/BR: Relação GO/BR em produção de energia. \* Relação GO/Centro-Oeste.

O ranking goiano dos 10 municípios com maiores rebanhos foi completado por: Porangatu (508.545), Caiapônia (440.000), Mineiros (387.000), Goiás (335.983), Jataí (325.000), Jussara (322.916), Crixás (315.150) e Aruanã (306.321) (IBGE, 2023a).

A expressiva concentração de bovinos nos municípios mencionados, indica um alto potencial para a produção de biogás a partir do aproveitamento dos dejetos gerados em confinamentos. O aproveitamento energético desses resíduos podem reduzir o impacto ambiental negativo da atividade.

### 6.3.1.2 Bovinocultura leiteira

O estado de Goiás é o 5º maior produtor de leite no Brasil, com 1,6 milhões de vacas ordenhadas, e responsável por 10,4% da produção nacional (IBGE, 2023a). A contribuição do potencial goiano com relação a região Centro-Oeste é de 78,1%, o que mostra a relevância da atividade da bovinocultura leiteira

no estado (Tabela 26).

Os maiores rebanhos de vacas ordenhadas estão nas mesorregiões Centro e Sul do estado de Goiás (483.901 e 697.151, respectivamente), o que sugere a consolidação da atividade da bovinocultura leiteira nessas regiões. Localizados nessas mesorregiões, os municípios de Orizona, Piracanjuba e Bela Vista de Goiás estão entre os maiores produtores de leite do estado de Goiás. No ano de 2023, esses municípios alcançaram os maiores valores de produção (310.648; 237.975 e 212.425 milhões de reais, respectivamente). Jataí possui o maior rebanho do estado (48.700 vacas ordenhadas), no entanto, esse município ocupa o 6º lugar no valor da produção de leite (163.200 milhões de reais) (IBGE, 2023a).

Parâmetros como "produção total de leite" e "valores de produção" são indicadores importantes que ajudam a identificar regiões onde há maior produtividade e, consequentemente, maior geração de efluentes e dessa forma maiores possibilidades de aproveita-

mento energético dos resíduos. Regiões com elevada produção de leite geralmente adotam melhores práticas de manejo, uso de tecnologias avançadas e rebanhos geneticamente selecionados para maior eficiência produtiva. Isso significa que nessas propriedades há não ape-

nas um maior volume de resíduos orgânicos disponíveis, mas também maior capacidade de investimento em sistemas de DA, tornando viável a adoção de soluções para tratamento e recuperação energética dos dejetos.

Tabela 26: Estimativa de produção de biogás no setor da bovinocultura leiteira, considerando o número de vacas ordenhadas, ano referência 2023

	Rebanho (cabeças) <sup>a</sup>	Dejeto (ton/ano) <sup>b</sup>	Biogás (m <sup>3</sup> /ano) <sup>c</sup>	PE (GWh/ano) <sup>d</sup>	Biometano (m <sup>3</sup> /ano) <sup>e</sup>	Relação M/GO
Brasil	15.659.302	142.891.131	743.033.880	1.062,5	326.934.907	10,4 <sup>*</sup>
Centro-Oeste	2.078.763	18.968.712	98.637.304	141,1	43.400.414	78,1 <sup>**</sup>
Goiás	1.623.920	14.818.270	77.055.004	110,2	33.904.202	-
Noroeste	159.591	1.456.268	7.572.593	10,8	3.331.941	9,8
Norte	125.120	1.141.720	5.936.944	8,5	2.612.255	7,7
Centro	483.901	4.415.597	22.961.102	32,8	10.102.885	29,8
Leste	158.157	1.443.183	7.504.550	10,7	3.302.002	9,7
Sul	697.151	6.361.503	33.079.815	47,3	14.555.119	42,9

<sup>a</sup> Pesquisa Pecuária Municipal (IBGE, 2023a).

<sup>b</sup> Peso médio do animal: 453 kg (CIBIOGÁS, 2019). Produção específica de dejetos: 25 kg/animal/dia (MAPA, 2017). Tempo de confinamento: 12 h/dia (CIBIOGÁS, 2019).

<sup>c</sup> Índice de conversão utilizado: 0,0052 m<sup>3</sup>/kg de dejeto (CIBIOGÁS, 2019).

<sup>d</sup> Índice de conversão de biogás em energia de 1,43 kWh/m<sup>3</sup> (SGANZERLA, 1983). Considerou-se este índice para todos os resíduos, porém, pode haver variações de acordo com o substrato utilizado.

<sup>e</sup> Teor de metano (CH<sub>4</sub>) presente no biogás: 55% (CIBIOGÁS, 2019)

### 6.3.1.3 Suinocultura

Na região Centro-Oeste o estado de Goiás mostrou uma representatividade de 27,8% no rebanho de suínos, no período apurado (Tabela 27). Não obstante, Goiás possui pouca representatividade na produção de suínos em um contexto nacional, com um percentual de apenas 3,6%.

A suinocultura é uma atividade pulverizada no estado e tem grande relevância econômica na mesorregião Sul. Na microrregião Sudoeste, o município de Rio Verde se destaca na produção de carne suína, sendo o 6º maior produtor no país, com aproximadamente 396,9 mil cabeças de suínos (IBGE, 2023a). Este número reflete a importância da suinocultura na economia local e no estado de Goiás, que possui um total de 1,5 milhões de suínos. O potencial energético (GWh/ano) de Rio Verde, a partir

do biogás, corresponde a 25,7% do potencial goiano.

### 6.3.1.4 Avicultura

No setor pecuário, a avicultura se destacou como a principal fonte de biogás, com um potencial de 286,6 milhões de m<sup>3</sup>/ano, 409,9 GWh/ano e 137.592.045 m<sup>3</sup>/ano de biometano (Tabela 28).

Os municípios de Itaberaí e Rio Verde estão entre os maiores produtores de aves no país, ocupam a 1<sup>a</sup> e 7<sup>a</sup> posição no ranking nacional, com 16 e 11 milhões de cabeças, respectivamente. Na produção de ovos, Inhumas e Leopoldo de Bulhões ocuparam o 8º e 10º lugar no ranking nacional de municípios, com produção de ovos de 56,4 e 55,2 milhões de dúzias, respectivamente (IBGE, 2023a).

Tabela 27: Estimativa do potencial energético dos dejetos oriundos da suinocultura ano referência 2023

	Rebanho (cabeças) <sup>a</sup>	Dejeto (ton/ano) <sup>b</sup>	Biogás (m <sup>3</sup> /ano) <sup>c</sup>	PE (GWh/ano) <sup>d</sup>	Biometano (m <sup>3</sup> /ano) <sup>e</sup>	Relação M/GO
Brasil	42.997.536	71.203.920	1.857.493.555	2.656	891.596.906	3,6*
Centro-Oeste	5.557.314	9.202.912	240.075.965	343	115.236.463	27,8**
Goiás	1.542.237	2.553.944	66.624.638	95	31.979.826	-
Noroeste	93.424	154.710	4.035.917	5,8	1.937.240	6,1
Norte	82.469	136.569	3.562.661	5,1	1.710.077	5,3
Centro	261.727	433.420	11.306.606	16,2	5.427.171	17,0
Leste	132.626	219.629	5.729.443	8,2	2.750.133	8,6
Sul	971.991	1.609.617	41.990.011	60,0	20.155.205	63,0

<sup>a</sup> Pesquisa Pecuária Municipal (IBGE, 2023a).

<sup>b</sup> Peso médio do animal: 90 kg (CIBIOGÁS, 2018). Produção de dejetos: 4,6 kg/animal/dia (MAPA, 2017).

<sup>c</sup> Índice de conversão utilizado: 0,0261 m<sup>3</sup>/kg de dejeto (CIBIOGÁS, 2018).

<sup>d</sup> Índice de conversão de biogás em energia: 1,43 kWh/m<sup>3</sup> (SGANZERLA, 1983). Considerou-se este índice para todos os resíduos, porém, pode haver variações de acordo com o substrato utilizado e tratamento do biogás.

<sup>e</sup> Teor de metano (CH<sub>4</sub>) presente no biogás: 60% (CIBIOGÁS, 2018).

PE: Potencial energético. M/GO: Relação mesorregião/GO em produção de energia. \* Relação GO/BR. \*\* Relação GO/Centro-Oeste.

Tabela 28: Estimativa do potencial energético dos dejetos oriundos da avicultura, considerando o número total de galináceos, ano referência 2023

	Rebanho (Mil cabeças) <sup>a</sup>	Dejeto (ton/ano) <sup>b</sup>	Biogás (mil m <sup>3</sup> / ano) <sup>c</sup>	PE (GWh/ano) <sup>d</sup>	Biometano (mil m <sup>3</sup> /ano) <sup>e</sup>	Relação M/GO
Brasil	1.577.570	86.371.979	4.318.598	6.175,6	2.072.927	6,6*
Centro-Oeste	190.722	10.442.076	522.103	746,6	250.609	54,9**
Goiás	104.712	5.733.002	286.650	409,9	137.592	-
Noroeste	2.836	155.299	7.764	11,1	3.727	2,7
Norte	1.278	69.992	3.499	5,0	1.679	1,2
Centro	37.756	2.067.195	103.359	147,8	49.612	36,1
Leste	7.354	402.633	20.131	28,8	9.663	7,0
Sul	55.486	3.037.883	151.894	217,2	72.909	53,0

<sup>a</sup> Pesquisa Pecuária Municipal (IBGE, 2023a).

<sup>b</sup> Peso médio do animal: 2,5 kg. Produção de dejetos: 0,15 kg/animal/dia (OLIVEIRA, 1993).

<sup>c</sup> Índice de conversão utilizado: 0,050 m<sup>3</sup>/kg de dejeto (OLIVEIRA, 1993).

<sup>d</sup> Índice de conversão de biogás em energia de 1,43 kWh/m<sup>3</sup> (SGANZERLA, 1983). Considerou-se este índice para todos os resíduos, porém, pode haver variações de acordo com o substrato utilizado e tratamento do biogás.

<sup>e</sup> Teor de metano (CH<sub>4</sub>) presente no biogás: 60%.

Em sistemas de criação de aves de corte, geralmente se utiliza a cama (casca de arroz, marralha etc.), portanto, os dejetos geralmente estão incorporados nessa biomassa, por essa razão, esses resíduos podem possuir maior potencial energético. Já na avicultura de postura, geralmente as aves são criadas em gaiolas, não havendo mistura com outros materiais orgânicos.

### 6.3.2 Potencial do setor da agroindústria rural

#### 6.3.2.1 Laticínios

O elevado consumo de água na indústria de laticínios, está relacionado à garantia de manutenção das condições sanitárias e de higiene, como a lavagem e limpeza de produtos remanescentes em linhas e máquinas e equipamentos diretamente envolvidos na produção e também, às operações dos sistemas, perdas no processo e descarte de produtos (soro, leite, leite ácido e matérias-primas auxiliares). A demanda por água nesses processos é elevada podendo variar de 3 a 6 litros de efluente por litro de leite processado, o que resulta em grandes volumes de efluentes a serem tratados, acarretando desafios significativos em termos de gestão de resíduos das indústrias de alimentos (MAGANHA, 2008).

Os efluentes provenientes da indústria de laticínios são caracterizados pela elevada carga orgânica, altos teores de nitrogênio e fósforo (em função do uso de produtos para limpeza e desinfecção), sais minerais e sólidos suspensos, tais como lactose, gordura e proteínas (MAGANHA, 2008). A presença dessa carga orgânica oferece um potencial significativo para a produção de biogás, ao mesmo tempo, o processo de DA também reduz o potencial poluidor característico desses efluentes.

Para os cálculos de estimativa de produção de biogás, a partir dos efluentes de laticínios, foi considerada a quantidade de leite adquirida e industrializada, informada na Pesquisa Trimestral do Leite (IBGE, 2023). Para fins de estimativa, o foco no leite industrializado assegura a concentração de maiores volumes de efluentes nas indústrias, e dessa forma, aumenta a aplicabilidade das tecnologias de tra-

tamento e aproveitamento energético dos resíduos.

No ranking nacional da produção de leite em 2023, o estado de Goiás ficou em 5º lugar, com um volume anual registrado de 2,2 bilhões de litros, industrializado e produção total de 2,9 bilhões de litros (Tabela 29). O estado de Goiás tem uma participação de 81% na produção de leite na região Centro-Oeste e 9% na produção nacional.

A produção de leite está mais concentrada nas mesorregiões Sul e Centro do estado, com participação de 46 e 33% na produção total goiana, respectivamente. Os municípios de Ori zona, Piracanjuba, Bela Vista de Goiás, Rio Verde, Silvânia e Jataí estão entre os maiores produtores de leite do estado de Goiás.

É importante considerar que além dos efluentes gerados no processamento do leite (ex. pasteurização), são gerados também efluentes na fabricação de produtos derivados lácteos (ex.: creme de leite, manteiga, leite em pó, iogurtes etc.). Para a obtenção dos produtos derivados são gerados volumes maiores de efluentes, que por sua vez possuem maior carga orgânica e, portanto, maior potencial poluidor.

#### 6.3.2.2 Abatedouros e Frigoríficos

Padrões de higiene das autoridades sanitárias em áreas críticas dos abatedouros resultam no uso de grande quantidade de água (1 a 3 m<sup>3</sup>/animal abatido). Os principais usos de água são para: consumo animal e lavagem dos animais; lavagem dos caminhões; lavagem de carcaças, vísceras e intestinos; movimentação de subprodutos e resíduos; limpeza e esterilização de utensílios e equipamentos; limpeza de pisos, paredes, equipamentos e bancadas; geração de vapor e resfriamento de compressores (PACHECO; YAMANAKA, 2006).

Estes efluentes caracterizam-se principalmente por: alta carga orgânica, devido à presença de sangue, gordura, esterco, conteúdo estomacal não-digerido e conteúdo intestinal; alto conteúdo de gordura; flutuações de pH em função do uso de agentes de limpeza ácidos e básicos; altos conteúdos de nitrogênio, fósforo e sal; flutuações de temperatura (uso de água quente e fria) (PACHECO; YAMANAKA, 2006).

Tabela 29: Estimativa de produção de biogás a partir dos efluentes de laticínios considerando a quantidade de leite cru, resfriado ou não, industrializado, ano referência 2023

	Rebanho (cabeças) <sup>a</sup>	Dejeto (ton/ano) <sup>b</sup>	Biogás (m <sup>3</sup> /ano) <sup>c</sup>	PE (GWh/ano) <sup>d</sup>	Biometano (m <sup>3</sup> /ano) <sup>e</sup>	Relação GO/BR
Brasil	24.552.340	73.657.020	1.340.557.764	1.917,0	630.062.149	9,0
Centro-Oeste	2.724.267	8.172.801	148.744.978	212,7	69.910.140	81,0*
Goiás	2.207.815	6.623.445	120.546.699	172,4	56.656.949	-

<sup>a</sup> Pesquisa Trimestral do Leite (IBGE, 2023)

<sup>b</sup> Volume de efluente: 3,0 litros/ kg de leite processado (MAGANHA, 2008). <sup>c</sup> Índice de conversão utilizado: 18,20 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> (biogás/soro de leite) (MULLER, 2024). <sup>b</sup> Volume de efluente: 3,0 litros/kg de leite processado (MAGANHA, 2008).

<sup>c</sup> Índice de conversão utilizado: 18,20 m<sup>3</sup> de biogás/m<sup>3</sup> de soro de leite (MULLER, 2024).

<sup>d</sup> Índice de conversão de biogás em energia: 1,43 kWh/m<sup>3</sup> (SGANZERLA, 1983).

<sup>e</sup> Teor de metano (CH<sub>4</sub>) presente no biogás: 47%.

PE: Potencial energético. GO/BR: Relação GO/BR em produção de energia. \* Relação GO/Centro-Oeste.

Tabela 30: Estimativa de produção de biogás a partir dos efluentes oriundos do abate de bovinos, suíños e aves, ano referência 2023

	Rebanho (cabeças) <sup>a</sup>	Dejeto (ton/ano) <sup>b</sup>	Biogás (m <sup>3</sup> /ano) <sup>c</sup>	PE (GWh/ano) <sup>d</sup>	Biometano (m <sup>3</sup> /ano) <sup>e</sup>	Relação GO/BR
<b>Bovinos</b>						
Brasil	34.101.806	74.000.919	112.333.395	160,6	56.166.698	10,4
Centro-Oeste	12.800.550	27.777.194	42.165.780	60,3	21.082.890	27,7*
Goiás	3.539.760	7.681.279	11.660.182	16,7	5.830.091	-
<b>Suíños</b>						
Brasil	57.172.947	68.607.536	58.865.266	84,2	29.432.633	3,4
Centro-Oeste	7.495.339	8.994.407	7.717.201	11,0	3.858.601	26,1*
Goiás	1.957.843	2.349.412	2.015.795	2,9	1.007.898	-
<b>Aves</b>						
Brasil	6.282.785.930	94.241.789	216.190.664	309,2	108.095.332	7,8
Centro-Oeste	856.984.889	12.854.773	29.488.850	42,2	14.744.425	57,1*
Goiás	489.343.092	7.340.146	16.838.296	24,1	8.419.148	-

<sup>a</sup> Pesquisa Trimestral do Abate de Animais (IBGE, 2023b)

<sup>b</sup> Volume de efluente: 2,17 m<sup>3</sup>/bovino; 1,2 m<sup>3</sup>/suíno; 0,015 m<sup>3</sup>/ave. Teor de sólidos totais (ST) do efluente: bovino, 0,0023 ton/m<sup>3</sup>; suíno, 0,0013 ton/m<sup>3</sup>; ave, 0,0031 ton/m<sup>3</sup> (ABILOGÁS, 2020).

<sup>c</sup> Índice de conversão utilizado: para bovino e suíno, 660 Nm<sup>3</sup> de biogás/ton de ST; para ave, 740 Nm<sup>3</sup> de biogás/ton de ST (ABILOGÁS, 2020).

<sup>d</sup> Índice de conversão de biogás em energia: 1,43 kWh/m<sup>3</sup> (SGANZERLA, 1983). Considerou-se este índice para todos os resíduos, porém, pode haver variações de acordo com o substrato utilizado e tratamento do biogás.

<sup>e</sup> Teor de metano (CH<sub>4</sub>) presente no biogás: 50%.

PE: Potencial energético. GO/BR: Relação GO/BR em produção de energia. \* Relação GO/Centro-Oeste.

A carga orgânica presente nesses resíduos possui alto potencial para a produção de biogás, que pode ser aproveitado para geração de eletricidade, calor ou biometano, reduzindo custos com a demanda energética do processo industrial.

No abate de bovinos, o estado ocupa a 2<sup>a</sup> posição no ranking nacional, com 10,4% da produção, atrás apenas do Mato Grosso, que detém 17,4%. Em relação ao abate de suínos e aves, Goiás ocupa o 8<sup>a</sup> e 5<sup>a</sup> posição no ranking nacional (IBGE, 2023b).

Na região Centro-Oeste, Goiás mostrou uma representatividade de 27,7%, 26,1% e 57,1% no potencial de produção de biogás a partir dos efluentes do abate de bovinos, suínos e aves, respectivamente.

Goiás possui pouca representatividade na produção de suínos em um contexto nacional, com um percentual de 3,4%. Como visto anteriormente, a suinocultura industrial no estado de Goiás está concentrada na mesorregião Sul Goiano, onde a atividade é bem desenvolvida.

A produção de embutidos e processados também contribui significativamente para a geração de resíduos, além dos efluentes gerados no abate. O processamento de carnes envolve etapas como moagem, mistura com condimentos, embutimento e cozimento, gerando resíduos orgânicos e águas residuais ricas em matéria orgânica. Consequentemente, a indústria de embutidos e processados representa uma fonte adicional de efluentes, reforçando a importância de estratégias de manejo e tratamento adequadas para minimizar impactos ambientais e potencializar a geração de biogás.

#### 6.4 Tecnologias de biogás

O ponto central de um sistema seja ele com o objetivo de tratar dos resíduos, de geração de biogás ou ambos, é o modelo do biodigestor utilizado. À vista disso, os projetos devem ser adaptados ao tipo de substrato, condições climáticas, nível de investimento e a diferentes realidades econômicas, com diferentes propósitos e níveis tecnológicos (AMARAL; STEINMETZ; KUNZ, 2022; UNIDO; CIBIOGÁS, 2019).

O Biodigestor modelo Lagoa Coberta

(BLC) tem sido a principal tecnologia adotada para tratamento de efluentes da bovinocultura de corte e de leite (UNIDO; CIBIOGÁS, 2019). No entanto, biodigestores CSTR (*Continuously stirred tank reactor* ou Biodigestor de mistura contínua) podem favorecer um maior aproveitamento do potencial energético dos dejetos, uma vez que esse biodigestor possui um nível tecnológico maior se comparado ao BLC, não havendo a necessidade da separação de sólidos no efluente gerado.

Em busca do melhor desempenho dos biodigestores BLC, os projetos de biogás têm contado com estruturas e equipamentos periféricos como, separador de sólidos, tanques de sedimentação e agitadores, a fim de aumentar a eficiência das plantas.

Devido aos sistemas adotados e às características físico-químicas dos dejetos das aves (teor de matéria seca, umidade etc.), o modelo de biodigestor mais apropriado para a recuperação energética desses resíduos é o CSTR.

Os efluentes gerados no processamento do leite e seus derivados podem ser co-digeridos com outros resíduos nos biodigestores. A possibilidade de unir esses efluentes com outros resíduos pode promover benefícios ao sistema de DA como, maior estabilidade de eficiência na produção de biogás. Granjas produtoras de leite que possuem mini-indústrias de produtos lácteos, são exemplos de sistemas que possuem resíduos diferentes (dejetos dos animais e efluente da agroindústria rural) podendo tratá-los de forma conjunta em biodigestores BLC ou CSTR, dependendo da escala de produção.

#### 6.5 Modelos de negócios de biogás na agropecuária

##### 6.5.1 Viabilidade técnica e econômica de projetos de biogás com foco na geração de energia elétrica

A viabilidade técnica e econômica de projetos de biogás depende de uma análise integrada da quantidade de resíduo disponível, do potencial energético desses resíduos e da demanda energética das propriedades rurais e agroindústrias.

Este tópico apresenta dados técnicos e econômicos baseados em empreendimentos

agropecuários com potencial para investimento em negócios de biogás. Os exemplos abaixo ilustram configurações teóricas que consideram as características dos projetos de biogás na pecuária, no cenário nacional, destacando oportunidades de viabilidade técnica e econômica. É importante considerar que a viabilidade real de cada projeto depende de fatores específicos, como o arranjo tecnológico, eficiência dos processos, localização, gestão do negócio e outras particularidades inerentes a cada caso.

Na Tabela 31 são apresentados alguns estudos de viabilidade econômica de projetos de

biogás no setor agropecuário. No estudo realizado pelo Instituto 17, foram definidos os seguintes critérios: (1) porte suficiente para uma análise de geração de energia elétrica ou biometano; (2) produção de resíduos em quantidade suficiente para serem atendidos pelos principais fornecedores de equipamentos e serviços de biodigestão; (3) informações suficientes sobre necessidade de equipamento e potencial de geração de biogás; (4) dados concretos e atuais sobre geração de biogás, assim como, dimensionamento satisfatório para a replicação do modelo.

Tabela 31: Estudos de viabilidade econômica de projetos de biogás no setor agropecuário

	Instituto 17 (2022)	Instituto 17 (2022)	Instituto 17 (2022)	(BERHORST et al. (2020)
Atividade	-	Bov. leite	Bov. leite	Suíno
Nº de animais	-	500	1.000	10.000
Produção de dejetos por animal	m <sup>3</sup> /dia	0,126	0,126	0,0046
Produção de dejetos	m <sup>3</sup> /dia	63	126	46
Produção de biogás	Nm <sup>3</sup> /dia	423	847	1.600 N
Capacidade de geração de energia	MWh/ano	196,2	309,2	992,8
Comercialização de energia	-	GD, autoc.	GD, autoc.	GD, autoc.
Tecnologia (biodigestor)	-	BLC	BLC	BLC
Capacidade do biodigestor	m <sup>3</sup>	2.000	4.000	2.000
Motogerador	kVA	50	100	330
CAPEX	R\$	393.000,0	739.700,0	967.915,0
Payback	anos	8,2 a 8,7	6,4 a 6,8	4,7 a 4,9
				401.775,5
				2,8 a 3,3

Fonte: Elaborado pelo autor.

**Nota:**

- GD, autoc: Geração distribuída, autoconsumo ou autoconsumo remoto.
- BLC: Biodigestor Lagoa Coberta.

Mesmo considerando a escala mínima de produção e porte suficiente para geração de energia elétrica, diversos fatores podem influenciar a viabilidade de projetos de biogás, sendo os principais, o manejo e as características dos dejetos. As características dos dejetos dos animais podem variar conforme a idade,

dieta e programas de alimentação. Já o tipo manejo e as práticas de gestão de água e dejetos, adotadas em cada granja, como diferenças na diluição dos dejetos, no volume de água utilizada para limpeza e na eficiência de coleta podem impactar diretamente o volume e a qualidade do biogás produzido, bem como a

eficiência do processo de DA. Essas variáveis devem ser cuidadosamente avaliadas durante o planejamento do projeto para garantir sua viabilidade técnica e econômica.

A maior parte das plantas de biogás instaladas no Brasil, no setor agropecuário, são na suinocultura. Alguns fatores tornam os projetos de biogás na suinocultura economicamente viáveis, são eles: (1) possuem maior demanda energética por animal devido à necessidade de equipamentos como ventiladores, sistemas de aquecimento e fábricas de ração, (2) maior concentração da produção dos dejetos devido aos sistemas de criação, (3) o potencial de biogás dos dejetos suínos é maior devido à concentração de sólidos orgânicos.

Na bovinocultura leiteira é preciso levar em consideração que a estimativa de recuperação de dejetos (ERD) depende do tempo de confinamento dos animais. Portanto, para um confinamento com 500 vacas em lactação, com duração de 24 horas por dia, a ERD é maior do que quando comparada ao confinamento de 12 horas por dia. Neste setor, a demanda energética por animal geralmente é mais baixa, mas pode aumentar para unidades que possuem sistemas de ordenha automatizada e resfriamento do leite. Algumas propriedades podem contar também com o processamento do leite, tendo pequenas indústrias que fabricam alguns produtos processados como, leite pasteurizado, manteiga, queijos e iogurtes.

Em granjas avícolas, de corte e postura, considera-se um maior investimento inicial no projeto devido ao nível tecnológico da planta de biogás (biodigestor CSTR). Essas granjas também possuem uma demanda energética devido ao uso de equipamentos como ventiladores, sistemas de aquecimento e fábricas de ração.

A comercialização de excedente de energia na geração distribuída (GD) ocorre por meio do sistema de compensação de energia, regulamentado pela ANEEL. A GD permite a monetização do excedente e gera um fluxo de receita adicional, tornando o projeto mais viável economicamente.

Os projetos de biogás com GD exigem a análise de diversos requisitos técnicos e regulatórios para sua viabilidade. A infraestrutura

elétrica também é crucial, já que a energia bifásica é aprovada, mas a implantação de rede trifásica, por ter um custo maior, pode inviabilizar o projeto. A estrutura civil da propriedade, a topografia e as condições do terreno devem ser adequadas para abrigar os equipamentos necessários. Além disso, a capacidade de produção de resíduos e o potencial de geração e consumo de energia da propriedade são fatores essenciais para garantir a viabilidade econômica do projeto.

Em estudo realizado por (BERHORST et al., 2020), sobre o retorno do investimento em plantas de produção de biogás e energia para suinocultores de porte médio (3.000 e 10.000 suínos em fase de terminação) foi observado um retorno financeiro satisfatório ao investimento feito (*payback* em dez anos), para uma propriedade rural com um plantel de 5.500 suínos e geração de 28 ton/dia de resíduos para alimentação do biodigestor. Paralelamente, para registrar lucro e tempo de retorno do investimento em cinco anos, a quantidade mínima deveria ser 28% maior (36 ton/dia ou um plantel de 7.000 suínos). A capacidade instalada adotada no estudo foi de 75kW.

(NETO; PONCIANO; SILVA, 2019) analisaram três *cases*, com biodigestores implantados em propriedades rurais em diferentes regiões brasileiras, voltados para a produção de biogás e eletricidade utilizando resíduos de suínos. Segundo os autores, a viabilidade econômica dos sistemas avaliados depende diretamente da aplicação quase total do biogás gerado na produção de eletricidade.

A viabilidade dos negócios de biogás pode ser alcançada através de arranjos que combinem mais de um produto/receita proveniente do sistema, como por exemplo, a remuneração da eletricidade em conjunto com uso ou venda do digestato.

O digestato é gerado após o processo de DA, esse subproduto pode representar tanto um recurso valioso (biofertilizante) quanto um desafio ambiental e econômico, dependendo de como é manejado. Dessa forma, o planejamento da destinação do digestato em projetos de biogás é fundamental, especialmente em propriedades que não dispõem de áreas para aplicação agrícola, além disso, o transporte e o

tratamento adicional do digestato representam um custo significativo para projetos que não o utilizam in loco. Portanto, propriedades que não possuem área agrícola, que tenha demanda do volume de digestato gerado, podem estabelecer parcerias com terceiros que utilizem o insumo ou terceirizar o tratamento e destinação final. Estudos preliminares acerca das demandas locais podem viabilizar o projeto.

O mercado para o digestato ainda enfrenta alguns desafios relacionados à padronização conforme critérios estabelecidos pelo MAPA, IN nº 61 (MAPA, 2020) e devido às características intrínsecas do produto. O digestato é gerado em grandes volumes e na forma líquida ou semissólida, essas características dificultam a sua padronização e transporte.

Não existe “projeto padrão” para biogás, sendo necessário o desenvolvimento personalizado de cada projeto buscando entender as demandas e especificidades de cada empresa rural/agroindústria.

### **6.5.2 Oportunidades de projetos de biogás no estado de Goiás**

Conforme visto anteriormente, são gerados grandes volumes de resíduos orgânicos nos setores pecuário e agroindústria rural, portanto, Goiás apresenta inúmeras oportunidades para o desenvolvimento da cadeia de biogás na região.

A alta demanda energética do setor agropecuário, especialmente em produção animal, laticínios e abatedouros, representa tanto um desafio quanto uma oportunidade para o estado de Goiás. A integração de soluções renováveis, como biogás, pode transformar o setor, reduzindo custos operacionais e emissões, enquanto aumenta a competitividade e sustentabilidade da agroindústria local.

A viabilidade dos projetos depende diretamente da escala, enquanto grandes empreendimentos podem garantir retorno financeiro com a produção própria, pequenos e médios produtores podem se beneficiar com arranjos cooperativos ou consórcios, diluindo custos e compartilhando infraestrutura. Com um planejamento adequado e arranjos personalizados, Goiás pode se consolidar como referência no

aproveitamento do biogás, promovendo sustentabilidade e segurança energética.

Neste tópico é apresentada uma estimativa do número de projetos de biogás que podem apresentar viabilidade de execução segundo o tamanho do rebanho e número de estabelecimentos no estado de Goiás.

Em suma, a estimativa do número de estabelecimentos que apresentam possibilidade de implementação de plantas de biogás para aproveitamento energético (energia elétrica e/ou térmica), depende da disponibilidade de resíduos e portanto, do número de animais em cada propriedade rural.

A viabilidade de projetos de biogás para as granjas leiteiras conta com o número de vacas ordenhadas (Tabela 32), que geralmente representam 50% do rebanho total (vacas ordenhadas, vacas secas, novilhas em recria e bezerros/as). Portanto foi adotado 1.000 cabeças, como quantidade mínima de animais por estabelecimento agropecuário que apresentam possibilidade de implementação de plantas de biogás.

Tabela 32: Número de estabelecimentos agropecuários, com rebanho de bovinos  $\geq 1001$ , que produziram leite de vaca, ano referência 2017

	Nº de estabelecimentos <sup>a</sup>	Relação M/GO
Brasil	5.761	17,1*
Centro-Oeste	3.015	32,6**
Goiás	984	-
Noroeste	292	29,7
Norte	114	11,6
Centro	128	13,0
Leste	118	12,0
Sul	332	33,7

<sup>a</sup> Censo Agropecuário (IBGE, 2017).

M/GO: Relação mesorregião/GO em nº de estabelecimentos. \* Relação GO/BR. \*\* Relação GO/Região Centro-Oeste.

Goiás possui 984 estabelecimentos, representando cerca de 32,6% dos estabelecimentos do Centro-Oeste e 17,1% do total nacional, posicionando-se como uma região estratégica no setor leiteiro. As mesorregiões Noroeste e

Sul Goiano concentram juntas 624 estabelecimentos, ou 63,4% do total estadual, indicando um forte potencial para negócios baseados em grandes rebanhos nessas localidades.

Segundo o Censo Agropecuário (IBGE, 2017), a maior faixa apresentada para o rebanho suíno nos estabelecimentos agropecuários é de  $\geq 501$  suínos (Tabela 33). Esse número já limita em grande parte o número de estabelecimentos que podem apresentar potencial para investimento em negócios de biogás.

Tabela 33: Número de estabelecimentos agropecuários, com rebanho de suínos  $\geq 501$ , ano referência 2017.

	Nº de estabelecimentos <sup>a</sup>	Relação M/GO
Brasil	1.471.270	0,015*
Centro-Oeste	570	39,5**
Goiás	225	-
Noroeste	-	-
Norte	2	0,9
Centro	15	6,7
Leste	9	4,0
Sul	199	88,4

<sup>a</sup> Censo Agropecuário (IBGE, 2017).

M/GO: Relação mesorregião/GO em nº de estabelecimentos.

\* Relação GO/BR.

\*\* Relação GO/Região Centro-Oeste.

A região Centro-Oeste concentra 570 dos estabelecimentos que possuem rebanhos superiores a 500 suínos, destacando-se como uma área de maior concentração de rebanhos em escala. Em Goiás, existem 225 estabelecimentos com rebanhos de suínos superiores a 500 animais, representando cerca de 39,5% da concentração no Centro-Oeste.

A mesorregião Sul Goiano se destaca, com 199 estabelecimentos (88,4% do total estadual), indicando o maior potencial de geração de biogás no estado. Conforme visto no Item 6.3.1, a mesorregião Sul Goiana conta com 62% do plantel de suínos. A microrregião Sudoeste de Goiás é conhecida pela sua potencialidade na produção de grãos, especialmente soja e milho, dessa forma, a suinocultura ali instalada sofre variações proporcionalmente menores nos

custos de produção do que aqueles que dependem do transporte dos grãos de outras regiões. Outro ponto que favorece a suinocultura no estado é a presença de produtores capitalizados/de médio e grande porte para investir em novas tecnologias.

Segundo o Mapeamento da Suinocultura Brasileira, realizado pela Associação Brasileira dos Criadores de Suínos, nos estados do Centro-Oeste o crescimento da suinocultura se deu, em grande parte, pelos projetos de integração de larga escala na agroindústria, onde existe uma maior concentração das matrizes existentes nas faixas de maior capacidade de alojamento. Nos estados de Goiás e Mato Grosso do Sul a maioria das granjas concentra-se nas faixas acima de 1.000 matrizes (75% e 63%, respectivamente) (ABCS; SEBRAE, 2016).

Conforme o mapeamento, no estado de Goiás as granjas de matrizes (ciclo completo, unidade produtora de leitão e unidade produtora de desmamados) e engorda (UT, crechário e *Wean to Finish*) estão assim distribuídas: 60 granjas de matrizes tecnificadas ou em escala industrial e 165 granjas UT com capacidade média de 4059 suínos. Em Goiás as granjas com capacidade acima de 1.001 matrizes, corresponde a 44 unidades e respondem por cerca de 73% das granjas de matrizes do estado.

Para projetos de biogás em granjas de terminação (UT), a viabilidade técnica e econômica para geração de energia elétrica é alcançada quando o plantel excede 5.000 suínos (Item 1.3.1). Já em granjas de matrizes, é necessário um estudo mais detalhado para avaliar a viabilidade, dado que o número de animais geralmente é inferior, entretanto, o volume total de efluentes gerado por matriz é maior. A produção de efluentes por suínos conforme o ciclo de produção pode variar de 63,5 a 145 L por animal por dia no CC (ciclo completo) e de 37,5 a 72,0 L por animal por dia na UPL (unidade produtora de leitões) (TAVARES, 2016).

As propriedades rurais com rebanhos menores do que 500 animais não estão restringidas a implantação de sistemas de biodigestão. Produtores com menores plantéis de animais podem investir em plantas de biogás ajustadas à escala de sua produção, compatíveis com

a produção de resíduos, garantindo a eficiência e viabilidade técnica (BERHORST et al., 2020). A baixa densidade de estabelecimentos qualificados para geração de energia elétrica no estado, reforça a necessidade de estratégias como arranjos cooperativos ou projetos integrados para consolidar volumes maiores de biomassa. Assim, a personalização de soluções e o planejamento adequado são fundamentais para atender às necessidades específicas de cada propriedade rural.

Por meio de uma gestão bem conduzida, mostra-se possível diminuir os impactos ambientais desencadeados pela pecuária, assim como proporcionar lucros aos produtores com a geração de bioenergia e biofertilizantes, por exemplo.

### 6.5.3 Mecanismos para impulsionar o potencial de biogás no estado de Goiás

O estado de Goiás apresenta um cenário favorável para o desenvolvimento de negócios de biogás, devido a abundância de resíduos gerados pelo agronegócio. Esses recursos, aliados à crescente demanda por energia elétrica, térmica e biometano, oferecem uma oportunidade estratégica para investimentos no setor aliada a sustentabilidade energética da região.

Em 2020, a Lei nº 20.710/2020 instituiu a Política Estadual do Biogás e do Biometano no estado de Goiás, visando apoiar e incentivar o desenvolvimento da cadeia produtiva do biogás e do biometano como instrumento de promoção do desenvolvimento regional e redutor dos impactos ambientais (GOIÁS, 2020). Essa Lei estabeleceu um marco importante para a política de biocombustíveis em Goiás, uma vez que estimula a adoção de tecnologias limpas, a redução de emissões de gases de efeito estufa, o manejo adequado dos resíduos orgânicos e a diversificação da matriz energética. Normas ambientais locais reforçam a necessidade de tratamento adequado de dejetos, criando oportunidades para que os biodigestores sejam adotados como soluções tecnológicas de *compliance* ambiental.

Atrair investimentos em infraestrutura para distribuição e comercialização ao biogás

e biometano, é um dos objetivos dispostos na Política Estadual do Biogás e do Biometano do estado de Goiás, isso posto, como instrumento dessa lei está previsto que o Estado poderá criar linhas de crédito especial, inclusive com subsídios, para a produção de biogás e biometano; estabelecer parcerias público-privadas para o desenvolvimento da cadeia produtiva; conceder tratamento tributário diferenciado e favorecido para a produção de biocombustível; e definir o percentual mínimo de adição do biogás e biometano ao gás natural comercializado.

Em convergência, no ano de 2022, o Estado de Goiás instituiu-se a Política Estadual de Incentivo ao Uso de Biomassa para a Geração e Cogeração de Energia Renovável por meio da Lei nº 21.737/2022, cujo objetivo é diversificar a matriz energética e estimular a produção e o uso de energias renováveis no estado de Goiás (GOIÁS, 2022).

Em 2024, a Lei nº 23.168/2024, estabeleceu a concessão de benefício fiscal estratégico para empresas que produzem biogás e biometano, concedendo crédito outorgado de ICMS de até 85% nas operações internas e 90% nas interestaduais (GOIÁS, 2024b). Esses incentivos visam reduzir a carga tributária e estimular a produção de combustíveis renováveis no estado. Complementando essa iniciativa, o Decreto nº 10.579/2024 estabelece o diferimento do ICMS devido no diferencial de alíquotas e na importação de máquinas, equipamentos e materiais sem similar nacional destinados à captação, geração e transmissão de energia solar, eólica ou de biogás (GOIÁS, 2024a). Diferimento, nesse caso, refere-se à ampliação do prazo para pagamento do imposto, portanto, essa medida reduz o impacto financeiro inicial de projetos, permitindo que empresas invistam em tecnologias de biogás sem arcar imediatamente com a carga tributária.

A formação de cooperativas e associações tem se mostrado um mecanismo eficaz para desbloquear o potencial do biogás no Brasil. A centralização de grandes polos produtivos facilita a implantação de biodigestores em propriedades individuais ou coletivas, promovendo ganhos de escala e eficiência.

Esses arranjos desempenham um papel fundamental no crescimento regional ao promo-

verem a união de esforços entre pequenos e médios produtores, permitindo maior competitividade e acesso a mercados. Por meio dessas entidades, é possível compartilhar recursos, como equipamentos e tecnologias, reduzindo custos individuais. Além disso, elas facilitam o acesso a financiamentos e programas de incentivo, potencializando investimentos em infraestrutura e inovação.

A capacitação técnica especializada é fundamental para impulsionar o desenvolvimento da cadeia do biogás em Goiás, considerando a complexidade e a necessidade de conhecimento específico acerca das tecnologias, da operacionalização dos sistemas e da gestão de resíduos. Portanto, os cursos oferecidos devem cobrir tópicos como operação, manutenção e otimização de sistemas de DA e tratamento do biogás, garantindo assim uma formação sólida e prática para os profissionais da área.

As parcerias de pesquisa com universidades e centros de pesquisa é uma forma de estabelecer colaboração no desenvolvimento e aprimoramento de sistemas e estudos acerca de redução de custos operacionais e de manutenção, fatores essenciais para aumentar a acessibilidade às tecnologias e, a viabilidade econômica de projetos de biogás.

Fomentar parcerias público-privadas também são medidas fundamentais para consolidar o biogás como uma solução viável, eficiente e competitiva no estado de Goiás. O desenvolvimento de projetos piloto em regiões estratégicas, por intermédio de parcerias público-privadas, é um mecanismo apoiado na difusão de tecnologia e promoção da inovação e estímulo à criação de novos empreendimentos. Esses projetos podem servir como modelos replicáveis em outras regiões, demonstrando os benefícios econômicos, ambientais e sociais do

biogás.

Além dos projetos piloto, a possibilidade de identificar unidades de demonstração e promover ações de extensão rural também exemplos práticos de difusão dos benefícios e da viabilidade dessas tecnologias.

## 6.6 Conclusão

Os principais resultados apontaram que os setores pecuário e agroindústria rural apresentam um potencial significativo para a geração de biogás no Estado de Goiás, com destaque para a mesorregião Sul Goiano.

Somando-se ambos os setores, Goiás tem um potencial de 684,6 milhões de m<sup>3</sup>/ano de biogás, o que corresponde a 979 GWh/ano, com um volume total de biometano estimado em 326,5 milhões de m<sup>3</sup>/ano. Contudo, esse potencial permanece subaproveitado, principalmente devido ao fator de escalabilidade de produção, à desafios econômicos e necessidade de tecnologias adequadas às escalas de produção.

A análise evidencia que, apesar das limitações de escala em Goiás, especialmente para projetos individuais, existem oportunidades significativas no setor, em regiões estratégicas, que podem ser aproveitadas com arranjos de cooperativas e incentivos adequados. O desafio reside em estimular a escalabilidade através de políticas públicas e subsídios que permitem viabilizar a implantação de biodigestores e infraestrutura de biogás.

Por fim, as estimativas e oportunidades apresentadas reforçam a importância de investimentos no aproveitamento dos recursos disponíveis com o intuito de ampliar a geração de energia renovável, promover a segurança energética e a sustentabilidade da matriz energética local.

## Referências

- ABCS; SEBRAE. **Mapeamento da Suinocultura Brasileira.** 1. ed. Brasília, DF: Serviço Brasileiro de Apoio às Micro e Pequenas Empresas; Associação Brasileira dos Criadores de Suínos, 2016.
- ABILOGÁS. **O potencial brasileiro de biogás.** [S.l.: s.n.] 2020. Disponível em: <[http://abiogas.org.br/wp-content/uploads/protectedfiles/6390e394c734a95f3032a2da\\_NOTA-TECNICA\\_POTENCIAL\\_ABIOGAS.pdf](http://abiogas.org.br/wp-content/uploads/protectedfiles/6390e394c734a95f3032a2da_NOTA-TECNICA_POTENCIAL_ABIOGAS.pdf)>. Acesso em: 26 jan. 2025.
- AMARAL, A. C. do; STEINMETZ, R. L. R.; KUNZ, A. Os biodigestores. In: KUNZ, A.; STEINMETZ, R. L. R.; AMARAL, A. C. do (Ed.). **Fundamentos da digestão anaeróbia, purificação do biogás, uso e tratamento do digestato.** 2. ed. Concórdia: Sbera: Embrapa Suínos e Aves, 2022. P. 43–70. Disponível em: <<http://www.alice.cnptia.embrapa.br/alice/handle/doc/1141618>>.
- BERHORST, N. L. et al. Análise da Viabilidade Econômica da Geração de Energia a partir de Resíduos da Produção Suinícola. **Revista Paranaense de Desenvolvimento**, p. 81–101, 2020.
- BLEY JUNIOR, C. **Biogás, a energia invisível.** 2. ed. Foz do Iguaçu: ITAIPU Binacional, CIBiogás, 2015. 231 p.
- CEPEA/USP, CNA. **Custos Bovinos. Informativo Trimestral sobre custos de produção de bovinos elaborado pela equipe Cepea em parceria com a Confederação da Agricultura e Pecuária do Brasil (CNA) – Projeto Campo Futuro.** 2024. Disponível em: <<https://www.cepea.esalq.usp.br>>.
- CIBIOGÁS. **BiogasMap. Mapa interativo:** CIBiogás Energias Renováveis. 2023. Disponível em: <<https://cibiogas.org/tags/biogasmap/#>>. Acesso em: 1 jul. 2024.
- \_\_\_\_\_. Nota Técnica: N° 001/2018 – Produção de biogás a partir da biodigestão de dejetos suínos em fase de terminação no Oeste do Paraná. Foz do Iguaçu, 2018.
- \_\_\_\_\_. Nota Técnica: N° 03/2019 – Produção de biogás a partir de dejetos da bovinocultura de leite e corte. Foz do Iguaçu, 2019.
- \_\_\_\_\_. **Panorama do Biogás no Brasil 2023:** Relatório Técnico no 001/2024. Foz do Iguaçu, 2024.
- CNA; CEPEA/USP. **Custos Bovinos. Informativo Trimestral sobre custos de produção de bovinos elaborado pela equipe Cepea em parceria com a Confederação da Agricultura e Pecuária do Brasil (CNA) – Projeto Campo Futuro.** 2022. Disponível em: <<https://www.cepea.esalq.usp.br>>.
- FAGERSTRÖM, A. et al. The role of anaerobic digestion and biogas in the circular economy. **IEA Biogas**, v. 8, 2018. Disponível em: <<http://www.iea-biogas.net>>. Acesso em: 26 jan. 2025.
- GOIÁS. **Decreto nº 10.579, de 18 de novembro de 2024.** [S.l.: s.n.], 2024. Disponível em: <[https://legisla.casacivil.go.gov.br/pesquisa\\_legislacao/109930/decreto-10579](https://legisla.casacivil.go.gov.br/pesquisa_legislacao/109930/decreto-10579)>. Acesso em: 26 jan. 2025.
- \_\_\_\_\_. **Lei nº 20.710, de 15 de janeiro de 2020.** [S.l.: s.n.], 2020. Disponível em: <<https://legisla.casacivil.go.gov.br/api/v2/pesquisa/legislacoes/100914/pdf>>. Acesso em: 26 jan. 2025.
- \_\_\_\_\_. **Lei nº 21.737, de 22 de dezembro de 2022.** [S.l.: s.n.], 2022. Disponível em: <<https://diariooficial.abc.gov.br/portal/visualizacoes/pdf/5450/#/p:1/e:5450>>. Acesso em: 26 jan. 2025.

---

**GOIÁS. Lei nº 23.168, de 20 de dezembro de 2024.** [S.l.: s.n.], 2024. Disponível em: <<https://legisla.casacivil.go.gov.br/api/v2/pesquisa/legislacoes/110209/pdf>>. Acesso em: 26 jan. 2025.

GUPTA, N. et al. Biomass conversion of agricultural waste residues for different applications: a comprehensive review. **Environmental Science and Pollution Research**, v. 29, n. 49, p. 73622–73647, 2022. Disponível em: <<https://doi.org/10.1007/s11356-022-22802-6>>.

**IBGE. Censo Agropecuário. Tabela 6960 - Produção na agroindústria rural.** [S.l.: s.n.], 2017. Disponível em:

<<https://sidra.ibge.gov.br/pesquisa/censo-agropecuario/censo-agropecuario-2017/resultados-definitivos#agroindustria-rural>>.

\_\_\_\_\_. **Pesquisa da Pecuária Municipal.** [S.l.: s.n.], 2023a. Disponível em: <<https://sidra.ibge.gov.br/pesquisa/ppm/tabelas>>.

\_\_\_\_\_. **Pesquisa Trimestral do Abate de Animais.** [S.l.: s.n.], 2023b. Disponível em: <<https://sidra.ibge.gov.br/pesquisa/abate/tabelas>>.

\_\_\_\_\_. **Pesquisa Trimestral do Leite. Sidra: sistema IBGE de recuperação automática.** [S.l.: s.n.], 2023. Disponível em:

<<https://sidra.ibge.gov.br/pesquisa/leite/tabelas>>. Acesso em: 6 nov. 2024.

**INSTITUTO 17. Biogás no Brasil: Análise de viabilidade econômica e de potencial de investimentos.** [S.l.], 2022.

MAGANHA, M. F. B. **Guia técnico ambiental da indústria de produtos lácteos - Série P+L.** [S.l.: s.n.], 2008. Disponível em: <<http://www.cetesb.sp.gov.br>>.

MAPA. **Instrução Normativa nº 61, de 8 de julho de 2020.** [S.l.: s.n.], 2020. Disponível em: <<https://www.gov.br/agricultura/pt-br/assuntos/insumos-agropecuarios/insumos-agricolas/fertilizantes/legislacao/in-61-de-8-7-2020-organicos-e-biofertilizantes-dou-15-7-20.pdf>>. Acesso em: 26 jan. 2025.

\_\_\_\_\_. **Pecuária de baixa emissão de carbono: tecnologias mais limpas e aproveitamento econômico dos resíduos bovinos de corte e leite em sistemas confinados.** [S.l.: s.n.], 2017. Disponível em: <<http://www.agricultura.gov.br/assuntos/sustentabilidade/plano-abc/projeto-pecuaria-abc/arquivos-publicacoes/cartilha-carbono-web.pdf>>.

NETO, L. M.; PONCIANO, W. H.; SILVA, A. M. B. da. Economic viability of the biogas produced on pig farms in Brazil for electric power generation. **African Journal of Biotechnology**, v. 18, n. 30, p. 935–945, 2019.

OLIVEIRA, P. A. V. de. **Principais técnicas de tratamento dos dejetos.** Concórdia: EMBRAPA-CNPSA: CN PSA - EMBRAPA, 1993. v. 27, p. 188. (Documentos).

PACHECO, J. W.; YAMANAKA, H. T. **Guia técnico ambiental de abates (bovino e suíno).** São Paulo: CETESB, 2006.

SENAI/PR; FIEP. **Oportunidades da cadeia produtiva para o estado do Paraná.** [S.l.]: [s.n.], 2016. Disponível em: <<https://www.sistemafiep.org.br/relacoes-internacionais/uploadAddress/Biogas%5B73656%5D.pdf>>.

SGANZERLA, E. **No Biogestor: uma solução.** Porto Alegre: Agropecuária, 1983.

TAVARES, J. M. R. **Modelagem Do Consumo De Água, Produção De Dejetos E Emissão De Gases De Efeito Estufa E Amônia Na Suinocultura.** 2016. Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Santa Catarina.

---

UNIDO; CIBIOGÁS. **Panorama de tecnologias aplicadas no agronegócio de biogás e biometano.** Brasília: MCTI, 2019. Projeto Aplicações do Biogás na Agroindústria Brasileira: GEF Biogás Brasil.

UNIDO; CIBIOGÁS; UTFPR. **Gestão do digestato para a utilização como biofertilizante na produção vegetal.** Brasília: Organização das Nações Unidas para o Desenvolvimento Industrial; Centro Internacional de Energias Renováveis. – Brasília: Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovações, 2022.

# EFICIÊNCIA ENERGÉTICA



## SEÇÃO EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

**Coordenadores:** Gabriela Miguel Fraga e Eng. Getúlio Santiago dos Santos Junior

**Pesquisadores:** Dr. Felipe Pamplona Mariano, Dr. Gino Bertollucci Colherinhos e Dr. Paulo Henrique Neves Pimenta

Esta seção explora a eficiência energética e o armazenamento de energia como pilares estratégicos para diversificar e descarbonizar a matriz energética do estado de Goiás. A análise examina a evolução das políticas nacionais e o impacto do consumo energético nos setores industrial, de transportes e edificações, identificando padrões de uso, oportunidades de otimização e tecnologias para minimizar desperdícios e maximizar o desempenho energético. A aplicação de indicadores específicos é essencial para monitorar os avanços nesses setores e fundamentar recomendações e políticas públicas. Além disso, a sinergia entre eficiência energética e armazenamento se mostra crucial para fortalecer a competitividade e sustentabilidade do setor industrial goiano, permitindo o melhor aproveitamento de fontes renováveis, como a solar e uso de hidrogênio como combustível, garantindo maior estabilidade no fornecimento elétrico. Essa abordagem reduz custos operacionais, mitiga emissões de gases de efeito estufa e posiciona Goiás como referência na transição energética sustentável.

O estudo avalia comparativamente diferentes tecnologias de armazenamento de energia, incluindo térmico, mecânico e hidrogênio. O armazenamento térmico é analisado em conjunto com sistemas de energia solar concentrada (CSP), explorando soluções baseadas em calor sensível e latente, com uma metodologia para avaliação de viabilidade técnica e econômica aplicada ao contexto goiano. Já o armazenamento mecânico, por meio de sistemas hidrelétrico bombeado e de ar comprimido, se destaca como alternativa para reforçar a integração de fontes renováveis e aprimorar a eficiência das redes elétricas. Para cada tecnologia, o estudo propõe caminhos para viabilizar sua implementação no estado.

O armazenamento por hidrogênio se apresenta como uma alternativa promissora devido ao seu alto poder calorífico e possibilidade de produção a partir de diversas fontes, incluindo processos sustentáveis como a eletrólise da água, reforma a vapor e gaseificação a partir da biomassa e biocombustíveis. Diferente dos combustíveis fósseis, a combustão do  $H_2$  gera apenas água e nitrogênio, sem emissões diretas de carbono. Entretanto, sua viabilidade em larga escala ainda enfrenta desafios técnicos e econômicos, especialmente no armazenamento e transporte. Devido às suas propriedades físicas, o hidrogênio exige condições específicas para ser armazenado de forma eficiente e segura, o que impacta custos e competitividade. No contexto goiano, sua aplicabilidade deve ser analisada em sinergia com as fontes renováveis disponíveis.

Os resultados indicam que a adoção de estratégias de eficiência energética e armazenamento pode gerar benefícios expressivos nos setores estratégicos, reduzindo custos operacionais, fortalecendo a segurança energética e impulsionando a participação de fontes renováveis na matriz estadual. O desenvolvimento de infraestrutura para armazenamento de energia se apresenta como um fator essencial para o equilíbrio entre oferta e demanda, contribuindo para uma transição energética justa e sustentável em Goiás.

## **7. EFICIÊNCIA ENERGÉTICA: SETORES ESTRATÉGICOS E AVALIAÇÃO NO CONTEXTO DE GOIÁS**

**Autor:** Dr. Gino Bertollucci Colherinhas

### **7.1 Introdução**

A eficiência energética (EE) tem se consolidado como um pilar essencial para o desenvolvimento sustentável, contribuindo significativamente para a redução do consumo de energia, a mitigação das emissões de gases de efeito estufa e o aumento da competitividade econômica. No contexto global de transição energética, a busca por um uso mais racional dos recursos energéticos é indispensável não apenas para alcançar metas climáticas, mas também para fortalecer economias regionais e nacionais, promovendo inovação tecnológica e desenvolvimento social.

No Brasil, políticas e diretrizes nacionais têm estabelecido bases importantes para a promoção da EE, com destaque para o Plano Nacional de Eficiência Energética (PNEf), o Programa de Eficiência Energética da ANEEL (PEE) e as iniciativas do Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel). Tais políticas têm criado um ambiente regulatório favorável, com incentivos para setores industriais, edificações e transportes, enquanto fomentam a utilização de tecnologias avançadas a partir de metodologias e indicadores. Essas estratégias são fundamentais para aumentar a resiliência energética e estimular investimentos em tecnologias de ponta.

No estado de Goiás, a diversidade econômica e as características geográficas e climáticas tornam a EE um fator estratégico. Setores como agroindústria, mineração, transporte e edificações possuem alto consumo energético, mas também apresentam grande potencial para otimização. Desafios como a integração de tecnologias eficientes, a falta de indicadores regionais consolidados e as desigualdades no acesso às inovações energéticas ressaltam a importância de um planejamento alinhado às especificidades locais e às políticas nacionais. Por outro lado, as oportunidades são vastas: Goiás possui condições ideais para

liderar a modernização energética no Centro-Oeste, integrando EE à sustentabilidade e ao crescimento econômico.

Nesta seção introdutória, serão apresentadas as políticas e diretrizes nacionais e regionais que fundamentam a promoção da EE no Brasil e, em particular, em Goiás. Além disso, será traçado um panorama geral do estado, destacando seus principais desafios e oportunidades no contexto energético. Esses elementos serão a base para a discussão de estratégias e ferramentas para avaliação e implementação de ações que potencializem a EE em Goiás, contribuindo para um planejamento energético integrado e sustentável.

#### **7.1.1 Políticas e Diretrizes Nacionais e Regionais**

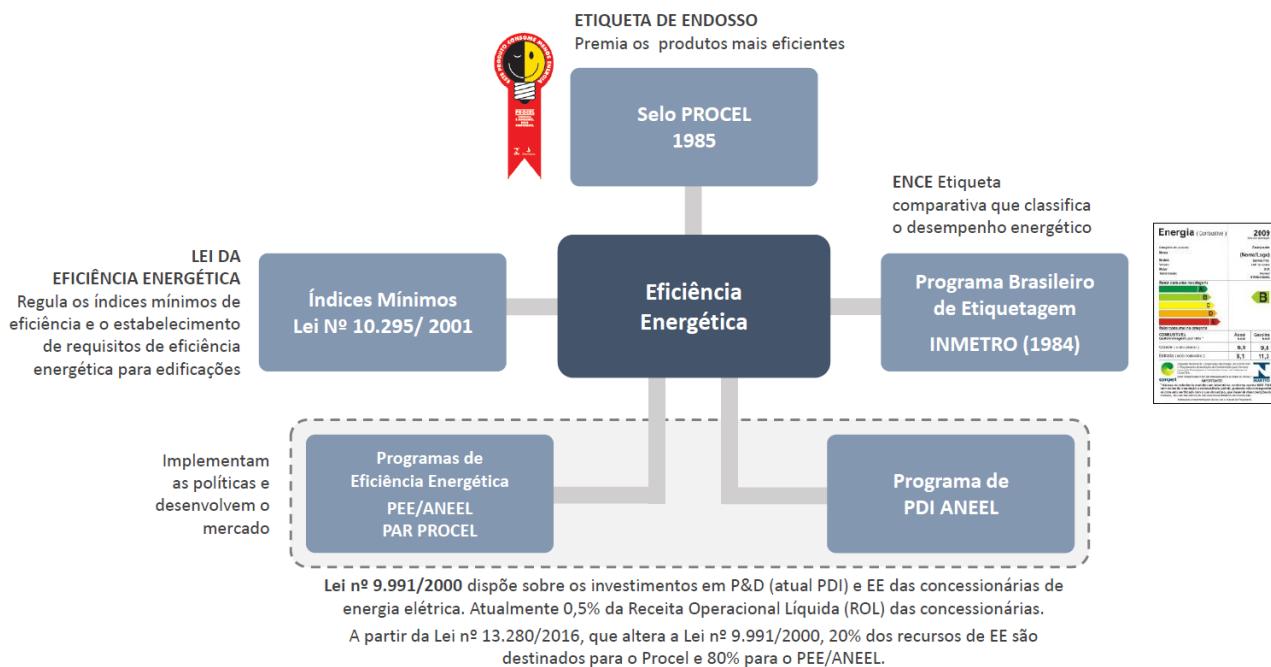
O Atlas da Eficiência Energética do Brasil, elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2024a), apresenta uma análise detalhada do progresso da EE no país, monitorando indicadores essenciais que revelam a evolução das políticas e práticas adotadas ao longo dos anos. Esse documento é fundamental para entender a dinâmica da EE em diferentes setores, oferecendo *insights* valiosos para a implementação de estratégias no Estado de Goiás. Por meio deste atlas, é possível identificar as áreas que necessitam de melhorias e as que já alcançaram avanços significativos, proporcionando uma base sólida para a formulação de políticas públicas e iniciativas privadas voltadas para a otimização do uso de energia em Goiás.

O primeiro relatório foi publicado em 2014, com dados até 2012, e, desde então, o documento vem sendo continuamente aprimorado. O atlas não só sintetiza informações dos relatórios anteriores, mas também oferece uma visão mais clara e concisa sobre as tendências e avanços na EE em todo o país, servindo como uma ferramenta essencial para a formulação de políticas e a tomada de decisões no setor.

A trajetória e consequente integração (Fig. 29) das políticas de EE no Brasil começaram em 1981 com a Portaria MIC/GM46, que lançou o Programa CONSERVE, voltado para a indústria, o desenvolvimento de produtos eficientes e a substituição de energéticos importados por fontes nacionais. Em 1982, o Decreto 87.079 implementou o Programa de Mobilização Energética (PME) para promover a conservação de energia. Em 1985, a PI 1.877 criou o

Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL) para promover o uso racional de energia elétrica em todo o país. Em 1991, foi lançado o Programa Nacional de Racionalização do Uso dos Derivados do Petróleo e do Gás Natural (CONPET), focado na eficiência no uso de derivados de petróleo e gás natural. O Decreto Federal de 8 de dezembro de 1993 introduziu o Selo de Eficiência, incentivando o consumo consciente de energia.

Figura 29: Integração das políticas do Atlas da EE do Brasil.



Fonte: (EPE, 2024a)

Em 1997, a Lei 9.478 estabeleceu o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). A Lei 9.991 de 2000 criou o Programa de Eficiência Energética (PEE) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que direcionou investimentos para P&D e EE. Em 2001, a Lei 10.295 instituiu a Política Nacional de Conservação e Uso Racional de Energia e o Comitê Gestor de Indicadores de eficiência energética (CGIEE). Em 2004, a Lei 10.847 e o Decreto 5.184 resultaram na criação da EPE.

Em 2008, o Decreto 6.819 estabeleceu o Plano Nacional de Eficiência Energética

(PNEf), com metas claras para redução do consumo de energia. A Portaria MME 594 de 2011 indicou metas específicas para o PNEf. Em 2019, foi lançado o Programa Brasil Mais Produtivo - Eficiência Energética (B+P EE), visando a eficiência no setor industrial. O Atlas da Eficiência Energética no Brasil consolidou em 2020 os dados sobre a eficiência no país. Em 2022, foi criado o Fundo Garantidor para Crédito a Eficiência Energética (FGEnergia), com recursos do BNDES e PROCEL. Em 2023, o Ministério de Minas e Energia (MME) lançou o Portal da Eficiência Energética (PEE), centralizando informações e recursos. Para o estado de Goiás em 2024, foi

instituído o Programa de Eficiência Energética na administração direta e indireta do Estado de Goiás (Decreto Nº 10.417), abrangendo providências relevantes para a gestão energética no estado.

O PNEf (MME, 2011) identifica diversos problemas que impedem o pleno aproveitamento do potencial de EE no Brasil. Entre os principais desafios estão a falta de integração entre as diversas iniciativas de EE, a necessidade de atualização constante da infraestrutura e do capital humano, e a insuficiência de incentivos legais e financeiros adequados. Para superar esses obstáculos e alcançar um maior impacto, o PNEf propõe a criação de um comitê gestor, o desenvolvimento de um banco de dados atualizado sobre EE, o fortalecimento e mecanismos que promovam intercâmbio entre instituições responsáveis pelo planejamento e os agentes detentores de informações, como o INMETRO, PROCEL, CONPET, CEPEL, ANEEL, Petrobras, Concessionárias, Federações e Sindicatos das Indústrias e Academia, para a efetiva formação e atualização do banco de dados e a promoção de sinergias entre agentes públicos e privados. Além disso, sugere a criação de normativos que facilitem a implementação das ações de EE e a busca por recursos financeiros, tanto nacionais quanto internacionais, para apoiar essas iniciativas.

O PNEf propõe uma série de linhas de ação para enfrentar os desafios identificados. Entre as principais propostas está a promoção de programas de capacitação técnica e gerencial, para que empresas e indústrias possam compreender melhor os benefícios da EE. Além da capacitação, sugere-se a criação de mecanismos de incentivo para a contratação de serviços de consultoria ou apoio de organizações especializadas em EE, e a criação de incentivos fiscais e tributários para modernização industrial através de equipamentos mais eficientes. Entre estratégias de produtos e projetos mais eficientes se destacam: a utilização de transformadores com núcleo de metal amorfado; eficientização de processos térmicos industriais e projetos de cogeração; modernização das usinas de álcool e açúcar através de processos industriais mais eficientes (maior excedente de bagaço para geração de energia elétrica exportável); incentivo

de troca de lenha em setores de alimentos e bebidas, de cerâmica e de papel por gás natural e, caso não seja viável, estimular lenha certificada e de origem comprovadamente de florestas reflorestadas ou manejadas; utilização de resíduos industriais (biomassa, gases de coqueria e de fornos) em processos de cogeração de energia; troca de carvão mineral importado por carvão vegetal oriundo de plantações específicas, no setor de ferro-gusa e aço; fomentar o uso, manutenção e melhoria de isolação térmica em equipamentos e tubulações industriais; criar linhas de financiamento de equipamentos energeticamente eficientes (classe A); incentivar o uso de iluminação natural.

### 7.1.2 A Eficiência Energética e o Panorama Energético de Goiás

A EE desempenha um papel central na sustentabilidade e competitividade econômica, especialmente em setores que consomem grande parte da energia no Brasil, como transportes e indústria. Do total do consumo de energia no país em 2023, 33,0% foram utilizados pelo setor de transporte e 31,8% pelo setor industrial, juntos representando 64,8% do consumo de energia nacional. Houve um aumento de 4,0% do uso de energia em 2023 em relação a 2022. O setor de transportes, em particular, consolidou-se novamente como o maior consumidor, conforme dados ilustrados na Figura 30 (MME, 2024; EPE, 2024b).

No levantamento de consumo de energia de outros setores da economia brasileira, o setor agropecuário foi o que apresentou maior aumento entre 2022 e 2023, registrando um crescimento de 7,3%, seguido pelos setores de serviços (6,4%), setor energético (6,1%), transportes (4,4%), residências (4,1%), e indústrias e PIB (2,9%). A única redução foi observada no setor de uso não energético, que apresentou uma diminuição de 1,0% (EPE, 2024b).

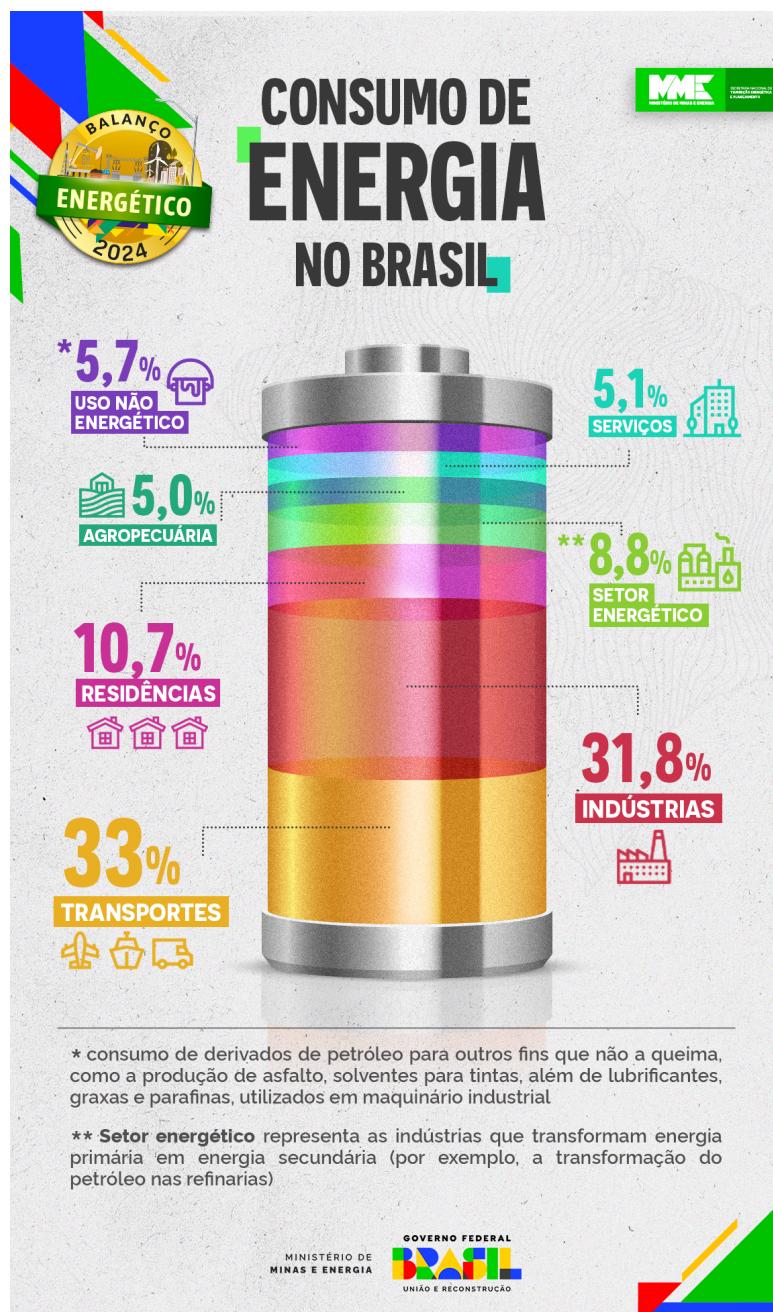
Na indústria, as maiores participação no consumo de energia foram o bagaço da cana, que representou 22,4% do total consumido pelo setor em 2023, registrando um crescimento significativo de 26,1% em relação ao ano anterior e a eletricidade (21,5%). Outras fontes não-renováveis foram o carvão mineral (11,6%),

com uma redução de 5% em relação à 2022, e o gás natural (9,5%) (EPE, 2024b). Esses números reforçam o papel das fontes renováveis, que representam 64,7% neste setor, e do aproveitamento de resíduos na diversificação e sustentabilidade do consumo industrial.

O setor de transportes apresentou um aumento de 4,4% no consumo de energia em 2023 em relação ao ano anterior. Entre os combus-

tíveis mais relevantes, o consumo de biodiesel cresceu 19,2%, seguido pela gasolina com 6,9% e o etanol com 6,3%. Apesar do crescimento de combustíveis renováveis, o óleo diesel continua sendo a principal fonte de energia no setor, representando 43,4% do consumo total. Outros destaques são a gasolina, com 27,8%, o etanol, com 17,3%, e o biodiesel, com 5,2% (EPE, 2024b).

Figura 30: Distribuição do consumo de energia no Brasil por setor em 2023.



O consumo energético industrial está concentrado em atividades como mineração, alimentos e bebidas, e produção de papel e celulose, setores nos quais Goiás tem participação significativa. Além disso, no Brasil, 89,0% da oferta interna de energia elétrica é proveniente de fontes renováveis (EPE, 2024b). Na grande indústria, o peso da energia no custo final dos produtos pode chegar a 60,0%, tornando a EE um fator crucial para a competitividade. Contudo, diversos desafios ainda persistem, incluindo a falta de capacitação técnica, o baixo investimento em tecnologias modernas e a ausência de uma cultura de gestão energética. Essas dificuldades são especialmente severas para micro, pequenas e médias empresas (MPMEs), que enfrentam limitações financeiras e técnicas significativas. Problemas simples, como a ausência de manutenção adequada e isolação térmica de equipamentos e tubulações, continuam sendo entraves, apesar de serem soluções de baixo custo e alto impacto. Além disso, o investimento em EE muitas vezes compete com iniciativas voltadas à expansão produtiva, dificultando a priorização de medidas que poderiam trazer benefícios econômicos e ambientais de longo prazo.

A EE é um tema central para a sustentabilidade e competitividade econômica, sendo fundamental para otimizar o uso de energia e reduzir impactos ambientais. Estudos como o de (NETO; OLIVEIRA SILVA; SEVERIAN, 2021) destacam a importância de direcionar investimentos para tecnologias que promovam a EE em setores estratégicos de Goiás, como a agroindústria, a indústria e o transporte. Entre essas tecnologias, destacam-se a modernização de equipamentos industriais e automotivos, a cogeração a partir do bagaço de cana e a substituição de combustíveis fósseis por biocombustíveis. Além disso, a ampliação da malha ferroviária e a adoção de veículos movidos a biocombustíveis contribuem para a otimização do uso de energia no setor logístico. Apesar desse potencial, a falta de investimentos ainda é um obstáculo, muitas vezes devido ao desconhecimento dos benefícios econômicos de longo prazo. Para superar essas barreiras, políticas integradas são necessárias, alinhando diretrizes nacionais às demandas regionais. O

uso de ferramentas como o Balanço de Energia Útil (BEU) permite identificar gargalos e priorizar intervenções em setores estratégicos. Além disso, programas como o PNEf e o Procel fornecem suporte técnico e financeiro para a implementação de redes inteligentes e tecnologias de monitoramento contínuo. Essas iniciativas são fundamentais para transformar desafios em oportunidades e consolidar Goiás como referência em EE no Brasil.

Nesse contexto, os Recursos Energéticos Distribuídos (RED) surgem como uma abordagem inovadora para complementar as ações de EE. Os RED englobam tecnologias de geração distribuída, armazenamento de energia elétrica e redução do consumo de eletricidade localizadas dentro dos limites de uma determinada concessionária de distribuição, normalmente junto a unidades consumidoras, atrás do medidor (“*behind-the-meter*”). No horizonte do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2034 (EPE, 2024e), os RED incluem a EE, a micro e minigeração distribuída (MMGD), a autoprodução de energia não injetada na rede e a energia solar térmica. Segundo as projeções, estima-se que esses recursos possam responder por 23,6% do consumo de eletricidade até 2034, o que corresponderia a 215 TWh, sendo a autoprodução responsável por 10,0%, a MMGD por 9,0% e a eficiência elétrica por aproximadamente 5,0%.

Considerado o consumo energético total, estima-se que os RED possam atender cerca de 10% da demanda até 2034, com destaque para as parcelas de EE (6,0%) e de autoprodução (2,0%). Essas previsões ressaltam a necessidade de integração de novas tecnologias no setor energético e industrial, tornando o planejamento de eficiência mais dinâmico e adaptado às necessidades regionais. Para Goiás, essa transição representa uma grande oportunidade de investimentos e inovação, garantindo maior autonomia energética e sustentabilidade.

Para maximizar os benefícios das estratégias de EE, é essencial realizar estudos por setores estratégicos, identificando tecnologias que possam ser aplicadas. A próxima seção, discutirá essas abordagens em detalhes, considerando as particularidades em setores selecionados e seu potencial de contribuição para um

modelo energético mais eficiente e sustentável.

## 7.2 Estudos por Setores Estratégicos

A eficiência energética (EE) tem ganhado relevância como um fator estratégico para a sustentabilidade e a competitividade de diversos setores econômicos. No contexto de Goiás, a adoção de medidas voltadas para a redução do consumo energético nos setores agroindustrial, de transporte, farmacêutico, automotivo e de mineração é essencial para otimizar recursos, reduzir custos operacionais e mitigar impactos ambientais. Diante disso, este capítulo apresenta uma análise preliminar das princi-

país estratégias já implementadas ou com potencial de aplicação no estado, além de um estudo bibliométrico sobre publicações científicas recentes que abordam estratégias de EE nesses setores estratégicos.

O levantamento bibliométrico conduzido por (COLHERINHAS, Gino B. et al., 2024) utilizou a base de dados Scopus para identificar artigos completos e de revisão publicados entre 2021 e 2024 no idioma inglês. A Tabela 34 sintetiza esses documentos, organizados por setor econômico, fornecendo uma visão abrangente das abordagens e tendências atuais na área.

Tabela 34: Resumo dos Documentos Encontrados e Utilizados pelo Bibliometrix.

Setor	Documentos Encontrados	Utilizados pelo Bibliometrix
Geral (Vários setores)	1.905	1.886
Agroindústria	18	18
Transporte	1.265	1.253
Farmacêutica	89	89
Automotiva	296	294
Mineração	267	265

Fonte: Elaborado pelo autor.

Os resultados da análise bibliométrica mostram que o setor de transporte concentrou o maior número de publicações sobre EE, seguido pelo setor automotivo, evidenciando o foco das pesquisas em áreas de alta demanda energética e impacto ambiental. Em contrapartida, setores como a agroindústria e a indústria farmacêutica apresentaram uma produção científica significativamente menor, sugerindo oportunidades para novas pesquisas e desenvolvimento de soluções mais eficientes.

A Figura 31 apresenta uma nuvem de palavras gerada a partir dos artigos analisados, destacando os principais temas abordados, como *energy efficiency*, *energy utilization*, *energy conservation*, *emission control* e *sustainable development*.

Esses termos refletem a ênfase da literatura científica na otimização do uso energético e na redução de emissões nos setores estratégicos.

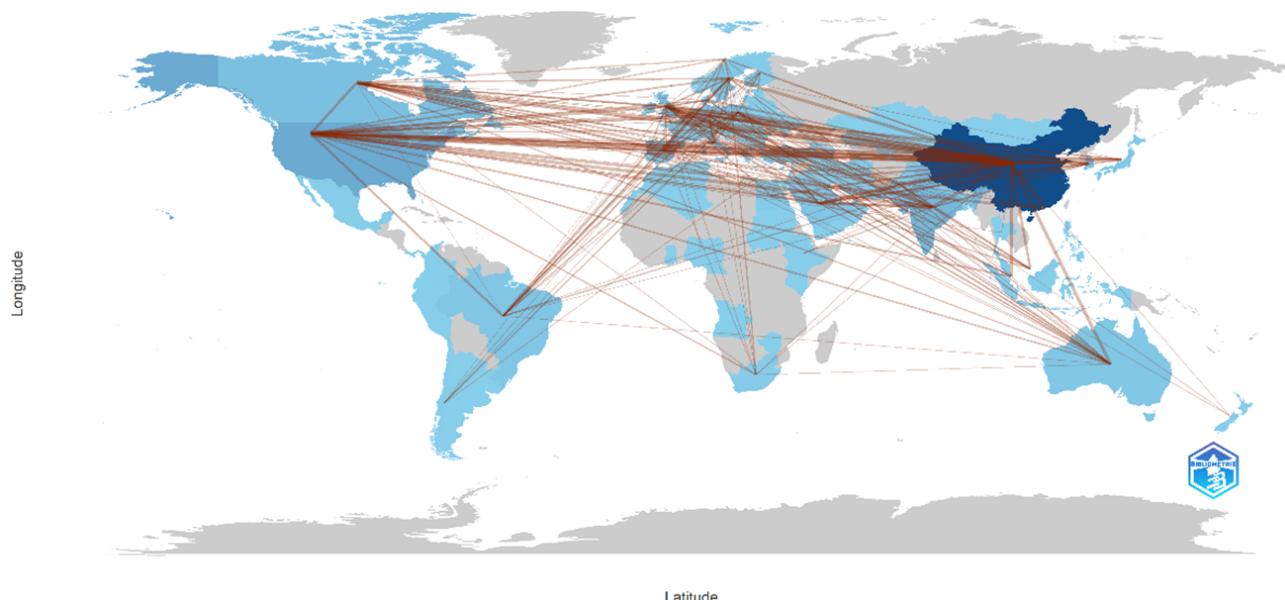
Além disso, a análise das colaborações internacionais (Figura 32) revelou que países como China, Estados Unidos, Índia e Arábia Saudita estão entre os principais produtores de conhecimento sobre EE, com o Brasil estabelecendo parcerias relevantes com Portugal, EUA e China. Essa rede de cooperação internacional destaca a importância da colaboração científica para o avanço das estratégias de EE e a implementação de soluções inovadoras nos setores industriais.

Figura 31: WordCloud da EE nos setores estratégicos.



Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 32: Rede de colaborações internacionais.



Fonte: Elaborado pelo autor

Na sequência, são apresentadas estratégias de EE com base na análise de estudos e artigos científicos, destacando inicialmente aqueles com aplicabilidade ao estado de Goiás. Para isso, serão utilizados tanto os artigos analisados na pesquisa de (COLHERINHAS, Gino

Bertolucci et al., 2024), quanto aqueles selecionados na análise bibliométrica de (COLHERINHAS, Gino B. et al., 2024). Esses estudos abrangem os setores agroindustrial, de transporte, farmacêutico, automotivo e de mineração, permitindo uma visão abrangente das prá-

ticas e inovações mais relevantes para a otimização do consumo energético em cada setor. Além disso, busca-se destacar as implicações práticas dessas estratégias, considerando seus potenciais impactos na competitividade industrial, na eficiência dos processos produtivos e na redução da pegada ambiental.

### 7.2.1 Setor Agroindustrial

O setor agroindustrial desempenha um papel fundamental na economia, impulsionado pela produção de *commodities* agrícolas e bioenergia, como o etanol. Estudos em Goiás, Piauí e Tocantins destacam a importância da EE para garantir a sustentabilidade e competitividade do setor. Tecnologias como cogeração de energia a partir do bagaço de cana, irrigação de precisão e automação agrícola têm contribuído significativamente para a otimização do uso de recursos energéticos, enquanto a reutilização de resíduos e o uso de biocombustíveis reforçam práticas sustentáveis.

A expansão da cultura canavieira e seus impactos na EE são abordados por (BORGES, 2015) e (FERREIRA, 2016), que analisam, respectivamente, as transformações em Goianésia e Ceres, Goiás. Esses estudos evidenciam como o crescimento do setor sucroenergético aumentou a demanda por energia, exigindo melhorias na infraestrutura e adoção de técnicas mais eficientes, como o uso de variedades de cana de alto rendimento e melhorias no transporte logístico para reduzir o consumo de combustíveis fósseis.

A pesquisa de (CASTRO MORAES PINTO, 2017) sobre ecoeficiência na produção sucroalcooleira ressalta a importância da cogeração de energia para reduzir a dependência de fontes externas e tornar as operações das usinas mais sustentáveis. De forma semelhante, (SOBRINHO, 2023) discute a adoção de inovações como automação agrícola e irrigação de precisão, promovendo um uso mais eficiente da energia no setor agroindustrial.

A análise bibliométrica revelou estudos internacionais relevantes. O artigo mais citado, de (NABAVI-PELESARAEI et al., 2021), investigou o uso de energia solar na produção de óleo de girassol, destacando que a fase agrícola

consome a maior parte da energia e que sistemas fotovoltaicos são a opção mais eficiente. (MARTINEZ-BURGOS et al., 2021) explorou a reutilização de águas residuais agroindustriais para produção de bioenergia e bioquímicos, reforçando a economia circular no setor. Já (LI; SOLAYMANI, 2021) analisou a relação entre consumo de energia e crescimento econômico no setor agrícola da Malásia, demonstrando que a inovação tecnológica reduz o consumo apenas no setor industrial, apontando a necessidade de políticas de EE mais direcionadas.

Outros estudos internacionais enfatizam a modernização do setor agrícola como fator-chave para reduzir emissões de carbono e melhorar a eficiência produtiva. (SHI; CHANG, 2023) demonstrou que a modernização da estrutura agrícola da China reduz emissões de carbono apenas quando acompanhada por melhorias na EE e maior empregabilidade fora do setor. No Paquistão, (YAOQOOB et al., 2022) relacionou o consumo de alimentos básicos à produtividade agrícola, reforçando a necessidade de práticas resilientes ao clima para atender à crescente demanda urbana.

Essas pesquisas demonstram que a EE no setor agroindustrial pode ser aprimorada por meio de inovações tecnológicas, infraestrutura mais eficiente e políticas públicas direcionadas, garantindo um crescimento sustentável e competitivo para o setor em Goiás e no Brasil.

### 7.2.2 Setor de Transportes

O setor de transportes é um dos maiores consumidores de energia, com predominância do modal rodoviário, caracterizado por baixa eficiência energética (EE) e alta emissão de poluentes (MME, 2011). As principais estratégias para mitigar esse impacto incluem a modernização da frota, o uso de combustíveis renováveis e a transição para modais mais eficientes, como ferrovias e hidrovias. Melhorias na EE desse setor não apenas reduzem custos operacionais e emissões, mas também beneficiam indústrias dependentes do transporte, como a agroindústria, mineração, farmacêutica e automotiva.

A infraestrutura logística desempenha um



papel crucial nesse processo. O estudo de (MARTINS, 2017) destaca a criação da Plataforma Logística Multimodal em Goiás, que busca integrar diferentes modais de transporte e implementar tecnologias avançadas de gestão, como monitoramento em tempo real e planejamento de rotas otimizadas. A utilização de fontes renováveis, como energia solar, para alimentar essas operações reforça a sustentabilidade do projeto. Já (FAICO, 2022) enfatiza a mobilidade urbana sustentável, propondo a adoção de veículos elétricos e híbridos, expansão do transporte coletivo e implementação de sistemas inteligentes de tráfego para reduzir congestionamentos e consumo de combustíveis fósseis.

A análise bibliométrica revelou estudos internacionais de grande relevância. O trabalho de (LI; LI; WANG, 2022) analisou a relação entre EE e emissões de carbono em 30 províncias chinesas, concluindo que ganhos de eficiência reduzem significativamente as emissões, especialmente quando combinados com políticas de urbanização sustentável. De forma complementar, (YUNAS et al., 2022) discutiu o potencial do hidrogênio como combustível limpo, destacando desafios econômicos para sua implementação e propondo a integração de plasmólise com energia solar como solução promissora.

Outros estudos exploram avanços tecnológicos para aumentar a eficiência do setor. (BHATTI; MOHAN; SINGH, 2021) abordam o uso de gêmeos digitais para otimizar a operação de veículos elétricos inteligentes, enquanto (EHSANI et al., 2021) discutem tendências e desafios dos veículos elétricos e híbridos, incluindo otimização de *hardware* e gestão de baterias. Além disso, (WINTER; CHEN, 2021) exploram a fixação de nitrogênio ativada por plasma como alternativa ao processo de Haber-Bosch, propondo o uso de amônia como vetor energético para o transporte e armazenamento de hidrogênio, alinhando-se às metas de descarbonização.

Esses estudos demonstram que a modernização da infraestrutura, a adoção de combustíveis sustentáveis e a incorporação de novas tecnologias são fundamentais para transformar o setor de transportes em um pilar da eficiência

energética e da sustentabilidade, especialmente em estados como Goiás.

### 7.2.3 Setor Automobilístico

A busca por eficiência energética (EE) tem impulsionado a indústria automobilística a inovar em materiais e combustíveis mais sustentáveis. Com regulamentações cada vez mais rigorosas sobre emissões de  $CO_2$ , a redução do peso dos veículos tornou-se essencial. Conforme (KULKARNI et al., 2018), a exigência de veículos mais leves tem impulsionado a adoção de ligas avançadas, como o alumínio estudado por (BADKE, 2021), que combina resistência e leveza para otimizar o consumo de combustível e reduzir emissões.

Além de materiais mais eficientes, a transição para combustíveis menos poluentes também ganha destaque. O estudo de (COLHERINHAS; ARAÚJO, 2021) avaliou a substituição do Gás Liquefeito de Petróleo (GLP) por Gás Natural Liquefeito (GNL) em uma empresa automobilística de Anápolis, Goiás, resultando em uma redução de 10,0% no consumo energético e 14,0% nas emissões de  $CO_2$ . Essa mudança reflete a crescente adoção de soluções mais limpas para atender às exigências ambientais e reduzir custos operacionais.

A análise bibliométrica revelou tendências emergentes, como baterias de fosfato de ferrolítio moduladas termicamente para veículos elétricos, estudadas por (YANG; LIU; WANG, 2021), que aumentam a durabilidade e a eficiência dos automóveis. Já (AMINUDIN et al., 2023) destaca os avanços em células de combustível de hidrogênio, demonstrando seu potencial no mercado automotivo.

Outra inovação é o uso de polímeros reforçados com fibra (FRPs), conforme (SARFRAZ; HONG; KIM, 2021), que possibilitam veículos mais leves e eficientes, reduzindo o consumo energético. Apesar de desafios como custo e reciclagem, avanços na manufatura vêm tornando essa solução mais viável.

A combinação de materiais leves, combustíveis alternativos e novas tecnologias de propulsão está moldando o futuro da mobilidade, tornando-a mais eficiente e sustentável.

## 7.2.4 Setor Farmacêutico

A indústria farmacêutica tem adotado estratégias inovadoras para otimizar o consumo de energia e tornar seus processos mais sustentáveis. Segundo (HOSSEIN et al., 2023), a implementação da manufatura contínua, em substituição aos processos em batelada, reduz desperdícios e melhora a eficiência energética (EE). O uso de catalisadores verdes e biocatalisadores também contribui para reações químicas mais eficientes, operando em temperaturas e pressões mais baixas. Além disso, sistemas de gerenciamento de energia em tempo real permitem ajustes precisos para minimizar o desperdício, promovendo a sustentabilidade em toda a cadeia de produção.

A relação entre EE e desempenho organizacional foi analisada por (ALMARSHAD et al., 2024), que destacam como práticas sustentáveis reduzem custos e aumentam a competitividade no setor farmacêutico. Tecnologias de monitoramento energético e inovação em processos produtivos são essenciais para otimizar o consumo e garantir alinhamento com metas globais de sustentabilidade.

Na análise bibliométrica, (GALANT et al., 2022) explorou a mecanossíntese como alternativa para processos químicos convencionais, utilizando a extrusão contínua de parafuso duplo (TSE) para eliminar solventes e reduzir emissões e custos energéticos. O estudo demonstrou que a troca de fontes térmicas por elétricas mantém a eficiência sem aumentar o consumo energético, tornando-se uma alternativa promissora para a produção de ingredientes farmacêuticos ativos (APIs).

O tratamento de efluentes também tem sido um foco de inovação. (QI et al., 2022) desenvolveram fotocatalisadores modificados para degradar contaminantes farmacêuticos, como a carbamazepina, utilizando luz solar e reduzindo significativamente o consumo energético. De forma complementar, (FAN et al., 2020) analisaram o uso de plasma de descarga combinado com catalisadores heterogêneos para aprimorar a eficiência do tratamento de águas residuais, reduzindo o impacto ambiental e os custos operacionais.

Essas inovações mostram como a indústria farmacêutica pode integrar novas tecnolo-

gias para otimizar processos, reduzir emissões e melhorar a sustentabilidade energética, garantindo competitividade e conformidade com regulamentações ambientais cada vez mais rigorosas.

## 7.2.5 Setor de Mineração

A EE é essencial para a sustentabilidade da mineração, setor fundamental para a economia de Goiás. A adoção de tecnologias mais eficientes reduz custos operacionais e minimiza impactos ambientais, alinhando-se às metas globais de sustentabilidade. Conforme (FIKRU; ROMANI, 2024), a produção conjunta de minerais, que permite a extração de múltiplos metais a partir de um único minério, otimiza o uso de recursos e reduz o consumo energético. O estudo também recomenda investimentos em pesquisa e inovação, além de incentivos governamentais para acelerar a adoção de tecnologias mais eficientes.

A transição para a mineração verde, no entanto, enfrenta desafios. Segundo (MA et al., 2024), a redução do consumo de energia e das emissões de carbono exige não apenas avanços tecnológicos, mas também políticas de incentivo e mudanças estruturais. A cogeração de energia e a otimização de processos são apontadas como soluções-chave para melhorar a eficiência e a competitividade do setor. De forma complementar, (LI; QIN et al., 2024) destacam a tecnologia de sinterização a quente como uma alternativa eficaz para reduzir a dependência de combustíveis fósseis e as emissões de  $CO_2$ , tornando o setor mais sustentável.

A análise bibliométrica revelou estudos que reforçam a importância da inovação na mineração. O artigo de (LI, 2021) aborda cinco áreas-chave para a redução de emissões na mineração de carvão, incluindo captura e armazenamento de carbono (CCUS) e geração de energia mais eficiente. Já (CHORDIA; NORDELÖF; ELLINGSEN, 2021) analisam a crescente demanda por baterias de íons de lítio, destacando como a ampliação da produção, quando associada a fontes renováveis, pode reduzir significativamente a pegada de carbono.

Esses avanços demonstram que a modernização da mineração passa pela integração de

processos mais eficientes e sustentáveis. O uso de tecnologias limpas, o aproveitamento de energia renovável e a reciclagem de materiais são essenciais para tornar a extração e o processamento mineral mais responsáveis, garantindo competitividade e sustentabilidade ao setor.

### 7.3 Estudos e Diretrizes para a Eficiência Energética em Goiás

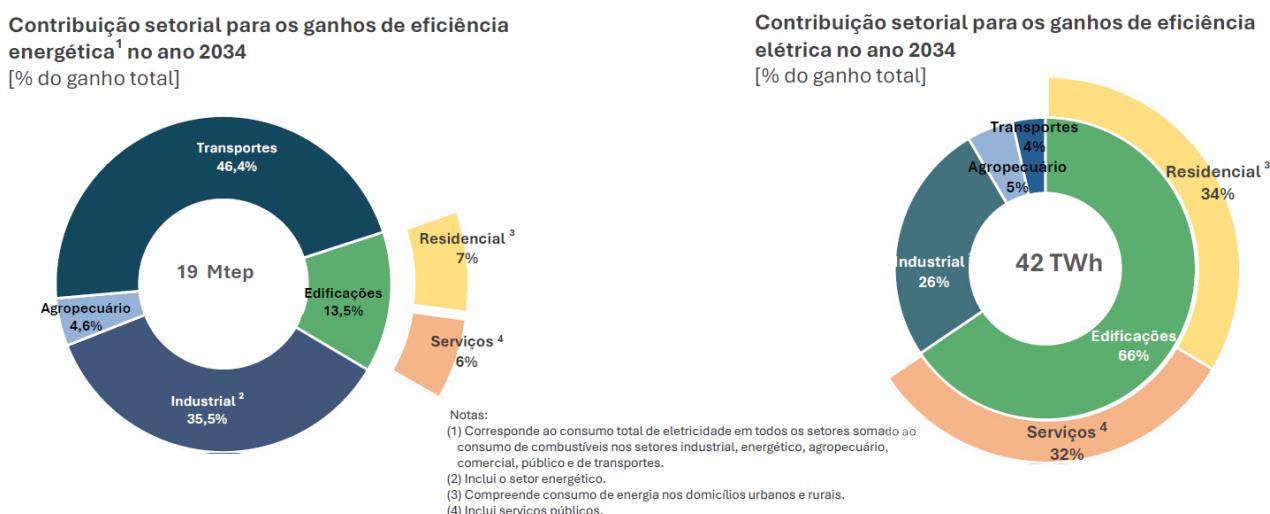
A eficiência energética (EE) tem um papel fundamental na transição para uma economia de baixo carbono, impulsionando a competitividade dos setores produtivos e promovendo a sustentabilidade ambiental. No contexto do estado de Goiás, a adoção de estratégias eficientes de uso da energia se faz ainda mais relevante diante do crescimento econômico e da necessidade de otimização dos recursos disponíveis. A partir das análises realizadas nas seções anteriores, este capítulo sistematiza os principais achados sobre EE no estado, delineando diretrizes para sua continuidade e aprofundamento. As recomendações apresentadas seguem as orientações do Caderno de Ações Norteadoras para Eficiência Energética no Brasil da EPE (EPE, 2024c), adaptadas à reali-

dade goiana, considerando suas particularidades setoriais e desafios energéticos específicos.

#### 7.3.1 A importância da Eficiência Energética nos setores Industrial, Agropecuário, de Edificações e de Transportes

A eficiência energética (EE) desempenha um papel essencial na redução dos custos operacionais, na sustentabilidade ambiental e na competitividade econômica dos setores produtivos. Em Goiás, a diversificação da matriz energética e a implementação de práticas mais eficientes são fundamentais para garantir o crescimento sustentável e a redução da dependência de fontes energéticas convencionais. Conforme apresentado pela Figura 33, os estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2034 (EPE, 2024e) apresentam que as indústrias e o setor de transportes, por serem os principais consumidores de energia, possuem grande potencial de efficientização, projetando-se 82,0% (19 Mtep) de ganhos para 2034. Em relação aos ganhos de eficiência elétrica, destacam-se as edificações, com ganhos de 66,0% (27 TWh) do total para 2034.

Figura 33: Contribuição setorial para os ganhos de eficiência energética e elétrica no ano 2034.



Fonte: (EPE, 2024e,c)

No setor industrial, a adoção de tecnologias avançadas e a modernização dos processos

produtivos são essenciais para reduzir a intensidade energética e aumentar a eficiência ope-

racional. De acordo com o PDE 2034, medidas como a otimização de sistemas térmicos e elétricos, o uso de cogeração e a substituição de combustíveis fósseis por biomassa são estratégias fundamentais para a redução do consumo energético na indústria goiana. Além disso, recomenda-se a implementação de programas oficiais de eficiência energética, incluindo a etiquetagem e o estabelecimento de índices mínimos de desempenho energético para equipamentos industriais, conforme indicado no *Roadmap de Ações de Eficiência Energética na Indústria* (EPE, 2020b). A digitalização dos processos produtivos e a adoção de tecnologias inteligentes são apontadas como medidas essenciais para potencializar os ganhos de eficiência energética e garantir a competitividade do setor.

O setor agropecuário, que tem papel central na economia do estado, também apresenta oportunidades significativas para aprimoramento da eficiência energética. A modernização de equipamentos agrícolas, a automação dos processos produtivos e a gestão inteligente do uso de energia são fatores-chave para reduzir desperdícios e melhorar a produtividade. O uso eficiente da irrigação, a valorização de resíduos orgânicos para a cogeração e a eletrificação de processos, aliada à substituição de combustíveis fósseis por fontes renováveis, representam alternativas viáveis para minimizar custos e impactos ambientais.

Nas edificações, especialmente em edifícios comerciais e públicos, a EE desempenha um papel fundamental na redução do consumo de energia e na transição para um modelo mais sustentável. De acordo com a Nota Técnica *Ações para Promoção da Eficiência Energética nas Edificações Brasileiras: No Caminho da Transição Energética* da EPE (EPE, 2020a), a implementação de normas e certificações, como o Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE) do INMETRO, é essencial para garantir a eficiência no uso de energia em edificações. Entre as principais estratégias destacam-se a melhoria da envoltória térmica dos edifícios, a modernização dos sistemas de climatização e iluminação e a adoção de fontes renováveis de energia, como a energia solar fotovoltaica. Além disso, políticas definidas pelo PROCEL

e PNEf vêm impulsionando diretrizes para tornar as edificações mais eficientes, promovendo incentivos financeiros e regulamentações para estimular a adoção de boas práticas no setor.

O setor de transportes, por sua vez, é um dos maiores consumidores de energia, especialmente devido à predominância do modal rodoviário. O incentivo ao uso de biocombustíveis, a renovação da frota de veículos para modelos mais eficientes e a eletrificação do transporte público são ações essenciais para a redução do consumo de combustíveis e das emissões de gases de efeito estufa. Dados disponíveis, como os do Programa de Eficiência Energética (PEE) da ANEEL podem subsidiar políticas públicas voltadas para a melhoria da eficiência no setor de transportes, promovendo alternativas mais sustentáveis.

### 7.3.2 Indicadores e Métricas para a Eficiência Energética em Goiás

A avaliação do consumo de energia elétrica por setores é fundamental para estudos sobre EE, pois permite identificar padrões de consumo, áreas com maior potencial de economia e impactos de políticas públicas no setor energético. Diferentes setores possuem demandas e características específicas, o que torna essencial a análise segmentada para a formulação de estratégias eficazes. Ao monitorar o consumo por classe, é possível compreender como a eletricidade está sendo utilizada e direcionar medidas para otimizar o uso da energia, reduzindo desperdícios e promovendo a sustentabilidade.

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) disponibiliza o Painel de Monitoramento do Consumo de Energia Elétrica (EPE, 2024d), uma ferramenta interativa que permite aos usuários analisarem estatísticas mensais do consumo de eletricidade no Brasil, segmentadas por classe de consumo. Com funcionalidades como gráficos interativos, filtros por período e localização geográfica, o painel oferece uma experiência dinâmica na leitura e análise do comportamento do consumo. Mecanismos como o Menu Dinâmico possibilitam a customização da pesquisa, permitindo a visualização detalhada do consumo energético em diferentes níveis de granularidade (EPE, 2024d).

No estado de Goiás, a Gerência de Pesquisa e Estatísticas de Energia (GPEE) da Subsecretaria de Energia, Telecomunicações e Cidades Inteligentes (SUBETCI) desenvolveu o Sistema de Inteligência Energética de Goiás, um painel interativo em *Power BI* (SIEGO, 2024), que sintetiza informações relacionadas às fontes renováveis, ao sistema elétrico, ao planejamento energético, à legislação e à eficiência energética. Utilizando dados coletados da

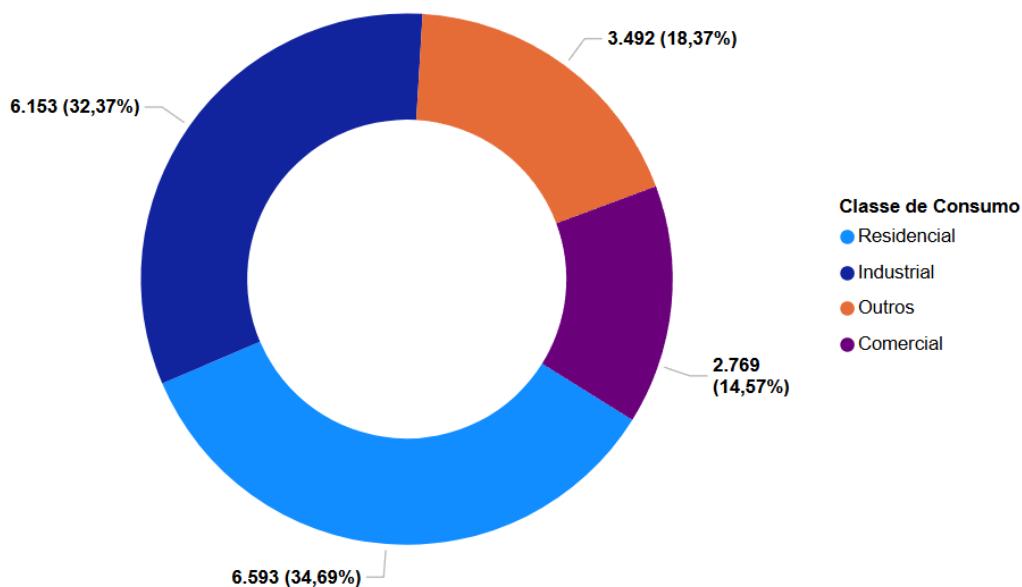
EPE por meio do Painel de Monitoramento do Consumo de Energia Elétrica, a SUBETCI organizou as estatísticas do estado, permitindo a visualização segmentada por classe de consumo (residencial, industrial, comercial e outros). Essa funcionalidade faz parte da aba de "Sistema Elétrico" do *Power BI* da SGG, proporcionando uma visão detalhada da distribuição do consumo de energia elétrica em Goiás.

Tabela 35: Somatório do consumo de energia de todas as classes de consumo no estado de Goiás em 2023

Mês	Consumo de Energia (GWh)	Quantidade de Consumidores
Janeiro	1.431	3.334.439
Fevereiro	1.405	3.334.651
Março	1.473	3.346.882
Abril	1.571	3.348.367
Maio	1.524	3.353.795
Junho	1.544	3.354.191
Julho	1.503	3.359.397
Agosto	1.567	3.367.038
Setembro	1.631	3.373.010
Outubro	1.755	3.381.617
Novembro	1.812	3.386.063
Dezembro	1.792	3.395.212
<b>Total</b>	<b>19.008</b>	<b>40.334.662</b>

Fonte: (SIEGO, 2024).

Figura 34: Distribuição do consumo de energia por classe no estado de Goiás em 2023.



Fonte: (SIEGO, 2024).

O somatório do consumo de energia de todas as classes no estado de Goiás em 2023, conforme apresentado na Tabela 35, fornece um panorama detalhado do montante de eletricidade demandado ao longo do ano. A Figura 34 complementa essa análise ao ilustrar a participação relativa de cada classe de consumo, onde a classe residencial representou 34,69% do total, seguida pelo setor industrial com 32,37% e o comercial com 14,57%. As demais classes, incluindo o setor rural, compuseram o percentual restante. Essa distribuição permite uma visualização clara da demanda energética no estado, sendo fundamental para a formulação de políticas públicas voltadas à eficiência energética. A identificação de setores com maior consumo possibilita direcionar ações estratégicas para otimização do uso da eletricidade e a redução do desperdício energético.

A partir de dados como estes, é possível estimar o Balanço de Energia Útil (BEU) do estado de Goiás ao aplicar coeficientes de eficiência energética específicos para cada classe de consumo, considerando as características e os padrões de uso de energia em cada setor. O BEU é uma métrica fundamental para quantificar quanto da energia final consumida é efetivamente convertida em energia útil e quanto

se dissipia em perdas inerentes aos processos de conversão e utilização. Para essa estimativa, os dados de consumo energético apresentados podem servir como base inicial, permitindo a aplicação de coeficientes de conversão baseados em estudos da EPE e referências técnicas. Por exemplo, ao associar o consumo total de eletricidade em cada classe com os respectivos fatores de eficiência de equipamentos e processos típicos, seria possível projetar o percentual de aproveitamento energético e identificar setores com maior potencial de otimização. Essa abordagem subsidiaria o desenvolvimento de políticas públicas e programas de incentivo à adoção de tecnologias mais eficientes, contribuindo para a redução de desperdícios e a melhoria da sustentabilidade energética no estado.

Os indicadores de EE são essenciais para avaliar e acompanhar o desempenho do consumo de energia nos setores produtivos, residenciais e de transporte. Eles permitem compreender a relação entre a energia consumida e os serviços ou bens produzidos, auxiliando na identificação de padrões de uso e desperdícios. No contexto de Goiás, a definição desses indicadores para os setores agropecuário, industrial, de edificações e de transportes possibilita a criação de estratégias voltadas para o apri-

moramento da EE e para a otimização do uso da eletricidade em cada segmento.

A adaptação da metodologia de curvas de custo e potencial de EE para esses setores pode fornecer uma análise detalhada das oportunidades de redução de consumo e dos investimentos necessários para implementar tecnologias mais eficientes. Para o setor industrial, por exemplo, essa abordagem pode revelar quais processos apresentam maiores perdas e onde a substituição de equipamentos poderia gerar maior economia. No setor de edificações, a metodologia pode indicar melhorias em isolamento térmico e climatização eficiente, enquanto no setor de transportes, pode ajudar a projetar medidas para eletrificação de frotas e otimização logística.

Essas ferramentas permitem não apenas um diagnóstico preciso do cenário energético estadual, mas também a formulação de políticas públicas mais eficazes. Ao aplicar essas metodologias em Goiás, seria possível estabelecer prioridades de investimento, direcionar incentivos para tecnologias sustentáveis e fortalecer ações de conscientização sobre o uso racional da energia. Dessa forma, a análise integrada da EE nos diversos setores contribui para o desenvolvimento sustentável e para a competitividade econômica do estado.

Para viabilizar um planejamento energético mais eficiente, torna-se essencial a organização de um banco de dados estruturado que reúna informações detalhadas sobre o consumo energético nos diversos setores da economia goiana. A centralização dessas informações permitirá uma análise mais precisa das tendências de consumo e da efetividade das políticas implementadas.

Além da organização dos dados, é recomendável o desenvolvimento de uma plataforma integrada para quantificar e monitorar a EE nestes setores. Essa plataforma deverá ser capaz de processar e disponibilizar informações sobre o consumo energético em tempo real, fornecendo subsídios para a formulação de políticas públicas e para a tomada de decisão por parte de empresas e instituições governamentais. A aplicação de metodologias de análise baseadas em inteligência de dados permitirá a identificação de gargalos e oportunidades de melhoria,

possibilitando a implementação de ações mais efetivas na redução do consumo de energia e no aumento da sustentabilidade do estado de Goiás.

## 7.4 Conclusão

A eficiência energética é um vetor essencial para o desenvolvimento sustentável e tem sido impulsionada por políticas nacionais que fomentam a inovação e a otimização do consumo energético. No contexto de Goiás, onde setores como agroindústria, transportes, indústria e edificações apresentam elevado consumo de energia, a implementação de estratégias de EE não só reduz custos operacionais e emissões, mas também fortalece a competitividade econômica e a sustentabilidade da matriz energética estadual. Diante desse cenário, este estudo analisou os setores estratégicos para compreender os avanços já alcançados e as oportunidades para novas iniciativas que ampliem a eficiência energética no estado.

Nos setores de transporte e automotivo, constatou-se um avanço significativo na adoção de novas tecnologias. A eletrificação veicular e o desenvolvimento de combustíveis alternativos, como hidrogênio e biocombustíveis avançados, indicam um movimento crescente rumo à descarbonização e ao aumento da eficiência energética. A modernização da frota e a incorporação de soluções inteligentes de mobilidade são caminhos promissores para reduzir o consumo energético e as emissões no setor.

Na agroindústria, o potencial de eficiência energética é vasto, especialmente por meio da valorização de resíduos para cogeração de energia e da adoção de tecnologias mais eficientes no processamento e na mecanização agrícola. Entretanto, o setor ainda apresenta uma menor taxa de implementação de inovações em comparação com outras áreas, evidenciando a necessidade de incentivos e programas que viabilizem essas melhorias.

O setor industrial, sendo um dos maiores consumidores de energia em Goiás, já apresenta esforços voltados para a otimização de processos produtivos e a integração de tecnologias eficientes, como sistemas térmicos aprimorados e cogeração. No entanto, a adoção de

---

metodologias como o Balanço de Energia Útil e o uso de indicadores mais precisos são essenciais para monitorar e maximizar os ganhos de eficiência, promovendo uma gestão energética mais estratégica.

Já no setor de edificações, tanto públicas quanto comerciais e residenciais, as oportunidades de eficiência energética incluem melhorias nos sistemas de climatização, iluminação e isolamento térmico. A implementação de certificações e regulamentações mais rigorosas para edificações eficientes pode contribuir para um consumo mais racional de energia, reduzindo desperdícios e custos a longo prazo.

A ampliação da análise para setores essenciais, conforme indicado pelo Balanço Energético Nacional, reforça a necessidade de um es-

tudo aprofundado nos setores agropecuário, industrial, de transportes e edificações, com metodologias específicas para cada realidade. A adaptação das curvas de custo e potencial de eficiência energética para Goiás, aliada à criação de um sistema de monitoramento contínuo, permitirá um planejamento mais eficiente e embasado.

Em suma, a eficiência energética em Goiás apresenta avanços significativos e um amplo potencial de aprimoramento em diversos setores. A adoção de soluções inovadoras, o fortalecimento das políticas públicas e a aplicação de metodologias mais robustas permitirão um planejamento energético mais eficiente, impulsionando a sustentabilidade e a competitividade econômica do estado.

## Referências

- ALMARSHAD, Mohammad Nassar et al. The Mediating Role of Energy Efficiency Measures in Enhancing Organizational Performance: Evidence from the Manufacturing Sector in Jordan. **International Journal of Energy Economics and Policy**, Econjournals, v. 14, p. 360–370, 4 jul. 2024. ISSN 2146-4553. DOI: 10.32479/IJEEP.15972. Disponível em: <<https://econjournals.com/index.php/ijEEP/article/view/15972>>.
- AMINUDIN, M. A. et al. An overview: Current progress on hydrogen fuel cell vehicles. **International Journal of Hydrogen Energy**, Pergamon, v. 48, p. 4371–4388, 11 fev. 2023. ISSN 0360-3199. DOI: 10.1016/J.IJHYDENE.2022.10.156.
- BADKE, Julia Brescovicci. Caracterização experimental da anisotropia em chapas de alumínio da série 5XXX casse 5052-H32. Universidade Federal de Santa Maria, out. 2021. Disponível em: <<http://repositorio.ufsm.br/handle/1/22658>>.
- BHATTI, Ghanishtha; MOHAN, Harshit; SINGH, R. Raja. Towards the future of smart electric vehicles: Digital twin technology. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Pergamon, v. 141, p. 110801, mai. 2021. ISSN 1364-0321. DOI: 10.1016/J.RSER.2021.110801.
- BORGES, Wesley Vieira. Expansão canavieira e os reflexos socioeconômicos no município de Goianésia(GO), 1970-2010. Universidade Estadual de Goiás, p. 1970–2010, abr. 2015. Disponível em: <<https://www.bdtd.ueg.br//handle/tede/987>>.
- CASTRO MORAES PINTO, Lilian de. Ecoeficiência na produção sucroalcooleira no Piauí, 2017.
- CHORDIA, Mudit; NORDELÖF, Anders; ELLINGSEN, Linda Ager Wick. Environmental life cycle implications of upscaling lithium-ion battery production. **International Journal of Life Cycle Assessment**, Springer Science e Business Media Deutschland GmbH, v. 26, p. 2024–2039, 10 out. 2021. ISSN 16147502. DOI: 10.1007/S11367-021-01976-0/FIGURES/6. Disponível em: <<https://link.springer.com/article/10.1007/s11367-021-01976-0>>.
- COLHERINHAS, G. B.; ARAÚJO, T. F. R. Avaliação do Projeto de Substituição de Gás Liquefeito de Petróleo para Gás Natural Liquefeito em uma Empresa Automobilística. **Revista Processos Químicos**, v. 14, p. 210–2020, 28 abr. 2021. ISSN 1981-8521. DOI: 10.19142/rpq.v14i28.617.
- COLHERINHAS, Gino B. et al. Eficiência Energética nos Setores Agroindustrial, de Transporte, Farmacêutico, Automobilístico e de Mineração: Um Estudo Bibliométrico. In: ANAIS do IV Congresso do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica (PPGMEC). Goiânia, Brasil: Universidade Federal de Goiás, 2024.
- COLHERINHAS, Gino Bertolucci et al. Energy Efficiency and Sustainability: Technological Advances in Key Sectors of Goiás. In: INTERNATIONAL Symposium on Energy. Goiânia, GO, Brazil: ISE, nov. 2024.
- EHSANI, Mehrdad et al. State of the Art and Trends in Electric and Hybrid Electric Vehicles. **Proceedings of the IEEE**, Institute of Electrical e Electronics Engineers Inc., v. 109, p. 967–984, 6 jun. 2021. ISSN 15582256. DOI: 10.1109/JPROC.2021.3072788.
- EPE. **Ações para Promoção da Eficiência Energética nas Edificações Brasileiras: No Caminho da Transição Energética**. [S.l.], 2020. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/NT%20DEA-SEE-007-2020.pdf>>.

---

EPE. **Atlas da Eficiência Energética | Brasil 2024. Relatório de Indicadores.** [S.l.: s.n.], 2024. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/atlas-de-eficiencia-energetica-brasil-2024>>.

\_\_\_\_\_. **Balanço Energético Nacional 2024: Ano base 2023.** Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética. Ministério de Minas e Energia (MME), 2024. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br>>.

\_\_\_\_\_. **Caderno de Ações Norteadoras para Eficiência Energética no Brasil.** [S.l.], 2024. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/caderno-de-acoes-norteadoras-para-o-avanco-da-eficiencia-energetica-no-brasil>>.

\_\_\_\_\_. **Painel de Monitoramento do Consumo de Energia Elétrica.** [S.l.]: Empresa de Pesquisa Energética, 2024. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/consumo-de-energia-eletrica>>. Acesso em: 29 jan. 2024.

\_\_\_\_\_. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2034.** [S.l.], 2024. Relatório de Consulta Pública. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Decenal-de-Expansao-de-Energia-PDE>>.

\_\_\_\_\_. **Roadmap de Ações de Eficiência Energética: Propostas de Medidas no Setor Industrial Brasileiro.** Rio de Janeiro, Brasil: Empresa de Pesquisa Energética, 2020. Disponível em:

<<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/caderno-sobre-acoes-de-eficiencia-energetica-em-industrias-brasileiras>>.

FAICO, G. Mobilidade Urbana Sustentável: Caminhos da Agenda 2030 na Década da Ação. In: 1. ed. [S.l.]: UERGS, 2022.

FAN, Jiawei et al. Review on the treatment of organic wastewater by discharge plasma combined with oxidants and catalysts. **Environmental Science and Pollution Research 2020 28:3**, Springer, v. 28, p. 2522–2548, 3 out. 2020. ISSN 1614-7499. DOI: 10.1007/S11356-020-11222-Z. Disponível em:

<<https://link.springer.com/article/10.1007/s11356-020-11222-z>>.

FERREIRA, Lara Cristine Gomes. As paisagens regionais na Microrregião Ceres (GO) : das colônias agrícolas nacionais ao agronegócio sucroenergético, nov. 2016. DOI: 10.26512/2016.11.T.22952. Disponível em:

<<http://repositorio.unb.br/handle/10482/22952>>.

FIKRU, M. G.; ROMANI, I. G. **Optimizing Mineral Extraction and Processing for the Energy Transition: Evaluating Efficiency in Single versus Joint Production.** [S.l.], 2024. P. 1–38.

GALANT, Or et al. Mechanochemistry Can Reduce Life Cycle Environmental Impacts of Manufacturing Active Pharmaceutical Ingredients. **ACS Sustainable Chemistry and Engineering**, American Chemical Society, v. 10, p. 1430–1439, 4 jan. 2022. ISSN 21680485. DOI: 10.1021/ACSSUSCHEMENG.1C06434/SUPPL\_FILE/SC1C06434\_SI\_001.PDF. Disponível em: <<https://pubs.acs.org/doi/abs/10.1021/acssuschemeng.1c06434>>.

HOSSEIN, Miraji et al. Exploring eco-friendly approaches for mitigating pharmaceutical and personal care products in aquatic ecosystems: A sustainability assessment. **Chemosphere**, Pergamon, v. 316, p. 137715, mar. 2023. ISSN 0045-6535. DOI: 10.1016/J.CHEMOSPHERE.2022.137715.

---

KULKARNI, Siddharth et al. Evaluation of vehicle lightweighting to reduce greenhouse gas emissions with focus on magnesium substitution. **Journal of Engineering, Design and Technology**, Emerald Group Holdings Ltd., v. 16, p. 869–888, 6 nov. 2018. ISSN 17260531. DOI: 10.1108/JEDT-03-2018-0042/FULL/XML.

LI, Chaoqun; QIN, Shuai et al. Reduction of carbon emission in iron sintering process based on hot air sintering technology. **Journal of Cleaner Production**, Elsevier, v. 471, p. 143403, set. 2024. ISSN 0959-6526. DOI: 10.1016/J.JCLEPRO.2024.143403.

LI, Quansheng. The view of technological innovation in coal industry under the vision of carbon neutralization. **International Journal of Coal Science and Technology**, Springer International Publishing, v. 8, p. 1197–1207, 6 dez. 2021. ISSN 21987823. DOI: 10.1007/S40789-021-00458-W/FIGURES/7. Disponível em: <<https://link.springer.com/article/10.1007/s40789-021-00458-w>>.

LI, Rongrong; LI, Lejia; WANG, Qiang. The impact of energy efficiency on carbon emissions: Evidence from the transportation sector in Chinese 30 provinces. **Sustainable Cities and Society**, Elsevier, v. 82, p. 103880, jul. 2022. ISSN 2210-6707. DOI: 10.1016/J.SCS.2022.103880.

LI, Yiming; SOLAYMANI, Saeed. Energy consumption, technology innovation and economic growth nexuses in Malaysian. **Energy**, Pergamon, v. 232, p. 121040, out. 2021. ISSN 0360-5442. DOI: 10.1016/J.ENERGY.2021.121040.

MA, Siqi et al. Towards green extraction: Assessing the social and economic progress and challenges of green mining in China for policy formulation. **Resources Policy**, Pergamon, v. 96, p. 105233, set. 2024. ISSN 0301-4207. DOI: 10.1016/J.RESOURPOL.2024.105233.

MARTINEZ-BURGOS, Walter José et al. Agro-industrial wastewater in a circular economy: Characteristics, impacts and applications for bioenergy and biochemicals. **Bioresource Technology**, Elsevier, v. 341, p. 125795, dez. 2021. ISSN 0960-8524. DOI: 10.1016/J.BIORTECH.2021.125795.

MARTINS, Vera Lucia Francisco Dias. DESENVOLVIMENTO REGIONAL E A INFRAESTRUTURA LOGÍSTICA: PROJETO DA PLATAFORMA LOGÍSTICA MULTIMODAL DO ESTADO DE GOIÁS. Pontifícia Universidade Católica de Goiás, mar. 2017. Disponível em: <<http://tede2.pucgoias.edu.br:8080/handle/tede/3643>>.

MME. **Plano Nacional de Eficiência Energética - PNEf: Premissas e Diretrizes Básicas**. [S.l.: s.n.], 2011. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/sntep/publicacoes/plano-nacional-de-eficiencia-energetica/documentos/plano-nacional-eficiencia-energetica-pdf.pdf>>.

\_\_\_\_\_. **Transporte e indústria representaram 64,8% do consumo de energia do país em 2023**. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2024. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/transporte-e-industria-representaram-64-8-do-consumo-de-energia-do-pais-em-2023>>.

NABAVI-PELESARAEI, Ashkan et al. Prospects of solar systems in production chain of sunflower oil using cold press method with concentrating energy and life cycle assessment. **Energy**, Pergamon, v. 223, p. 120117, mai. 2021. ISSN 0360-5442. DOI: 10.1016/J.ENERGY.2021.120117.

NETO, Aristides Monteiro; OLIVEIRA SILVA, Raphael de; SEVERIAN, Danilo. **Brasil, Brasis: reconfigurações territoriais da indústria no século XXI**. 1. ed. [S.l.]: Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA), 2021. P. 1–541. DOI: <http://dx.doi.org/10.38116/978-65-5635-020-2>.

---

QI, Kemin et al. CQDs/biochar from reed straw modified Z-scheme MgIn<sub>2</sub>S<sub>4</sub>/BiOCl with enhanced visible-light photocatalytic performance for carbamazepine degradation in water. **Chemosphere**, Pergamon, v. 287, p. 132192, jan. 2022. ISSN 0045-6535. DOI: 10.1016/J.CHEMOSPHERE.2021.132192.

SARFRAZ, Muhammad Salman; HONG, Hyunsoo; KIM, Seong Su. Recent developments in the manufacturing technologies of composite components and their cost-effectiveness in the automotive industry: A review study. **Composite Structures**, Elsevier, v. 266, p. 113864, jun. 2021. ISSN 0263-8223. DOI: 10.1016/J.COMPSTRUCT.2021.113864.

SHI, Hongxu; CHANG, Ming. How does agricultural industrial structure upgrading affect agricultural carbon emissions? Threshold effects analysis for China. **Environmental Science and Pollution Research**, Springer Science e Business Media Deutschland GmbH, v. 30, p. 52943–52957, 18 abr. 2023. ISSN 16147499. DOI: 10.1007/S11356-023-25996-5/FIGURES/6. Disponível em: <<https://link.springer.com/article/10.1007/s11356-023-25996-5>>.

SIEGO. Sistema de Inteligência Energética de Goiás. [S.l.]: Subsecretaria de Energia, Telecomunicações e Ci- dades Inteligentes, 2024. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiNmVjY2I1NzgtMmI5OS00ZjQ0LTh1M2UtZDZhMjEx0DY2M2E3IiwidCI6IjY3ZmQ0MzFjLWIyYWQtNDg2Ny04MWJjLWQ3NTYyMjBiNTZkNCJ9&pageName=ReportSection48a721f2b43d4fa43a91>>. Acesso em: 29 jan. 2024.

SOBRINHO, William Brasil Rodrigues. A contribuição do agronegócio para o crescimento econômico e mensuração de seu desenvolvimento tecnológico: um estudo de caso no Tocantins, mar. 2023. Disponível em: <<http://repositorio.uft.edu.br/handle/11612/6607>>.

WINTER, Lea R.; CHEN, Jingguang G. N<sub>2</sub> Fixation by Plasma-Activated Processes. **Joule**, Cell Press, v. 5, p. 300–315, 2 fev. 2021. ISSN 25424351. DOI: 10.1016/J.JOULE.2020.11.009/ATTACHMENT/81A7F518-EDAB-4D19-9C39-8858B60AAD1C/MMC3.PDF. Disponível em: <[http://www.cell.com/article/S2542435120305171/fulltext%20http://www.cell.com/article/S2542435120305171/abstract%20https://www.cell.com/joule/abstract/S2542-4351\(20\)30517-1](http://www.cell.com/article/S2542435120305171/fulltext%20http://www.cell.com/article/S2542435120305171/abstract%20https://www.cell.com/joule/abstract/S2542-4351(20)30517-1)>.

YANG, Xiao Guang; LIU, Teng; WANG, Chao Yang. Thermally modulated lithium iron phosphate batteries for mass-market electric vehicles. **Nature Energy** 2021 **6:2**, Nature Publishing Group, v. 6, p. 176–185, 2 jan. 2021. ISSN 2058-7546. DOI: 10.1038/s41560-020-00757-7. Disponível em: <<https://www.nature.com/articles/s41560-020-00757-7>>.

YAQOOB, Nusrat et al. The relationship between staple food crops consumption and its impact on total factor productivity: does green economy matter? **Environmental Science and Pollution Research**, Springer Science e Business Media Deutschland GmbH, v. 29, p. 69213–69222, 46 out. 2022. ISSN 16147499. DOI: 10.1007/S11356-022-22150-5/TABLES/6. Disponível em: <<https://link.springer.com/article/10.1007/s11356-022-22150-5>>.

YOUNAS, Muhammad et al. An Overview of Hydrogen Production: Current Status, Potential, and Challenges. **Fuel**, Elsevier, v. 316, p. 123317, mai. 2022. ISSN 0016-2361. DOI: 10.1016/J.FUEL.2022.123317.

## 8. SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Autores: Dr. Felipe Pamplona Mariano e Dr. Paulo Henrique Neves Pimenta.

### 8.1 Introdução

Embora as fontes de energia renováveis e sustentáveis mitiguem os problemas associados aos combustíveis fósseis, como a poluição do ar e da água, o aquecimento global e impactos na saúde humana, elas também enfrentam desafios significativos. Essas fontes de energia são intermitentes e influenciadas pelas variações climáticas, o que resulta em uma discrepância entre a disponibilidade e a demanda. Nesse contexto, sistemas de armazenamento de energia (ESS's) tem se mostrado uma solução, oferecendo a capacidade de gerenciar a energia e promovendo um equilíbrio entre a demanda e a oferta de energia (EMRANI; BERRADA, 2024). No Estado de Goiás, especificamente, esses sistemas são pouco usados, se resumindo a baterias em sistemas independentes da rede. Entretanto, novos métodos já têm sido ampla-

mente estudados e utilizados no mundo. São destacados aqui o armazenamento de energia térmica (TES), mecânica (MESS) e por Hidrogênio ( $H_2$ ).

A maneira mais comum de categorizar os ESS's é pelo tipo de energia armazenada, que pode ser dividida em armazenamento de energia eletroquímica, mecânica, química, térmica e elétrica (EMRANI; BERRADA, 2024; MAHMOUD et al., 2020). Os principais tipos de armazenamento de energia mecânica são por: volante de inércia (FESS), hidrelétrica bombeada (PHES), ar comprimido (CAES) e gravidade (GES), já de energia térmica são: calor sensível (SHS) e latente (LHS). Quanto aos métodos químicos o mais comum é são os combustíveis, destacando o hidrogênio. Uma classificação mais ampla dos métodos de armazenamento de energia é apresentada na Figura 35.

Figura 35: Classificação dos sistemas de armazenamento de energia



Fonte: Adaptado de (EMRANI; BERRADA, 2024) e (MAHMOUD et al., 2020).

Nesse sentido, a principal contribuição desse capítulo é a apresentação de novos sistemas de armazenamento de energia aplicáveis no Estado de Goiás. Para tal, devido suas características técnicas, foram selecionados sistemas de armazenamento de energia térmica (Sensível e Latente), mecânica (PHES e CAES) e por hidrogênio. Inicialmente, são apresentados conceitos fundamentais sobre esses sistemas, incluindo: classificação, status atual e aplicações. Em seguida os aspectos técnicos e econômicos desses sistemas são analisados. Para isso, são reunidas informações disponíveis sobre esses sistemas em termos de seu desempenho técnico e econômico. Diversos trabalhos publicados em periódicos de relevância são citados ao texto, destacando os principais aspectos, conceitos, metodologias abordadas. Por fim, metodologias para avaliação técnica e econômica de cada sistema, exemplificando possíveis cenários para essas instalações no Estado de Goiás.

## 8.2 Armazenamento de Energia Térmica

A alta incidência de radiação solar oferece um potencial significativo para a produção de energia solar em Goiás. A conversão direta da radiação solar em corrente elétrica por painéis fotovoltaicos tem se consolidado como uma solução promissora para a geração de eletricidade de forma sustentável e ecológica. Ela permite a instalação de forma centralizada ou distribuída, conectada a rede ou isolada. Esses fatores, aliados à redução de preços dos painéis solares nas últimas décadas, contribuíram para um crescimento exponencial da potência instalada em Goiás, e consequentemente no Brasil. Todavia, existem desafios persistentes ao uso de painéis fotovoltaicos, como a dependência direta de luz solar (impossibilitando seu uso em períodos nublados ou noturnos) e o gerenciamento eficiente da energia solar gerada, especialmente em situações em que a produção excede a demanda imediata. Esse excedente de energia muitas vezes é desperdiçado, pois não há um sistema eficaz para armazená-lo e utilizá-lo em períodos de baixa geração.

Nesse cenário, a energia solar concentrada

(CSP ou Heliotérmica) surge como uma alternativa promissora, apesar de atualmente necessitar de um maior investimento inicial do que outras fontes renováveis. Nesses sistemas, a radiação solar é usada no aquecimento de um fluido a temperaturas suficientemente altas para gerar potência de eixo através de um ciclo termodinâmico. A principal vantagem desses sistemas é a oportunidade de armazenamento da energia térmica, sem necessidade de conversão imediata em eletricidade. Essa característica é significativa por dois motivos: primeiro, adiciona inércia térmica ao sistema amortizando intermitências na fonte devido a passagem de nuvens; segundo, permite estender a operação para além das horas de sol, conferindo despachabilidade à planta. Essa relação aumenta a resiliência da tecnologia contra as flutuações inerentes da irradiação solar, garantindo assim saídas de energia adaptadas à demanda (KHAN et al., 2024).

Nesse contexto, a introdução desses sistemas na rede elétrica goiana reduziria o pico de consumo de energia e as emissões de  $CO_2$ . Além disso, diminuiria os custos de investimento nos sistemas elétricos, uma vez que não precisariam ser dimensionados com base na demanda máxima. Ao aumentar a eficiência dos sistemas energéticos, essa medida também contribuiria para ampliar a participação das energias renováveis na matriz energética, mitigando os impactos causados pela sua intermitência.

Esse atributo proporciona um aumento da competitividade financeira das usinas CSP, por permitir a venda da energia em períodos de melhor remuneração e facilitar a gestão do sistema integrado de energia. Por isso, não é por acaso que a Agência Internacional de Energia (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2021) projeta uma participação de 11% da geração CSP no mix de energia elétrica global em 2050, caso o compromisso de manter o aquecimento global abaixo dos 2°C seja perseguido (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2010). No relatório *Net Zero by 2050*, a agência prevê um crescimento exponencial da CSP, com capacidades de 73 GW, 281 GW e 426 GW até 2030, 2040 e 2050, respectivamente.

Portanto, na Seção 8.2.1 são apresentados

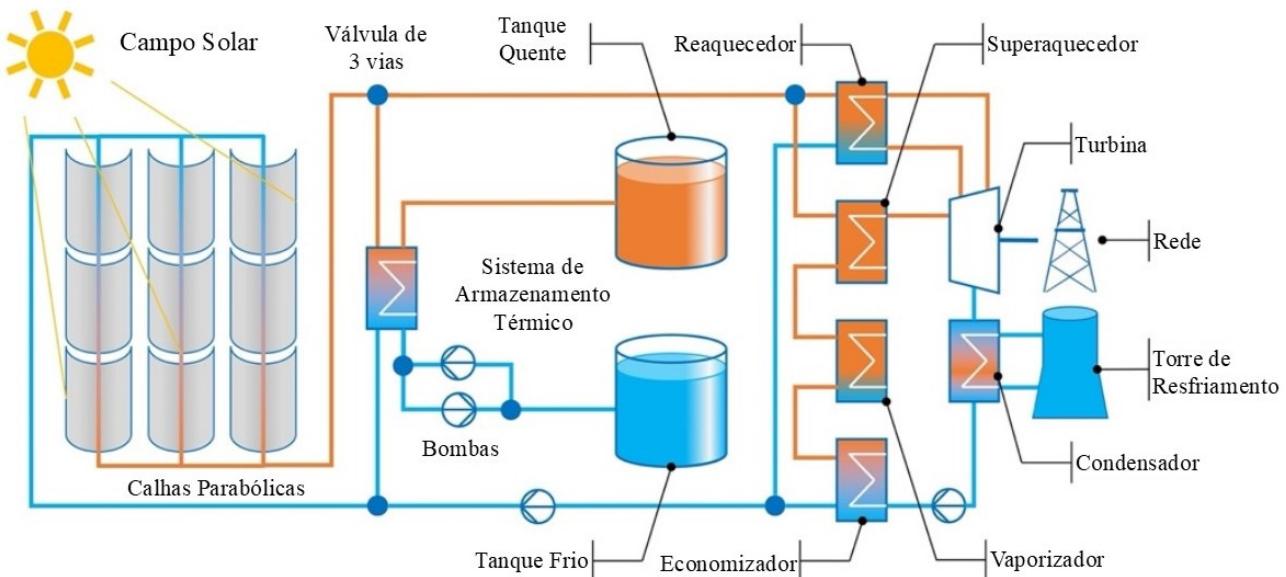
os sistemas de armazenamento térmico associados à geração CSP que podem ser usados para maximizar o aproveitamento da energia solar na região de Goiás. O objetivo é identificar e avaliar as tecnologias de geração e armazenamento que possam capturar e converter a energia solar em energia térmica, para geração de eletricidade nos picos de demanda. Inicialmente, é realizada uma avaliação de opções tecnológicas para sistemas de armazenamento térmico via CSP, com foco na geração eletricidade. Na Seção 8.2.2 são detalhados os diferentes sistemas de armazenamento térmico aplicáveis à geração CSP. Por fim, na Seção 8.2.3 é proposta uma metodologia para análise de viabilidade técnica e econômica dessas tecnologias em solo goiano.

### 8.2.1 Geração CSP com TES

A geração de CSP abrange quatro tecnologias diferentes: (i) calha parabólica (Figura 36), onde os coletores têm o formato de calhas

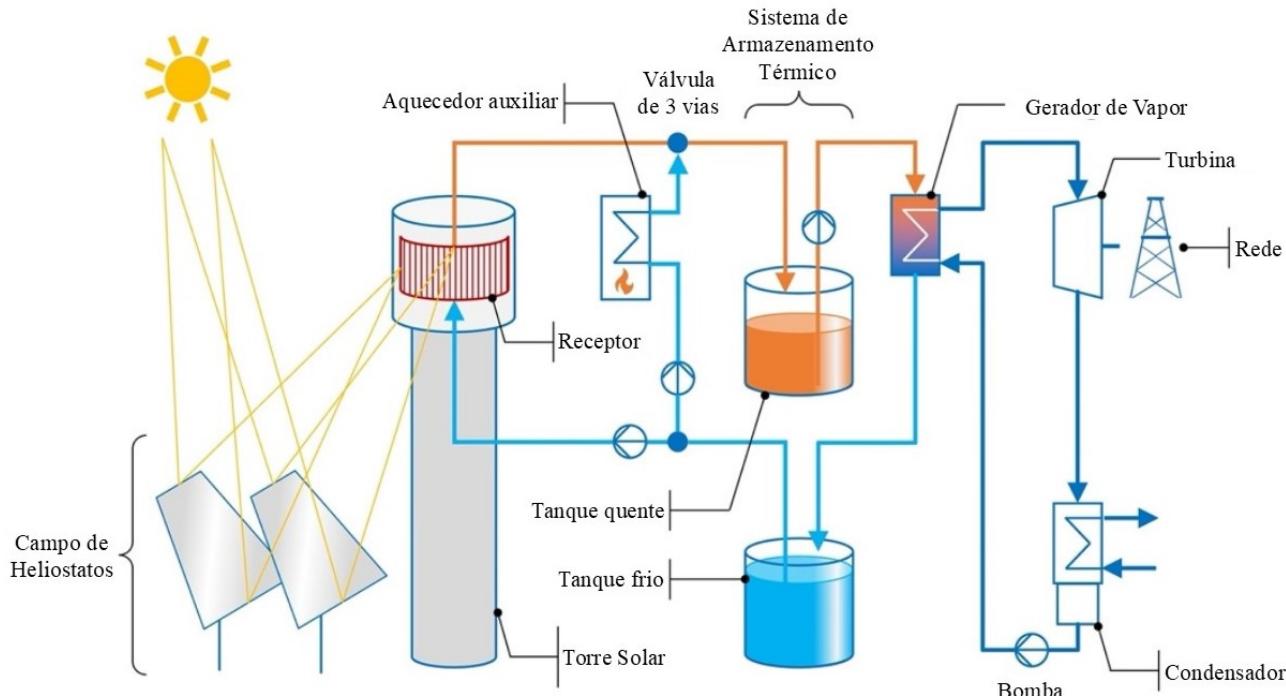
parabólicas, concentrando a luz solar em um tubo receptor localizado na linha focal do espelho (VELARDE et al., 2023); (ii) torre solar (Figura 37), na qual os espelhos (helióstatos) são dispostos em um campo ao redor de uma torre central. Esses espelhos concentram a luz solar em um receptor localizado no topo da torre, aquecendo um fluido (tipicamente sais fundidos) a altas temperaturas (YUANHUI et al., 2024); (iii) refletor Fresnel linear, que opera de forma semelhante às calhas parabólicas, mas usa espelhos planos ou ligeiramente curvos dispostos em fileiras para direcionar a luz solar para um receptor elevado (GONZÁLEZ-MORA; DURÁN-GARCÍA, 2024); e (iv) prato parabólico, que usa uma grande superfície parabólica espelhada para concentrar a luz solar em um ponto focal. Esse último sistema normalmente emprega um receptor com um motor *Stirling*, convertendo calor diretamente em eletricidade sem o uso de sistemas de armazenamento térmico. Além disso, existem poucos instalados (PALACIOS et al., 2020).

Figura 36: Modelo esquemático de CSP - Calha Parabólica



Fonte: Adaptado de (MATOS et al., 2022).

Figura 37: Modelo esquemático de CSP - Torre Solar



Fonte: Adaptado de (MATOS et al., 2022).

Esses sistemas têm um princípio de funcionamento semelhante, diferindo principalmente no método de coleta de radiação. Conforme ilustrado nas Figuras 36 e 37, observa-se que, à medida que a região focal atinge temperaturas mais elevadas, torna-se possível a absorção de energia térmica em altas temperaturas. Essa energia é utilizada como insumo para a geração de eletricidade, sendo transportado por fluidos de transferência de calor até uma área onde vaporiza um líquido, que, por sua vez, movimenta uma turbina para produzir energia elétrica. Além disso, o calor absorvido pelo sistema de concentração solar pode ser retido em sistemas de armazenamento térmico, como tanques de sais fundidos, permitindo a geração de energia mesmo durante períodos sem irradiação solar direta. Em resumo, as usinas CSP convertem a radiação solar em energia térmica, depois em energia mecânica e, finalmente, em energia elétrica. Em ambos os processos, a escolha do método de concentração solar depende da temperatura de trabalho e armazenamento, bem como da escala de armazenamento

necessária.

Devido às características climáticas e geográficas de Goiás, sistemas de calhas parabólicas e torres solares têm uma projeção de melhores resultados. Tais tecnologias apresentam maior maturidade tecnológica e já são amplamente utilizadas em projetos comerciais ao redor do mundo, o que reduz os riscos associados à implementação. Além disso, essas tecnologias são mais adequadas para operar em larga escala, característica essencial para atender à crescente demanda energética do estado.

Goiás apresenta vastas áreas planas e alta incidência de radiação solar direta, condições ideais para o uso eficiente de calhas parabólicas e torres solares, que possuem maior capacidade de geração e armazenamento térmico. As tecnologias de prato parabólico e refletor Fresnel, embora promissoras, são mais indicadas para aplicações de menor escala ou cenários específicos, não oferecendo a mesma eficiência e viabilidade econômica atualmente (PIMENTA et al., 2024).

## 8.2.2 Tipos de Armazenamento Térmico

O sistema SHS é o TES mais implantado atualmente, armazenando energia térmica por meio do aumento da temperatura de um sólido ou líquido sem alterar sua fase. O calor específico do meio governa a capacidade de armazenamento de calor, a variação de temperatura e a massa do material de armazenamento. A tecnologia SHS é considerada madura, já tendo sido implementada em diferentes aplicações e estando disponível comercialmente, devido à sua simplicidade técnica e viabilidade econômica (PALACIOS et al., 2020). Já os sistemas LHS utilizam a quantidade de calor absorvido ou liberado quando o material de armazenamento passa por uma mudança de fase. A principal vantagem é que esses sistemas podem armazenar até oito vezes mais energia do que os sistemas de armazenamento de calor sensível (PALACIOS et al., 2020). A capacidade do material de armazenamento de passar por uma mudança de fase a uma temperatura constante é crítica para o desempenho dos sistemas LHS. A lista de PCMs candidatos para armazenamento de calor latente é ampla, e diversas pesquisas têm sido conduzidas mundialmente no intuito de melhorar a transferência de calor nesses materiais. (PALACIOS et al., 2020) apresentam as especificações técnicas, vantagens, desvantagens e desafios de cada meio de armazenamento em estudo em plantas CSP. Já o trabalho de (JAYATHUNGA et al., 2024) é um destaque nesse assunto, analisando mais de 200 artigos e sites publicados para descrever a história, identificar as tecnologias, a economia e as tendências atuais do PCM como material LHS para usinas CSP. Uma lista de 163 candidatos PCM adequados para sistemas LHS em aplicações de baixa temperatura (inferiores a 220°C), média temperatura (entre 220°C e 420°C) e alta temperatura (superiores 420°C) é apresentada por (JAYATHUNGA et al., 2024).

## 8.2.3 Metodologia para avaliação de viabilidade técnica econômica - CSP

Antes de elaborar um roteiro para avaliação de viabilidade tecnoeconômica, é preciso

atentar-se à existência de alguns parâmetros que servem como indicadores do desempenho de uma usina CSP. Esses fatores podem ser divididos em dois grupos: Indicadores Técnicos e Indicadores Econômicos, conforme apresentado nas subseções 8.2.3.1 e 8.2.3.2. Nesse sentido, a metodologia apresentada aqui é dividida em duas etapas: avaliação de indicadores técnicos e avaliação de indicadores econômicos.

### 8.2.3.1 Indicadores Técnicos

O principal indicador técnico é o fator de capacidade ( $CF$ ), que inclui recursos solares, armazenamento de energia térmica e a flexibilidade do bloco de energia. A capacidade de geração real é comparada à capacidade teórica máxima usando o fator de capacidade, dado pela Eq. (1):

$$CF = \frac{AEG}{E_{bruta_{total}}} = \frac{AEG}{8760 \times E_{bruta}}, \quad (1)$$

onde a eletricidade líquida anual gerada ( $AEG$ ) é definida como a diferença entre a potência total de saída ( $E_{bruta}$ ) e a potência de saída das perdas parasíticas (consumo de energia sem contribuir diretamente para a função principal do sistema) (ELFEKY; WANG, 2023):

$$AEG = \sum_{h=1}^{8760} (Q_{ST} A_{sf} \eta_{sh} \eta_{soil} \eta_{sto} \eta_{PB} \eta_{ta} - E_{par}) \quad (2)$$

onde  $Q_{ST}$  é a saída térmica horária,  $A_{sf}$  é a área do campo solar,  $\eta_{sh}$  é a eficiência de sombreamento,  $\eta_{soil}$  é a eficiência considerando sujeira,  $\eta_{sto}$  é a eficiência do armazenamento térmico,  $\eta_{PB}$  é a eficiência do bloco de potência e  $\eta_{ta}$  é a eficiência do conjunto turbina-gerador.

### 8.2.3.2 Indicadores Econômicos

O principal indicador econômico é o custo nivelado de eletricidade (LCOE), que inclui outros indicadores, tais como:

- **Custos de capital:** Investimento inicial necessário para a preparação do local, compra de componentes tecnológicos

e construção. Fatores como tipo de tecnologia, localização geográfica e tamanho da planta influenciam esses custos.

- **Custos de Operação e Manutenção:** Embora elevados em comparação com outras tecnologias, esses custos são cruciais para a confiabilidade do sistema CSP. Avanços em automação têm reduzido esses custos.
- **Outros Fatores:** Financiamentos e incentivos, estruturas de mercado, uso de água, regulamentações de terras, despesas de integração à rede, maturidade da cadeia de suprimentos e ambientes de suporte de políticas.

O LCOE é uma métrica fundamental para a análise de viabilidade econômica de plantas CSP, calculado a partir dos custos totais do ciclo de vida da usina divididos pela produção de energia esperada durante sua vida útil. A complexidade do cálculo do LCOE para CSP se deve a fatores como variações no fator de capacidade, taxas de desconto e diferenças nos custos de capital e de operação e manutenção entre regiões. Para alcançar um LCOE competitivo, é essencial reduzir os custos de capital, operação e manutenção e maximizar o *CF*. A redução do LCOE tem sido objeto de inúmeras pesquisas, uma vez que torna a CSP mais atrativa economicamente frente a outras fontes de energia renovável. Esse indicador é dado pela Eq. (3) (INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY, 2024).

$$LCOE = \frac{\sum_{n=1}^N \frac{(I_n + OM_n + F_n)}{(1+r)^n}}{\sum_{n=1}^N \frac{E_n}{(1+r)^n}} \quad (3)$$

onde  $I_n$ ,  $OM_n$ ,  $F_n$  e  $E_n$  são, respectivamente, os investimentos, os custos operacionais, os custos de combustível e a energia gerada no ano  $n$ ;  $r$  é a taxa de desconto e  $N$  é a vida útil do projeto.

De acordo com (INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY, 2024), o LCOE de usinas CSP caiu 70%, de US\$

0,393/kWh para US\$ 0,117/kWh entre 2010 e 2023. Dessa forma o custo médio das CSP já está na faixa dos combustíveis fósseis. Essa queda se deve principalmente às reduções nos custos de capital e de operação e manutenção, resultantes do uso de sistemas de armazenamento de energia de maior capacidade. Nos primeiros anos de desenvolvimento da usina CSP, adicionar armazenamento de energia térmica era frequentemente antieconômico e geralmente injustificado, de modo que seu uso era limitado. Desde 2015, no entanto, quase nenhum projeto foi construído ou planejado sem armazenamento de energia térmica.

A adição desse recurso tornou-se uma maneira econômica de aumentar os fatores de capacidade, ao mesmo tempo em que contribui para um LCOE menor e maior flexibilidade no despacho ao longo do dia. A capacidade média de armazenamento térmico para usinas solares térmicas no Banco de Dados de Custos Renováveis da (INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY, 2024) aumentou de 3,5 horas para 11,7 horas entre 2010 e 2023. Quanto ao fator de capacidade, os avanços desde 2010 contribuíram para seu aumento de 30% em 2010 para 55% em 2023, representando um crescimento de 82% na década.

#### 8.2.3.3 Roteiro para Avaliação Técnica e Econômica

O roteiro proposto é dividido em duas etapas, conforme apresentado na Figura 38: (a) Avaliação Técnica e (b) Avaliação Econômica. Essa metodologia foi definida após o estudo de vários trabalhos citados ao longo deste relatório. Foram combinadas diferentes metodologias aplicadas em outras regiões do mundo, de modo a estabelecer um procedimento coerente com a realidade do Estado de Goiás.

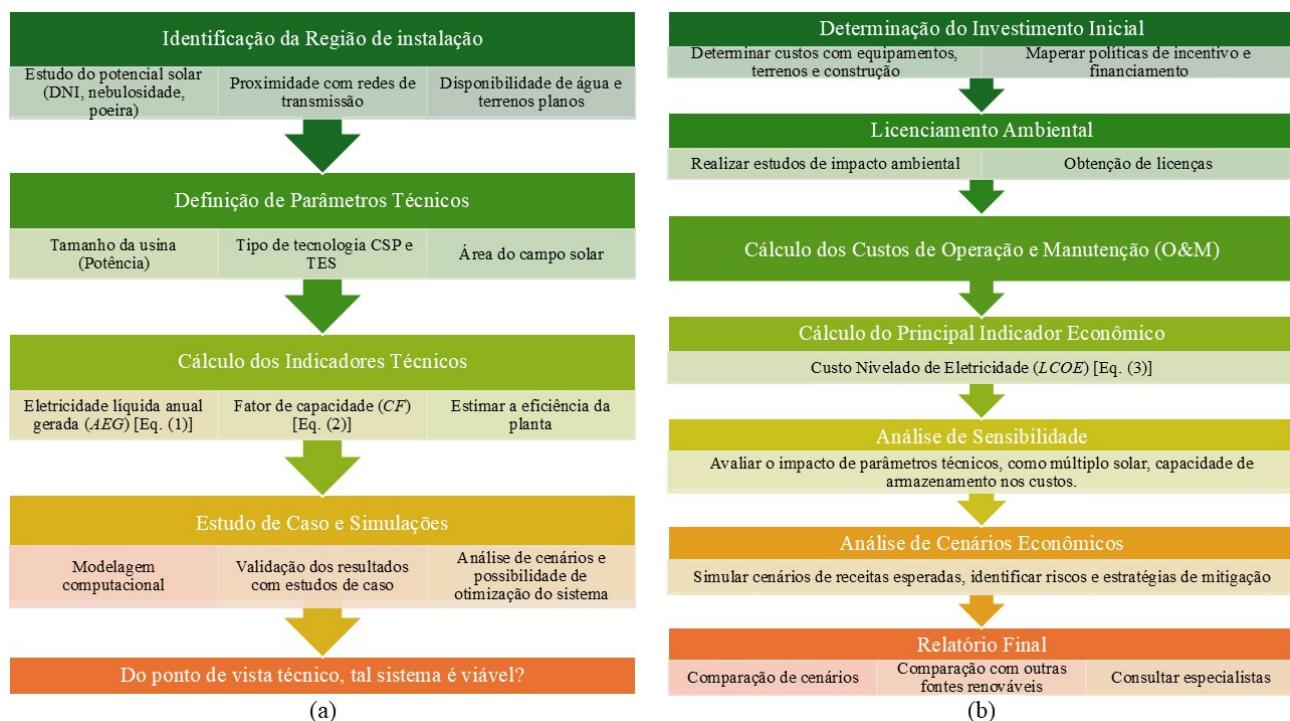
De modo geral, esse processo consiste em realizar uma avaliação técnica do potencial solar e dos recursos disponíveis, determinando os fatores de capacidade da usina. Na sequência, deve ser realizada uma estimativa dos investimentos iniciais (aquisição e construção, licenciamento ambiental), dos custos de Operação e Manutenção (O&M) e do LCOE. Por fim, deve-se analisar cenários econômicos e finan-

ceiros, de modo a comparar os resultados com aqueles de outras fontes renováveis operando com algum sistema de armazenamento de energia.

De acordo com o (INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS, 2017) a região nordeste de Goiás apresenta altos níveis de radiação direta normal (DNI). Por exemplo, municípios como Posse, Iaciara, Campos Belos e áreas adjacentes registram valores médios

de DNI acima de 2.000 kWh/m<sup>2</sup>/ano. Como instalações CSP são consideradas viáveis para valores acima de 1.800 kWh/m<sup>2</sup>/ano, essas regiões são adequadas do ponto de vista solar. Além disso, a região nordeste de Goiás possui clima semiárido, com longos períodos de céu claro e baixos índices de nebulosidade, principalmente entre os meses de maio e setembro, resultando em menores perdas na eficiência de coleta de energia solar.

Figura 38: Fluxograma para análise de viabilidade técnica (a) e econômica (b)



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Quanto à infraestrutura de transmissão e à conectividade da planta com o sistema elétrico de Goiás e do Brasil, o município de Posse está localizado próximo à linha de transmissão de 500 kV Luziânia/Rio das Éguas. Já no município de Iaciara, assim como em Campos Belos, tem-se a passagem da linha de Corrente Contínua de 800 kV Xingu/Terminal Rio. Por sua vez, a bacia hidrográfica do Rio Paraná pode ser usada para acesso à água de resfriamento do ciclo de potência. Além disso, há a possibilidade de construção de lagos de resfriamento. Ambas as regiões apresentam áreas planas e

abertas, ideais para a instalação de campos solares extensos.

Entretanto, estudos de caso detalhados, utilizando a metodologia elaborada, devem ser realizados a fim de avaliar a viabilidade econômica desses sistemas no Estado de Goiás. Um fator contribuinte para a viabilidade econômica é o fato da indústria brasileira já dispor de parte da infraestrutura necessária, como os componentes do ciclo Rankine, o que pode reduzir os custos de instalação e fomentar o desenvolvimento econômico regional. Além disso, a fabricação local de componentes, como os he-

lióstatos, também é necessária, uma vez que o transporte desses componentes é economicamente inviável. Isso contribuiria ainda para a geração de empregos qualificados e para a diminuição da pegada de carbono associada à cadeia de valor das plantas CSP.

### 8.3 Armazenamento de Energia Mecânica

A produção de energia solar fotovoltaica no Estado de Goiás cresceu exponencialmente nos últimos anos. Com isso, também aumentaram a intermitência e a volatilidade na alimentação da rede, devido à dependência das condições ambientais, o que dificulta a operação estável das redes elétricas. Nesse contexto, os sistemas de armazenamento de energia mecânica (MESS's) surgem como uma solução crucial para mitigar a variabilidade das fontes renováveis. Armazenar energia durante períodos de baixa demanda e liberá-la quando a demanda aumenta ajuda a equilibrar oferta e demanda (REKIOUA, 2023). Além disso, a integração dessas tecnologias de armazenamento com fontes renováveis pode reduzir eficazmente as emissões de carbono e contribuir para a meta de neutralidade de carbono (LI et al., 2024).

Os MESS's convertem a eletricidade excedente em energia potencial e/ou cinética armazenável, como, por exemplo: ar comprimido, bombeamento de água, elevação de massas, volantes de inércia, dentre outros. Quando a demanda por eletricidade aumenta, essa energia armazenada é novamente convertida em eletricidade. Esse processo é altamente eficiente e oferece várias vantagens, como durabilidade, baixo custo de manutenção e escalabilidade, permitindo ajustar a capacidade de armazenamento conforme a necessidade.

Voltando os olhos para o Estado de Goiás, os MESS's podem: aumentar a penetração de energia solar fotovoltaica e diminuir sua redução sazonal; regular o equilíbrio entre a oferta e a demanda de energia, ao mesmo tempo em que suavizam as flutuações de energia renovável; reduzir as cargas de pico de energia, o que, de fato diminuirá o risco de redução de carga, especialmente quando uma grande capacidade de armazenamento for considerada; melhorar

a eficiência geral do sistema elétrico e, consequentemente, reduzir o custo operacional a longo prazo; e favorecer a cobertura de áreas remotas que geralmente sofrem com a falta de eletricidade. Além disso, se comparados com tecnologias tradicionais de armazenamento de energia, como baterias, os MESS's destacam-se como um método de armazenamento de energia ecologicamente correto, econômico e de fácil implementação (MAHMOUD et al., 2020).

Nesse sentido, é realizada uma investigação das possibilidades de implantação de MESS's em Goiás. Devido às condições geográficas do estado, bem como ao desenvolvimento atual de cada sistema, o armazenamento via bombeamento hidráulico (PHES) e ar comprimido (CAES) são discutidos. O objetivo é identificar e avaliar como essas tecnologias de armazenamento podem ser usadas no Estado de Goiás. Inicialmente, o princípio de funcionamento dessas tecnologias é apresentado. Na sequência, o potencial de uso no estado é avaliado. Por fim, são explicitadas as modificações que devem ser feitas na Seção 8.2.3 para estabelecer uma metodologia robusta para um estudo de viabilidade técnica e econômica dos MESS's em solo goiano.

#### 8.3.1 Tecnologias de armazenamento de Energia Mecânica

O PHES é um MESS que se caracteriza por seu longo ciclo de vida, flexibilidade e baixo custo de manutenção. É formado por três componentes principais: sistema de bombeamento, turbina hidrelétrica e reservatório superior. Na Figura 39, é apresentado um exemplo do PHES, no qual a água é bombeada do reservatório inferior para o superior quando há excesso de energia, para que possa ser usada novamente quando necessário. Este sistema depende da energia gravitacional potencial, de modo que o reservatório superior seja capaz de fornecer diferença de pressão positiva em relação ao inferior e, consequentemente, gerar eletricidade (REKIOUA, 2023). O princípio do armazenamento bombeado envolve o uso de energia elétrica para acionar uma bomba, transportar água de um reservatório inferior para um reservatório superior e convertê-la em

energia potencial gravitacional. Esse tipo de sistema oferece capacidade de armazenamento substancial, um longo ciclo de armazenamento, baixos custos operacionais e é ecologicamente correto. No entanto, ele depende de fontes de água e não pode ser utilizado em algumas áreas montanhosas com disponibilidade limitada de água.

De acordo com (MAHMOUD et al., 2020), o acoplamento entre energia solar fotovoltaica (PV) e PHES é uma estratégia eficiente para mitigar as flutuações de energia fotovoltaica. É necessário dar suporte a esse sistema com uma previsão precisa da geração de energia Solar-PHES e resposta à demanda, seguida por um gerenciamento de energia de rede inteligente para atingir a operação ideal. Na Figura 39, fica evidente o processo de trabalho do sistema durante 24 horas. A configuração diurna mostra como a energia solar é capaz de armazenar água no reservatório superior usando a bomba. À noite, na ausência de luz solar, a água fluirá de volta para o reservatório inferior, passando pelo motor-gerador, que é conectado ao centro de controle responsável pelo fornecimento de energia. Segundo (MAHMOUD et al., 2020), esse tipo de sistema pode operar em áreas remotas ou ilhas sem qualquer fornecimento de rede, a fim de diminuir o custo de armazenamento e aumentar a confiabilidade do fornecimento de energia. Por sua vez, o CAES envolve o consumo de energia elétrica para acionar um compressor de ar, comprimindo-o em um espaço de armazenamento específico para armazenamento de energia. Quando a energia elétrica é necessária, o ar comprimido é liberado para acionar a turbina e convertê-lo novamente em energia elétrica. O CAES fornece uma velocidade de resposta rápida e instantânea, mas incorre em altos custos de investimento e depende das condições geográficas. Portanto, tem sido utilizado mundialmente por meio de acoplamento com energia fotovoltaica e eólica (LI et al., 2024).

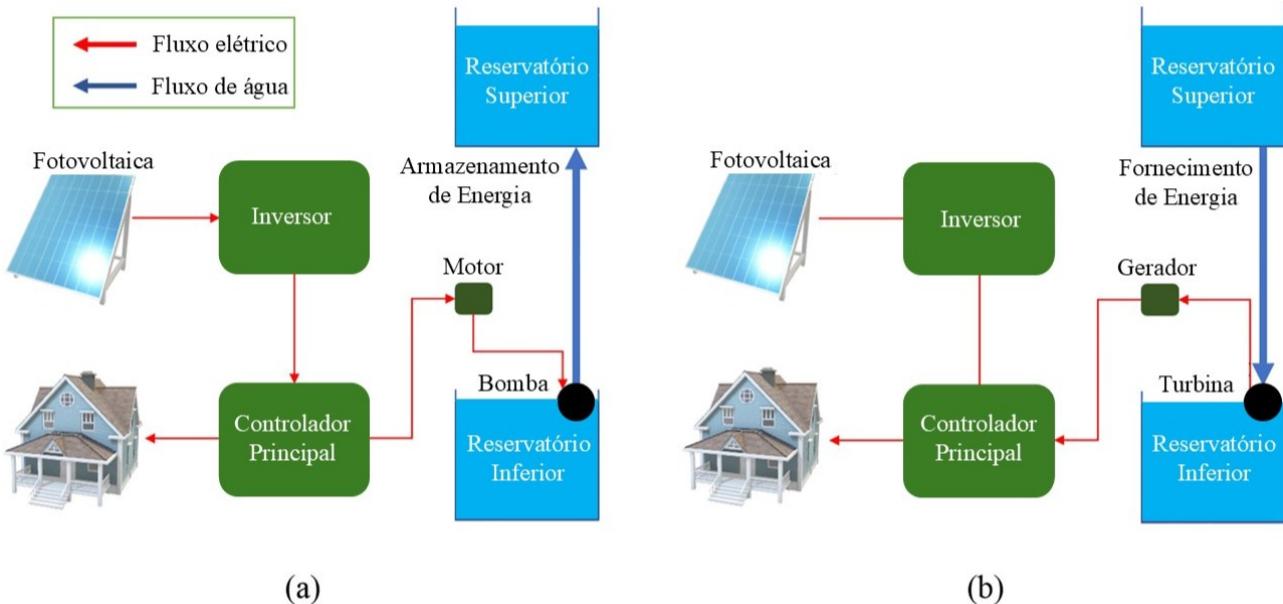
Seu funcionamento é semelhante ao PHES, diferenciando-se apenas pelo fluido de trabalho, o ar comprimido, e pelo meio de armazenamento, como vasos de pressão ou armazenamento subterrâneo. A eficiência desses sistemas pode ser aumentada usando uma configu-

ração adiabática (ACAES), na qual a energia térmica liberada durante a compressão é armazenada para ser reutilizada no aquecimento do ar antes da expansão (MAHMOUD et al., 2020). O calor armazenado substitui, então, o combustível fóssil necessário em CAES convencionais durante a descarga.

O Estado de Goiás apresenta características promissoras para a implementação de sistemas de armazenamento de energia mecânica (MESS), como o PHES e o CAES. A elevada disponibilidade de energia solar na região cria condições ideais para o acoplamento de fontes solares a esses sistemas. O PHES é particularmente adequado para áreas com topografia favorável, como regiões montanhosas, enquanto o CAES pode ser configurado de forma adiabática (ACAES) para operação em locais onde o PHES não seja viável. Ambos os sistemas podem aproveitar os longos períodos de céu claro para bombear água (no caso do PHES) ou comprimir ar (no caso do CAES) para reservatórios superiores ou tanques de armazenamento, garantindo alta eficiência energética.

Além disso, a possibilidade de integrar esses sistemas a usinas fotovoltaicas *off-grid* pode oferecer uma solução para um problema de longa data: o fornecimento de energia em propriedades rurais. Por exemplo, durante o dia, a instalação fotovoltaica produziria eletricidade para atender às demandas da propriedade, enquanto o excedente, em vez de ser desperdiçado ou injetado na rede elétrica, seria utilizado para acionar uma bomba ou compressor, carregando um sistema PHES ou CAES. À noite ou em períodos de baixa geração fotovoltaica, o MESS seria responsável por suprir a demanda energética da propriedade. Essa configuração também resolveria outro problema associado às usinas fotovoltaicas *on-grid*, que não podem gerar eletricidade quando a rede elétrica está desligada, mesmo em condições de alta disponibilidade solar. Assim, o potencial técnico e as características climáticas e geográficas de Goiás reforçam sua aptidão para receber tais tecnologias, contribuindo para a confiabilidade do fornecimento energético e para a integração de fontes renováveis em áreas remotas ou de infraestrutura limitada.

Figura 39: Classificação dos sistemas de armazenamento de energia



Fonte: Adaptado de (EMRANI; BERRADA, 2024) e (MAHMOUD et al., 2020).

### 8.3.2 Metodologia para avaliação de viabilidade técnica econômica - MESS's

A metodologia proposta aqui é semelhante àquela apresentada para sistemas de armazenamento de energia térmica via usinas de concentração solar. Os fatores técnicos analisados são praticamente os mesmos, sendo que a principal diferença é a substituição do estudo de radiação solar por um estudo geográfico, principalmente para sistemas PHES e CAES. Além disso, os MESS's convertem energia elétrica em mecânica e realizam o processo reverso quando

necessário. Diferentemente dos sistemas térmicos, onde existe apenas uma etapa de conversão, que é da energia térmica em elétrica.

Quanto aos fatores econômicos, a principal diferença é a substituição do LCOE pelo custo nivelado de armazenamento (LCOS). Esse fator quantifica o custo descontado por unidade de eletricidade descarregada para uma tecnologia e aplicação de armazenamento específicas, sendo definido como o custo total de vida útil do investimento em uma tecnologia de armazenamento de eletricidade dividido por sua eletricidade cumulativa entregue, conforme apresentado na Eq. (4).

$$LCOS = \frac{I_c + \sum_n^N \frac{OM}{(1+r)^n} + \sum_n^N \frac{Charg}{(1+r)^n} + \frac{EoLC}{(1+r)^{N+1}}}{\sum_n^N \frac{ElecDesch}{(1+r)^n}}, \quad (4)$$

Onde  $I_c$  é o valor inicial necessário para construir o sistema,  $Charg$  é o custo da eletricidade usada para carregar o sistema de armazenamento,  $EoLC$  é o custo para desativar ou substituir o sistema ao final de sua vida útil,  $ElecDesch$  é a eletricidade descarregada durante o período de investimento.

A Eq. (4) assume que todos os custos de investimento são incorridos no primeiro ano e soma os custos contínuos em cada ano ( $n$ ) até a vida útil do sistema ( $N$ ), descontados pela taxa de desconto ( $r$ ). A métrica, portanto, considera todos os parâmetros técnicos e econômicos que afetam o custo de vida útil da des-

carga de eletricidade armazenada. É diretamente comparável ao LCOE para tecnologias de geração e representa uma ferramenta adequada para comparação de custos de tecnologias de armazenamento de eletricidade (SCHMIDT et al., 2019). O LCOS reflete o preço médio interno pelo qual a eletricidade pode ser vendida para que o valor presente líquido do investimento seja zero. Enquanto o LCOS é adequado para tecnologias de armazenamento, o LCOE é usado para tecnologias de geração.

### 8.3.2.1 Roteiro para Avaliação Técnica e Econômica

A avaliação tecnoeconômica dos MESS's segue a mesma estrutura daquela apresentada para o armazenamento de energia térmica (Seção 8.2.3.3). As diferenças refletem as especificidades das tecnologias abordadas, onde as principais são:

- **Parâmetros Técnicos e Econômicos:** Devem ser analisadas características geográficas e topográficas, como diferenças de altitude para PHES e a presença de formações salinas ou cavernas para CAES, no caso de armazenamento subterrâneo de ar comprimido. Além disso, é necessário investigar a disponibilidade de recursos específicos, como água para PHES.
- **Eficiência e da durabilidade dos sistemas:** Aborda-se a eficiência ciclo-a-ciclo dos sistemas mecânicos, como os 70%-85% observados em PHES, além de considerar perdas na compressão e expansão do ar em CAES. A vida útil, neste roteiro, é avaliada com base nos ciclos operacionais e no desgaste mecânico.
- **Avaliação econômica:** O custo nivelado de armazenamento (LCOS) substitui o LCOE, refletindo a natureza específica dos sistemas avaliados. Adicionalmente, deve ser realizada uma análise de sensibilidade econômica mais detalhada, variando taxas de desconto e custos de materiais, bem como uma comparação

direta entre as tecnologias mecânicas, baterias de íons de lítio e soluções de hidrogênio.

- **Impactos ambientais:** O licenciamento ambiental não é mais tratado como uma etapa regulatória geral, mas sim como uma análise detalhada dos impactos específicos de cada tecnologia mecânica.

## 8.4 Armazenamento de Energia por Hidrogênio

O hidrogênio, na sua forma  $H_2$ , é visto como um combustível com o potencial de desempenhar um papel importante na transição energética, pois os produtos da sua combustão com o ar atmosférico são apenas água ( $H_2O$ ) e nitrogênio ( $N_2$ ). Já os produtos da combustão de outros combustíveis tradicionais como, por exemplo, metano, gasolina, etanol, diesel, etc., além de  $H_2O$  e  $N_2$ , também têm o dióxido de carbono ( $CO_2$ ), que é um dos principais gases responsáveis pelo efeito estufa. Além desses produtos, deve ser observado que outros gases, até mais poluentes, também podem ser formados, *e.g.*, o monóxido de carbono ( $CO$ ) e os óxidos de nitrogênio ( $NO_x$ ) e de enxofre ( $SO_x$ ) devido à combustão incompleta.

Soma-se às características favoráveis do  $H_2$  como combustível o alto poder calorífico e os diversos processos de produção, comparado aos demais combustíveis tradicionais. Dessa forma, entende-se que o  $H_2$  é um meio de ter energia disponível e, dependendo da forma como é obtido, esta energia pode ser limpa e sustentável.

No entanto, o hidrogênio raramente é encontrado de forma pura na natureza, o que torna necessária sua produção a partir de outros produtos químicos (combustíveis) ou através da eletrólise da água. A eficiência, o custo e o impacto ambiental das diversas técnicas de geração e armazenamento de  $H_2$  variam significativamente, afetando a viabilidade e a sustentabilidade de sua utilização em grande escala.

Além disso, após a produção, o  $H_2$  pode ser usado diretamente para alguma aplicação, ou transportado e armazenado para ser utilizado posteriormente. É justamente nesse ponto que

se encontra o maior desafio na cadeia produtiva, pois armazenar hidrogênio é um desafio técnico e econômico. Logo, como objetivos da presente Seção, a partir das propriedades físicas, mostra-se as dificuldades de armazenamento e, ao mesmo tempo, a grande disponibilidade energética do gás  $H_2$  em comparação com outros combustíveis.

#### 8.4.1 Técnicas de Produção de $H_2$

As principais técnicas de produção de hidrogênio ( $H_2$ ) podem ser classificadas de acordo com os insumos e a fonte de energia empregada. Na sequência, descreve-se os métodos mais usados industrialmente e outros processos que, embora estejam em desenvolvimento, são promissores para a produção de hidrogênio sustentável (PROPEQ, 2022; EPE, 2021; BASU, 2013).

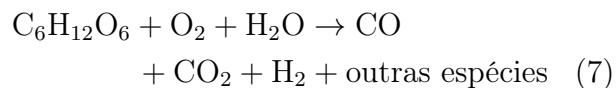
A Reforma a Vapor do Gás Natural (*Steam Methane Reforming - SMR*), também conhecida como Hidrogênio Cinza, é a técnica mais empregada para a produção de  $H_2$  em escala industrial, respondendo por cerca de 48% da produção global de hidrogênio (BARBIR, 2005; BRIDGWATER, 2006; IEA, 2021). Esse processo envolve a reação do metano ( $CH_4$ ) com vapor d'água a temperaturas entre 700 °C e 1000 °C e em pressões elevadas, gerando hidrogênio e monóxido de carbono (CO), vide Eq. (5). Posteriormente, o CO passa por uma reação de deslocamento (*shift reaction*) com mais vapor, produzindo  $CO_2$  e  $H_2$ , Eq. (6):



Este método é economicamente viável em comparação com a eletrólise, embora produza emissões consideráveis de  $CO_2$ , estimadas em cerca de 9,0 kg de  $CO_2$  por cada 1,0 kg de  $H_2$  gerado (IEA, 2021). Com a adição de tecnologias de Captura e Armazenamento de Carbono (CCS), é possível reduzir essas emissões, transformando o Hidrogênio Cinza em Hidrogênio Azul, sendo considerada uma rota de transição de baixo carbono.

Processos de produção semelhantes é a gasificação, que é um processo químico de decomposição do carvão mineral para obtenção

do hidrogênio, conhecido como rota do Hidrogênio Marrom, que também libera grandes quantidades de gases de efeito estufa. A gasificação é um processo que converte materiais carbonáceos orgânicos ou fósseis em altas temperaturas (>700°C), sem combustão, com uma quantidade controlada de oxigênio e/ou vapor em monóxido de carbono, hidrogênio e dióxido de carbono (BRIDGWATER, 2006; BASU, 2013). O monóxido de carbono então reage com água para formar dióxido de carbono e mais hidrogênio por meio de uma reação de deslocamento de água-gás. Adsorventes ou membranas especiais podem separar o hidrogênio desse fluxo de gás. Vide equação:



Em razão da grande disponibilidade de resíduos agropecuários para aproveitamento energético no país, é sugerida a produção de  $H_2$  a partir de biomassas ou biocombustíveis, com ou sem captura de  $CO_2$ , por métodos de gaseificação, reforma catalítica ou biodigestão anaeróbica (OLIVEIRA, 2022), conhecida como rota Verde Musgo. Contudo, por não serem essas as únicas rotas sustentáveis de produção e também em razão de divergência em relação às nomenclaturas, considera-se mais adequado utilizar o termo “hidrogênio carbono neutro ou negativo” para o hidrogênio obtido de fontes renováveis diversas (VIANA et al., 2024).

Destaca-se que na equação 7 usa-se glicose como um substituto para celulose. A biomassa real tem composição e complexidade altamente variáveis com a celulose sendo o componente principal.

Uma técnica alternativa é a pirólise do metano, ou rota do Hidrogênio Turquesa, processo químico que decompõe o metano em hidrogênio e carbono sólido, Eq. (8). A pirólise do metano, também conhecida como “decomposição térmica”, aquece o metano em altas temperaturas (800 °C-1000 °C), sem a presença de oxigênio:



A pirólise é um processo promissor por não gerar  $CO_2$  como subproduto. O carbono é cap-

turado na forma sólida, eliminando a necessidade de CCS e reduzindo o impacto ambiental do processo. No entanto, a pirólise enfrenta desafios técnicos relacionados à separação e armazenamento do carbono sólido, além de custos energéticos elevados (MURADOV, 2001).

Outras linhas de processos de geração de  $H_2$  incluem o Hidrogênio Amarelo, Rosa e Verde, que utilizam a eletrólise da água como processo primário para dividir a molécula de água ( $H_2O$ ) em hidrogênio ( $H_2$ ) e oxigênio ( $O_2$ ) por meio de uma corrente elétrica. A diferença entre essas alternativas está na geração da eletricidade para o processo.

No caso do Hidrogênio Amarelo, a eletricidade é proveniente de uma rede elétrica mista, que inclui tanto fontes renováveis quanto não renováveis. O Hidrogênio Rosa utiliza eletricidade proveniente de fontes nucleares, que não emitem  $CO_2$ . Por fim, o Hidrogênio Verde utiliza eletricidade fornecida exclusivamente por fontes renováveis, como eólica e solar.

Quanto ao processo de eletrólise em si (BARBIR, 2005), existem três tipos principais: eletrólise alcalina, eletrólise de membrana de troca de prótons (PEM) e eletrólise de óxido sólido (SOE). A eletrólise é uma das rotas mais sustentáveis, especialmente quando a eletricidade empregada é proveniente de fontes renováveis (KOTHARI; BUDDHI; SAWHNEY,

2008; ZENG; ZHANG, 2010):



Apesar do potencial ambiental, a eletrólise é um processo caro e relativamente menos eficiente (com eficiência energética entre 60%-70%), o que limita sua viabilidade comercial em relação à reforma a vapor. No entanto, com o avanço das fontes renováveis e a queda dos custos de energia solar e eólica, a eletrólise torna-se cada vez mais economicamente competitiva.

A medida que avançam as tecnologias de CCS e eletrólise, e que as energias renováveis se tornam mais acessíveis, o Hidrogênio Verde oferece um caminho promissor para a transição energética, com diversas técnicas de produção sendo desenvolvidas e aprimoradas para atender às necessidades de uma economia de baixo carbono.

Por fim, refere-se ao hidrogênio branco, o que ocorre naturalmente em depósitos geológicos subterrâneos. Ainda é uma área em exploração, com uso comercial limitado. E não há emissões associadas à sua produção, mas sua extração pode ter impactos ambientais consideráveis. Apresenta-se na figura 40 um resumo das fontes energéticas, processos e rotas de produção de  $H_2$ .

Figura 40: Resumo das fontes energéticas e processos para a produção de  $H_2$ .

<b>Fonte primária</b>	<b>Processo</b>	<b>Aceita captura de carbono (CCS)</b>	<b>Rota</b>
Combustível fóssil gás ou líquido	Reforma a vapor	CCS	Cinza
	Pirólise	-	Turquesa
Combustível fóssil sólido	Gaseificação	CCS	Marrom
	Reforma a vapor	CCS	Verde musgo
	Gaseificação	CCS	
Biomassa	Pirólise	-	
	Fonte elétrica qualquer, inclusive termoelétricas	CCS	Amarelo
		-	Verde
Fonte elétrica renovável Eólica, solar, biomassa, hidroelétrica...	Eletrólise	-	Rosa
		-	Branco
		-	
Fonte nuclear			
Reserva natural	Mineração	-	

Fonte: Elaborado pelos autores.

#### 8.4.2 Propriedades Físicas do H<sub>2</sub>

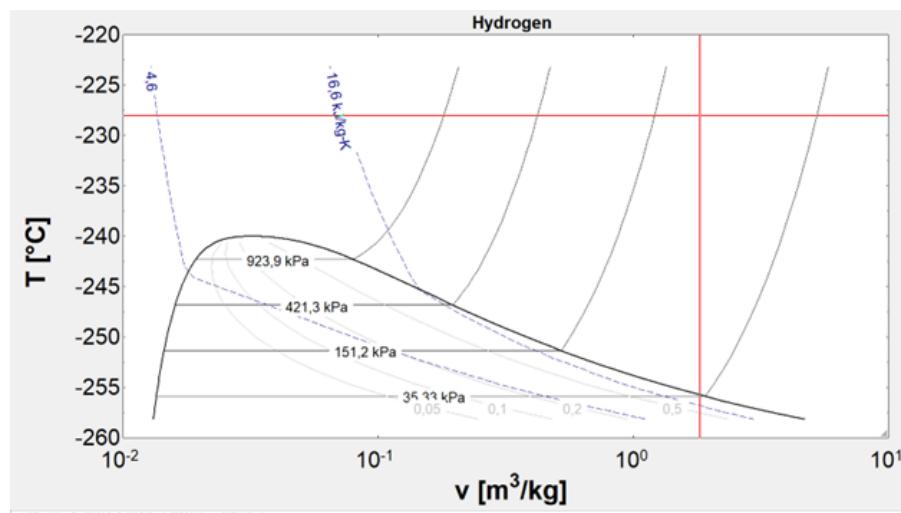
Apesar das várias opções de geração de H<sub>2</sub>, há dificuldades práticas importantes no processo de armazenamento e transporte do hidrogênio para aplicações industriais e comerciais. Uma das principais características do H<sub>2</sub> é a sua baixa massa específica e baixa densidade energética (BORGNAKKE; SONNTAG, 2015). O hidrogênio, em sua forma gasosa, possui uma massa específica muito baixa, o que significa que ocupa um grande volume em comparação com outros combustíveis. Isso requer que ele seja comprimido ou liquefeito para armazenar uma quantidade mínima de massa em volumes que sejam manejáveis e que contenha uma quantidade mínima de energia útil, tornando o processo de armazenamento economicamente caro.

Do ponto de vista da compressão, normalmente são atingidas pressões da ordem de 200 MPa a 400 MPa. Isso implica que os compressores utilizados devem ser robustos e, mui-

tas vezes, é necessário o uso de vários compressores conectados em série para alcançar a pressão desejada de armazenamento e em paralelo para obter uma vazão considerável para aplicações em larga escala. As tecnologias de armazenamento de hidrogênio, como compressão ou liquefação, ainda são caras e exigem infraestrutura avançada, com custos de produção e manutenção significativos ao longo de todo o processo, desde a geração até o uso.

Para armazenar H<sub>2</sub> na fase líquida, promovendo o aumento da densidade energética, é necessário resfriá-lo a temperaturas próximas de 20 K, o que consome uma quantidade considerável de energia para refrigeração. Na Fig. 41, é apresentado o diagrama de temperatura por volume específico do H<sub>2</sub>, sobreposto por linhas isobáricas e isoentálpicas (BORGNAKKE; SONNTAG, 2015). Assim, comprehende-se que são necessários conjuntos de compressores e tanques construídos com materiais específicos e isolamento térmico adequado.

Figura 41: Diagrama de temperatura por volume específico do H<sub>2</sub>.



Fonte: Elaborado pelos autores.

O hidrogênio é uma molécula muito pequena e, por isso, pode difundir-se facilmente através de muitos materiais. Essa característica, denominada alta permeabilidade, pode causar vazamentos e apresentar riscos de segurança. Inclusive, quando o H<sub>2</sub> é armazenado em recipientes metálicos, ele penetra na micro-

estrutura do metal, provocando o defeito estrutural chamado de fragilização por hidrogênio, que é um tipo de corrosão, tornando o material suscetível a fraturas frágeis. Essa característica limita a escolha de materiais para tanques de armazenamento e tubulações de transporte, muitas vezes exigindo o uso de ligas especiais

ou revestimentos.

No caso do hidrogênio líquido, a evaporação é inevitável devido à sua baixa temperatura de ebulição, gerando perdas por evaporação (*Boil-Off*). Mesmo em tanques criogênicos, parte do hidrogênio inevitavelmente se perde como vapor, especialmente durante o transporte ou armazenamento prolongado.

Uma última característica que se destaca é que o hidrogênio é altamente inflamável e pode formar misturas explosivas com o ar em uma ampla faixa de concentrações (de 4% a 75% em volume). Isso torna o armazenamento seguro de hidrogênio imperativo, exigindo medidas rigorosas de segurança para prevenir explosões e incêndios.

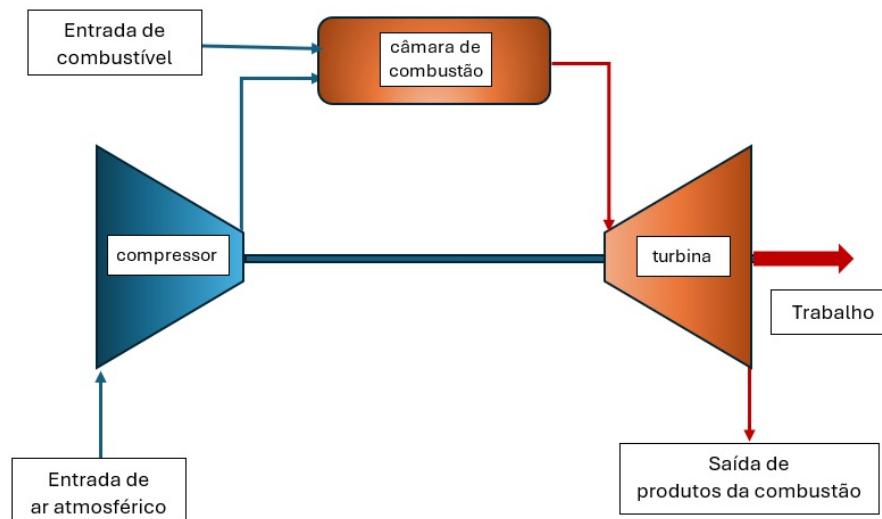
A armazenagem de hidrogênio requer infraestrutura especializada, como tanques de alta pressão, sistemas de criogenia e materiais que suportem as condições extremas sem degradar. Projetar, construir e manter essa infraestrutura são tarefas complexas e dispendiosas. O desafio tecnológico é ainda maior quando se trata de armazenar grandes quantidades, desti-

nadas a usos em larga escala, como em estações de reabastecimento ou em aplicações industriais. Esses fatores tornam o armazenamento de hidrogênio um dos maiores obstáculos à sua adoção como combustível limpo, incentivando a pesquisa contínua em novas tecnologias e materiais que possam mitigar essas dificuldades.

#### 8.4.3 Metodologia para avaliação de viabilidade técnica econômica - $H_2$

Utilizando um volume de controle sobre um motor a gás, conforme ilustrado na Fig. 42, pode-se modelar o sistema através do ciclo de Brayton ideal (BORGNAKKE; SONNTAG, 2015). Esse modelo consiste em um compressor que admite o ar atmosférico, com seu eixo conectado diretamente à turbina. O compressor comprime o ar, que é enviado para a câmara de combustão, onde é misturado com o combustível. A mistura resultante é então direcionada para a turbina, que aciona o eixo principal de potência. Após passar pela turbina, os produtos da combustão são expelidos para o ambiente.

Figura 42: Esquema simplificado de um motor a gás modelado pelo ciclo de Brayton ideal.



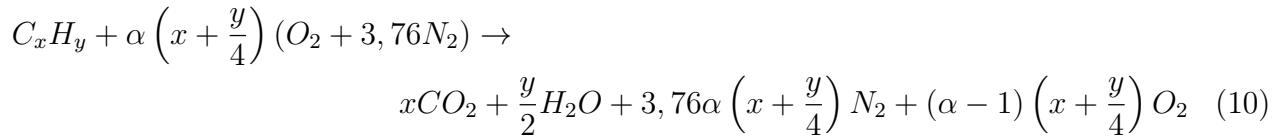
Fonte: Elaborado pelos autores.

No presente trabalho, considera-se o processo de combustão ideal (BORGNAKKE; SONNTAG, 2015), com excesso de ar (coeficiente  $\alpha$ ), de um combustível na forma  $C_xH_y$ ,

tendo como comburente o ar atmosférico. O ar é considerado composto por 21% de oxigênio ( $O_2$ ) e 79% de nitrogênio atmosférico ( $N_2$ ), onde o  $N_2$  inclui tanto o nitrogênio quanto o

argônio. Aplica-se as equações de balanço de massa em sua forma integral, obtendo a Eq. 10

para a combustão ideal de um combustível genérico na forma  $C_xH_y$ :



Quanto ao balanço de energia sobre o motor a gás, aplica-se a equação de energia:

$$\frac{dE}{dt} = \dot{Q} - \dot{W} + \sum_{\text{entrada}} \dot{m} \left( h_e + \frac{V_e^2}{2} + gz_e \right) - \sum_{\text{saída}} \dot{m} \left( h_s + \frac{V_s^2}{2} + gz_s \right) \quad (11)$$

Na Fig. 42, observa-se que há ar atmosférico sendo captado pelo compressor, combustível sendo inserido na câmara de combustão, e gases de combustão sendo expelidos. Considera-se que o processo ocorre em regime

permanente, desprezam-se variações de energia cinética, energia potencial e a taxa de transferência de calor  $\dot{Q}$  passa a ser uma fração  $\beta$  da potência produzida  $\dot{W}$ . Assim, a Eq. 11 fica:

$$0 = (1 - \beta)\dot{W} + (\dot{m}_{C_xH_y}h_{C_xH_y} + \dot{m}_{O_2}h_{O_2} + \dot{m}_{N_2}h_{N_2})_e - (\dot{m}_{CO_2}h_{CO_2} + \dot{m}_{H_2O}h_{H_2O} + \dot{m}_{N_2}h_{N_2} + \dot{m}_{O_2}h_{O_2})_s \quad (12)$$

Colocando todas as entalpias em uma mesma base de referência (BORGNAKKE; SONNTAG, 2015), utiliza-se o conceito de entalpia de formação  $h_f$  e a variação de entalpia a partir da temperatura padrão de 25°C,  $\Delta h$ :

$$h = h_f + \Delta h \quad (13)$$

Substituindo a Eq. 13 na Eq. 12, e expressando na base molar por mol de combustível, tem-se:

$$(1-\beta)\frac{\dot{W}}{\dot{n}_{C_xH_y}} = [n_{CO_2}(h_f + \Delta h)_{CO_2} + n_{H_2O}(h_f + \Delta h)_{H_2O} + n_{N_2}\Delta h_{N_2} + n_{O_2}\Delta h_{O_2}]_e - [h_f]_{C_xH_y} \quad (14)$$

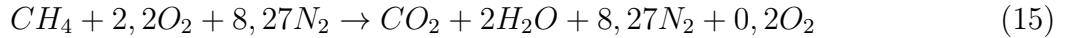
Os coeficientes  $n$  correspondem aos valores estequiométricos da Eq. 10. Os valores de entalpia de formação e a variação de temperatura de saída dos gases de combustão em relação à temperatura padrão,  $\Delta h = 700$  K, obtidos em (BORGNAKKE; SONNTAG, 2015) para cada substância, são apresentados na Tabela 36.

No presente trabalho, compara-se o uso de metano ( $CH_4$ ) e hidrogênio ( $H_2$ ) como combustíveis. Considerando o metano com  $x = 1$  e  $y = 4$ , e um excesso de ar de 10% ( $\alpha = 1,1$ ), substitui-se na Eq. 10, obtendo a Eq. 15.

Tabela 36: Propriedades termodinâmicas da combustão.

Substância	$h_f$ [kJ/kmol]	$\Delta h_{700K}$ [kJ/kmol]
$CH_4$	-74.873	-
$CO_2$	-393.522	17.754
$H_2O$	-241.826	14.190
$O_2$	0	12.499
$N_2$	0	11.937
$H_2$	0	0

Fonte: (BORGNAKKE; SONNTAG, 2015).



Considerando que o calor perdido ao longo do ciclo Brayton é 5% da potência produzida ( $\beta = 0,05$ ) e substituindo os coeficientes este-

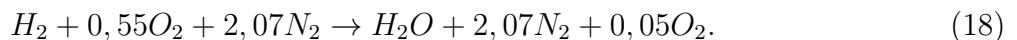
quiométricos obtidos na Eq. 15, os valores das respectivas entalpias de formação e  $\Delta h_{700K}$  da Tabela 36, na Eq. 14, obtém-se:

$$0,95 \frac{\dot{W}}{\dot{n}_{CH_4}} = (-393.522 + 17.754)_{CO_2} + 2(-241.826 + 14.190)_{H_2O} \\ + 8, 27(11.937)_{N_2} + 0, 2(12.499)_{O_2} - (-74.873)_{CH_4} \quad (16)$$

Resolvendo a Eq. 16, tem-se que a potência do motor a gás é 648,13 kW/mol de CH<sub>4</sub>. Colocando na base mássica, tem-se:

$$\dot{W}/\dot{m}_{CH_4} = 40, 4 \text{ kJ/(kg de CH}_4\text{)}. \quad (17)$$

Refazendo o balanço estequiométrico apresentado na Eq. 10 para o H<sub>2</sub>, ou seja,  $x = 0$  e  $y = 2$ , com a mesma quantidade de excesso ( $\alpha = 1,1$ ) de ar sugerido para o CH<sub>4</sub>, tem-se:



Substituindo os valores das entalpias de formação e variação em relação à temperatura padrão ( $\Delta h = 700$  K) dadas na Tabela 36, na Eq. 14:

$$0,95 \frac{\dot{W}}{\dot{n}_{H_2}} = (-241.826 + 14.190)_{H_2O} + 2,07(11.937)_{N_2} + 0,05(12.499)_{O_2}. \quad (19)$$

Resolvendo a Eq. 19, obtém-se 1.592,8 kW/mol de H<sub>2</sub>. E na base mássica, tem-se:

$$\dot{W}/\dot{m}_{H_2} = 790, 1 \text{ kJ/(kg de H}_2\text{)}. \quad (20)$$

Comparando os resultados das Eqs. 17 e 20, observa-se que, para um motor a gás funcionando com 1,0 kg/s de H<sub>2</sub> produz 19,55 vezes mais energia que 1,0 kg/s de CH<sub>4</sub> para as mesmas considerações de excesso de ar e perdas térmicas. Além disso, no processo de combustão do CH<sub>4</sub> é produzido 1,0 kmol de CO<sub>2</sub>, que na base mássica é equivalente a 44,01 kg de CO<sub>2</sub>, ou para 1,0 kg/s de CH<sub>4</sub> são emitidos 22,7 g/s de CO<sub>2</sub> na atmosfera.

Cabe considerar que, dessa quantidade de energia adicional, parte dela deve ser usada para manter o processo de compressão ou liquefação, via refrigeração, para o armazenamento do H<sub>2</sub>. A mesma observação vale para o armazenamento do CH<sub>4</sub>, mas, neste caso, o gasto energético de compressão é inferior ao do armazenamento de H<sub>2</sub>.

## 8.5 Conclusão

A localização de Goiás no “Cinturão Solar” brasileiro proporciona altos níveis de radiação solar, que, aliados à disponibilidade de áreas propícias e recursos naturais, destacam o potencial do estado para a instalação de sistemas CSP com armazenamento térmico. A redução potencial do LCOE dessas usinas, combinada ao aumento do fator de capacidade e aos avanços tecnológicos no armazenamento térmico, reforça a viabilidade econômica da tecnologia no longo prazo. No entanto, a realização de estudos de caso detalhados é essencial para aprofundar essa análise. Nesse contexto, a metodologia de avaliação tecnoeconômica desenvolvida, com indicadores técnicos e econômicos bem definidos, fornece uma base sólida

para analisar a viabilidade de projetos CSP em Goiás, considerando as particularidades regionais e tecnológicas. Vale destacar que a integração da tecnologia CSP ao mix energético do estado pode não apenas suprir a crescente demanda por energia, mas também consolidar Goiás como um polo de inovação e sustentabilidade no setor de energias renováveis.

Por sua vez, os MESS's, como o PHES e o CAES, destacam-se como soluções promissoras para o armazenamento de energia em Goiás, considerando as características geográficas, climáticas e os desafios energéticos locais. A metodologia de avaliação tecnoeconômica proposta substitui o LCOE pelo LCOS, permitindo uma análise abrangente e adaptada às especificidades dessas tecnologias, com base em fatores técnicos, econômicos e ambientais. Além disso, a integração desses sistemas a usinas fotovoltaicas *off-grid* oferece uma solução eficiente para atender à demanda energética em propriedades rurais ou regiões remotas, aproveitando o excedente de energia solar para carregamento dos sistemas e garantindo um fornecimento confiável durante períodos de baixa geração.

No que tange ao uso do hidrogênio ( $H_2$ ) como combustível sob a perspectiva do armazenamento de energia, no Brasil, a maior parte dos investimentos está direcionada à produção de  $H_2$  por meio da eletrólise da água. Contudo, a diversificação das rotas de produção é de suma importância. Desde 2007, têm sido desenvolvidos projetos voltados à obtenção de  $H_2$  a partir de biomassa e biocombustíveis, com destaque para o etanol, o biogás, a cana-de-açúcar e resíduos agroindustriais. Essa alternativa, conhecida como rota verde-musgo, possui grande relevância e, por meio de políticas públicas, deve ser amplamente incentivada no Estado de Goiás, devido à significativa disponibilidade de biocombustíveis e biomassa na região, conforme indicado por (SIEGO, 2024). Além disso, outras rotas de produção de  $H_2$  devem ser consideradas de acordo com as características de cada mesorregião. No caso do Estado de Goiás, as rotas cinza, turquesa, verde e amarela (Figura 40) são especialmente recomendadas, pois podem ser implementadas diretamente. Em particular, a rota amarela, que

utiliza a eletrólise com energia proveniente de qualquer fonte, apresenta viabilidade, considerando que a maior parte da energia elétrica disponível no estado provém do Sistema Interligado Nacional (SIN).

No que diz respeito ao armazenamento e transporte do  $H_2$ , a produção e o uso direto do gás, ou o armazenamento em pequenas quantidades, apresentam maior eficiência, evitando-se, assim, o transporte por longas distâncias e o armazenamento prolongado. Essa abordagem reduz custos e eleva os níveis de segurança. Contudo, essa estratégia limita o uso do  $H_2$  a processos mais simples que não demandam grandes volumes. Para aplicações em larga escala, torna-se essencial fomentar projetos de pesquisa e desenvolvimento (P&D) que viabilizem soluções mais robustas.

Por último, e não menos importante, a redução do impacto ambiental causado pelos gases de efeito estufa é uma condição imprescindível para promover uma transição energética justa no Estado de Goiás. Nesse contexto, o uso do  $H_2$  como combustível constitui uma alternativa promissora, devendo ser amplamente incentivado por políticas públicas e benefícios fiscais. A principal vantagem do  $H_2$  em relação aos combustíveis convencionais (hidrocarbonetos) reside no fato de que, durante o processo de combustão, não há emissão de  $CO_2$  ou  $CO$ . Quando associado a uma produção de hidrogênio carbono neutro ou negativo, esse combustível se configura como uma solução ideal. Essa característica reforça a necessidade de buscar alternativas economicamente viáveis para a produção e o armazenamento do  $H_2$ .

Portanto, ao integrar tecnologias de armazenamento de energia e explorar as condições favoráveis do estado, Goiás pode consolidar-se como um polo de energia renovável e inovação tecnológica. Para isso, são essenciais investimentos em pesquisa e desenvolvimento, bem como políticas públicas que incentivem o estudo/implantação desses sistemas. Dessa forma, Goiás não apenas contribuirá para a transição energética nacional, mas também fortalecerá sua economia e sustentabilidade no longo prazo.

---

## Referências

- BARBIR, F. **PEM Fuel Cells: Theory and Practice.** [S.l.]: Academic Press, 2005.
- BASU, P. **Biomass Gasification, Pyrolysis and Torrefaction: Practical Design and Theory.** [S.l.]: Academic Press, 2013.
- BORGNAKKE, C.; SONNTAG, R. **Fundamentos de Termodinâmica.** 8. ed. [S.l.]: Blucher, 2015.
- BRIDGWATER, A. V. Review of fast pyrolysis of biomass and product upgrading. **Biomass and Bioenergy**, v. 38, 2006.
- ELFEKY, Karem Elsayed; WANG, Qiuwang. Techno-economic assessment and optimization of the performance of solar power tower plant in Egypt's climate conditions. **Energy Conversion and Management**, Elsevier Ltd, v. 280, mar. 2023. ISSN 01968904. DOI: 10.1016/j.enconman.2023.116829.
- EMRANI, Anisa; BERRADA, Asmae. **A comprehensive review on techno-economic assessment of hybrid energy storage systems integrated with renewable energy.** v. 84. [S.l.]: Elsevier Ltd, abr. 2024. DOI: 10.1016/j.est.2024.111010.
- GONZÁLEZ-MORA, Eduardo; DURÁN-GARCÍA, Ma Dolores. Assessing parabolic trough collectors and linear Fresnel reflectors direct steam generation solar power plants in Northwest México. **Renewable Energy**, Elsevier Ltd, v. 228, jul. 2024. ISSN 18790682. DOI: 10.1016/j.renene.2024.120375.
- IEA, International Energy Agency. **The Future of Hydrogen.** [S.l.: s.n.], 2021. Acesso em: 06 out. 2024. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>>.
- INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS. **Atlas Brasileiro de Energia Solar.** São José dos Campos: INPE, 2017. Disponível em: <[https://sonda.ccst.inpe.br/publicacoes/atlas\\_solar.html](https://sonda.ccst.inpe.br/publicacoes/atlas_solar.html)>.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector.** Paris, France: OECD/IEA, 2021. Disponível em: <https://iea.li/nzeroadmap>. Acesso em: 16/09/2024.
- \_\_\_\_\_. **Technology Roadmap: Concentrating Solar Power.** Paris, France: OECD/IEA, 2010. Disponível em: <https://www.iea.org/about/copyright.asp>. Acesso em: 16/09/2024.
- INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. **RENEWABLE POWER GENERATION COSTS IN 2023.** [S.l.: s.n.], 2024. ISBN 978-92-9260-621-3. Disponível em: <[www.irena.org](http://www.irena.org)>.
- JAYATHUNGA, D. S. et al. **Phase change material (PCM) candidates for latent heat thermal energy storage (LHTES) in concentrated solar power (CSP) based thermal applications - A review.** v. 189. [S.l.]: Elsevier Ltd, jan. 2024. DOI: 10.1016/j.rser.2023.113904.
- KHAN, Muhammad Imran et al. **The economics of concentrating solar power (CSP): Assessing cost competitiveness and deployment potential.** v. 200. [S.l.]: Elsevier Ltd, ago. 2024. DOI: 10.1016/j.rser.2024.114551.
- KOTHARI, R.; BUDDHI, D.; SAWHNEY, R. L. Comparison of environmental and economic aspects of various hydrogen production methods. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 12, n. 2, p. 553–563, 2008.

---

LI, Chaoqun et al. Reduction of carbon emission in iron sintering process based on hot air sintering technology. **Journal of Cleaner Production**, Elsevier, v. 471, p. 143403, set. 2024. ISSN 0959-6526. DOI: 10.1016/J.JCLEPRO.2024.143403.

MAHMOUD, Montaser et al. **A review of mechanical energy storage systems combined with wind and solar applications**. v. 210. [S.l.]: Elsevier Ltd, abr. 2020. DOI: 10.1016/j.enconman.2020.112670.

MATOS, Denise et al. Perspectives for Expansion of Concentrating Solar Power (CSP) Generation Technologies in Brazil. **Energies**, MDPI, v. 15, 24 dez. 2022. ISSN 19961073. DOI: 10.3390/en15249286.

MURADOV, N. Z. Hydrogen via methane decomposition: an application for decarbonization of fossil fuels. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 26, 2001.

OLIVEIRA, Rosana Cavalcante de. **Panorama do hidrogênio no Brasil**. Brasília: Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada, 2022. Acesso em: 06 dez. 2024. Disponível em: <<https://repositorio.ipea.gov.br/handle/11058/11291>>.

PALACIOS, A. et al. **Thermal energy storage technologies for concentrated solar power – A review from a materials perspective**. v. 156. [S.l.]: Elsevier Ltd, ago. 2020. P. 1244–1265. DOI: 10.1016/j.renene.2019.10.127. Disponível em: <<https://revistapesquisa.fapesp.br/energia-do-calor-do-sol/>>.

PESQUISA EM ENGENHARIA QUÍMICA PROPEQ, Projeto e. **Principais usos do Hidrogênio**. [S.l.: s.n.], 2022. Acesso em: 06 out. 2024. Disponível em: <<https://propeq.com/usos-producao-hidrogenio/>>.

PESQUISA ENERGÉTICA EPE, Empresa de. **Bases para a consolidação estratégica brasileira do hidrogênio, Nota Técnica 003/2021**. Rio de Janeiro: [s.n.], 2021. Acesso em: 06 out. 2024. Disponível em: <[https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-569/Hidroge%CC%82nio\\_23Fev2021NT%20\(2\).pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-569/Hidroge%CC%82nio_23Fev2021NT%20(2).pdf)>.

PIMENTA, Paulo Henrique Neves et al. Solar Thermal Power Plants: A Brief Analysis of the Potential for Solar Generation in the State of Goiás. In: INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON ENERGY. PROCEEDINGS of the International Symposium on Energy. Goiânia, GO, Brazil: [s.n.], nov. 2024. P. 1–10. Supported by FAPEG, FURNAS/Eletrobras/ANEEL.

REKIOUA, Djamila. **Energy Storage Systems for Photovoltaic and Wind Systems: A Review**. v. 16. [S.l.]: MDPI, mai. 2023. DOI: 10.3390/en16093893.

SCHMIDT, Oliver et al. Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies. **Joule**, Cell Press, v. 3, p. 81–100, 1 jan. 2019. ISSN 25424351. DOI: 10.1016/j.joule.2018.12.008.

SIEGO. **Sistema de Inteligência Energética de Goiás**. [S.l.]: Subsecretaria de Energia, Telecomunicações e Ci- dades Inteligentes, 2024. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiNmVjY2I1NzgtMmI50S00ZjQ0LTh1M2UtZDZhMjExODY2M2E3IiwidCI6IjY3ZmQ0MzFjLWIyYWQtNDg2Ny04MWJjLWQ3NTYyMjBiNTZkNCJ9&pageName=ReportSection48a721f2b43d4fa43a91>>. Acesso em: 29 jan. 2024.

VELARDE, Pablo et al. Scenario-based model predictive control for energy scheduling in a parabolic trough concentrating solar plant with thermal storage. **Renewable Energy**, Elsevier Ltd, v. 206, p. 1228–1238, abr. 2023. ISSN 18790682. DOI: 10.1016/j.renene.2023.02.114.

---

VIANA, Natália Moreno et al. Biomassas e biocombustíveis competitivos para estruturação do mercado brasileiro de hidrogênio carbono neutro ou negativo. In: VII Encontro de Pesquisa e Inovação. [S.l.: s.n.], 2024. Acesso em: 06 dez. 2024. Disponível em: <<https://www.alice.cnptia.embrapa.br/alice/bitstream/doc/1158347/1/Biomassa-e-biocombustiveis.pdf>>.

YUANHUI, Wang et al. Optimization study of a high-proportion of solar tower aided coal-fired power generation system integrated with thermal energy storage. **Energy**, Elsevier Ltd, v. 307, out. 2024. ISSN 18736785. DOI: 10.1016/j.energy.2024.132724.

ZENG, K.; ZHANG, D. Recent progress in alkaline water electrolysis for hydrogen production and applications. **Progress in Energy and Combustion Science**, v. 36, 2010.

# GOVERNANÇA & REGULAÇÃO



---

## SEÇÃO GOVERNANÇA E REGULAÇÃO

**Coordenadora:** Renata Uchôa Borges Ribeiro

**Colaboradora Técnica:** Eng. Celina Pereira de Jesus

**Pesquisador:** Dr. Rodrigo da Rocha Gonçalves

A seção de Governança e Regulação no projeto intitulado Potencialidades e Estratégias para a Diversificação da Matriz Energética do Estado de Goiás apresenta uma ferramenta quantitativa que conecta o ambiente econômico-social ao setor energético. Para isso, foi realizada a estimativa de uma Matriz Insumo-Produto para o Estado de Goiás, com a desagregação dos principais setores energéticos para o ano-base de 2021.

A primeira parte da seção contextualiza a relevância da temática energética e as principais contribuições da pesquisa. Em seguida, são apresentados os principais agregados econômicos do Estado de Goiás no ano-base de 2021. A terceira parte traça um panorama atual do setor energético e elétrico no Brasil e em Goiás, com ênfase nas fontes renováveis, incluindo energia solar fotovoltaica, eólica e hidrelétrica.

Na quarta parte, são discutidos os principais resultados dos indicadores de análise do Estado de Goiás, a contribuição econômica dos setores energéticos e os impactos simulados para os principais segmentos do setor. Por fim, a seção apresenta as considerações finais e recomendações de políticas públicas voltadas ao desenvolvimento energético do Estado.

Os resultados indicam que a economia goiana é diversificada, com destaque para os setores da agropecuária, indústria de transformação (alimentos, celulose, farmacêutica, metalurgia, fabricação de peças e acessórios para veículos automotores) e serviços (comércio, transporte, comunicação e outras atividades profissionais e científicas).

Com relação aos setores energéticos, a análise da Matriz Insumo-Produto do Estado de Goiás revela que a fabricação de produtos derivados de petróleo e coquerias, a produção de álcool, a fabricação de biocombustíveis e a distribuição e transmissão de energia elétrica constituem os principais segmentos do setor. Entretanto, observam-se diferenças significativas em termos de produção, valor adicionado, geração de empregos e arrecadação de impostos. Os setores com cadeias produtivas mais extensas no Estado – produção de álcool, fabricação de biocombustíveis e distribuição e transmissão de energia elétrica – apresentam os maiores impactos diretos e indiretos sobre a economia goiana.

# **9. CONTRIBUIÇÃO ECONÔMICA DOS SETORES ENERGÉTICOS: UMA ANÁLISE COM MATRIZ INSUMO-PRODUTO PARA O ESTADO DE GOIÁS**

**Autor:** Dr. Rodrigo da Rocha Gonçalves

## **9.1 Introdução**

A diversificação da matriz energética de um país ou região é fundamental para aprimorar os indicadores econômicos, sociais e ambientais. No cenário atual, o equilíbrio entre oferta e demanda por energia desempenha um papel essencial no planejamento energético de médio e longo prazo. Nesse contexto, este estudo tem como objetivo estimar uma Matriz Insumo-Produto para o Estado de Goiás no ano-base de 2021, com a desagregação dos principais setores energéticos.

A principal contribuição deste estudo consiste na elaboração de uma ferramenta quantitativa que conecta o ambiente econômico-social ao setor energético, possibilitando análises sobre as potencialidades e estratégias de diversificação da matriz energética do Estado de Goiás, além de seus impactos econômicos em termos de valor da produção, valor adicionado, arrecadação tributária, geração de empregos e demais variáveis relevantes. Para tanto, são desagregados os principais setores energéticos do Estado — fabricação de produtos derivados de petróleo, produção de álcool, fabricação de bio-combustíveis, geração centralizada de energia, geração distribuída de energia, distribuição e transmissão de energia elétrica, gás natural e outras utilidades — do restante da economia.

A estimativa da Matriz Inter-Regional Insumo-Produto do Estado de Goiás foi conduzida com base no método IIOAS, conforme proposto por (HADDAD; JÚNIOR; NASCIMENTO, 2018). Para a construção do modelo, foram utilizados dados das Contas Regionais do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA, 2021), da Relação Anual de Informações Sociais (INFORMAÇÕES SOCIAIS, 2024) do Ministério do Trabalho e Emprego, da Empresa de Pes-

quisa Energética (PESQUISA ENERGÉTICA, 2024b), do Instituto Mauro Borges de Estatísticas e Estudos Socioeconômicos (ESTATÍSTICAS E ESTUDOS SOCIOECONÔMICOS, 2024), entre outras fontes. Adicionalmente, a proposta de desagregação dos setores energéticos foi fundamentada na nota técnica conjunta elaborada pela EPE e pela Fundação Instituto de Pesquisas Econômicas (Fipe) em 2023.

Esta seção introdutória compõe a primeira parte do estudo. Na sequência, a segunda parte apresenta um panorama macroeconômico do Estado de Goiás em 2021. A terceira parte discute o setor energético e elétrico no Brasil e em Goiás, enquanto a quarta parte expõe os principais resultados obtidos. Por fim, são apresentadas as considerações finais do estudo.

## **9.2 Economia Goiana no ano base de 2021**

De acordo com dados do Instituto Mauro Borges (IMB) de 2024,(ESTATÍSTICAS E ESTUDOS SOCIOECONÔMICOS, 2024), o Estado de Goiás manteve-se na nona posição do ranking nacional no ano-base de 2021, com uma participação de 3% no Produto Interno Bruto (PIB) do país, totalizando R\$ 269,628 bilhões.

A Tabela 37 apresenta a composição do PIB pela ótica da renda, em bilhões de reais (R\$), no ano-base de 2021. Observa-se que os principais componentes do PIB nessa perspectiva foram: remunerações (salários e contribuições sociais), no montante de R\$ 100,758 bilhões (37,37%); impostos sobre a produção, totalizando R\$ 34,442 bilhões (12,77%); e o excedente operacional bruto (EOB) e rendimento misto (RM), que somaram R\$ 134,428 bilhões (49,86%).

Além disso, considerando o total do valor adicionado bruto, as remunerações representaram 42,30%, enquanto os lucros (EOB e RM)

corresponderam a 56,44% e os impostos sobre a produção, a 1,26%.

Tabela 37: Composição do PIB de Goiás pela ótica da renda, em bilhões de reais (R\$), ano base de 2021.

Componente do PIB	Bilhões de R\$
<b>Valor Adicionado</b>	238,154
Remuneração	100,758
Salários	80,507
Contribuição social	20,251
<b>Impostos sobre a produção</b>	34,442
Impostos sobre produto, líquidos de subsídios	31,474
Outros impostos sobre a produção líquidos de subsídios	2,968
Excedente Operacional Bruto (EOB) e Rendimento Misto (RM)	134,428
<b>PIB - Ótica da Renda</b>	<b>269,628</b>

Fonte: Elaborado pelo autor com dados das contas regionais do (GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA, 2021).

Conforme as identidades das Contas Regionais do IBGE, o **Valor Bruto da Produção (VBP)** é a soma do **Consumo Intermediário (CI)** e do **Valor Adicionado Bruto (VAB)**. A Tabela 38 apresenta os valores desses componentes para o Estado de Goiás no ano-base de 2021, desagregados por grandes setores econômicos.

Os setores com maior participação no consumo intermediário foram as indústrias de transformação, com R\$ 155,725 bilhões (51,10%), seguidas pela agropecuária, com R\$ 37,830 bilhões (12,41%), e pela construção civil, com R\$ 15,828 bilhões (5,19%). O comércio e a reparação de veículos automotores somaram R\$ 23,188 bilhões (7,61%), enquanto transporte, armazenagem e correio registraram R\$ 14,967 bilhões (4,91%). Já o setor de eletricidade e gás, água, esgoto, gestão de resíduos e descontaminação totalizou R\$ 10,509 bilhões (3,45%).

No **Valor Adicionado Bruto (VAB)**, os maiores valores foram observados na agropecuária, com R\$ 42,437 bilhões (17,82%), seguida pela administração pública, defesa, educação pública, saúde pública e segurança so-

cial, que totalizou R\$ 36,729 bilhões (15,42%). As indústrias de transformação registraram R\$ 32,290 bilhões (13,56%), enquanto o comércio e a reparação de veículos automotores somaram R\$ 31,552 bilhões (13,25%). O setor de atividades imobiliárias representou R\$ 23,617 bilhões (9,92%), e as atividades profissionais, científicas e técnicas, administrativas e serviços complementares alcançaram R\$ 13,889 bilhões (5,83%).

A participação de uma região no emprego nacional é um indicador relevante para avaliar seu desempenho econômico. Segundo os dados da Relação Anual de Informações Sociais de 2021, (INFORMAÇÕES SOCIAIS, 2024), Goiás representou 3,25% do total de empregos formais no Brasil, com 1.585.167 trabalhadores com vínculos ativos.

A Tabela 39 apresenta os vinte principais setores na geração de empregos formais no Estado de Goiás em 2021. Os setores com maior destaque foram administração pública, defesa e segurança social; comércio atacadista e varejista; outras atividades administrativas e serviços complementares; construção; saúde; educação; e pecuária, incluindo atividades de apoio.

Tabela 38: Contas Regionais de Goiás - 2021 (Bilhões de R\$)

Setor	Consumo Intermediário	Valor Adicionado Bruto	Valor Bruto da Produção
Agropecuária	37,830	42,437	80,267
Indústrias extractivas	2,819	2,063	4,882
Indústrias de transformação	155,725	32,290	188,015
Eletricidade e gás, água, esgoto, atividades de gestão	10,509	6,779	17,288
Construção Civil	15,828	11,875	27,703
Comércio e reparação de veículos automotores	23,188	31,552	54,740
Transporte, armazenagem e correio	14,967	6,636	21,603
Alojamento e alimentação	6,140	3,848	9,988
Informação e comunicação	3,451	3,539	6,989
Atividades financeiras, de seguros e serviços relacionados	5,620	8,740	14,360
Atividades imobiliárias	2,037	23,617	25,654
Atividades profissionais, científicas e técnicas	6,207	13,889	20,096
Administração, defesa, educação e saúde públicas	11,403	36,729	48,131
Outras atividades de serviços	3,776	6,448	10,224
Educação e saúde privada	5,226	7,713	12,939
<b>Total</b>	<b>304,727</b>	<b>238,154</b>	<b>542,881</b>

Fonte: Elaboração própria com dados das contas regionais do IBGE (2024).

Tabela 39: Emprego formal em Goiás no ano base de 2021 (setores selecionados)

Setor	Empregos formais em Goiás	Participação no Total
Administração pública, defesa e segurança social	312.063	19,69%
Comércio por atacado e varejo	304.888	19,23%
Outras atividades administrativas e serviços	113.114	7,14%
Construção	79.571	5,02%
Saúde	73.844	4,66%
Educação	59.195	3,73%
Pecuária, inclusive o apoio à pecuária	54.971	3,47%
Transporte terrestre	50.411	3,18%
Agricultura, inclusive o apoio	44.635	2,82%
Outros produtos alimentares	43.091	2,72%
Alimentação	39.599	2,50%
Abate e produtos de carne	37.970	2,40%
Organizações associativas e outros serviços pessoais	36.916	2,33%
Confecção de artefatos do vestuário e acessórios	24.864	1,57%
Intermediação financeira, seguros e previdência	22.235	1,40%
Fabricação de álcool	20.095	1,27%
Água, esgoto e gestão de resíduos	19.910	1,26%
Atividades jurídicas, contábeis, consultoria e sedes	19.186	1,21%
Atividades de vigilância, segurança e investigação	17.058	1,08%
Produtos farmoquímicos e farmacêuticos	15.527	0,98%
Demais setores	196.024	12,37%
<b>Total</b>	<b>1.585.167</b>	<b>100,00%</b>

Fonte: Elaborado pelo autor com dados da Relação Anual de Informações Sociais (INFORMAÇÕES SOCIAIS, 2024).

### 9.3 Breve panorama do setor elétrico no Brasil e em Goiás

A geração de energia para atender às demandas da vida moderna é um dos principais

desafios da humanidade. Há algumas décadas, os combustíveis fósseis eram as principais fontes energéticas, evidenciando sua importância para o crescimento e o desenvolvimento econômico global. No entanto, nos últimos anos, observa-se uma diversificação das matrizes energéticas, com foco na redução da dependência de fontes não renováveis e no maior aproveitamento de fontes renováveis, tornando o planejamento energético essencial tanto em nível nacional quanto regional.

A Tabela 40 apresenta a participação percentual das diferentes fontes na geração de energia elétrica no Brasil e nos Estados para o ano-base de 2023. No Brasil, as fontes hidrelétrica, eólica, solar e bagaço de cana representaram 86% da energia elétrica total gerada.

No entanto, há diferenças significativas entre os Estados. Em unidades federativas como Amapá, Rondônia, Pará, Paraná, Sergipe e Tocantins, a participação da energia hidrelétrica superou 90% da geração estadual.

Nos Estados da Bahia, Ceará, Rio Grande do Norte e Piauí, a geração de energia elétrica de origem eólica representou mais de 50% do total. Além disso, em nível regional, os Estados do Centro-Oeste (Distrito Federal, Mato Grosso e Goiás) se destacaram na geração de energia solar e a partir do bagaço de cana. Já os Estados do Amazonas, Roraima, Maranhão, Espírito Santo e Rio de Janeiro tiveram participação relevante na geração elétrica por meio do gás natural.

Tabela 40: Perfil de geração de energia elétrica por fonte no Brasil e nos estados

Estado	Hidro	Eólica	Solar	Bagaço de Cana	Gás Natural	Demais fontes	Total
<b>BRASIL</b>	<b>60,16%</b>	<b>13,53%</b>	<b>7,15%</b>	<b>5,16%</b>	<b>5,45%</b>	<b>8,55%</b>	<b>100,00%</b>
Acre	0,00%	0,00%	23,22%	0,00%	0,00%	76,78%	100,00%
Amapá	96,71%	0,00%	1,50%	0,00%	0,00%	1,80%	100,00%
Amazonas	14,34%	0,00%	1,46%	0,16%	65,87%	18,17%	100,00%
Alagoas	89,46%	0,00%	2,46%	7,69%	0,29%	0,10%	100,00%
Bahia	23,83%	56,97%	10,54%	0,07%	1,94%	6,65%	100,00%
Ceará	0,00%	71,10%	24,75%	0,00%	1,69%	2,46%	100,00%
Distrito Federal	13,20%	0,00%	86,37%	0,17%	0,00%	0,25%	100,00%
Espírito Santo	18,86%	0,00%	5,55%	0,67%	38,55%	36,37%	100,00%
<b>Goiás</b>	<b>78,11%</b>	<b>0,00%</b>	<b>5,88%</b>	<b>14,29%</b>	<b>0,09%</b>	<b>1,63%</b>	<b>100,00%</b>
Mato Grosso	86,44%	0,00%	8,07%	2,82%	0,00%	2,67%	100,00%
Mato G. do Sul	64,02%	0,00%	4,45%	14,91%	0,61%	16,01%	100,00%
Maranhão	21,29%	15,37%	5,47%	0,12%	36,71%	21,04%	100,00%
Minas Gerais	70,59%	0,00%	17,00%	7,56%	0,23%	4,62%	100,00%
Rio de Janeiro	14,26%	0,14%	2,53%	1,51%	36,58%	44,97%	100,00%
Rio G. do Sul	58,76%	15,49%	8,78%	0,00%	0,54%	16,43%	100,00%
Rio G. do Norte	0,05%	92,04%	5,41%	0,63%	1,85%	0,02%	100,00%
Rondônia	98,72%	0,00%	1,17%	0,00%	0,00%	0,12%	100,00%
Roraima	2,57%	0,00%	2,98%	0,00%	47,65%	46,80%	100,00%
Pará	96,89%	0,00%	1,27%	0,06%	0,00%	1,77%	100,00%
Paraíba	0,00%	63,16%	29,28%	5,45%	0,00%	2,11%	100,00%
Paraná	91,53%	0,02%	2,90%	1,72%	0,35%	3,48%	100,00%
Pernambuco	24,87%	37,56%	21,88%	8,33%	1,94%	5,41%	100,00%
Piauí	3,32%	78,52%	17,66%	0,50%	0,00%	0,01%	100,00%
Santa Catarina	76,59%	1,88%	4,14%	0,10%	0,04%	17,27%	100,00%
São Paulo	58,61%	0,00%	7,72%	24,24%	4,79%	4,64%	100,00%
Sergipe	93,87%	1,01%	2,87%	1,76%	0,41%	0,08%	100,00%
Tocantins	93,36%	0,00%	4,04%	2,59%	0,00%	0,01%	100,00%

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de dados da Empresa de Pesquisa Energética, (PESQUISA ENERGÉTICA, 2024a).

Buscando diversificar suas fontes de energia, o Brasil iniciou a produção de energia a partir do álcool obtido da cana-de-açúcar na década de 1980, tornando-se um dos pioneiros nesse campo. Trata-se de um combustível menos poluente em comparação aos combustíveis fósseis, contribuindo para que o país tenha uma das matrizes energéticas mais limpas do mundo.

Nesse contexto, a região Centro-Oeste desempenha um papel fundamental, com destaque

para o Estado de Goiás, conforme apresentado na Tabela 41 a seguir.

A região Centro-Oeste responde por 41,34% da produção nacional de álcool, com o Estado de Goiás sendo responsável por 15,47% do total produzido no país. Embora o álcool não emita gases de efeito estufa, sua produção apresenta o desafio da competição por áreas agrícolas, tornando a diversificação da matriz energética essencial para o aumento da produtividade.

Tabela 41: Geração elétrica e produção de álcool no ano base de 2023

Região	Geração elétrica (GWh)	Álcool (1000 m <sup>3</sup> )
Brasil	708.119 (100%)	37.093 (100%)
Centro-Oeste	70.818 (10%)	15.336 (41,34%)
Goiás	24.233 (3,42%)	5.739 (15,47%)

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de dados da Empresa de Pesquisa Energética, (PESQUISA ENERGÉTICA, 2024a).

Conforme os dados da Tabela 42, as fontes hidráulica, eólica, solar, nuclear, bagaço de cana, lenha, lixívia e outras fontes renováveis representaram 90,99% da geração total de eletricidade no Brasil. Na região Centro-Oeste, Goiás se destaca com 98,58% de sua geração elétrica proveniente de fontes renováveis, com ênfase na energia hidráulica, solar e bagaço de cana.

O consumo de energia no Brasil cresce em

paralelo à expansão econômica e ao aumento do poder de compra da população. No entanto, também é influenciado por fatores como o grau de industrialização, o perfil setorial do consumo intermediário e final, a modernização da frota de veículos, entre outros. Nesse contexto, o Estado de Goiás desempenha um papel significativo na diversificação da matriz energética, impulsionado por suas características naturais e sua vocação produtiva.

Tabela 42: Geração de eletricidade por Fonte no Brasil e em Goiás no ano base de 2023

REGIÃO	BRASIL		GOIÁS	
Fonte	GWh	%	GWh	%
Hídrica	425.996	60,16%	18.929	78,11%
Eólica	95.801	13,53%	0,01	0,00%
Solar	50.633	7,15%	1.425	5,88%
Nuclear	14.504	2,05%	0	0,00%
Bagaço de cana	36.532	5,16%	3.463	14,29%
Lenha	2.206	0,31%	20	0,08%
Lixívia	15.116	2,13%	0	0,00%
Out. Fontes renováveis	3.546	0,50%	52	0,21%
Carvão vapor	8.770	1,24%	0	0,00%
Gás natural	38.589	5,45%	21	0,09%
Gás de coqueria	1.328	0,19%	0	0,00%
Óleo combustível	1.111	0,16%	230	0,95%
Óleo diesel	4.930	0,70%	7	0,03%
Out. Fontes não renováveis	9.057	1,28%	87	0,36%
<b>Geração Total (GWh)</b>	<b>708.119</b>	<b>100,00%</b>	<b>24.233</b>	<b>100,00%</b>

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de dados da Empresa de Pesquisa Energética, (PESQUISA ENERGÉTICA, 2024a).

## 9.4 Energias Renováveis no Estado de Goiás

Neste tópico do estudo, realiza-se uma contextualização das energias renováveis no Estado de Goiás no período de 2015 a 2024, analisando a evolução de cada fonte, a participação em termos de potência e as possibilidades de diversificação da matriz energética do Estado.

### 9.4.1 Geração através do Bio-X em Goiás

Conforme o Sistema de Inteligência Energética de Goiás (SIEGO, 2024), o termo Bio-X abrange a geração de energia a partir de biomassa, biogás e biocombustíveis, como álcool e biodiesel. Com exceção do biometano, essas fontes são amplamente utilizadas no Estado de Goiás, com destaque para o biogás, a biomassa e o álcool. O biogás e a biomassa são empregados principalmente na geração de energia elétrica, enquanto o álcool e o biodiesel são desti-

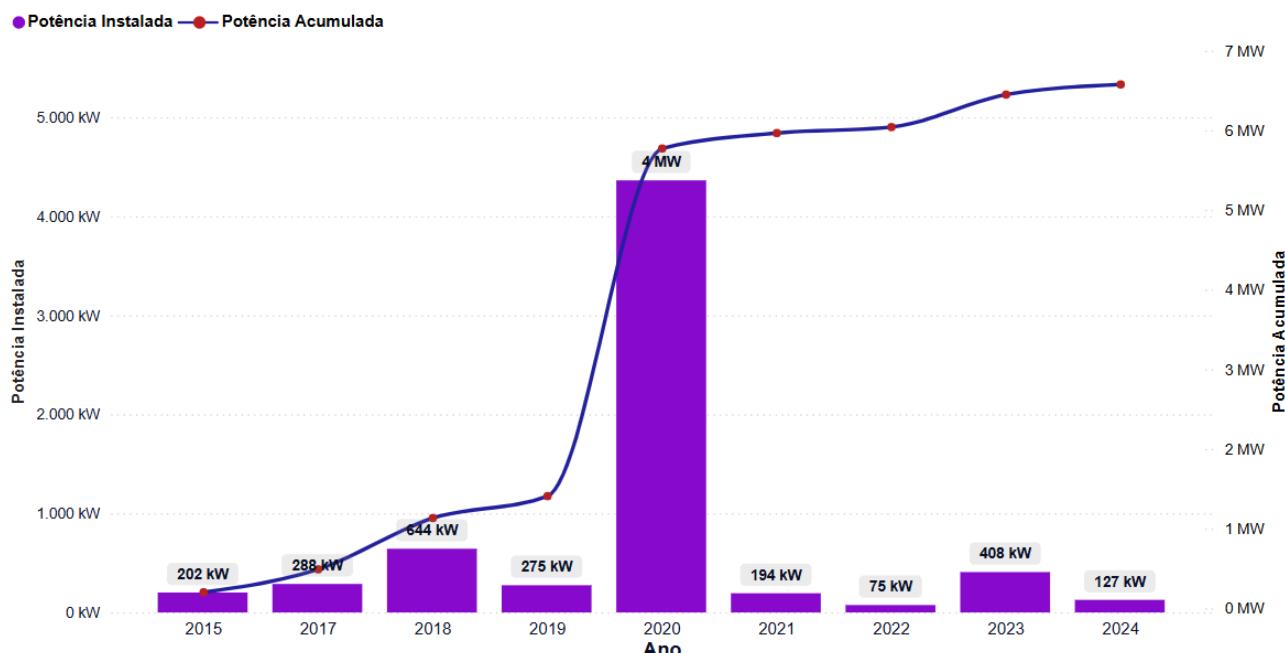
nados à produção de combustíveis para o setor de transporte.

#### 9.4.1.1 Biogás

Nos últimos anos, o Estado de Goiás tem investido significativamente na produção de biogás, conforme ilustrado no Gráfico 43. Esse gás é gerado a partir da decomposição de materiais orgânicos em biodigestores, especialmente no setor agrícola e pecuário. Resíduos como fezes de animais e restos vegetais em fermentação são fontes eficientes para sua produção.

Além de ser uma fonte renovável de energia, a coleta de biogás está diretamente associada ao controle de resíduos sólidos orgânicos, contribuindo para a gestão ambiental. O uso desse recurso para geração de energia elétrica registrou um aumento expressivo de quase 500% desde 2018, passando de uma potência instalada acumulada de 1,3 MW em 2018 para 6,58 MW de potência instalada acumulada em 2024.

Figura 43: Potência Instalada (kW) e Acumulada (MW) Anual de Energia Gerada por Biogás no Estado de Goiás



Fonte: Sistema de Inteligência Energética de Goiás, (SIEGO, 2024).

O ano de 2020 foi um marco para o setor, conforme ilustrado no Gráfico 43. A potência instalada registrou um crescimento expressivo, passando de 202 kW em 2015 para 4,36 MW em 2020. Esse avanço foi impulsionado principalmente pela ampla implantação de novos equipamentos ao longo do ano.

Além disso, o perfil econômico do Estado de Goiás, caracterizado pela forte presença da agricultura e pecuária, tem favorecido o desenvolvimento de uma cadeia produtiva estruturada de biogás, consolidando o estado como um importante polo nessa matriz energética.

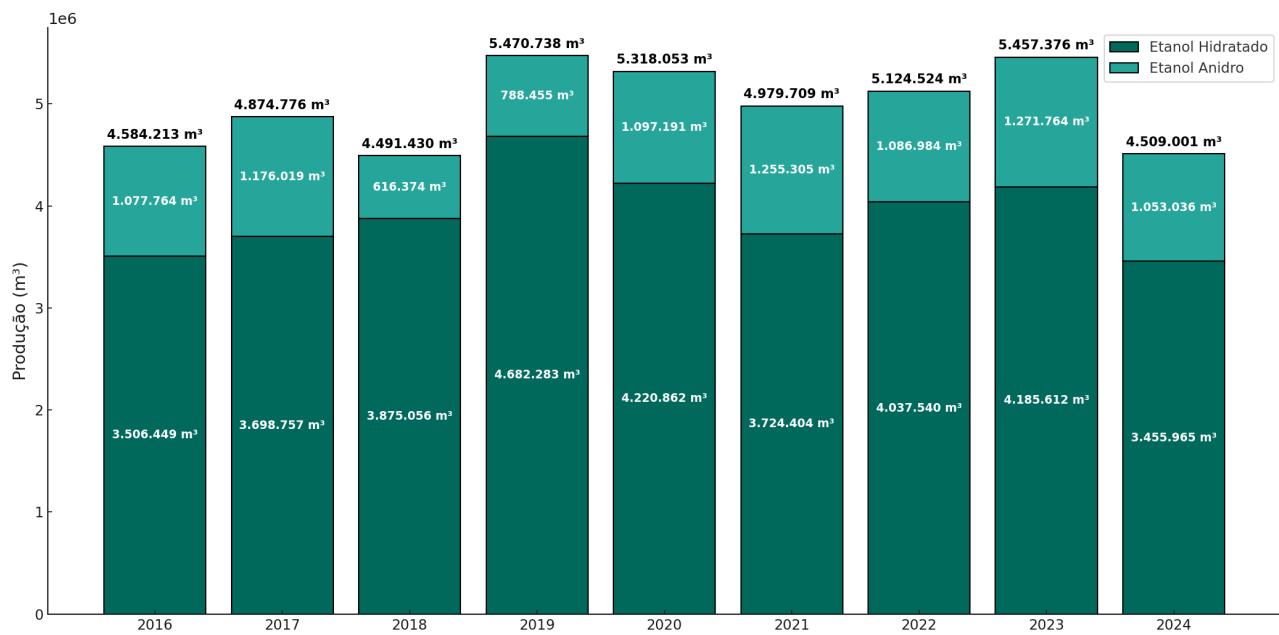
#### 9.4.1.2 Álcool Biocombustível

O Estado de Goiás está entre os maiores produtores de álcool derivado da cana-de-açúcar no Brasil, apresentando uma trajetória

de crescimento contínuo nas últimas décadas. No entanto, a partir de 2019, a produção parece ter se estabilizado ou atingido seu limite físico de expansão. Desde 2012, a produção de álcool no estado registrou um crescimento de aproximadamente 70%. Paralelamente, o consumo também aumentou ao longo do período, representando cerca de 25% da produção total em 2023, conforme ilustrados nos Gráficos 44 e 45.

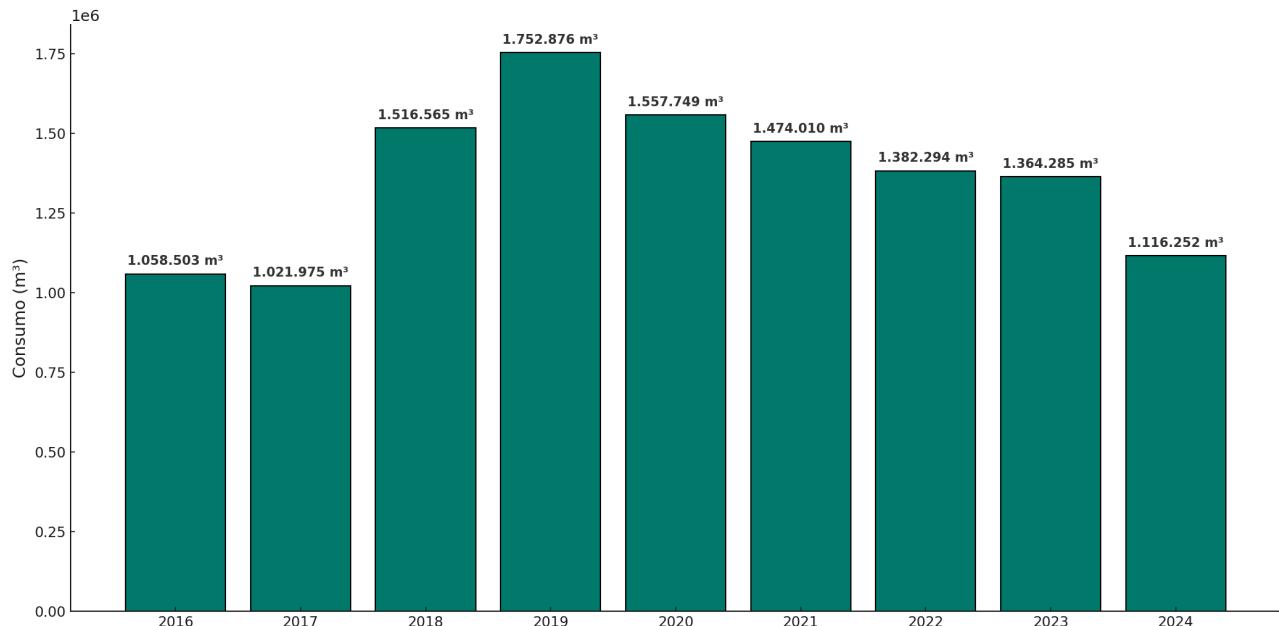
Cabe ressaltar que uma parte significativa do álcool produzido no Estado de Goiás é destinada à exportação para outras unidades da federação. Essa vocação produtiva gera ganhos econômicos, impulsionando a geração de emprego e renda, além de contribuir para a sustentabilidade ambiental ao reduzir a dependência de combustíveis fósseis.

Figura 44: Produção Anual de Álcool em m<sup>3</sup> no Estado de Goiás



Fonte: Sistema de Inteligência Energética de Goiás, (SIEGO, 2024).

Figura 45: Consumo Anual de Álcool em m<sup>3</sup> no Estado de Goiás



Fonte: Sistema de Inteligência Energética de Goiás, (SIEGO, 2024).

#### 9.4.1.3 Biomassa

A geração de energia elétrica a partir da biomassa possui papel relevante no Estado de Goiás, especialmente em função da expressiva produção de cana-de-açúcar — matéria-prima

que, além de abastecer os setores de etanol e açúcar, fornece bagaço utilizado para cogeração de energia.

Conforme apresentado na Figura 46, observa-se que a modalidade de geração centralizada é predominante ao longo dos anos,

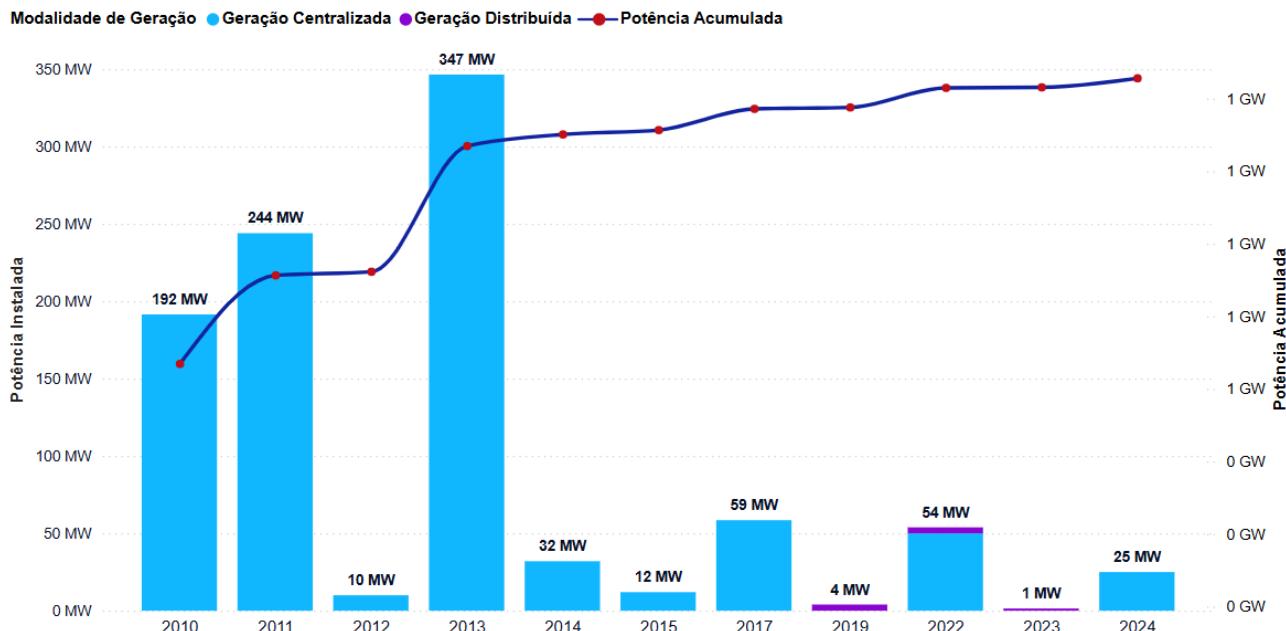
sendo responsável pelas maiores potências instaladas. Em 2013, por exemplo, foram adicionados quase 347 MW em usinas centralizadas, o maior valor da série. Já a geração distribuída, embora ainda incipiente, tem apresentado avanços pontuais a partir de 2019, quando surgem registros de pequenas unidades com potências instaladas entre 1 e 4 MW.

Esse modelo de geração, fortemente presente no estado de Goiás, tem contribuído de forma consistente para a diversificação da matriz elétrica estadual, alinhando-se aos princípios da transição energética. A consolidação de usinas de geração centralizada e o surgimento de novas unidades de geração distribuída refor-

çam o protagonismo da biomassa como fonte renovável estratégica, ampliando a segurança energética e estimulando o desenvolvimento regional com menor impacto ambiental.

Ainda assim, em termos acumulados, o Estado já ultrapassou 1,46 GW de potência instalada proveniente da biomassa, com destaque para a geração centralizada, que concentra a maior parte dessa capacidade. A tendência observada sugere uma estabilização na implantação de novos projetos, com possíveis reflexos de fatores econômicos, regulatórios ou operacionais que merecem atenção no planejamento energético regional.

Figura 46: Potência Instalada e Acumulada Anual de Biomassa no Estado de Goiás



Fonte: Sistema de Inteligência Energética de Goiás 2024.

#### 9.4.1.4 Energia Solar Fotovoltaica

A energia solar é uma das fontes mais limpas e de menor custo. Entre as fontes distribuídas, destaca-se pelo alto potencial de crescimento global e por sua relevância no cenário energético brasileiro, representando 7,15% da geração total de eletricidade no país em 2023.

No Estado de Goiás, a expansão dessa fonte ocorreu de forma acelerada na última década, impulsionada por um conjunto de regulamentações, como o Decreto Estadual nº

8.177/2014. Entre 2019 e 2023, a geração solar no estado cresceu aproximadamente 450%. A localização geográfica favorável e a alta incidência de radiação solar fazem de Goiás um dos estados com maior potencial para o desenvolvimento dessa matriz energética no Brasil.

Apesar desse cenário promissor, Goiás gera 5,88% de sua eletricidade a partir da energia solar, 1,3% abaixo da média nacional de 7,15%, indicando um grande potencial ainda a ser explorado.

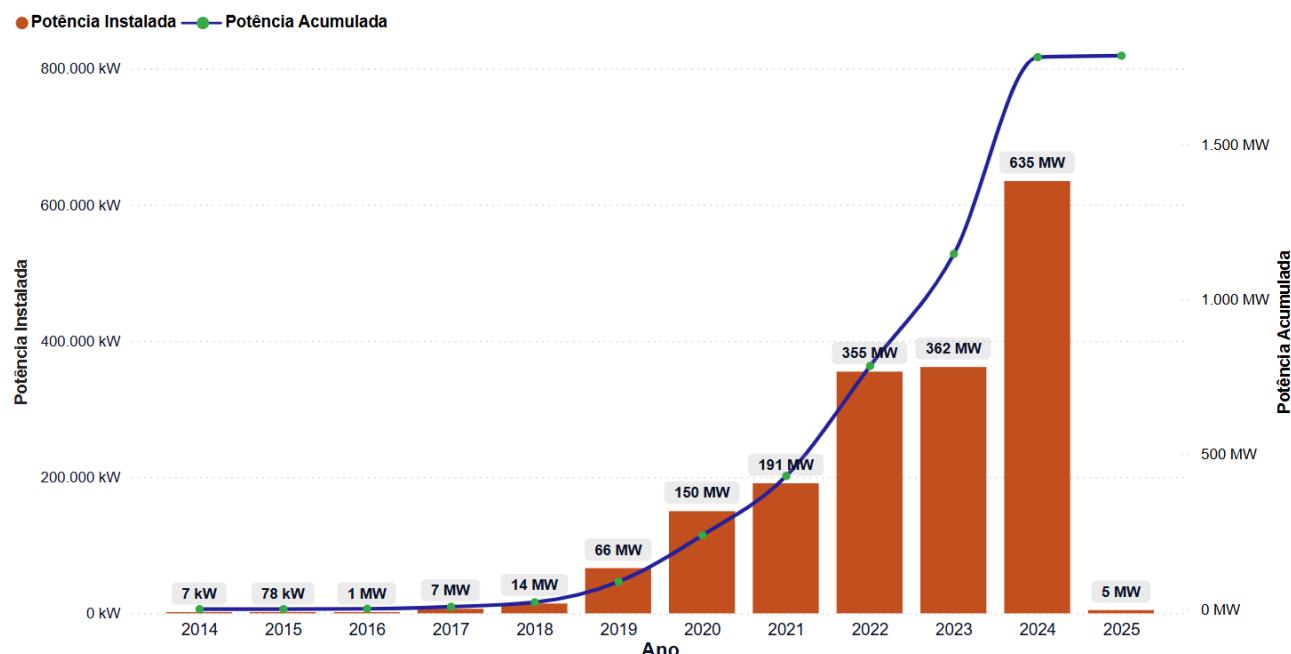
Conforme apresentado na Figura 47, o ritmo de crescimento desacelerou em 2023, possivelmente devido a mudanças nas regras de tributação. No entanto, em 2024, a geração voltou a crescer, já superando os níveis do ano anterior e com projeção de forte expansão até o final do período.

O número de instalações de painéis solares apresentou uma queda em 2023, após vários anos de crescimento exponencial. Esse cenário pode ter sido influenciado por incertezas políticas e econômicas, além das alterações nas regras tributárias. No entanto, os dados de 2024 indicam que os agentes do setor perceberam que, mesmo com algumas mudanças, essa

fonte de energia permanece altamente vantajosa. Como ilustrado na Figura 48, o ano deve encerrar com um crescimento significativo em relação a 2023.

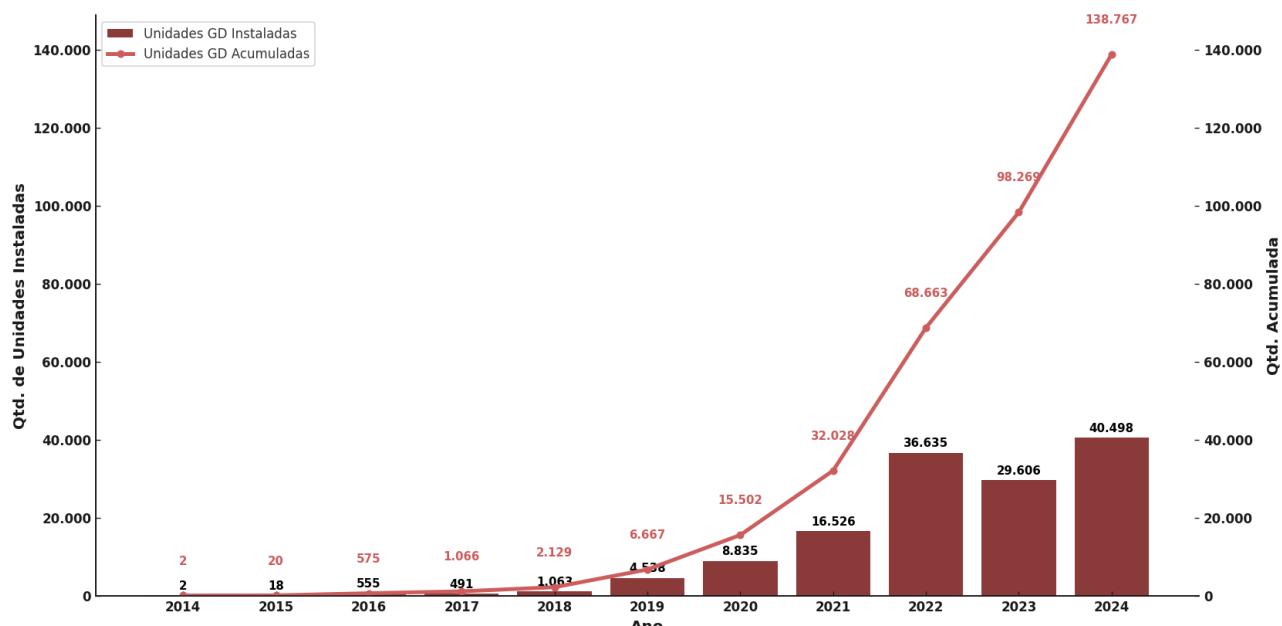
O número de consumidores que receberam créditos de energia seguiu a mesma tendência das instalações. Em 2021, a pandemia impactou negativamente o setor, e em 2023, a redução na instalação de painéis solares resultou diretamente na diminuição da concessão de créditos. No entanto, 2024 apresenta sinais de recuperação, sugerindo a retomada da tendência de expansão observada nos anos anteriores, conforme a Figura 49.

Figura 47: Potência Instalada e Acumulada Anual de Energia Fotovoltaica no Estado de Goiás



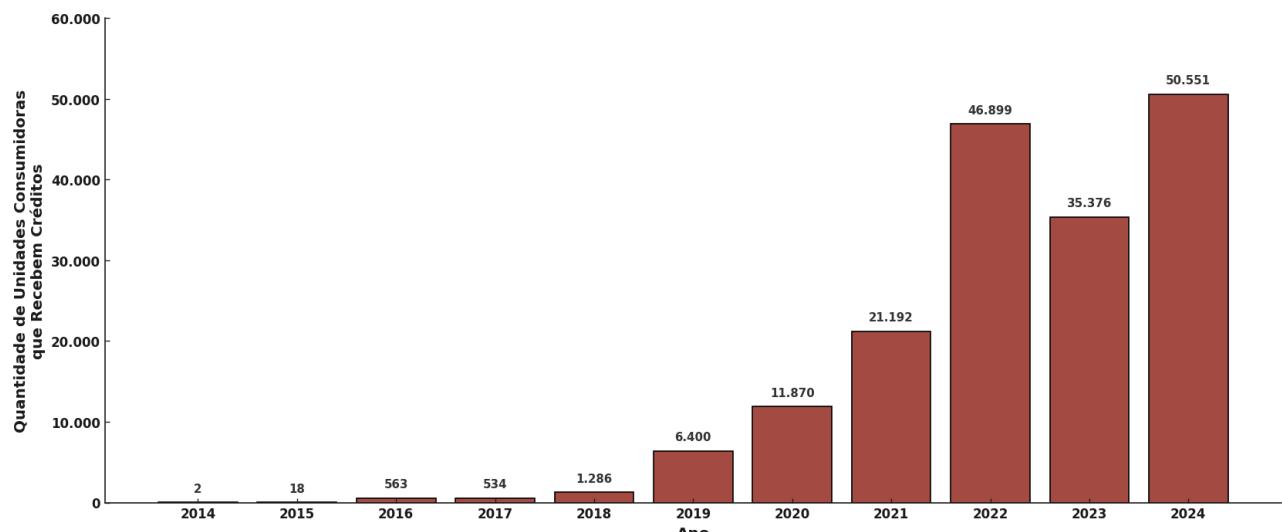
Fonte: Sistema de Inteligência Energética de Goiás, (SIEGO, 2024).

Figura 48: Quantidade de Unidades Instaladas de Geração Distribuída Anual de Energia Fotovoltaica no Estado de Goiás



Fonte: Sistema de Inteligência Energética de Goiás, (SIEGO, 2024).

Figura 49: Quantidade de Unidades Consumidoras que Recebem Créditos de Energia Fotovoltaica no Estado de Goiás



Fonte: Sistema de Inteligência Energética de Goiás, (SIEGO, 2024).

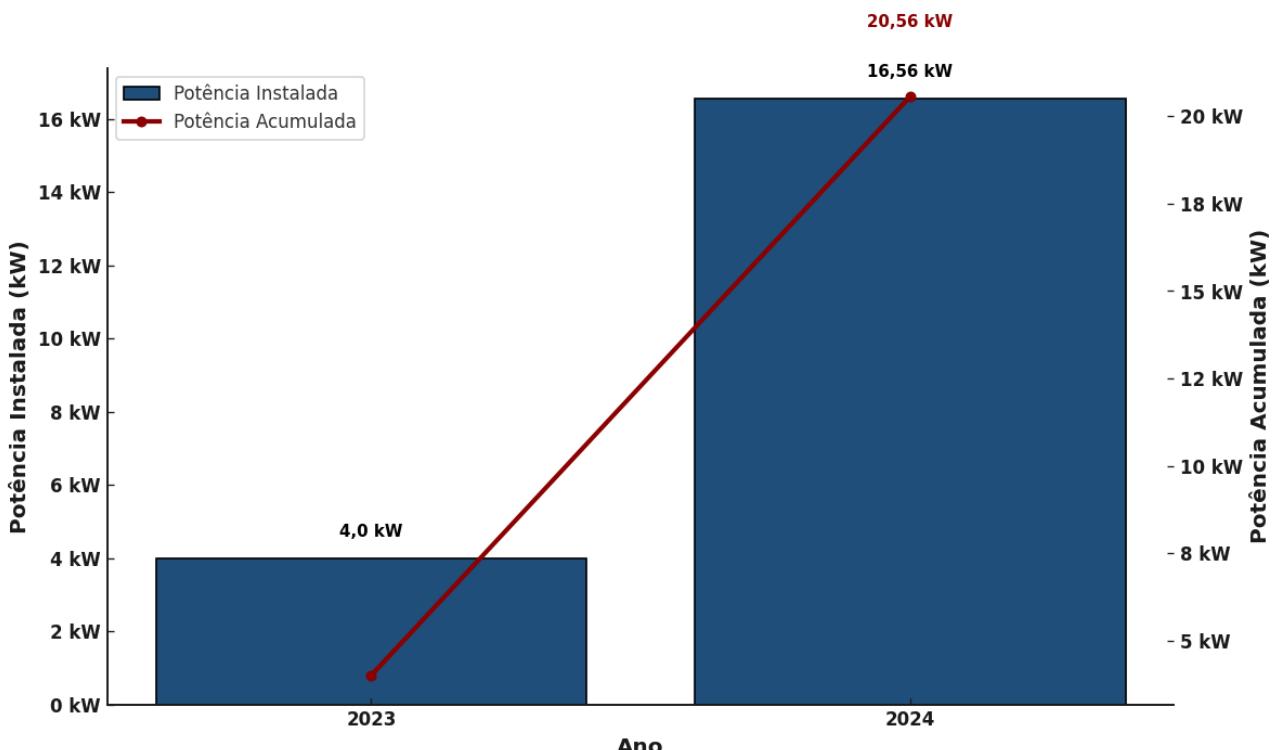
#### 9.4.1.5 Energia Eólica

A diversificação da matriz energética é essencial para garantir a sustentabilidade econômica e ambiental. Nesse contexto, o Estado de Goiás tem avançado na ampliação de suas fontes de energia. Embora não possua um dos maiores potenciais eólicos do Brasil, o estado

iniciou investimentos em energia proveniente dos ventos em 2023.

Em 2024, até o momento, a geração eólica já superou em quatro vezes o total registrado em 2023, atingindo aproximadamente 16,54 kW de potência instalada, conforme ilustrado no Gráfico 50.

Figura 50: Potência Instalada Anual de Energia Eólica em kW no Estado de Goiás



Fonte: Sistema de Inteligência Energética de Goiás, (SIEGO, 2024).

#### 9.4.1.6 Energia Hidrelétrica

A produção de energia elétrica no Estado de Goiás é predominantemente de origem hidrelétrica. Em 2023, do total de 24.333 GWh gerados (PESQUISA ENERGÉTICA, 2024a), 18.929 GWh – o equivalente a 78,11% – foram produzidos por Usinas Hidrelétricas (UHEs), Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e Centrais de Geração Hidrelétrica (CGHs).

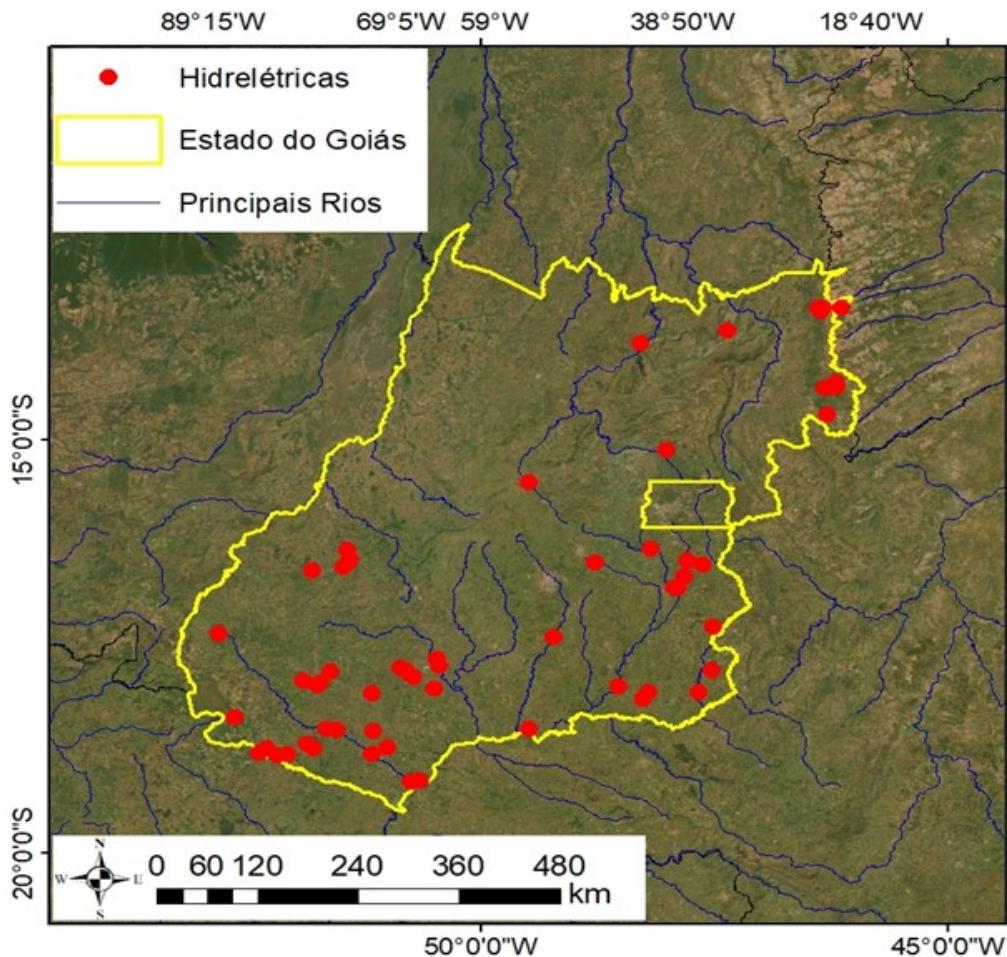
O relevo do estado, aliado à ampla disponibilidade de rios e afluentes, favoreceu essa predominância da geração hidrelétrica. Quanto à distribuição espacial, as hidrelétricas estão concentradas na metade sul do estado, especialmente devido à influência da Bacia Hidro-

gráfica do Parnaíba e dos rios Verde, Corrente, entre outros, conforme ilustrado no mapa da figura 51.

A atual situação hídrica do Brasil, aliada à crescente preocupação com os impactos ambientais, evidencia a necessidade de diversificação das fontes de geração de energia elétrica tanto em nível nacional quanto estadual. No cenário atual, a participação das demais fontes energéticas ainda é incipiente em comparação à geração hidrelétrica.

Diante desse contexto, a análise segmentada tem como objetivo identificar com maior precisão o potencial do Estado de Goiás para a diversificação de sua matriz energética, ampliando alternativas sustentáveis e reduzindo a dependência de fontes convencionais.

Figura 51: Distribuição Espacial das Hidrelétricas no Estado de Goiás



Fonte: Elaborado pelo autor com dados do Sistema de Inteligência Energética de Goiás, (SIEGO, 2024).

## 9.5 Resultados da Matriz Insumo-Produto de Goiás para o ano base de 2021

Nesta seção, são apresentados os principais resultados da Matriz Insumo-Produto do Estado de Goiás para o ano de 2021. Inicialmente, são demonstrados os resultados dos multiplicadores de produção, valor adicionado, emprego e impostos, além dos índices de ligação para frente e para trás, com o objetivo de identificar os setores-chave da economia goiana no ano-base de 2021.

Em seguida, é analisada a participação dos setores energéticos na produção, no valor adicionado, no emprego e na arrecadação de impostos. Por fim, são realizadas simulações de impacto para os principais setores energéticos do estado, possibilitando uma avaliação mais detalhada de seu papel na economia local.

### 9.5.1 Resultados dos indicadores de análise da Matriz Insumo-Produto do Estado de Goiás no ano base de 2021

Com base no modelo aberto de Leontief, é possível identificar o perfil produtivo setorial do Estado de Goiás para o ano de 2021. Os resultados fornecem uma visão das inter-relações entre os setores econômicos e demonstram como alterações na demanda final podem impactar a produção total da economia, sendo um instrumento valioso para a avaliação de políticas econômicas, especialmente aquelas voltadas para o setor energético.

O Gráfico 52 apresenta o multiplicador da produção dos 68 setores da matriz, destacando os dez setores com maior impacto na produção. São eles: abate de produtos de carne (Setor 8), outros produtos alimentares (Setor 10), outros serviços (Setor 68), fabricação de álcool

(Setor 20), fabricação e refino de açúcar (Setor 9), fabricação de bebidas (Setor 11), fabricação de produtos de limpeza (Setor 24), fabricação de automóveis, caminhões e ônibus (Setor 34), saúde e serviços sociais (Setor 67) e fabricação de peças e acessórios para veículos automotores (Setor 35).

O Gráfico 53 apresenta os índices de ligação para frente (I.Frente) e para trás (I.Trás) nos diferentes setores econômicos do Estado de Goiás, considerando o ano-base de 2021.

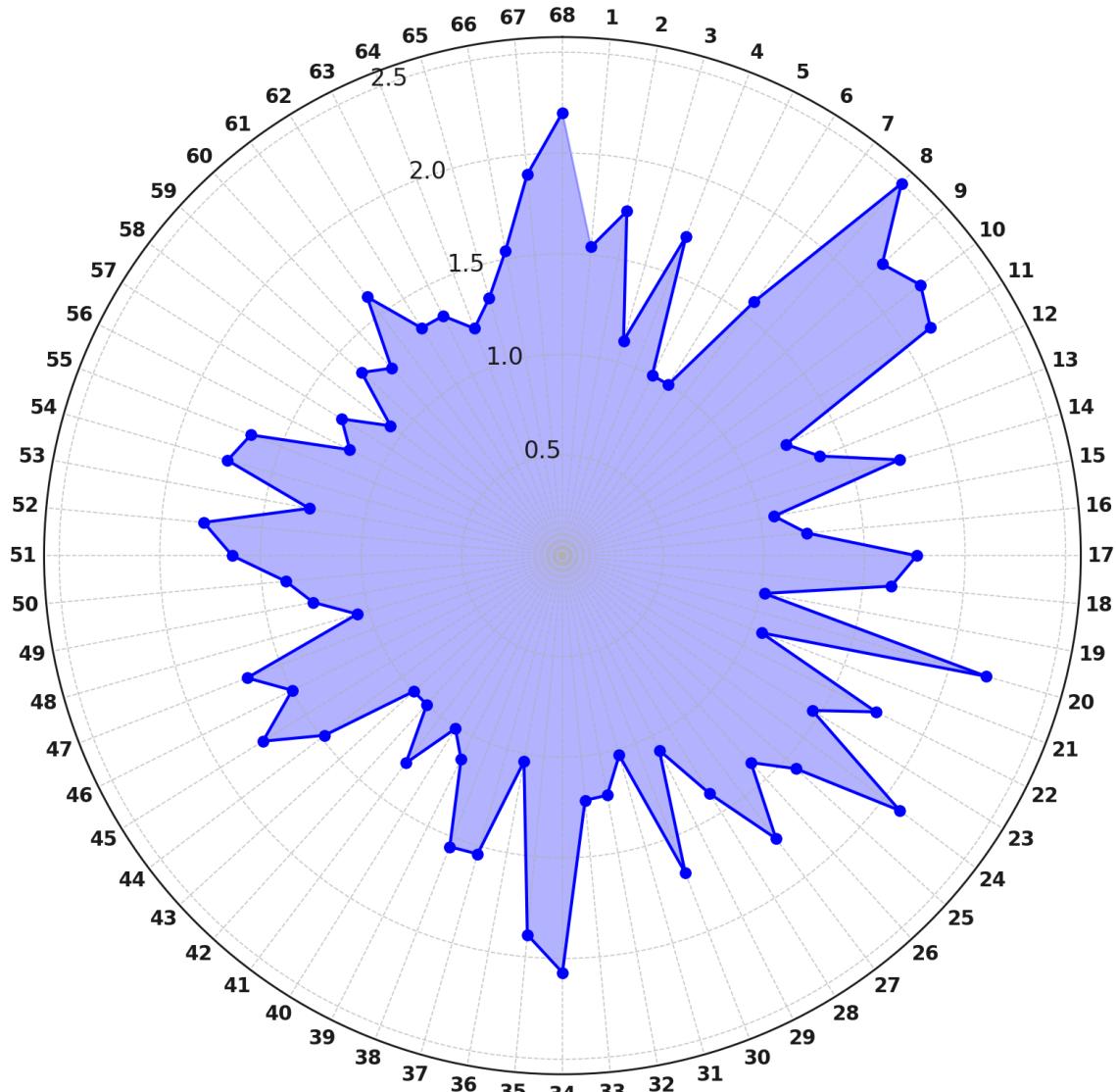
Os setores que possuem índice de ligação para frente (quadrantes I e IV) superior a um foram: agricultura (setor 1), pecuária (setor 2), outros produtos alimentares (setor 10), fabricação de produtos de petróleo (setor 19), fabricação de celulose, papel e produtos de papel (setor 17), fabricação de químicos orgânicos e inorgânicos, resinas e elastômeros (setor 22), fabricação de defensivos (setor 23), fabricação de produtos de borracha e de material plástico (setor 26), fabricação de produtos de metal (setor 30), fabricação de peças e acessórios para veículos automotores (setor 35), manutenção, reparação e instalação de máquinas e equipamentos (setor 38), distribuição e transmissão de energia elétrica (setor 41), comércio por atacado e varejo (setor 46), transporte terrestre (setor 47), atividades de televisão, rádio, cinema e gravação/edição de som e imagem (setor 54), desenvolvimento de sistemas e outros serviços de informação (setor 56), outras atividades profissionais, científicas e técnicas (setor 61), atividades jurídicas, contábeis, consultoria e sedes (setor 59) e outras atividades administrativas (setor 63).

No caso dos índices de ligação para

trás (quadrantes I e II) superiores a um, destacaram-se os setores de agricultura (setor 1), pecuária (setor 2), extração de carvão mineral, fabricação e refino de açúcar (setor 9), abate e produtos de carne (setor 8), outros produtos alimentares (setor 10), fabricação de bebidas (setor 11), confecção de artefatos do vestuário e acessórios (setor 14), fabricação de celulose, papel e produtos de papel (setor 17), fabricação de álcool (setor 20), fabricação de produtos de limpeza (setor 24), fabricação de produtos farmoquímicos e farmacêuticos (setor 25), fabricação de produtos de metal (setor 30), fabricação de automóveis, caminhões e ônibus (setor 34), saúde e serviços sociais, fabricação de peças e acessórios para veículos automotores (setor 35), fabricação de móveis e produtos de indústrias diversas (setor 37), construção (setor 45), comércio (setor 46), entre outros.

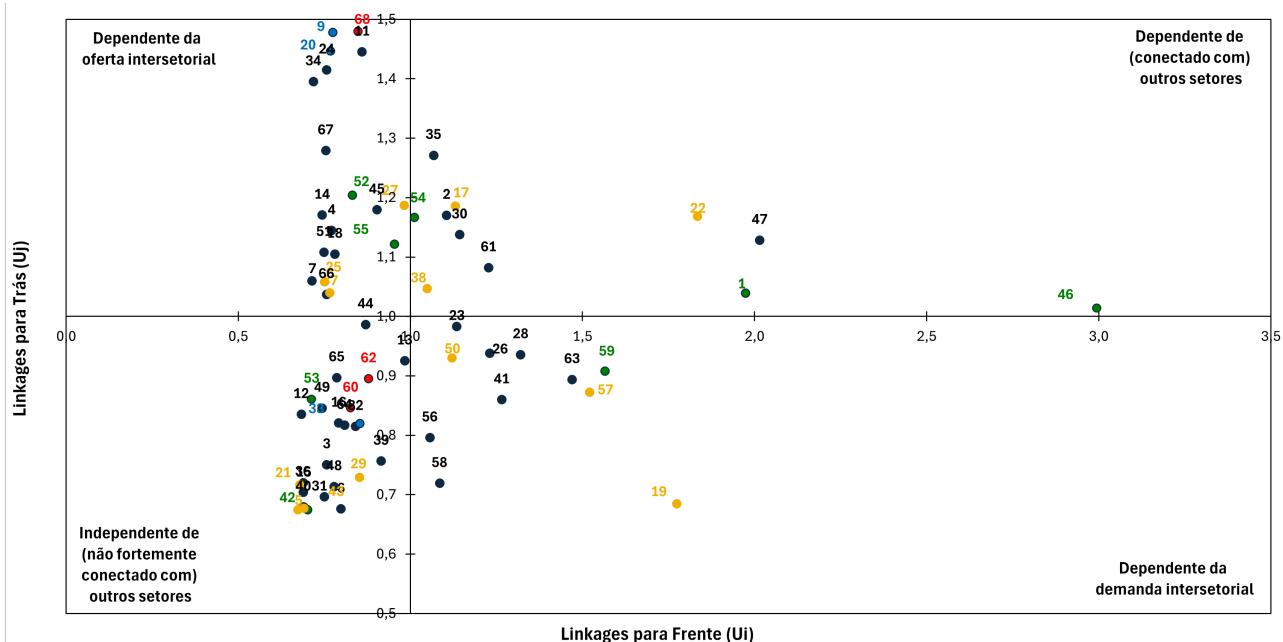
Além disso, os resultados indicaram que os setores agricultura (setor 1), pecuária (setor 2), outros produtos alimentares (setor 10), fabricação de celulose, papel e produtos de papel (setor 17), fabricação de químicos orgânicos e inorgânicos, resinas e elastômeros (setor 22), fabricação de produtos de metal (setor 30), fabricação de peças e acessórios para veículos automotores (setor 35), manutenção, reparação e instalação de máquinas e equipamentos (setor 38), comércio por atacado e varejo (setor 46), transporte terrestre (setor 47), atividades de televisão, rádio, cinema e gravação/edição de som e imagem (setor 54) e outras atividades profissionais, científicas e técnicas (setor 61) foram classificados como setores-chave da economia goiana, conforme o quadrante I.

Figura 52: Multiplicadores de produção por setor para Goiás ano base 2021



Fonte: Elaborado pelo autor, com base nos resultados da pesquisa.

Figura 53: Índices de ligação e setores-chave da economia goiana em 2021



Fonte: Elaborado pelo autor, com base nos resultados da pesquisa.

Os resultados evidenciam que a estrutura produtiva de Goiás está associada a setores da agropecuária, da indústria de transformação (alimentos, celulose, farmacêutica, metal, fabricação de peças e acessórios para veículos automotores) e de serviços (comércio, transporte, comunicação e outras atividades profissionais, científicas e técnicas).

Resultados semelhantes foram encontrados em (MARQUES, 2013, 2017), (JUNIOR; VATSON, 2023) e (DIAS et al., 2023), que destacaram, principalmente, a importância da agropecuária e dos setores de serviços como propulsores da economia regional. Por outro lado, conforme (SILVA NETO; FIGUEIREDO, 2022), o Estado de Goiás possui poucos setores-chave em sua economia, com baixo nível de encadeamento entre eles.

Entretanto, os resultados deste estudo indicam que a economia goiana vem modificando seu perfil produtivo na última década, especialmente nos setores da indústria de transformação (celulose, fabricação de álcool, produtos de metal) e no segmento de serviços (desenvolvimento de sistemas e outros serviços de informação, atividades jurídicas, contábeis, consultoria e sedes de empresas, outras atividades profissionais, científicas e técnicas, além de ou-

tras atividades administrativas e serviços complementares).

Esses fatores evidenciam que o Estado está conseguindo se posicionar em cadeias produtivas com grande potencial de geração de valor agregado, sendo fundamental o fortalecimento dos setores energéticos para atender às demandas dos agentes econômicos.

#### 9.5.2 Participação econômica dos setores energéticos no ano base de 2021

Os setores energéticos desempenham um papel fundamental nas cadeias de suprimentos, fornecendo energia elétrica e combustíveis para os demais setores. A relação entre consumo de energia e crescimento econômico é um fato estilizado, conforme apontado por (YOO, 2005), (AL-MULALI et al., 2019) e (THAKER; THAKER; PITCHAY, 2019). A Tabela 43 apresenta a desagregação dos setores energéticos em termos de consumo intermediário (CI), valor adicionado bruto (VAB), valor bruto da produção (VBP), empregos formais (EMP), imposto de importação (IIMP), imposto sobre produtos industrializados (IPI), ICMS e demais impostos (OUT.). Os dados indicam que os setores energéticos representaram

R\$ 23.757 milhões em consumo intermediário (7,80% do total do Estado), R\$ 17.794 milhões em valor adicionado bruto (7,52% do total do Estado), R\$ 41.661 milhões em valor bruto da produção (7,67% do total do Estado), 28.039 empregos formais (1,77% do total do Estado)

e R\$ 3.599 milhões em ICMS (15,40% do total do Estado). Esses dados evidenciam que os setores energéticos são mais intensivos em capital do que em trabalho, o que reforça seu grande potencial de geração de valor para a economia estadual.

Tabela 43: Participação econômica dos setores energéticos em Goiás no ano base de 2021

<b>SETOR</b>	<b>CI</b>	<b>VAB</b>	<b>VBP</b>	<b>EMP</b>	<b>IMP</b>	<b>IPI</b>	<b>ICMS</b>	<b>OUT.</b>
Fabricação de produtos de petróleo	17	10.195	10.211	26	0	0	2.345	81
Fabricação de álcool	12.813	1.833	14.646	20.095	2	3	422	315
Fabricação de biocombustíveis	157	126	283	247	0	0	29	14
Geração centralizada de energia elétrica	2.752	1.104	3.855	821	14	12	14	42
Geração distribuída de energia elétrica	160	64	224	52	3	13	17	10
Distribuição e transmissão de energia elétrica	6.167	3.635	9.801	1.849	43	61	74	80
Gás natural	10	4	14	3	2	1	17	129
Outras utilidades	87	19	105	26	0	0	582	66
<b>Total</b>	<b>23.757</b>	<b>17.904</b>	<b>41.661</b>	<b>28.039</b>	<b>64</b>	<b>91</b>	<b>3.599</b>	<b>751</b>

Fonte: Elaborado pelo autor, resultados da Matriz Insumo-Produto de Goiás.

Nota explicativa: Os valores acima estão em milhões de reais, com exceção à variável EMP (emprego), que é o número de vínculos ativos formais por setor.

A partir da Matriz Insumo-Produto do Estado de Goiás para o ano de 2021, foram realizadas simulações de análise de impacto com choques de demanda de R\$ 1.000 milhões. Os resultados, descritos na Tabela 8, indicam que os setores fabricação de álcool, fabricação de biocombustíveis, distribuição e transmissão de energia elétrica e fabricação de produtos de petróleo e coquerias foram os mais impactados pelos choques de demanda final. Por exemplo, no setor de fabricação de álcool, um choque de demanda de R\$ 1.000 milhões adiciona R\$ 2.193 milhões à produção, R\$ 650 milhões ao valor adicionado e gera 3.784 empregos diretos e indiretos em Goiás no ano-base de 2021. Da mesma forma, no setor de fabricação de biocombustíveis, um choque de mesma magnitude adiciona R\$ 1.063 milhões à produção, R\$ 471 milhões ao valor adicionado e gera 999 empregos diretos e indiretos no Estado.

A relevância econômica dos setores de fabricação de álcool (etanol) e biocombustíveis para Goiás é amplamente mencionada em diversos

estudos empíricos. Dessa forma, os resultados reforçam a contribuição desses setores para a economia estadual por meio dos encadeamentos produtivos com demais setores e destacam a necessidade de políticas públicas voltadas ao fortalecimento das energias renováveis, aproveitando a estrutura produtiva do Estado.

Em síntese, os resultados evidenciam que o setor de fabricação de produtos de petróleo e coquerias desempenha um papel significativo na geração de valor adicionado bruto. O setor de fabricação de álcool apresenta os maiores impactos na produção e na geração de empregos, enquanto o setor de fabricação de biocombustíveis se destaca tanto na criação de empregos quanto na geração de valor adicionado. Já o setor de distribuição e transmissão de energia elétrica exerce influência expressiva em todos os indicadores analisados, abrangendo produção, valor adicionado e emprego. Por fim, os demais setores energéticos apresentam baixa representatividade nos indicadores avaliados.

Tabela 44: Impactos Econômicos de Choques de Demanda nos Principais Setores Energéticos (em Milhões de Reais)

SETOR	IPROD	IVAB	IEMP
Fabricação de produtos de petróleo e coquerias	1.022	1.009	21
Fabricação de álcool	2.193	650	3.784
Fabricação de biocombustíveis	1.063	471	999
Geração centralizada de energia elétrica	1.127	333	342
Geração distribuída de energia elétrica	1.008	289	242
Distribuição e transmissão de energia elétrica	1.287	477	480
Gás natural	1.000	308	208

Fonte: Elaborado pelo autor, resultados da Matriz Insumo-Produto de Goiás.

## 9.6 Conclusão

O presente estudo estimou uma Matriz-Insumo-Produto para o Estado de Goiás, no ano-base de 2021, com a desagregação dos principais setores energéticos, visando conectar o ambiente econômico-social ao setor energético. A construção dessa ferramenta quantitativa possibilitou a realização de análises de impacto para os setores energéticos e para as formas de diversificação da matriz energética do Estado de Goiás.

Os resultados dos principais indicadores de análise apontaram que Goiás possui uma economia diversificada, destacando-se nos setores da agropecuária, indústria de transformação (alimentos, celulose, indústria farmacêutica, metalúrgica, fabricação de peças e acessórios para veículos automotores) e serviços (comércio, transporte, comunicação e outras atividades profissionais, científicas e técnicas).

Em contraste com a literatura, constatou-se que a economia goiana, nos últimos anos, tem demonstrado capacidade de agregar valor a seus principais setores, sobretudo por meio da ampliação das cadeias produtivas da agropecuária, da indústria de transformação e dos serviços. Além disso, a representatividade de setores como comércio, transporte, comunicação, desenvolvimento de sistemas, serviços de informação e demais atividades profissionais, científicas e técnicas demonstra como Goiás vem aproveitando as novas tendências globais de desenvolvimento econômico, fundamentadas em setores intensivos em conhecimento e tecnologias de informação.

No que diz respeito aos setores energéticos, os resultados da Matriz-Insumo-Produto de Goiás indicaram que destacam-se: a fabricação de produtos derivados de petróleo e coquerias, a fabricação de álcool, a produção de biocombustíveis e a distribuição e transmissão de energia elétrica. Entretanto, verifica-se a existência de diferenças significativas em termos de produção, valor adicionado, emprego e impostos. Os setores com cadeias produtivas mais longas – especificamente, a fabricação de álcool, a produção de biocombustíveis e a distribuição e transmissão de energia elétrica – apresentam os maiores impactos diretos e indiretos.

Relacionando os resultados da matriz com o panorama atual do setor energético e elétrico em Goiás, sugerem-se algumas políticas públicas para a diversificação e o aumento da eficiência energética do Estado: i) estímulo à produção de biogás e biometano a partir da agricultura, pecuária e indústria de alimentos; ii) incentivo a investimentos privados em energia fotovoltaica; iii) elaboração de estudos de viabilidade econômica para a substituição da frota de veículos pesados (ônibus e transporte de cargas) por combustíveis renováveis; iv) realização de estudos de viabilidade econômica para a análise de custo-benefício na construção de usinas para a produção de energia elétrica destinada ao atendimento do setor público estadual (fortalecimento do programa de eficiência energética); v) estudos sobre o impacto da inteligência artificial no consumo de energia elétrica; vi) implementação de políticas de incentivo à ampliação da oferta de cursos téc-

---

nicos e de nível superior voltados para energias renováveis e tecnologias de informação.

Por fim, o trabalho apresenta algumas limitações, o que indica a necessidade de avanços na estimação da Matriz-Insumo-Produto de Goiás. A primeira limitação diz respeito à matriz regionalizada, pois a matriz insumo-produto nacional estimada pela UFRJ (ECONOMIA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO (UFRJ), 2024) foi elaborada por um método que não atualiza os coeficientes técnicos com dados primá-

rios do IBGE, considerando que a última matriz insumo-produto oficial do Brasil data de 2015. A segunda limitação decorre do fato de os dados de contas regionais do IBGE serem agregados a apenas 15 setores, o que dificulta uma regionalização mais robusta. Por fim, a indisponibilidade de dados de impostos desagregados por setor complica a estimativa das tabelas de conversão dos valores de preços básicos para preços de mercado, motivo pelo qual foram adotados critérios baseados nos percentuais da matriz nacional.

## Referências

- DIAS, D. O. et al. O dinamismo da estrutura produtiva agrícola em Goiás, 1990-2017: uma análise shift-share. **Revista de Economia do Centro-Oeste**, v. 7, n. 2, p. 51–82, abr. 2023. DOI: 10.5216/reoeste.v7i2.73457. Disponível em: <<https://revistas.ufg.br/reoeste/article/view/73457>>.
- ECONOMIA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO (UFRJ), GIC. GRUPO DE INDÚSTRIA E COMPETIVIDADE. Instituto de. **Matrizes Insumo-Produto para o Brasil 2000-2021**. Disponível em: <<https://www.ie.ufrj.br/gic-gicdata.html>>. Acesso em: 2 ago. 2024.
- ESTATÍSTICAS E ESTUDOS SOCIOECONÔMICOS, IMB. Instituto Mauro Borges de. **Dados socioeconômicos e estatísticos do Estado de Goiás, 2024**. 2024. Disponível em: <<https://www.imb.go.gov.br/bde/?protocoloAtendeGoias=22383b5a844a44f9c1901fa452a83ec9>>. Acesso em: 12 ago. 2024.
- GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA, IBGE. Instituto Brasileiro de. **Sistema de Contas Regionais 2021**. 2021. Disponível em: <<https://www.ibge.gov.br/estatisticas/economicas/contas-nacionais/9054-contas-regionais-do-brasil.html>>. Acesso em: 5 ago. 2024.
- HADDAD, E. A.; JÚNIOR, C. A. G.; NASCIMENTO, T. O. Matriz Interestadual de Insumo-Produto para o Brasil: Uma aplicação do método IIQAS. **Revista Brasileira de Estudos Regionais e Urbanos**, v. 11, n. 4, p. 424–446, 2018. Disponível em: <<https://revistaaber.org.br/rberu/article/view/271>>. Acesso em: 26 fev. 2024.
- INFORMAÇÕES SOCIAIS, RAIS. Relação Anual de. **Dados Sobre o Mercado de Trabalho (RAIS vínculos)**. Disponível em: <<https://bi.mte.gov.br/bgcaged/>>. Acesso em: 5 ago. 2024.
- JUNIOR, H.; VATSON, H. **Matriz de insumo-produto: análise econômica do Estado de Goiás**. 2023. Dissertação (Mestrado Profissional em Economia) – Universidade de Brasília, Brasília. 60 f.
- MARQUES, D. M. F. **Desenvolvimento de uma metodologia para mensuração da participação do agronegócio na economia: uma aplicação para o estado de Goiás**. 2013. Dissertação (Mestrado em Agronegócio) – Universidade Federal de Goiás, Goiânia. 116 f.
- \_\_\_\_\_. **Matriz de Insumo e Produto: uma aplicação para a economia Goiana**. Goiânia-GO: IMB, 2017. (Estudos do IMB).
- AL-MULALI, U. et al. The nexus of electricity consumption and economic growth in Gulf Cooperation Council economies: evidence from non-stationary panel data methods. **Geosystem Engineering**, Taylor & Francis, v. 22, n. 1, p. 40–47, 2019. DOI: 10.1080/12269328.2018.1521753. Disponível em: <<https://doi.org/10.1080/12269328.2018.1521753>>.
- PESQUISA ENERGÉTICA, EPE. Empresa de. **Balanço Energético Nacional 2024. Matriz energética e Relatório Síntese do Balanço Energético Nacional de 2024**. 2024. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2024>>. Acesso em: 7 ago. 2024.
- \_\_\_\_\_. **Metodologia para Construção de uma Matriz Insumo Produto com detalhamentos dos setores energéticos**. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/metodologia-para-construcao-de-uma-matriz-insumo-produto-com-detalhamento-dos-setores-energeticos>>. Acesso em: 15 jun. 2024.

---

SIEGO, Sistema de Inteligência Energética de Goiás. **Fontes Renováveis**. Disponível em:  
<<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiNmVjY2I1NzgtMmI5OS00ZjQ0LTh1M2UtZDZhMjExODY2M2E3IiwidCI6IjY3ZmQOMzFjLWIyYWQtNDg2Ny04MWJjLWQ3NTYyMjBiNTZkNCJ9&pageName=ReportSection48a721f2b43d4fa43a91>>. Acesso em: 20 set. 2024.

SILVA NETO, W.; FIGUEIREDO, A. M. R. Evolution of the Economy Brazilian State of Goiás under the Input-Output Matrix Analysis. **Informe GEPEC**, v. 26, p. 263–285, jun. 2022. DOI: 10.48075/igepec.v26i2.28973.

THAKER, H. M. T.; THAKER, M. A. M. T.; PITCHAY, A. Electricity Consumption and Economic Growth: A Revisit Study of their Causality in Malaysia (Etikonomi).

**ETIKONOMI**, v. 18, abr. 2019. In Press Article. DOI: 10.15408/etk.v18i1.7455.

YOO, S. H. Electricity consumption and economic growth: evidence from Korea. **Energy Policy**, v. 33, n. 12, p. 1627–1632, 2005. ISSN 0301-4215. DOI:

10.1016/j.enpol.2004.02.002. Disponível em:

<<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421504000357>>.

## Considerações Finais

Ao longo deste caderno, foram analisadas detalhadamente as principais seções que estruturam o planejamento energético do Estado de Goiás, abrangendo desde aspectos infraestruturais até mecanismos regulatórios e estratégicos para a diversificação da matriz energética.

A Seção de Infraestrutura analisou desafios estruturais críticos, com ênfase na defasagem entre oferta e demanda, fator que compromete a atratividade de investimentos industriais e o crescimento econômico regional. O levantamento detalhado da infraestrutura existente, a modelagem de otimização para maximização da eficiência operacional e a avaliação da integração de fontes renováveis foram aspectos centrais do estudo. As soluções propostas visam mitigar gargalos estruturais, promovendo um planejamento energético mais robusto, resiliente e alinhado ao desenvolvimento sustentável.

A Seção de Tecnologia da Informação explorou o uso de técnicas avançadas de análise de dados, incluindo modelagem preditiva, séries temporais e Sistemas de Informação Geográfica (SIG), para mapear padrões de consumo e geração de energia no período de 2019 a 2023. Além disso, avaliou-se o grau de aderência dos municípios goianos à norma ABNT ISO 37120. Os resultados obtidos possibilitaram a identificação de tendências regionais, barreiras à adoção de fontes renováveis e oportunidades para o aprimoramento de políticas públicas voltadas à eficiência energética e à mitigação de emissões de carbono. A adoção de ferramentas digitais para monitoramento e planejamento energético foi evidenciada como um componente fundamental na transição para uma matriz energética mais diversificada e resiliente.

A Seção de Energias Renováveis concentrou-se em estudos técnico-econômicos e regulatórios para o horizonte de 2024-2025, avaliando o potencial de expansão das fontes renováveis no Estado de Goiás. O diagnóstico setorial permitiu a formulação de diretrizes estratégicas para a descarbonização da matriz energética, com destaque para a ampliação da participação das energias solar, eólica e bioenergética. As recomendações apresentadas

buscam subsidiar a tomada de decisão por parte do poder público e do setor produtivo, garantindo que a expansão das fontes renováveis ocorra de forma tecnicamente viável e economicamente sustentável.

A Seção de Eficiência Energética analisou tecnologias de armazenamento de energia – incluindo soluções térmicas, mecânicas e de hidrogênio verde – e sua aplicação em diferentes setores da economia, como indústria, transporte e edificações. Especial atenção foi dada ao potencial do hidrogênio verde, obtido via eletrólise e biomassa, devido à sua capacidade de reduzir custos e emissões de carbono. Entretanto, desafios logísticos e econômicos ainda demandam estudos aprofundados para sua implementação em larga escala.

Por fim, a Seção de Governança e Regulação promoveu uma análise integrada das interrelações entre economia e energia, por meio da aplicação da metodologia da Matriz Insumo-Produto (2021). Esse estudo permitiu a identificação dos setores econômicos mais impactantes em termos de consumo energético, com destaque para os segmentos de derivados de petróleo, etanol, biocombustíveis e distribuição de eletricidade. A partir desses resultados, foram elaboradas recomendações para orientar políticas públicas que fortaleçam cadeias produtivas estratégicas, alinhando o desenvolvimento energético às metas socioeconômicas e ambientais.

Dessa forma, este caderno consolida-se como um referencial técnico-científico para o planejamento energético do Estado de Goiás, oferecendo subsídios para formulação de políticas públicas, aprimoramento regulatório e incentivo a investimentos estratégicos no setor elétrico. As diretrizes e análises aqui apresentadas não apenas contribuem para o fortalecimento do setor energético estadual, mas também fomentam a inovação, o crescimento socioeconômico sustentável e a governança responsável. A transição energética, respaldada por planejamento técnico qualificado e fundamentado em evidências, configura-se como um vetor essencial para garantir competitividade, segurança energética e desenvolvimento sustentável no Estado de Goiás.



---

## Agradecimentos

Os autores expressam seu profundo reconhecimento à Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de Goiás (FAPEG) e à Secretaria-Geral de Governo (SGG) pelo suporte essencial à realização deste estudo, viabilizado por meio da Chamada Pública FAPEG Nº 02/2024, resultante do Termo de Cooperação Técnica Nº 01/2023, vinculado ao processo Nº 202318037003823.

O apoio dessas instituições foi determinante para o desenvolvimento desta pesquisa, contribuindo significativamente para o avanço da ciência, da inovação e do fortalecimento da matriz energética do Estado de Goiás. Acreditamos que essa parceria estratégica desempenha um papel fundamental na promoção de soluções inovadoras e sustentáveis, impulsionando a modernização e o desenvolvimento do Setor Energético Brasileiro.

# Apresentação da Equipe de Pesquisa e Desenvolvimento



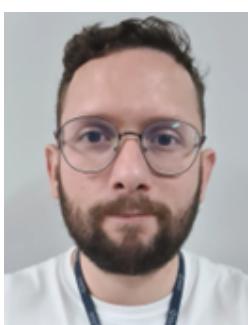
**Diogo Appel Colvero** - Engenheiro Mecânico graduado pela Universidade Federal de Santa Maria (2008). Especialista em Tratamento e Disposição Final de Resíduos Sólidos e Líquidos (2012) e Mestre em Engenharia do Meio Ambiente (2014), pela Universidade Federal de Goiás. Doutor em Ciências e Engenharia do Ambiente pela Universidade de Aveiro, Portugal (2018). Engenheiro mecânico da UFG. Pesquisador nas áreas: energias renováveis, avaliação do ciclo de vida, economia circular e sustentabilidade econômica.



**Felipe Pamplona Mariano** - Possui graduação, mestrado e doutorado em Engenharia Mecânica pela Universidade Federal de Uberlândia. Atualmente é docente da Universidade Federal de Goiás, atuando nos cursos de graduação e pós-graduação em Engenharia Mecânica. Desenvolve pesquisas em Dinâmica dos Fluidos Computacional (CFD), Métodos Numéricos, Energia Eólica, Interação Fluido-Estrutura e Eficiência Energética.



**Fernando Nunes Belchior** - Graduado em 2000, Mestre em 2003 e Doutor em 2006 em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Uberlândia. De 2007 a 2015 foi professor na Universidade Federal de Itajubá. Atualmente trabalha como professor titular na Universidade Federal de Goiás, no campus Aparecida de Goiânia. Suas principais áreas de interesse são: Qualidade da Energia, Máquinas Elétricas, Eletrônica de Potência, Medições Elétricas, Fontes Renováveis de Energia e Eficiência Energética.



**Gino Bertolucci Colherinhas** - Professor da UFG, atua nos cursos de Engenharia Mecânica e no Programa de Pós-Graduação. Doutor e mestre em Ciências Mecânicas pela UnB, com doutorado sanduíche pela Universidade de Roma Sapienza (Itália). Graduado pela UnB em Engenharia Mecânica, com intercâmbio na Universidade do Porto (Portugal). Atua em pesquisas nas áreas de eficiência energética, controle estrutural de turbinas eólicas offshore, otimização com IA e dinâmica de sistemas mecânicos.



**Jéssica Santoro Gonçalves Pena** - Engenheira de Energia pela Universidade de Brasília, com mestrado e doutorado em Engenharia Elétrica, na área de Sistemas Elétricos de Potência pela mesma instituição. Professora no Instituto Federal de Goiás, nos cursos de bacharelado em Engenharia Elétrica e técnicos em Eletrônica, Automação Industrial e Mecânica. As áreas de interesse para pesquisa e desenvolvimento são geração de energia elétrica, proteção de sistemas elétricos e qualidade de energia.



**Lina Paola Garcés Negrete** - Possui graduação (2003) e mestrado (2005) em Engenharia Elétrica pela Universidad Tecnológica de Pereira, na Colômbia. Obteve o título de Doutora em Engenharia Elétrica pela Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira da Universidade Estadual Paulista, em 2010, onde também realizou estágio pós-doutoral no mesmo ano. Atualmente, é Docente na Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação da Universidade Federal de Goiás. Seus interesses de pesquisa incluem o planejamento e a operação de sistemas de energia elétrica e técnicas de otimização aplicada.



**Luana Alves Akamine** - Engenheira Agrícola formada pela Universidade Estadual de Goiás (2015), mestre em Engenharia Agrícola (Engenharia de Sistemas Agroindustriais) – UEG (2017) e doutora em Agronomia (Energia na Agricultura), pela Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho – Unesp/FCA (2021). Desenvolve pesquisas nos seguintes temas: Energias Renováveis, aproveitamento de resíduos agropecuários e agroindustriais, biodigestão anaeróbica, biodigestores e biogás.



**Paulo Henrique Neves Pimenta** - Professor do curso de Engenharia Mecânica do IFG - Campus Goiânia. Graduado em Engenharia Mecânica (2012) e Licenciatura em Formação Pedagógica (2021). Mestre em Engenharia Mecânica pela UNESP (2015) e doutor em Ciências Mecânicas pela UnB (2023). Atua em pesquisas sobre Escoamento Multifásico, Reologia de Fluidos Complexos com métodos numéricos, Simulação de componentes do ciclo de Refrigeração e Eficiência Energética.



**Raphael de Aquino Gomes** - Doutor em Ciência da Computação pela Universidade Federal de Goiás com período sanduíche no Institut National de Recherche en Informatique et en Automatique, França. Possui graduação (2006) e mestrado (2009) em Ciência da Computação. Atualmente é professor do Instituto Federal de Goiás e coordena o Mestrado em Tecnologia, Gestão e Sustentabilidade. Atua principalmente nos seguintes temas: Computação em Nuvem, Internet das Coisas, Inteligência Artificial e Energias Renováveis.



**Rodrigo da Rocha Gonçalves** - Professor Associado da Universidade Federal do Rio Grande, graduado em Ciências Econômicas pela FURG, mestrado em Economia Aplicada pela UFPEL e doutorado Economia pela PUC-RS. Pesquisador vinculado ao Grupo de Pesquisa em Economia Azul (GPEA/FURG) e a Secretaria Geral de Governo de Goiás (SETCI). Desenvolve pesquisas com ênfase em Economia Regional, Economia da Energia e dos Transportes e Desenvolvimento Sustentável.

