

Plano Estadual de Energia Goiás 2030

**Governo de Goiás
Secretaria-Geral de Governo**

**Produto 3 - Relatório do Diagnóstico do Contexto
Eletroenergético de Goiás**

20 de julho de 2026

FICHA TÉCNICA

Objeto do Contrato	Desenvolvimento do Plano Estadual de Energia de Goiás 2030, por meio de estudos e pesquisas com base técnico-científica e melhores práticas aplicáveis ao planejamento energético de curto prazo, seguindo diretrizes de aproveitamento de recursos energéticos regionais, inovações na oferta e demanda de energia, adequação e melhoria na infraestrutura do sistema eletroenergético no Estado de Goiás, o acesso à energia limpa e moderna, e a proteção do meio ambiente.
Data de Assinatura do Contrato	15 de outubro de 2025
Prazo de Execução	18 meses
Contratante	Secretaria Geral de Governo de Goiás
Contratada	Fundação Getulio Vargas
Gerente Executivo do Projeto	Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella
Coordenador Geral do Projeto	Márcio Lago Couto

SUMÁRIO

RESUMO EXECUTIVO	11
1. INTRODUÇÃO	13
2. BREVE PANORAMA DO SETOR DE ENERGIA EM GOIÁS	15
3. PANORAMA DAS ENTREVISTAS AOS <i>STAKEHOLDERS</i>	26
4. DIAGNÓSTICO DO SETOR ELÉTRICO.....	31
4.1. METODOLOGIA E BASES DE DADOS SETORIAIS	42
4.2. PANORAMA DA OFERTA DE ENERGIA NO ESTADO.....	46
4.3. PERFIL DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA E DINÂMICA DE MERCADO 71	
4.4. ANÁLISE TERRITORIAL E INFRAESTRUTURA DE REDE	115
4.5. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES ESTRATÉGICAS	172
5. DIAGNÓSTICO DO MERCADO DE BIOENERGIA	177
MAPEAMENTO DA ESTRUTURA DE ETANOL:	178
OFERTA DE ETANOL	178
DEMANDA POR ETANOL	194
INDICADORES DE DESCARBONIZAÇÃO	201
INFRAESTRUTURA DE ABASTECIMENTO:	213
MAPEAMENTO DA ESTRUTURA DE BIODIESEL:	215
OFERTA DE BIODIESEL.....	215
DEMANDA POR BIODIESEL	235
INDICADORES DE DESCARBONIZAÇÃO	239
INFRAESTRUTURA DE ABASTECIMENTO.....	245
ESCOPO DO DIAGNÓSTICO DE SAF.....	253
ENCAMINHAMENTOS:	274
6. DIAGNÓSTICO DE GÁS, BIOGÁS E BIOMETANO	276
7. GÁS NATURAL.....	307
8. GÁS LIQUEFEITO DE PETRÓLEO – GLP	325
9. DIAGNÓSTICO DO SETOR MINERAL	337

10. CONSIDERAÇÕES FINAIS DO PRODUTO 3.....	387
GLOSSÁRIO	394
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	398

Índice de Figuras

<i>Figura 1 Esquema do processo de entrevistas da FGV Energia</i>	<i>12</i>
<i>Figura 2 Grupo de energéticos analisados no diagnóstico</i>	<i>13</i>
<i>Figura 3 Geração de energia elétrica no estado por fonte (2026)</i>	<i>15</i>
<i>Figura 4 Perfil de emissões de GEE - nacional (2024)</i>	<i>16</i>
<i>Figura 5 Ranking de emissões de GEE por estado</i>	<i>18</i>
<i>Figura 6 Infográfico do perfil de emissões de GEE em Goiás</i>	<i>19</i>
<i>Figura 7 Percentual de consumo de combustíveis em Goiás, por tipo</i>	<i>20</i>
<i>Figura 8 Consumo de combustíveis em Goiás (ago.23 - ago. 24)</i>	<i>21</i>
<i>Figura 9 Emissão do setor de energia por combustível, em MtCO₂e (2024)</i>	<i>22</i>
<i>Figura 10 Mapa multimodal de Goiás</i>	<i>23</i>
<i>Figura 11 Panorama ferroviário de Goiás</i>	<i>23</i>
<i>Figura 12 Exportação por hidrovias</i>	<i>24</i>
<i>Figura 13 Exportações por UF de origem e portos de destino</i>	<i>24</i>
<i>Figura 14 Mapa de movimentação do oleoduto OSBRA</i>	<i>25</i>
<i>Figura 15 Processo das entrevistas</i>	<i>26</i>
<i>Figura 16 Painel geral dos stakeholders correlacionados para entrevista</i>	<i>27</i>
<i>Figura 17 Infográfico das entrevistas</i>	<i>28</i>
<i>Figura 18 Principais períodos da história do setor elétrico no país</i>	<i>33</i>
<i>Figura 19 Visão panorâmica do canteiro de Obras da UHE Cachoeira Dourada</i>	<i>34</i>
<i>Figura 20 Atual divisão das concessões de distribuição do Estado de Goiás</i>	<i>35</i>
<i>Figura 21 Crescimento potencial de MMGD no estado de Goiás entre 2020 e 2026</i>	<i>37</i>
<i>Figura 22 Potência instalada de geração elétrica centralizada em Goiás por fonte energética</i>	<i>47</i>
<i>Figura 23 Projeção PDE 2035 de potência acumulada em Goiás</i>	<i>49</i>
<i>Figura 24 Usinas Geradoras por tipo de geração e por Potência Outorgada</i>	<i>50</i>
<i>Figura 25 Mapa Geração Centralizada do Estado de Goiás</i>	<i>51</i>
<i>Figura 26 Capacidade instalada por fonte de geração centralizada em Goiás</i>	<i>52</i>
<i>Figura 27 Expansão do potencial hidráulico em operação no estado de Goiás (potência outorgada)</i>	<i>53</i>
<i>Figura 28 Expansão do número de empreendimentos hidrelétricos em operação no estado de Goiás</i>	<i>54</i>
<i>Figura 29 Análise de UTEs em Goiás</i>	<i>56</i>
<i>Figura 30 Top 15 UTEs em Goiás</i>	<i>56</i>
<i>Figura 31 Análise de UTEs pelo regime de exploração PIE</i>	<i>58</i>
<i>Figura 32 Distribuição do Potencial Eólico Onshore em Goiás</i>	<i>62</i>
<i>Figura 33 Potencial Técnico Eólico e Hidrogênio Verde em Goiás</i>	<i>63</i>
<i>Figura 34 Evolução da micro e minigeração distribuída em Goiás</i>	<i>67</i>
<i>Figura 35 Empreendimentos e potência instalada da MMGD por classe de consumo em Goiás</i>	<i>68</i>
<i>Figura 36 Distribuição territorial do consumo no Centro Goiano</i>	<i>73</i>
<i>Figura 37 Consumo por Município - Centro Goiano</i>	<i>74</i>
<i>Figura 38 Distribuição territorial do consumo no Leste Goiano</i>	<i>75</i>
<i>Figura 39 Consumo por subgrupo tarifário no Leste Goiano</i>	<i>76</i>

Figura 40 Distribuição territorial do consumo no Noroeste Goiano	77
Figura 41 Consumo por subgrupo tarifário no Noroeste Goiano	78
Figura 42 Distribuição territorial do consumo no Norte Goiano	79
Figura 43 Consumo por subgrupo tarifário no Norte Goiano	80
Figura 44 Distribuição territorial do consumo no Sul Goiano	81
Figura 45 Consumo por subgrupo tarifário no Sul Goiano	81
Figura 46 Maiores consumos do subgrupo tarifário A4 em Goiás	82
Figura 47 Distribuição territorial do consumo do grupo tarifário B1 em Goiás	83
Figura 48 Distribuição territorial do consumo no ACR por subgrupo tarifário B1	85
Figura 49 Os 20 maiores consumos do Leste Goiano – subgrupo tarifário B1	86
Figura 50 Distribuição territorial do consumo no ACR – Região Leste (B1)	87
Figura 51 Os 20 maiores consumos do Norte Goiano – subgrupo tarifário B1	88
Figura 52 Distribuição territorial do consumo no ACR – Região Norte (B1)	89
Figura 53 Os 20 maiores consumos do Noroeste Goiano – subgrupo tarifário B1	90
Figura 54 Distribuição territorial do consumo no ACR – Região Noroeste (B1)	90
Figura 55 Os 20 maiores consumos do Centro Goiano – subgrupo tarifário B1	92
Figura 56 Distribuição territorial do consumo no ACR – Região Centro (B1)	93
Figura 57 Os 20 maiores consumos (GWh) do Sul Goiano – subgrupo tarifário B1	94
Figura 58 Distribuição territorial do consumo no ACR – Região Sul (B1)	95
Figura 59 Distribuição territorial do consumo no ACR por subgrupo tarifário A4	96
Figura 60 Unidades consumidoras e consumo de energia elétrica por mesorregião em Goiás	97
Figura 61 Os 20 maiores consumos (GWh) do Leste Goiano – subgrupo tarifário A4	98
Figura 62 Principais unidades consumidoras industriais por município - Leste Goiano	98
Figura 63 Distribuição territorial do consumo no ACR – Região Leste (A4)	99
Figura 64 Os 20 maiores consumos (GWh) do Norte Goiano – subgrupo tarifário A4	100
Figura 65 Principais unidades consumidoras industriais por município - Norte Goiano	100
Figura 66 Distribuição territorial do consumo no ACR – Região Norte (A4)	101
Figura 67 Os 20 maiores consumos (GWh) do Noroeste Goiano – subgrupo tarifário A4	102
Figura 68 Principais unidades consumidoras industriais por município - Noroeste Goiano	102
Figura 69 Distribuição territorial do consumo no ACR – Região Noroeste (A4)	103
Figura 70 Os 20 maiores consumos (GWh) do Sul Goiano – subgrupo tarifário A4	104
Figura 71 Principais unidades consumidoras industriais por município - Sul Goiano	104
Figura 72 Distribuição territorial do consumo no ACR – Região Sul (A4)	105
Figura 73 Os 20 maiores consumos (GWh) do Centro Goiano – subgrupo tarifário A4	106
Figura 74 Principais unidades consumidoras industriais por município - Centro Goiano	106
Figura 75 Distribuição territorial do consumo no ACR – Região Centro (A4)	107
Figura 76 Consumo de energia elétrica por ramo de atividade – Centro Goiano	109
Figura 77 Consumo de energia elétrica por ramo de atividade – Sul Goiano	110
Figura 78 Consumo de energia elétrica por ramo de atividade – Norte Goiano	111
Figura 79 Consumo de energia elétrica por ramo de atividade – Leste Goiano	112
Figura 80 Consumo de energia elétrica por ramo de atividade – Noroeste Goiano	113
Figura 81 Mapa Mesorregião Leste Goiano – Rede de Distribuição	117
Figura 82 Mapa Rede de Distribuição - Mesorregião Norte Goiano	120
Figura 83 Mapa Rede de Distribuição - Mesorregião Noroeste Goiano	123
Figura 84 Mapa Mesorregião Sul Goiano – Rede de Distribuição	125
Figura 85 Mapa Mesorregião Centro Goiano – Rede de Distribuição	127
Figura 86 Rede de Transmissão Existente e Planejada – Estado de Goiás	129
Figura 87 Rede de Transmissão - Mesorregião Leste Goiano	130

Figura 88 Rede de Transmissão - Mesorregião Norte Goiano	132
Figura 89 Rede de Transmissão - Mesorregião Noroeste Goiano.....	133
Figura 90 rede de Transmissão - Mesorregião Sul Goiano	135
Figura 91 Rede de Transmissão - Mesorregião Centro Goiano	136
Figura 92 Conformidade dos subconjuntos do Norte Goiano ao DEC	141
Figura 93 Conformidade dos subconjuntos do Norte Goiano ao FEC	142
Figura 94 Obras estruturantes previstas pela Equatorial Goiás (Norte Goiano).....	143
Figura 95 Obras estruturantes previstas pela Equatorial Goiás (Norte Goiano).....	143
Figura 96 Conformidade dos subconjuntos do Leste Goiano ao DEC	145
Figura 97 Conformidade dos subconjuntos do Leste Goiano ao FEC	146
Figura 98 Obras estruturantes previstas pela Equatorial Goiás (Leste Goiano).....	147
Figura 99 Conformidade dos subconjuntos do Noroeste Goiano ao DEC.....	149
Figura 100 Conformidade dos subconjuntos do Noroeste Goiano ao FEC	150
Figura 101 Obras estruturantes previstas pela Equatorial Goiás (Noroeste Goiano).....	151
Figura 102 - Obras estruturantes previstas pela Equatorial Goiás (Noroeste Goiano)	151
Figura 103 Conformidade dos subconjuntos do Sul Goiano ao DEC	154
Figura 104 Conformidade dos subconjuntos do Sul Goiano ao FEC	155
Figura 105 Obras estruturantes previstas pela Equatorial Goiás (Sul Goiano)	156
Figura 106 - Obras estruturantes previstas pela Equatorial Goiás (Sul Goiano)	156
Figura 107 Conformidade dos subconjuntos do Centro Goiano ao DEC	159
Figura 108 Conformidade dos subconjuntos do Centro Goiano ao FEC	160
Figura 109 Obras estruturantes previstas pela Equatorial Goiás (Centro Goiano)	161
Figura 110 Obras estruturantes previstas pela Equatorial Goiás (Centro Goiano)	161
Figura 111 Balanço dos investimentos da Enel e Equatorial Goiás por tipo (Em Milhões de Reais)	163
Figura 112 Dinâmica mensal e evolução acumulada do FEC no estado de Goiás (2024–2025)	164
Figura 113 Dinâmica mensal e evolução acumulada do DEC no estado de Goiás (2024–2025).....	164
Figura 114 Evolução histórica dos indicadores DEC e FEC no estado de Goiás (2024–2025)	165
Figura 115 Destaque de Projetos de reforço e expansão do sistema de transmissão em Goiás por região e status	166
Figura 116 Mapa de Margem do Estado de Goiás	167
Figura 117 Detalhamento das unidades produtoras de Goiás pelo ano de instalação, capacidade nominal de produção de etanol e tipo de usina e matéria-prima utilizada na fabricação do biocombustível.	180
Figura 118 Capacidade nominal de produção das plantas industriais de Goiás por tipo de matéria-prima.	181
Figura 119 Histórico do mix de produção de açúcar pelas unidades produtoras de Goiás (%).	183
Figura 120 Área de cultivo de cana-de-açúcar em 2024	184
Figura 121 Histórico da área colhida de cana-de-açúcar e o percentual de colheita mecanizada.....	185
Figura 122 Evolução da moagem de cana-de-açúcar e produtividade agrícola da cana-de-açúcar no Estado de Goiás (em milhões de toneladas).	186
Figura 123 Evolução da proporção da quantidade de cana-de-açúcar processada no Estado de Goiás por destilarias (em %).	187
Figura 124 Evolução da produção de etanol no Estado de Goiás e a representatividade no Centro-Sul....	188
Figura 125 Evolução da proporção da produção de etanol realizada pelas usinas anexas e destilarias em Goiás.....	188
Figura 126 Histórico da produção de etanol de milho por tipo de planta produtiva (bilhões de litros)	190
Figura 127 Proporção da produção de etanol em Goiás segregada por matéria-prima.....	190
Figura 128 Área de cultivo de soja e de milho de segunda safra no Estado de Goiás em 2024	191
Figura 129 Área de cultivo de soja, milho de segunda safra e a proporção da área de colhida de soja convertida em cultivo de milho	192

Figura 130 Produção de milho de 1ª e 2ª safra relacionado com o percentual do milho direcionado à fabricação de etanol no Estado de Goiás.....	193
Figura 131 Consumo de combustíveis leves ("ciclo Otto") em Goiás e participação do Estado no mercado brasileiro	195
Figura 132 Consumo de etanol hidratado em Goiás e participação do eEstado no mercado brasileiro	195
Figura 133 Distribuição espacial da renda e da frota de veículos leves no estado de Goiás.....	196
Figura 134 Proporção de consumo de etanol hidratado pela frota de veículos leves flex-fuel.....	197
Figura 135 Mapa de preços relativos etanol hidratado / gasolina C elaborado a partir das 16 cidades amostradas	198
Figura 136 Estimativa do potencial de aumento de consumo de etanol hidratado caso toda frota flex-fuel do Estado consumisse etanol.....	199
Figura 137 Fluxo do etanol hidratado produzido em Goiás	200
Figura 138 Fluxo do etanol anidro produzido em Goiás	201
Figura 139 Unidades produtoras de Goiás e a intensidade de carbono do etanol produzido	205
Figura 140 Capacidade nominal de produção das plantas industriais de Goiás por tipo de matéria-prima e certificação ao RenovaBio	206
Figura 141 Capacidade nominal de produção das plantas industriais no Brasil por tipo de matéria-prima e certificação ao RenovaBio	206
Figura 142 Intensidade de carbono média do etanol produzido em cada estado da federação	207
Figura 143 Síntese dos principais indicadores ambientais do RenovaBio para o Estado de Goiás, região e Brasil	208
Figura 144 Distribuição em ordem crescente da intensidade de carbono do etanol entre todas as unidades produtoras certificadas no RenovaBio.....	210
Figura 145 Distribuição em ordem crescente do nível de elegibilidade da biomassa usada para produção de etanol entre todas as unidades produtoras certificadas no RenovaBio.	210
Figura 146 Distribuição em ordem crescente do fator CBio entre todas as unidades produtoras certificadas no RenovaBio.	211
Figura 147 Perfil de composição da intensidade de carbono do etanol	212
Figura 148 Decomposição da intensidade de carbono do etanol entre os insumos com maior impacto sobre o resultado apurado entre as unidades produtoras de Goiás	212
Figura 149 Infraestrutura de revenda de etanol hidratado no Estado de Goiás	214
Figura 150 Unidades produtoras em Goiás e capacidade nominal de produção de biodiesel em 2025.....	216
Figura 151 Capacidade nominal e capacidade prevista de produção de biodiesel por região e em Goiás, em 2019 e 2026.....	217
Figura 152 Distribuição regional da produção de biodiesel no Brasil, 2017–2026	218
Figura 153 Produção de biodiesel (m3/dia) por região e variação percentual em fevereiro de 2025 e fevereiro de 2026.....	219
Figura 154 Participação das matérias-primas na produção de biodiesel por região em 2025 (%)	220
Figura 155 Volume e participação das matérias-primas utilizadas na produção de biodiesel no Centro-Oeste e em Goiás em 2025	221
Figura 156 Área plantada de soja em Goiás em 2024.....	223
Figura 157 Área colhida de soja em Goiás em 2024	224
Figura 158 Produtividade da produção de soja em Goiás em 2024	225
Figura 159 Produtividade média da produção de soja por unidade da federação em 2024	225
Figura 160 Histórico da produção e produtividade da soja em Goiás no período de 2000 a 2024.....	227
Figura 161 Evolução da produção de soja nos principais estados produtores, considerando o período de 2000 a 2024.....	228
Figura 162 Área plantada de girassol em Goiás em 2024	230

Figura 163 Área colhida de girassol em Goiás em 2024	230
Figura 164 Produção de sojagirassol e participação das principais unidades da federação produtoras, 2024	231
Figura 165 Produtividade média da produção de girassol por unidade da federação em 2024.....	231
Figura 166 Produtividade da produção de girassol em Goiás em 2024	232
Figura 167 Capacidade instalada da indústria de óleos vegetais, por unidade da federação em 2025	234
Figura 168 Capacidade de processamento de soja por região no Brasil, 2025	235
Figura 169 Consumo trimestral de biodiesel em Goiás e participação no consumo nacional (2020–2025)	236
Figura 170 Evolução do mandato de mistura de biodiesel ao diesel e do consumo de diesel (2020–2025)	237
Figura 171 Frota de veículos do ciclo diesel (veículos por 100 habitantes) em Goiás	238
Figura 172 Distribuição regional das vendas de biodiesel no Brasil, segundo a região de destino	239
Figura 173 Unidades produtoras de biodiesel em Goiás certificadas no RenovaBio, considerando a capacidade de produção e o nível de intensidade de carbono do biodiesel produzido.....	240
Figura 174 Capacidade de produção de biodiesel, considerando a capacidade autorizada e a capacidade certificada em Goiás	241
Figura 175 Intensidade de carbono média do biodiesel em cada estado	242
Figura 176 Síntese dos principais indicadores ambientais do RenovaBio para o Estado de Goiás, região e Brasil – Biodiesel	242
Figura 177 Distribuição da intensidade de carbono do biodiesel entre todas as unidades produtoras certificadas no RenovaBio	244
Figura 178 Distribuição do nível de elegibilidade da biomassa usada para produção de biodiesel entre todas as unidades produtoras certificadas no RenovaBio	244
Figura 179 Distribuição do fator CBio entre todas as unidades produtoras de biodiesel certificadas no RenovaBio	245
Figura 180 Distribuição do número de bases de combustíveis líquidos derivados de petróleo e de etanol automotivo, segundo as grandes regiões do Brasil	246
Figura 181 Tancagem e participação das usinas produtoras de biodiesel no Estado de Goiás	247
Figura 182 Participação da aviação doméstica nas emissões brasileiras (2024).....	249
Figura 183 Principais conexões do Aeroporto de Goiânia (SBGO) por passageiros embarcados (2025) ...	251
Figura 184 Consumo de QAV no eixo GO+DF: (a) vendas estaduais (ANP) e (b) abastecimento aeroportuário (ANAC), 2019–2025 (milhões de litros)	255
Figura 185 Participação hierárquica do eixo GO+DF na demanda de QAV (2025)	256
Figura 186 Preços médios anuais do QAV por região (R\$/litro)	257
Figura 187 Rotas tecnológicas de SAF para Goiás	259
Figura 188 Capacidade instalada de etanol e biodiesel por mesorregião, Goiás.....	265
Figura 189 Distribuição da demanda de QAV por mesorregião, Goiás, 2024	266
Figura 190 Cobertura logística das usinas de etanol e dos aeroportos em Goiás e Brasília	268
Figura 191 Linha do tempo regulatória — mandatos de SAF nacionais e internacionais	269
Figura 192 Plantas de produção de biometano em Goiás	276
Figura 193 Enquadramento regional da análise de biogás e biometano no estado de Goiás	277
Figura 194 Número de usinas de etanol por substrato	279
Figura 195 Caracterização dos empreendimentos de biometano autorizados pela ANP em Goiás	279
Figura 196 Etapas da digestão anaeróbia com foco na produção de biogás	281
Figura 197 Fatores ótimos para digestão anaeróbia.....	283
Figura 198 Biodigestor de Lagoa Coberta.....	284
Figura 199 Reator contínuo de tanque agitado	285
Figura 200 Reator anaeróbio de manta de lodo ascendente	286
Figura 201 Reator anaeróbio de leito fluidizado.....	287

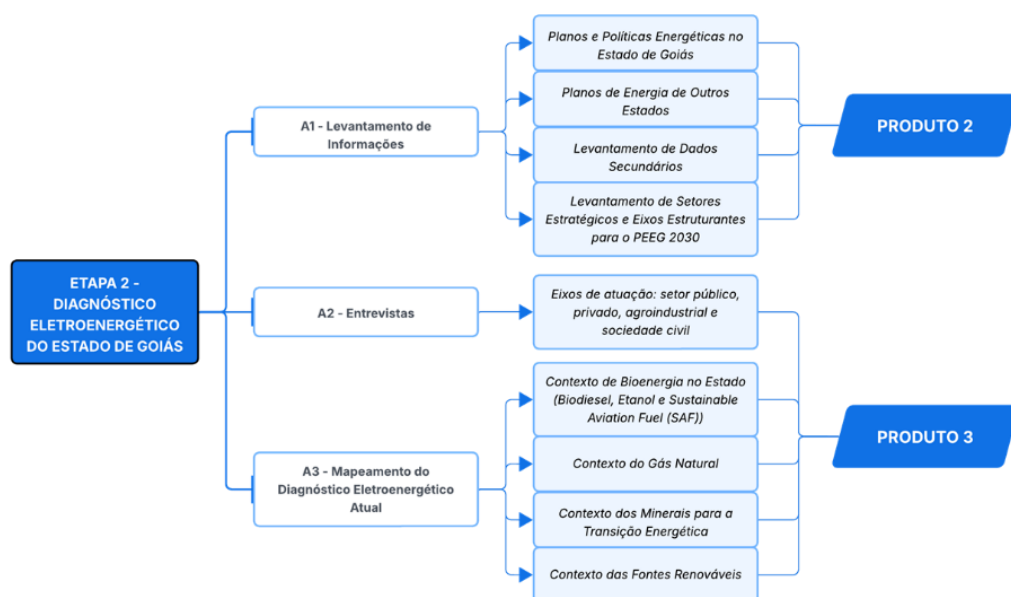
Figura 202 Reator de leito fixo	288
Figura 203 Balanço de massa: resíduos de cana por tonelada de cana processada	289
Figura 204 Balanço de energia: resíduos de cana	290
Figura 205 Distribuição geoespacial da oferta potencial de biometano (cana-de-açúcar)	291
Figura 206 Ranking dos principais municípios com potencial oferta de biometano a partir da cana	291
Figura 207 Distribuição temporal da oferta potencial de biometano (m3) cana-de-açúcar	293
Figura 208 Balanço de massa	295
Figura 209 Distribuição geoespacial da oferta potencial de biometano (milho)	296
Figura 210 Geração de resíduos e potencial de biometano por empreendimento (milho)	296
Figura 211 Distribuição geoespacial da oferta potencial de biometano (dejeito bovino)	299
Figura 212 Ranking dos principais municípios com potencial oferta de biometano a partir de dejeito bovino	300
Figura 213 Panorama da disposição final de RSU no Estado de Goiás	301
Figura 214 Constantes para conversão adotadas na metodologia	302
Figura 215 Distribuição geoespacial da oferta potencial de biometano (RSU)	303
Figura 216 Ranking dos principais municípios com potencial oferta de biometano a partir do RSU	304
Figura 217 Cadeia do gás natural (Upstream, midstream, downstream)	307
Figura 218 Comparativo de GNL, GNC, GNV e amônia na mitigação de gases do efeito estufa	308
Figura 219 Projeção da oferta de gás (2024-2040), em BCM	309
Figura 220 Projeção da oferta de GNL (2024-2028), em milhão de tonelada/ano (Mta)	309
Figura 221 Demanda global de energia nos transportes por fonte (2023–2050)	310
Figura 222 Consumo de energia em veículos leves e pesados (2023–2050)	311
Figura 223 Cenários de combustíveis marítimos (GNL, BioGNL e E-metano)	311
Figura 224 Demanda de energia nos transportes por fonte (Brasil, 2023)	312
Figura 225 Demanda de energia nos transportes por fonte (Brasil, 2023)	313
Figura 226 Mapa multimodal de Goiás: rodovias federais, dutos e ferrovias	314
Figura 227 Porto LDC São Simão e instalações portuárias	315
Figura 228 Sistema ferroviário em Goiás	316
Figura 229 Preços de revenda de combustíveis (2023–2025), em reais (R\$)	317
Figura 230 Benefícios de emissão (em toneladas) evitada com a substituição do diesel pelo GNV (RJ, 1997–2024)	318
Figura 231 Vantagens do uso de gás em caminhões (custo, ambiental e autonomia)	319
Figura 232 Esquema de interiorização do gás e benefícios dos corredores sustentáveis	320
Figura 233 Projeto da UTE Bonfinópolis e interligação ao Gasoduto Brasil Central	321
Figura 234 Acesso a tecnologias de cocção no Brasil	322
Figura 235 Redução das emissões de CO2 proveniente da substituição do carvão por gás natural	323
Figura 236 Vendas, pelas distribuidoras, de GLP por região	325
Figura 237 Balanço nacional de GLP atual e futuro	326
Figura 238 Consumo nacional de GLP por setor (em volume, mil m³)	329
Figura 239 Consumo nacional de GLP por setor (em participação, %)	329
Figura 240 Vendas, pelas distribuidoras, de GLP por UF da Região Centro-Oeste	330
Figura 241 Vendas, pelas distribuidoras, de GLP em Goiás por tipo de vasilhame	331
Figura 242 Mapa da rota de distribuição	333
Figura 243 Autorizações de revenda de GLP por UF	334
Figura 244 Autorizações de revenda de GLP por distribuidora em Goiás	335
Figura 245 Distribuição geoespacial de revendedores autorizados de GLP no Estado de Goiás	335
Figura 246 Histograma da produção mineral beneficiada em bilhões de reais entre 2012 e 2024	338
Figura 247 Produção beneficiada em Goiás - participação por produtos	339

Figura 248 Produção beneficiada em kt dos minerais metálicos entre os anos de 2020 e 2024 no estado de Goiás.....	340
Figura 249 Produção beneficiada em kt dos minerais metálicos entre os anos de 2020 e 2024 no estado de Goiás.....	342
Figura 250 Principais municípios e empresas produtores de minerais em Goiás	344
Figura 251 Malha da rede de transmissão disponível do setor energético do estado de Goiás	346
Figura 252 Sistema ferroviário do estado de Goiás	347
Figura 253 Sistema rodoviário do estado de Goiás	349
Figura 254 Grupo Porto Seco Centro-oeste.....	351
Figura 255 Mapa representativo da Plataforma Logística Multimodal de Goiás.....	352
Figura 256 Mapa representativo do consumo de energia por principais municípios em Goiás	354
Figura 257 Fluxograma representativo da metodologia adotada para a realização do levantamento do consumo atual de energia do setor de mineração em Goiás.....	355
Figura 258 Produção beneficiada em Mt dos minerais metálicos e não metálicos para os anos de 2023 e 2024 no estado de Goiás.	357
Figura 259 Consumo de energia em MTWh dos minerais metálicos e não metálicos para os anos de 2023 e 2024 no estado de Goiás.	357
Figura 260 Indicadores de Desempenho Energético (IDE) em MWh/t dos minerais metálicos e não metálicos para os anos de 2023 e 2024 no estado de Goiás.	358
Figura 261 Produção beneficiada, consumo de energia e coeficiente de energia por empresa obtidos para o ano de 2024 no estado de Goiás.	359
Figura 262 Produção beneficiada, consumo de energia e coeficiente de energia por empresa (Goiás, 2024).	359
Figura 263 Indicadores de Desempenho Energético (IDE) em kWh/t obtido por empresa relativo ao ano de 2024 no estado de Goiás.	360
Figura 264 Fluxograma representativo da rota de processamento de níquel - Anglo Níquel Barro Alto.	362
Figura 265 Fluxograma simplificado do processo tradicional de beneficiamento de rocha fosfática no Complexo Mineroquímico de Catalão.	363
Figura 266 Mapa geológico do Estado de Goiás	365
Figura 267 Informações sobre o mapeamento atual dos estados de Goiás, Minas Gerais e Bahia.	365
Figura 268 mapas representativos por escala do Estado de Goiás	366
Figura 269 Informações sobre o mapeamento atual do estado de Goiás por escala.	367
Figura 270 mapas representativos por ciclo de obtenção do Estado de Goiás.....	368
Figura 271 Informações sobre o mapeamento atual do estado de Goiás obtidos por trabalhos acadêmicos.	369
Figura 272 Informações sobre o mapeamento aerogeofísico atual do estado de Goiás.	371
Figura 273 Mapa aeromagnetométrico do Estado de Goiás.....	372
Figura 274 Mapa aerogamaespectrometria do Estado de Goiás	373
Figura 275 Mapa com as áreas de relevante interesse para minerais metálicos do Estado de Goiás.	374
Figura 276 Mapa com as áreas de relevante interesse para minerais energéticos do Estado de Goiás.....	375
Figura 277 Mapa com as áreas de relevante interesse para minerais industriais do Estado de Goiás.	376
Figura 278 Mapa com as áreas de relevante interesse para calcário e fosfato do Estado de Goiás.....	377
Figura 279 Mapas com a distribuição de reservas em produção e potenciais do Estado de Goiás.	378
Figura 280 Informações sobre o quantitativo de títulos minerários ativos do estado de Goiás.....	379

RESUMO EXECUTIVO

O presente documento corresponde à entrega do **Produto 3 – Diagnóstico do Contexto Eletroenergético de Goiás**, desenvolvido pelo **Centro de Estudos de Energia da Fundação Getulio Vargas (FGV Energia)** em atendimento ao **Contrato nº 51/2025 (Processo nº 202518037008826)**, assinado em **15 de outubro de 2025**, entre a **Secretaria Geral de Governo de Goiás (SGG)** e a **Fundação Getulio Vargas**.

O relatório apresenta à entrega do **Produto 3 – Diagnóstico do Contexto Eletroenergético de Goiás**, que integra, de maneira mais ampla, a **Etapa 2: Diagnóstico Eletroenergético do Estado de Goiás**. O presente documento, portanto, combinou as análises técnicas setoriais com a percepção qualificada de *stakeholders* do setor energético. A partir de entrevistas semiestruturadas e de um mapeamento detalhado dos principais grupos energéticos - bioenergia, gás e biometano, minerais e setor elétrico - o estudo identifica oportunidades, gargalos estruturais e desafios regulatórios que afetam a competitividade do estado.

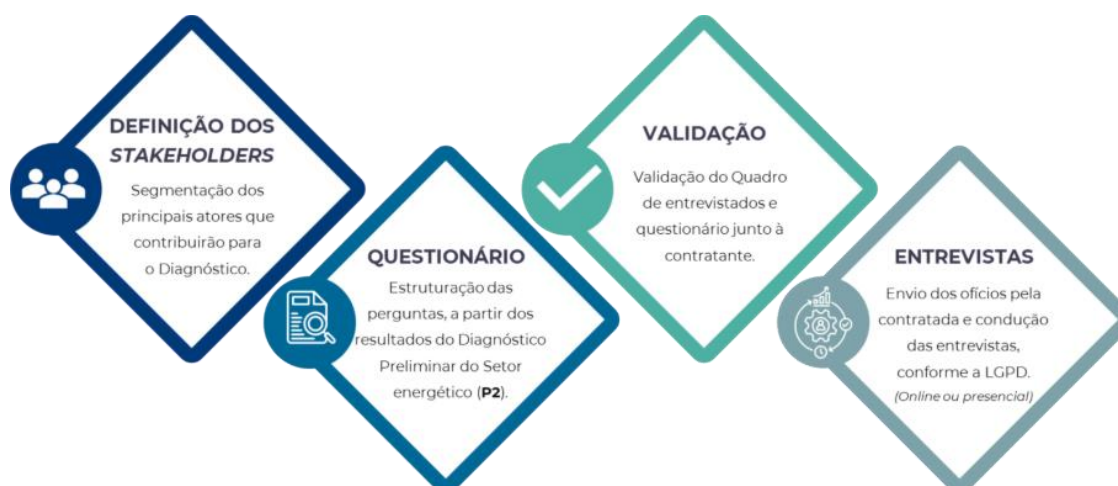


O diagnóstico está estruturado a partir da análise desses quatro eixos energéticos, os quais são examinados de forma individualizada ao longo do relatório, considerando aspectos relacionados à oferta, à demanda, à infraestrutura associada e ao ambiente regulatório, bem como suas interações no contexto do sistema eletroenergético estadual.

Os resultados fornecem subsídios estratégicos para a formulação do **Plano Estadual de Energia**, ao delinear o ponto de partida da infraestrutura energética goiana e apontar caminhos para o fortalecimento da segurança energética, da descarbonização e da atração de investimentos.

Adicionalmente, o diagnóstico foi enriquecido a partir da realização de entrevistas semiestruturadas com 20 *stakeholders*¹, distribuídos entre os diferentes eixos energéticos e cadeias de valor analisadas – no Anexo I estão disponíveis os roteiros das entrevistas. As contribuições dos entrevistados permitiram captar, a partir de suas experiências práticas, as principais oportunidades de desenvolvimento, dificuldades operacionais e regulatórias, bem como perspectivas futuras para cada segmento energético, fortalecendo a aderência do diagnóstico à realidade do mercado goiano.

Figura 1 Esquema do processo de entrevistas da FGV Energia



Fonte: FGV Energia, 2025

¹ Até a data de envio deste relatório, foram enviados 40 convites dos quais 21 *stakeholders* confirmaram a participação na fase de entrevistas e 20 foram efetivamente entrevistados.

1. Introdução

O presente documento corresponde ao **Produto 3 – Diagnóstico do Contexto Eletroenergético do Estado de Goiás**, elaborado no âmbito da **Etapa 2 do Plano Estadual de Energia de Goiás**. Este produto tem como finalidade consolidar a caracterização do cenário energético vigente no estado, a partir da análise integrada das condições estruturais do setor, dos principais vetores de oferta e consumo de energia, da infraestrutura existente e do ambiente regulatório aplicável, estabelecendo uma base técnica consistente para o planejamento energético estadual.

O diagnóstico apresentado representa um avanço em relação às atividades anteriores, ao aprofundar e organizar as informações levantadas nas etapas precedentes e incorporar novos elementos analíticos e qualitativos. Dessa forma, o **Produto 3** não se limita à sistematização de dados secundários, mas **busca oferecer uma leitura analítica do funcionamento do setor energético goiano, considerando suas especificidades territoriais, produtivas e institucionais**.

A estrutura do diagnóstico está organizada a partir da análise de quatro grupos energéticos estratégicos para o Estado de Goiás, apresentados na imagem abaixo, com suas respectivas descrições.

Figura 2 Grupo de energéticos analisados no diagnóstico



Fonte: FGV Energia, 2025

Esses eixos foram selecionados em função de sua relevância para a matriz energética estadual, de seu potencial de expansão e de seu papel no contexto da segurança energética, da

diversificação da oferta e da transição para uma economia de baixo carbono. Para cada grupo energético, são avaliados aspectos relacionados à oferta, demanda e infraestrutura associada.

Como cerne deste produto, destaca-se a integração entre a análise técnica e a pesquisa qualitativa realizada por meio de entrevistas semiestruturadas com *stakeholders* dos quatro grupos energéticos. As entrevistas permitiram levantar percepções sobre oportunidades, dificuldades e perspectivas futuras associadas a cada cadeia energética, a partir da visão de representantes do setor público, do setor privado, do agronegócio e da sociedade civil. Essa abordagem contribuiu para complementar lacunas de informação, validar diagnósticos setoriais e incorporar elementos não capturados exclusivamente por bases de dados secundárias.

Dessa forma, o **Produto 3 consolida o diagnóstico do contexto eletroenergético atual do Estado de Goiás**, articulando **informações quantitativas e qualitativas** para oferecer uma **visão abrangente e fundamentada do setor**. Os resultados apresentados constituem insumos essenciais para a continuidade do Plano Estadual de Energia, servindo de suporte para a formulação de cenários, diretrizes estratégicas e ações voltadas ao fortalecimento da competitividade, da sustentabilidade e da segurança energética estadual.

Em conformidade com as diretrizes estabelecidas no **Produto 1 - Relatório do Plano de Trabalho**, este documento compreende sete macro atividades, a saber:

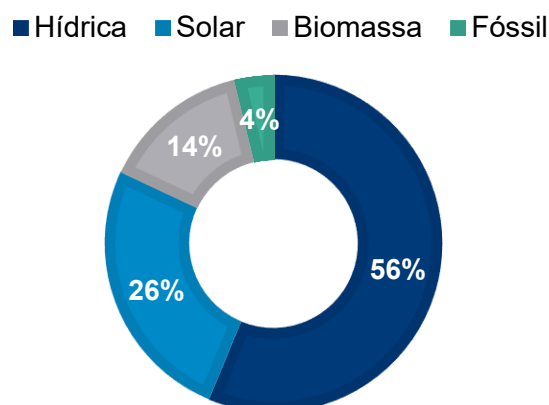
Nº	ATIVIDADES
1	Breve panorama do setor de energia em Goiás e eixos estruturantes
2	Entrevistas
3	Diagnóstico do setor elétrico
4	Diagnóstico do mercado de bioenergia
5	Diagnóstico do mercado de gás, biogás e biometano
6	Diagnóstico do setor mineral
7	Considerações finais

2. Breve panorama do setor de energia em Goiás

Goiás detém uma geografia privilegiada no Centro do país, situado no Planalto Central e desempenhando papel relevante na articulação territorial, produtiva e energética nacional. O Estado abriga nascentes que alimentam três grandes bacias hidrográficas: I. Tocantins-Araguaia; II. Paraná; III. São Francisco; que favorecem o escoamento de parte da produção goiana de grãos, cujo Complexo Portuário de São Simão (no Sul de Goiás), transporta madeira, carvão, adubo, além da soja e milho, que são produtos essenciais para a balança comercial goiana, que seguem até Pederneiras ou Anhembi-SP em barcaças até o Porto de Santos (SP). Outra instalação que atende os setores agrícola e industrial goiano é o Porto Seco Centro Oeste AS, destinado à armazenagem e à movimentação de mercadorias. Portanto, a configuração geográfica do estado, aliado à forte atividade agropecuária na região, contribui para a formação de uma base econômica intensiva em recursos naturais e integrada a cadeias produtivas.

Do ponto de vista da matriz elétrica, Goiás é o nono maior estado brasileiro em capacidade instalada de energia elétrica, com destaque para a participação de fontes hidrelétricas, complementadas por usinas termelétricas, pequenas centrais hidrelétricas, usinas fotovoltaicas e centrais geradoras hidrelétricas (IMB, 2024). Nesse contexto, a combinação entre a otimização da distribuição da energia sustentável no estado, uso de fontes de elevada eficiência energética, diversificação da matriz energética e a autossuficiência energética agrícola, são alguns dos pilares da agenda de energia do estado.

Figura 3 Geração de energia elétrica no estado por fonte (2026)



Fonte: Elaboração própria com dados do Portal Goiás Transparente, 2026.

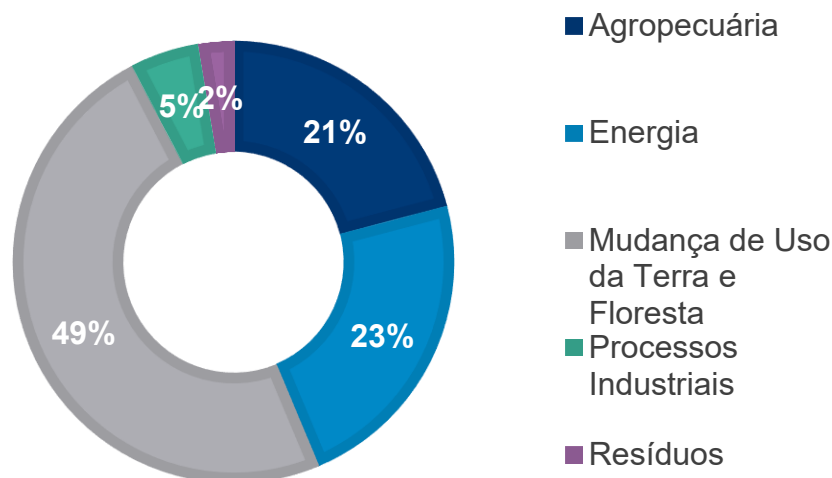
O estado é o nono em capacidade instalada de energia elétrica do país, com partes da produção provenientes majoritariamente de usinas hidrelétricas, seguido de usinas termelétricas,

pequenas centrais hidrelétricas, usinas fotovoltaicas e centrais geradoras hidrelétricas (IMB, 2024). Nesse contexto, a combinação entre a otimização da distribuição da energia sustentável no estado, uso de fontes de elevada eficiência energética, diversificação da matriz energética e a autossuficiência energética agrícola, são alguns dos pilares da agenda de energia do estado.

EMISSIONES DE GASES DO EFEITO ESTUFA:

A análise do perfil nacional de emissões de Gases do Efeito Estufa (GEE) baseia-se principalmente, em dados do Sistema de Estimativas de Emissões e Remoções de Gases de Efeito Estufa (SEEG), do Observatório do Clima. Dados mais recentes da plataforma indicam que o setor de Mudança de Uso da Terra e Florestas responde por cerca de metade das emissões nacionais (49%), sendo o principal vetor de emissões no país. O Ministério do Meio Ambiente e Mudança do Clima destaca que o Brasil possui um perfil distinto do padrão internacional, devido a elevada participação das emissões associadas à dinâmica fundiária, enquanto os setores de energia e agropecuária aparecem como fontes subsequentes relevantes.

Figura 4 Perfil de emissões de GEE - nacional (2024)



Fonte: Elaboração própria com dados do SEEG, 2026.

Esse padrão reflete a influência do desmatamento e da conversão de áreas naturais, como biomas na Amazônia e Cerrado, o que implica na liberação imediata de grandes volumes de carbono que outrora se encontravam armazenados na vegetação e no solo. Quando ocorre a supressão da cobertura nativa – seja por queimadas ou degradação florestal – o carbono acumulado é rapidamente emitido na forma de dióxido de carbono (CO₂), contribuindo significativamente para o aumento das emissões nacionais. Adicionalmente, a conversão dessas áreas para fins

agropecuários introduzi novas fontes de emissões associadas ao uso produtivo da terra, como a pecuária extensiva e o manejo de solos agrícolas.

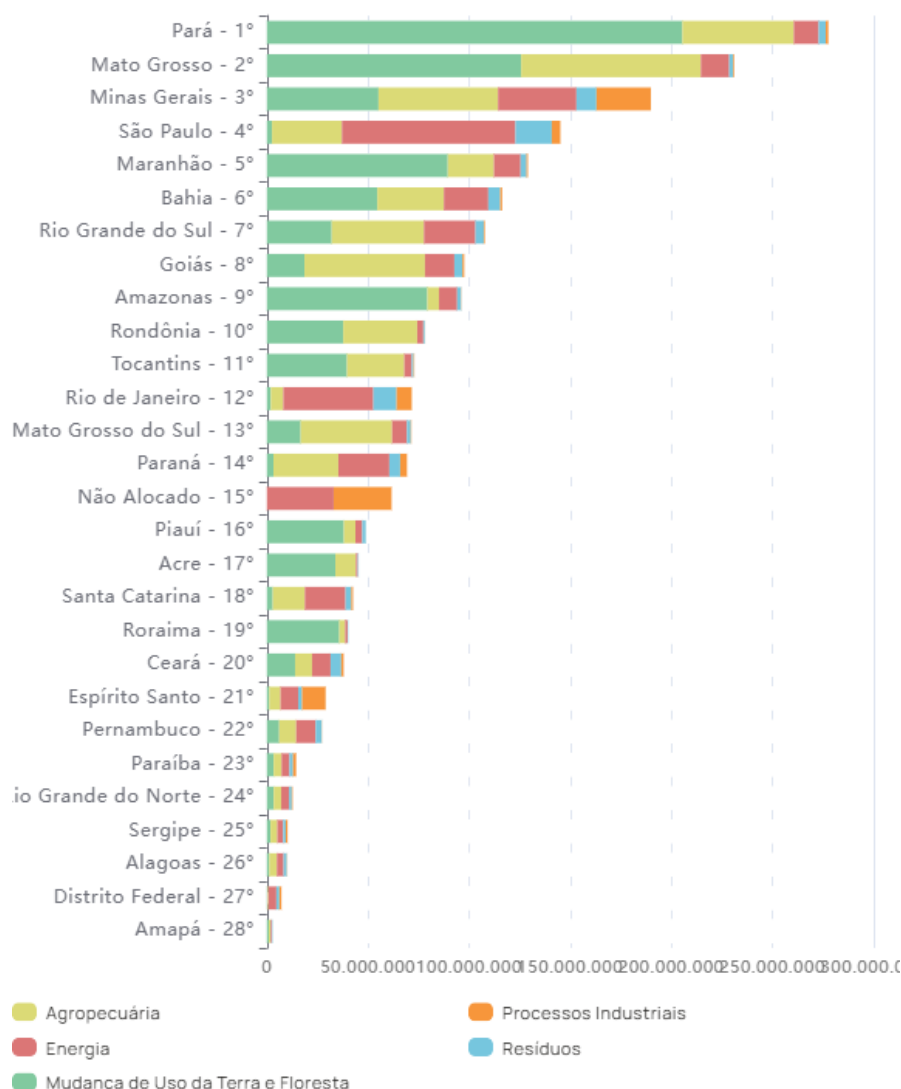
No Cerrado, a conversão de vegetação nativa para agricultura em larga escala tem promovido perdas significativas de carbono do solo, além de alterar os fluxos de carbono do ecossistema. Assim, as emissões desse setor trata-se de uma combinação de emissões diretas, perda de capacidade de absorção de carbono e efeitos indiretos associados à expansão de atividades econômicas.

A distinção por setores econômicos, portanto, é fundamental para compreender e adotar políticas de mitigação específicas no contexto nacional, que levem em consideração as particularidades de cada setor econômico. Essa lógica encontra correspondência na política climática brasileira, especialmente no âmbito do Plano Clima 2024-2035, que estrutura a ação pública a partir de uma abordagem integrada, operacionalizada por eixos e planos setoriais. O Plano está organizado em três pilares: i. mitigação; ii. Adaptação; iii. Estratégias transversais, e desdobra-se em planos específicos para diferentes setores e temas. O Plano Clima ao integrar essas frentes, atua como o principal instrumento de coordenação da Política Nacional sobre Mudança do Clima, cujo setor energético é um dos pilares centrais.

Essa abordagem setorial é ainda mais latente quando se observa sua conexão com a Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC, na sigla em inglês) brasileira, que traduz, no plano internacional, os objetivos da política climática doméstica. A nova NDC estabelece a meta de redução entre 59% e 67% das emissões líquidas de GEE até 2035, em relação aos níveis de 2005, o que implica a necessidade de esforços coordenados e diferenciados entre setores econômicos. Nesse contexto, o Plano Clima funciona como o instrumento de implementação dessa meta, proporcionando algumas diretrizes para que cada setor contribua para o cumprimento do compromisso nacional e no endereçamento particular dos distintos perfis de emissão no país.

Na desagregação por estados, os dados do SEEG evidenciam que os estados do Pará e Mato Grosso lideram o ranking de emissões, com expressiva concentração de suas emissões no setor de Mudança de Uso da Terra e Florestas. Nesse mesmo ranking nacional, Goiás se posiciona como oitavo maior emissor de Gases do Efeito Estufa e segundo maior emissor do Centro-Oeste.

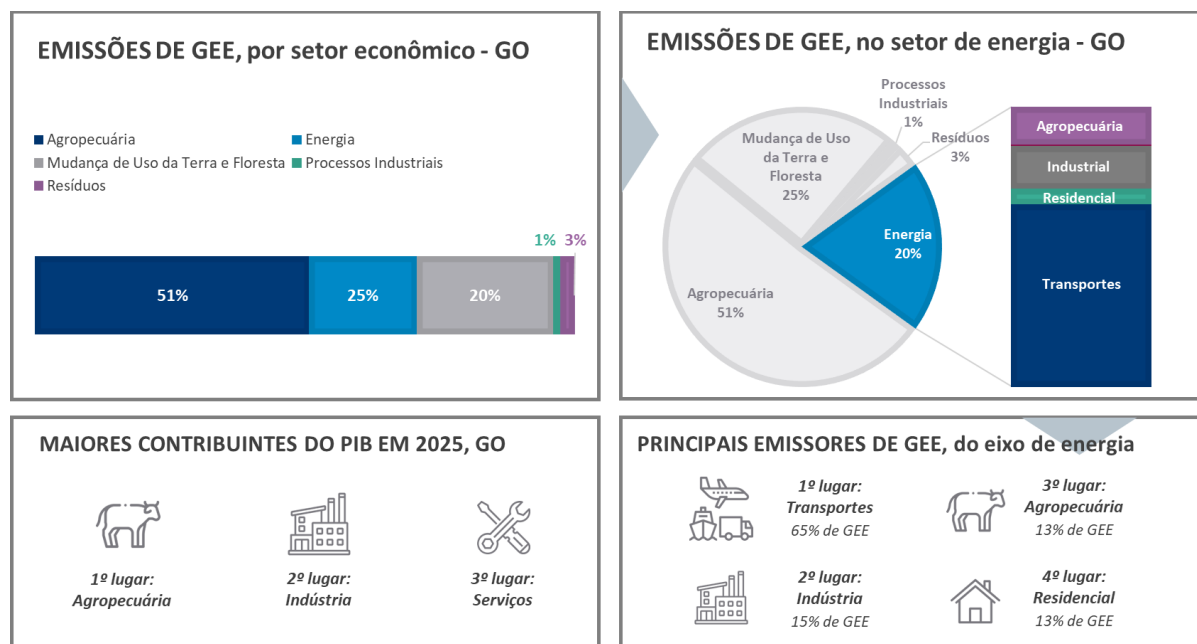
Figura 5 Ranking de emissões de GEE por estado



Fonte: SEEG, 2026.

O Estado, segundo apontam os dados, possui um perfil marcado pela predominância do setor agropecuário, responsável por mais da metade das emissões estaduais (52%). Esse resultado decorre, sobretudo, das emissões de metano provenientes da fermentação entérica e do óxido nitroso associado ao manejo de solos agrícolas. Além disso, a continuidade da conversão do uso do solo ainda exerce influência sobre o volume de emissões do estado, cujo setor de mudança de uso da terra e floresta corresponde a 25% das emissões. No que se refere ao setor de energia, dados do SEEG apontam que sua participação nas emissões totais de Goiás representa 20%.

Figura 6 Infográfico do perfil de emissões de GEE em Goiás



Fonte: Elaboração própria com dados do SEEG, 2026.

Na abertura do perfil de emissões de GEE do setor energético em Goiás, é percebido uma forte concentração nas emissões associadas ao segmento de transportes, responsável por aproximadamente 65% das emissões energéticas, o que evidencia a centralidade do modal rodoviário na matriz de mobilidade estadual e sua elevada dependência de combustíveis fósseis. Na sequência, o segundo maior segmento em volume de emissões no setor energético é a Indústria (15%) e o segmento agropecuário e residencial, ambos com 13%, refletindo padrões de consumo energético menos intensivo em comparação com estados mais industrializados.

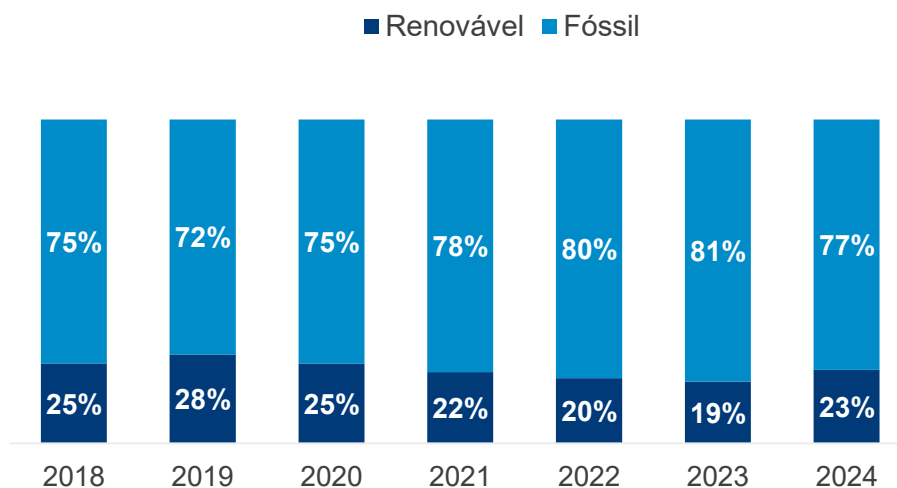
Esse perfil é coerente com a estrutura econômica e territorial do estado, marcada por cadeias produtivas fortemente dependentes da logística rodoviária para o escoamento da produção agropecuária e industrial. A dispersão geográfica das atividades produtivas, associada à baixa diversificação modal, contribui para a predominância do transporte rodoviário como principal fonte de emissões energéticas. Nesse contexto, ainda que a agropecuária concentre a maior parcela das emissões totais, o setor de energia - especialmente o segmento de transportes - assume papel estratégico nas discussões sobre mitigação no estado.

No campo político e institucional, a Secretaria de Estado de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável de Goiás (SEMAD) tem analisado instrumentos de monitoramento e políticas climáticas que permitam compreender e mitigar as emissões de GEE provenientes dessas atividades, incluindo a formulação de planos estaduais de mitigação e adaptação.

TRANSPORTES:

No recorte do setor de transporte em Goiás, o perfil de consumo energético revela uma elevada concentração de combustíveis fósseis ao longo dos últimos anos, com variações marginais na participação de combustíveis renováveis. Apesar das oscilações, observa-se que a participação das fontes renováveis se mantém em patamares relativamente estáveis. Esse comportamento sugere que, embora haja inserção relevante de outras fontes, como os biocombustíveis, o perfil de consumo no setor de transportes continua ancorada nos fósseis, o que pode limitar reduções mais expressivas de emissões no curto prazo.

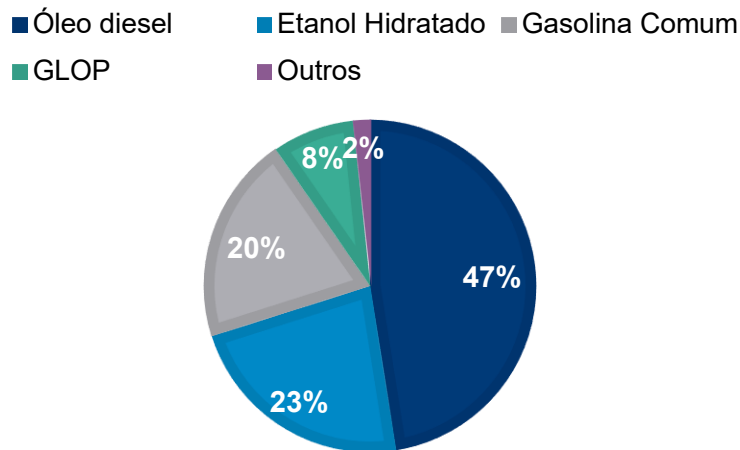
Figura 7 Percentual de consumo de combustíveis em Goiás, por tipo



Fonte: Elaboração própria com dados do Portal Goiás Transparente, 2026.

No perfil de consumo por combustíveis fósseis em Goiás o destaque é conferido ao óleo diesel (47%) e pela gasolina comum (20%). Essa composição evidencia uma matriz ainda dependente de derivados do petróleo, em razão da predominância do transporte rodoviário de cargas. No entanto, é válido destacar a participação do etanol (23%) como um combustível sustentável relevante no Estado, devido ao desenvolvimento da cadeia sucroenergética na região.

Figura 8 Consumo de combustíveis em Goiás (ago.23 - ago. 24)

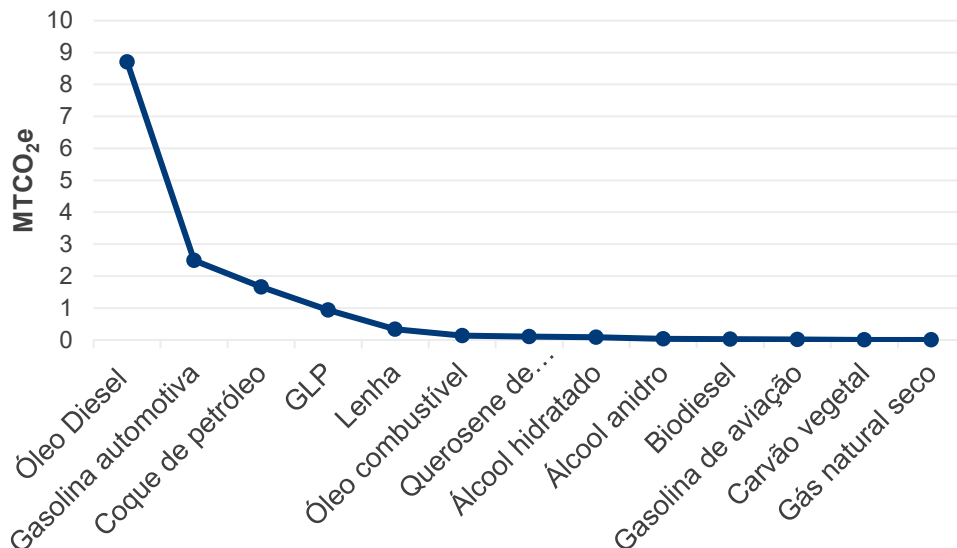


Fonte: Elaboração própria com dados do Portal Goiás Transparente, 2026.

No contexto de abastecimento desses combustíveis, a estrutura de Senador Canedo assume papel relevantes como ponto de articulação logística e de abastecimento de derivados de petróleo. O município concentra importantes bases de armazenamento e distribuição que operam como elo entre a produção nacional de combustíveis e o consumo regional. Nesse arranjo, destaca-se a integração com a Refinaria de Paulínia (REPLAN), responsável pelo suprimento de derivados que abastecem o Centro-Oeste, além do Sistema Oleoduto São Paulo-Brasília (OSBRA), operado pela Transpetro e que conecta a REPLAN ao Terminal de Senador Canedo.

Do ponto de vista do perfil de emissões, dados do Portal Goiás Transparente, indicam que o óleo diesel – além de corresponder ao maior consumo de combustível no estado – é o principal responsável pelas emissões do setor de energia em Goiás. O volume de emissões do óleo diesel é cerca de 250% acima do registrado pela gasolina, o que reforça o papel crítico do combustível fóssil como vetor de emissões energéticas no estado.

Figura 9 Emissão do setor de energia por combustível, em MtCO₂e (2024)



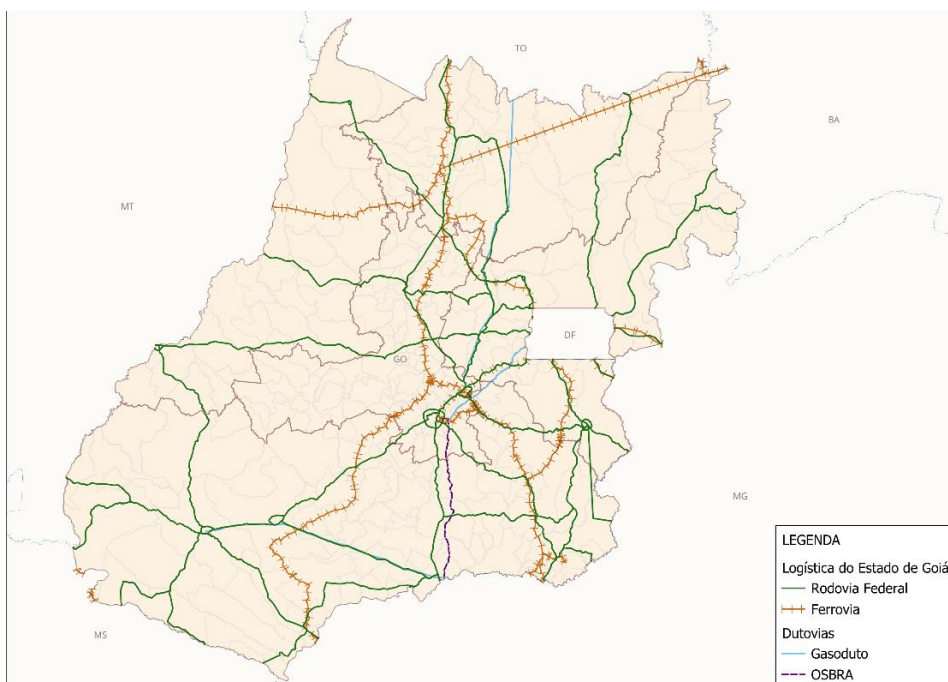
Fonte: Elaboração própria com dados do Portal Goiás Transparente, 2026.

Desse modo, a descarbonização do setor de transportes em Goiás deve passar, necessariamente, pela substituição progressiva do diesel por alternativas de menor intensidade carbônica, dos quais os energéticos levantados nas próximas páginas poderão ser um forte indicativo para apoiar esse objetivo dentro do estado.

INFRAESTRUTURA:

A infraestrutura logística emerge como um elemento estruturante para a compreensão do setor energético em Goiás, ao conectar a dinâmica de produção, transformação e consumo de energia no território. O estado apresenta uma configuração multimodal composta por rodovias, ferrovias, hidrovias e sistemas dutoviários, que viabilizam o escoamento da produção agroindustrial quanto para o suprimento de combustíveis.

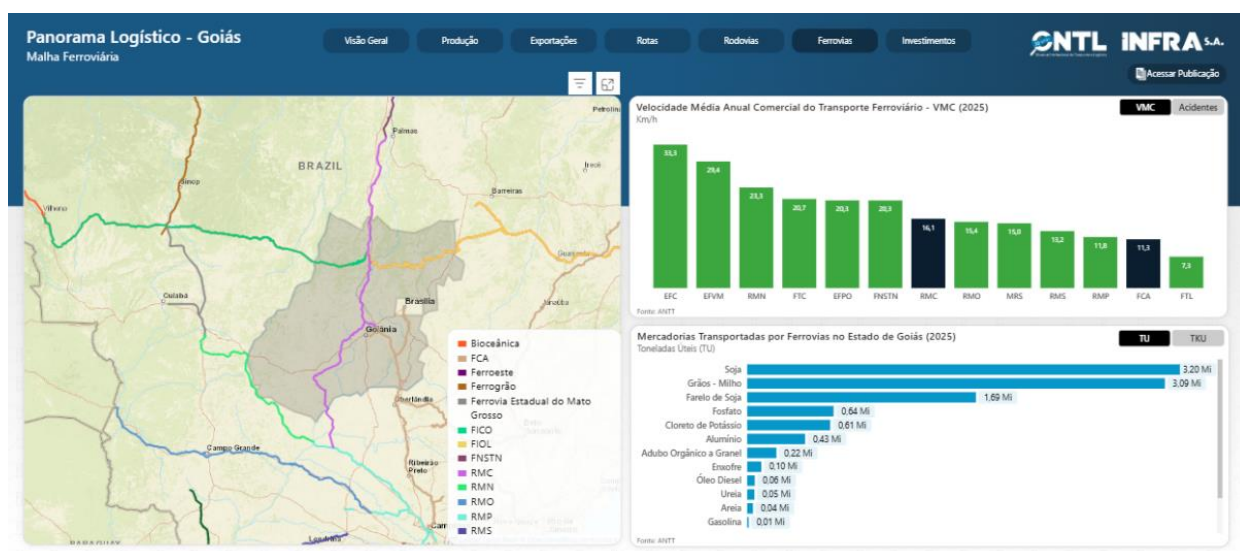
Figura 10 Mapa multimodal de Goiás



Fonte: Elaboração própria.

O estado de Goiás detém projetos ferroviários – como a Ferrovia Norte-Sul, conexões com a malha da Ferrovia Centro Atlântica e a Ferrovia de Integração Centro-Oeste - que contribuem para o escoamento de diversos produtos goianos para diferentes pontos do país, entre os quais incluem os biocombustíveis. No entanto, tais empreendimento logísticos ainda apresentam limitações em termos de capilaridade e integração com polos produtivos.

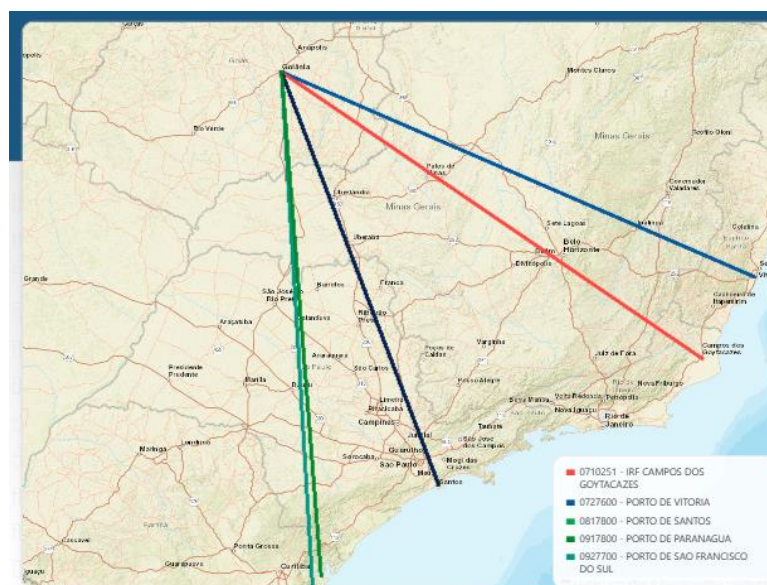
Figura 11 Panorama ferroviário de Goiás



Fonte: Observatório Nacional de Transporte e Logística – ONTL

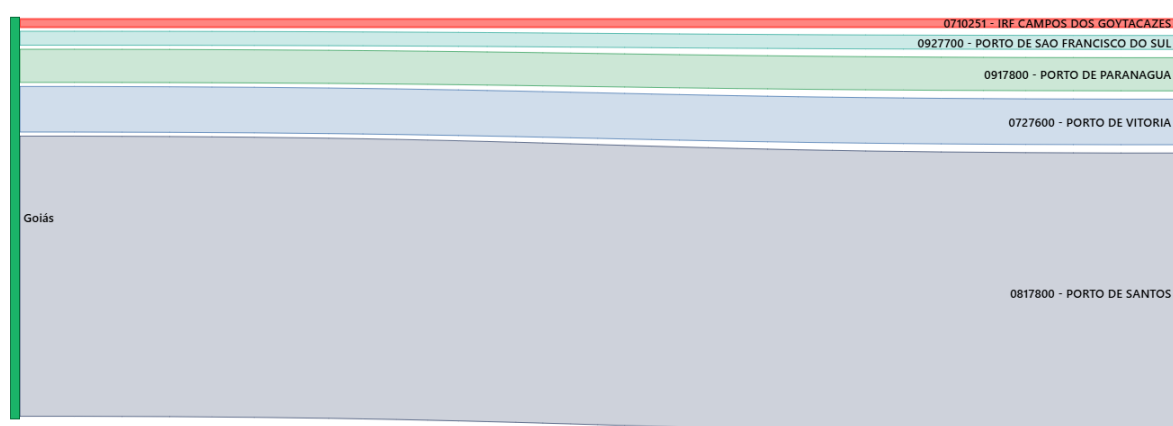
De forma semelhante, o modal hidroviário, representado principalmente pela hidrovia do Rio Paranaíba e pelo complexo de São Simão, possui importância regional, mas ainda enfrenta desafios operacionais e sazonais que limitam sua utilização em maior escala.

Figura 12 Exportação por hidrovias



Fonte: Observatório Nacional de Transporte e Logística – ONTL

Figura 13 Exportações por UF de origem e portos de destino



Fonte: Observatório Nacional de Transporte e Logística – ONTL

No que se refere ao abastecimento energético, destaca-se a relevância da infraestrutura dutoviária, responsável pela movimentação de derivados de petróleo a partir de polos de refino localizados em outras regiões do país, o que evidencia a dependência externa do estado em relação ao suprimento desses combustíveis.

Figura 14 Mapa de movimentação do oleoduto OSBRA



Fonte: Elaboração própria

Dessa forma, os principais gargalos associados à infraestrutura logística em Goiás concentram-se na baixa diversificação modal, na limitada integração entre os diferentes sistemas de transporte e na necessidade de expansão e modernização de corredores logísticos capazes de reduzir custos, aumentar a eficiência energética e mitigar emissões. Tais limitações impactam diretamente a competitividade das cadeias energéticas e produtivas do estado, ao mesmo tempo em que reforçam a centralidade do transporte rodoviário e dos combustíveis fósseis na matriz energética local.

A estrutura logística e de abastecimento energético desempenha, portanto, papel central na conformação desse perfil, sendo responsável por viabilizar tanto o escoamento da produção quanto o suprimento de combustíveis. Considerando sua relevância, essa dimensão será analisada de forma detalhada em subseção específica ao longo do documento.

3. Panorama das entrevistas aos *stakeholders*

A fase de entrevistas constitui uma das atividades previstas no **Produto 3 do Plano Estadual de Energia de Goiás (PEEG)**, voltado ao desenvolvimento do diagnóstico eletroenergético do estado. Nesse contexto, as entrevistas contribuíram para fornecer um panorama do contexto mineral goiano, cujo entrevistados trouxeram suas contribuições acerca das oportunidades, os avanços recentes e desafios que ainda precisam ser superados e oportunidades na região no horizonte 2030.

A fase de entrevistas consistiu em um processo dividido em etapas, com a participação regular e validação da contratante, que contribuiu desde o processo de definição de stakeholders junto à FGV até o acompanhamento de algumas das agendas. A figura abaixo sintetiza as principais etapas relacionadas à construção do painel de entrevistados, seguido de um roteiro semiestruturado definido em conjunto com a Contratante. Após a validação do painel de entrevistados e do questionário, foram encaminhados convites por email para os stakeholders previamente correlacionados.

Figura 15 Processo das entrevistas



Fonte: FGV Energia (2026)

Os resultados esperados nessa etapa objetiva compreender os principais pormenores dos setores elétrico, bioenergético, gás natural, biogás, biometano e mineral no estado de Goiás, a partir da visão de atores locais e/ou profissionais com conhecimento sobre o setor energético do Estado.

Além disso, buscou-se manter o foco em temas relevantes para apoiar a transição energética, competitividade regional e segurança energética de Goiás.

Desse modo, após todos os trâmites junto à contratante foram correlacionados **46 profissionais**, selecionados conjuntamente pela contratada e contratante. Abaixo foi discriminada a relação dos profissionais levantados:

- **06** do eixo elétrico;
- **10** do eixo de bioenergia;
- **15** do eixo de gás e biometano;
- **15** do eixo de minerais.

Figura 16 Painel geral dos stakeholders correlacionados para entrevista

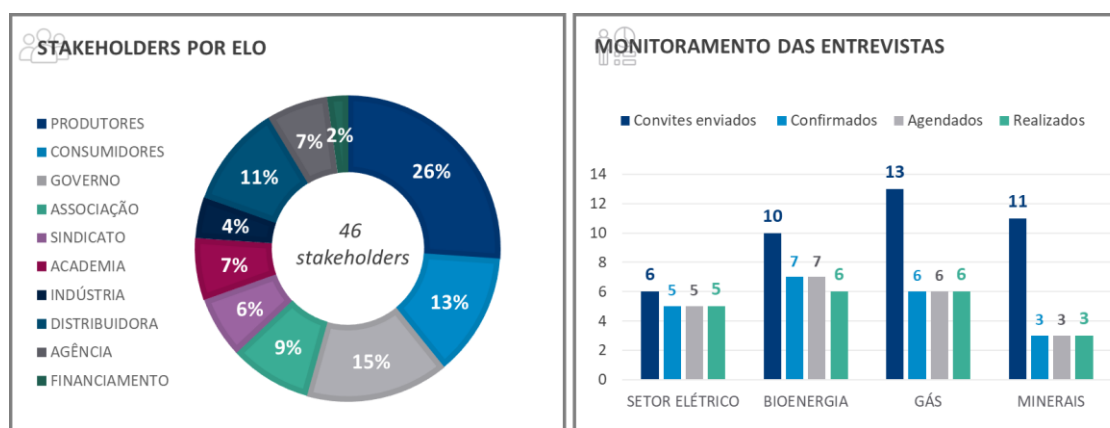
EIXO DE BIOENERGIA		EIXO DO SETOR ELÉTRICO	
STAKEHOLDER	SEGMENTO	STAKEHOLDER	SEGMENTO
SIFAEO - Sindicato da Indústria de Fabricação de Etanol do Estado de Goiás	Sindicato	Equatorial	Distribuidora
FIEG – Federação das Indústrias de Goiás	Indústria	Secretaria de Economia de Goiás	Governo
Usina São Martinho (planta etanol de milho e cana)	Produtor	FIEG	Indústria
Usina de Cerradinho (usina cana e milho em Goiás)	Produtor	APCH	Associação
Usina Jalles Machado	Produtor	EDP TRANSMISSÃO GOIÁS SAEDP TRANSMISSÃO	Distribuidora
Grupo Caramuru (biodiesel e etanol)	Produtor	ABSOLAR	Associação
Oifar	Produtor		
Abjove	Associação		
Associação dos Produtores de Soja, Milho e Outros Grãos Agrícolas do Estado de Goiás	Associação		
SUFAÇUCAR - Sindicato da Indústria de Fabricação de Açúcar do Estado de Goiás	Sindicato		
EIXO MINERAIS		EIXO DE GÁS, BIOGÁS E BIOMETANO	
STAKEHOLDER	SEGMENTO	STAKEHOLDER	SEGMENTO
Autoridade Estadual de Minerais Críticos (Amic-GO)	Governo	BP Bioenergy	Produtor e Consumidor
COMGEO (Conselho Estadual de Mineração e Recursos Minerais)	Sociedade Civil	H2A Soluções Ambientais LTDA	Produtor
MINDE (Sindicato da Indústria da Mineração de Goiás e DF)	Sindicato	Tropical Biogás LTDA	Produtor
AMN-GO	Agência	Eco Geo Biogás LTDA.	Produtor
SGB-GO (Serviço Geológico do Brasil - Superintendência Regional Goiânia)	Agência	Goiás Invest	Financiamento
Goinfra - Agência Goiana de Infraestrutura e Transportes	Agência	Consórcio BRT de Goiânia	Consumidor
Serra Verde	Produtor	Jalles Machado/ABIOMA	Produtor
Aclara Resources (Nova Roma)	Produtor	Secretaria de Estado da Economia	Governo
Indústria de baterias e veículos elétricos	Consumidor	Assembleia Legislativa de Goiás	Governo
Anglo American (Operações Barro Alto e Niquelândia)	Produtor	GolásGás	Distribuição e Comercialização
Mosaic Fertilizantes	Consumidor	UFG	Academia
		CBiogás	Instituição
		Abiogás	Associação
		Centro de Excelência em Hidrogênio e Tecnologias Energéticas Sustentáveis	Academia
		Consórcio BRT	Consumidor

Fonte: Elaboração FGV Energia (2026)

As entrevistas conduzidas pelos pesquisadores associados da FGV Energia, tiveram início no dia **19 de março de 2026** cuja última marcação ocorreu em **13 de maio de 2026**. A fase de entrevistas consistiu em uma Metodologia de pesquisa exploratória, com roteiro estruturado que estimula o entrevistado a se expressar de forma espontânea e livre. Os convites para os entrevistados foram realizados por e-mail, buscando conciliar a agenda do entrevistado e o tempo necessário para entrega do Produto 3. Desse modo, embora inicialmente foram listados 46 profissionais, a contratada só obteve respostas, via e-mail, de apenas 21 dos 46 stakeholders correlacionados. Apesar das sucessivas tentativas de contato, não foi possível atender ao número previamente estipulado. Esse processo foi inteiramente comunicado junto à contratante ao longo das reuniões de alinhamento interno.

Desse modo, foram realizadas **20 entrevistas** com profissionais de distintos elos da cadeia energética e mineral, que contribuirão para fornecer informações valiosas ao estudo. Para condução das entrevistas, cada eixo energético seguiu um roteiro semiestruturado, que pretende guiar o entrevistador e entrevistado quanto aos objetivos previstos na atividade, e as principais contribuições esperadas. Os quatro questionários em questão – setor elétrico, bioenergia, biogás e biometano, minerais – se encontram em anexo neste relatório.

Figura 17 Infográfico das entrevistas



FGV ENERGIA

Fonte: FGV Energia, 2026

De maneira geral, as entrevistas tiveram uma duração média entre 40 minutos e 1 hora, sendo realizadas entre com sete a dez perguntas por entrevistado. Devido a riqueza do conteúdo apresentado ao longo das entrevistas, com dados e percepções apuradas sobre o mercado energético de Goiás, a FGV Energia consolidou as principais informações em um documento à parte para fins de consulta da contratada. No entanto, para fins de conhecimento geral neste relatório,

abaixo foram apresentadas um panorama das principais contribuições extraídas da fase de entrevistas, sem juízo de valor por parte da contratada.

No eixo elétrico, as entrevistas evidenciaram que o crescimento da demanda energética em Goiás vem ocorrendo em ritmo superior à expansão da infraestrutura de transmissão e distribuição. Foram identificados gargalos associados à demanda reprimida em regiões de forte expansão agroindustrial, limitações na capacidade de conexão de novos consumidores e restrições ao escoamento de projetos renováveis, especialmente geração solar distribuída. Também foram apontadas necessidades de modernização da rede elétrica, ampliação de pontos de suprimento, integração entre fontes renováveis e fortalecimento da coordenação institucional entre governo, distribuidoras e órgãos reguladores.

No setor de bioenergia, Goiás foi caracterizado como um dos principais polos nacionais de produção de biocombustíveis, beneficiado por sua ampla base agropecuária, forte presença do setor sucroenergético e elevada disponibilidade de biomassa. O avanço do etanol de milho e das usinas flex. foi apontado como uma das principais transformações estruturais recentes do setor, ampliando a eficiência operacional e reduzindo a sazonalidade produtiva. Ao mesmo tempo, persistem desafios relacionados à infraestrutura logística, à dependência do modal rodoviário, às limitações da rede elétrica, à escassez de mão de obra qualificada e às incertezas regulatórias, especialmente diante da reforma tributária e da necessidade de maior previsibilidade para investimentos de longo prazo.

As entrevistas relacionadas ao mercado de gás natural, biogás e biometano evidenciaram que Goiás possui elevada atratividade para expansão do setor, sobretudo em função da abundância de resíduos agroindustriais oriundos da pecuária e do setor sucroenergético. Os entrevistados destacaram o potencial do biometano como solução estratégica para descarbonização do transporte pesado, aumento da segurança energética regional e integração entre energia e agronegócio. Apesar disso, foram apontados entraves relevantes, como ausência de infraestrutura dutoviária, dependência do transporte rodoviário, dificuldades de financiamento, sazonalidade de matérias-primas, baixa valorização do atributo ambiental do “gás verde” e carência de mão de obra especializada. Também foi ressaltada a necessidade de fortalecimento institucional, criação de demanda âncora e maior coordenação entre políticas estaduais e federais.

No eixo mineral, as entrevistas demonstraram que Goiás possui potencial relevante para minerais estratégicos associados à transição energética, incluindo terras raras, níquel, fosfato e fertilizantes minerais. Entretanto, o setor ainda enfrenta limitações estruturais relacionadas à infraestrutura energética e logística, baixa agregação de valor local, insuficiência de mapeamento geológico, déficit tecnológico e fragilidades institucionais. Os entrevistados destacaram a

necessidade de fortalecimento da capacidade local de beneficiamento mineral, ampliação da infraestrutura ferroviária, modernização regulatória e construção de uma governança mais integrada entre mineração, energia, logística e desenvolvimento industrial.

De maneira geral, o diagnóstico evidencia que Goiás reúne vantagens competitivas relevantes para consolidar-se como um importante polo da transição energética brasileira, combinando forte base agroindustrial, disponibilidade de recursos naturais, potencial renovável e posição logística estratégica. Contudo, a materialização desse potencial dependerá da superação de gargalos estruturais históricos, do fortalecimento da coordenação institucional, da ampliação da infraestrutura energética e logística, da modernização regulatória e da criação de mecanismos capazes de aumentar a competitividade e a segurança dos investimentos de longo prazo.

4. Diagnóstico do Setor Elétrico

O presente Diagnóstico Eletroenergético estabelece a linha de base técnica para a formulação do Plano Estadual de Energia Goiás 2030 (PEEG 2030), oferecendo uma análise integrada da oferta e demanda de energia elétrica, da infraestrutura de transmissão e distribuição, da qualidade do fornecimento e das transformações estruturais em curso na matriz energética estadual.

O estudo evidencia que Goiás reúne condições estratégicas para consolidar-se como referência nacional em transição energética, sustentado por uma matriz predominantemente renovável, elevada disponibilidade de recurso solar, base hídrica robusta, forte potencial bioenergético e posição geográfica central no Sistema Interligado Nacional (SIN). Entretanto, a conversão desse potencial em vantagem competitiva depende da expansão coordenada da infraestrutura elétrica e da incorporação de maior flexibilidade operacional ao sistema.

A análise demonstra que a matriz elétrica goiana atravessa um processo acelerado de transformação. A geração distribuída fotovoltaica ultrapassou 2,5 GW de potência instalada, consolidando-se como vetor estrutural da descentralização energética estadual. Paralelamente, a geração solar centralizada aponta para expansão expressiva nos próximos anos, com potencial para reposicionar a fonte fotovoltaica como componente central da matriz estadual.

Esse avanço, contudo, impõe novos desafios operacionais. O crescimento acelerado da micro e minigeração distribuída vem ampliando a ocorrência de fluxos reversos, pressionando redes originalmente concebidas para operação unidirecional e evidenciando a necessidade de modernização dos critérios de conexão, automação da rede e reforços estruturais coordenados entre distribuição e transmissão.

A análise territorial revela significativa heterogeneidade regional. As mesorregiões Centro e Sul concentram a maior parcela da demanda elétrica, da geração distribuída e da atividade econômica intensiva em energia. O Leste Goiano apresenta dinâmica crescente impulsionada pela influência do Entorno do Distrito Federal e pela expansão da irrigação. Já as regiões Norte e Noroeste, embora apresentem menor consumo agregado, registram restrições locais relevantes que podem limitar a expansão produtiva.

O comportamento do consumo, especialmente no subgrupo A4, evidencia forte correlação entre infraestrutura elétrica e dinamismo econômico regional. Consumidores industriais, agroindustriais, minerários, logísticos e de irrigação, embora representem pequena parcela do número total de unidades consumidoras, concentram elevada participação no consumo estadual e

demonstram elevada sensibilidade a restrições de conexão, qualidade do fornecimento e disponibilidade de capacidade elétrica.

O diagnóstico também identifica crescente necessidade de incorporar soluções de flexibilidade ao planejamento energético estadual. Nesse contexto, destacam-se sistemas de armazenamento em baterias (BESS), automação avançada, medição inteligente, resposta à demanda e coordenação operacional entre distribuição e transmissão.

Como referência nacional, destaca-se a implantação do primeiro sistema BESS em larga escala conectado diretamente ao sistema de transmissão brasileiro, instalado pela ISA CTEEP na Subestação Registro 230 kV, em São Paulo. A experiência demonstra a viabilidade técnica do armazenamento como ferramenta de reforço sistêmico, postergação de investimentos convencionais e aumento da confiabilidade operativa. Sua relevância é ampliada pela perspectiva do primeiro leilão nacional de armazenamento previsto para 2026, sinalizando amadurecimento regulatório da tecnologia no país.

A partir desse diagnóstico, recomenda-se que o Roadmap PEEG 2030 priorize cinco frentes estratégicas:

- I. territorialização dos gargalos de infraestrutura elétrica;
- II. fortalecimento da governança interinstitucional entre Estado, distribuidora, ONS, ANEEL, EPE e MME;
- III. monitoramento sistemático da expansão da MMGD e seus impactos operacionais;
- IV. avaliação técnico-econômica de soluções de flexibilidade e armazenamento;
- V. integração entre planejamento energético e política de desenvolvimento produtivo regional.

A principal conclusão do estudo é que o futuro energético de Goiás dependerá menos da disponibilidade bruta de recursos renováveis, amplamente existente, e mais da capacidade institucional, regulatória e infraestrutural de integrar esses recursos de forma eficiente, segura e competitiva. O desafio do PEEG 2030 consiste, portanto, em transformar o potencial energético estadual em infraestrutura efetivamente habilitadora do desenvolvimento econômico sustentável.

Panorama do setor elétrico

A história da eletrificação no Brasil confunde-se com a própria busca pelo desenvolvimento econômico e com a transição para a modernidade urbana e industrial. Os primeiros passos ocorreram ainda no período imperial quando inovações de iluminação pública ganharam as ruas da capital fluminense e a estação da Estrada de Ferro Dom Pedro II no final do século XIX. A

inauguração da Usina de Marmelos Zero em Juiz de Fora (MG) no ano de 1889 inaugurou oficialmente a era da matriz hídrica na América do Sul. A partir da década de 1930 o Estado assumiu o papel de coordenador da expansão energética nacional. A força das águas tornou-se o grande motor do crescimento industrial pautando a criação de grandes companhias estatais nas décadas seguintes e consolidando o modelo de geração hidrelétrica que até hoje caracteriza o sistema interligado¹, conforme apresentado na **Figura 18**.

Figura 18 Principais períodos da história do setor elétrico no país



Fonte: <https://memoriadaeletricidade.com.br/linha-do-tempo-do-setor-eletrico>

O estado de Goiás acompanhou a tendência nacional, embora em um ritmo inicialmente menos acelerado, condicionado por suas dimensões territoriais e pelos desafios logísticos de interiorização². No início do século XX, o abastecimento goiano dependia de iniciativas isoladas, com pequenas térmicas a lenha e micro centrais hidrelétricas de alcance restrito. Um marco institucional relevante ocorreu no ano de 1955, com a criação das Centrais Elétricas de Goiás (CELG). Ao estruturar a CELG, o Estado de Goiás investiu de forma pioneira em tecnologia e infraestrutura de base para colher resultados no futuro, consolidando uma visão estratégica de longo prazo para o desenvolvimento. O maior símbolo desse esforço foi a construção da Usina Hidrelétrica de Cachoeira Dourada, no rio Paranaíba. Inaugurada em sua primeira etapa no final da década de 1950, com a capacidade instalada inicialmente de 28 MW, Cachoeira Dourada representou o primeiro grande salto de geração em larga escala do estado, sendo importante não apenas para suprir a crescente demanda da nova capital, Goiânia, mas também para viabilizar a construção e a consolidação de Brasília nos anos seguintes³ (atualmente consolidada com 658 MW de potência instalada), como ilustrado na Figura 2.

Figura 19 Visão panorâmica do canteiro de Obras da UHE Cachoeira Dourada

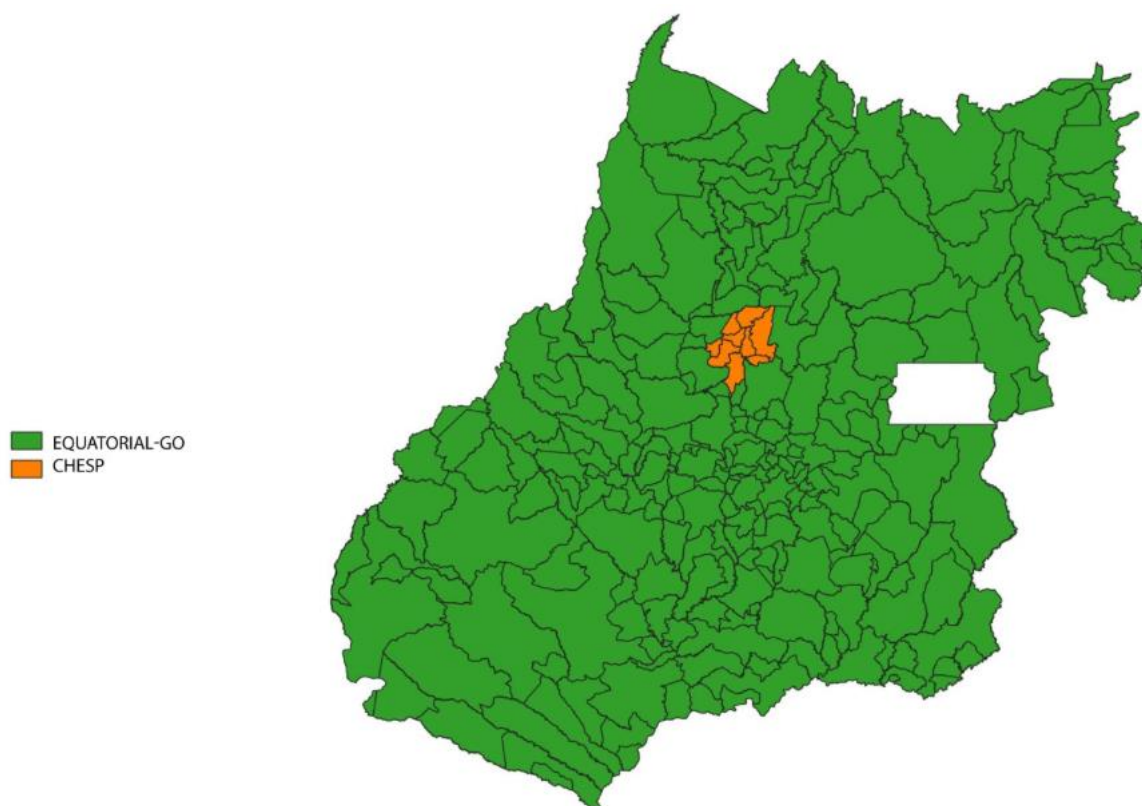


Fonte: Aspectos da construção da Usina Hidroelétrica Cachoeira Dourada, Memória da Eletricidade.

No cenário das concessões e da integração regional, também é fundamental reconhecer o protagonismo da Companhia Hidroelétrica São Patrício (CHESP). Fundada em 1949, antes mesmo da estruturação da CELG, a CHESP nasceu no esteio da Marcha para o Oeste e da criação da Colônia Agrícola Nacional de Goiás (CANG), em Ceres, projeto liderado por Bernardo Sayão. A companhia foi uma força motriz na consolidação do acesso à energia no Vale de São Patrício, impulsionando a agroindústria local desde os seus primórdios e complementando os esforços de integração do território goiano muito antes da interligação das grandes redes (CHESP, 2023).

Ao longo das décadas de 1960 e 1970, Goiás deixou gradualmente de operar em sistemas isolados para integrar-se ao planejamento elétrico nacional. Sua localização estratégica no centro do país conferiu ao estado papel relevante na expansão do Sistema Interligado Nacional (SIN), abrigando usinas de grande porte e extensas linhas de transmissão que equilibram o suprimento do Centro-Sul brasileiro, cuja configuração atual das concessões pode ser observada na Figura 3.

Figura 20 Atual divisão das concessões de distribuição do Estado de Goiás



Fonte: AGR

A integração de Goiás ao Sistema Interligado Nacional conferiu ao estado uma função que ultrapassa o atendimento ao seu próprio mercado consumidor. Pela sua localização no centro do país, o território goiano passou a atuar como área de conexão entre grandes regiões geradoras e centros de carga relevantes, em especial nos intercâmbios entre Norte, Nordeste, Sudeste e Centro-Oeste. Essa condição amplia a relevância da infraestrutura instalada no estado, mas também faz com que parte das decisões operativas sobre geração e transmissão seja orientada por critérios nacionais, definidos no âmbito do planejamento e da operação integrada do setor elétrico.

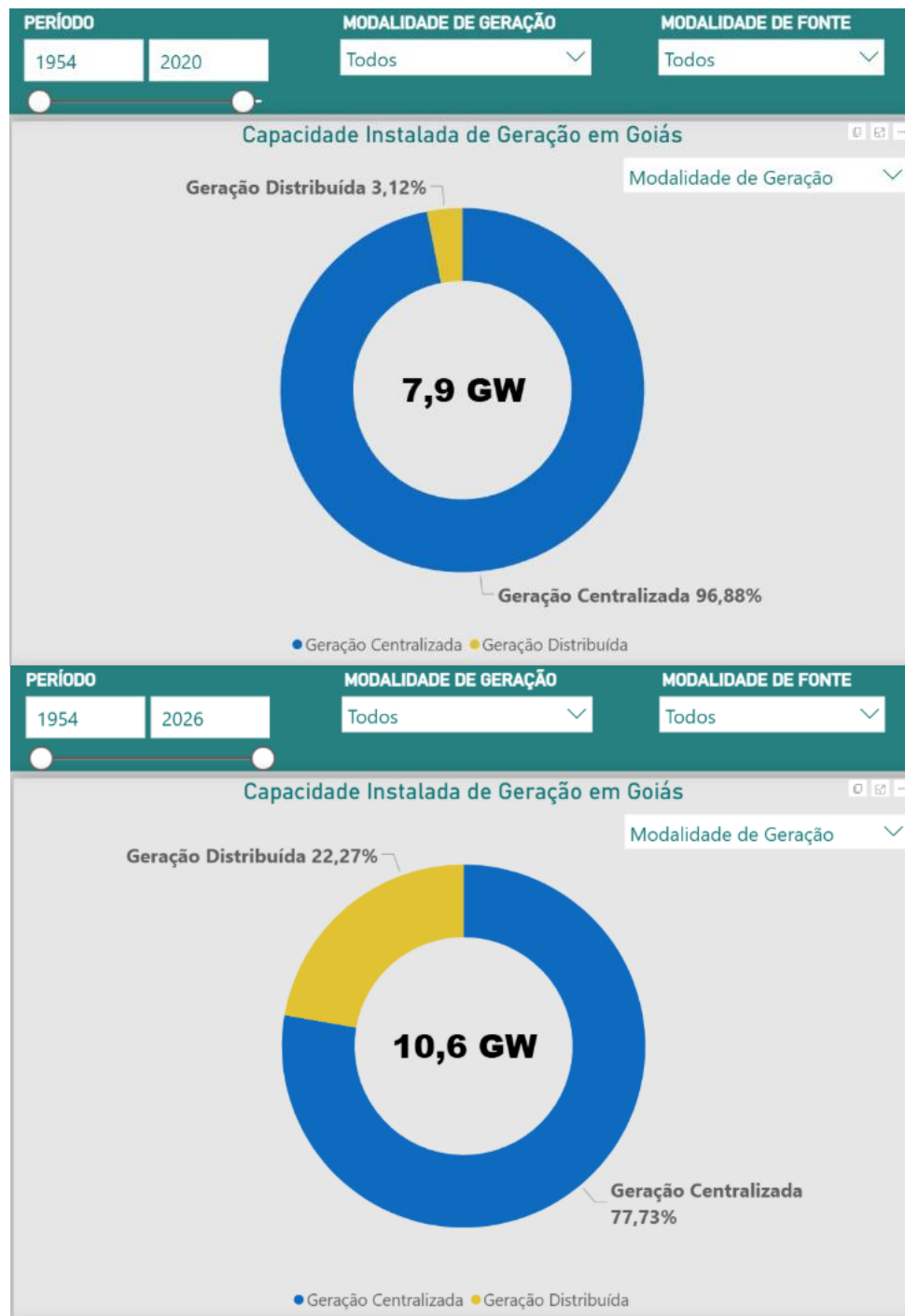
Essa característica deve ser considerada na leitura do Plano Estadual de Energia. A presença de usinas e linhas de transmissão em Goiás não implica, necessariamente, disponibilidade local plena para atendimento à expansão da demanda estadual. Em muitos casos, a infraestrutura situada no território goiano cumpre função de escoamento, intercâmbio e suporte à operação do SIN. Por isso, o diagnóstico eletroenergético precisa avaliar simultaneamente a inserção nacional do estado e a capacidade efetiva das redes de transmissão e distribuição de atender cargas locais, sobretudo em regiões com expansão agroindustrial, irrigação, mineração e novos empreendimentos produtivos.

Atualmente, Goiás posiciona-se como um estado ativo nas diretrizes da transição energética no Brasil, com um potencial real e mensurável para liderar essa agenda. O estado soma suas vantagens competitivas naturais a uma estrutura econômica diversificada. Segundo o Boletim de Projeções Macroeconômicas do Instituto Mauro Borges⁴ (IMB, 2026), o Produto Interno Bruto (PIB) goiano tem expansão projetada de 2,3% para 2026, com variação possível entre 1,8% e 2,8%. Este avanço é liderado pelo setor industrial, que se consolida como protagonista, mantendo desempenho superior à média nacional, somado à resiliência do setor de serviços, que registrou alta de 2,8% em 2025, e à força do agronegócio que, após uma safra recorde no ano anterior, estima uma produção agrícola de 36,4 milhões de toneladas neste ciclo.

Os fundamentos econômicos do estado seguem sólidos e combinam crescimento com estabilidade. Esse cenário inclui inflação controlada, com IPCA projetado em 3,7% e INPC em 3,6% para 2026; a marca histórica de 14 anos consecutivos de superávit na balança comercial; e o protagonismo nacional na geração proporcional de empregos formais, com 25,5 mil novas vagas criadas apenas no primeiro bimestre de 2026 (IMB, 2026). Sustentado pela melhora nas condições financeiras e pela queda gradual da taxa Selic, o Boletim de Investimentos Anunciados (IMB, 2026) evidencia um forte volume de aportes privados voltados prioritariamente para a expansão e implantação industrial. Contudo, a materialização desse fluxo de capitais e a continuidade do crescimento exigem uma infraestrutura elétrica capaz de suportar as novas cargas sem dificuldades operacionais.

O território goiano apresenta uma elevada incidência de radiação solar, com níveis de Irradiação Global Horizontal (GHI) variando entre 5,5 e 6,0 kWh/m²/dia, conforme mapeamentos do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais e estudos recentes de planejamento da Empresa de Pesquisa Energética em 2025. Essa disponibilidade natural encontrou um forte catalisador na necessidade econômica. Conforme apontado na Nota Executiva 005/2025 (IMB, 2025), recentes reajustes nas tarifas de energia elétrica regulada, que chegaram a onerar a categoria de baixa tensão em média 19,01%, impactaram severamente a pressão sobre custos de empreendimentos industriais, comércios locais e agroindústrias, incluindo cooperativas rurais. Como resposta imediata a essa perda de competitividade sistêmica, o estado acelerou a adoção da Geração Distribuída (MMGD), ultrapassando a expressiva marca de 1,8 GW de potência instalada fotovoltaica até o final de 2024, conforme a **Figura 21**.

Figura 21 Crescimento potencial de MMGD no estado de Goiás entre 2020 e 2026



Fonte: Portal da Transparência - Energia, Governo do Estado de Goiás.

Somado a isso, Goiás detém um volume de biomassa altamente estratégico. O estado processa mais de 70 milhões de toneladas de cana-de-açúcar por safra (CONAB, 2024), figurando firmemente como o segundo maior produtor de etanol do país. Essa consolidada base agroindustrial

não apenas produz combustíveis líquidos, como também gera volumes massivos de bagaço e biogás, insumos que vêm ganhando relevância para a cogeração de eletricidade.

Nesse mesmo contexto, a demanda e a produção de biometano começam a se estabelecer no estado. O monitoramento oficial do Governo de Goiás (2026) já mapeia novos projetos em fase de autorização pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) em municípios como Edéia, Rio Verde e Guapó. Esses empreendimentos, que aproveitam desde a vinhaça até resíduos orgânicos e industriais, incluindo resíduos alimentícios e frigoríficos, somam capacidade de produção projetada superior a 51.500 Nm³/dia. Esse movimento evidencia o biometano como vetor emergente e estratégico para a interiorização da energia limpa e o aproveitamento sustentável de passivos ambientais.

A sinergia entre as fontes solar, hídrica e de biomassa permite uma complementaridade sazonal única. Enquanto a geração hídrica enfrenta períodos de estio, a colheita da cana-de-açúcar atinge seu pico, garantindo geração firme via cogeração a biomassa e biogás. Simultaneamente, a estabilidade climática provê energia solar de forma capilarizada para propriedades rurais e indústrias. Essa abordagem integrada, adequada às vocações regionais, contribui para assegurar uma transição energética sustentável e atrativa para o capital privado.

A consolidação desse modelo depende integralmente da rede física. A infraestrutura elétrica constitui o principal meio de escoamento da energia gerada por diferentes fontes da matriz energética. Este setor se mostra essencial para realizar a conexão exata entre a oferta e a demanda e para possibilitar o beneficiamento de produtos vocacionais, que sem energia em qualidade e quantidade adequadas seriam impossíveis de processar. Sem uma rede de transmissão e distribuição resiliente o potencial bruto de geração permanece ocioso e a expansão dos setores produtivos fica estagnada.

Para converter esse potencial bruto primário em uma oferta segura de energia, capaz de atender à demanda dos setores produtivos e garantir o escoamento da geração renovável, é necessário avançar de uma lógica centrada apenas no suprimento para uma abordagem orientada à segurança, à previsibilidade e à capacidade de integração do sistema. O fortalecimento das subestações e das linhas de transmissão atua como a ponte estrutural que conecta a geração limpa aos grandes polos de carga. Ao prover redundância e capacidade ampliada de conexão em regiões com forte expansão agropecuária e mineral, o Estado reduz o custo de infraestrutura para o investidor privado e amplia as condições para transformar seus recursos naturais em competitividade econômica.

A principal política pública concebida pelo Governo de Goiás para orquestrar essas ações estratégicas e garantir previsibilidade de longo prazo é o Plano Estadual de Energia de Goiás (PEEG), formalmente instituído pelo Decreto Estadual Nº 10.872, de 10 de março de 2026. Este marco regulatório orienta a formulação e a implementação de ações de planejamento e gestão energética voltadas ao desenvolvimento sustentável, à competitividade produtiva e à segurança do suprimento energético goiano (GOIÁS, 2026).

Importância das Energias Renováveis na Matriz de Goiás

As energias renováveis sempre constituíram a espinha dorsal da matriz elétrica goiana. Historicamente, essa característica foi assegurada pela exploração do potencial hídrico regional com empreendimentos que contribuíram para o desenvolvimento do estado e consolidaram uma matriz elétrica com elevada participação de fontes renováveis desde a sua concepção. Contudo, o cenário contemporâneo e o acelerado crescimento produtivo exigem resiliência e redundância. A expansão de novas matrizes renováveis, notadamente a biomassa e a energia solar, reconfigura o papel de Goiás no cenário nacional, ao deslocar sua matriz de uma base exportadora de energia hídrica para um ecossistema integrado de geração renovável e diversificada.

A biomassa, impulsionada pela relevância do setor sucroenergético, desempenha papel fundamental de estabilização do sistema e complementação da oferta elétrica. Como segundo maior produtor de etanol do país, Goiás apresenta condições favoráveis para o aproveitamento estratégico do bagaço da cana-de-açúcar e do biogás, insumos que podem oferecer energia firme e despachável (USDA, 2024). Um dos principais diferenciais desta fonte é a sua complementaridade sazonal. O período de safra e de maior processamento agroindustrial coincide com o período de estiagem no Centro-Oeste (segunda quinzena de maio e a primeira quinzena de setembro), momento em que os reservatórios das usinas hidrelétricas reduzem seus níveis de armazenamento e enfrentam maior pressão operacional.

Simultaneamente, a energia solar fotovoltaica tem ampliado a capilaridade da geração elétrica no estado. Com índices de irradiação solar elevados, o estado atrai volumes expressivos de investimentos tanto em geração centralizada, por meio de grandes usinas, quanto em geração distribuída. A inserção da fonte solar diretamente em propriedades rurais e parques industriais reduz os custos operacionais, otimiza o uso da terra e aumenta a competitividade dos produtos goianos no mercado global.

Considerando a expansão acelerada e contínua destas fontes, é fundamental compreender os desafios estruturais que este movimento implica para o Estado. A diversificação da matriz contribui para reduzir a vulnerabilidade climática, mitigando os riscos sistêmicos de

desabastecimento em ciclos de secas prolongadas. Além disso, a geração de energia próxima aos grandes centros de consumo, viabilizada pela biomassa e pela geração solar descentralizada, pode aliviar a sobrecarga nas redes de transmissão e distribuição existentes. Essa proximidade entre geração e carga reduz perdas elétricas e otimiza o uso da infraestrutura, postergando a necessidade de investimentos emergenciais de reforço com alto custo regulatório, desde que consolidadas com topologias apropriadas, de forma a evitar a ocorrência de fluxo reverso ao sistema.

A consolidação de um portfólio renovável atende aos critérios ambientais e sociais exigidos pelo mercado e posiciona Goiás como destino prioritário para a atração de novas indústrias. Na prática, novos empreendedores atraídos por vantagens competitivas, como disponibilidade de terras produtivas e acesso a incentivos governamentais, frequentemente se deparam com barreiras para viabilizar sua conexão ao sistema de distribuição. Diante de orçamentos que exigem participações financeiras elevadas para a expansão da rede, a estruturação desses negócios muitas vezes depende da suplementação ou mesmo do atendimento integral da carga por meio de Grupo motor geradores (GMGs) a diesel. Essa hipótese vem sendo investigada atualmente pela FGV Energia, com o objetivo de compreender de que forma as restrições de acesso à rede elétrica impactam o início de operações produtivas, como sistemas de pivôs centrais de irrigação e novos empreendimentos agroindustriais.

Como resposta estrutural a essa dificuldade de conexão motivada pelos altos custos de participação financeira e pelos longos prazos de execução das obras o Governo de Goiás regulamentou mecanismos de incentivo à expansão da infraestrutura. Por meio do Decreto Estadual 10.706 de 2025 e amparado no Convênio ICMS 85/11 o estado autorizou a concessão de crédito outorgado de ICMS para investimentos privados em redes elétricas incluindo a construção de linhas e subestações.

Esse instrumento legal e normativo permite que o empreendedor produtivo antecipe a construção da infraestrutura necessária para o seu negócio e converta o montante investido em crédito tributário. A política de coparticipação atua diretamente para acelerar o atendimento das cargas e reduzir a dependência sistêmica de soluções emergenciais de geração isolada. A adoção dos GMGs a diesel como alternativa provisória entra em conflito direto com as diretrizes de transição energética e com os compromissos ambientais assumidos por empresas e governos.

O uso intensivo de GMGs a diesel implica aumento significativo das emissões de CO₂ e de outros gases de efeito estufa, além de poluentes locais como material particulado e óxidos de nitrogênio. A geração por GMGs a diesel pode resultar em emissões da ordem de 10 vezes superiores por kWh gerado em comparação à rede elétrica nacional (Wernet et al., 2016; Huijbregts et al., 2017; EPE, 2025). Isso não apenas compromete os benefícios ambientais associados à

atração de empreendimentos em uma matriz energética mais limpa, como também pode gerar riscos reputacionais, pressões regulatórias futuras, entre outros. Dessa forma, a dependência dessas soluções emergenciais tende a fragilizar a competitividade sustentável do estado, ao mesmo tempo em que contraria a lógica de descarbonização que orienta os investimentos e cadeias produtivas globais.

A mesma dinâmica atinge a expansão de plantas industriais e agroindustriais já consolidadas. Diante do prazo necessário para a conclusão de obras de reforço e ampliação por parte da concessionária de distribuição o empresariado acaba recorrendo a fontes fósseis para não paralisar sua produção. A equipe de pesquisa busca aprofundar a hipótese de que a suplementação de carga por fontes não renováveis já é uma medida adotada no setor produtivo goiano para contornar as dificuldades elétricas. A previsão inclui a realização de entrevistas diretas com fornecedores de GMGs locais para avaliar esse cenário de forma mais precisa.

Goiás possui um potencial claro para consolidar sua posição como um celeiro de oportunidades para novos empresários. Contudo para que a expansão renovável cumpra seu papel econômico é imprescindível a coordenação de investimentos em infraestrutura. Antecipar obras de transmissão e distribuição garante que o desenvolvimento do estado não seja freado por dificuldades de conexão ou sustentado de forma inadequada pela queima contínua de combustíveis fósseis.

Entretanto, a expansão da infraestrutura convencional deve ser acompanhada pela adoção de soluções complementares capazes de conferir maior flexibilidade e resiliência ao sistema elétrico. Nesse contexto, destaca-se a necessidade de estimular alternativas como sistemas de geração dedicada para atendimento a cargas críticas e empreendimento estratégicos, programas estruturados de eficiência energética, além da incorporação de tecnologias de armazenamento por baterias (BESS) aplicadas tanto ao suporte à transmissão quanto à distribuição. Soma-se a isso o emprego crescente de dispositivos de eletrônica de potência, como compensadores síncronos estáticos (STATCOM), sistemas FACTS e outras soluções avançadas de controle e estabilização da rede, capazes de mitigar restrições operacionais, melhorar a regulação de tensão, ampliar a capacidade de escoamento e viabilizar maior integração de fontes renováveis intermitentes.

Essas alternativas não substituem a expansão física da rede, mas representam instrumentos estratégicos para otimizar sua utilização, elevar a confiabilidade do suprimento e acelerar a competitividade energética do estado.

Objetivos do Estudo

O presente Relatório do Diagnóstico Eletroenergético de Goiás tem como objetivo central mapear a situação atual da infraestrutura do sistema elétrico e da matriz energética do estado. Ao aplicar metodologias técnicas de planejamento, o diagnóstico visa avaliar os potenciais energéticos regionais e identificar com precisão o perfil de consumo e de geração. O estudo busca apontar as restrições físicas e operacionais da rede, evidenciando onde as dificuldades de infraestrutura limitam a expansão produtiva e onde as melhorias estruturais são prioritárias.

Para além de compilar dados históricos, o trabalho se propõe a espacializar as informações territorialmente. Ao cruzar a infraestrutura existente com os polos de alto potencial agroindustrial e mineral, o diagnóstico permite estabelecer a correlação direta entre o fornecimento de energia e a capacidade de crescimento econômico local, destacando áreas com demanda reprimida e vocação para a integração de novas fontes renováveis.

Nesse sentido, a contribuição fundamental deste relatório reside em fornecer o alicerce estratégico para o desenvolvimento do Roadmap PEEG 2030. Ao traçar a linha de base das condições eletroenergéticas atuais, este trabalho viabiliza a futura modelagem de cenários qualitativos e quantitativos. As conclusões aqui firmadas atuarão como insumos primários para que o Roadmap 2030 possa propor soluções focadas, recomendar diretrizes de políticas públicas e estruturar mecanismos públicos de atração de investimentos, consolidando uma trajetória de desenvolvimento sustentável e resiliência para a rede elétrica de Goiás ao longo do próximo período.

4.1. Metodologia e Bases de Dados Setoriais

Esta subseção apresenta o arcabouço metodológico que sustenta as análises desenvolvidas ao longo do estudo. A leitura do sistema energético de Goiás exige, por sua natureza, a articulação entre evidências quantitativas de larga escala, capazes de descrever a estrutura e a dinâmica do setor, e percepções qualitativas que contextualizam restrições, oportunidades e inflexões não plenamente capturadas pelos dados tabulados. Buscou-se, portanto, uma abordagem metodológica mista, ancorada em fontes oficiais consolidadas e complementada por entrevistas com agentes do setor.

A estrutura da subseção percorre, de forma sequencial, as decisões metodológicas que condicionam os resultados apresentados nos capítulos subsequentes: a descrição das bases de dados e do desenho das entrevistas; os procedimentos de tratamento, integração e validação dos

dados; a escolha do recorte espacial de análise; a construção dos indicadores organizados por dimensão do sistema elétrico; e, por fim, as limitações reconhecidas do desenho metodológico. O objetivo é oferecer ao leitor não apenas transparência sobre como o estudo foi conduzido, mas também os elementos necessários para interpretar, ponderar e, quando couber, replicar seus resultados.

4.1.1. Bases de Dados Quantitativas e Qualitativas

A construção da base de dados combinou fontes secundárias de natureza quantitativa e um componente primário qualitativo, estratégia que permite articular a leitura estrutural do sistema elétrico com a percepção dos agentes que o operam. As fontes quantitativas foram priorizadas por sua consistência temporal e cobertura nacional, enquanto o material qualitativo cumpriu função de triangulação, validando, qualificando ou contrastando os padrões observados nos dados.

As principais bases utilizadas e suas respectivas contribuições estão detalhadas a seguir:

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL): dados estruturais do setor elétrico, com ênfase em informações sobre geração distribuída (potência instalada, número de sistemas, localização), além de unidades consumidoras e características e consumo no mercado regulado.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE): dados relativos ao consumo de energia elétrica, perfil dos agentes de mercado e funcionamento do ambiente de comercialização livre.

Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS): dados operacionais do sistema, incluindo carga de energia, geração por fonte.

Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE): variáveis socioeconômicas e demográficas, incluindo população e delimitação territorial.

Instituto Mauro Borges (IMB): dados referentes ao mapeamento geográfico do estado e à definição de seus limites mesorregionais.

Além dessas bases, também foram realizadas 5 (cinco) entrevistas entre março e abril de 2026, com representantes de órgãos públicos, concessionárias de energia elétrica, Associações e representações setoriais de geradoras e especialistas independentes. Os entrevistados foram selecionados por amostragem intencional, buscando representatividade entre os elos da cadeia energética, do planejamento à distribuição. O roteiro estruturou-se em cinco eixos: gargalos de infraestrutura elétrica, ambiente regulatório, potencial de expansão por fonte, articulação institucional e horizonte até 2030.

A análise qualitativa foi desenvolvida a partir dos resultados da análise quantitativa, utilizando os mesmos aspectos para guiar a interpretação dos dados. Isso permitiu que os

resultados fossem analisados de forma integrada, relacionando as informações e tornando a análise mais consistente.

4.1.2. Tratamento e Consolidação dos Dados

O tratamento dos dados seguiu quatro etapas sequenciais: padronização, integração, validação cruzada e consolidação por recorte espacial.

A padronização envolveu a harmonização de unidades (MW, MWh, nº de unidades consumidoras), a uniformização das classes de consumo segundo a classificação da ANEEL: residencial, comercial, industrial, rural, poder público, iluminação pública, serviço público e consumo próprio, e a compatibilização dos recortes temporais. Como as bases ANEEL, CCEE e ONS operam com periodicidades e cortes distintos, adotaram-se os anos de 2024, 2025 e 2026, com granularidade mensal quando disponível.

A integração exigiu o cruzamento de identificadores entre bases, particularmente entre a base de geração distribuída da ANEEL e os dados socioeconômicos municipais do IBGE e do IMB.

Por fim, a consolidação organizou os dados segundo o recorte espacial adotado e segundo as dimensões analíticas descritas na seção 2.4, gerando a base unificada sobre a qual os indicadores foram construídos. Os achados qualitativos das entrevistas foram codificados nas mesmas categorias analíticas, permitindo sobrepor as duas camadas de evidência na interpretação final dos resultados.

4.1.3. Regionalização e Análise Espacial

O recorte espacial adotado foi a divisão em mesorregiões do estado de Goiás, isto é: Norte, Sul, Leste, Centro e Noroeste Goiano. A adoção dessa divisão se justifica pela forma de visualização solicitada, já comumente utilizada no contexto estadual. Além disso, o recorte reúne municípios com características socioeconômicas e produtivas semelhantes, o que torna a análise mais consistente em relação ao nível municipal. Por fim, mostra-se compatível com as bases de dados utilizadas e adequado ao horizonte de planejamento do estudo (2030), considerando que as decisões de expansão de rede e de geração ocorrem, em geral, em escalas supra municipais.

4.1.4. Metodologia de Construção dos Indicadores

A construção dos indicadores foi estruturada em torno de quatro dimensões centrais do sistema elétrico goiano: consumo de energia elétrica, geração de energia elétrica, infraestrutura de distribuição e infraestrutura de transmissão. Cada dimensão foi associada a uma pergunta analítica

orientadora, de modo a explicitar o aspecto do sistema investigado e a função interpretativa de cada conjunto de indicadores.

■ **Consumo de energia elétrica: quem consome, quanto consome e como essa demanda evolui?**

Foram consideradas variáveis como volume consumido (MWh), número de unidades consumidoras segmentadas por classe (residencial, comercial, industrial, rural e demais categorias), evolução temporal e participação relativa de cada segmento. Esses indicadores permitem caracterizar o perfil da demanda estadual e identificar transformações estruturais no padrão de consumo.

■ **Geração de energia elétrica: qual é a composição da oferta e qual o seu ritmo de expansão?**

No caso da geração centralizada, foram analisadas capacidade instalada (MW), energia gerada (MWh) e número de empreendimentos por fonte. Para a geração distribuída, consideraram-se potência instalada, número de sistemas conectados e perfil dos consumidores-geradores, com especial atenção à disseminação dessa modalidade e aos seus impactos sobre a curva de demanda líquida.

■ **Infraestrutura de distribuição de energia elétrica: a rede possui capacidade para absorver o crescimento projetado da demanda e das novas conexões?**

Foram avaliados indicadores como extensão da rede, capacidade instalada de subestações, níveis de carregamento e indicadores de continuidade do fornecimento (DEC e FEC). Esses elementos permitem analisar a robustez operacional da rede de distribuição e sua aptidão para sustentar a expansão econômica regional. A análise também se apoiou em relatórios da EPE e nos Planos de Expansão da Distribuição, viabilizando a identificação de limitações estruturais, necessidades de reforço da rede e perspectivas de ampliação da infraestrutura elétrica.

■ **Infraestrutura de transmissão de energia elétrica: o estado dispõe de capacidade adequada para escoar sua geração e integrar-se eficientemente ao Sistema Interligado Nacional (SIN)?**

Nessa dimensão, foram observados extensão das linhas, capacidade de transformação, taxa de utilização da infraestrutura e sua distribuição territorial, e o mapa de Margem do ONS, permitindo avaliar o escoamento da energia gerada e o grau de integração de Goiás ao sistema elétrico nacional.

Adicionalmente, os achados qualitativos foram empregados para identificar limitações não plenamente captadas pelos indicadores quantitativos, como restrições localizadas de conexão,

gargalos regulatórios em processos de licenciamento e assimetrias entre a expansão da geração e a evolução da infraestrutura de rede.

4.1.5. Limitações Metodológicas

Três limitações do desenho metodológico merecem registro explícito, por afetarem o escopo das conclusões que o estudo pode legitimamente sustentar.

Primeiro, as bases públicas apresentam defasagem temporal variável. Em geral, entre seis e dezoito meses, o que pode subestimar a dimensão atual de fenômenos em rápida evolução, como a geração distribuída. Sempre que possível, recorreu-se a publicações intermediárias e a dados preliminares para mitigar esse efeito, mas o descompasso não pode ser integralmente eliminado.

Segundo os dados de demanda desagregada por região são menos consistentes que os dados de geração, uma vez que permanecem majoritariamente sob a guarda das distribuidoras e não são publicados com a mesma granularidade. Essa limitação foi corroborada pelas entrevistas, nas quais os próprios agentes do setor reconheceram a assimetria informacional entre oferta e demanda como um dos principais entraves ao planejamento integrado.

Terceiro, o componente qualitativo, por sua natureza, reflete a percepção dos agentes ouvidos e não pode ser generalizado ao universo do setor. Sua função no estudo é iluminar aspectos que os dados estruturados não capturam, como gargalos regulatórios, percepções sobre trajetórias de investimento, descompassos institucionais, e não substituir a evidência quantitativa.

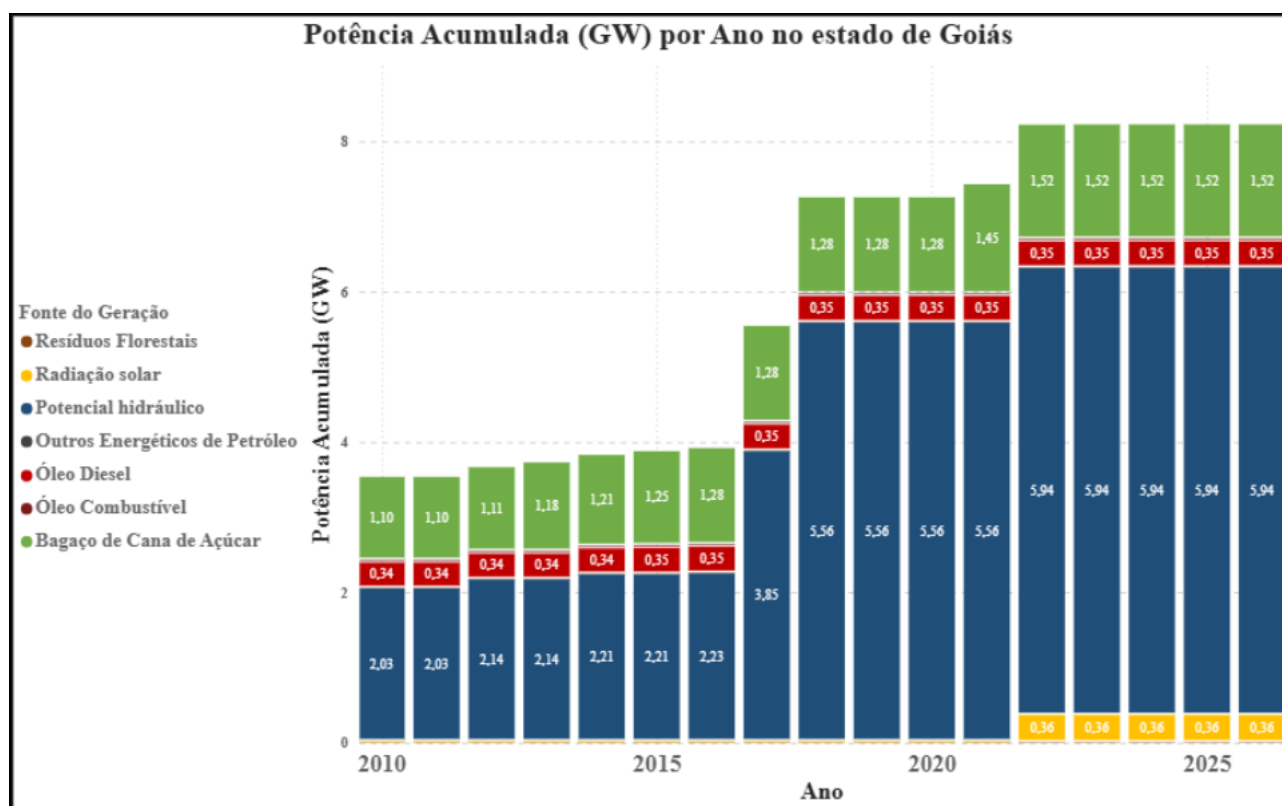
O reconhecimento dessas limitações não invalida os resultados apresentados nos capítulos subsequentes; antes, delimita o terreno sobre o qual as conclusões do estudo se sustentam e orienta o leitor quanto ao grau de confiança apropriado para cada tipo de inferência.

4.2. Panorama da Oferta de Energia no Estado

4.2.1. Estrutura da geração de energia elétrica

O parque gerador goiano caracteriza-se por uma base robusta e diversificada. De acordo com a ANEEL, o estado possui atualmente uma **capacidade instalada total de aproximadamente 8,2 GW (Fora MMGD que compreende em torno de 2,3 GW, de acordo com a EPE)** operando em plena integração com o Sistema Interligado Nacional. Essa potência total é o resultado da soma de grandes empreendimentos históricos e da recente expansão de novas matrizes limpas, conforme a **Figura 22**.

Figura 22 Potência instalada de geração elétrica centralizada em Goiás por fonte energética



Fonte: Elaboração própria com os dados do SIGA – ONS

A composição da matriz elétrica estadual reflete uma vocação natural para fontes renováveis. A fonte hídrica mantém a liderança histórica em termos de capacidade instalada de grande porte assegurando a carga de base do sistema. A fonte solar apresenta o crescimento percentual mais acelerado impulsionada pela alta incidência de radiação no território. A biomassa atua de forma complementar e estratégica fornecendo energia despachável diretamente vinculada ao forte setor agroindustrial do estado. A participação de fontes termelétricas fósseis é residual operando quase exclusivamente em regimes de contingência ou em sistemas isolados específicos.

Embora Goiás já possua um parque gerador relativamente consolidado, a expansão da capacidade instalada estadual permanece em curso, ainda que em bases distintas das observadas nos ciclos anteriores de crescimento. Após a forte expansão hidrelétrica que estruturou a matriz elétrica goiana nas últimas décadas, o potencial para implantação de novos grandes aproveitamentos tornou-se mais restrito, refletindo tanto a maturidade do parque existente quanto as limitações ambientais, territoriais e econômicas associadas a novos projetos de grande porte.

Nesse contexto, o crescimento recente da oferta de energia no estado tem sido impulsionado principalmente pelas fontes renováveis, com destaque para a geração solar fotovoltaica e para a

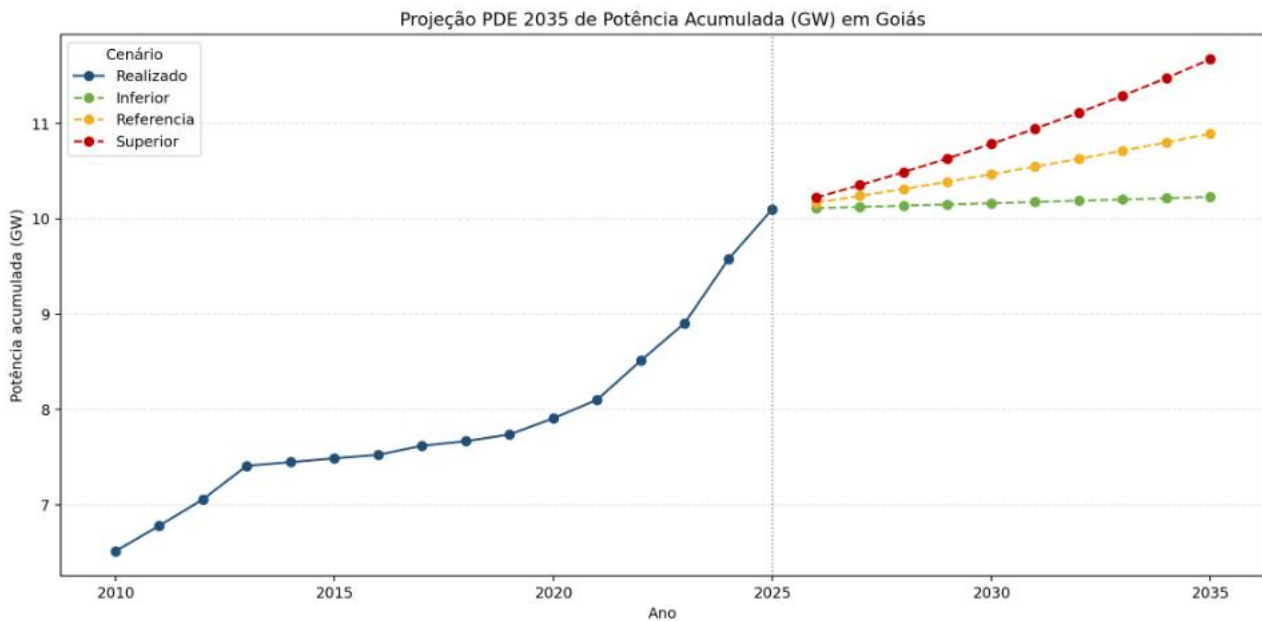
expansão da micro e minigeração distribuída. A elevada disponibilidade de recursos solares, associada à redução dos custos tecnológicos e aos incentivos regulatórios observados nos últimos anos, transformou Goiás em um dos mercados mais dinâmicos do país para a expansão da energia solar.

No segmento de geração centralizada, observa-se uma tendência de diversificação da matriz, com fortalecimento das fontes complementares à geração hidrelétrica, especialmente a biomassa, o biogás e os empreendimentos híbridos associados à agroindústria. Em contrapartida, a expansão de usinas termelétricas fósseis apresenta perspectivas mais limitadas, concentrando-se em projetos específicos voltados à segurança do suprimento e à flexibilidade operativa do sistema.

Assim, a trajetória futura da geração elétrica em Goiás tende a ser caracterizada menos pela incorporação de grandes blocos de capacidade e mais pelo crescimento gradual, descentralizado e tecnologicamente diversificado, reforçando a participação das fontes renováveis e consolidando a posição do estado como um importante polo da transição energética brasileira.

Em consonância com a estrutura atual da matriz elétrica estadual e com as vantagens competitivas associadas aos recursos naturais e à base agroindustrial do estado, as projeções de longo prazo indicam a continuidade da expansão do parque gerador goiano. Segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia 2035 (PDE 2035), conforme apresentado na Figura 6, o crescimento da capacidade instalada deverá ocorrer de forma predominante por meio da expansão de MMGDs, reforçando a complementaridade entre a geração hidrelétrica, a energia solar e as fontes bioenergéticas.

Figura 23 Projeção PDE 2035 de potência acumulada em Goiás

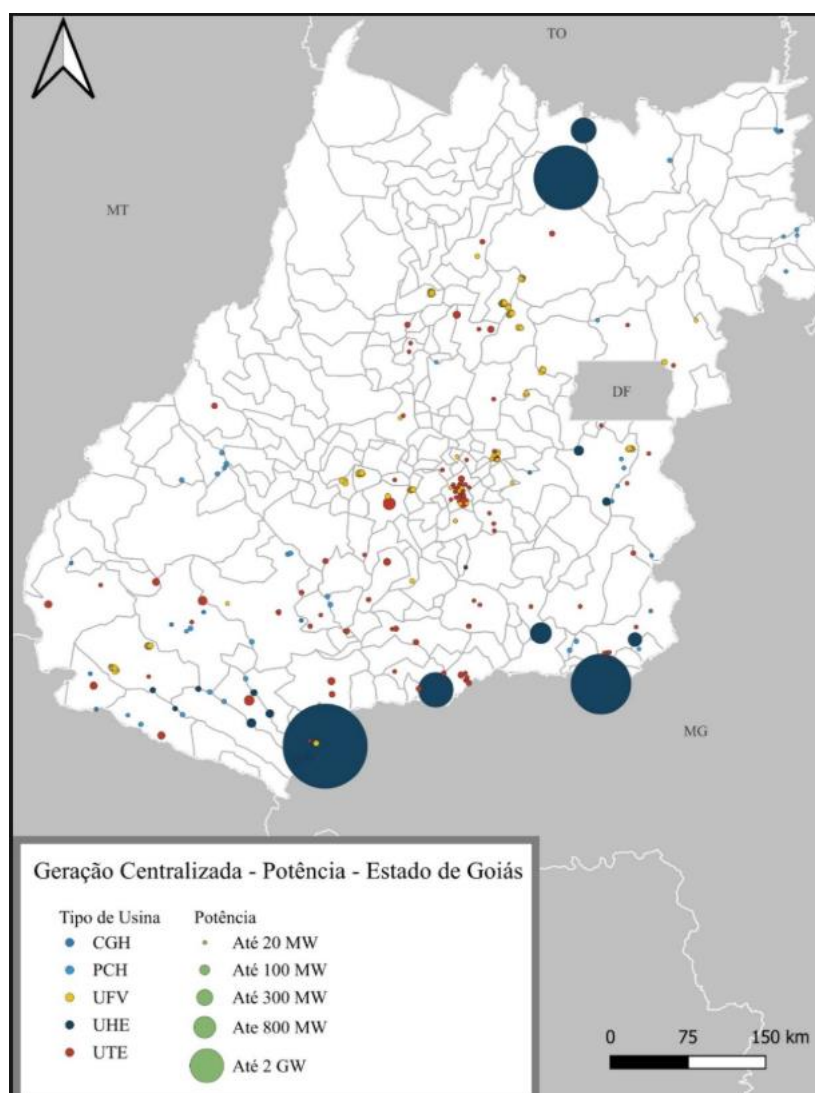


Fonte: Elaboração própria a partir do Plano Decenal de Expansão de Energia 2035 (EPE).

4.2.2. Geração centralizada

O parque hidrelétrico goiano distribui-se em duas bacias hidrográficas principais: Paranaíba e Tocantins. A bacia do Paranaíba abriga as usinas de maior escala do estado: São Simão (1,7 GW) e Cachoeira Dourada (0,65 GW). A bacia do Tocantins concentra Serra da Mesa (1,3 GW), além de usinas menores como Cana Brava e São Salvador. Historicamente, esses aproveitamentos foram desenvolvidos como base de suprimento para os mercados goiano, sul-mato-grossense e sudestino, operando com despacho controlável e previsível, como apresentado na **Figura 24**.

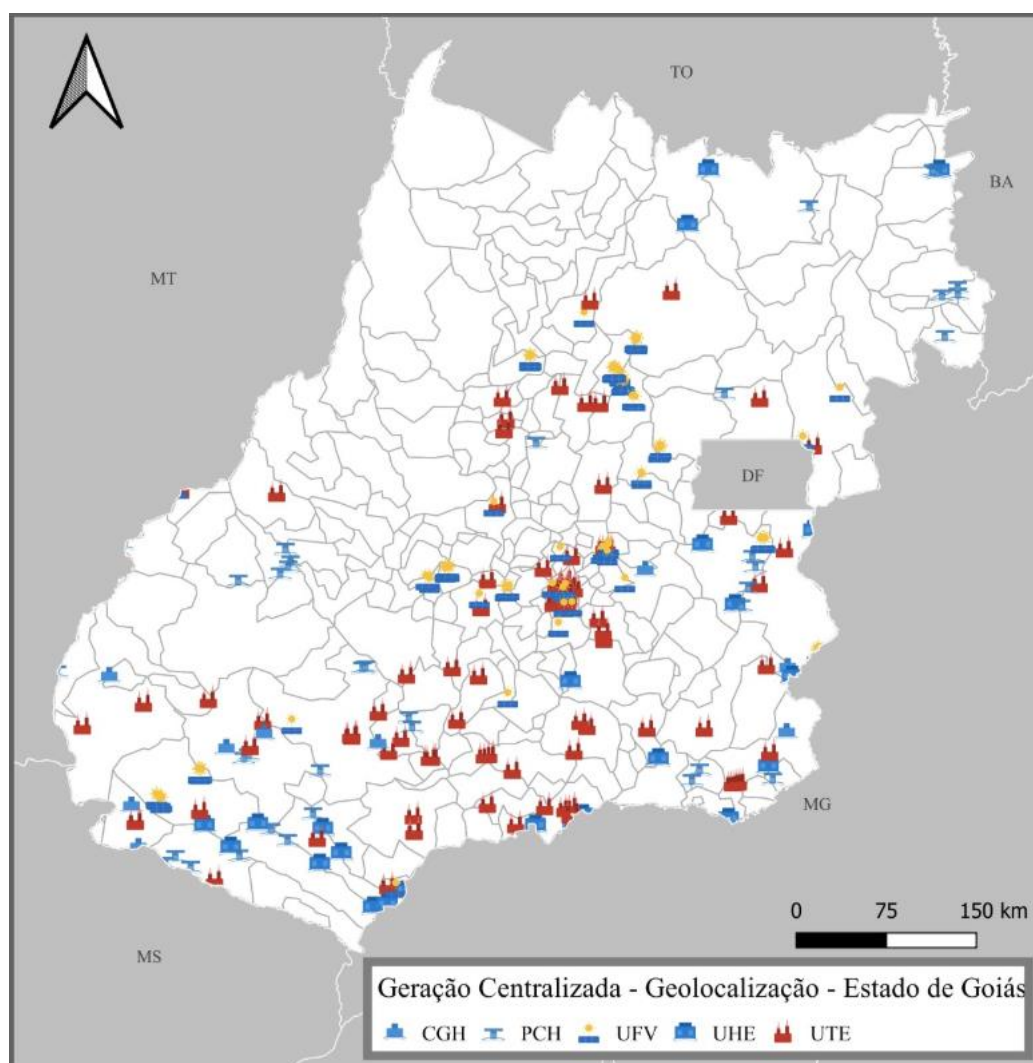
Figura 24 Usinas Geradoras por tipo de geração e por Potência Outorgada



Fonte: Elaboração própria com dados do SIGA-ANEEL

Essa realidade transformou-se significativamente, especialmente a partir de 2015, quando a dinâmica operacional do SIN começou a sofrer impacto de penetração crescente de geração eólica concentrada no Nordeste. Os reservatórios goianos agora operam em conjunto com demais hidrelétricas das bacias Paranaíba e Tocantins para múltiplos objetivos que podem entrar em conflito: (i) atenuar efeitos de renováveis variáveis, oferecendo reservas operativas rápidas; (ii) reforçar segurança energética em períodos de seca regional e atendimento à ponta; (iii) viabilizar respostas operacionais rápidas a contingências do sistema (serviços ancilares), como ilustrado na **Figura 25**.

Figura 25 Mapa Geração Centralizada do Estado de Goiás



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do SIGA.

A geração centralizada do estado de Goiás revela três assimetrias estruturais que condicionam o planejamento setorial estadual. A primeira é a dependência hidráulica: as 17 UHEs em operação concentram 69,1% da capacidade instalada do estado, e seis empreendimentos (São Simão, Serra da Mesa, Emborcação, Cachoeira Dourada, Cana Brava e Corumbá I) somam mais de 5,6 GW o que equivale a 60% de toda a matriz centralizada goiana.

A segunda é o descompasso entre a base atual e o pipeline outorgado: enquanto a fotovoltaica responde hoje por apenas 3,8% da capacidade instalada, os 4,13 GW de UFVs com outorga e construção ainda não iniciada representam mais de onze vezes a potência fotovoltaica em operação e tendem a alterar de forma significativa a composição da matriz local na próxima década.

A terceira é a fragmentação da geração térmica: as 103 UTEs em operação somam aproximadamente 2,0 GW, mas 80% dessa potência se concentra em 39 usinas a biomassa de cana-de-açúcar vinculadas ao ciclo sucroenergético do Sul Goiano, enquanto as demais 63 unidades, predominantemente a óleo combustível, têm caráter de respaldo e baixo fator de capacidade. (SIGA – ANEEL), como detalhado na Tabela abaixo.

Figura 26 Capacidade instalada por fonte de geração centralizada em Goiás

Tipo	Em operação (nº)	Em operação (MW)	Em construção (MW)		Construção não iniciada (nº)	Construção não iniciada (MW)
UHE	17	5.416,6	0	0	1	50,0
UTE	103	1.993,0	2	180,4	1	10,2
PCH	27	539,7	0	0	7	146,0
UFV	23	360,4	0	0	88	4.130,0
CGH	8	11,7	0	0	0	0,0
Total	178	8.321,4	2	180,4	97	4.336,2

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do SIGA - 2026

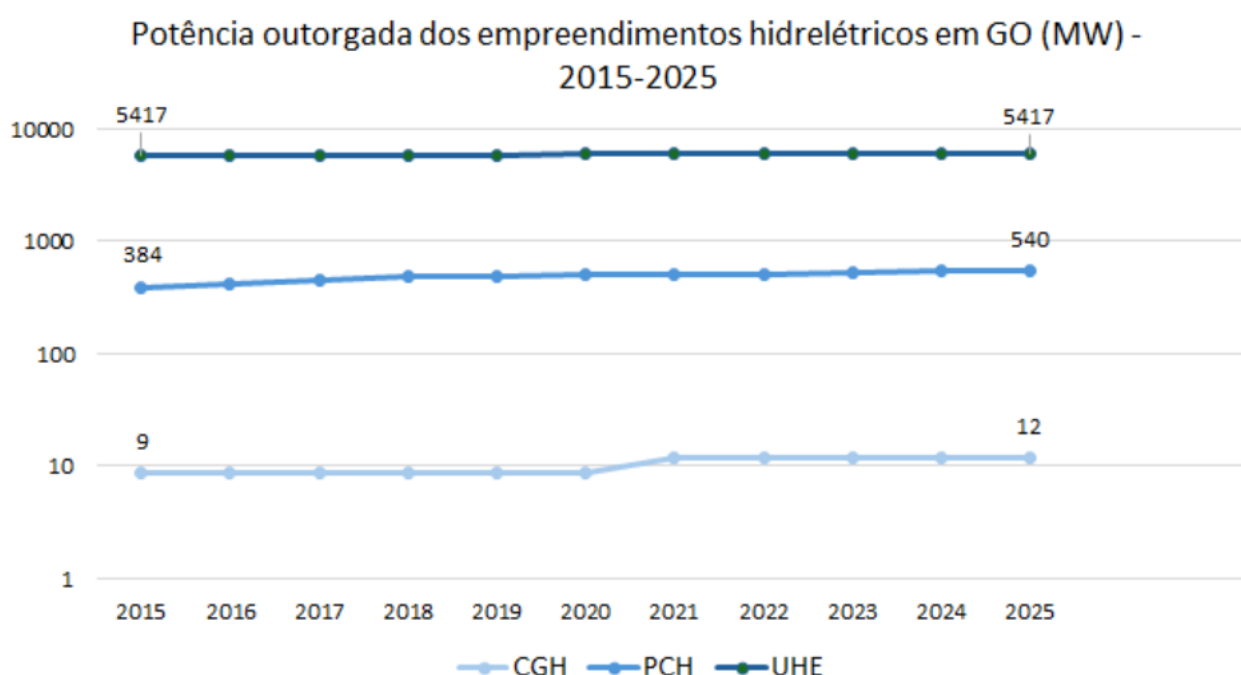
Usinas Hidrelétricas - UHEs

As 17 UHEs em operação no estado de Goiás somam 5.416,6 MW de potência outorgada e respondem pela maior parte da capacidade instalada da matriz centralizada estadual. A geração hídrica de grande porte concentra-se em duas bacias hidrográficas: a do rio Paranaíba, no Sul Goiano, e a do rio Tocantins, no Norte Goiano. No Paranaíba, destacam-se as UHEs São Simão (1.710 MW), Theodomiro Carneiro Santiago (1.192 MW, pertencente a MG) e Cachoeira Dourada (658 MW), todas em divisa com Minas Gerais, além de Corumbá I (375 MW), Serra do Facão (212,6 MW) e do conjunto Salto, Salto do Rio Verdinho, Caçu e Barra dos Coqueiros, no Sudoeste Goiano. No Tocantins, o complexo de Minaçu reúne as UHEs Serra da Mesa (1.275 MW) e Cana Brava (450 MW), representadas no Norte Goiano.

A predominância das UHEs confere a Goiás posição estratégica no Sistema Interligado Nacional, não apenas pela magnitude de sua capacidade instalada, mas também pela capacidade de regularização e flexibilidade operativa de seus reservatórios, particularmente em empreendimentos como Serra da Mesa e São Simão. Entretanto, o ciclo de expansão de hidrelétricas no estado encontra-se estagnado, com reduzido espaço para novos aproveitamentos de grande porte em

razão de restrições socioambientais, maior complexidade regulatória e escassez de sítios com relação benefício-custo competitiva. Conforme apresentado na Figura 18, elaborada a partir de dados da SIGA/ANEEL, as UHEs representam a maior potência outorgada dentre os diferentes tipos de empreendimentos hidrelétricos. No entanto, sua capacidade instalada apresenta crescimento marginal desde 2010. Uma análise aprofundada dos recursos hídricos e do potencial de expansão remanescente será objeto do Produto 7 deste estudo. Nesse contexto, o papel futuro da fonte hídrica tende a deslocar-se da expansão extensiva para a maximização do valor sistêmico dos ativos existentes, com ênfase em modernização eletromecânica, repotenciação seletiva, digitalização operacional e ampliação de sua função como provedor de flexibilidade para suporte à crescente integração de fontes renováveis variáveis.

Figura 27 Expansão do potencial hidráulico em operação no estado de Goiás (potência outorgada)



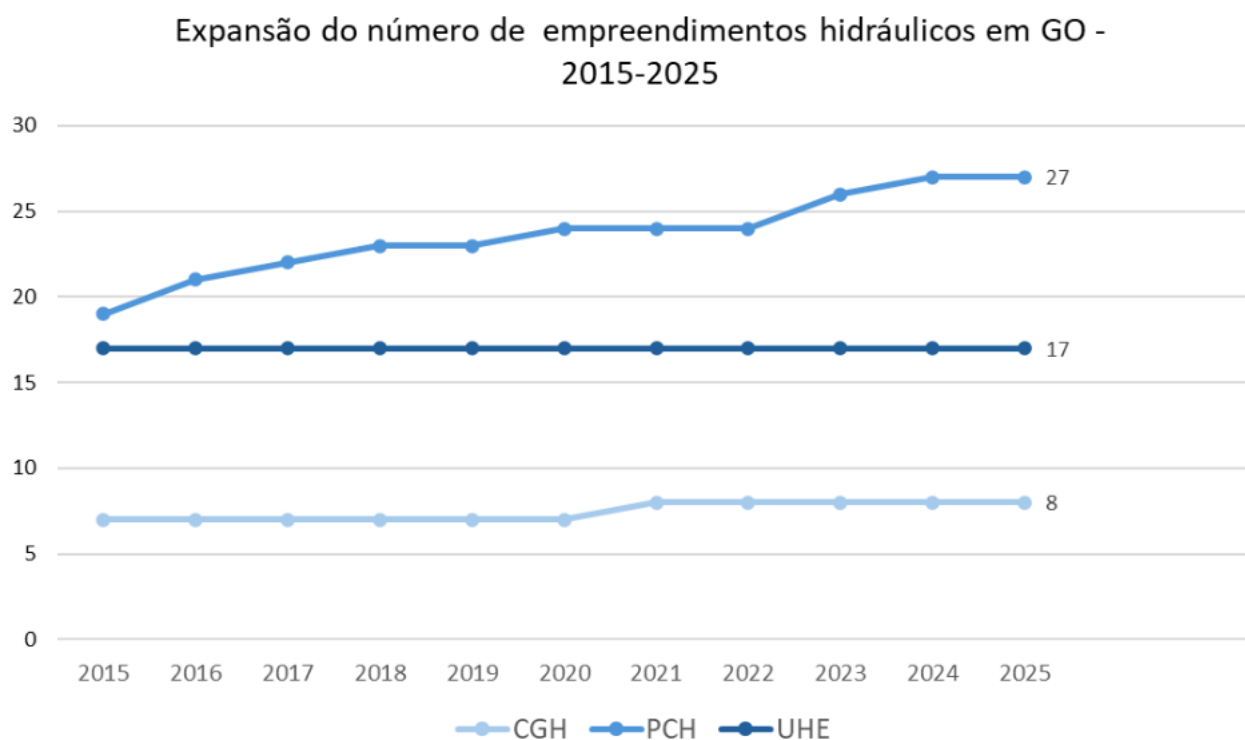
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do SIGA - 2026

Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGHs)

As 27 PCHs e 8 CGHs em operação no estado somam, respectivamente, 539,7 MW e 11,8 MW de potência outorgada, com distribuição territorial pulverizada em afluentes das bacias do Paranaíba e do Tocantins e em rios de domínio estadual. Concentrações relevantes ocorrem no Sudoeste Goiano e no Vão do Paranã (Leste Goiano), onde as PCHs cumprem função adicional de

suporte à rede de distribuição local, conforme tratado na seção 3.2. A expansão outorgada concentra-se exclusivamente nas PCHs e é o mais robusto entre as fontes hídricas: uma usina em construção (29,8 MW) e sete com outorga e construção não iniciada (146,0 MW), totalizando 175,8 MW de expansão potencial, cerca de 33% sobre a capacidade atualmente instalada nessa modalidade. O **Gráfico 8** apresenta a evolução temporal do número de empreendimentos hidrelétricos em operação no estado de Goiás entre 2015 e 2026. Observa-se que, enquanto o quantitativo de UHEs permanece estável em 17 unidades ao longo de todo o período analisado, as PCHs apresentam crescimento moderado, passando de 19 para 31 empreendimentos (crescimento de 63%).

Figura 28 Expansão do número de empreendimentos hidrelétricos em operação no estado de Goiás



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do SIGA – 2026

Apesar da maturidade do parque hidrelétrico goiano, o estado ainda apresenta potencial técnico relevante para expansão por meio de (PCHs) e (CGHs), especialmente em aproveitamentos remanescentes de médio e pequeno porte localizados em afluentes das bacias do Paranaíba e do Tocantins. A extensa rede hidrográfica estadual, associada à topografia favorável de determinadas

sub-bacias e à capilaridade da infraestrutura elétrica existente, cria condições para projetos seletivos com elevada sinergia locacional.

Esse potencial, contudo, tende a se materializar prioritariamente em empreendimentos de menor impacto socioambiental, orientados por critérios rigorosos de viabilidade hidrológica, conexão elétrica e licenciamento ambiental. Nesse contexto, PCHs e CGHs permanecem como alternativa estratégica para expansão firme e regionalizada da oferta, com capacidade de reforçar a confiabilidade do suprimento local, reduzir restrições em áreas com menor robustez de rede e complementar a crescente inserção de fontes renováveis intermitentes na matriz estadual. Este potencial será mais bem evidenciado no produto 7 (P7) do PEEG 2030.

Usinas termelétricas – UTEs

As 106 usinas termelétricas (UTES) outorgadas em Goiás somam 2.183,54 MW de potência instalada autorizada, formando um parque de geração diversificado e fortemente associado à base agroindustrial do estado. Desse conjunto, 103 empreendimentos encontram-se em operação, totalizando 1.992,96 MW, enquanto duas usinas estão em construção (180,4 MW) e uma permanece com obras não iniciadas (10,2 MW). A configuração do parque termelétrico goiano pode ser agrupada em dois segmentos principais: as usinas movidas a biomassa, de caráter renovável e complementar à geração hidrelétrica, e as unidades abastecidas por derivados de petróleo, voltadas principalmente ao atendimento de ponta e à segurança do suprimento.

O segmento bioenergético é composto por 42 usinas, das quais 39 utilizam resíduos agroindustriais predominantemente bagaço de cana-de-açúcar e três empregam biomassa florestal. Em conjunto, essas unidades totalizam 1.645,5 MW, o equivalente a aproximadamente 82,6% da capacidade termelétrica em operação no estado. A concentração desses empreendimentos nas regiões Sul Goiana e do Vale do Rio dos Bois reflete a distribuição territorial da indústria sucroenergética, cuja sazonalidade torna a geração térmica a biomassa complementar ao regime hidrológico e estratégica para o atendimento da demanda nos períodos de menor disponibilidade hídrica.

Por sua vez, as 61 usinas movidas a combustíveis fósseis totalizam 347,5 MW em operação e apresentam, em geral, perfil de geração de respaldo, com baixo fator de capacidade e despacho eventual. O pipeline de expansão do segmento permanece reduzido, evidenciando a limitada atratividade para novos empreendimentos fósseis no estado.

A tabela a seguir sintetiza os principais indicadores do parque termelétrico goiano, contemplando a capacidade instalada autorizada, a potência fiscalizada, a garantia física e a distribuição dos

empreendimentos quanto à existência de prazo de vigência das outorgas. Os dados demonstram o elevado grau de maturidade do parque gerador e permitem avaliar sua perspectiva de permanência e renovação ao longo do tempo.

Figura 29 Análise de UTEs em Goiás

Análise de UTEs em Goiás	
Indicador	Valor
Quantidade de UTEs	106
Potência outorgada total (MW)	2.183,54
Potência fiscalizada total (MW)	1.922,96
Garantia física total (MW)	431,09
Com Data de Fim da Vigência	43
Sem Data de Fim da Vigência	63

A análise das 15 maiores UTEs do estado conforme a **Figura 30** evidencia a predominância da biomassa sucroenergética entre os empreendimentos de maior porte. A maioria dessas unidades utiliza bagaço de cana-de-açúcar como combustível e está localizada em municípios com forte presença da agroindústria canavieira, como Caçu, Jataí, Quirinópolis, Goianésia, Mineiros e Chapadão do Céu. Destacam-se, entretanto, algumas grandes usinas movidas a óleo diesel, em especial a UTE Palmeiras de Goiás, atualmente a maior termelétrica do estado em potência outorgada, e a UTE Goiânia II, ainda em fase de implantação. Esse conjunto revela a coexistência de duas funções distintas para a geração térmica em Goiás: a produção renovável integrada à agroindústria e a geração convencional destinada ao suporte do sistema elétrico.

Figura 30 Top 15 UTEs em Goiás

Empreendimento	Município	Fonte	Combustível	Fase	Pot. outorgada (MW)	Fim vigência
Palmeiras de Goiás	Palmeiras de Goiás - GO	Petróleo	Óleo Diesel	Operação	175,56	04/08/2042
Goiânia II	Aparecida de Goiânia - GO	Petróleo	Óleo Diesel	Construção	142,14	14/02/2060
Caçú I	Caçu - GO	Agroindustriais	Bagaço de Cana de Açúcar	Operação	130,00	26/01/2044
Jataí	Jataí - GO	Agroindustriais	Bagaço de Cana de Açúcar	Operação	105,00	20/02/2044

Quirinópolis	Quirinópolis - GO	Agroindustriais	Bagaço de Cana de Açúcar	Operação	80,00	13/12/2041
Porto das Águas	Chapadão do Céu - GO	Agroindustriais	Bagaço de Cana de Açúcar	Operação	80,00	09/01/2044
Tropical Bioenergia	Edéia - GO	Agroindustriais	Bagaço de Cana de Açúcar	Operação	80,00	16/04/2039
Porto das Águas II	Chapadão do Céu - GO	Agroindustriais	Bagaço de Cana de Açúcar	Operação	80,00	09/01/2044
Unidade de Bioenergia Água Emendada	Perolândia - GO	Agroindustriais	Bagaço de Cana de Açúcar	Operação	79,83	13/02/2044
Codora	Goianésia - GO	Agroindustriais	Bagaço de Cana de Açúcar	Operação	78,00	26/02/2045
Nardini Aporé	Aporé - GO	Agroindustriais	Bagaço de Cana de Açúcar	Operação	75,00	19/06/2039
Unidade de Bioenergia Morro Vermelho	Mineiros - GO	Agroindustriais	Bagaço de Cana de Açúcar	Operação	72,70	13/02/2044
Esplanada (Antiga Jalles Machado)	Goianésia - GO	Agroindustriais	Bagaço de Cana de Açúcar	Operação	65,00	13/06/2031
Itumbiara	Itumbiara - GO	Agroindustriais	Bagaço de Cana de Açúcar	Operação	61,50	13/05/2039
Xavantes Aruanã	Goiânia - GO	Petróleo	Óleo Diesel	Operação	53,58	26/06/2032

Fonte: Elaboração própria com dados da ANEEL/Dados Abertos

Essa configuração reforça a forte integração entre a matriz elétrica estadual e a economia agroindustrial, especialmente o setor sucroenergético, conferindo a Goiás vantagens competitivas para a expansão de soluções associadas à biomassa, ao biogás e, potencialmente, ao biometano.

Em contrapartida, a expansão de termelétricas fósseis tende a permanecer limitada. No médio prazo, a evolução do parque termelétrico deverá concentrar-se na modernização das unidades existentes, no aumento da eficiência de conversão energética e no fortalecimento de fontes despacháveis capazes de complementar a crescente participação das fontes intermitentes. Dessa forma, a geração termelétrica tende a assumir papel cada vez mais associado à flexibilidade operativa, à segurança sistêmica e ao aproveitamento das sinergias com as cadeias produtivas locais, consolidando Goiás como um dos principais polos de bioenergia do país.

A classificação das usinas segundo o regime de exploração conforme a Tabela 4, evidencia a predominância dos Produtores Independentes de Energia (PIE), modalidade em que os agentes assumem os riscos do empreendimento e podem comercializar a energia produzida no mercado, inclusive no Ambiente de Contratação Livre (ACL). Já as unidades enquadradas como Autoprodutores de Energia (APE) destinam sua produção prioritariamente ao consumo próprio, funcionando como instrumento de redução de custos e aumento da competitividade das atividades industriais.

Em ambos os regimes observa-se forte presença da agroindústria sucroenergética. As unidades PIE concentram os maiores empreendimentos do estado, incluindo as usinas de Palmeiras de Goiás, Caçu, Jataí, Quirinópolis e Chapadão do Céu, além de algumas termelétricas a derivados de petróleo instaladas em centros urbanos e polos industriais. As usinas APE, por sua vez, estão predominantemente associadas às próprias unidades industriais do setor sucroalcooleiro, nas quais a geração elétrica integra o processo produtivo e permite o aproveitamento energético dos resíduos da cana-de-açúcar. Essa combinação de modelos voltados tanto à comercialização quanto ao autoconsumo evidencia a estreita relação entre a expansão da geração termelétrica e a estrutura produtiva do estado.

Figura 31 Análise de UTEs pelo regime de exploração PIE

Município	Fonte	Combustível	Fase	Outorga	Pot. outorgada (MW)	Fim vigência	Anos até fim	Regime
Palmeiras de Goiás - GO	Petróleo	Óleo Diesel	Operação	Autorização	175,560	04/08/2042	16,1	PIE
Aparecida de Goiânia - GO	Petróleo	Óleo Diesel	Construção	Autorização	142,136	14/02/2060	33,7	PIE
Caçu - GO	Agroindustriais	Bagaço de Cana de Açúcar	Operação	Autorização	130,000	26/01/2044	17,6	PIE
Jataí - GO	Agroindustriais	Bagaço de Cana de Açúcar	Operação	Autorização	105,000	20/02/2044	17,7	PIE
Quirinópolis - GO	Agroindustriais	Bagaço de Cana de Açúcar	Operação	Autorização	80,000	13/12/2041	15,5	PIE
Chapadão do Céu - GO	Agroindustriais	Bagaço de Cana de Açúcar	Operação	Autorização	80,000	09/01/2044	17,6	PIE

Chapadão do Céu - GO	Agroindustriais	Bagaço de Cana de Açúcar	Operação	Autorização	80,000	09/01/2044	17,6	PIE
Perolândia - GO	Agroindustriais	Bagaço de Cana de Açúcar	Operação	Autorização	79,828	13/02/2044	17,7	PIE
Goianésia - GO	Agroindustriais	Bagaço de Cana de Açúcar	Operação	Autorização	78,000	26/02/2045	18,7	PIE
Aporé - GO	Agroindustriais	Bagaço de Cana de Açúcar	Operação	Autorização	75,000	19/06/2039	13,0	PIE
Mineiros - GO	Agroindustriais	Bagaço de Cana de Açúcar	Operação	Autorização	72,700	13/02/2044	17,7	PIE
Goianésia - GO	Agroindustriais	Bagaço de Cana de Açúcar	Operação	Autorização	65,000	13/06/2031	5,0	PIE
Itumbiara - GO	Agroindustriais	Bagaço de Cana de Açúcar	Operação	Autorização	61,500	13/05/2039	12,9	PIE
Goiânia - GO	Petróleo	Óleo Diesel	Operação	Autorização	53,576	26/06/2032	6,0	PIE
Turvelândia - GO	Agroindustriais	Bagaço de Cana de Açúcar	Operação	Autorização	50,000	22/12/2056	30,5	PIE
Goiatuba - GO	Agroindustriais	Bagaço de Cana de Açúcar	Operação	Autorização	46,520	31/03/2033	6,8	PIE
Quirinópolis - GO	Agroindustriais	Bagaço de Cana de Açúcar	Operação	Autorização	44,500	12/07/2056	30,1	PIE
Anápolis - GO	Petróleo	Óleo Diesel	Operação	Autorização	44,440	23/05/2032	5,9	PIE
Rubiataba - GO	Agroindustriais	Bagaço de Cana de Açúcar	Operação	Autorização	40,000	06/05/2034	7,9	PIE
Quirinópolis - GO	Agroindustriais	Bagaço de Cana de Açúcar	Operação	Autorização	40,000	15/06/2042	16,0	PIE
Cachoeira Dourada - GO	Agroindustriais	Bagaço de Cana de Açúcar	Operação	Autorização	40,000	06/02/2044	17,6	PIE
Goiatuba - GO	Agroindustriais	Bagaço de Cana de Açúcar	Operação	Autorização	40,000	23/02/2057	30,7	PIE
Montes Claros de Goiás - GO	Agroindustriais	Bagaço de Cana de Açúcar	Construção	Autorização	38,250	02/12/2044	18,5	PIE
Niquelândia - GO	Petróleo	Óleo Combustível	Operação	Autorização	36,000	23/10/2032	6,4	PIE

Edéia - GO	Agroindustriais	Bagaço de Cana de Açúcar	Operação	Autorização	32,000	08/09/2044	18,2	PIE
Uruaçu - GO	Agroindustriais	Bagaço de Cana de Açúcar	Operação	Autorização	25,000	04/04/2057	30,8	PIE
Morrinhos - GO	Agroindustriais	Bagaço de Cana de Açúcar	Operação	Autorização	24,000	27/03/2037	10,8	PIE
Goiatuba - GO	Agroindustriais	Bagaço de Cana de Açúcar	Operação	Autorização	16,000	07/06/2043	17,0	PIE
Ipameri - GO	Floresta	Lenha	Construção não iniciada	Autorização	10,200	23/04/2053	26,9	PIE
Carmo do Rio Verde - GO	Agroindustriais	Bagaço de Cana de Açúcar	Operação	Autorização	10,000	06/05/2034	7,9	PIE
Itumbiara - GO	Agroindustriais	Bagaço de Cana de Açúcar	Operação	Autorização	8,500	08/08/2051	25,1	PIE
Goianésia - GO	Agroindustriais	Bagaço de Cana de Açúcar	Operação	Autorização	7,300	11/11/2034	8,4	PIE

Fonte: ANEEL/Dados Abertos

Usinas Fotovoltaicas- UFVs

As 23 UFVs em operação no estado somam 360,4 MW de potência outorgada. A capacidade fotovoltaica centralizada de Goiás, contudo, sofreu uma transformação recente: o complexo Barro Alto I a VII, no município de Vila Propício (Centro Goiano), composto por sete usinas de 50,0 MW cada, totalizando 350,0 MW, entrou em operação em março de 2026 e passou a responder, isoladamente, por cerca de 97% da fotovoltaica centralizada do estado. As demais UFVs em operação têm potência individual igual ou inferior a 4 MW e perfil predominantemente de autoprodução ou geração para consumo próprio. O pipeline de UFVs com outorga e construção não iniciada é o vetor mais expressivo de expansão da matriz centralizada estadual: 88 empreendimentos somando 4.130,0 MW o qual demonstra um montante mais de onze vezes superior à potência fotovoltaica atualmente em operação e equivalente a cerca de 43% da capacidade total instalada de geração centralizada no estado. Caso integralmente realizado, esse pipeline reposicionaria a fotovoltaica como segunda maior fonte da matriz centralizada goiana, atrás apenas das UHEs.

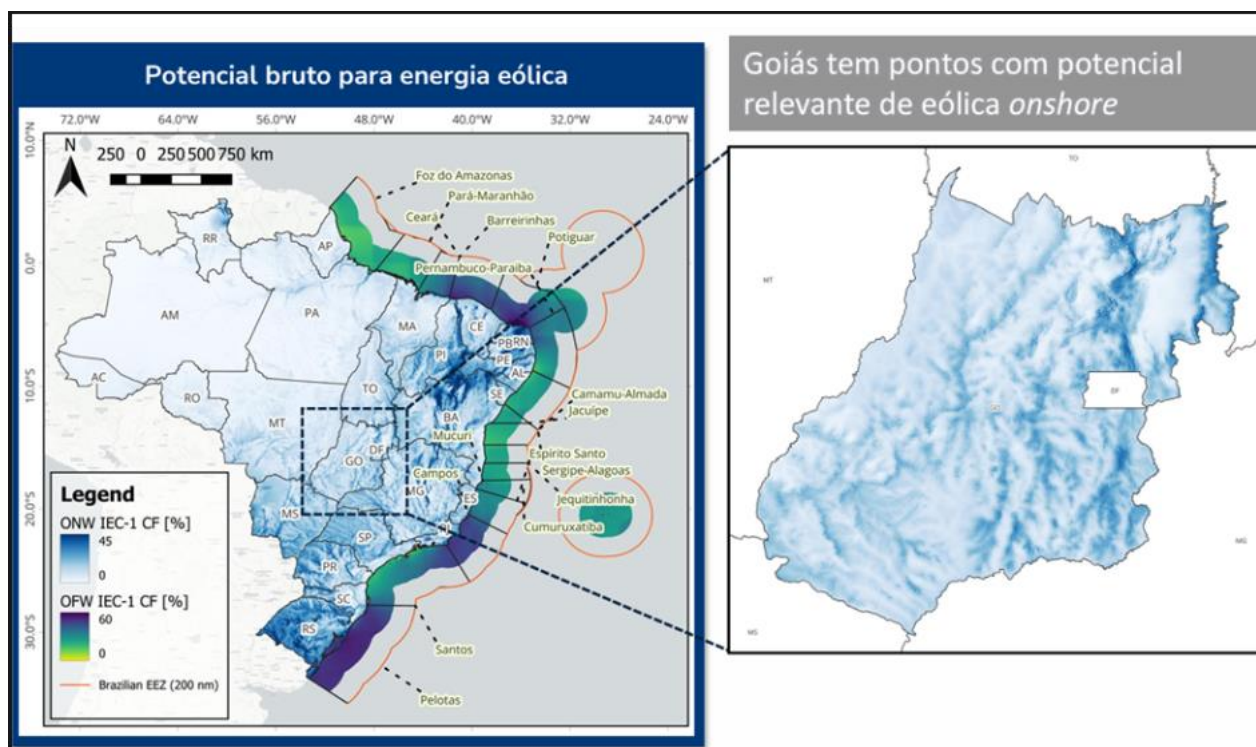
A expansão fotovoltaica centralizada representa a principal inflexão estrutural em curso na matriz elétrica goiana. As condições de elevada irradiação solar, disponibilidade territorial e proximidade com centros de carga tornam o estado particularmente competitivo para a atração de novos empreendimentos. A concretização desse pipeline, contudo, dependerá diretamente da evolução coordenada da infraestrutura de transmissão e distribuição, uma vez que parte relevante dos projetos outorgados se encontra condicionada à viabilidade de conexão e ao reforço da capacidade de escoamento. Nesse cenário, o avanço da fonte solar deverá demandar crescente integração com soluções de armazenamento eletroquímico (BESS), sistemas avançados de controle e compensação reativa, de forma a mitigar efeitos de intermitência, ampliar previsibilidade operacional e maximizar o aproveitamento sistêmico da expansão fotovoltaica. A consolidação dessa trajetória poderá reposicionar Goiás como um dos principais polos solares do Centro-Oeste brasileiro.

Usinas eólicas – EOL

Atualmente Goiás não possui usinas eólicas centralizadas em operação comercial com relevância na matriz estadual, e a participação da fonte eólica no estado é praticamente nula quando comparada à hidrelétrica, solar e biomassa. No caso de Goiás, embora existam estudos acadêmicos e levantamentos sobre potencial eólico localizado, sobretudo em áreas elevadas e alguns pontos do Nordeste goiano, esse potencial é considerado bem inferior ao potencial solar e menos competitivo economicamente quando comparado às regiões líderes do país.

Através da utilização de ferramenta **GeoPan**, realizamos um levantamento bruto e técnico para energia eólica no estado de GO. O **GeoPan** é uma ferramenta especializada em inteligência geoespacial, o que torna o processo mais ágil e preciso ao integrar bases cartográficas, dados energéticos e critérios locacionais em uma única plataforma de análise, como evidenciado na Figura 19.

Figura 32 Distribuição do Potencial Eólico Onshore em Goiás



Fonte: Global Wind Atlas – Acesso: 02/05/2026

Visualizando a imagem acima, sobre o potencial bruto de energia eólica no estado de Goiás, percebe-se que há áreas mais escuras com fator de capacidade elevado para eólica onshore, tornando-os candidatos para viabilidade destes projetos.

Após a verificação do potencial bruto para implantação de parques eólicos onshore, normalmente obtido a partir da análise inicial de velocidade do vento, fator de capacidade, declividade e altitude inicia-se a etapa de avaliação das restrições técnicas, territoriais e socioambientais, com o objetivo de refinar as áreas inicialmente aptas e identificar apenas aquelas efetivamente viáveis para o desenvolvimento de projetos.

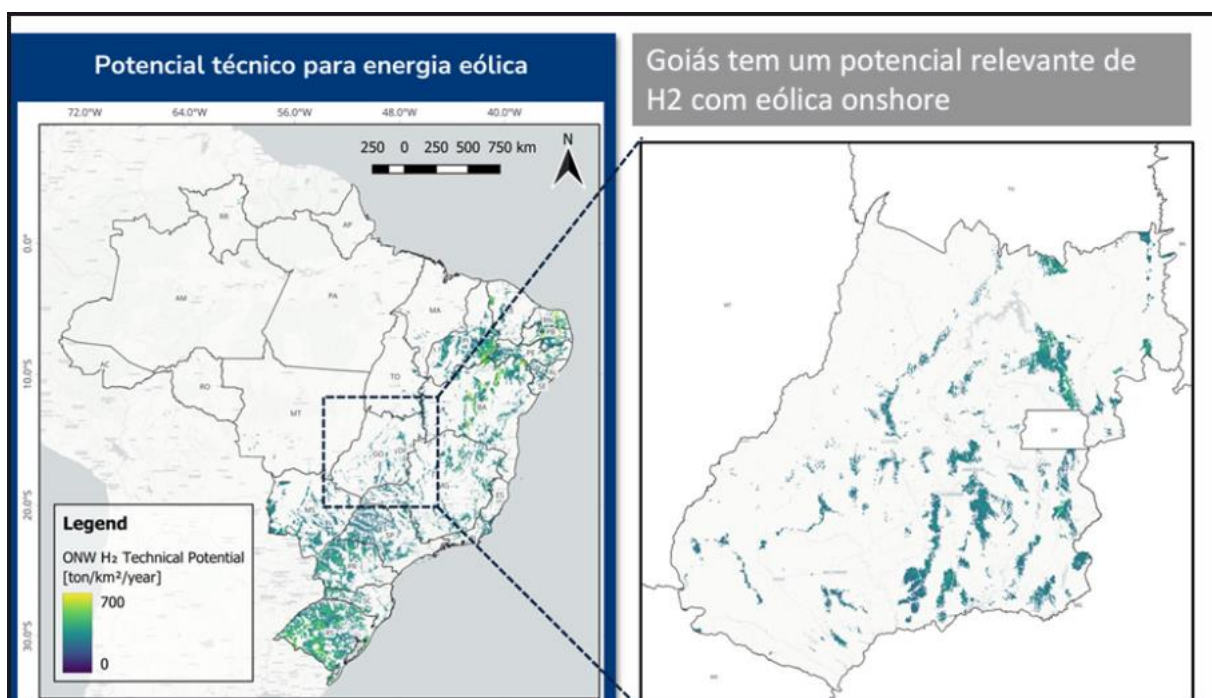
A partir dessa estrutura, são aplicados filtros relacionados a critérios técnicos, como limites máximos de declividade, adequação altimétrica e manutenção de velocidades mínimas de vento economicamente atrativas. Paralelamente, são incorporadas restrições locais, incluindo afastamentos mínimos de áreas urbanas, exclusão de terras indígenas e quilombolas, áreas de preservação ambiental e outras zonas legalmente protegidas. Também são avaliados aspectos de infraestrutura, como proximidade da rede elétrica e acessibilidade logística, recursos hídricos, fundamentais para a viabilidade de conexão e implantação.

Por meio do cruzamento espacial dessas camadas, o **GeoPan** permite a interseção sucessiva das restrições com o mapa de potencial bruto, eliminando as áreas incompatíveis e resultando no chamado **potencial técnico**, que representa a parcela do território onde o aproveitamento eólico é efetivamente possível sob critérios técnicos e regulatórios. A partir desse recorte, a ferramenta possibilita ainda o ranqueamento das áreas remanescentes com base em critérios econômicos, operacionais e estratégicos.

Em síntese, enquanto o potencial bruto indica apenas a disponibilidade física do recurso eólico, o uso de plataformas como o **GeoPan** transforma essa informação em um diagnóstico territorial mais robusto, permitindo identificar, de forma estruturada, as áreas com maior viabilidade técnica, ambiental e econômica para implantação de projetos eólicos onshore.

Ressalta-se que, além de contribuir para a diversificação da matriz elétrica do estado de Goiás, a exploração do potencial eólico da região também pode favorecer a produção de hidrogênio de baixa intensidade de carbono, a partir da eletrólise da água, processo que converte energia elétrica em energia química. Tal processo apresenta elevada demanda específica de eletricidade, de modo que, quando associado à geração renovável - como a eólica - pode reduzir significativamente as emissões de gases de efeito estufa associadas à produção de hidrogênio, gerando o “hidrogênio verde”. Na Figura a seguir, apresenta-se o potencial técnico para geração de energia eólica onshore em Goiás e sua possível associação à produção de hidrogênio verde.

Figura 33 Potencial Técnico Eólico e Hidrogênio Verde em Goiás



Fonte: Elaboração própria - FGV Energia

Assim, para as restrições aplicadas, o estado de Goiás apresenta uma área tecnicamente viável correspondente a aproximadamente 6,7% da área bruta, com redução de 342,99 para 22,88 km² para projeto eólica onshore. O estado apresenta um potencial técnico estimado de 5 Mton/ano de hidrogênio verde, o que corresponde a 26Mton/ano de amônia verde ou 20 Mton/ano de metanol verde, a partir de eólica onshore.

4.2.3. Geração Distribuída

A geração distribuída consolidou-se como um dos principais vetores de transformação recente do setor elétrico goiano. A expansão da micro e minigeração distribuída (MMGD), predominantemente fotovoltaica, redefiniu a relação entre consumidores, distribuidora e sistema elétrico ao ampliar a presença de unidades geradoras conectadas diretamente às redes de baixa e média tensão. Esse movimento foi impulsionado pela elevada disponibilidade de recurso solar, redução progressiva dos custos dos sistemas fotovoltaicos, incentivos regulatórios e pela crescente busca dos consumidores por maior previsibilidade e redução das despesas com energia elétrica.

Em Goiás, a MMGD apresenta forte predominância de sistemas solares fotovoltaicos, com distribuição territorial concentrada nas áreas de maior densidade populacional, renda, atividade comercial e dinamismo agroindustrial. A Região Metropolitana de Goiânia, o eixo Goiânia–Anápolis e os polos do Sul Goiano concentram parcela expressiva da potência instalada, enquanto regiões de menor densidade econômica registram crescimento mais gradual. Essa configuração evidencia que a difusão da geração distribuída está associada não apenas ao potencial solar disponível, mas também à capacidade de investimento dos consumidores, ao desenvolvimento econômico regional e às condições técnicas de acesso à rede de distribuição.

A regulamentação vigente para micro e minigeração distribuída estabelece diferentes modalidades de conexão, que variam desde procedimentos simplificados, frequentemente denominados, pelo mercado como fast track, até processos que demandam estudos técnicos detalhados de acesso e, em determinados casos, a realização de reforços estruturais na rede. Essa diferenciação regulatória busca conciliar a agilidade na expansão da MMGD com a preservação da segurança operativa, da confiabilidade e da qualidade do fornecimento nos sistemas de distribuição, especialmente em regiões com maior concentração de novas unidades geradoras.

Efeitos operacionais, restrições de acesso e coordenação institucional

Embora a expansão da MMGD proporcione benefícios econômicos diretos aos consumidores e contribua para a diversificação da matriz elétrica local, sua incorporação ao planejamento energético estadual exige atenção às limitações físicas e operacionais da infraestrutura existente. Como a geração solar distribuída se concentra no período diurno e está sujeita à variabilidade das condições de irradiação, sua crescente inserção altera a curva de demanda líquida e pode provocar fluxos bidirecionais em redes originalmente concebidas para operação predominantemente unidirecional. Esse fenômeno não invalida a geração distribuída, mas sinaliza a necessidade de atualização dos critérios de conexão, proteção, supervisão e operação da rede elétrica.

A percepção institucional da distribuidora reforça esse diagnóstico. Em entrevista concedida à equipe da pesquisa, representantes da Equatorial Goiás destacaram que o crescimento acelerado da MMGD vem produzindo impactos operacionais relevantes sobre a rede de distribuição e sobre sua interface com a Rede Básica, com forte pressão sobre equipamentos e padrões de desempenho. Segundo informação da concessionária, houve crescimento relevante das solicitações de conexão de sistemas fotovoltaicos entre 2024 e 2026, com aumento superior a 60% apenas nos primeiros meses de 2026 em relação ao mesmo período do ano anterior. Parte significativa desse avanço concentra-se nos pedidos enquadrados nos procedimentos simplificados de conexão (fast track), associados principalmente à microgeração residencial, cuja conexão costuma ocorrer sem análise prévia específica de fluxo reverso, ampliando a pressão operacional sobre determinados trechos da rede.

Os representantes da distribuidora ressaltaram ainda que, embora cada unidade individual apresente potência reduzida, o efeito agregado de milhares de conexões tem provocado alterações relevantes na operação do sistema, intensificando a ocorrência de fluxo reverso na rede de distribuição, com reflexos que já alcançam a interface com a Rede Básica. Esse cenário tem repercutido diretamente sobre a viabilidade de novos acessos, especialmente para minigeração distribuída, uma vez que as restrições de escoamento identificadas pelo **Operador Nacional do Sistema (ONS) vêm limitando novas conexões**, com a maioria das consultas associadas a projetos recebendo indicações recorrentes de inviabilidade de conexão. Na avaliação da distribuidora, parte dessas restrições ultrapassa a capacidade de resposta da rede local e está ligada à insuficiência estrutural da Rede Básica para absorver os fluxos reversos crescentes decorrentes da expansão da MMGD, exigindo reforços coordenados entre transmissão e distribuição, em linha com diagnósticos estruturais similares elaborados em outros sistemas de

distribuição, como os modelos de referência da CEMIG para gestão de capacidade e fluxos de potência.

A ANEEL publicou a **Nota Técnica nº 148/2025-STD**, com o objetivo de propor aprimoramentos regulatórios para o tratamento dos excedentes de energia e para o aumento da flexibilidade operacional das redes de distribuição, diante dos impactos provocados pela expansão acelerada da MMGD, especialmente da geração fotovoltaica. O documento foi elaborado a partir de manifestações técnicas do (ONS) e de distribuidoras de energia, que relataram preocupações relacionadas ao aumento dos excedentes energéticos, restrições de escoamento e riscos à segurança operativa do Sistema Interligado Nacional (SIN). Como desdobramento, a ANEEL instaurou a **Consulta Pública nº 009/2026**, estabelecendo o período de 23 de abril a 6 de junho de 2026 com o objetivo de colher contribuições da sociedade e dos agentes do setor elétrico acerca das propostas de aprimoramento regulatório relacionadas ao tratamento de excedentes de energia e à operação da geração distribuída.

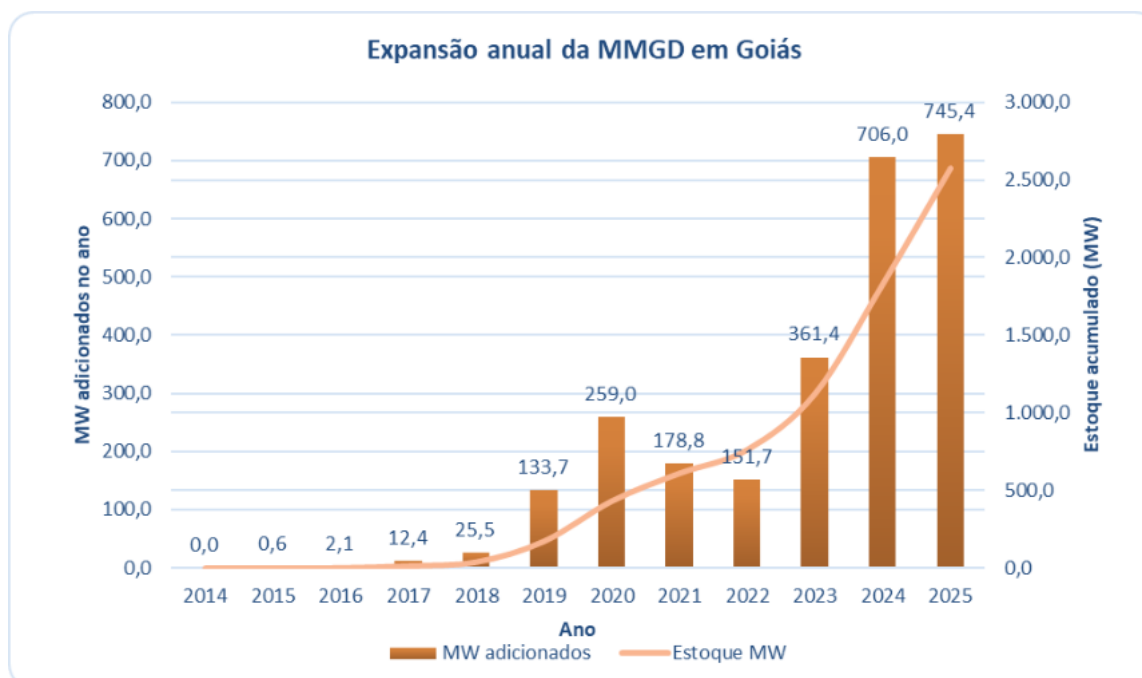
A Nota Técnica propõe o fortalecimento da atuação do ONS e das distribuidoras na gestão de excedentes de energia, incluindo a possibilidade de cortes emergenciais de geração distribuída para garantir a segurança do sistema. Entre as principais medidas estão o combate a ampliações irregulares de potência em sistemas de MMGD, a redefinição do conceito de potência instalada com base na capacidade dos inversores, a simplificação da negativa de conexão em áreas com restrições técnicas e a ampliação de mecanismos de conexão temporária de usinas para aumentar a flexibilidade operacional da rede.

Dessa forma, a **Consulta Pública nº 009/2026** representa uma etapa relevante na construção de um novo arcabouço regulatório voltado à adaptação do setor elétrico brasileiro ao cenário de elevada penetração da geração distribuída, buscando conciliar expansão tecnológica, segurança operativa e eficiência regulatória.

Contexto estatístico e estrutura da MMGD em Goiás

Em 2025, a mini e microgeração distribuída em Goiás contava com 170.835 empreendimentos em operação, totalizando 2.577 MW de potência instalada, montante equivalente a 27,1% da capacidade total da geração centralizada estadual. A matriz é praticamente baseada em energia solar: 99,98% dos empreendimentos e 99,1% da potência correspondem a usinas fotovoltaicas (UFV), ficando as demais fontes restritas a especificidades locais. Esse patamar reforça o papel da MMGD como componente estrutural da matriz elétrica goiana, com impactos diretos sobre planejamento e operação do sistema, como apresentado na Figura 12.

Figura 34 Evolução da micro e minigeração distribuída em Goiás



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL

A evolução temporal da MMGD em Goiás evidencia uma trajetória de expansão fortemente acelerada nos últimos anos. Até 2018, o estoque estadual não ultrapassava 41 MW de potência instalada. A partir de 2019, observa-se a primeira inflexão relevante, com adição de 133,7 MW em um único ano, crescimento de 329% sobre o estoque acumulado, movimento associado à consolidação do regime regulatório estabelecido pela Resolução Normativa nº 482/2012.

Uma segunda e mais expressiva inflexão ocorre a partir de 2023, consolidando-se em 2024 e 2025, períodos nos quais foram conectados, respectivamente, 706,0 MW e 745,4 MW. Juntos, esses dois anos concentram aproximadamente 50% do total de empreendimentos e 56% da potência atualmente instalada no estado, coincidindo com o período de transição regulatória definido pela Lei nº 14.300/2022, que instituiu o Marco Legal da MMGD e estabelece prazos para manutenção das condições tarifárias anteriores, induzindo a antecipação de solicitações de conexão.

A distribuição territorial da MMGD reproduz o padrão de concentração econômica do estado. O Centro Goiano lidera com 1.111,5 MW (43,3% da potência instalada), impulsionado principalmente pela Região Metropolitana de Goiânia, onde o município de Goiânia, isoladamente, responde por 358,0 MW, cerca de 14% da capacidade estadual. O Sul Goiano ocupa a segunda posição, com 848,3 MW (33,1%), distribuídos entre polos como Rio Verde, Itumbiara, Caldas Novas,

Jataí e Catalão, refletindo o dinamismo do agronegócio, da agroindústria e do setor de serviços. Juntas, essas duas mesorregiões concentram 76,4% da potência instalada em MMGD no estado. As demais mesorregiões (Leste, Noroeste e Norte) participam com 10,9%, 6,9% e 5,7%, respectivamente. Esse padrão confirma que, embora o potencial solar seja amplamente distribuído em Goiás, a difusão da geração distribuída permanece fortemente condicionada por fatores econômicos, capacidade de investimento, densidade de carga e condições locais de acesso à infraestrutura elétrica.

Estrutura por porte e classe de consumo

A estrutura da MMGD goiana é amplamente dominada pela microgeração em número de unidades conectadas: das 170.835 instalações em operação, 169.211 correspondem à microgeração, o equivalente a 99% do total. A minigeração, embora represente apenas 1.624 unidades, responde por 820,4 MW, ou 31,8% da potência instalada estadual de 2.576,5 MW, evidenciando maior porte médio e maior impacto individual sobre a operação da rede.

A análise por classe de consumo revela diferenças relevantes no perfil de adoção da tecnologia. A classe residencial concentra 137.511 empreendimentos (80,5% do total) e 1.223,5 MW de potência instalada (47,5%), refletindo a ampla difusão de sistemas de pequeno porte em telhados residenciais. A classe comercial, com 15.837 empreendimentos (9,3%), reúne 920,0 MW (35,7% da potência), indicando potência média significativamente superior à observada no segmento residencial. A classe rural ocupa a terceira posição, com 15.654 empreendimentos e 326,2 MW (12,7%), demonstrando a crescente inserção da tecnologia em propriedades agropecuárias. As demais classes como industrial, poder público, serviço público e iluminação pública possuem participação residual, somando conjuntamente menos de 4,3% da potência instalada, como sintetizado na **Figura 35**.

Figura 35 Empreendimentos e potência instalada da MMGD por classe de consumo em Goiás

Classe	Nº de empreendimentos	Potência instalada (MW)
Residencial	137.511	1.223,5
Comercial	15.837	920,0
Rural	15.654	326,2
Industrial	952	80,4
Poder Público	843	24,5
Serviço Público	34	1,8
Iluminação Pública	4	0,1

Total	170.835	2.576,5
--------------	----------------	----------------

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL

Perspectivas de planejamento e integração ao sistema

Nesse contexto, a geração distribuída deve ser compreendida simultaneamente como instrumento estratégico de descentralização energética e como indutora de novas exigências operacionais para o sistema elétrico. Sua expansão sustentável depende da realização de investimentos coordenados em reforço de rede, automação, monitoramento avançado, armazenamento de energia e aprimoramento dos critérios técnicos de conexão, de forma a assegurar compatibilização entre a expansão da MMGD, a qualidade do fornecimento e a segurança operativa. A continuidade desse processo exige articulação entre distribuidora, ONS, ANEEL, EPE, MME e o planejamento energético estadual, especialmente quando houver risco de impacto sobre ativos de transmissão, sobrecarga de equipamentos ou necessidade de sistemas especiais de proteção.

Casos específicos de restrição de conexão, como aqueles associados a determinadas regiões ou subestações, devem ser incorporados ao diagnóstico apenas quando acompanhados de documentação técnica validada. A identificação dessas ocorrências é relevante para o Plano Estadual de Energia, pois permite diferenciar limitações localizadas de tendências estruturais da rede, orientando estudos posteriores sobre reforços, automação, armazenamento, resposta à demanda e critérios de conexão. Assim, o fluxo reverso deve ser tratado como um dos principais pontos de atenção para compatibilizar a expansão da geração distribuída, a qualidade do fornecimento e a estabilidade do sistema elétrico goiano.

4.2.4. Fontes renováveis e complementaridade operativa da matriz elétrica goiana

A matriz elétrica goiana caracteriza-se por elevada participação de fontes renováveis, com predominância histórica da geração hidrelétrica e expansão recente da energia solar fotovoltaica, tanto na modalidade centralizada quanto distribuída, além da presença relevante da biomassa associada ao setor sucroenergético. Essa configuração confere ao estado uma base de oferta diversificada, composta por fontes com diferentes características operativas, sazonalidades e níveis de flexibilidade, criando condições favoráveis à complementaridade energética e ao fortalecimento da segurança de suprimento.

A geração hidrelétrica permanece como principal eixo estruturante da matriz estadual, exercendo papel central não apenas pelo volume de potência instalada, mas também por sua

capacidade de modulação operativa. Em um contexto de crescente inserção de fontes intermitentes no Sistema Interligado Nacional (SIN), os reservatórios localizados em Goiás assumem função estratégica ao fornecer flexibilidade operacional, suporte à regulação de frequência, reserva de potência e capacidade de resposta rápida a variações sistêmicas de geração e demanda.

A biomassa, por sua vez, apresenta papel complementar particularmente relevante. Vinculada ao parque sucroenergético do Sul Goiano e de outras áreas de forte atividade agroindustrial, sua geração está fortemente associada ao ciclo da cana-de-açúcar. Essa característica confere à fonte biomassa importante sinergia com a matriz hídrica, uma vez que sua produção tende a se intensificar justamente durante o período seco do Centro-Oeste, quando os níveis dos reservatórios hidrelétricos frequentemente se encontram sob maior pressão. Dessa forma, a cogeração a partir do bagaço de cana contribui para reduzir a sazonalidade da oferta e ampliar a resiliência do sistema.

A fonte solar apresenta dupla relevância para o planejamento energético estadual. Na geração centralizada, o expressivo volume de projetos outorgados sinaliza potencial de transformação estrutural da composição da matriz elétrica goiana ao longo da próxima década, com possibilidade de consolidação da energia fotovoltaica como segunda principal fonte de geração do estado. Na modalidade distribuída, a expansão acelerada da micro e minigeração vem promovendo maior descentralização energética, aproximando a produção dos centros de consumo e reduzindo parcialmente a dependência de suprimento externo em determinadas regiões.

Entretanto, a complementaridade renovável não deve ser interpretada apenas como resultado da coexistência entre diferentes fontes. Sua efetividade depende da capacidade de coordenação entre geração, infraestrutura de transmissão e distribuição, perfis regionais de consumo e mecanismos operacionais de flexibilidade. A crescente inserção da geração solar, especialmente na forma distribuída, impõe novos desafios ao sistema ao concentrar produção nas horas de maior irradiação, alterar a curva de demanda líquida e ampliar a ocorrência de fluxos reversos em redes originalmente concebidas para operação unidirecional.

Nesse contexto, o aproveitamento pleno do potencial renovável goiano exige abordagem integrada de planejamento. A expansão coordenada entre geração centralizada, micro e minigeração distribuída, reforços da Rede Básica, modernização da rede de distribuição e incorporação gradual de soluções como automação avançada, armazenamento energético e resposta da demanda será determinante para converter a elevada disponibilidade de recursos renováveis em efetiva segurança energética e competitividade econômica.

Assim, a complementaridade entre hidreletricidade, biomassa e energia solar constitui uma das principais vantagens estruturais da matriz elétrica goiana. Contudo, sua materialização como

vetor sustentável de desenvolvimento dependerá da capacidade institucional e regulatória de antecipar gargalos, alinhar investimentos e assegurar que a transição energética ocorra de forma compatível com a estabilidade operativa e a expansão ordenada da infraestrutura elétrica estadual. Além das fontes renováveis já consolidadas, despontam como vetores tecnológicos complementares soluções emergentes associadas ao armazenamento e à conversão energética, com destaque para o hidrogênio verde. Embora ainda não integre de forma efetiva a matriz elétrica goiana, seu desenvolvimento futuro poderá representar importante mecanismo de flexibilidade sistêmica, especialmente diante da expansão da geração solar fotovoltaica. A utilização de excedentes renováveis para produção de hidrogênio por eletrólise apresenta potencial para mitigar restrições operativas associadas à intermitência, ampliar alternativas de armazenamento energético de longa duração e fortalecer a integração entre o sistema elétrico, o setor industrial e a cadeia agroenergética estadual.

No contexto goiano, seu potencial estratégico ultrapassa a dimensão estritamente elétrica. A produção local de hidrogênio verde poderá viabilizar, no médio e longo prazo, o desenvolvimento de cadeias industriais voltadas à fabricação de amônia verde e fertilizantes nitrogenados de baixa emissão de carbono, reduzindo a dependência externa de insumos essenciais ao agronegócio. Considerando a forte vocação agroindustrial do estado, essa integração entre energia renovável e produção de insumos agrícolas tende a ampliar a competitividade das cadeias produtivas regionais, fortalecer a segurança de abastecimento e impulsionar novas oportunidades de agregação de valor.

Nesse cenário, Goiás reúne condições estruturais favoráveis para o desenvolvimento gradual dessa rota tecnológica, em razão de sua elevada disponibilidade de recursos renováveis, posição logística estratégica, expansão da infraestrutura energética e crescente dinamismo industrial. A consolidação dessa agenda poderá posicionar o estado como referência nacional na articulação entre transição energética, inovação industrial e sustentabilidade do agronegócio, ampliando o papel da matriz elétrica goiana como plataforma de suporte ao desenvolvimento econômico de baixo carbono.

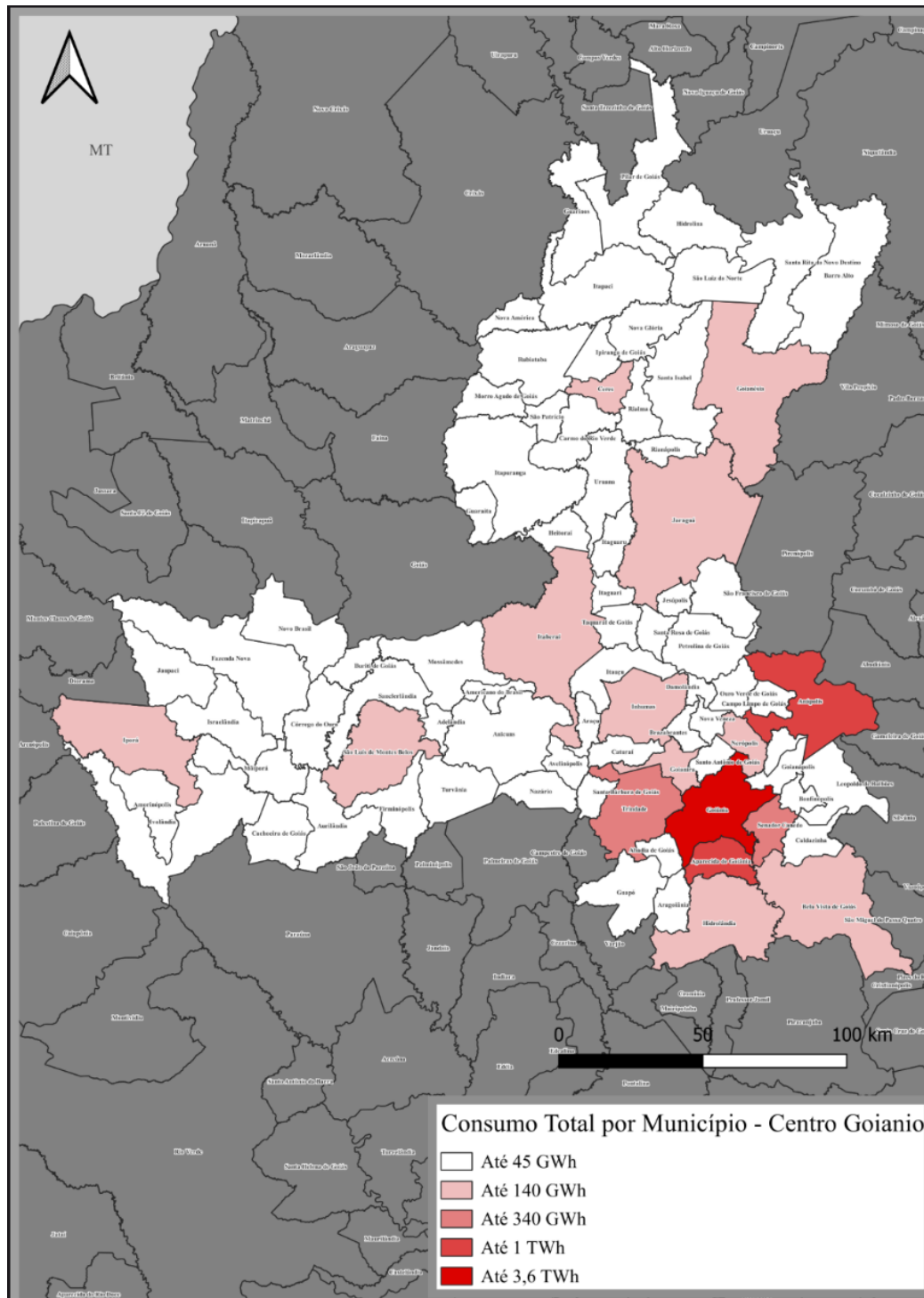
4.3. Perfil do Consumo de Energia Elétrica e Dinâmica de Mercado

4.3.1. Distribuição Territorial da Demanda (Consumo por Município)

Em Goiás, a universalização do acesso à energia elétrica encontra-se praticamente consolidada, especialmente nas áreas urbanas, onde novas ligações seguem os procedimentos regulares estabelecidos pela regulação setorial. Nas áreas rurais, embora ainda possam existir

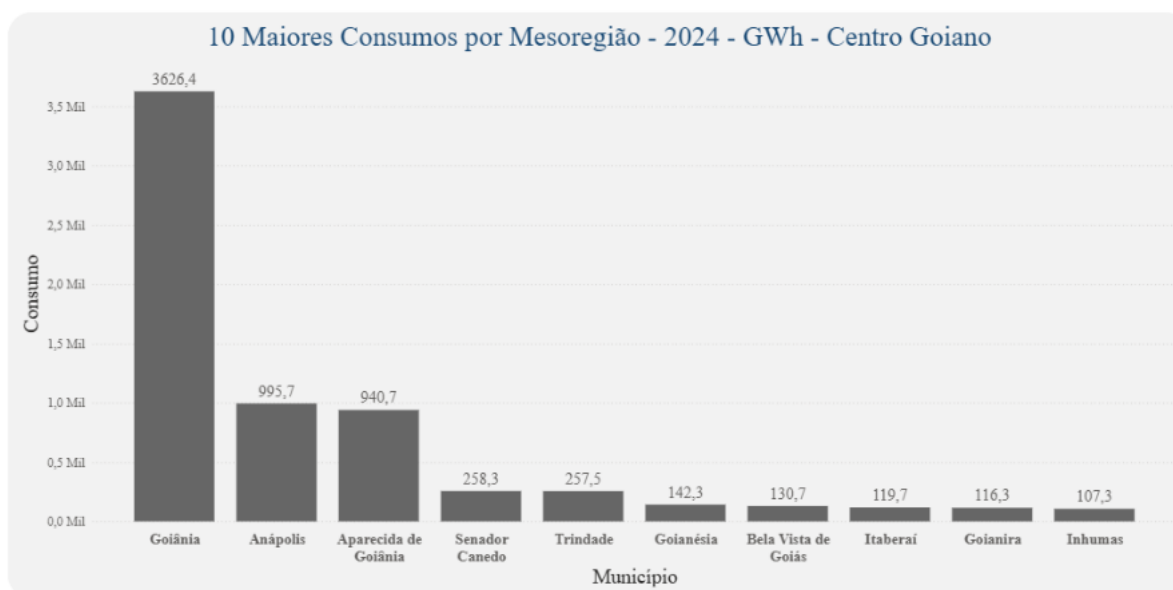
demandas pontuais relacionadas à expansão da rede em localidades dispersas ou de maior complexidade técnica, o estado não figura entre os casos de maior déficit de atendimento no país. Dessa forma, os principais desafios atuais da distribuição elétrica goiana concentram-se menos na ampliação do acesso e mais na modernização da infraestrutura, na melhoria da qualidade do fornecimento e na ampliação da capacidade da rede para acompanhar o crescimento da demanda e a expansão da geração distribuída.

Figura 36 Distribuição territorial do consumo no Centro Goiano



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EPE, ANEEL, BDGD e SIGA.

Figura 37 Consumo por Município - Centro Goiano

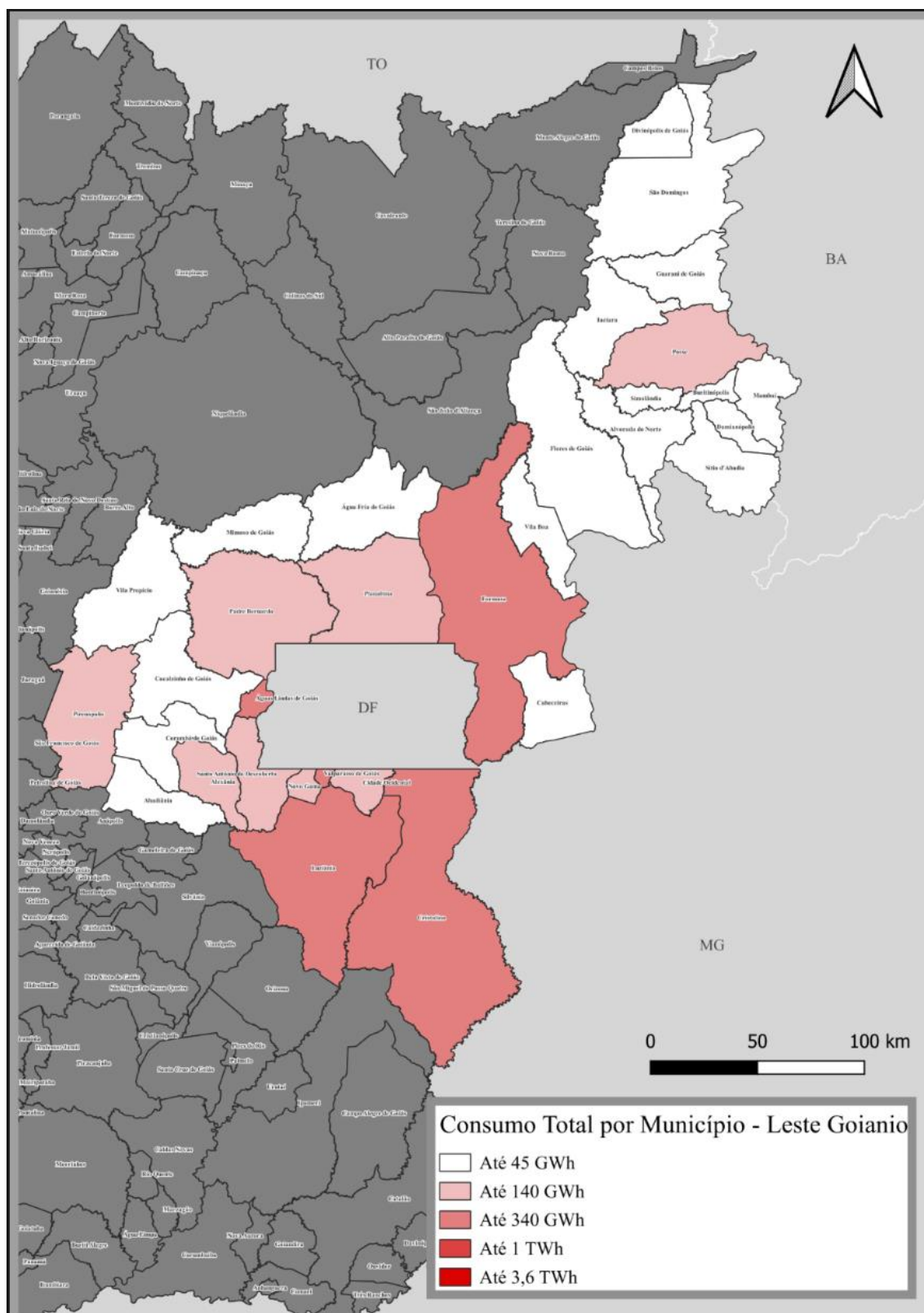


Fonte: Elaboração própria, com base nas bases setoriais utilizadas no diagnóstico.

Conforme apresentado nas figuras, o Centro Goiano consumiu, no período de referência, 8.000,6 GWh, atendendo 1,84 milhão de unidades consumidoras, o que corresponde a 51,7% do consumo total do estado e a maior participação entre as cinco mesorregiões. A distribuição interna desse consumo é concentrada: o município de Goiânia, isoladamente, responde por 3.626,4 GWh (45,3% do total da mesorregião e cerca de 23% do consumo estadual), seguido por Anápolis (995,7 GWh) e Aparecida de Goiânia (940,7 GWh); juntos, esses três municípios concentram aproximadamente 70% da demanda do Centro Goiano.

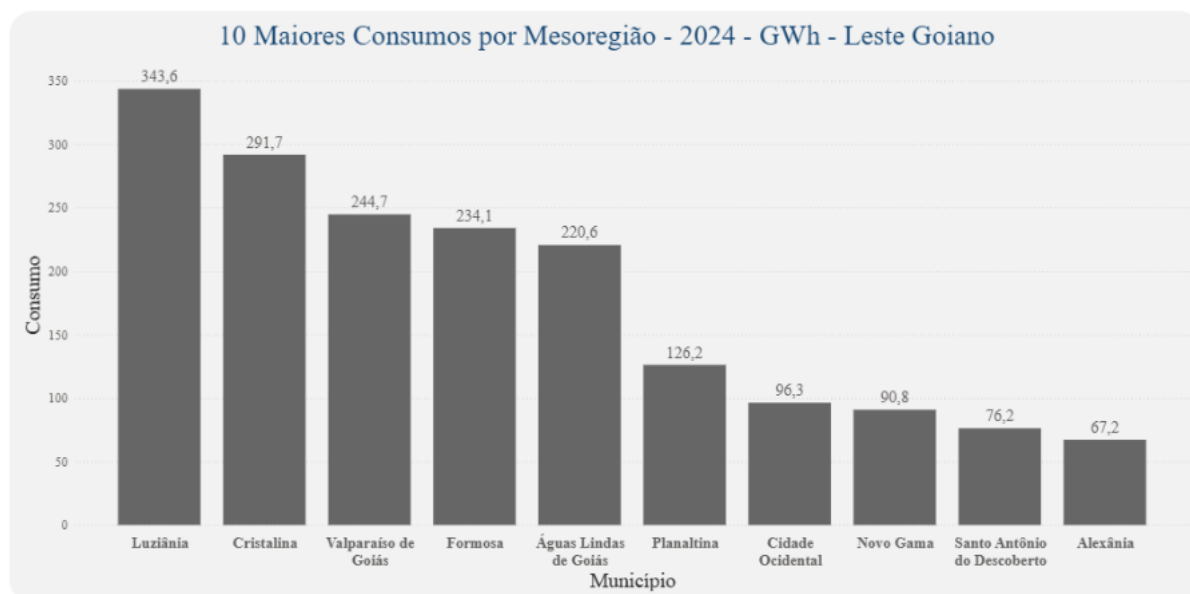
Os demais municípios da Região Metropolitana de Goiânia: Senador Canedo, Trindade, Goianira e Bela Vista de Goiás também figuram entre os dez maiores consumidores, reforçando o caráter de polarização metropolitana da demanda. Fora do eixo Goiânia–Anápolis, destacam-se Goianésia e Itaberaí, com consumo na faixa de 100 a 150 GWh em 2024. As microrregiões de Anicuns e Iporá, a oeste, apresentam consumo difuso e majoritariamente abaixo de 45 GWh por município. Quanto à composição por grupo tarifário, predominam o B1 (residencial baixa tensão) com 50,7% do consumo, seguido por A4 (média tensão, predominantemente comercial e industrial) com 31,8%.

Figura 38 Distribuição territorial do consumo no Leste Goiano



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EPE, ANEEL, BDGD e SIGA.

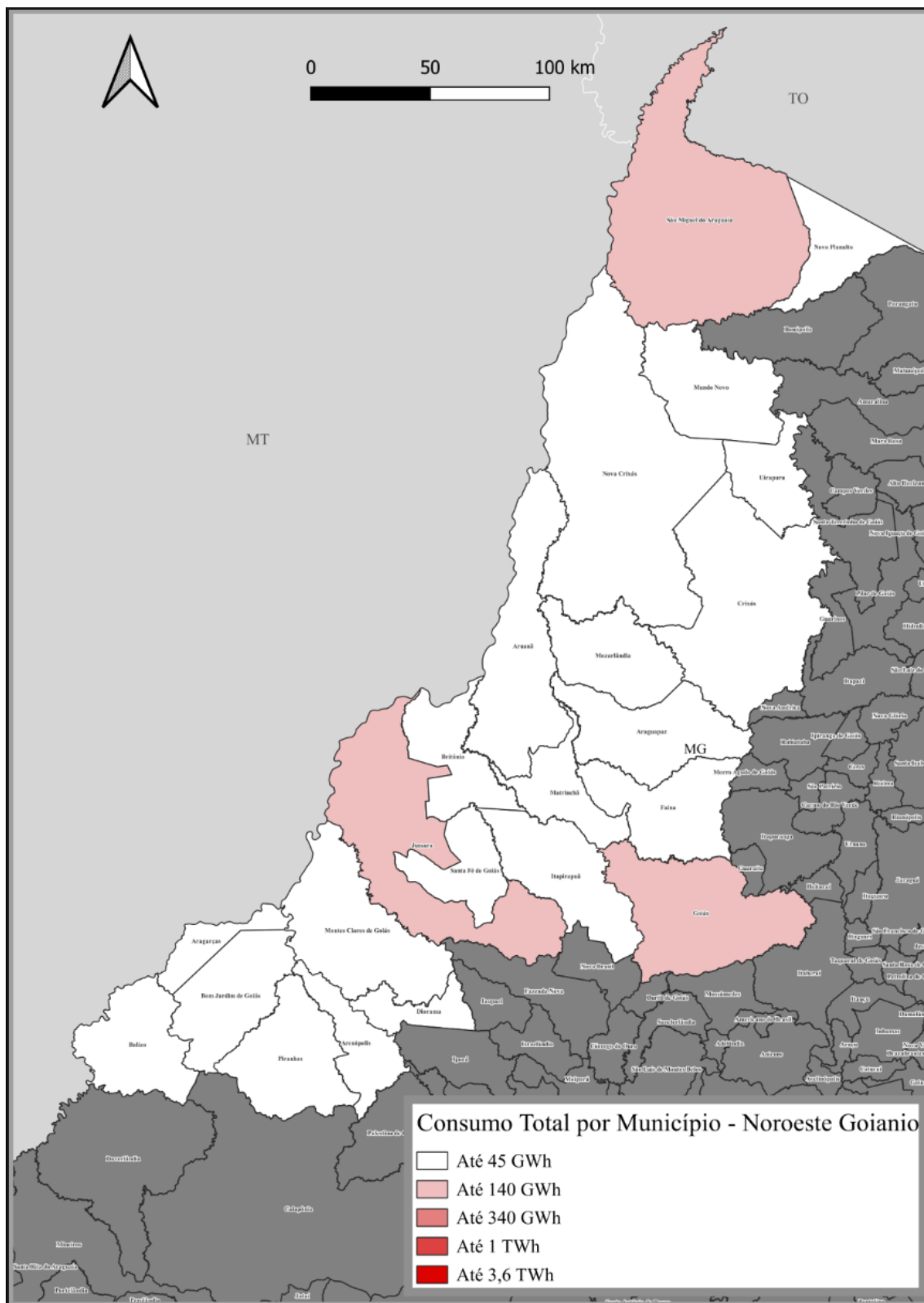
Figura 39 Consumo por subgrupo tarifário no Leste Goiano



Fonte: Elaboração própria, com base nas bases setoriais utilizadas no diagnóstico.

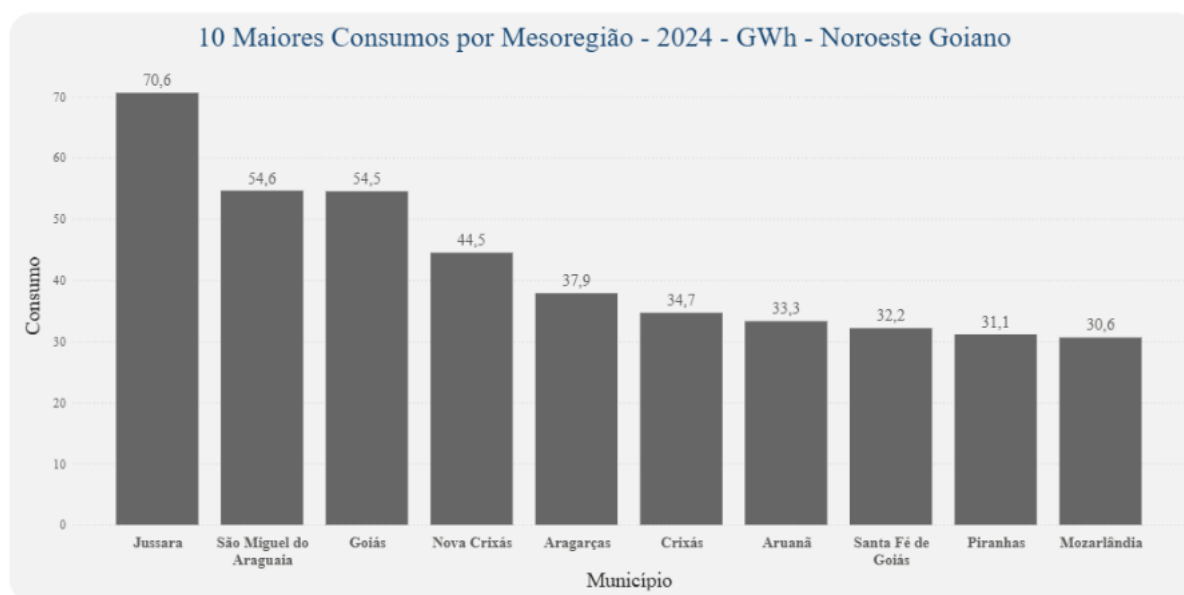
O Leste Goiano consumiu, no período de referência, 2.293,1 GWh, atendendo 672.421 unidades consumidoras, o que corresponde a 14,8% do consumo total do estado e à terceira maior participação entre as cinco mesorregiões. A distribuição interna desse consumo é assimétrica: os cinco maiores municípios concentram aproximadamente 58% da demanda da mesorregião, todos eles localizados no entorno do Distrito Federal — Luziânia (343,6 GWh), Valparaíso de Goiás (244,7 GWh), Formosa (234,1 GWh) e Águas Lindas de Goiás (220,6 GWh), à exceção de Cristalina (291,7 GWh), cuja relevância decorre da concentração de polos de irrigação e agroindústria. A microrregião do Vão do Paranã, por sua vez, apresenta consumo significativamente menor, com a maior parte de seus municípios situados na faixa de até 45 GWh anuais. Quanto à composição por grupo tarifário, predominam o B1 (residencial baixa tensão) com 49,3% do consumo, seguido por A4 (média tensão, predominantemente comercial e industrial) com 30,7%.

Figura 40 Distribuição territorial do consumo no Noroeste Goiano



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EPE, ANEEL, BDGD e SIGA.

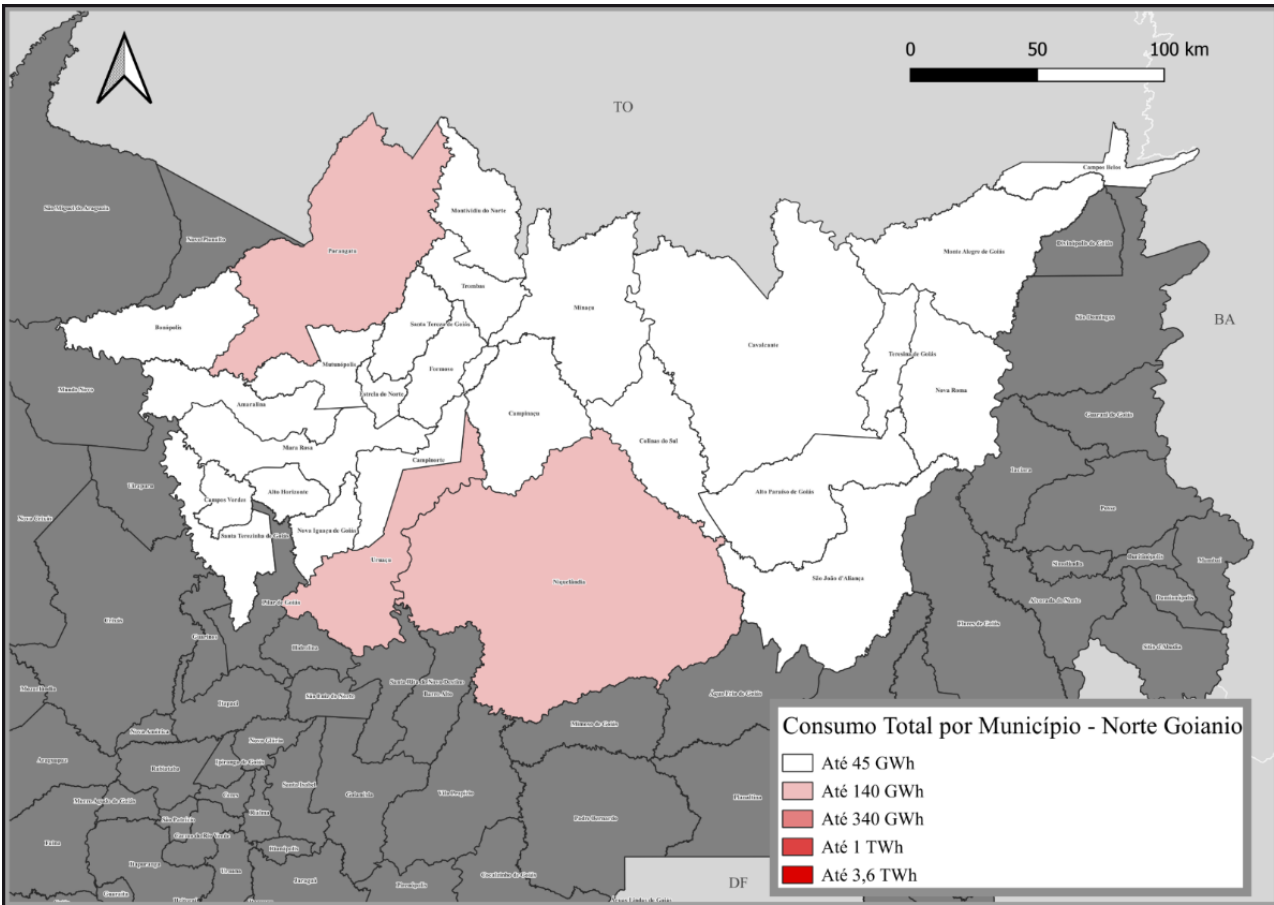
Figura 41 Consumo por subgrupo tarifário no Noroeste Goiano



Fonte: Elaboração própria, com base nas bases setoriais utilizadas no diagnóstico.

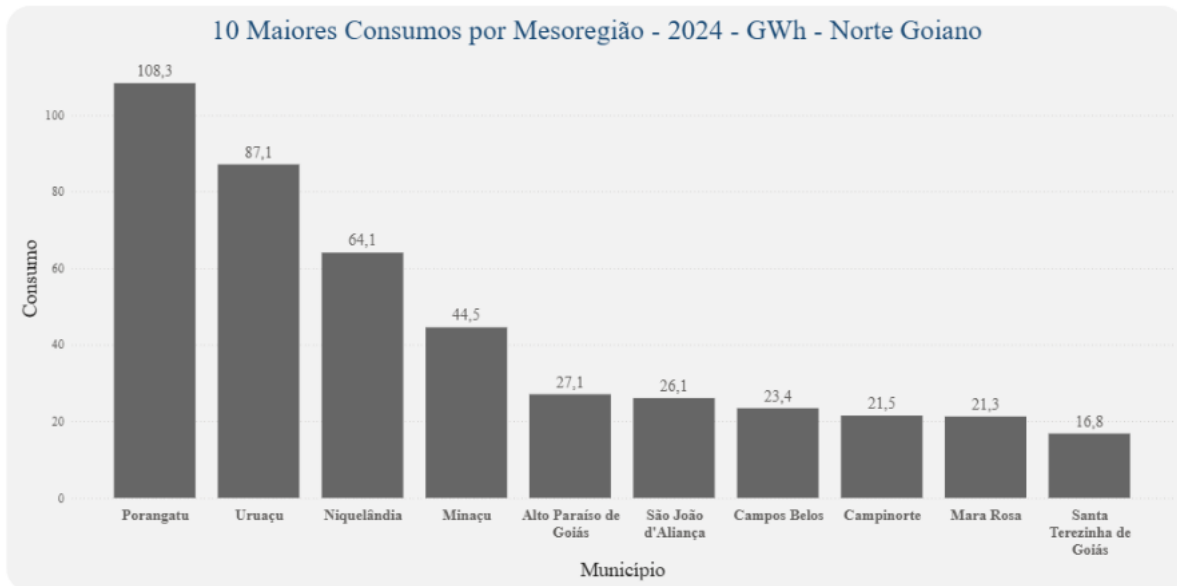
O Noroeste Goiano consumiu, no período de referência, 592,2 GWh, atendendo 125.228 unidades consumidoras, o que corresponde a 3,8% do consumo total do estado e à segunda menor participação entre as cinco mesorregiões, como se observa nas Figuras 17 e 18. A demanda é pulverizada e de baixa magnitude individual, por exemplo o maior consumidor da mesorregião, Jussara (70,6 GWh), encontra-se na faixa de até 140 GWh, com a maior parte dos demais municípios situados abaixo de 45 GWh anuais. Os cinco principais municípios — Jussara, São Miguel do Araguaia, Goiás, Nova Crixás e Aragarças — concentram cerca de 44% da demanda regional. A composição por grupo tarifário também difere das demais mesorregiões: o B1 lidera com 40,5%, mas com participação inferior à observada no Centro e no Leste; o B2RU (rural) atinge 19,2%, a maior proporção entre todas as mesorregiões do estado, o A4 responde por 24,3% e o B3, por 13,8%.

Figura 42 Distribuição territorial do consumo no Norte Goiano



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EPE, ANEEL, BDGD e SIGA

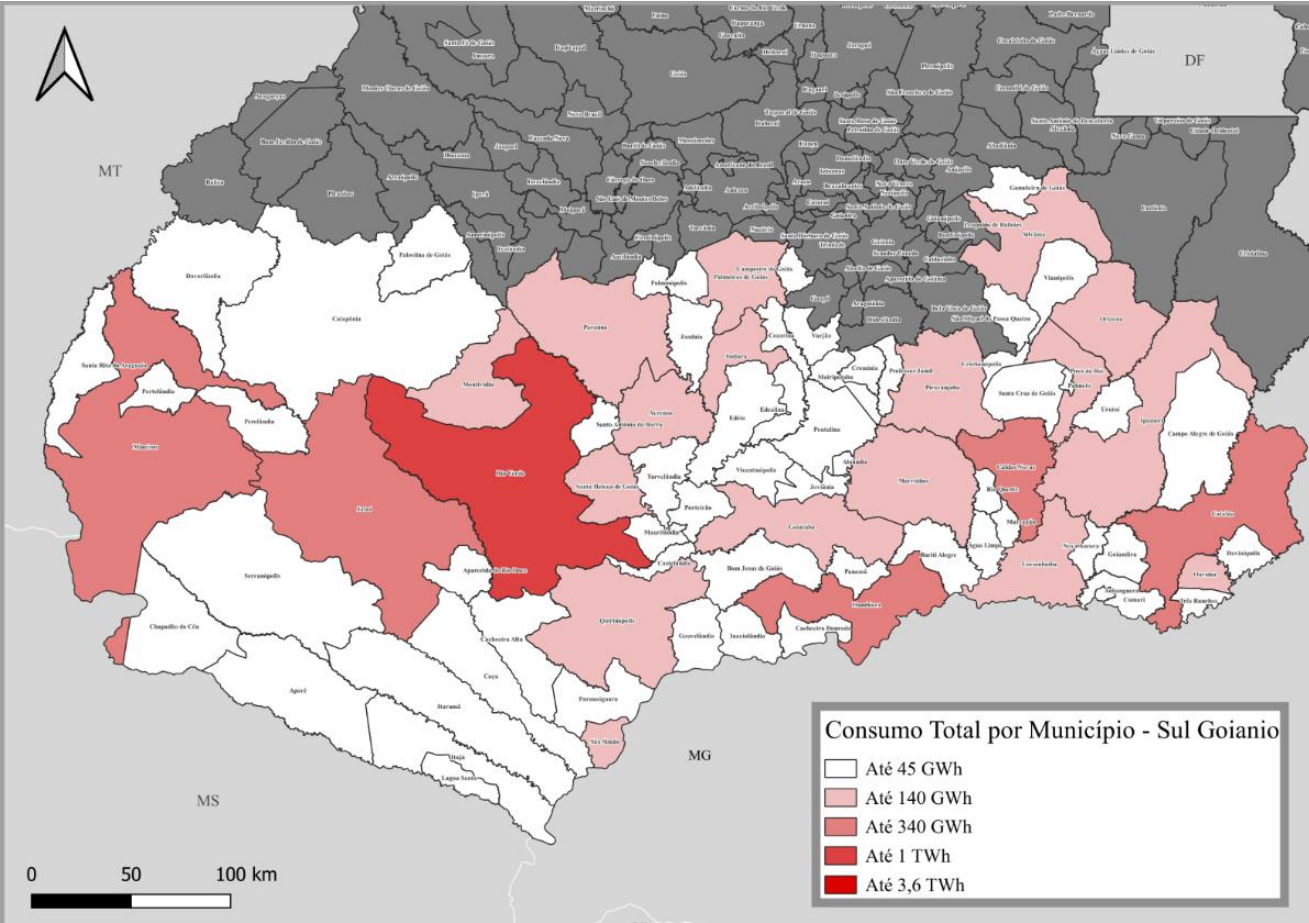
Figura 43 Consumo por subgrupo tarifário no Norte Goiano



Fonte: Elaboração própria, com base nas bases setoriais utilizadas no diagnóstico.

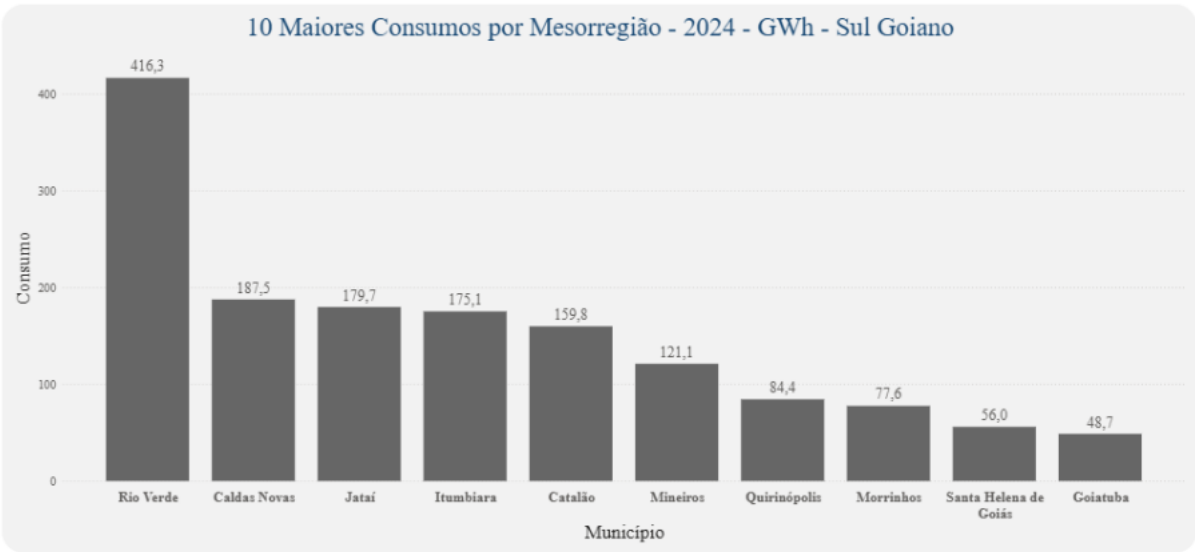
O Norte Goiano consumiu, no período de referência, 553,6 GWh, atendendo 153.723 unidades consumidoras, o que corresponde a 3,6% do consumo total do estado e à menor participação entre as cinco mesorregiões. A demanda é polarizada por três municípios alinhados ao eixo da BR-153: Porangatu (108,3 GWh), Uruaçu (87,1 GWh) e Niquelândia (64,1 GWh), que juntos concentram cerca de 47% do consumo da mesorregião fruto da atividade minerária associada ao corredor logístico Norte-Sul. Minaçu, sede do complexo da UHE Serra da Mesa, aparece em quarta posição com 44,5 GWh. A microrregião da Chapada dos Veadeiros, à exceção de Alto Paraíso de Goiás (27,1 GWh) e São João d'Aliança (26,1 GWh), apresenta consumo difuso e abaixo de 45 GWh por município, padrão coerente com a configuração da rede AT discutida na seção 5.2, visto que a maior parte da microrregião é atendida exclusivamente em média tensão, segundo as Figuras 19 e 20. A vocação residencial-rural da mesorregião reflete os subgrupos tarifários: o B1 lidera com 47,3% do consumo, seguido por A4 com 19,3%, B3 com 17,8% e B2RU com 14,5% — segunda maior proporção rural do estado, atrás apenas do Noroeste.

Figura 44 Distribuição territorial do consumo no Sul Goiano



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EPE, ANEEL, BDGD e SIGA.

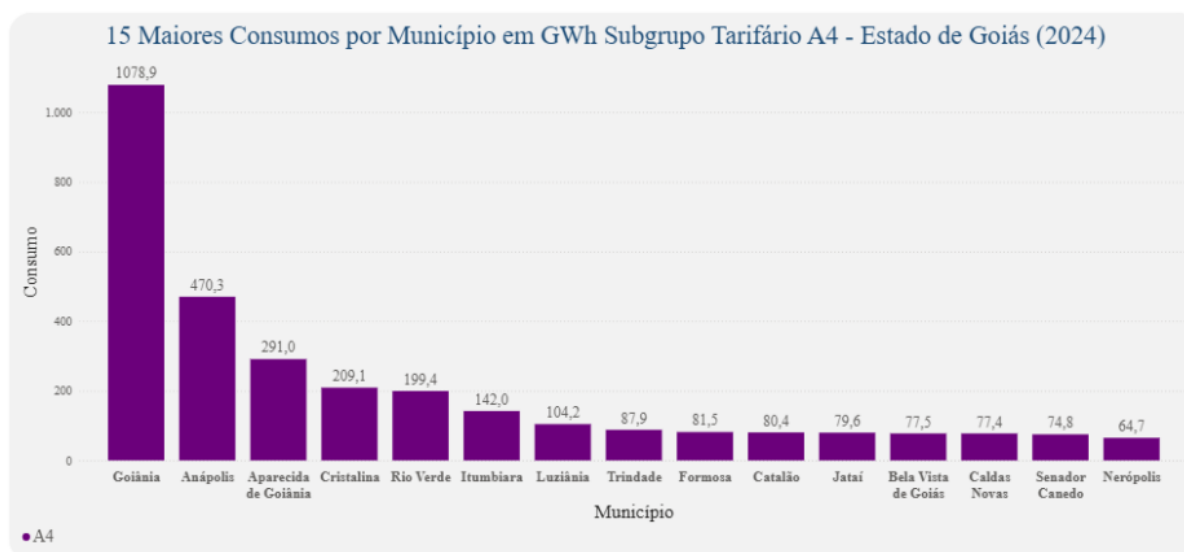
Figura 45 Consumo por subgrupo tarifário no Sul Goiano



Fonte: Elaboração própria, com base nas bases setoriais utilizadas no diagnóstico.

As Figuras acima mostram que o Sul Goiano consumiu, no período de referência, 4.025,2 GWh, atendendo 779.754 unidades consumidoras, o que corresponde a 26,0% do consumo total do estado e à segunda maior participação entre as cinco mesorregiões. O município de Rio Verde lidera com 634,0 GWh (15,8% do total da mesorregião), seguido por Itumbiara (318,0 GWh), Caldas Novas (265,3 GWh), Jataí (261,2 GWh), Catalão (248,8 GWh) e Mineiros (199,7 GWh). Esses seis municípios concentram cerca de 48% da demanda regional e mostram que a presença simultânea de polos agroindustriais (Rio Verde, Jataí, Mineiros), industriais e minerais (Catalão, Ouvidor), turísticos (Caldas Novas) e da geração hidrelétrica do Paranaíba (Itumbiara) garante um impacto na carga do estado. A composição por grupo tarifário é a mais equilibrada entre todas as mesorregiões: o B1 com 38,9%, menor proporção residencial entre as mesorregiões, o A4 atinge 31,1%, o B3 responde por 12,8% e o B2RU por 11,8%. Além disso, o Sul Goiano é a única mesorregião com consumo significativo em A2 e A3 (alta tensão, 5,1% combinados), diretamente associados a grandes consumidores industriais.

Figura 46 Maiores consumos do subgrupo tarifário A4 em Goiás



Fonte: Elaboração própria, com base nas bases setoriais utilizadas no diagnóstico.

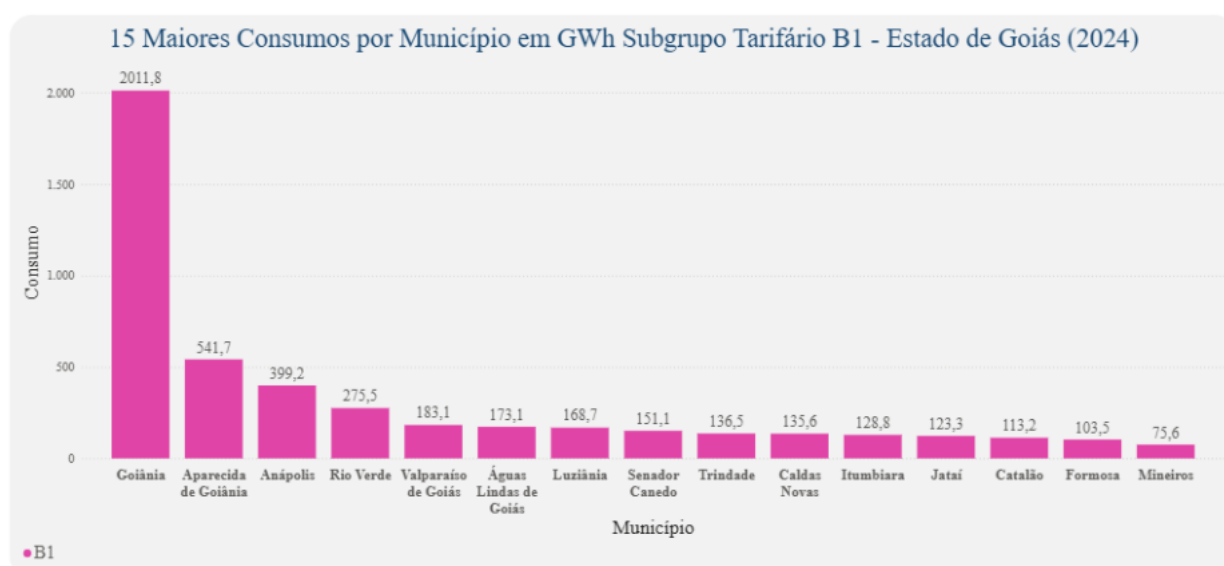
A Figura apresentada acima, representa os maiores consumos do subgrupo tarifário A4 em Goiás. O grupo tarifário A4, definido pela ANEEL como o segmento de consumidores conectados em média tensão, com tensão de fornecimento entre 2,3 kV e 25 kV, concentra 4.747,1 GWh de consumo no estado de Goiás, equivalente a 30,7% da demanda total estadual, com apenas 9.397 unidades consumidoras (0,26% das UCs do estado). Essa assimetria entre baixa quantidade de unidades e elevada participação no consumo é característica do grupo: o consumo médio por UC no ano de 2024 do A4 atinge cerca de 505 MWh, valor aproximadamente 230 vezes superior à

média do grupo B1 residencial. O perfil corresponde a consumidores comerciais e industriais de médio porte, agroindústrias, centros logísticos, abatedouros, frigoríficos, esmagadoras de grãos, polos de irrigação, redes de varejo de grande superfície e instalações de mineração.

A distribuição territorial do A4 segue, em linhas gerais, o adensamento econômico do estado, mas com nuances relevantes. O Centro Goiano lidera em volume absoluto, com 2.542,2 GWh (53,6% do A4 estadual), reflexo direto da concentração industrial e comercial nos polos de Goiânia (1.078,9 GWh em A4), Anápolis (470,3 GWh) e Aparecida de Goiânia (291,0 GWh). O Sul Goiano figura em segundo, com 1.250,5 GWh, distribuídos de forma multipolar entre Rio Verde, Itumbiara, Catalão e Jataí, os quais possuem perfil típico de cargas agroindustriais e do polo mineral. O Leste Goiano aparece em terceiro com 703,1 GWh, com destaque expressivo para Cristalina (209,1 GWh), município que, embora não esteja entre os maiores em consumo total, posiciona-se como o quarto maior consumidor estadual em A4, mostrando que o peso da agricultura irrigada tem papel de pivô central. Noroeste e Norte Goianos somam apenas 5,3% do A4 estadual.

A participação relativa do A4 no consumo de cada mesorregião também varia: alcança 31,8% no Centro, 31,1% no Sul e 30,7% no Leste, com forte componente industrial ou agroindustrial, e cai para 24,3% no Noroeste e 19,3% no Norte. Por sua vez, o consumo médio por UC dentro do grupo A4 apresenta variação significativa, com o Centro Goiano (573 MWh/UC) e o Leste Goiano (533 MWh/UC) acima da média estadual e o Norte Goiano (372 MWh/UC) abaixo.

Figura 47 Distribuição territorial do consumo do grupo tarifário B1 em Goiás



Fonte: Elaboração própria, com base nas bases setoriais utilizadas no diagnóstico.

O grupo tarifário B1 concentra 7.253,7 GWh de consumo no estado de Goiás, equivalente a 46,9% da demanda total estadual, distribuídos entre 3,10 milhões de unidades consumidoras (86,8% das UCs do estado). O consumo médio por UC é de aproximadamente 195 kWh por mês.

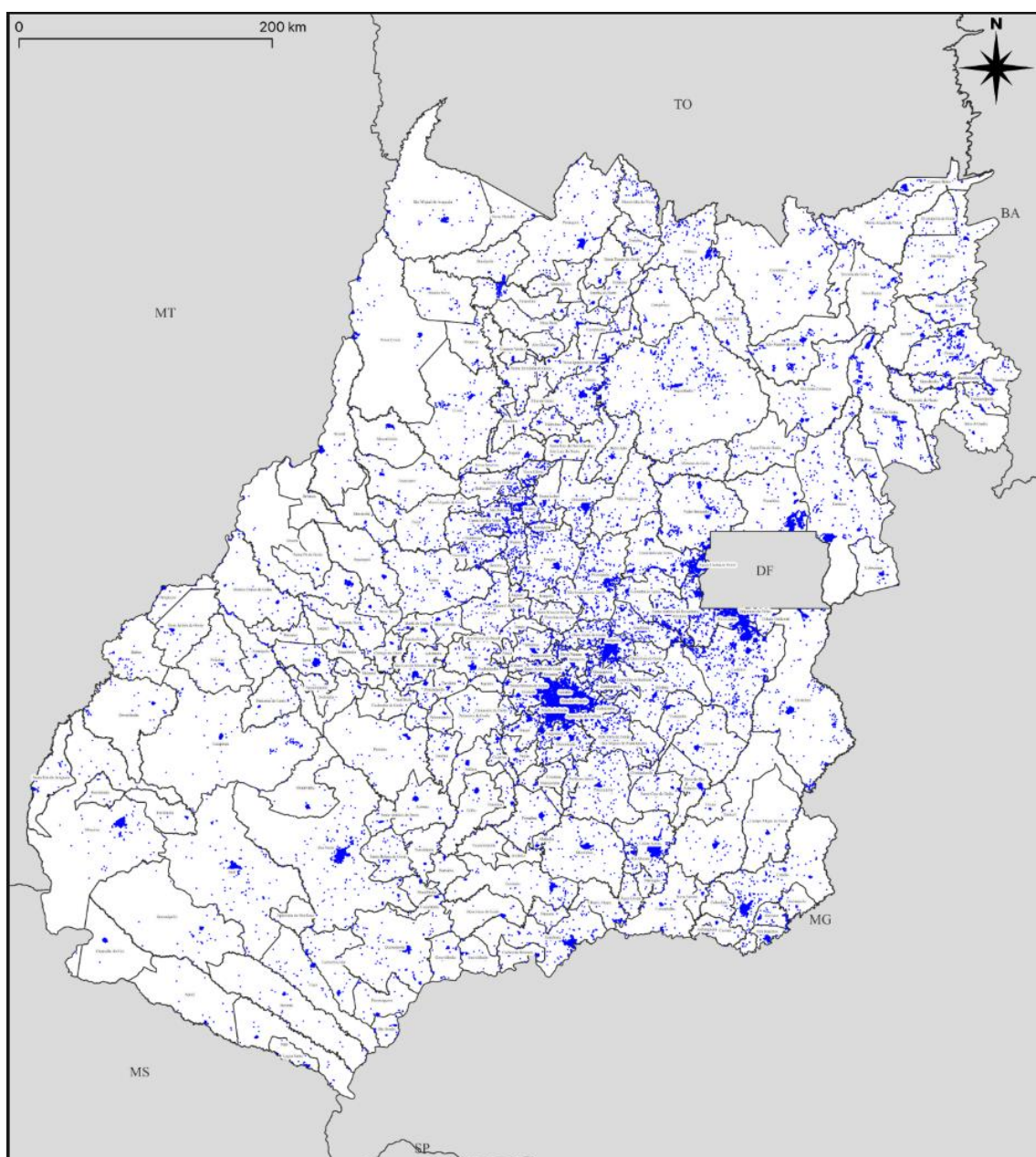
O Centro Goiano concentra 55,9% do B1 estadual, com Goiânia respondendo isoladamente por 27,7% de todo o consumo residencial de Goiás. Sul Goiano (21,6%) e Leste Goiano (15,6%) completam o quadro, enquanto Norte e Noroeste somam 6,9%. A participação relativa do B1 no consumo de cada mesorregião varia entre 55,9% no Centro e 38,9% no Sul.

4.3.2. Consumo por Classe de Consumidor Cativo (ACR)

A análise da distribuição territorial do consumo no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) evidencia padrões espaciais distintos entre o subgrupo B1, associado ao consumo residencial, e o subgrupo A4, que concentra consumidores atendidos em média tensão, com predominância de atividades industriais, agroindustriais e comerciais de maior porte.

No subgrupo B1, observa-se concentração do consumo nas regiões de maior densidade populacional e urbanização consolidada. A distribuição estadual apresentada na Figura 25 demonstra a predominância dos municípios localizados no eixo central do estado, particularmente aqueles integrados à Região Metropolitana de Goiânia e ao entorno de Anápolis.

Figura 48 Distribuição territorial do consumo no ACR por subgrupo tarifário B1

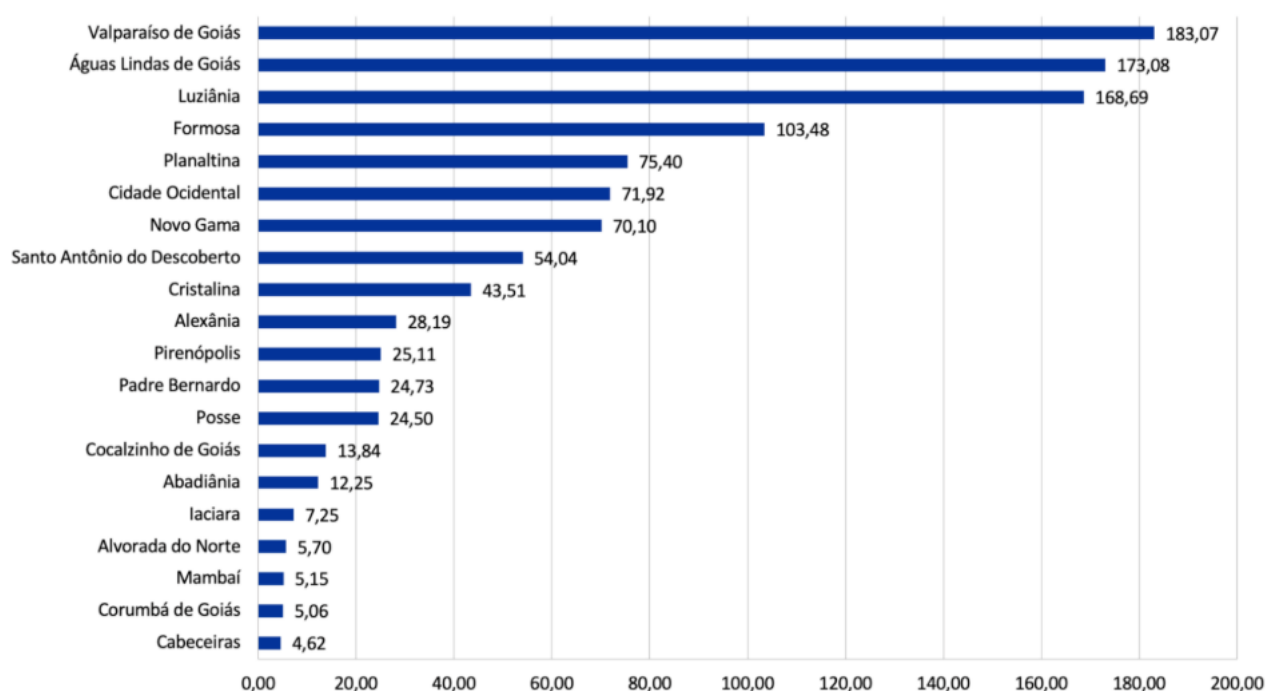


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EPE, ANEEL, BDGD e SIGA.

Esse padrão se repete nas análises regionais, conforme ilustrado nas Figuras 33, 35, 37, 39 e 41, que evidenciam maior intensidade de consumo nos principais núcleos urbanos de cada mesorregião.

No Leste Goiano, os maiores consumos residenciais concentram-se nos municípios de maior adensamento urbano e dinamismo demográfico.

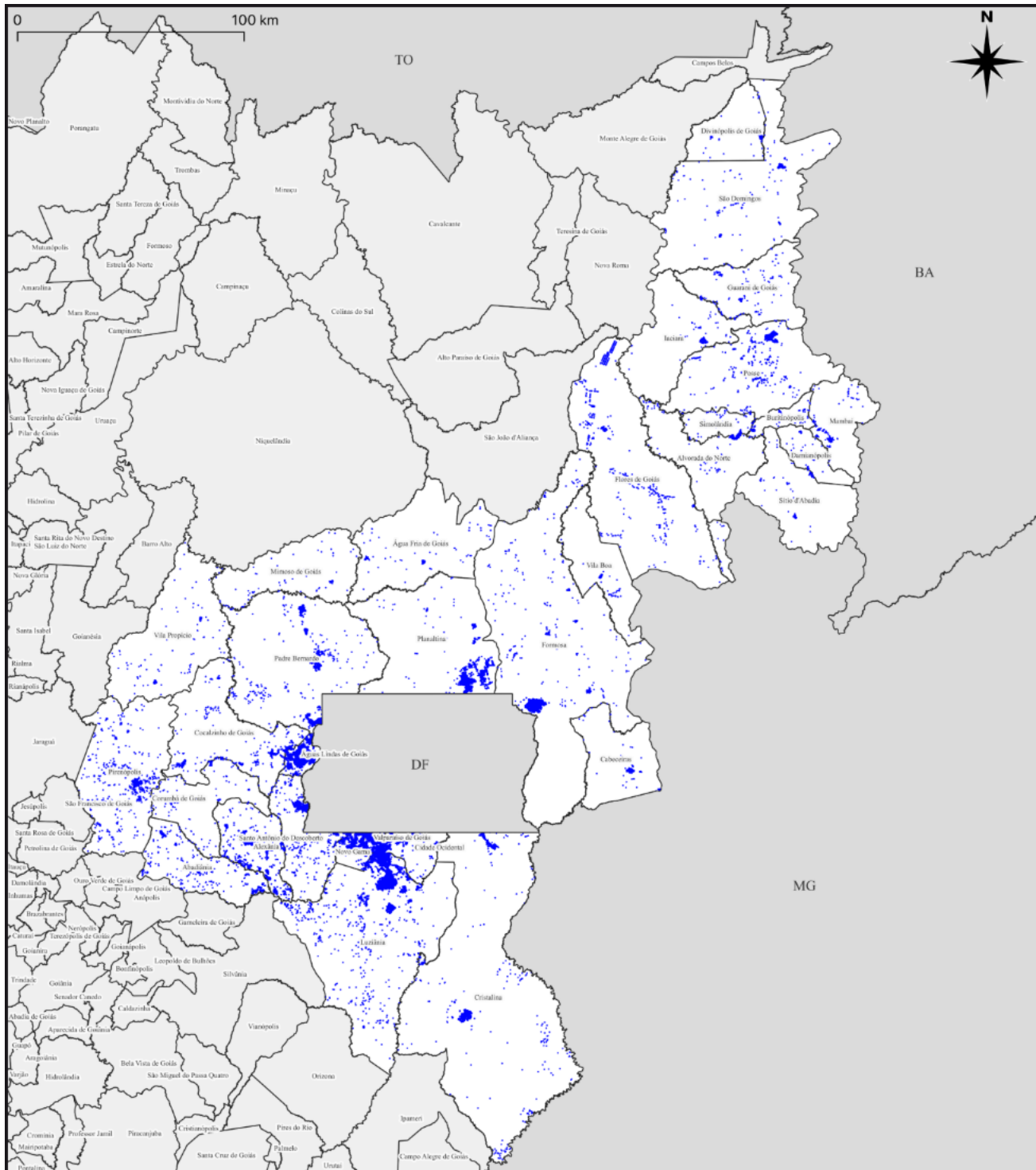
Figura 49 Os 20 maiores consumos do Leste Goiano – subgrupo tarifário B1



Fonte: Elaboração própria, com base nas bases setoriais utilizadas no diagnóstico.

Enquanto isso, a distribuição espacial apresentada na Figura 35 revela concentração ao longo do eixo de integração com o Distrito Federal. Esse comportamento reflete a expansão urbana observada em municípios funcionalmente integrados à dinâmica metropolitana da capital federal.

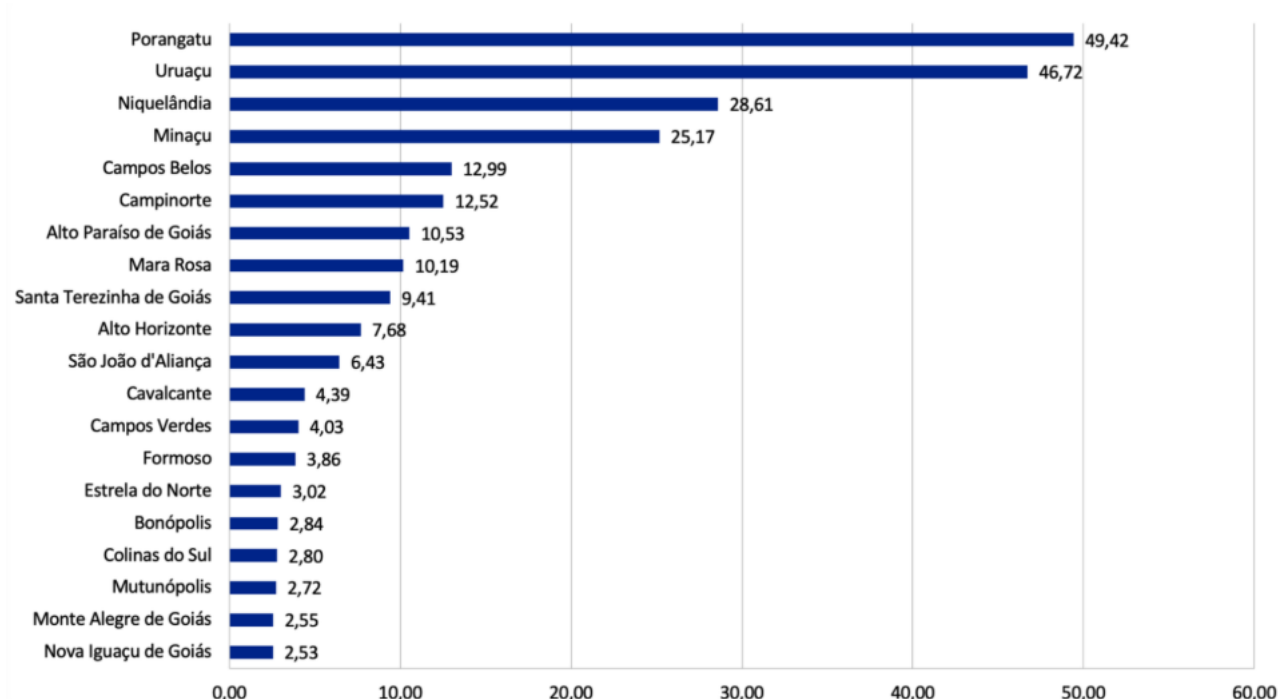
Figura 50 Distribuição territorial do consumo no ACR – Região Leste (B1)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EPE, ANEEL, BDGD e SIGA.

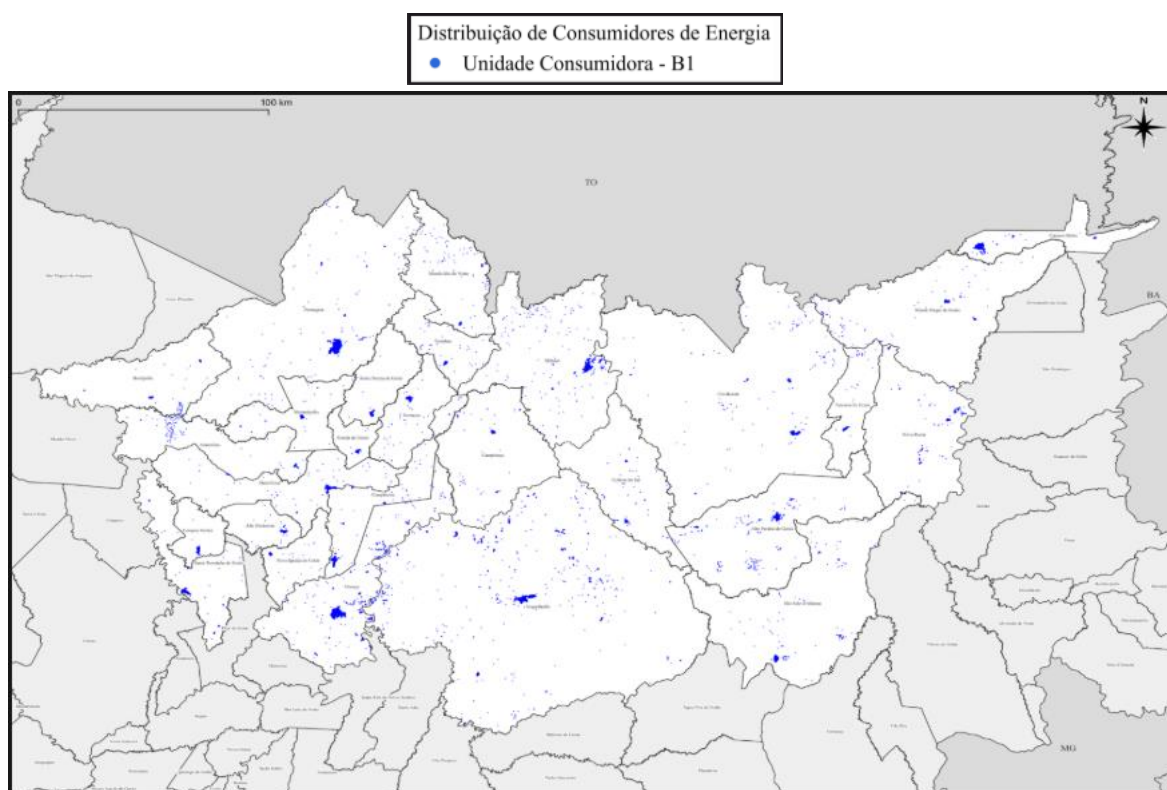
No Norte Goiano, a análise dos maiores consumidores residenciais (**Figura 50**) e da distribuição territorial (Figura 37) indica concentração em polos urbanos regionais, ainda que com menor densidade relativa quando comparada às regiões Centro e Sul. O padrão sugere uma estrutura urbana mais dispersa, compatível com a menor densidade populacional regional.

Figura 51 Os 20 maiores consumos do Norte Goiano – subgrupo tarifário B1



Fonte: Elaboração própria, com base nas bases setoriais utilizadas no diagnóstico.

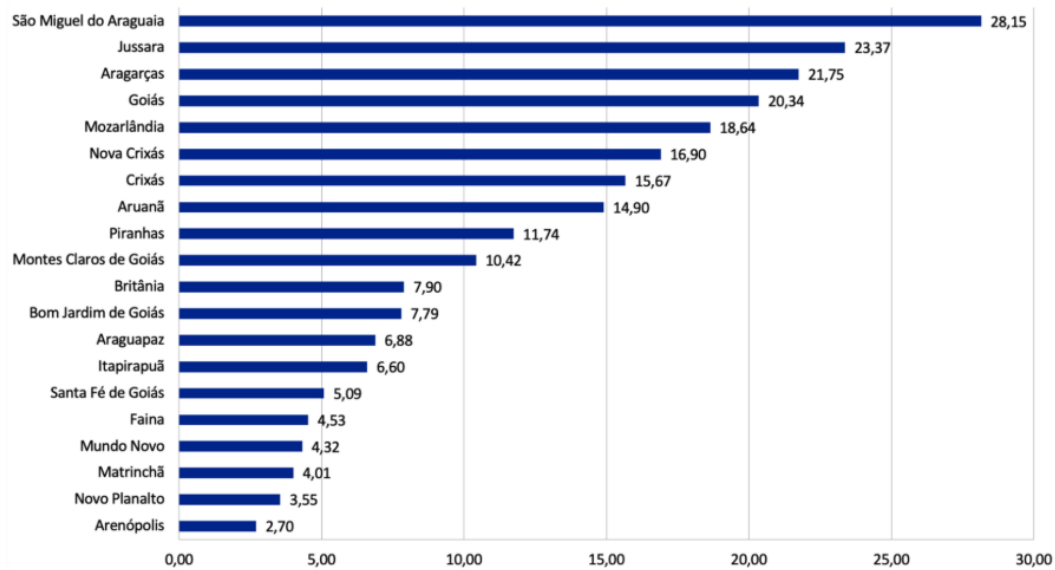
Figura 52 Distribuição territorial do consumo no ACR – Região Norte (B1)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EPE, ANEEL, BDGD e SIGA.

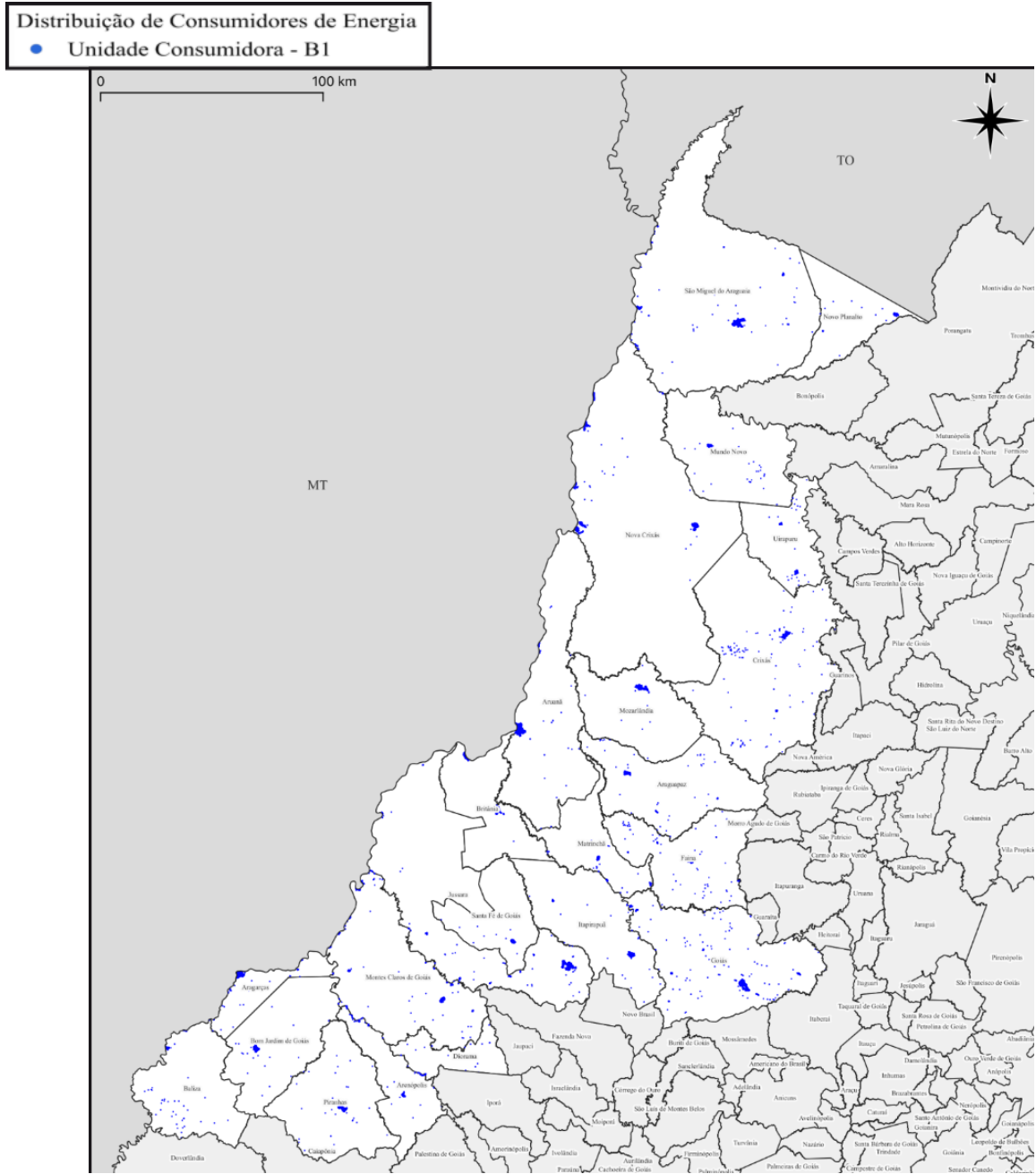
O Noroeste Goiano apresenta configuração semelhante, com consumo distribuído entre centros urbanos intermediários, conforme observado na Figura 30, enquanto a espacialização da carga residencial (**Figura 53**) evidencia dispersão territorial mais acentuada, característica de uma ocupação populacional menos concentrada.

Figura 53 Os 20 maiores consumos do Noroeste Goiano – subgrupo tarifário B1



Fonte: Elaboração própria, com base nas bases setoriais utilizadas no diagnóstico.

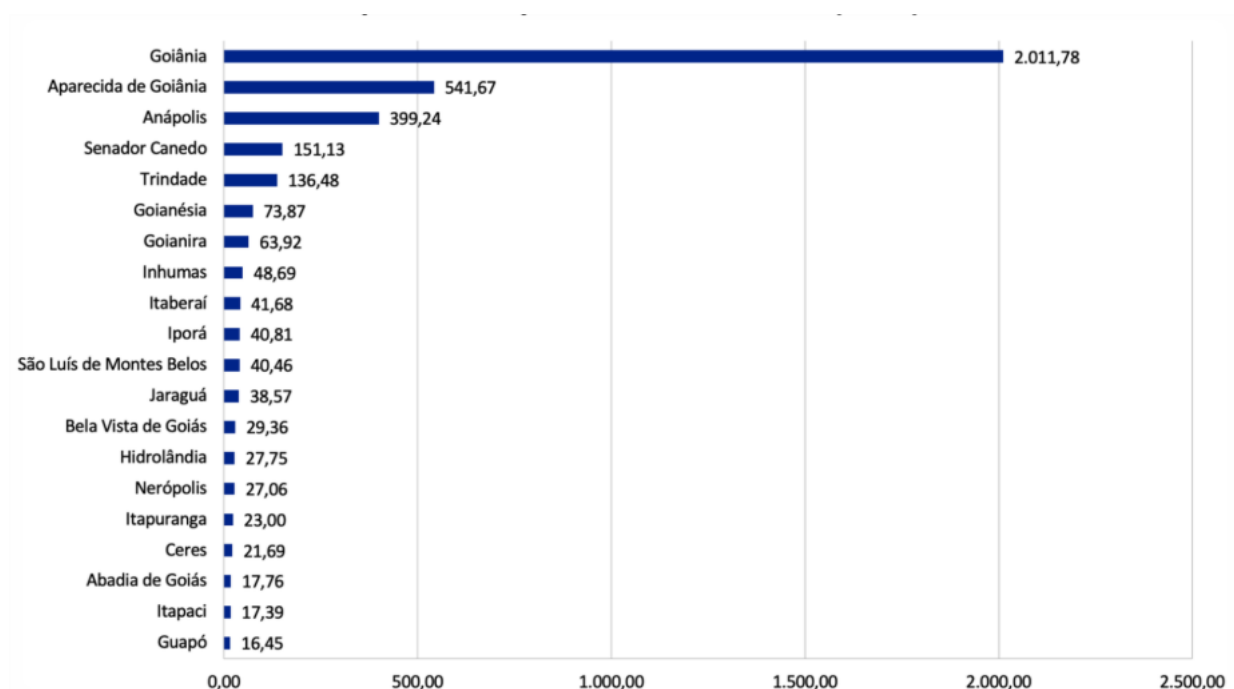
Figura 54 Distribuição territorial do consumo no ACR – Região Noroeste (B1)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EPE, ANEEL, BDGD e SIGA.

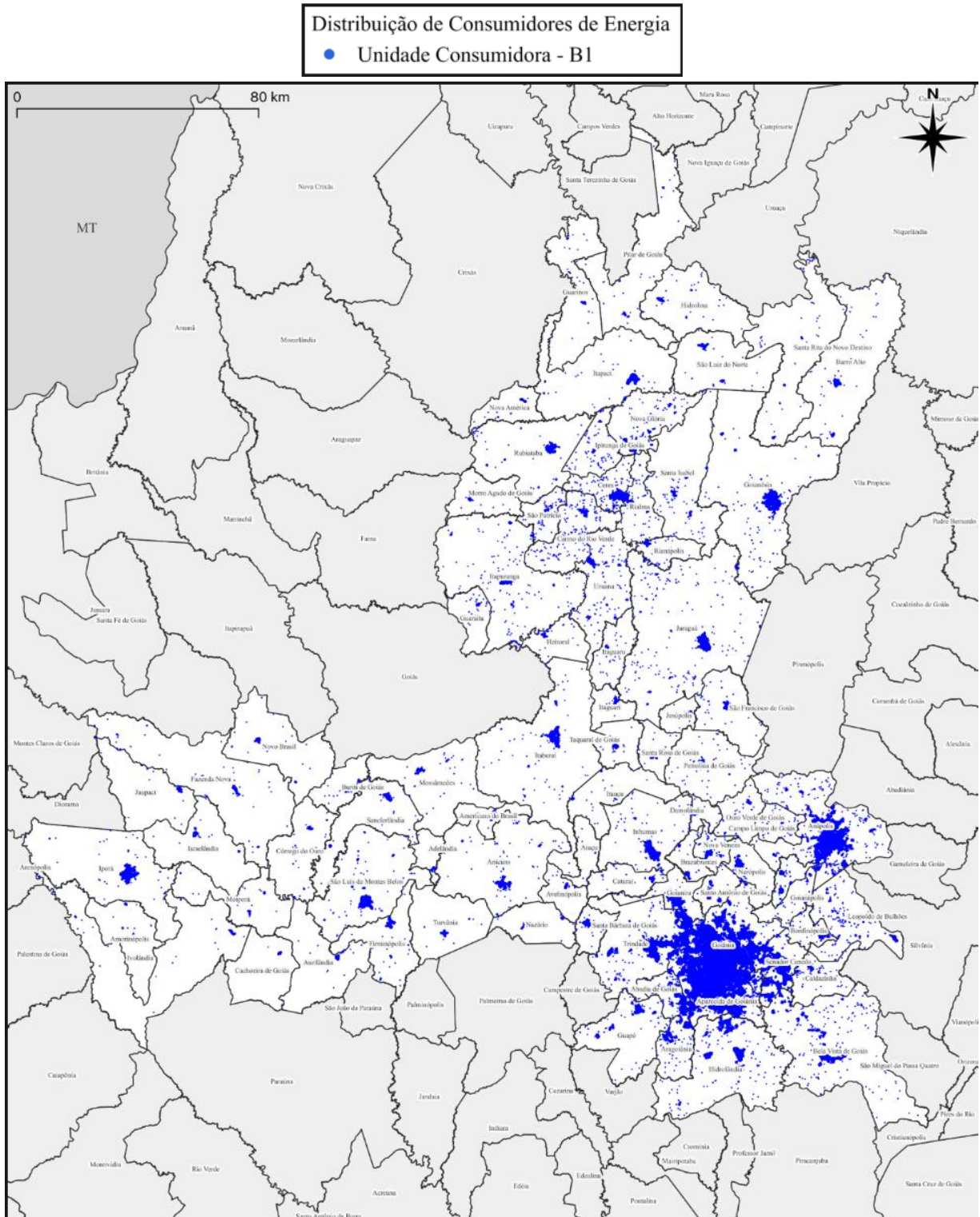
Na região Centro Goiano, a elevada concentração observada anteriormente é corroborada pela distribuição territorial apresentada na Figura abaixo, refletindo o peso demográfico e econômico da região, especialmente em função da centralidade exercida por Goiânia, Aparecida de Goiânia e Anápolis.

Figura 55 Os 20 maiores consumos do Centro Goiano – subgrupo tarifário B1



Fonte: Elaboração própria, com base nas bases setoriais utilizadas no diagnóstico.

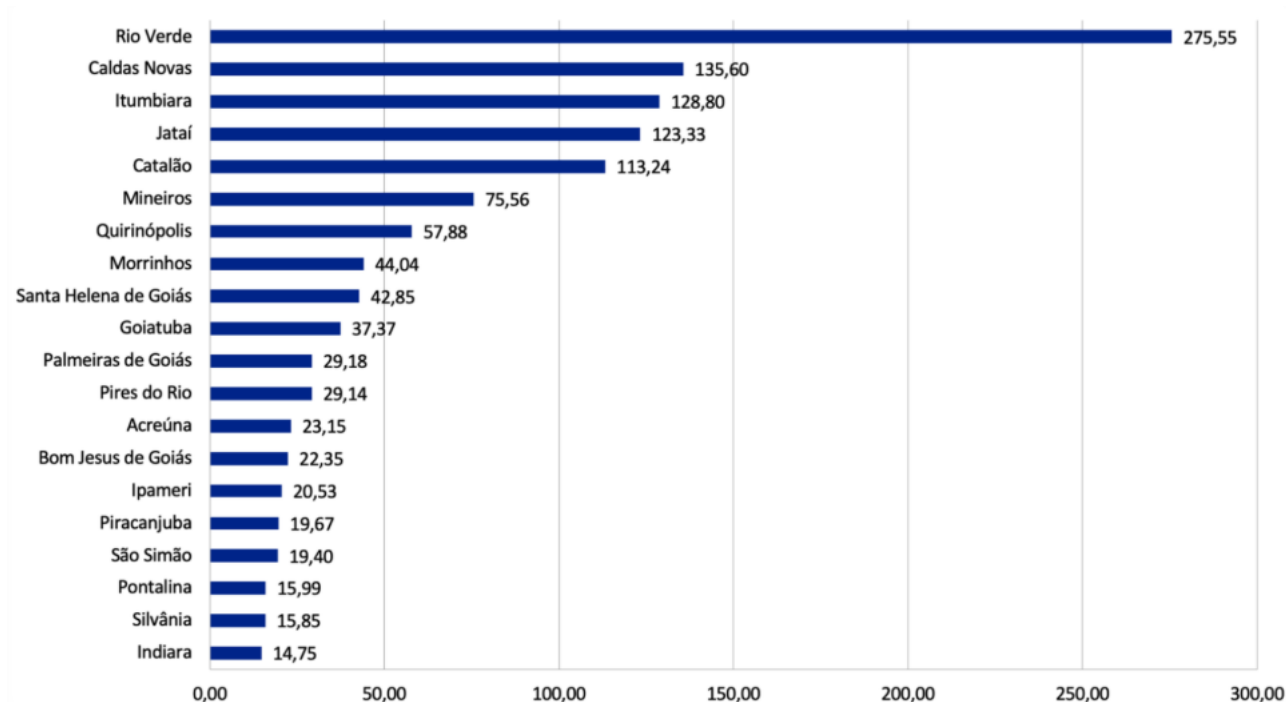
Figura 56 Distribuição territorial do consumo no ACR – Região Centro (B1)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EPE, ANEEL, BDGD e SIGA.

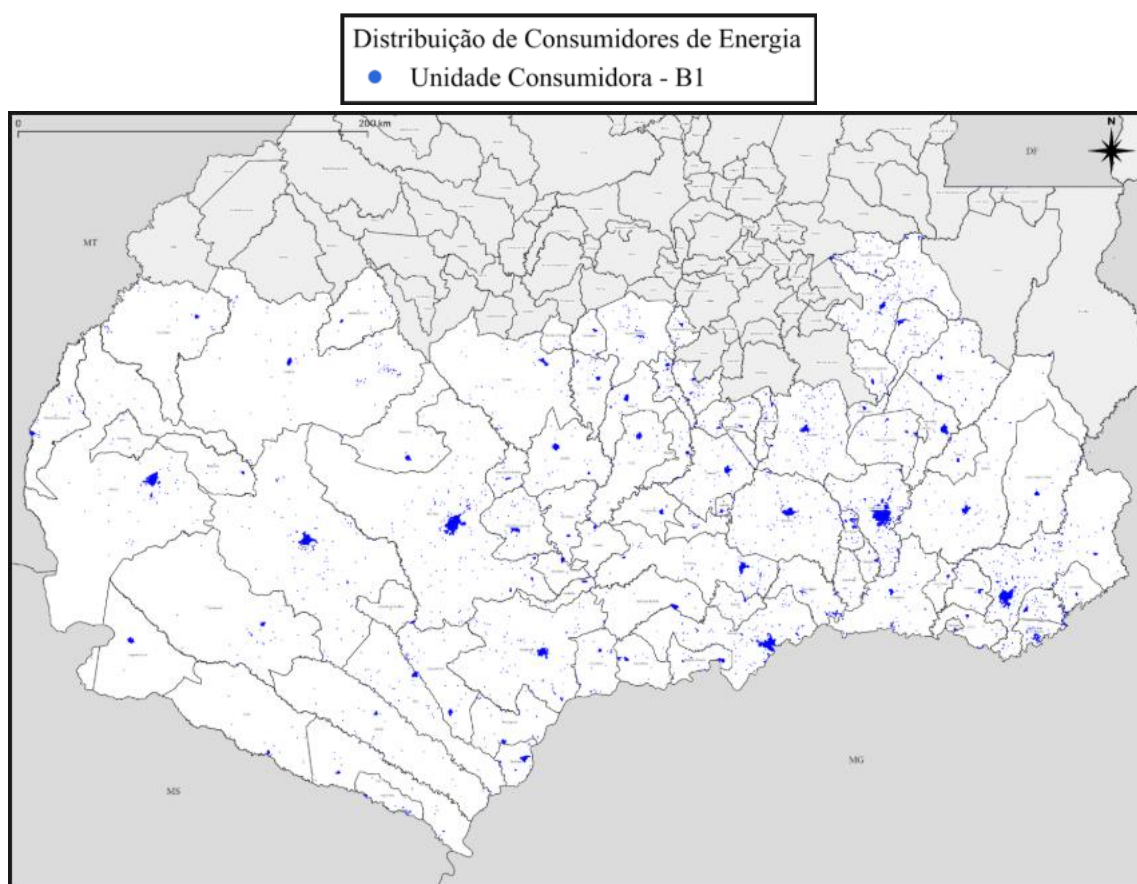
No Sul Goiano, os maiores consumos residenciais (**Figura 57**) e sua distribuição espacial evidenciam concentração em municípios com maior dinamismo econômico e populacional, como Rio Verde, Itumbiara e Catalão, associados ao fortalecimento regional de atividades agroindustriais e de serviços.

Figura 57 Os 20 maiores consumos (GWh) do Sul Goiano – subgrupo tarifário B1



Fonte: Elaboração própria, com base nas bases setoriais utilizadas no diagnóstico.

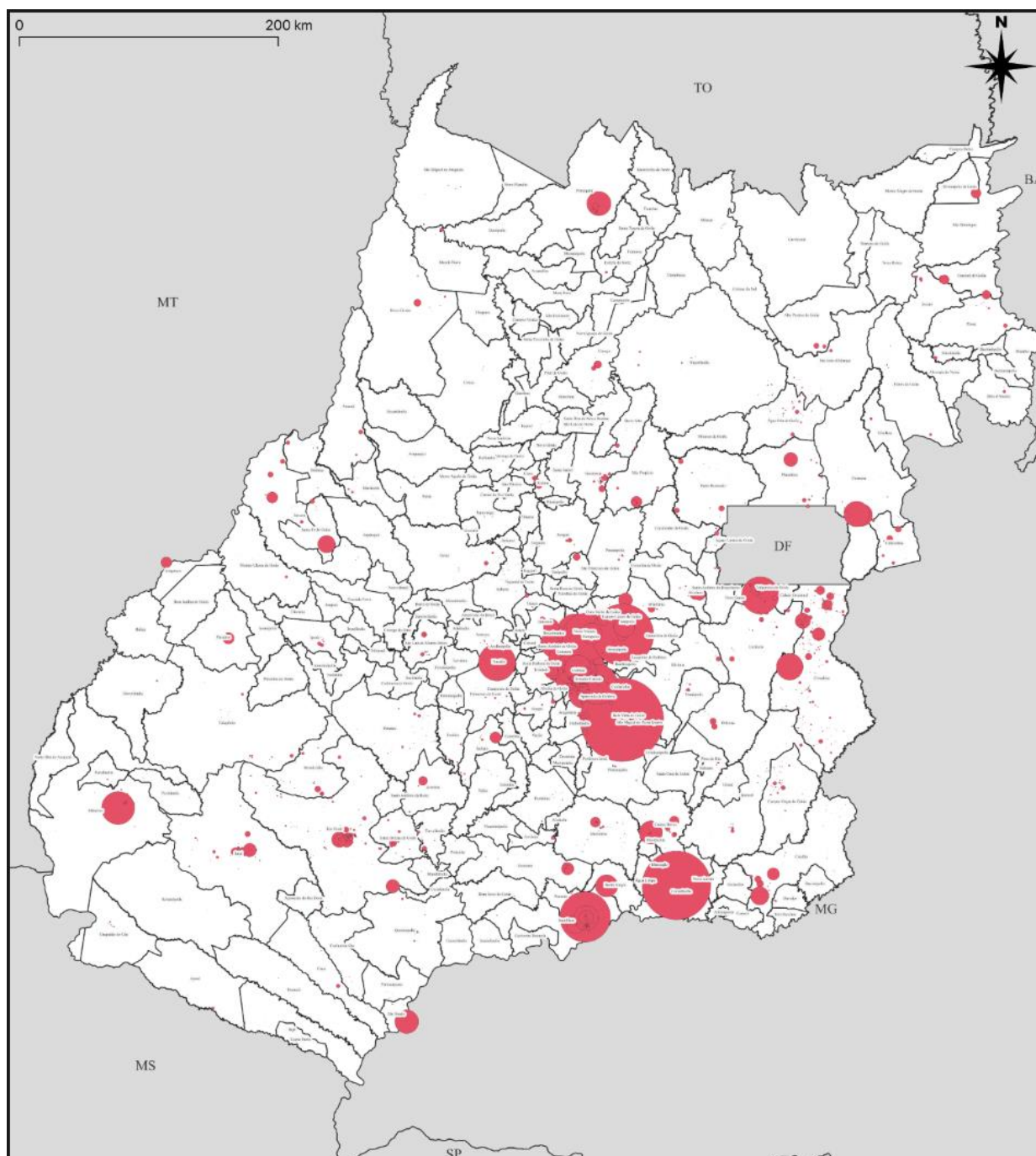
Figura 58 Distribuição territorial do consumo no ACR – Região Sul (B1)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EPE, ANEEL, BDGD e SIGA.

Diferentemente do padrão residencial, o subgrupo A4 apresenta concentração territorial significativamente mais acentuada, refletindo a localização das atividades produtivas intensivas em energia.

Figura 59 Distribuição territorial do consumo no ACR por subgrupo tarifário A4



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EPE, ANEEL, BDGD e SIGA.

A distribuição estadual apresentada na Figura acima, em conjunto com os dados consolidados da Tabela a seguir, demonstra forte predominância do Centro Goiano, responsável

por 53,6% do consumo estadual, seguido pelo Sul Goiano, com 26,3%, e pelo Leste Goiano, com 14,8%. As regiões Norte e Noroeste possuem participação significativamente inferior, somando apenas 5,3% do consumo estadual.

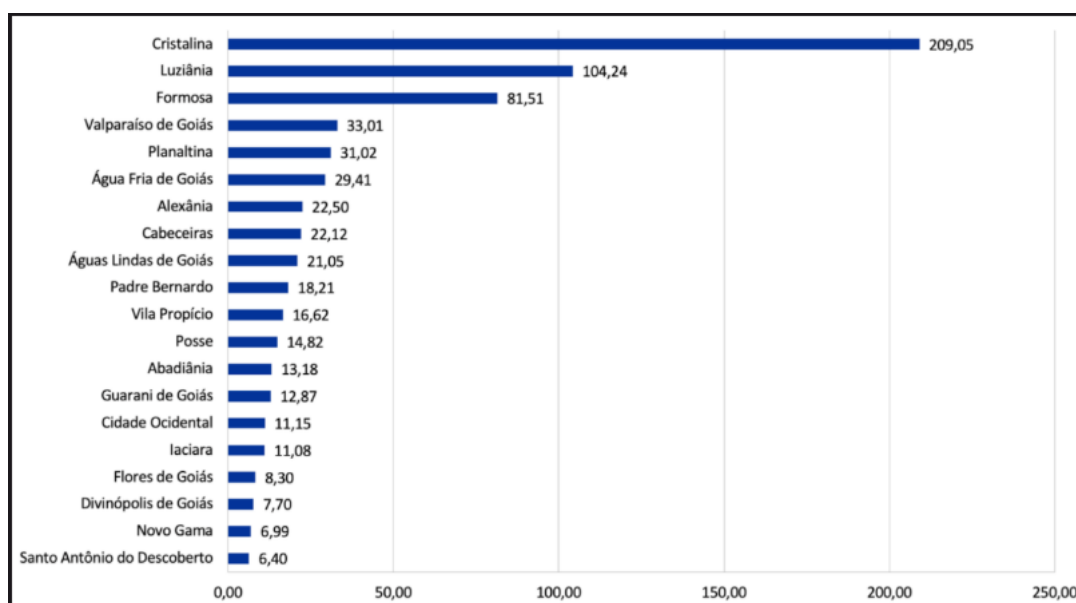
Figura 60 Unidades consumidoras e consumo de energia elétrica por mesorregião em Goiás

Mesorregião	UCs	GWh	% Estado
Centro Goiano	4.436	2.542,20	53,6%
Sul Goiano	3.023	1.250,50	26,3%
Leste Goiano	1.318	703,10	14,8%
Noroeste Goiano	332	144,20	3,0%
Norte Goiano	288	107,10	2,3%

Fonte: Elaboração própria com dados da ANEEL e BDGD

No Leste Goiano, os maiores consumidores apresentados na **Figura 61**, complementados pela caracterização setorial da **Figura 62**, revelam forte associação entre consumo elétrico e atividades agroindustriais, com destaque para processamento de óleos vegetais, produção alimentícia e agricultura tecnificada. A espacialização observada na **Figura 63** confirma a concentração dessa demanda em municípios como Luziânia, Cristalina e Formosa, evidenciando a relevância da fronteira agroprodutiva regional.

Figura 61 Os 20 maiores consumos (GWh) do Leste Goiano – subgrupo tarifário A4



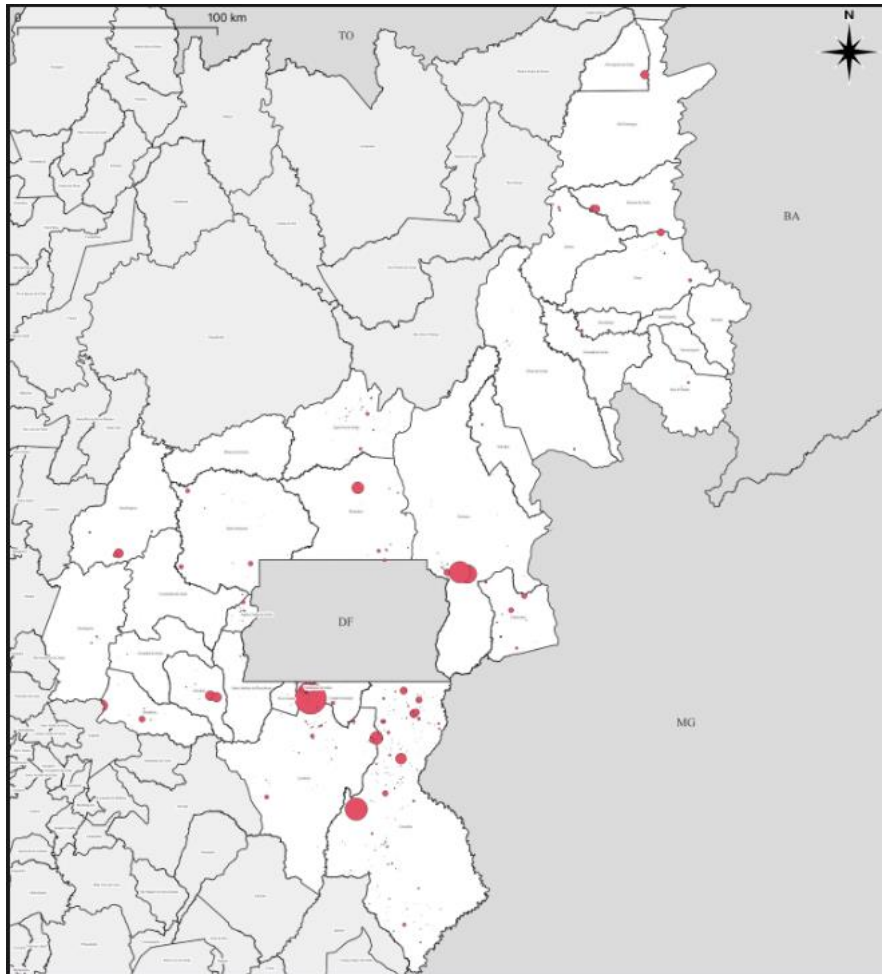
Fonte: Elaboração própria, com base nas bases setoriais utilizadas no diagnóstico.

Figura 62 Principais unidades consumidoras industriais por município - Leste Goiano

#	Município	Consumo (MWh)	CNAE	Atividade
1	Luziânia	28.414,2	1041-4/00	Fabricação de óleos vegetais em bruto, exceto óleo de milho
2	Cristalina	20.260,8	1099-6/99	Fabricação de outros produtos alimentícios não especificados anteriormente
3	Formosa	19.462,5	0111-3/99	Cultivo de outros cereais não especificados anteriormente
4	Formosa	16.945,0	0141-5/01	Produção de sementes certificadas, exceto de forrageiras para pasto
5	Luziânia	11.652,2	1099-6/99	Fabricação de outros produtos alimentícios não especificados anteriormente

Fontes: BDGD ANEEL · IBGE · FGV Energia

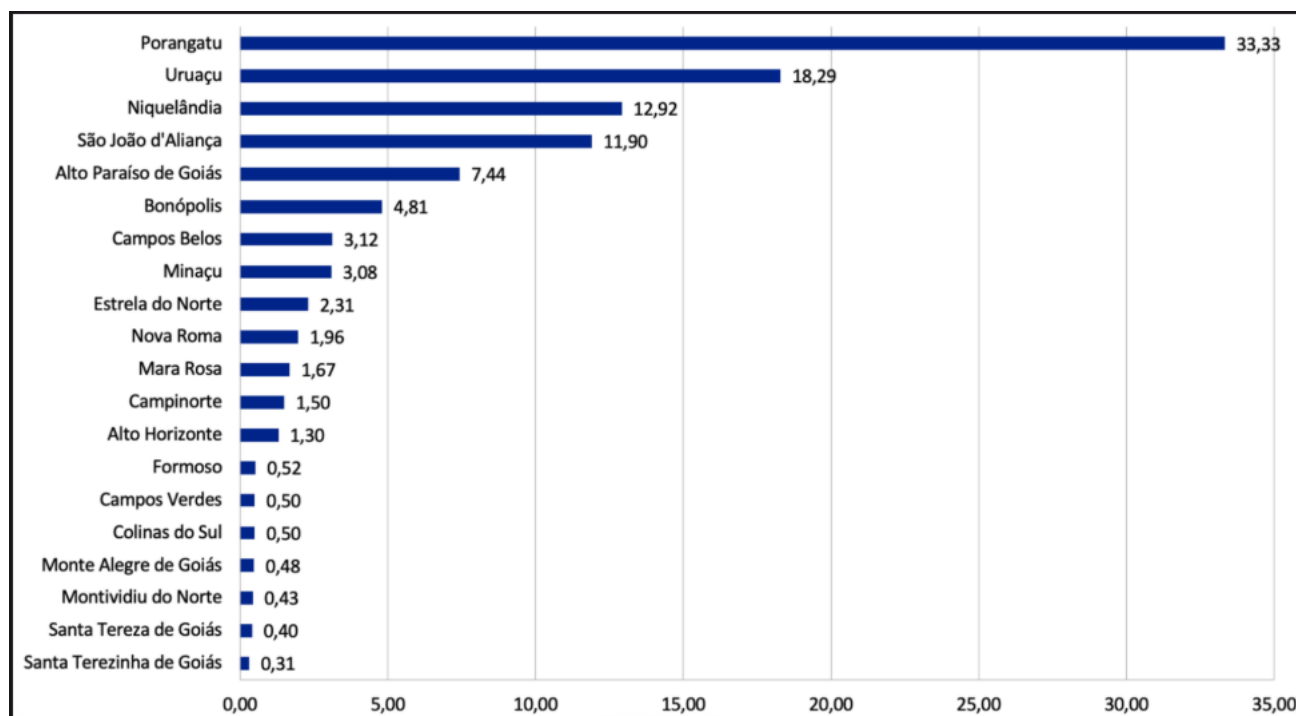
Figura 63 Distribuição territorial do consumo no ACR – Região Leste (A4)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EPE, ANEEL, BDGD e SIGA.

No Norte Goiano, os dados da **Figura 64** e da **Figura 65** apontam perfil mais heterogêneo, combinando biocombustíveis, frigoríficos, administração pública e produção agropecuária.

Figura 64 Os 20 maiores consumos (GWh) do Norte Goiano – subgrupo tarifário A4



Fonte: Elaboração própria, com base nas bases setoriais utilizadas no diagnóstico.

Figura 65 Principais unidades consumidoras industriais por município - Norte Goiano

#	Município	Consumo (MWh)	CNAE	Atividade
1	Porangatu	18.458,2	1932-2/00	Fabricação de biocombustíveis, exceto álcool
2	Uruaçu	5.863,0	8411-6/00	Administração pública em geral
3	Porangatu	4.689,8	1011-2/01	Frigorífico - abate de bovinos
4	Alto Paraíso de Goiás	4.079,6	0113-0/00	Cultivo de cana-de-açúcar
5	Uruaçu	3.487,4	2311-7/00	Fabricação de vidro plano e de segurança

Fontes: BDGD ANEEL · IBGE · FGV Energia

A distribuição territorial da carga, apresentada na Figura a seguir, mostra concentração relativa em Porangatu e Uruaçu, municípios que exercem função estruturante na rede urbana regional.

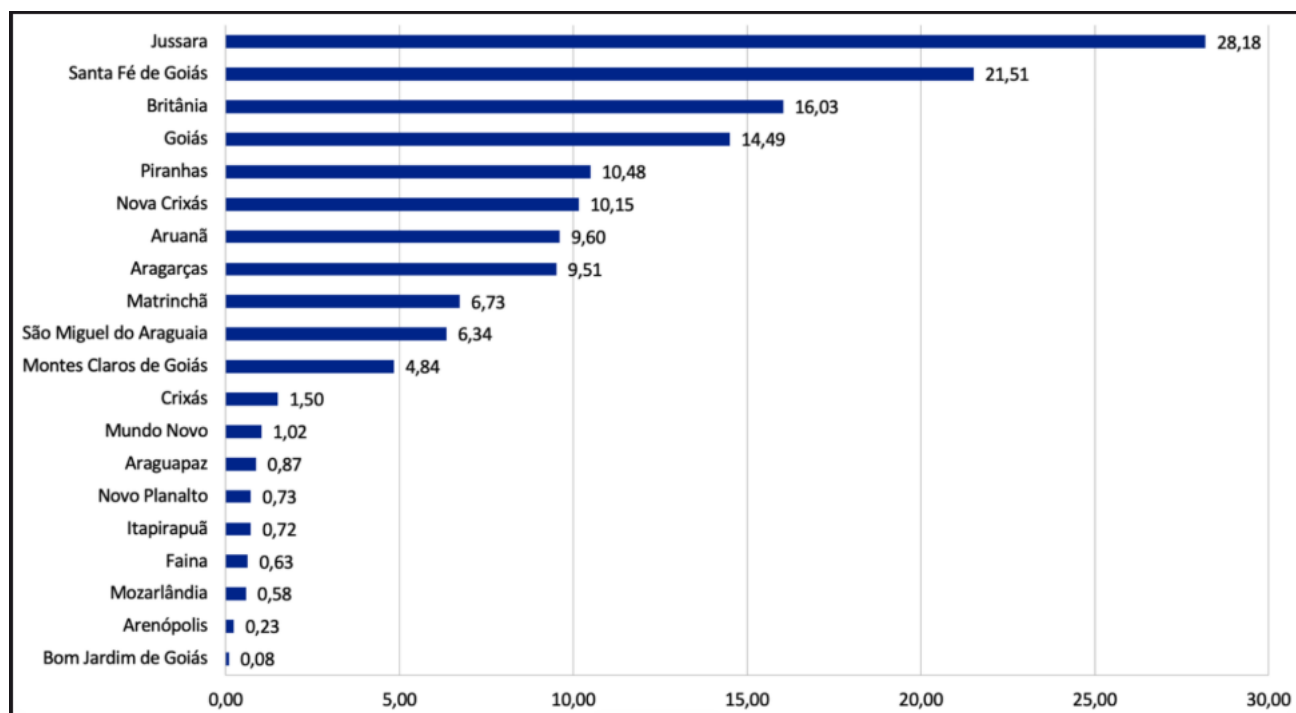
Figura 66 Distribuição territorial do consumo no ACR – Região Norte (A4)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EPE, ANEEL, BDGD e SIGA

No Noroeste Goiano, os maiores consumidores identificados na **Figura 67** e detalhados na **Figura 68** indicam predominância de frigoríficos, laticínios e atividades pecuárias. A espacialização da **Figura 69** evidencia padrão disperso, compatível com a organização territorial de uma economia fortemente vinculada à produção primária.

Figura 67 Os 20 maiores consumos (GWh) do Noroeste Goiano – subgrupo tarifário A4



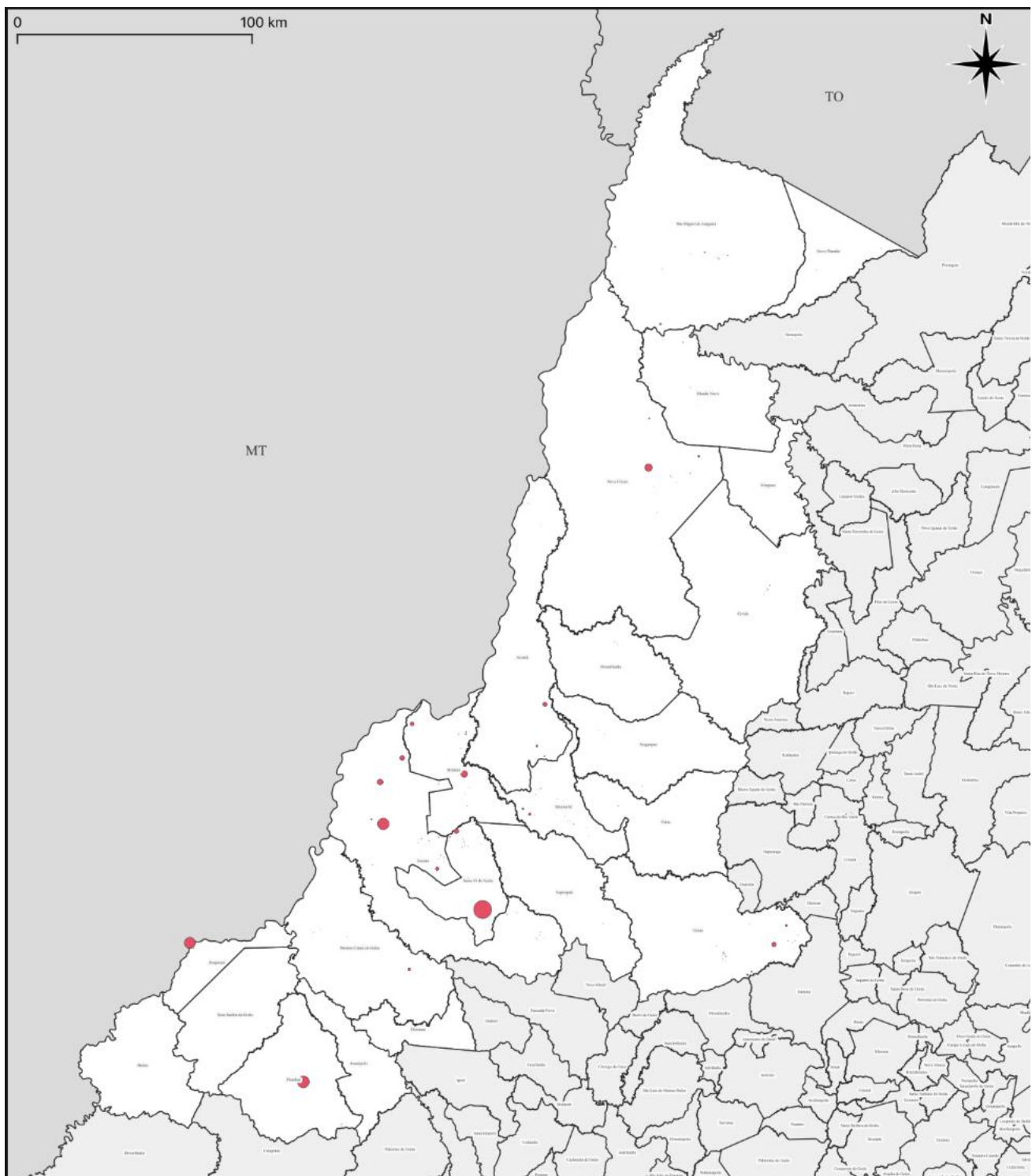
Fonte: Elaboração própria, com base nas bases setoriais utilizadas no diagnóstico.

Figura 68 Principais unidades consumidoras industriais por município - Noroeste Goiano

#	Município	Consumo (MWh)	CNAE	Atividade
1	Santa Fé de Goiás	13.321,9	1011-2/01	Frigorífico - abate de bovinos
2	Piranhas	8.789,3	1052-0/00	Fabricação de laticínios
3	Jussara	8.466,4	0139-3/99	Cultivo de outras plantas de lavoura temporária não especificadas anteriormente
4	Aragarças	8.228,0	3514-0/00	Distribuição de energia elétrica
5	Nova Crixás	5.520,1	0151-2/01	Criação de bovinos para corte

Fontes: BDGD ANEEL · IBGE · FGV Energia

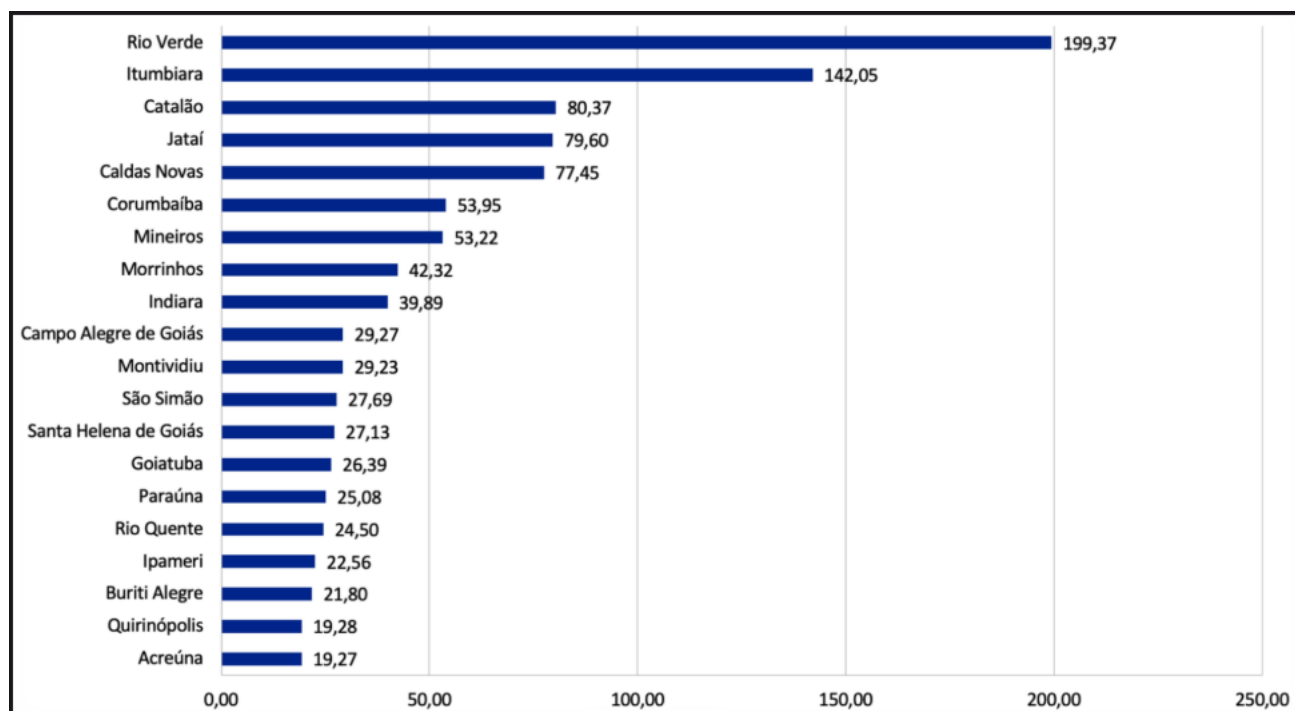
Figura 69 Distribuição territorial do consumo no ACR – Região Noroeste (A4)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EPE, ANEEL, BDGD e SIGA.

O Sul Goiano apresenta elevado consumo industrial associado à agroindústria de transformação. Conforme demonstrado na **Figura 70** e detalhado na Tabela a seguir, destacam-se atividades de processamento de leite, fabricação de embalagens metálicas, frigoríficos e esmagamento vegetal.

Figura 70 Os 20 maiores consumos (GWh) do Sul Goiano – subgrupo tarifário A4



Fonte: Elaboração própria, com base nas bases setoriais utilizadas no diagnóstico.

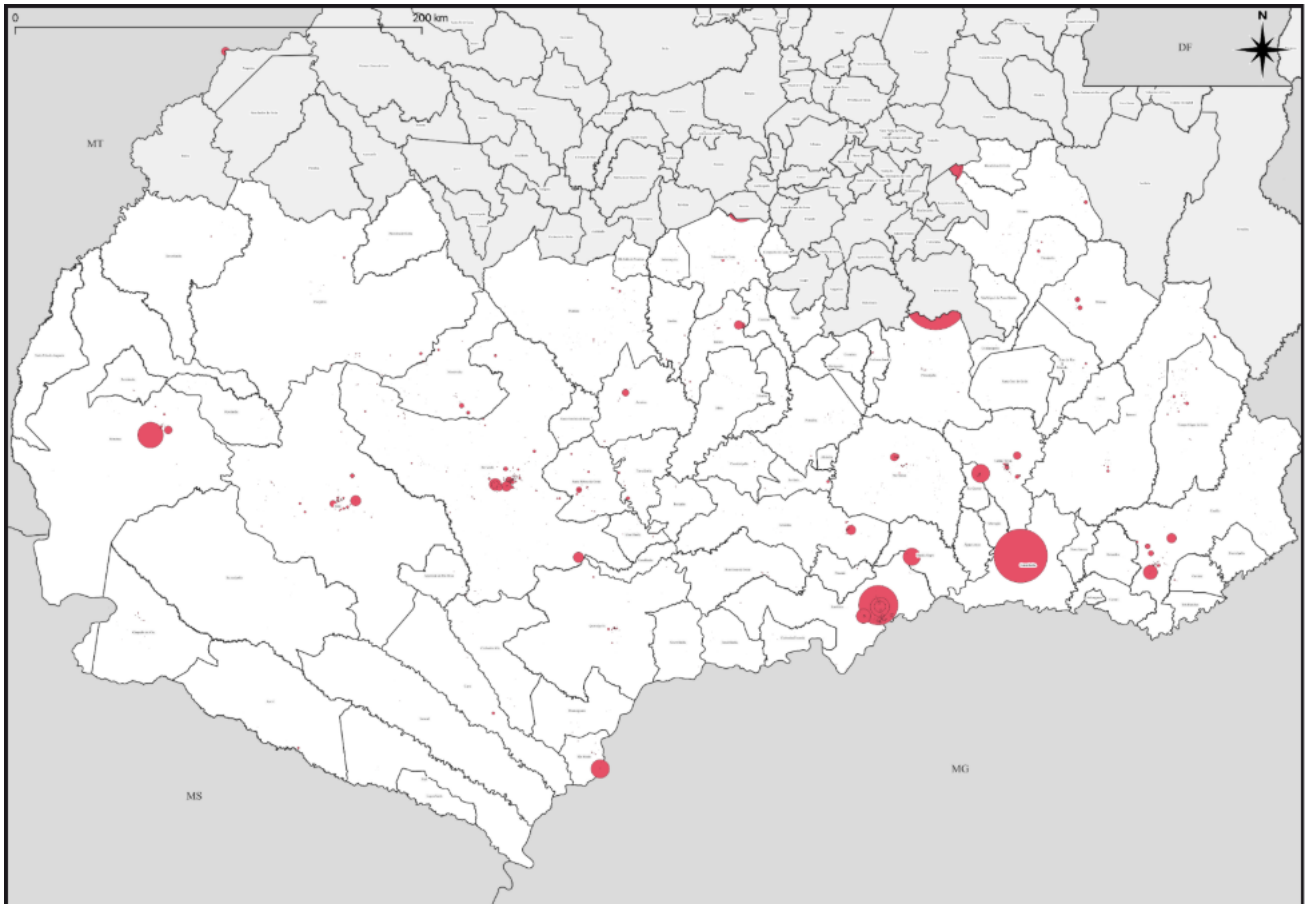
Figura 71 Principais unidades consumidoras industriais por município - Sul Goiano

#	Município	Consumo (MWh)	CNAE	Atividade
1	Corumbáiba	52.250,3	1051-1/00	Preparação do leite
2	Itumbiara	38.470,4	2591-8/00	Fabricação de embalagens metálicas
3	Mineiros	25.139,7	1011-2/01	Frigorífico - abate de bovinos
4	Itumbiara	18.643,8	1041-4/00	Fabricação de óleos vegetais em bruto, exceto óleo de milho
5	São Simão	18.030,0	1041-4/00	Fabricação de óleos vegetais em bruto, exceto óleo de milho

Fontes: BDGD ANEEL · IBGE · FGV Energia

A distribuição espacial da demanda (**Figura 72**) reforça a centralidade de municípios como Itumbiara, Mineiros, Corumbáiba e São Simão na estrutura energética regional.

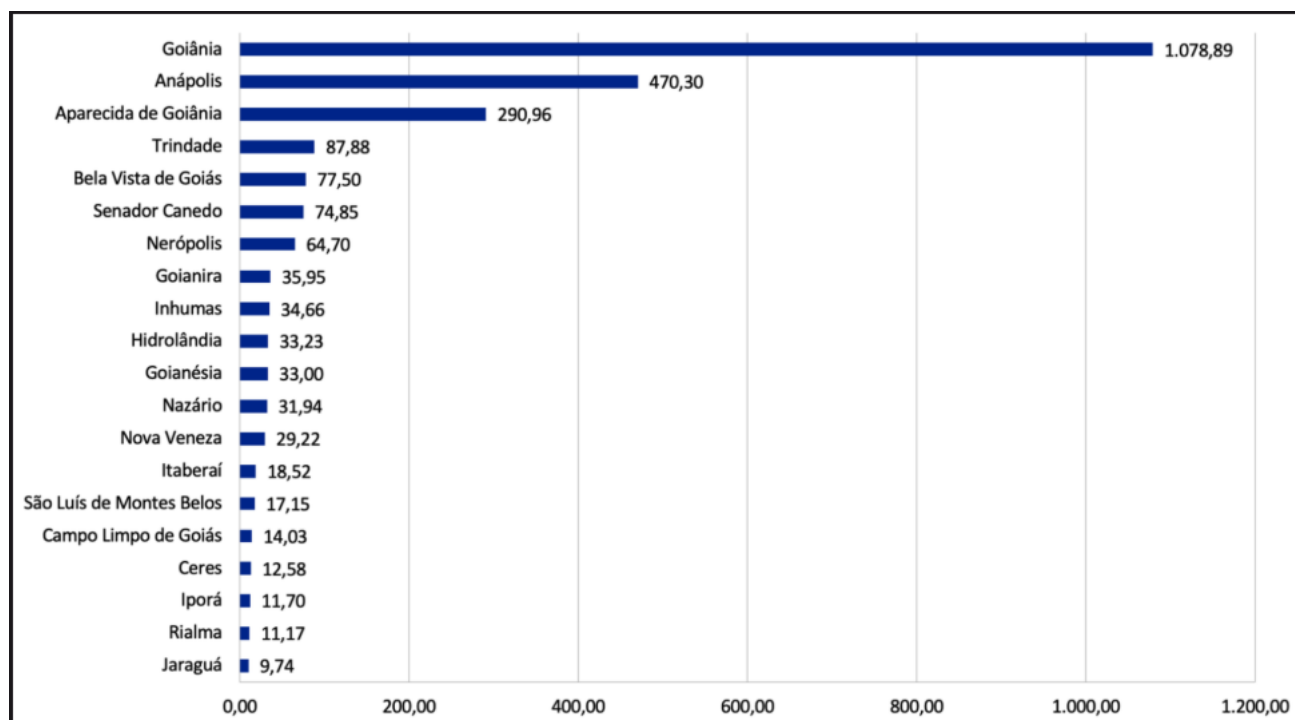
Figura 72 Distribuição territorial do consumo no ACR – Região Sul (A4)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EPE, ANEEL, BDGD e SIGA.

Já o Centro Goiano concentra os maiores volumes absolutos de consumo A4, conforme demonstrado na **Figura 73** na **Figura 74**. A diversidade das atividades identificadas — incluindo indústria farmacêutica, embalagens plásticas, logística e laticínios — evidencia maior complexidade produtiva.

Figura 73 Os 20 maiores consumos (GWh) do Centro Goiano – subgrupo tarifário A4



Fonte: Elaboração própria, com base nas bases setoriais utilizadas no diagnóstico.

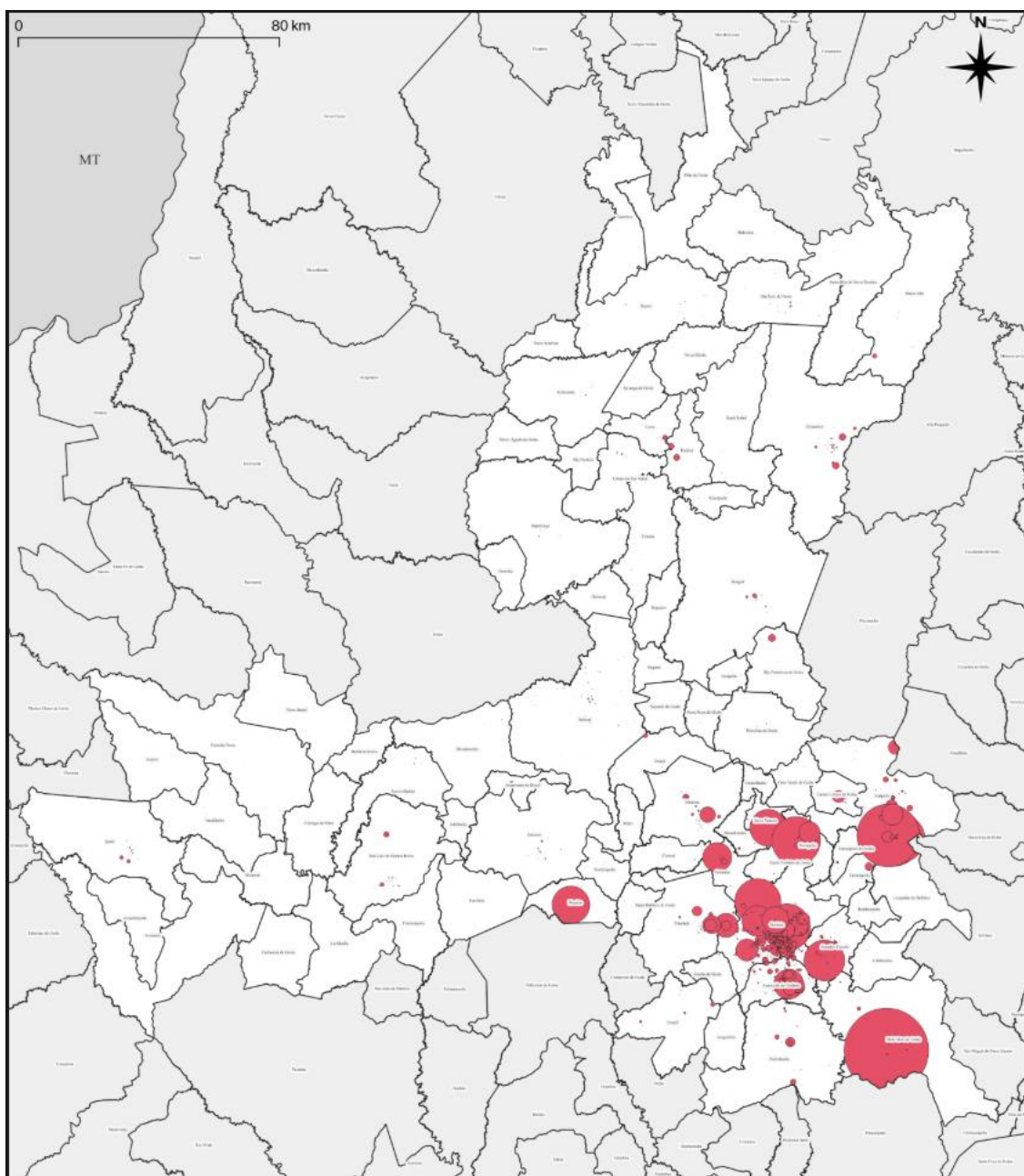
Figura 74 Principais unidades consumidoras industriais por município - Centro Goiano

#	Município	Consumo (MWh)	CNAE	Atividade
1	Bela Vista de Goiás	63.392,8	1052-0/00	Fabricação de laticínios
2	Anápolis	47.094,2	1041-4/00	Fabricação de óleos vegetais em bruto, exceto óleo de milho
3	Anápolis	43.782,8	2222-6/00	Fabricação de embalagens de material plástico
4	Nerópolis	36.478,0	5211-7/99	Depósitos de mercadorias para terceiros, exceto armazéns gerais e guarda-móveis
5	Anápolis	35.930,2	2121-1/01	Fabricação de medicamentos alopáticos para uso humano

Fontes: BDGD ANEEL · IBGE · FGV Energia

A espacialização da carga apresentada confirma a elevada densidade energética regional, especialmente no eixo Goiânia–Anápolis, principal corredor industrial e logístico do estado.

Figura 75 Distribuição territorial do consumo no ACR – Região Centro (A4)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EPE, ANEEL, BDGD e SIGA.

Em conjunto, os dados indicam que enquanto o consumo do subgrupo B1 acompanha a distribuição populacional e o grau de urbanização, o consumo do subgrupo A4 reflete diretamente a especialização produtiva regional e a concentração da infraestrutura econômica. Essa diferenciação constitui referência importante para o planejamento da expansão elétrica, especialmente no dimensionamento de reforços de rede em regiões com maior potencial de crescimento industrial e agroindústria.

4.3.3. Mercado Livre (ACL) e Segmentação Industrial

A análise do Ambiente de Contratação Livre (ACL) por mesorregião permite identificar quais atividades econômicas exercem maior pressão sobre a demanda elétrica em cada território goiano. Os dados analisados referem-se exclusivamente ao mês de dezembro de 2025 e devem ser interpretados como uma fotografia do perfil de consumo livre no período. A base evidencia distribuição heterogênea: algumas mesorregiões registram alta capilaridade de cargas e perfil diversificado, enquanto outras possuem poucas unidades consumidoras, porém com intensidade energética relevante.

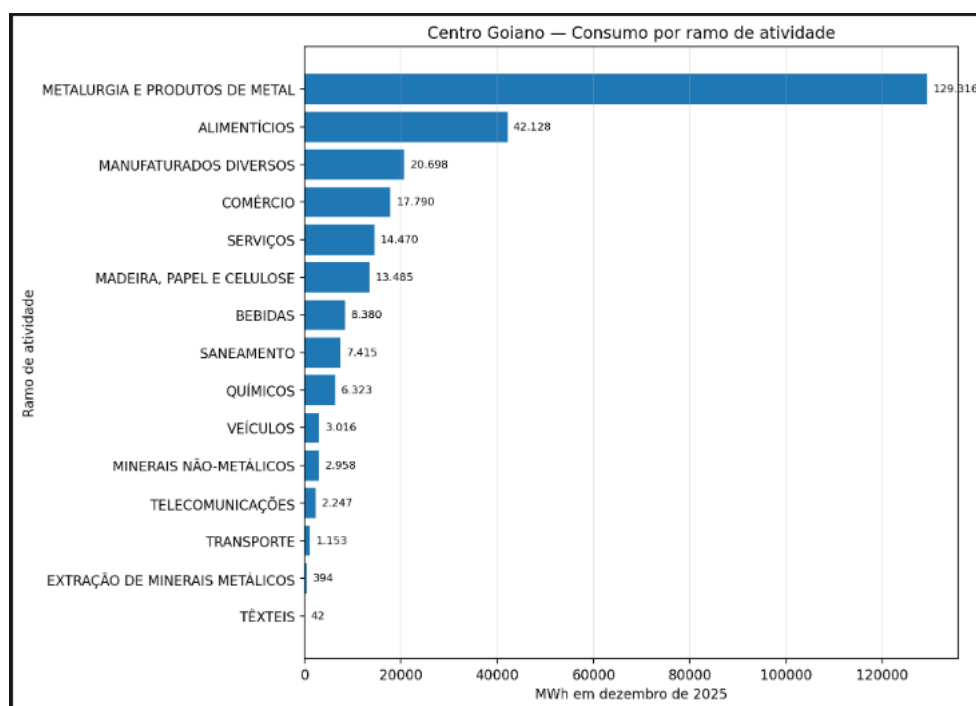
Síntese territorial do ACL: Centro Goiano: 640 cargas e 286 mil MWh; Sul Goiano: 349 cargas e 162 mil MWh; Norte Goiano: 26 cargas e 42 mil MWh; Leste Goiano: 104 cargas e 22 mil MWh; Noroeste Goiano: 13 a 14 cargas e 16 mil MWh. Centro e Sul concentram a maior demanda agregada, enquanto Norte e Noroeste apresentam menor capilaridade, mas maior sensibilidade a cargas industriais e minerais de grande porte.

Centro Goiano

Principal mesorregião do ACL estadual, com aproximadamente 640 cargas e 286 mil MWh, respondendo por mais da metade da demanda livre classificada. O território combina grandes instalações industriais e metalúrgicas de alta eletrointensidade com base urbana de comércio, serviços, saneamento, farmacêutica, embalagens e alimentos.

CNAEs de destaque: 24.12-1-00 - Produção de ferroligas: 127,6 mil MWh, cerca de 44,4% do consumo regional, impulsionada pela atividade metalúrgica em Barro Alto. Também se destacam 10.12-1-01 - Abate de aves: 11,1 mil MWh (3,9%); 21.21-1-01 - Fabricação de medicamentos alopáticos para uso humano: 10,4 mil MWh (3,6%); 22.22-6-00 - Fabricação de embalagens de material plástico: 7,8 mil MWh (2,7%); e 10.52-0-00 - Fabricação de laticínios: 7,5 mil MWh (2,6%).

Figura 76 Consumo de energia elétrica por ramo de atividade – Centro Goiano



Fonte: Elaboração própria com dados da CCEE.

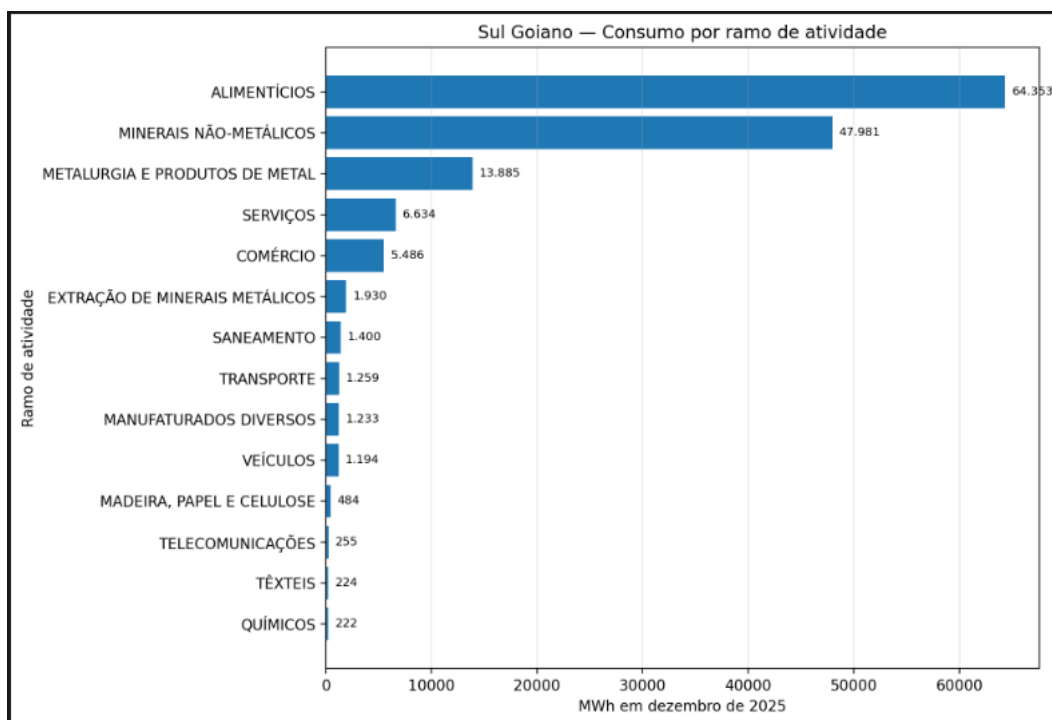
Em volume de conexões, destacam-se supermercados (47.11-3-02), hipermercados (47.11-3-01), captação, tratamento e distribuição de água (36.00-6-01) e comércio varejista de vestuário (47.81-4-00). O perfil urbano-industrial indica necessidade de reforços contínuos de rede, modernização de subestações e acompanhamento da expansão sistêmica.

Sul Goiano

Segundo maior polo do ACL, com cerca de 349 cargas e 162 mil MWh no período. A estrutura de consumo é ligada à vocação agroindustrial, com forte presença da cadeia de proteína animal, armazenagem, processamento de óleos vegetais, setor sucroenergético e atividades minerais localizadas.

CNAEs de destaque: 10.12-1-01 - Abate de aves lidera o consumo regional, com 33,3 mil MWh, cerca de 20,5% do Sul. Também aparecem 08.91-6-00 - Extração de minerais para fabricação de adubos, fertilizantes e produtos químicos: 24,7 mil MWh (15,2%); 23.20-6-00 - Fabricação de cimento: 17,5 mil MWh (10,8%); 10.41-4-00 - Fabricação de óleos vegetais em bruto, exceto óleo de milho: 13,3 mil MWh (8,2%); e 24.12-1-00 - Produção de ferroligas: 8,5 mil MWh (5,2%).

Figura 77 Consumo de energia elétrica por ramo de atividade – Sul Goiano



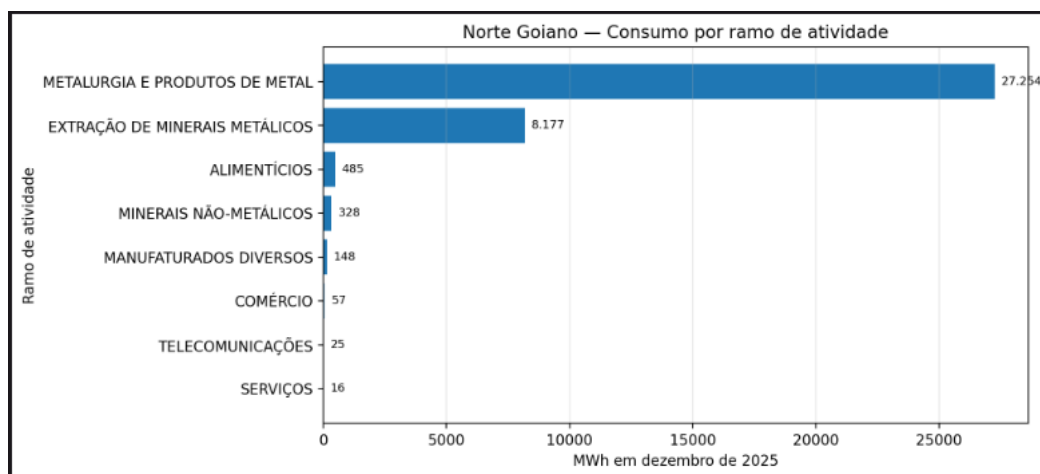
Fonte: Elaboração própria com dados da CCEE.

Municípios como Catalão, Ouvidor, Cezarina, Itumbiara e Rio Verde participam na composição da demanda. A elevada capilaridade também é tracionada por supermercados (47.11-3-02), armazéns gerais (52.11-7-01), conservas de vegetais (10.32-5-99) e fabricação de álcool (19.31-4-00). O Sul exige elevada confiabilidade, pois restrições de conexão ou instabilidades impactam cadeias exportadoras e processamento de alimentos.

Norte Goiano

Apresenta baixa capilaridade e alta intensidade energética. Com cerca de 26 registros no ACL, atingiu consumo próximo de 42 mil MWh. O impacto na infraestrutura decorre do peso de poucas plantas industriais e minerais, e não da quantidade de consumidores.

Figura 78 Consumo de energia elétrica por ramo de atividade – Norte Goiano



Fonte: Elaboração própria com dados da CCEE.

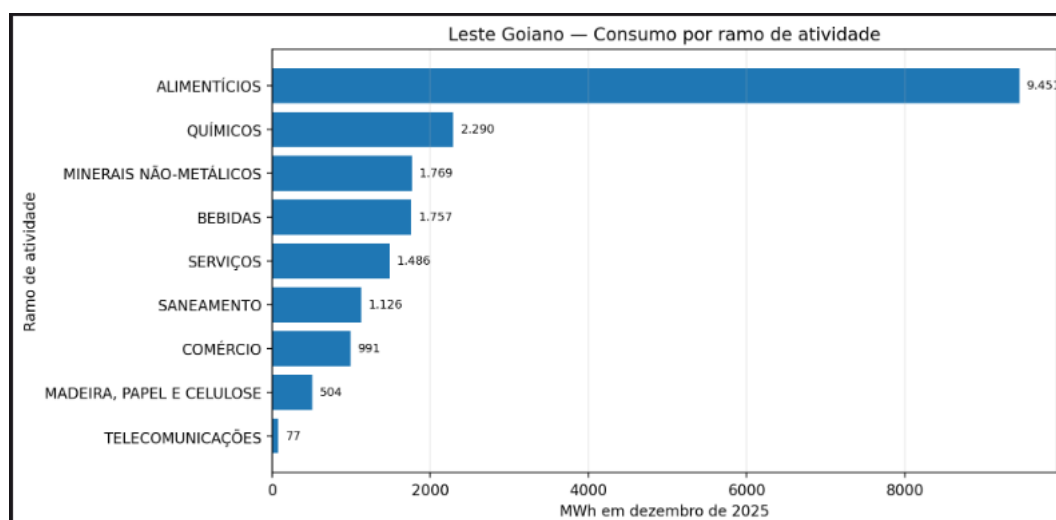
CNAEs de destaque: 24.12-1-00 - Produção de ferroligas responde por 27,3 mil MWh, cerca de 64,3% do consumo regional. Em seguida aparecem 07.24-3-01 - Extração de minério de metais preciosos: 8,2 mil MWh (19,3%); 08.99-1-03 - Extração de amianto: 4,9 mil MWh (11,6%); 07.29-4-05 - Extração de minerais metálicos não ferrosos não especificados anteriormente: 505 MWh (1,2%); e 10.11-2-01 - Frigorífico e abate de bovinos: 485 MWh (1,1%).

Também há atividades de suporte urbano e produtivo, como bancos múltiplos com carteira comercial (64.22-1-00), supermercados (47.11-3-02), produtos cerâmicos para construção (23.42-7-02) e extração de calcário e dolomita (08.10-0-04).

Leste Goiano

Possui perfil mais pulverizado e heterogêneo, com aproximadamente 104 cargas e 22 mil MWh em dezembro de 2025. O território combina base agroprodutiva, serviços urbanos, comércio, saneamento, indústria química e influência locacional do Entorno do Distrito Federal.

Figura 79 Consumo de energia elétrica por ramo de atividade – Leste Goiano



Fonte: Elaboração própria com dados da CCEE.

CNAEs de destaque: 01.41-5-01 - Produção de sementes certificadas, exceto de forrageiras para pasto, registra 3,9 mil MWh, cerca de 17,9% do consumo regional, indicando expansão tecnológica do agro. Também se destacam 10.41-4-00 - Fabricação de óleos vegetais em bruto: 2,3 mil MWh (10,4%); 20.61-4-00 - Fabricação de sabões e detergentes sintéticos: 2,2 mil MWh (10,1%); 81.12-5-00 - Condomínios prediais: 1,5 mil MWh (6,8%); e 11.13-5-02 - Fabricação de cervejas e chopes: 1,4 mil MWh (6,5%).

Em volume de conexões, predominam captação, tratamento e distribuição de água (36.00-6-01), comércio atacadista com predominância de alimentos (46.91-5-00), supermercados (47.11-3-02), extração de calcário e dolomita (08.10-0-04) e telefonia fixa comutada (61.10-8-01). As pressões futuras da expansão agroprodutiva e da irrigação devem ser monitoradas.

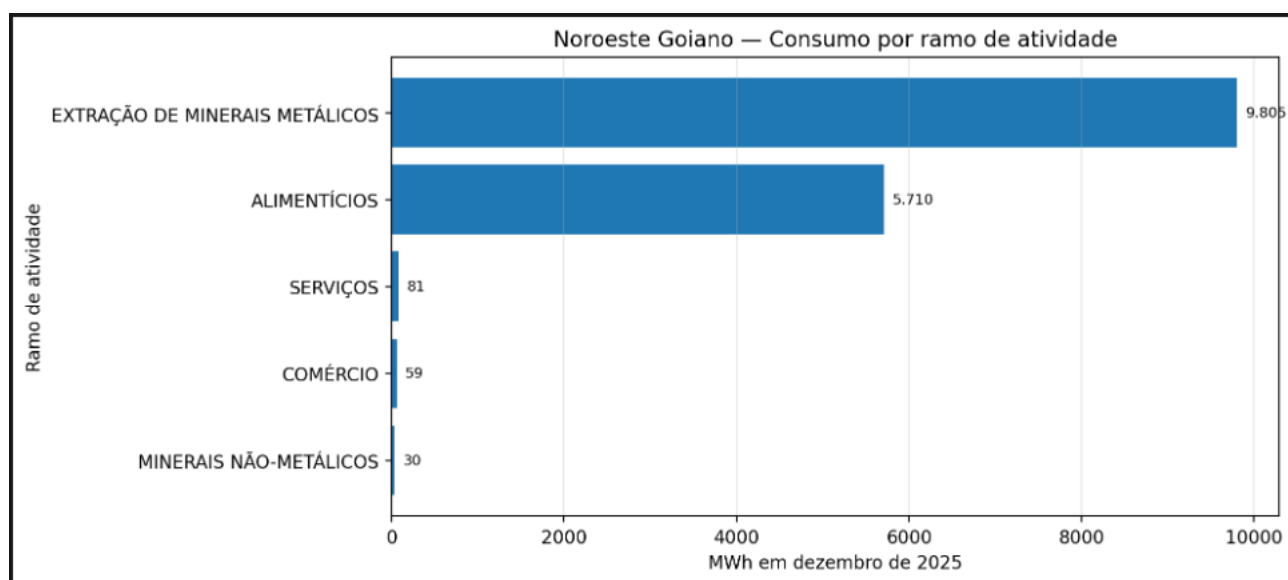
Noroeste Goiano

Menor volume de conexões, com cerca de 13 a 14 cargas, mas consumo relevante para seu porte territorial, próximo a 16 mil MWh em dezembro de 2025.

CNAEs de destaque: 07.24-3-01 - Extração de minério de metais preciosos é o maior consumidor local, com 9,4 mil MWh, cerca de 55,8% do consumo regional. Também aparecem 10.11-2-01 - Frigorífico e abate de bovinos: 4,7 mil MWh (27,9%); 82.19-9-99 - Preparação de documentos e serviços especializados de apoio administrativo não especificados anteriormente: 1,1 mil MWh (6,5%); 10.52-0-00 - Fabricação de laticínios: 924 MWh (5,5%); e 07.29-4-03 - Extração de minério de níquel: 439 MWh (2,6%).

As cargas de apoio incluem comércio atacadista sem predominância específica (46.92-3-00) e armazéns gerais (52.11-7-01). A presença de poucos empreendimentos deixa o Noroeste Goiano como a região menos desenvolvida no ponto de vista do Mercado Livre.

Figura 80 Consumo de energia elétrica por ramo de atividade – Noroeste Goiano



Fonte: Elaboração própria com dados da CCEE.

4.3.4. Tendência de Padrões de Consumo

O diagnóstico dos padrões de consumo de energia elétrica em Goiás evidencia uma estrutura de demanda, marcada pela complementaridade entre o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) (mercado cativo) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). Em conjunto, esses dois ambientes revelam a heterogeneidade territorial do consumo estadual e permitem compreender como diferentes dinâmicas econômicas moldam a utilização da infraestrutura elétrica nas mesorregiões goianas.

No mercado cativo observa-se predominância do consumo associado às classes residencial, comercial, rural e parte relevante das unidades industriais atendidas em média tensão. O subgrupo B1 apresenta distribuição fortemente vinculada à densidade populacional e ao grau de urbanização, com maior concentração nas mesorregiões Centro Goiano e Sul Goiano, refletindo a centralidade urbana de municípios como Goiânia, Aparecida de Goiânia, Anápolis, Rio Verde e Itumbiara. Já o subgrupo A4 evidencia maior correlação com atividades produtivas de média tensão, revelando concentração expressiva em polos agroindustriais, alimentícios, farmacêuticos, logísticos e de transformação industrial.

No recorte territorial do ACR, o Centro Goiano concentra o maior volume de consumo, impulsionado pela diversificação econômica, pela elevada densidade urbana e pela presença de cadeias industriais estruturadas. O Sul Goiano destaca-se pelo peso da agroindústria e pela intensidade energética associada ao processamento de alimentos, laticínios, óleos vegetais e mineração. O Leste Goiano apresenta perfil intermediário, combinando expansão urbana, logística e modernização agroprodutiva, enquanto Norte e Noroeste Goiano exibem consumo mais disperso, associado a atividades agropecuárias, frigoríficas e empreendimentos industriais localizados.

No mercado livre (ACL), por sua vez, observa-se maior concentração em cargas industriais eletrointensivas e consumidores estratégicos de grande porte. O consumo livre está fortemente concentrado no Centro Goiano e no Sul Goiano, que reúnem a maior parte das cargas e do volume energético contratado, com destaque para atividades metalúrgicas, mineração, fertilizantes, cimento, proteína animal, farmacêutica e processamento agroindustrial. Nessas regiões, o ACL evidencia elevada densidade produtiva e maior sensibilidade à qualidade e confiabilidade do suprimento.

Já nas mesorregiões Norte e Noroeste, embora o número de consumidores livres seja reduzido, a presença de poucos empreendimentos de alta intensidade energética confere relevância sistêmica a essas cargas. Nesses casos, a criticidade não decorre da capilaridade do consumo, mas da dependência regional em relação a plantas minerais, metalúrgicas e frigoríficas específicas. O Leste Goiano, por sua vez, apresenta perfil mais pulverizado, com presença de cargas livres ligadas à agroindústria, saneamento, serviços e expansão produtiva associada ao Entorno do Distrito Federal.

A análise integrada entre ACR e ACL demonstra que os padrões de consumo em Goiás vêm se tornando progressivamente mais complexos e territorialmente especializados. A expansão da agroindustrialização, da irrigação, da mineração, da armazenagem e de atividades industriais de maior intensidade energética vem redefinindo a geografia da demanda elétrica estadual, criando polos consumidores e ampliando a necessidade de planejamento regionalizado da infraestrutura.

Além disso, fatores sazonais especialmente aqueles relacionados ao calendário agrícola e ao uso intensivo de irrigação durante os períodos secos introduzem variações temporais relevantes na carga, exigindo maior capacidade de resposta da rede de distribuição e transmissão.

A forte sazonalidade do calendário agrícola estadual atua como o principal motor dessa alteração temporária no perfil de carga. A produção no campo obedece a ciclos de plantio que impõem necessidades energéticas muito desiguais ao longo do ano. Durante os meses de estiagem (segunda quinzena de maio e a primeira quinzena de setembro) os produtores goianos dependem do uso intensivo de irrigação artificial para garantir a viabilidade das culturas de inverno. O

acionamento simultâneo de milhares de sistemas de pivôs centrais eleva a demanda elétrica de maneira abrupta nas áreas rurais. Esse pico sazonal concentra um grande volume de consumo em curtas janelas de tempo e passa a exigir uma capacidade máxima de entrega da infraestrutura de distribuição local.

Esses resultados reforçam a importância das próximas etapas do PEEG 2030, em especial dos estudos de projeção econômica e energética, bem como, das contribuições oriundas do Mapeamento Estadual de Demanda de Energia (MEDE), para aprofundar a compreensão das trajetórias regionais de consumo e subsidiar decisões de expansão, reforço e modernização da infraestrutura elétrica estadual até 2030.

Entretanto, a caracterização detalhada desses padrões ainda requer aprofundamento analítico. Nesse contexto, a Etapa 4 do projeto PEEG 2030– Panorama do Mercado de Energia no Estado de Goiás terá papel fundamental no refinamento dessas informações.

Essa etapa tem como objetivo projetar o cenário econômico estadual até 2030, bem como estimar a evolução da oferta potencial de geração e da demanda energética, sendo estruturada nos seguintes produtos:

- **Produto 6 (P6)** – Relatório Socioeconômico;
- **Produto 7 (P7)** – Relatório da Oferta de Energia;
- **Produto 8 (P8)** – Relatório da Demanda de Energia.

Especialmente por meio dos Produtos 6 e 8 que será possível detalhar com maior precisão os padrões de consumo de cada mesorregião Centro, Sul, Leste, Norte e Noroeste Goiano identificando tendências de crescimento setorial, transformações econômicas regionais, surgimento de novas cargas estratégicas e possíveis mudanças no comportamento da demanda. Esses estudos fornecerão base técnica mais robusta para o planejamento energético estadual e para a definição de estratégias de expansão e modernização da infraestrutura elétrica em Goiás. Acrescenta-se também o uso da pesquisa feito pelo Governo do estado, Mapeamento Estadual de demanda de energia, MEDE.

4.4. Análise Territorial e Infraestrutura de Rede

4.4.1. Metodologia de Georreferenciamento e Bases Cartográficas

Para o georreferenciamento, foi necessário que o Estado identificasse e localizasse suas próprias infraestruturas energéticas, incluindo a rede de distribuição, as centrais geradoras, as usinas e suas delimitações territoriais. Além da localização, foram levantados atributos técnicos de

cada infraestrutura por exemplo, um transformador situado no município de Aparecida de Goiânia pode operar com tensão nominal de 20 kV e atender 20 consumidores conectados à rede de distribuição local.

Um aspecto relevante diz respeito à interligação nacional operada pelo ONS: todas as usinas geradoras do país estão interligadas pelo Sistema Interligado Nacional (SIN), e o despacho da energia gerada é definido pelo operador, não pelo estado onde a usina está fisicamente instalada. Em contrapartida, os empreendimentos de mini e microgeração distribuída possuem impacto direto sobre a rede local, pois alteram o fluxo de energia em residências, comércios e indústrias. Sua quantificação é feita tanto de forma georreferenciada quanto tabular, com apresentação de números e gráficos ilustrativos.

Para a execução do projeto, foram utilizados arquivos nos formatos shapefile, raster e Geodatabases (.gdb's).

4.4.1.1. Bases Geográficas Utilizadas

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), por meio da Lei de Acesso à Informação, disponibiliza em seu portal de dados abertos diversas bases utilizadas neste projeto, contemplando consumo de energia e infraestrutura da rede elétrica — tanto de distribuição quanto de geração. Os arquivos foram inseridos no QGIS, software de geoprocessamento que permite a visualização geográfica e a análise espacial de dados em tempo real.

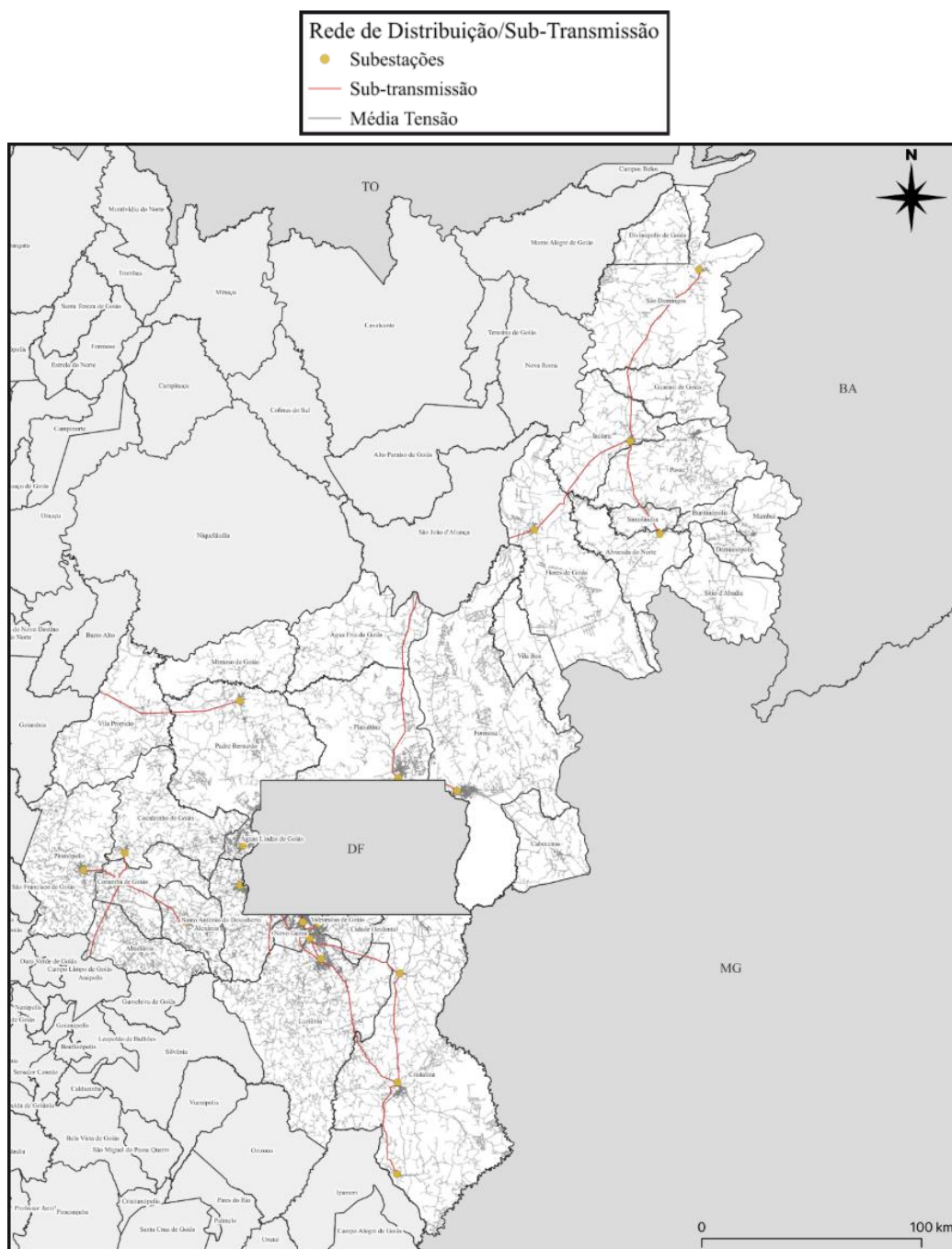
Para os empreendimentos de mini e microgeração distribuída, a ANEEL disponibiliza localização apenas de forma aproximada. Por isso, foi necessário recorrer à Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD), que reúne informações técnicas anuais da rede elétrica e das unidades consumidoras de todos os distribuidores e cooperativas do Brasil. Uma limitação dessa base é sua atualização anual, publicada a partir de agosto de cada ano — razão pela qual a versão disponível é a BDGD 2024. Para dados mais recentes (referência: março de 2026), foram utilizadas as bases aproximadas da ANEEL. Considerando que a infraestrutura geral não apresenta alterações significativas em curto prazo, o uso da BDGD 2024 foi julgado adequado para os fins deste projeto.

Para a rede de transmissão com tensão igual ou superior a 138 kV, foram utilizadas bases disponibilizadas pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), que contemplam tanto a rede existente quanto a planejada, dado relevante para a formulação de políticas públicas relacionadas à expansão da infraestrutura de transmissão.

A divisão municipal, estadual e mesorregional foi realizada com base em arquivos disponibilizados pela Secretaria de Estado de Goiás.

4.4.2. Mapeamento da Rede de Distribuição

Figura 81 Mapa Mesorregião Leste Goiano – Rede de Distribuição



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EPE, ANEEL, BDGD e SIGA.

A mesorregião do Leste Goiano é composta por 32 municípios distribuídos em duas microrregiões: Entorno do Distrito Federal, com 20 municípios, e Vão do Paranã, com 12 municípios, conforme a Figura 52. A configuração da rede de distribuição em alta tensão (AT) reflete as particularidades territoriais e socioeconômicas desse recorte, marcado pela proximidade com o Distrito Federal, pela presença de polos agrícolas de relevância, com destaque para Cristalina, no Polo de Irrigação do Planalto Central de Goiás, e para o Polo de Irrigação do Vale do Paranã, e por núcleos urbanos dispersos ao longo do Vão do Paranã.

A rede de AT mapeada no Leste Goiano opera em dois níveis de tensão: 138 kV, representada em azul escuro, e 69 kV, em azul claro. Não há, no recorte analisado, trechos de distribuição em tensões superiores, uma vez que linhas de 230 kV e acima integram a Rede Básica de transmissão e são tratadas em seção específica deste diagnóstico. A coexistência de dois níveis reflete a hierarquia típica do sistema de distribuição: o 138 kV cumpre papel de transporte regional entre subestações de fronteira e centros de carga, enquanto o 69 kV opera a capilaridade local, levando energia a subestações de rebaixamento e conjuntos de alimentadores de média tensão.

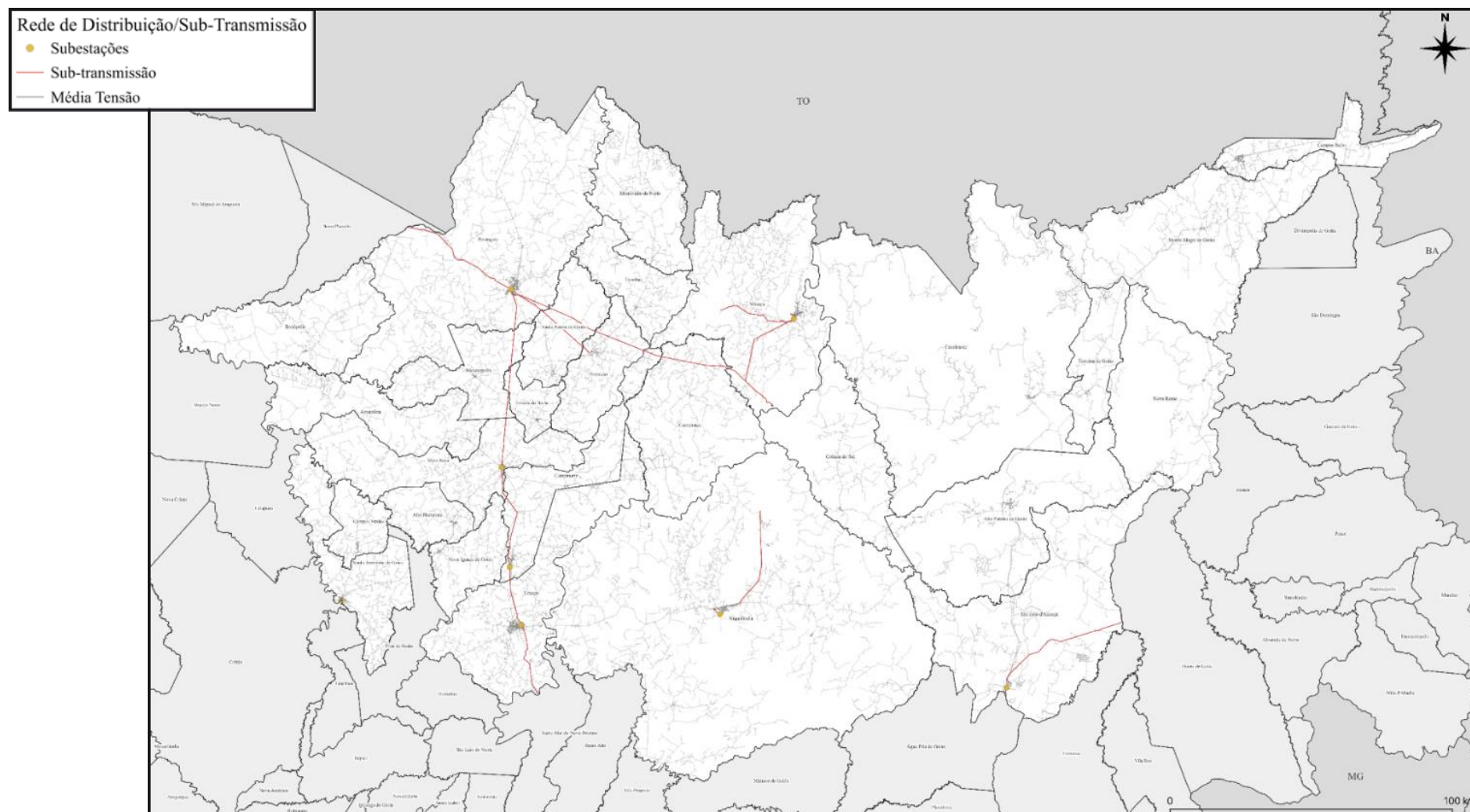
Entre as principais subestações que compõem a malha do Leste destacam-se as de Iaciara, Corumbá e Planaltina, que funcionam como nós estruturantes da rede regional. Iaciara desempenha papel central no atendimento ao Vão do Paranã, região geograficamente afastada dos principais troncos de transmissão do estado. Corumbá e Planaltina, por sua vez, localizam-se na porção mais integrada da mesorregião, articulando o suprimento à faixa sob influência direta do Distrito Federal. Essas três subestações concentram a maior parte da capacidade de transformação AT regional e constituem pontos críticos sob a ótica da confiabilidade do fornecimento.

Uma característica estruturante do Leste Goiano é a topologia predominantemente radial de seu suprimento. Todo o sistema é alimentado a partir de uma única interface com a Rede Básica, a subestação 500/138 kV Brasília Leste, localizada no Distrito Federal, de onde partem longas linhas de 138 kV que avançam pelo Entorno do DF e penetram no Vão do Paranã até a subestação de Iaciara, próxima à divisa com a Bahia. Essa configuração, aliada à extensão das linhas e às suas elevadas reatâncias, impõe limitações naturais ao controle de tensão e à capacidade de atendimento a novas cargas ao longo do eixo, condição que se manifesta em degradação progressiva do perfil de tensão à medida que se avança em direção à extremidade do radial.

Cabe destacar ainda a presença de pequenas centrais hidrelétricas conectadas diretamente à rede de distribuição local, entre elas Santa Edwiges, Mambai II, São Domingos II, Galheiros e a UHE São Domingos, trabalhando como auxílios para os serviços ancilares. Apesar desse aporte local de geração, a disponibilidade firme dessas usinas é limitada pela sazonalidade hidrológica, o que mantém o Leste Goiano dependente do suprimento principal vindo do Distrito Federal.

Por fim, o Leste Goiano concentra hoje uma das maiores demandas de novas cargas reprimidas do estado. De acordo com o estudo "Reavaliação do Atendimento à Região Nordeste de Goiás" (EPE-DEE-RE-011/2025), da Empresa de Pesquisa Energética, a distribuidora Equatorial Goiás declarou cerca de 90 MW de carga com acesso negado na região, com destaque para o projeto Carina (ACLARA Resources Mineração), de 60 MW, com pedido de conexão na subestação 138 kV Iaciara. Soma-se a esse quadro o potencial de eletrificação associado à expansão da agricultura irrigada nos polos do Vale do Paranã e do Planalto Central de Goiás, estimado pelo estudo "Avaliação da Demanda Energética na Agricultura Irrigada" (CNA/FUPAI/UNIFEI, 2024). Nesse estudo, a demanda eletroenergética efetivamente atendida em 2022 foi de 14,63 MW no Polo do Vale do Paranã e de 14,52 MW no Polo do Planalto Central de Goiás; já a demanda equivalente eletroenergética projetada para 2040, cenário hipotético que considera a eletrificação integral da área irrigável projetada pelo Atlas da Irrigação da ANA, atinge, respectivamente, 172,34 MW e 238,94 MW.

Figura 82 Mapa Rede de Distribuição - Mesorregião Norte Goiano



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EPE, ANEEL, BDGD e SIGA.

A mesorregião do Norte Goiano é composta por 27 municípios distribuídos em duas microrregiões: Porangatu, com 19 municípios, e Chapada dos Veadeiros, com 8 municípios, como se observa na Figura 53. A configuração da rede de distribuição em alta tensão (AT) reflete as particularidades territoriais e socioeconômicas desse recorte, marcado pela posição estratégica no eixo de interligação Norte-Sul do Sistema Interligado Nacional, que atravessa a região por meio das subestações de 500 kV Serra da Mesa e Serra da Mesa 2, no município de Minaçu, pela presença de polos de mineração relevantes, como os de níquel em Niquelândia e Barro Alto (este já no Centro Goiano), pela vocação agropecuária ao longo do eixo da BR-153 e pela forte identidade ambiental e turística da Chapada dos Veadeiros, onde se concentram unidades de conservação federais e estaduais que condicionam a expansão da infraestrutura.

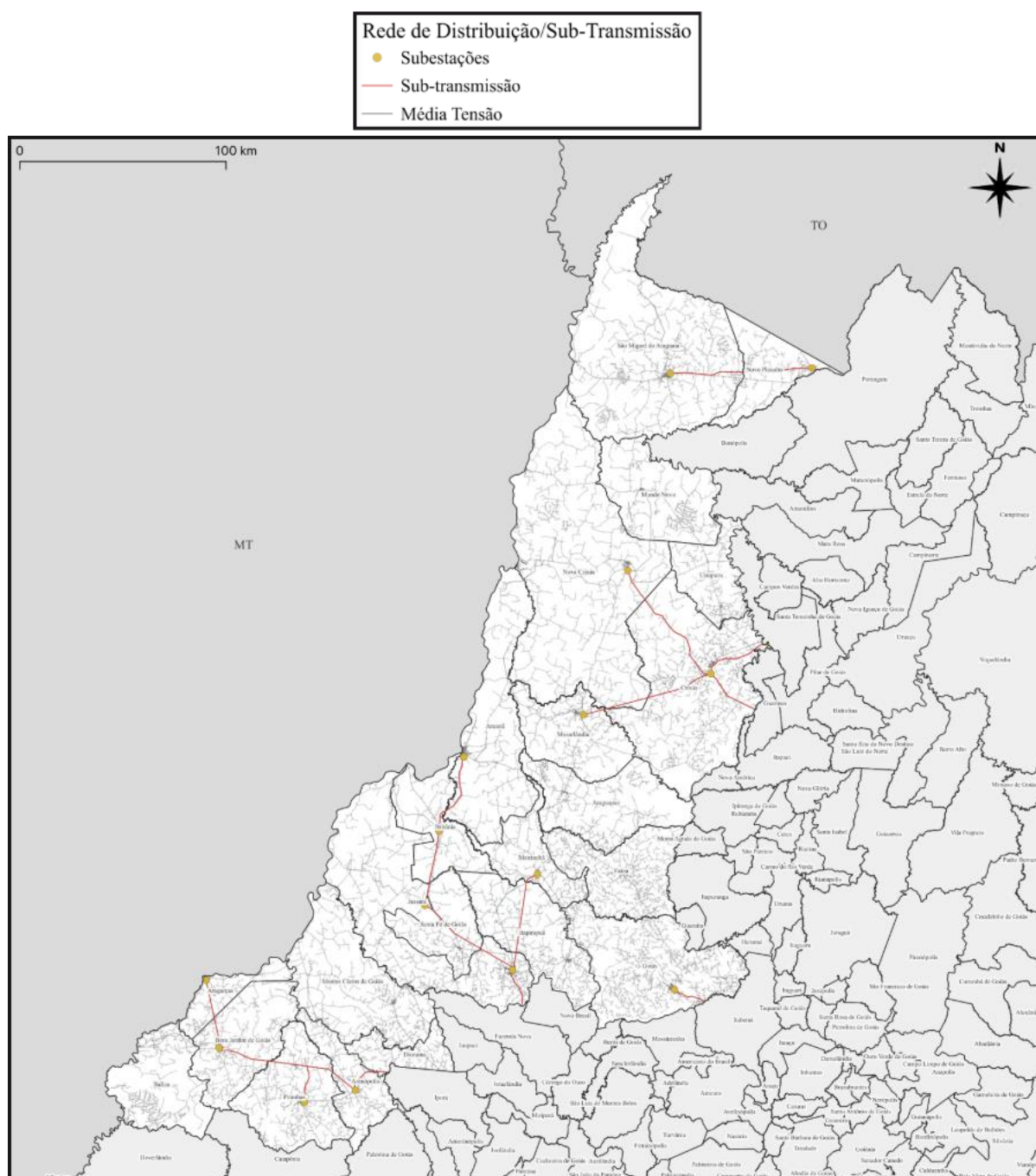
Entre as principais subestações que compõem a malha do Norte destacam-se as de Niquelândia, Minaçu e Uruaçu, no eixo de 138 kV, e as de Porangatu e São João d'Aliança, no eixo de 69 kV. Niquelândia e Minaçu concentram a maior parte da capacidade de transformação AT da porção central da mesorregião, articulando o suprimento às áreas de mineração e ao entorno do reservatório de Serra da Mesa. Uruaçu, posicionada sobre o eixo da BR-153, funciona como ponto de convergência do suprimento à faixa de maior densidade populacional e econômica da microrregião de Porangatu, de onde parte a ramificação em 69 kV que atende aos núcleos urbanos do extremo norte do estado. Já São João d'Aliança opera como nó de fronteira entre o Norte Goiano e o Leste Goiano, articulando o atendimento à microrregião da Chapada dos Veadeiros, geograficamente afastada dos principais troncos de transmissão.

A topologia de suprimento do Norte Goiano apresenta configuração mista, diferenciando-se do padrão estritamente radial observado no Leste. O eixo principal acompanha a BR-153 e é estruturado a partir das interfaces com a Rede Básica em Serra da Mesa e nas subestações adjacentes, de onde partem linhas de 138 kV que atendem Minaçu, Niquelândia e Uruaçu, com ramificações em 69 kV que se estendem para Porangatu e demais núcleos urbanos ao norte. Já na microrregião da Chapada dos Veadeiros, o atendimento em AT restringe-se à subestação de São João d'Aliança, que opera como ponto terminal do sistema de 138 kV na porção leste da mesorregião. A partir dela, os demais municípios da Chapada, como Alto Paraíso, Cavalcante, Monte Alegre de Goiás e Campos Belos, são supridos exclusivamente em média tensão, condição que impõe limitações estruturais ao controle de tensão, à confiabilidade e à capacidade de atendimento a novas cargas nessa porção do território.

Um aspecto que merece destaque na configuração da rede de distribuição do Norte Goiano é o tratamento diferenciado dado à microrregião da Chapada dos Veadeiros. Com exceção de São João d'Aliança, que se conecta ao sistema de 138 kV na fronteira com o Leste Goiano, os demais

sete municípios da microrregião, Alto Paraíso de Goiás, Cavalcante, Colinas do Sul, Monte Alegre de Goiás, Nova Roma, Teresina de Goiás e Campos Belos, não dispõem de subestações de AT em seu território e são atendidos exclusivamente em média tensão, a partir de subestações de menor porte para atendimento municipal. Essa condição guarda relação com o mosaico de unidades de conservação que recobre parcela expressiva do território, com destaque para o Parque Nacional da Chapada dos Veadeiros (240.586 hectares, categoria de Proteção Integral segundo a Lei do SNUC. Lei nº 9.985/2000) e para a Área de Proteção Ambiental Pouso Alto, unidade estadual que circunda o Parque. Cabe registrar que, conforme o decreto de ampliação do Parque, de junho de 2017, as atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica são admitidas na zona de amortecimento, mediante licenciamento ambiental, ou seja, a condicionante ambiental é um fator de qualificação do traçado e não de vedação absoluta à expansão. Como consequência, a Chapada dos Veadeiros configura-se como a porção territorial do Norte Goiano com menor densidade estrutural de suprimento em AT, condição que deverá ser considerada no planejamento de eventuais expansões associadas ao turismo, à atividade agropecuária e à eletrificação rural da região.

Figura 83 Mapa Rede de Distribuição - Mesorregião Noroeste Goiano



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EPE, ANEEL, BDGD e SIGA.

A mesorregião do Noroeste Goiano é composta por 23 municípios distribuídos em três microrregiões: Aragarças, com 7 municípios; Rio Vermelho, com 9 municípios; e São Miguel do Araguaia, com 7 municípios. A **Figura 83** apresenta a configuração da rede de distribuição em alta tensão (AT), que reflete as particularidades territoriais e socioeconômicas desse recorte, marcado

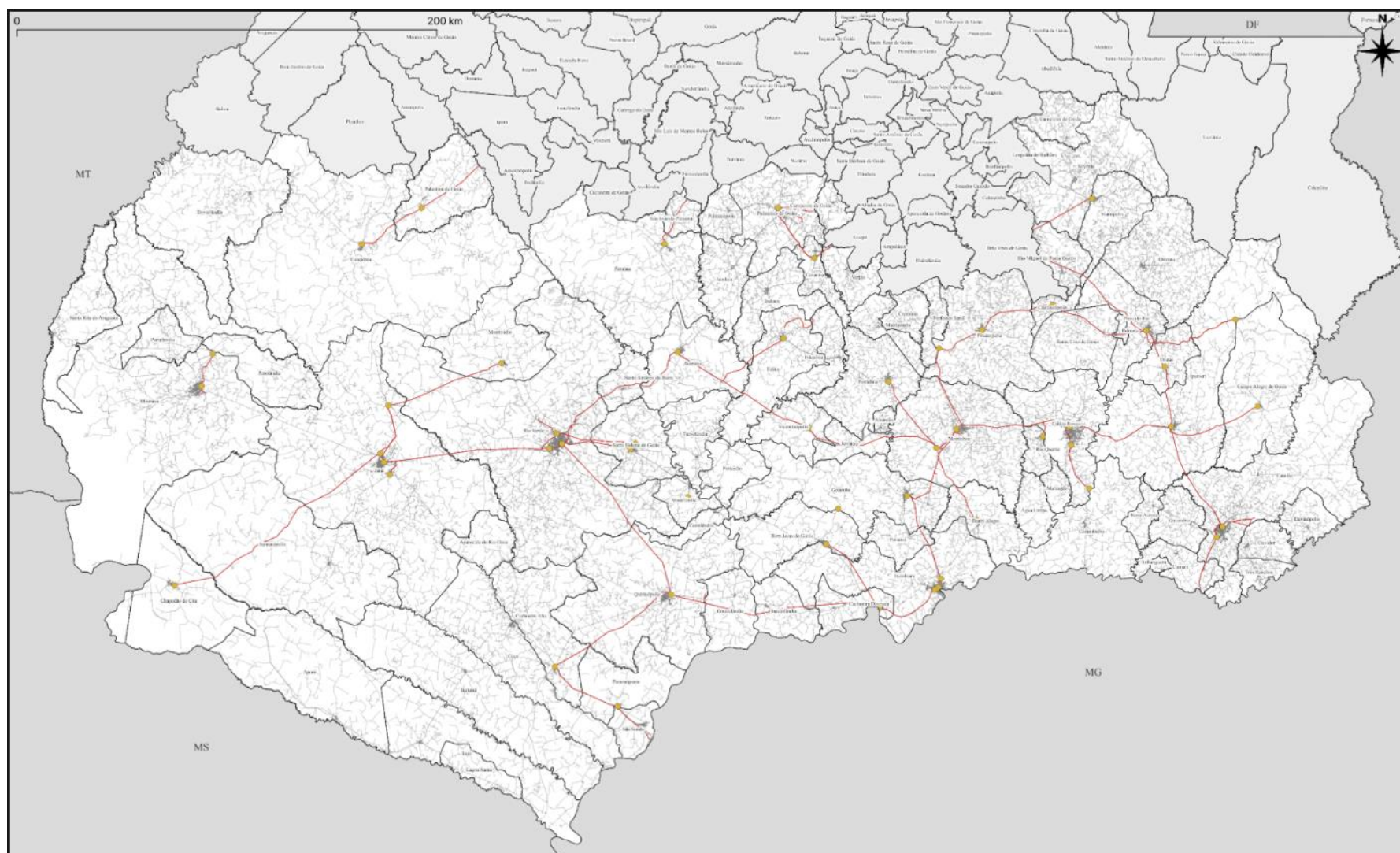
pelo afastamento em relação aos principais centros consumidores do estado, pela forte presença do Vale do Araguaia, pela vocação agropecuária de base extensiva e pela presença de mineração de ouro em Crixás.

A rede de AT mapeada no Noroeste Goiano opera predominantemente em 69 kV, com apenas dois pequenos trechos em 138 kV, um próximo à subestação de Crixás e outro na região de Santa Fé de Goiás, Jussara e Itapirapuã. Essa configuração diferencia o Noroeste das demais mesorregiões do estado: enquanto no Leste e no Norte o 138 kV cumpre papel de transporte regional entre subestações de fronteira e centros de carga, no Noroeste o próprio transporte regional é realizado majoritariamente em 69 kV, com a capilaridade local recaindo sobre a rede de média tensão.

De acordo com o estudo "Atendimento às regiões Itapaci, Firminópolis e Matrinchã" (EPE-DEE-RE-058/2024), da Empresa de Pesquisa Energética, o atendimento aos consumidores cativos do eixo central do Noroeste é realizado a partir da subestação de Rede Básica de Fronteira 230/138 kV Firminópolis, localizada no Centro Goiano, que se conecta à subestação 138 kV Iporá e, em sistema radial, segue para as subestações de Jussara e Fazenda Canadá, de onde parte a rede em 69 kV que atende aos demais municípios da microrregião de Rio Vermelho. Segundo o mesmo estudo, as subestações que concentram os maiores montantes de demanda reprimida declarada pela distribuidora Equatorial Goiás no Noroeste são as de Fazenda Canadá (45.892 kVA), Britânia (33.218 kVA), Matrinchã (23.024 kVA), Aruanã (6.475 kVA) e Jussara (4.250 kVA), todas operando em 69 kV.

A topologia de suprimento do Noroeste Goiano apresenta configuração estritamente radial, com dependência de uma única interface com a Rede Básica, a subestação Firminópolis, e extensão significativa da rede de 69 kV até os municípios mais distantes da microrregião de Rio Vermelho. Segundo o estudo da EPE (EPE-DEE-RE-058/2024), essa configuração atingiu seu limite operacional para o atendimento à demanda atual: a distribuidora Equatorial Goiás declarou não conseguir atender à demanda de cargas irrigantes na região apenas com obras de expansão da distribuição, apontando carga reprimida total de aproximadamente 181 MW e solicitando à EPE estudo de viabilidade técnico-econômica para novo ponto de suprimento via Rede Básica de Fronteira. Como resposta, o referido estudo recomendou a implantação da nova subestação 230/138 kV Matrinchã 2, a ser conectada ao sistema de transmissão regional.

Figura 84 Mapa Mesorregião Sul Goiano – Rede de Distribuição



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EPE, ANEEL, BDGD e SIGA

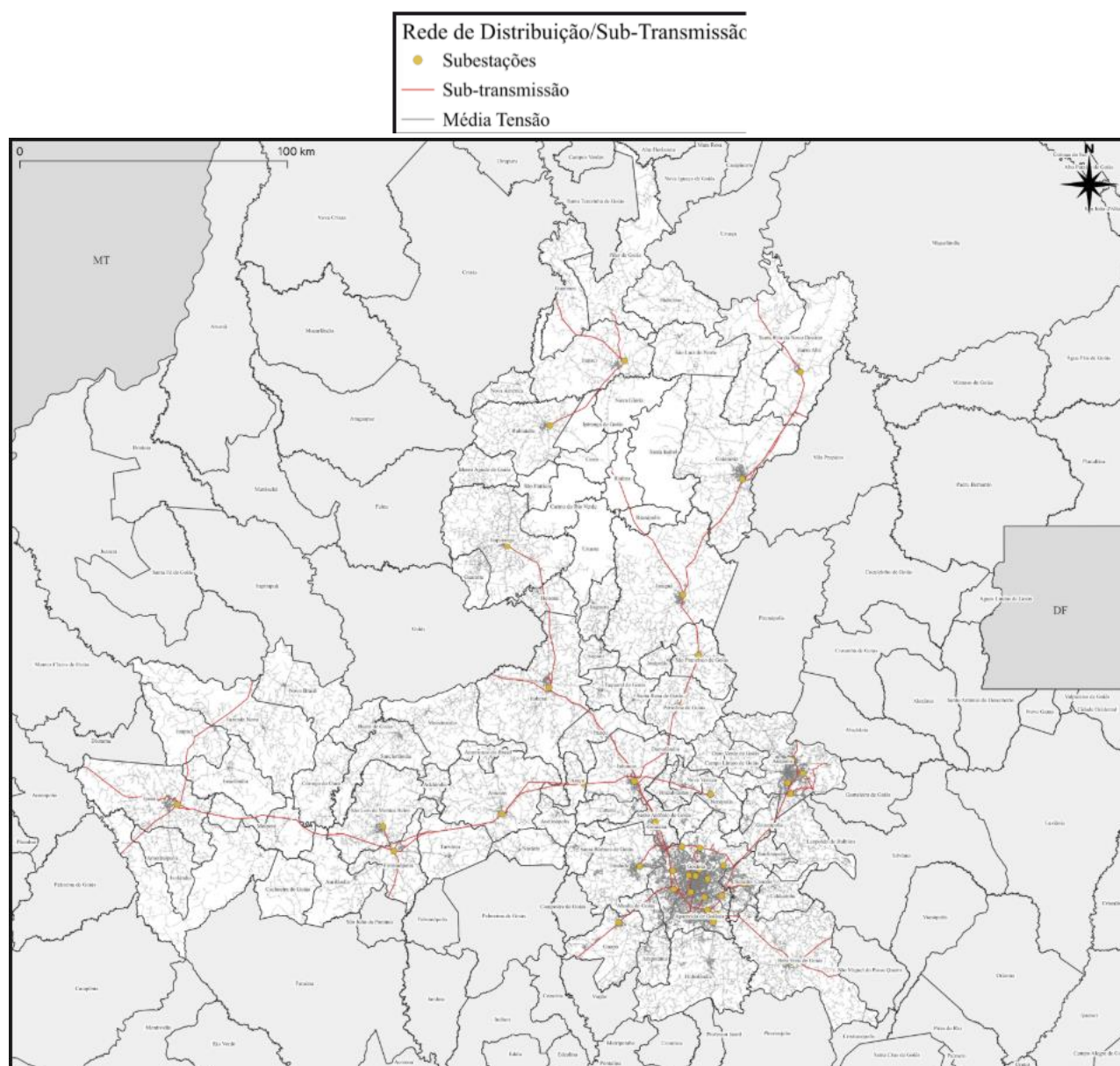
A mesorregião do Sul Goiano é a mais extensa e populosa do estado, composta por 82 municípios distribuídos em seis microrregiões: Vale do Rio dos Bois, com 13 municípios; Meia Ponte, com 21; Catalão, com 11; Sudoeste de Goiás, com 18; Quirinópolis, com 9; e Pires do Rio, com 10. A configuração da rede de distribuição em alta tensão (AT), ilustrada na Figura 55, reflete o dinamismo econômico desse recorte, marcado pela concentração do agronegócio de grãos e cana-de-açúcar no Sudoeste de Goiás (com destaque para Rio Verde, Jataí e Mineiros), pelo polo industrial e mineral de Catalão, pela atividade sucroenergética ao longo do Meia Ponte e do Vale do Rio dos Bois, e pela presença de grandes unidades geradoras na bacia do Paranaíba, como as usinas de Itumbiara e Cachoeira Dourada.

A rede de AT mapeada no Sul Goiano opera em 138 kV e 69 kV, com presença expressiva de trechos em 138 kV articulando os principais eixos de transporte regional. Essa densidade em 138 kV está diretamente associada à elevada concentração de empreendimentos de geração na mesorregião, delimitada pelo rio Paranaíba, abriga o conjunto de usinas hidrelétricas de Itumbiara, Cachoeira Dourada e São Simão, além de outras unidades de menor porte ao longo de sua bacia.

Entre as principais subestações que compõem a malha do Sul Goiano destacam-se as de Rio Verde, Jataí, Itumbiara e Catalão, que funcionam como nós estruturantes da rede regional. Rio Verde e Jataí concentram o atendimento ao polo agroindustrial do Sudoeste de Goiás, articulando o suprimento às áreas de maior demanda associada à produção de grãos, à agroindústria de proteína animal e à sucroenergia. Itumbiara, localizada às margens do rio Paranaíba, articula o atendimento à porção sul da mesorregião e à faixa de fronteira com Minas Gerais, além de interfacear com o sistema de geração hidrelétrica da bacia. Catalão, por sua vez, cumpre papel análogo no leste da mesorregião, atendendo ao polo industrial e mineral da microrregião homônima.

Diferentemente das demais mesorregiões já tratadas, o Sul Goiano apresenta topologia mais malhada, com múltiplas interfaces com a Rede Básica e maior número de subestações de 138 kV distribuídas pelo território. Essa configuração decorre da combinação entre a alta densidade de carga associada ao agronegócio e à agroindústria e a proximidade dos grandes centros de geração da bacia do Paranaíba, que viabilizaram, ao longo das últimas décadas, o adensamento da infraestrutura de transporte regional. Ainda assim, a expansão acelerada da demanda nas áreas de irrigação, agroindústria de proteína animal e mineração tem sido apontada como vetor de pressão sobre a rede.

Figura 85 Mapa Mesorregião Centro Goiano – Rede de Distribuição



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EPE, ANEEL, BDGD e SIGA.

A mesorregião do Centro Goiano é composta por 82 municípios distribuídos em cinco microrregiões: Goiânia (17), Anápolis (20), Ceres (22), Anicuns (13) e Iporá (10). Concentra a maior densidade populacional e econômica do estado, com destaque para a Região Metropolitana de Goiânia, principal polo de carga de Goiás, e para o eixo industrial e logístico Goiânia–Anápolis, visto na **Figura 85**.

A rede de AT do Centro Goiano opera em 138 kV e 69 kV, com configuração mais malhada que a observada nas demais mesorregiões e maior densidade de subestações em torno de Goiânia

e Anápolis. O atendimento à capital tem como uma de suas principais interfaces com a Rede Básica a subestação 230/13,8 kV Goiânia Leste, que supre majoritariamente as cargas da região central do município. Segundo o estudo da EPE (EPE-DEE-RE-033/2025), essa subestação não atende plenamente ao critério N-1 de planejamento e registrou, entre 2022 e 2023, três sinistros sucessivos em transformadores, condição que motivou a recomendação de obras de reforço (novos disjuntores e barramento auxiliar de 13,8 kV) com investimento estimado em R\$ 27,5 milhões e previsão de entrada em operação em 2029.

4.4.3. Mapeamento da Rede de Transmissão

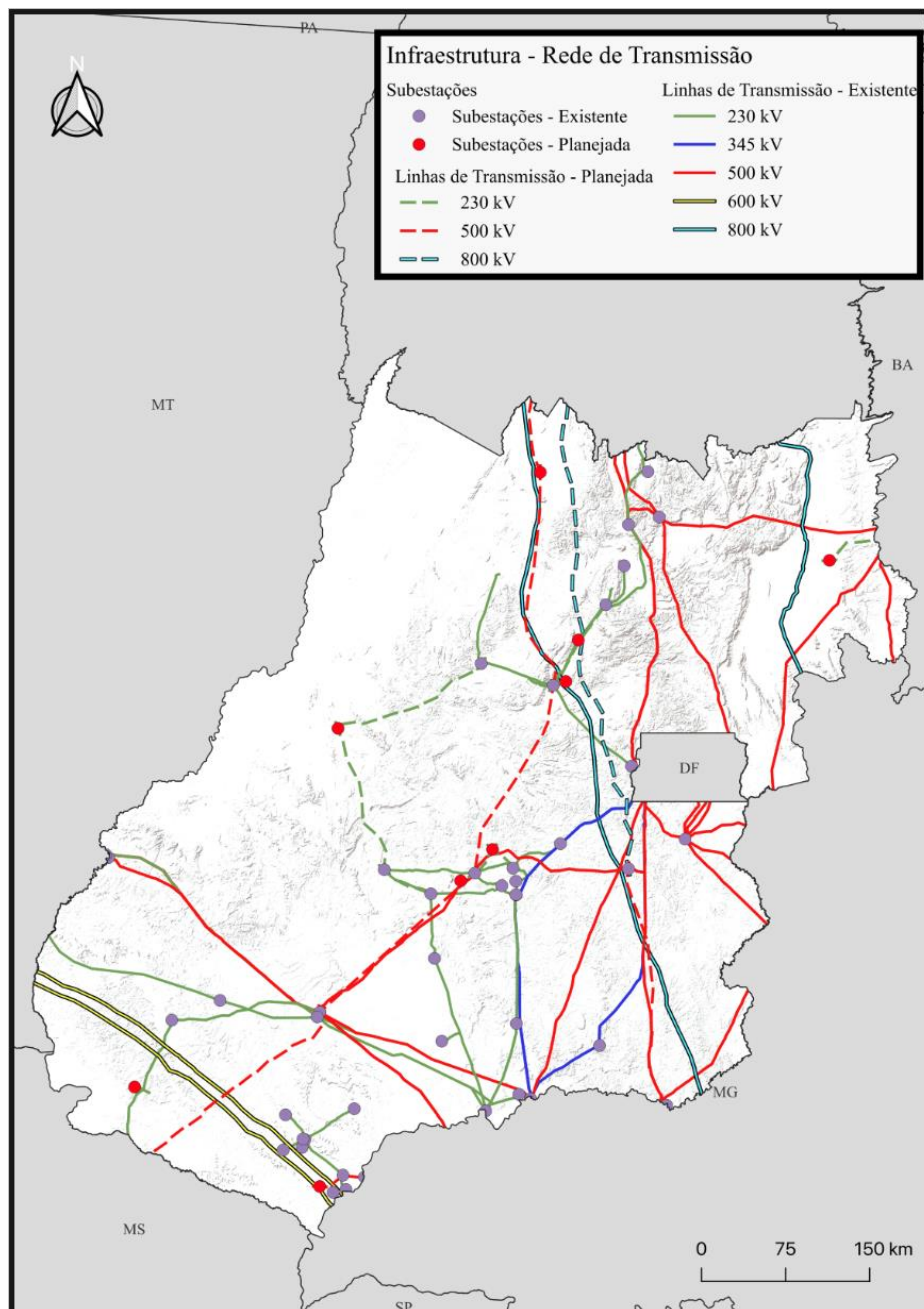
A rede de transmissão em Goiás deve ser interpretada a partir de duas escalas complementares. Na escala nacional o estado integra corredores de intercâmbio vitais para o funcionamento do SIN, conectando áreas de geração renovável das regiões Norte e Nordeste aos grandes centros de consumo da região Sudeste. Na escala estadual a presença dessa infraestrutura não garante automaticamente a disponibilidade de pontos de suprimento para as cargas locais. Essa distinção é fundamental porque a transmissão que atravessa o território goiano muitas vezes atua apenas como um fluxo de passagem não se traduzindo em capilaridade suficiente para induzir o desenvolvimento produtivo em todas as localidades.

A análise territorial evidencia que a infraestrutura de transmissão é distribuída de forma bastante desigual. Algumas regiões contam com elevada densidade de linhas e interfaces robustas com a Rede Básica enquanto outras dependem de estruturas radiais vulneráveis ou de subestações localizadas fora de seus limites territoriais. Essa heterogeneidade revela que a infraestrutura elétrica do estado possui capacidades distintas de conexão e exige uma presença ativa do governo estadual na articulação do setor. A promoção do alinhamento entre as requisições de demanda do setor produtivo, o planejamento operacional da distribuidora e as diretrizes da União que delimitam as outorgas de transmissão são fundamentais para que o fluxo de expansão da transmissão seja estabelecido de forma estratégica.

Nesse cenário o Plano Estadual de Energia de Goiás consolida-se como um instrumento norteador de políticas públicas essencial. O PEEG eleva o crescimento do estado a uma decisão estratégica que ultrapassa mandatos governamentais atuando como um mecanismo vivo de perpetuação das ações pró-infraestrutura para garantir a conversão dos corredores sistêmicos em polos reais de suprimento estadual.

A compreensão global dessa dinâmica exige uma visualização integrada de toda a malha elétrica goiana. O mapa geral de transmissão, a seguir, apresenta a totalidade das rotas de escoamento e dos pontos de fronteira instalados atualmente no território estadual.

Figura 86 Rede de Transmissão Existente e Planejada – Estado de Goiás

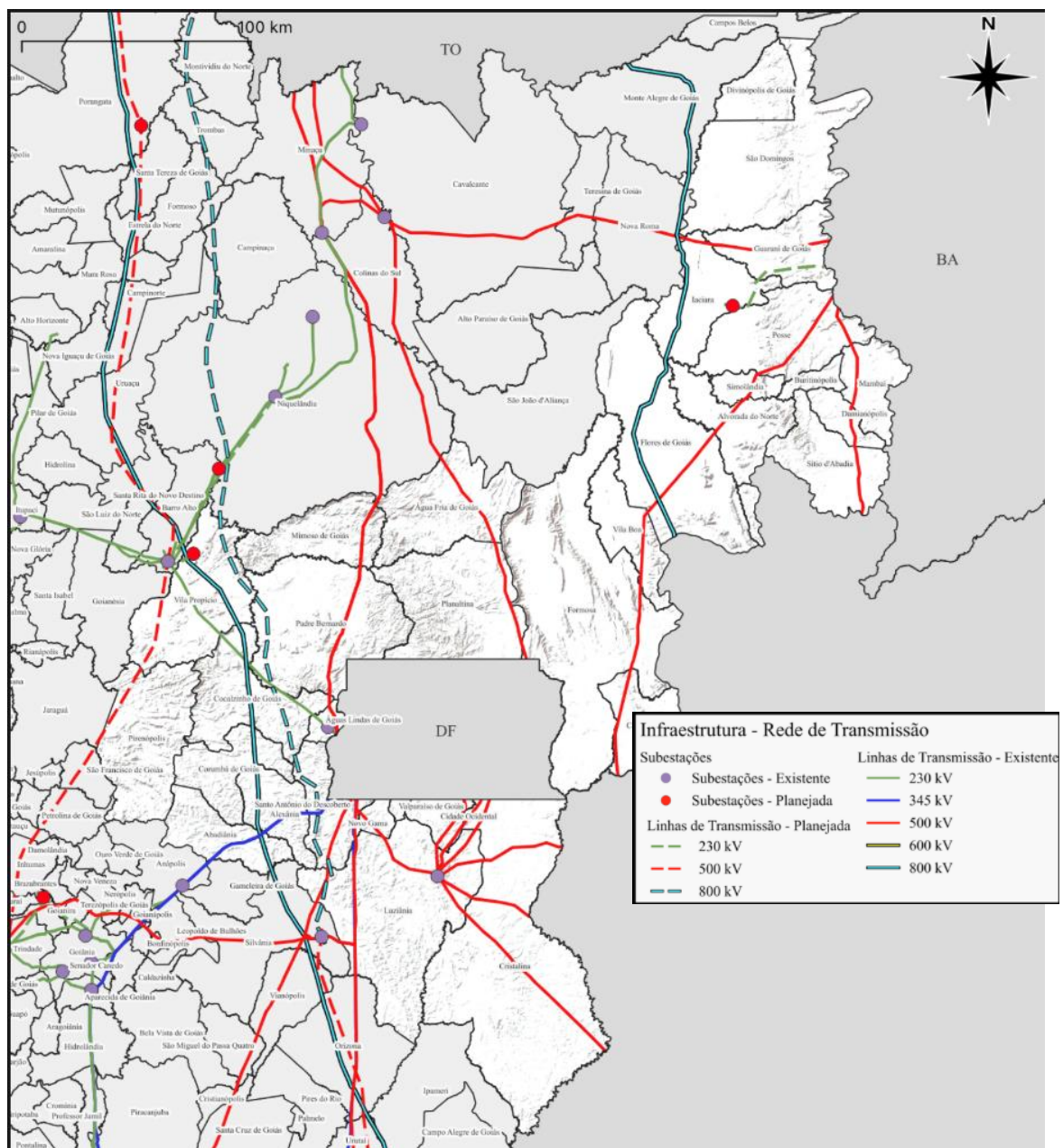


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EPE, ANEEL, BDGD e SIGA.

Mesorregião Leste

O Leste Goiano é caracterizado por sua proximidade geográfica e dependência elétrica do Distrito Federal. A rede de transmissão local, conforme a Figura 58, é fortemente influenciada pelo anel de 345 kV e 230 kV que atende a capital federal. O território possui uma das maiores concentrações de agricultura irrigada por pivôs centrais da América Latina com destaque para o município de Cristalina.

Figura 87 Rede de Transmissão - Mesorregião Leste Goiano



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EPE, ANEEL, BDGD e SIGA.

A Rede Básica no Leste Goiano é estruturada por linhas de 500 kV que atravessam a mesorregião no eixo entre o norte e o sul conectando a usina de Serra da Mesa ao Distrito Federal e prosseguindo em direção ao oeste baiano. O território abriga o terminal inversor do Bipolo de Corrente Contínua de 800 kV em Silvânia e tem como principais subestações as unidades de Brasília Leste, Luziânia, Rio das Águas e Arinos. A análise desta malha revela um descompasso severo entre a infraestrutura de grande porte e a oferta de energia local. A transmissão instalada prioriza a confiabilidade do Distrito Federal e deixa o lado goiano com pontos de suprimento restritos. O resultado direto é uma forte demanda reprimida no setor agrícola onde a falta de capacidade de transformação impede a ligação de novos sistemas de irrigação e força os produtores a operarem fora do sistema integrado elevando custos e limitando a expansão econômica da região.

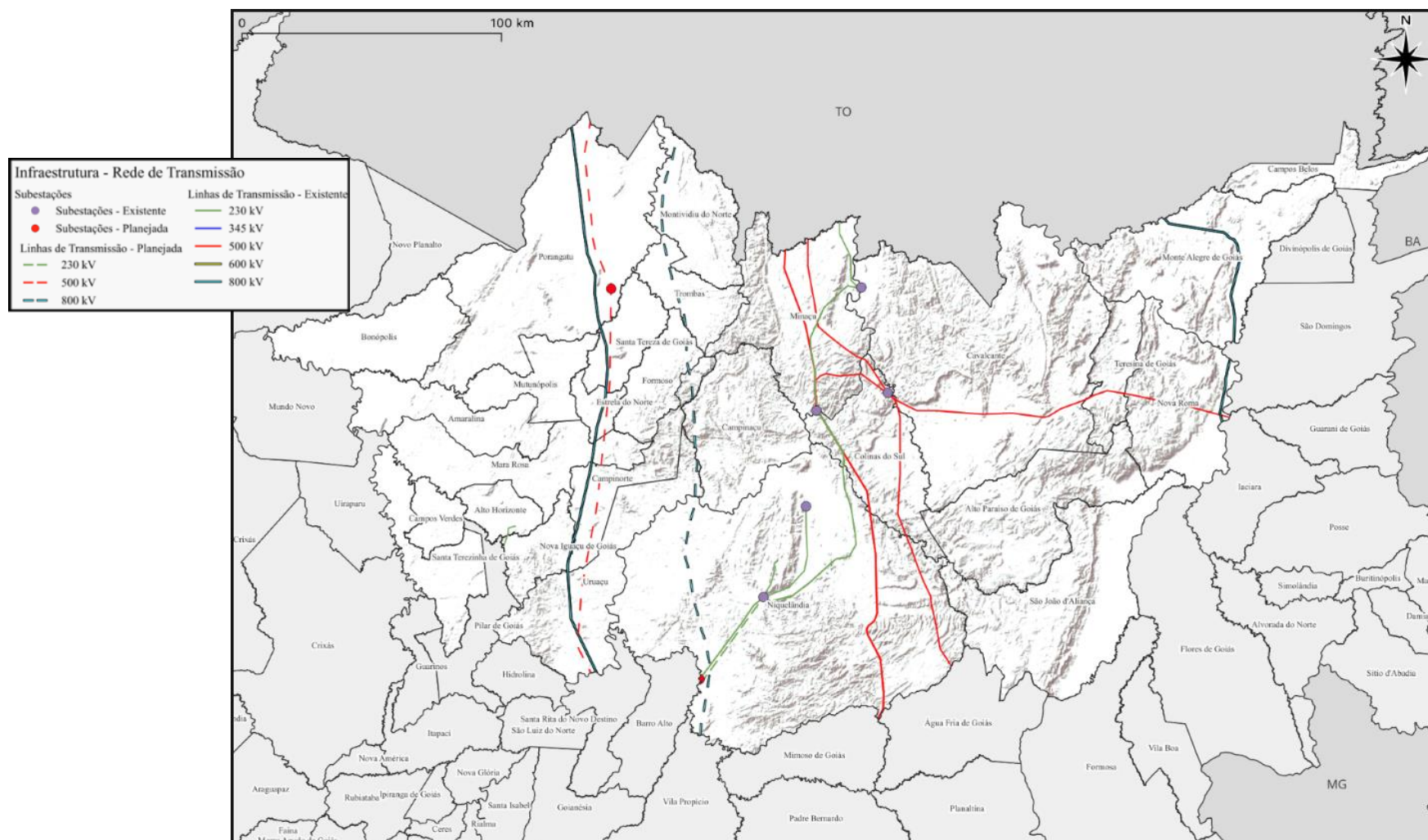
Mesorregião Norte

A mesorregião Norte atua historicamente como o corredor central da Interligação Norte-Sul do sistema elétrico brasileiro. O território é atravessado por extensas linhas de 500 kV, conforme a **Figura 88**, que transportam grandes blocos de energia das usinas da bacia amazônica e da Usina de Serra da Mesa em direção aos centros de consumo do Sudeste. Além do seu papel sistêmico a região possui um vasto potencial para a mineração e para a expansão de novas fronteiras agrícolas.

A Rede Básica no Norte Goiano é estruturada em torno do complexo da UHE Serra da Mesa, em Minaçu, que funciona como o principal hub de transmissão do estado. A partir das subestações de Serra da Mesa e Serra da Mesa 2 (500 kV) partem corredores em 500 kV em direção ao Distrito Federal, ao Nordeste do país (via Oeste baiano) e à Região Norte (via Tocantins). O território é também atravessado, no sentido norte-sul, pelo Bipolo de Corrente Contínua ± 800 kV Graça Aranha–Silvânia, que cruza a porção oeste da mesorregião nas proximidades de Porangatu e Uruaçu. Niquelândia aparece como nó secundário em 230 kV, articulando o atendimento à porção centro-sul da mesorregião.

As conclusões sobre o Norte Goiano evidenciam um claro paradoxo de infraestrutura. A região possui uma abundância de linhas de transmissão de extra-alta tensão cruzando seu território, mas carece criticamente de subestações rebaixadoras. A energia transita pela mesorregião sem ser disponibilizada para o desenvolvimento local. Essa deficiência de pontos de fronteira impede a atração de indústrias de base e atrasa a viabilidade de grandes projetos minerários caracterizando a área com a maior necessidade de integração entre o planejamento nacional de intercâmbio e as necessidades de consumo regional.

Figura 88 Rede de Transmissão - Mesorregião Norte Goiano

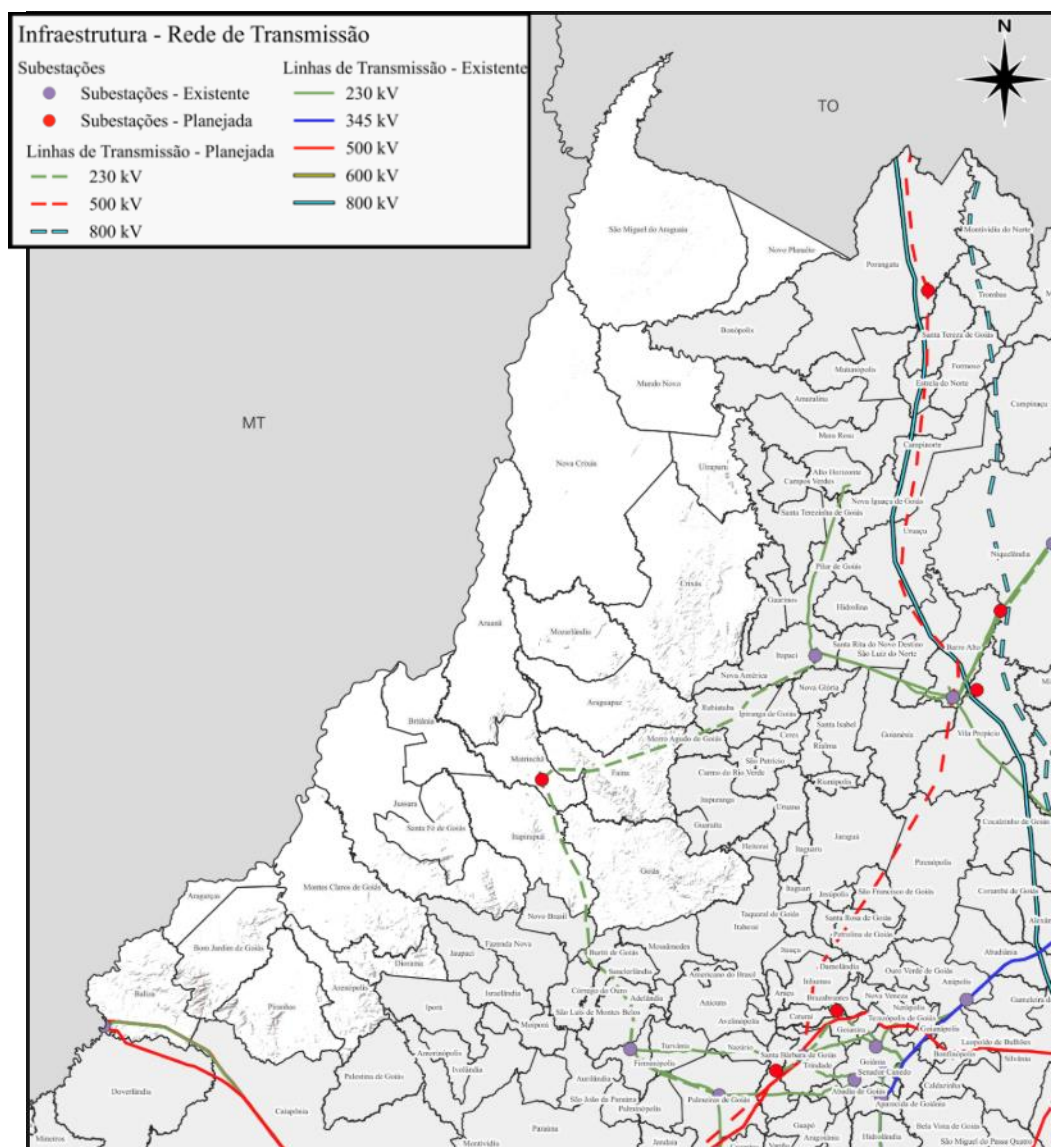


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EPE, ANEEL, BDGD e SIGA.

Mesorregião Noroeste

O Noroeste Goiano, ilustrado na Figura abaixo, compreende a região do Vale do Araguaia e historicamente caracterizou-se por um sistema elétrico frágil e essencialmente radial. O suprimento dependia de linhas de subtransmissão muito longas em 138 kV provenientes da região central o que resultava em frequentes oscilações de tensão e baixa confiabilidade. Nos últimos anos a região passou a receber investimentos em novas linhas de 230 kV e subestações da Rede Básica para integrar a sua crescente fronteira agropecuária.

Figura 89 Rede de Transmissão - Mesorregião Noroeste Goiano



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EPE, ANEEL, BDGD e SIGA.

A Rede Básica é praticamente ausente do território do Noroeste Goiano. Não há linhas de transmissão de 230 kV ou superiores cruzando a mesorregião, com exceção de pequenos trechos no extremo sudoeste, próximos a Aragarças e Baliza, na divisa com Mato Grosso. Essa configuração reforça o caráter periférico da região no Sistema Interligado Nacional e sustenta a recomendação, formalizada no estudo da EPE (EPE-DEE-RE-058/2024), de implantação da nova subestação 230/138 kV Matrinchã 2 como primeiro ponto efetivo de fronteira da Rede Básica no interior do Noroeste.

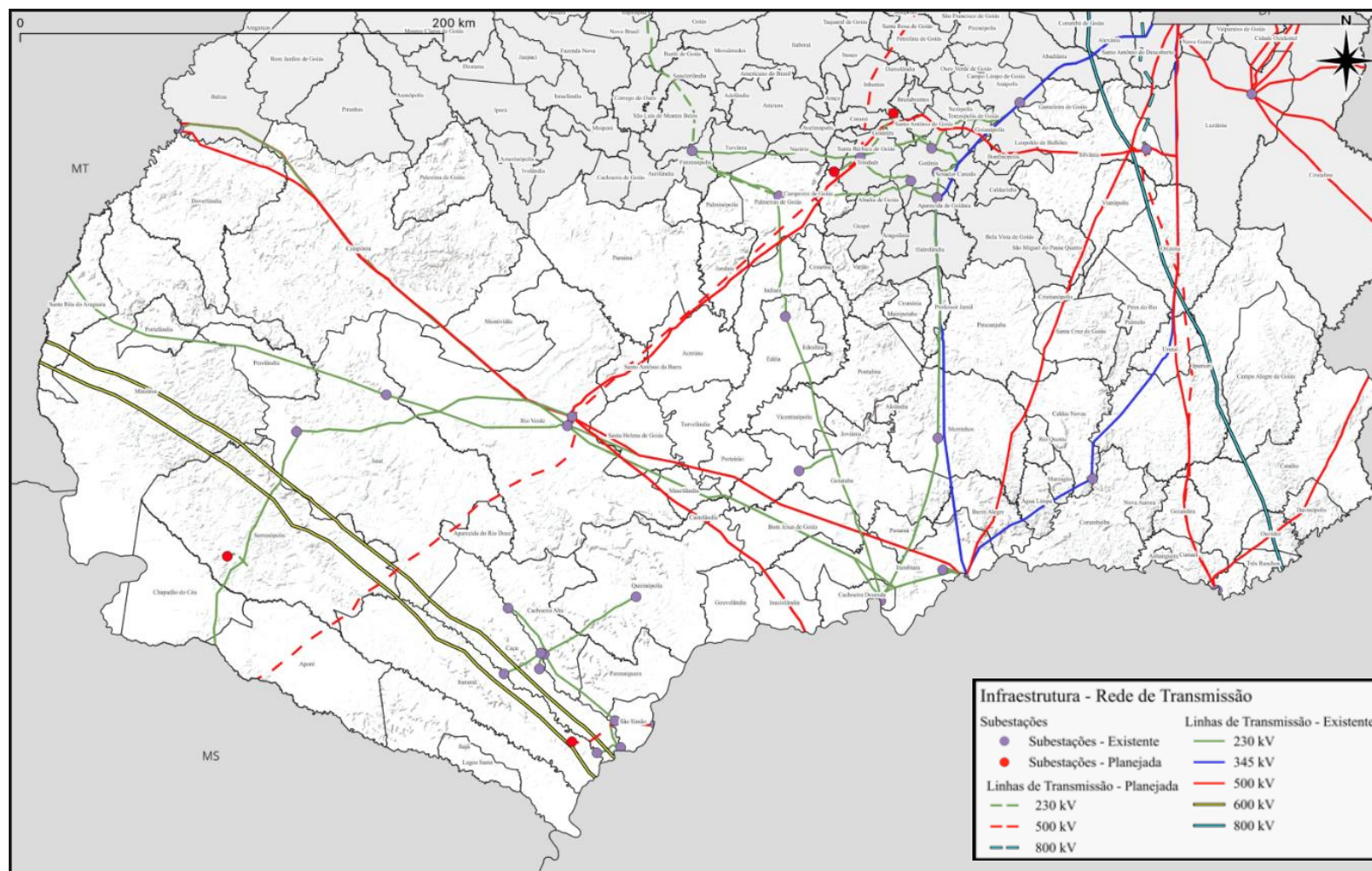
A leitura do sistema no Noroeste indica uma região em franca transição operacional. Os investimentos recentes estão retirando a área do isolamento elétrico e fornecendo a estabilidade necessária para sustentar o forte avanço do agronegócio local. A melhoria na malha de transmissão não apenas viabiliza o aumento do consumo para beneficiamento de grãos e irrigação, mas também destrava o elevado potencial da região para a exportação de energia proveniente de novas usinas de biomassa e geração solar centralizada.

Mesorregião Sul

A mesorregião Sul, apresentada na **Figura 90**, concentra o maior parque de geração hidrelétrica histórica do estado e possui a rede de transmissão mais densa e robusta de Goiás. O território é cortado por múltiplas linhas de 500 kV que conectam as grandes usinas do rio Paranaíba como Itumbiara, Cachoeira Dourada e São Simão aos centros de carga do Sudeste brasileiro.

A avaliação desta região indica um sistema de altíssima resiliência e estabilidade. O Sul Goiano atua como o grande hub de exportação de energia do estado e oferece uma infraestrutura elétrica plenamente capaz de suportar blocos massivos de carga. Essa condição técnica privilegiada suporta o forte desenvolvimento agroindustrial local garantindo a conexão de novas indústrias e a expansão do setor sucroenergético sem restrições operacionais significativas.

Figura 90 rede de Transmissão - Mesorregião Sul Goiano



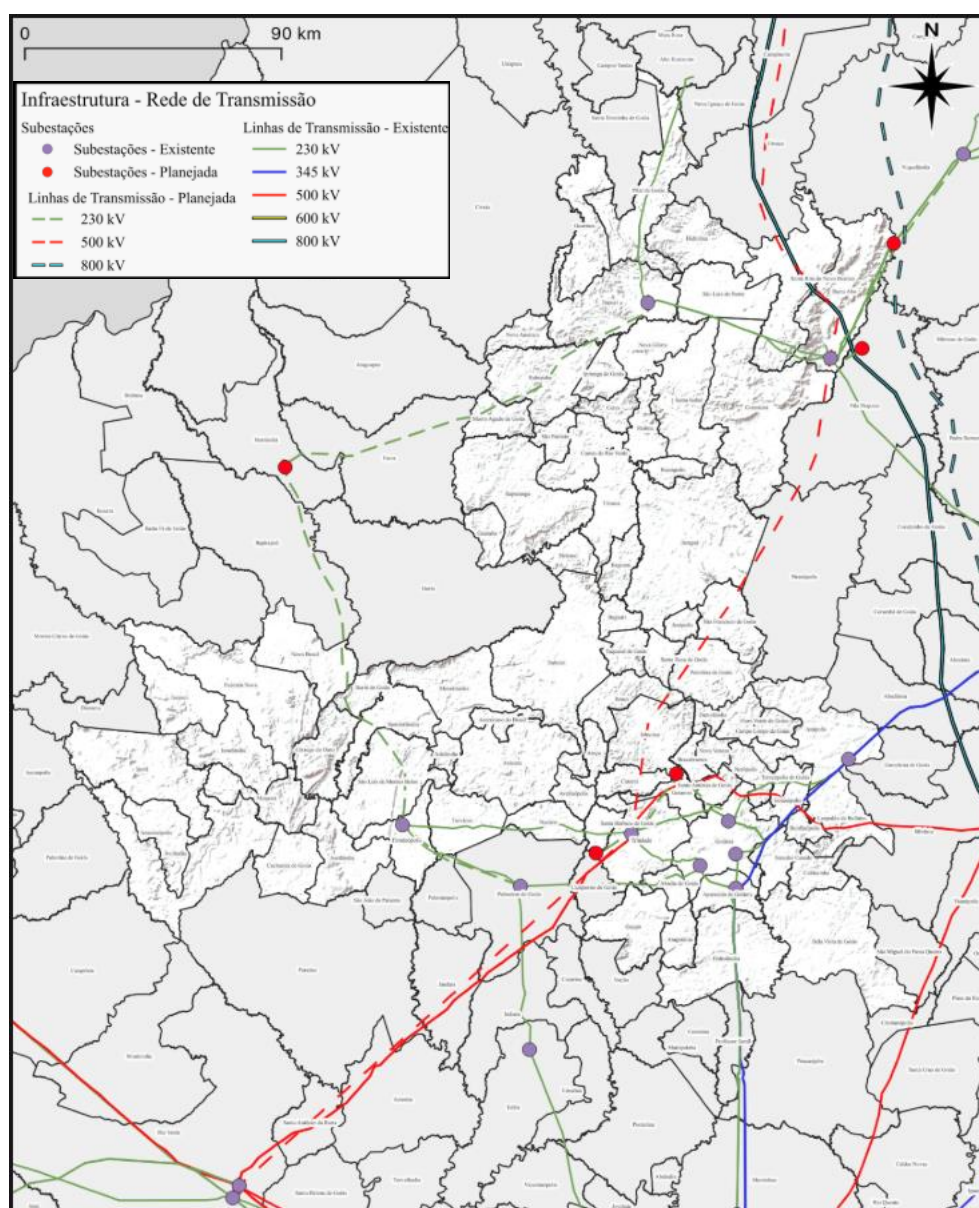
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EPE, ANEEL, BDGD e SIGA.

135 / 419

Mesorregião Centro

A rede de transmissão no Centro Goiano, observada na **Figura 91**, estrutura-se em torno da Região Metropolitana de Goiânia e do eixo industrial de Anápolis. A área apresenta uma malha complexa de linhas operando em 500 kV, 345 kV e 230 kV que articulam diversas subestações de fronteira dedicadas a rebaixar a tensão e suprir a rede de distribuição local. Esta mesorregião abriga o centro do consumo elétrico goiano com forte adensamento populacional e concentração de serviços e indústrias.

Figura 91 Rede de Transmissão - Mesorregião Centro Goiano



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EPE, ANEEL, BDGD e SIGA.

A Rede Básica no Centro Goiano concentra-se em dois núcleos principais: o entorno da Região Metropolitana de Goiânia, onde se observa uma malha densa de linhas em 500 kV, 345 kV e 230 kV articulando as subestações de fronteira que atendem à capital — entre as quais se destaca a SE Goiânia Leste, tratada na seção 5.2 —, e o eixo Goiânia–Anápolis, com conexões em 230 kV. Na porção norte da mesorregião, observa-se a passagem de um trecho do Bipolo de Corrente Contínua ± 800 kV, próximo a Barro Alto, e linhas em 230 kV que articulam o atendimento à microrregião de Ceres e ao polo mineral de níquel.

As impressões sobre o Centro Goiano apontam para um desafio de saturação pelo crescimento contínuo. A infraestrutura existente é moderna e robusta, mas a densidade de carga exige reforços e ampliações constantes. As subestações da Rede Básica operam frequentemente próximas aos seus limites de transformação durante os horários de ponta. O planejamento elétrico nesta mesorregião precisa focar na antecipação de obras de recapacitação e na construção de novos anéis de suprimento para evitar que o adensamento urbano e industrial esbarre em limites físicos de atendimento.

Considerações Gerais sobre o Sistema de Transmissão Goiano

A avaliação consolidada do sistema de transmissão de Goiás revela um estado que cumpre com excelência o seu papel de pilar da segurança energética nacional. Os pontos fortes do sistema residem na extrema resiliência e robustez das mesorregiões Sul e Centro que operam como nós vitais de estabilidade para todo o país e suportam um complexo parque industrial e urbano. O estado possui uma rede de escoamento poderosa capaz de movimentar blocos de energia entre os maiores subsistemas do Brasil.

As necessidades de melhoria contudo encontram-se na interiorização desse desenvolvimento. O planejamento futuro exige uma mudança de paradigma para transformar corredores de passagem em infraestrutura de suprimento efetivo. A construção de novas subestações rebaixadoras no Norte Goiano e o reforço da capacidade de transformação no Leste Goiano são medidas urgentes. Sem esses investimentos direcionados o estado continuará exportando energia em alta tensão enquanto convive com demandas produtivas reprimidas no interior de seu próprio território.

4.4.4. Qualidade da Energia

A qualidade do fornecimento constitui dimensão central do diagnóstico eletroenergético, pois condiciona tanto o bem-estar dos consumidores quanto a capacidade de expansão das atividades

produtivas. Em sistemas caracterizados por crescimento acelerado da carga, elevada dispersão territorial e rápida inserção de geração distribuída, os indicadores de continuidade tornam-se instrumentos essenciais para avaliar a adequação da infraestrutura existente.

No sistema de distribuição brasileiro, a qualidade do serviço é regulamentada pelo PRODIST (Procedimentos de Distribuição) (Módulo 8) da ANEEL, que estabelece critérios para avaliação da continuidade e da confiabilidade do fornecimento. O acompanhamento regulatório é realizado por meio de indicadores coletivos e individuais, com destaque para o DEC e o FEC, amplamente utilizados pela ANEEL para mensurar, respectivamente, a duração e a frequência média das interrupções percebidas pelos consumidores.

O fornecimento adequado de energia elétrica pressupõe continuidade, regularidade e estabilidade, atributos indispensáveis ao funcionamento de consumidores residenciais, comerciais, industriais e serviços públicos. Interrupções recorrentes produzem impactos diretos sobre produtividade econômica, segurança operacional e percepção de qualidade do serviço.

Além da mensuração quantitativa, o PRODIST, por meio do Anexo 8.C, estabelece a classificação padronizada das causas de interrupção, permitindo identificar a origem das ocorrências e orientar a alocação mais eficiente de recursos. Entre os grupos mais relevantes destacam-se os eventos climáticos e ambientais, como descargas atmosféricas, vendavais, queimadas e queda de vegetação sobre a rede, que evidenciam a necessidade de ações voltadas ao aumento da resiliência física da infraestrutura. Também se destacam as falhas em equipamentos, como transformadores, religadores, cabos e isoladores, normalmente associadas à necessidade de modernização tecnológica e reforço das rotinas de manutenção preditiva e preventiva.

Outro conjunto importante corresponde às interferências externas como abalroamentos, vandalismo, furtos e obras de terceiros que demandam estratégias combinadas de proteção física, monitoramento remoto e articulação institucional. Já as ocorrências relacionadas à sobrecarga operacional, desequilíbrio de carga e falhas de manobra fornecem sinais relevantes sobre limitações estruturais da rede, frequentemente exigindo obras de reforço, reconfiguração topológica, automação e ampliação da capacidade instalada.

As interrupções programadas, por sua vez, constituem importante indicador da maturidade da gestão de ativos, pois sua recorrência pode refletir tanto a necessidade de expansão física quanto oportunidades de aprimoramento nos processos de manutenção e planejamento operacional. Por fim, causas externas ao sistema de distribuição, como falhas na transmissão ou restrições sistêmicas, embora não estejam sob governabilidade direta da distribuidora, oferecem subsídios relevantes para planejamento de contingência e articulação institucional.

Essa classificação transcende a função regulatória de apuração de indicadores e constitui ferramenta analítica essencial para distinguir situações que demandam investimentos estruturais daquelas mitigáveis por ações de operação e manutenção. Ao correlacionar a natureza das interrupções com as soluções técnicas adequadas, o diagnóstico orienta a priorização entre expansão, modernização, automação da rede e aperfeiçoamento operacional.

Em Goiás, a avaliação da continuidade deve ser interpretada em conjunto com a trajetória recente de investimentos da distribuidora, os compromissos regulatórios assumidos e a necessidade de reforços em subestações, alimentadores e pontos de suprimento. O desafio estadual é ampliado pela heterogeneidade territorial da concessão, que combina centros urbanos densos, extensas áreas rurais, polos agroindustriais, regiões irrigadas e localidades com menor capilaridade de infraestrutura elétrica.

Nesse contexto, a qualidade do fornecimento deve ser tratada como variável estratégica de planejamento energético e não apenas como indicador de desempenho operacional. Em áreas de expansão econômica, limitações de suprimento e interrupções recorrentes podem retardar investimentos produtivos, elevar custos privados e estimular a adoção de soluções isoladas de geração de respaldo.

Desde a assunção da concessão, a Equatorial Goiás passou a operar sob metas regulatórias de recuperação da qualidade do fornecimento acompanhadas pela AGR. O Plano de Resultados de Continuidade estabeleceu como objetivo que, até 2028, 80% dos 147 conjuntos consumidores da concessão estejam enquadrados nos limites regulatórios definidos pela ANEEL para os indicadores DEC e FEC.

Os resultados observados em 2025 indicam avanço no processo de recuperação da rede, com desempenho superior às metas intermediárias previstas. A evolução tem sido mais expressiva no indicador FEC, enquanto a redução do DEC permanece como principal desafio, refletindo a necessidade de intervenções estruturais mais robustas na infraestrutura de distribuição.

O Plano de Desenvolvimento da Distribuição (PDD) constitui o principal instrumento de planejamento técnico das distribuidoras de energia elétrica, sendo elaborado periodicamente com o objetivo de identificar restrições operacionais, projetar a evolução da demanda e definir os investimentos necessários à expansão, modernização e reforço da infraestrutura de distribuição. Previsto no arcabouço regulatório do setor elétrico brasileiro e supervisionado pela ANEEL, o PDD organiza o planejamento da concessionária a partir de critérios relacionados à capacidade da rede, qualidade do fornecimento, confiabilidade operacional e atendimento ao crescimento do mercado consumidor.

No contexto deste diagnóstico, a análise do PDD da Equatorial Goiás permite compreender como a distribuidora vem estruturando sua resposta às pressões impostas pela expansão da carga, pela interiorização do crescimento econômico e pela crescente inserção da geração distribuída. Além do mapeamento das obras previstas, o plano incorpora indicadores operacionais que possibilitam identificar os conjuntos elétricos com maior criticidade em termos de continuidade do fornecimento, especialmente aqueles com desempenho mais sensível nos indicadores DEC e FEC. É de suma importância também a transparência dos investimentos realizados em O&M (operação e manutenção) para melhor acompanhamento da melhoria da confiabilidade de fornecimento.

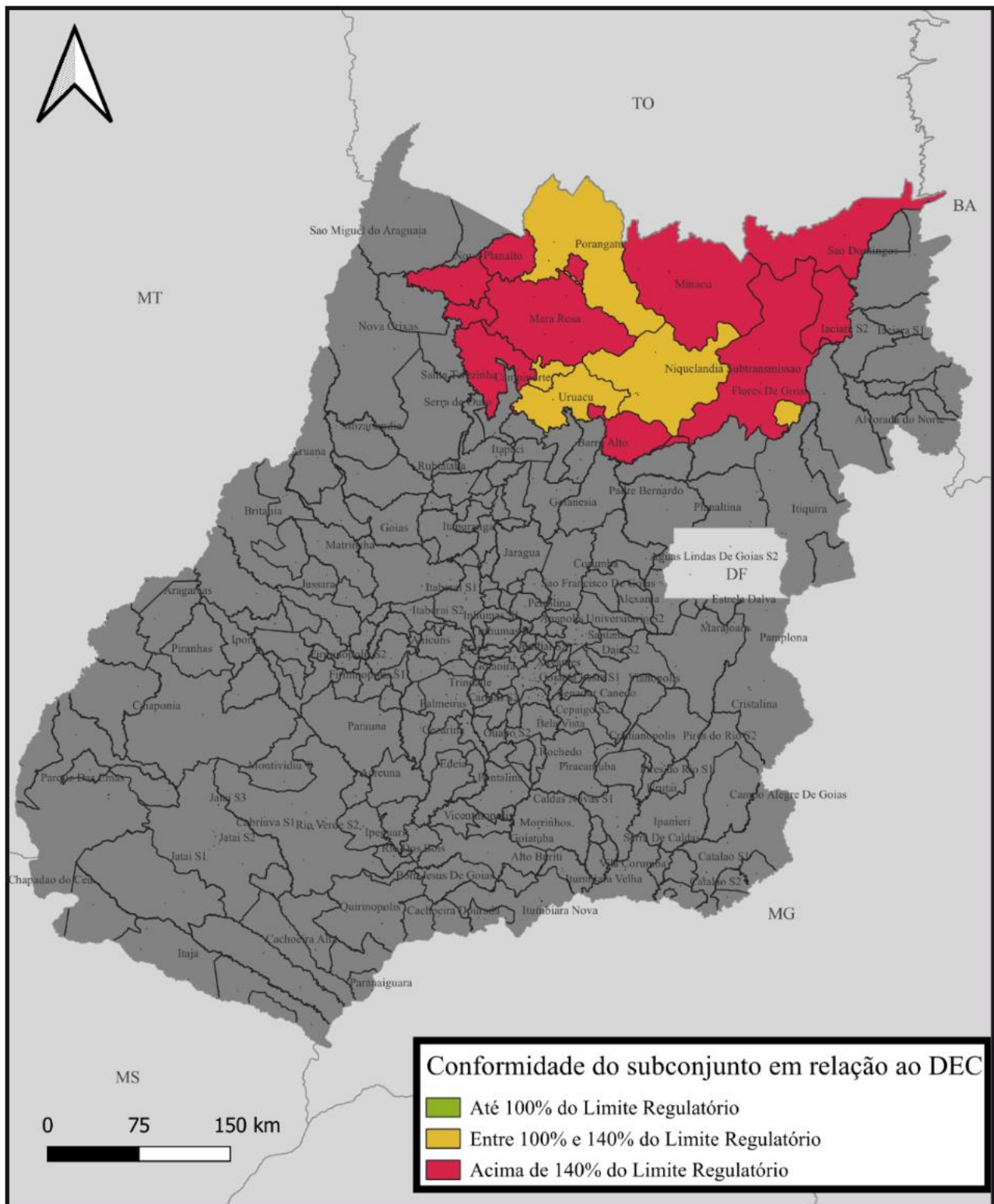
Os mapas de mesorregiões apresentados a seguir reúnem duas dimensões complementares de análise: de um lado, a localização das obras estruturantes previstas no planejamento da distribuidora; de outro, a identificação dos conjuntos elétricos com maiores restrições de desempenho operacional. A correlação entre esses elementos permite avaliar em que medida os investimentos programados estão territorialmente alinhados às áreas com maior necessidade de reforço estrutural e recuperação da qualidade do serviço.

A leitura integrada entre expansão física da rede e desempenho dos indicadores de continuidade é particularmente relevante em Goiás, dada a heterogeneidade territorial da concessão. Enquanto algumas regiões apresentam pressão associada ao crescimento urbano e industrial, outras enfrentam desafios relacionados à dispersão geográfica da carga, extensões elevadas de rede rural e menor densidade de infraestrutura elétrica. Nesse contexto, o PDD constitui ferramenta estratégica não apenas para o planejamento da distribuidora, mas também para a formulação de políticas energéticas estaduais orientadas à redução de desigualdades territoriais de atendimento.

Norte Goiano

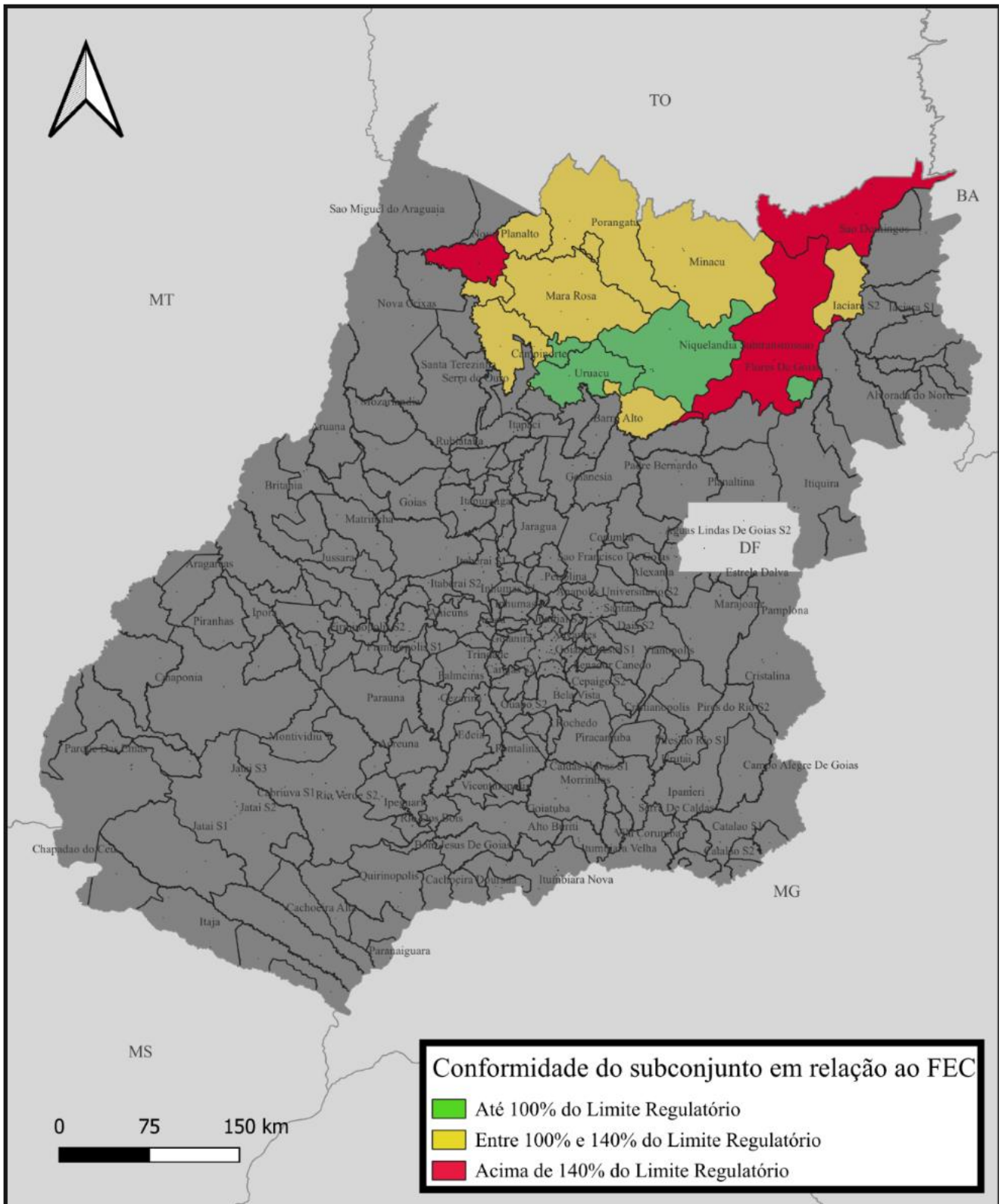
No Norte Goiano, a criticidade operacional está fortemente associada à dispersão territorial das cargas e às grandes distâncias elétricas entre centros consumidores e pontos de suprimento. O PDD prioriza reforços estruturais em subestações e capacidade de transformação, buscando reduzir os impactos dessas limitações sobre os indicadores de continuidade e elevar a resiliência da rede regional, cujo desempenho dos subconjuntos e obras previstas são apresentados nas Figuras a seguir.

Figura 92 Conformidade dos subconjuntos do Norte Goiano ao DEC



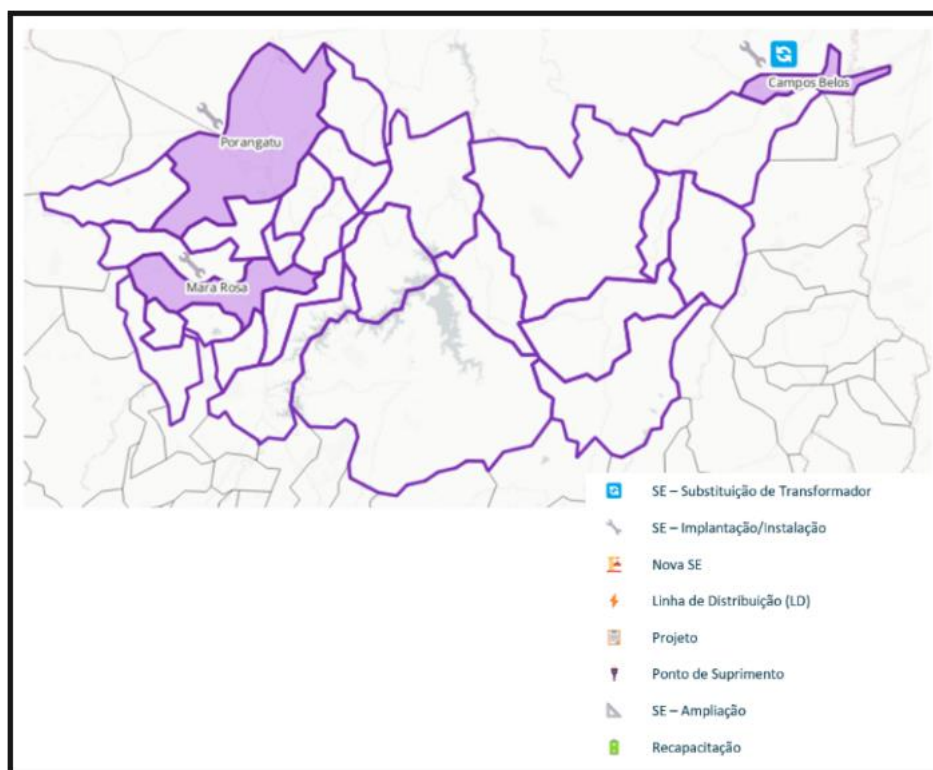
Fonte: Elaboração própria, com base nas bases setoriais utilizadas no diagnóstico.

Figura 93 Conformidade dos subconjuntos do Norte Goiano ao FEC



Fonte: Elaboração própria, com base nas bases setoriais utilizadas no diagnóstico.

Figura 94 Obras estruturantes previstas pela Equatorial Goiás (Norte Goiano)



Fonte: Elaboração própria, com base nas bases setoriais utilizadas no diagnóstico.

Figura 95 Obras estruturantes previstas pela Equatorial Goiás (Norte Goiano)

#	Município	Regional Equatorial	Empreendimento
1	Campos Belos	Região Formosa	SE Campos Belos – Substituição do TR 34,5/13,8 kV – 5 MVA por outro de 12,5 MVA – 9 mil Clientes
2	Campos Belos	Região Formosa	SE Campos Belos – Implantação novo pátio 138 kV - TR 138/34,5 kV – 20 MVA + LD seccionamento Itafós (ETO) – Campos Belos (EQTL-GO) – 9 mil Clientes
3	Mara Rosa	Regional Uruaçu	SE Mara Rosa – Implantação do TR 69/34,5 kV - 20 MVA – 15 mil Clientes
4	Porangatu	Regional Uruaçu	SE Porangatu – Implantação do TR 138/34,5 kV - 40 MVA – 31 mil Clientes

Fonte: Elaboração própria, com base nas bases setoriais utilizadas no diagnóstico.

A análise dos indicadores de continuidade do fornecimento na **mesorregião Norte de Goiás** revela um cenário igualmente preocupante, marcado principalmente pelos elevados valores do indicador **DEC**, o que evidencia dificuldades significativas na recomposição do fornecimento após interrupções. Embora o comportamento do **FEC** seja relativamente menos crítico em alguns conjuntos, os resultados demonstram fragilidades importantes na infraestrutura regional de distribuição.

No indicador **DEC**, todos os **17 conjuntos analisados ultrapassaram os limites regulatórios estabelecidos pela ANEEL**, evidenciando uma situação generalizada de não conformidade. Em **sete conjuntos**, o tempo médio sem fornecimento de energia superou o dobro do limite permitido, indicando deficiência estrutural na capacidade de restabelecimento do serviço e necessidade urgente de reforços operacionais e estruturais na rede.

Os casos mais críticos concentram-se nos conjuntos de **Flores de Goiás e Novo Planalto**, onde a duração média das interrupções atingiu patamares próximos a três vezes o limite regulatório. Esses resultados apontam para dificuldades operacionais relevantes, possivelmente associadas à dispersão territorial da carga, limitações de redundância e desafios logísticos para atuação das equipes de manutenção.

Em relação ao **FEC**, **13 conjuntos apresentaram frequência de interrupções acima dos limites regulatórios**, indicando recorrência significativa de falhas em grande parte da mesorregião. Destacam-se negativamente os conjuntos de **São Domingos, Padre Bernardo e São Miguel do Araguaia**, que apresentaram simultaneamente elevados níveis de DEC e FEC, configurando áreas com criticidade tanto na frequência quanto na duração das interrupções.

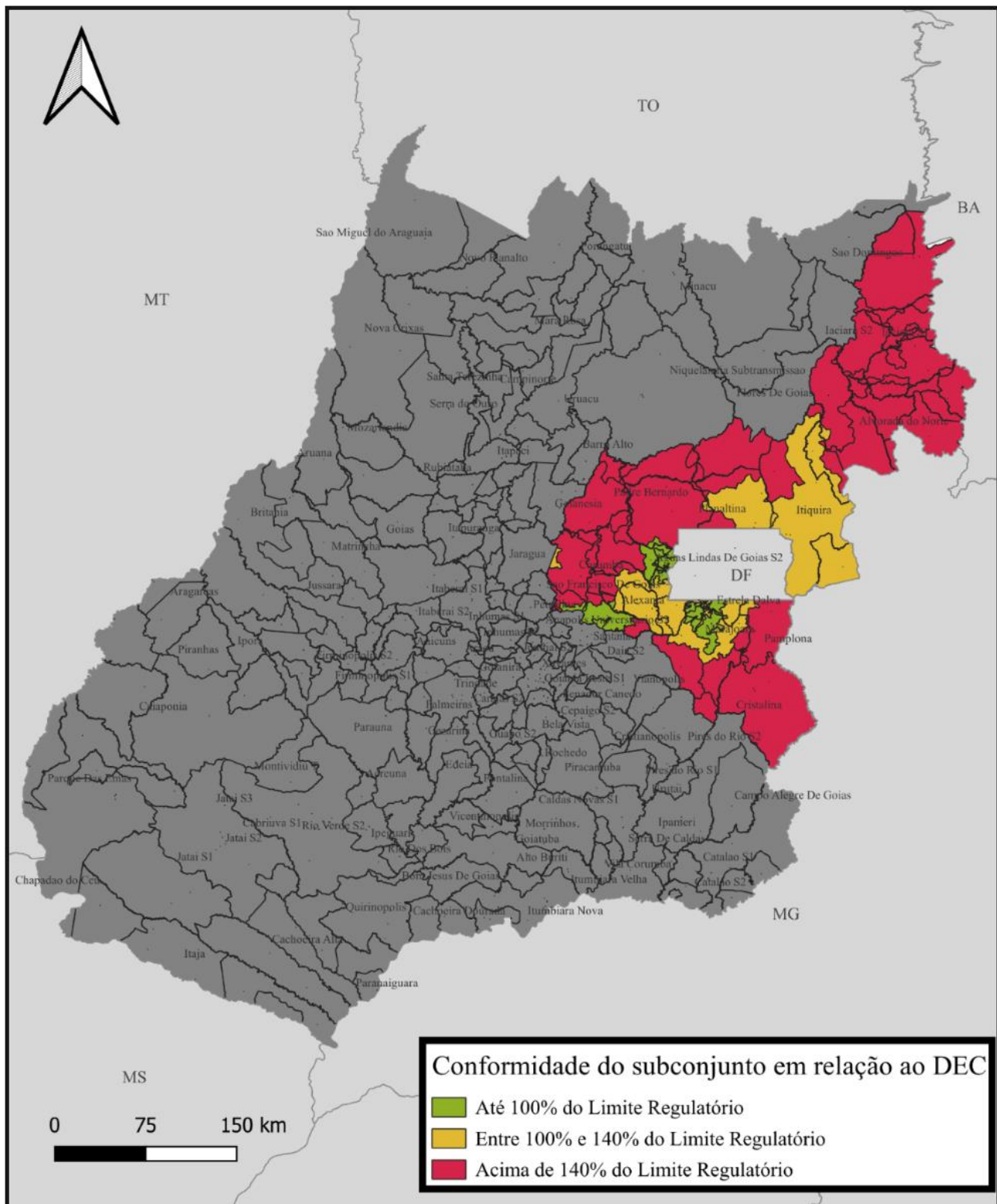
Por outro lado, conjuntos como **Campinorte, Itapaci, Uruaçu e Niquelândia Subtransmissão** apresentaram desempenho relativamente melhor no indicador FEC, com valores inferiores ou mais próximos ao limite regulatório. Ainda assim, muitos desses conjuntos permanecem com DEC elevado, indicando que o principal desafio regional está menos relacionado à quantidade de interrupções e mais ao tempo necessário para recomposição do fornecimento.

De forma geral, os resultados mostram que a mesorregião Norte demanda investimentos prioritários em ampliação da capacidade operacional, automação da rede, reforço da infraestrutura e melhoria dos mecanismos de recomposição, de modo a reduzir os tempos de restabelecimento e elevar a confiabilidade do sistema elétrico regional.

Leste Goiano

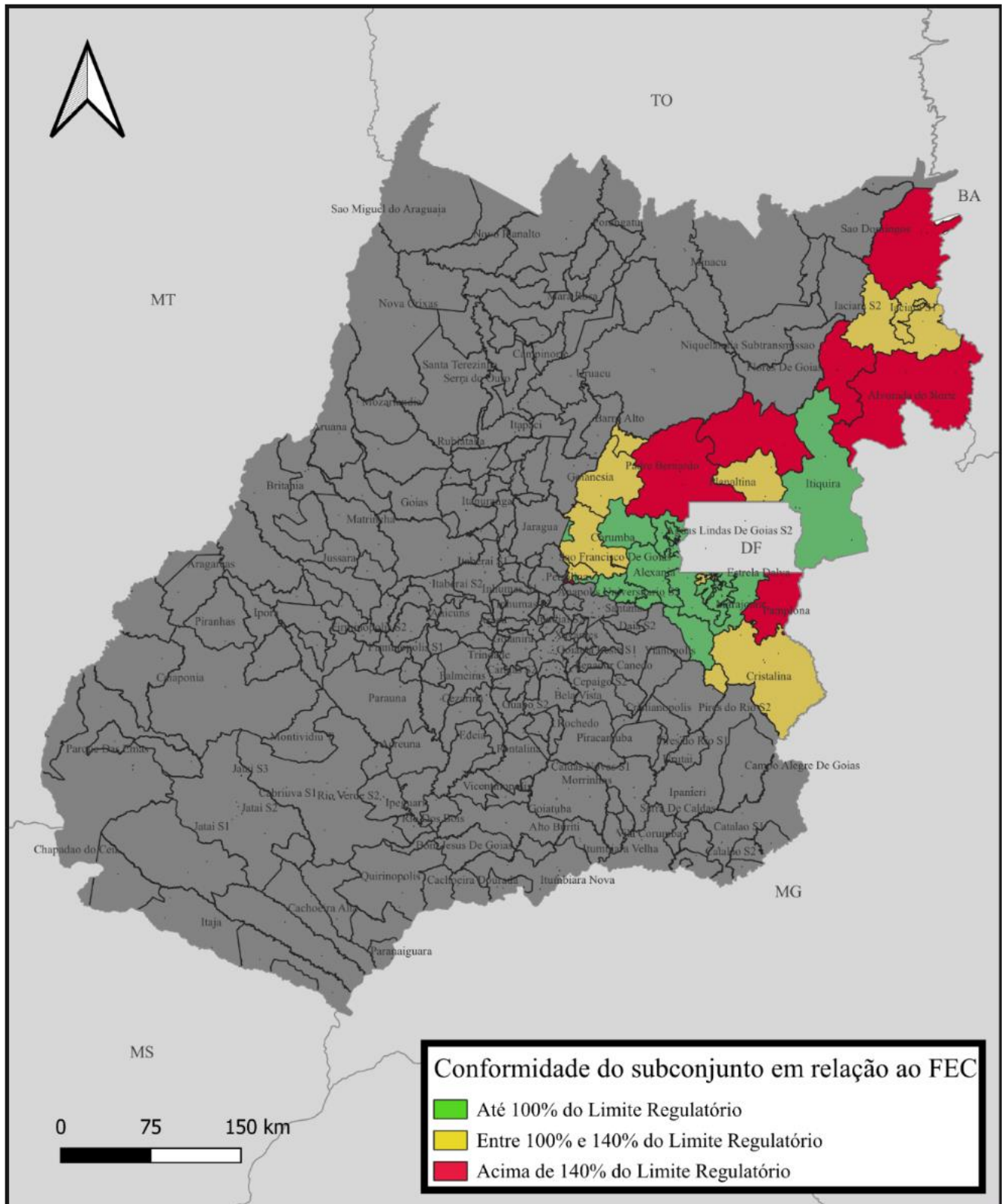
No Leste Goiano, os investimentos refletem a pressão exercida pelo crescimento populacional acelerado do Entorno do Distrito Federal. Os conjuntos com maiores restrições de DEC e FEC evidenciam a necessidade histórica de ampliação estrutural da rede. As obras previstas indicam estratégia voltada ao aumento da robustez do sistema e à redução de vulnerabilidades operacionais em uma das regiões de maior expansão demográfica do estado, como detalhado nas Figuras a seguir.

Figura 96 Conformidade dos subconjuntos do Leste Goiano ao DEC



Fonte: Elaboração própria, com base nas bases setoriais utilizadas no diagnóstico.

Figura 97 Conformidade dos subconjuntos do Leste Goiano ao FEC



Fonte: Elaboração própria, com base nas bases setoriais utilizadas no diagnóstico.

Figura 98 Obras estruturantes previstas pela Equatorial Goiás (Leste Goiano)

#	Município	Regional Equatorial	Empreendimento
1	Alvorada do Norte	Regional Formosa	SE Alvorada do Norte – Implantação de Pátio 138 kV + Instalação TR 138/69 kV – 50 MVA + LD 138 kV Iaciara – Alvorada do Norte 10 mil Clientes
2	Alvorada do Norte	Regional Formosa	SE Alvorada do Norte – Substituição do TR 69/34,5 kV – 12,5 MVA por outro de 20 MVA – 3 mil Clientes
3	Cristalina	Regional Luziânia	SE Pamplona – Instalação do 3º TR – 138/34,5 kV – 33,3 MVA – 1 mil Clientes
4	Formosa	Regional Formosa	SE Itiquira (Formosa) – Implantação do 2º TR 138/34,5 kV – 33,3 MVA – 9 mil Clientes
5	Iaciara	Regional Formosa	Novo Ponto de Suprimento Iaciara 2 Previsão para inclusão no primeiro Leilão da Transmissão da ANEEL em 2026
6	Iaciara	Regional Formosa	SE Iaciara – Substituição do TR 69/34,5 kV – 16 MVA por outro de 26,6 MVA – 5 mil Clientes
7	Luziânia	Regional Luziânia	Nova SE Savana – Implantação do TR 34,5/13,8 kV – 6,25 MVA – 1 mil Clientes
8	Luziânia	Regional Luziânia	SE Asa Branca – Substituição do Transformador 34,5/13,8 kV - 6,25 MVA por outro de 12,5 MVA – 5 mil Clientes
9	Luziânia	Regional Luziânia	SE Marajoara – Substituição do Transformador 34,5/13,8 kV - 9,375 MVA por outro de 138/13,8 kV de 33,3 MVA – 20 mil Clientes
10	Luziânia	Regional Luziânia	SE Mariópolis – Substituição do Transformador 34,5/13,8 kV - 1,5 MVA por outro de 6,25 MVA – 2 mil Clientes
11	Planaltina	Regional Formosa	SE Planaltina – Instalação do TR – 138/13,8 kV – 33,3 MVA – 42 mil Clientes
12	Vila Propício	Regional Anápolis	Nova SE Assunção de Goiás 69/13,8 kV – 12,5 MVA + LD 69 kV Assunção de Goiás – Barro Alto (FURNAS) – Padre Bernardo – 2 mil Clientes
13	Águas Lindas de Goiás	Regional Luziânia	Nova SE Parque da Barragem – Implantação do TR 69/13,8 kV – 20 MVA + LD 69 kV Águas Lindas (RB) – Parque da Barragem – 83 mil Clientes
14	Águas Lindas de Goiás	Regional Luziânia	SE Águas Lindas – Substituição do TR4 – 69/13,8 kV de 20 MVA por outro de 40 MVA – 83 mil Clientes

Fonte: Elaboração própria, com base nas bases setoriais utilizadas no diagnóstico.

A análise dos indicadores de continuidade do fornecimento na mesorregião **Leste de Goiás** revela desempenho preocupante, com predominância de conjuntos apresentando níveis de interrupção superiores aos limites regulatórios estabelecidos pela ANEEL, sobretudo no indicador **DEC**, o que evidencia tempos elevados de restabelecimento do serviço.

De forma geral, a maior parte dos consumidores da região registrou durações de interrupção **superiores a 40% do limite regulatório**, enquanto apenas poucos conjuntos permaneceram dentro dos padrões exigidos. No indicador **FEC**, observa-se criticidade mais acentuada na porção norte da mesorregião, onde a frequência de interrupções atingiu valores até **22% acima do limite regulatório**, demonstrando recorrência relevante de falhas operacionais.

No detalhamento por conjuntos, apenas **Águas Lindas de Goiás S1, Estrela Dalva, Pacaembu S1, Pacaembu S2 e Rio Vermelho** mantiveram o DEC dentro dos limites regulatórios. Em contrapartida, **nove conjuntos** apresentaram tempo de interrupção equivalente ao dobro do limite permitido, evidenciando severa deficiência na recomposição do fornecimento.

Quanto ao **FEC**, **18 dos 33 conjuntos analisados** ultrapassaram os limites estabelecidos, com destaque para o conjunto **Pamplona**, que registrou frequência de interrupções equivalente ao dobro do permitido pela regulamentação.

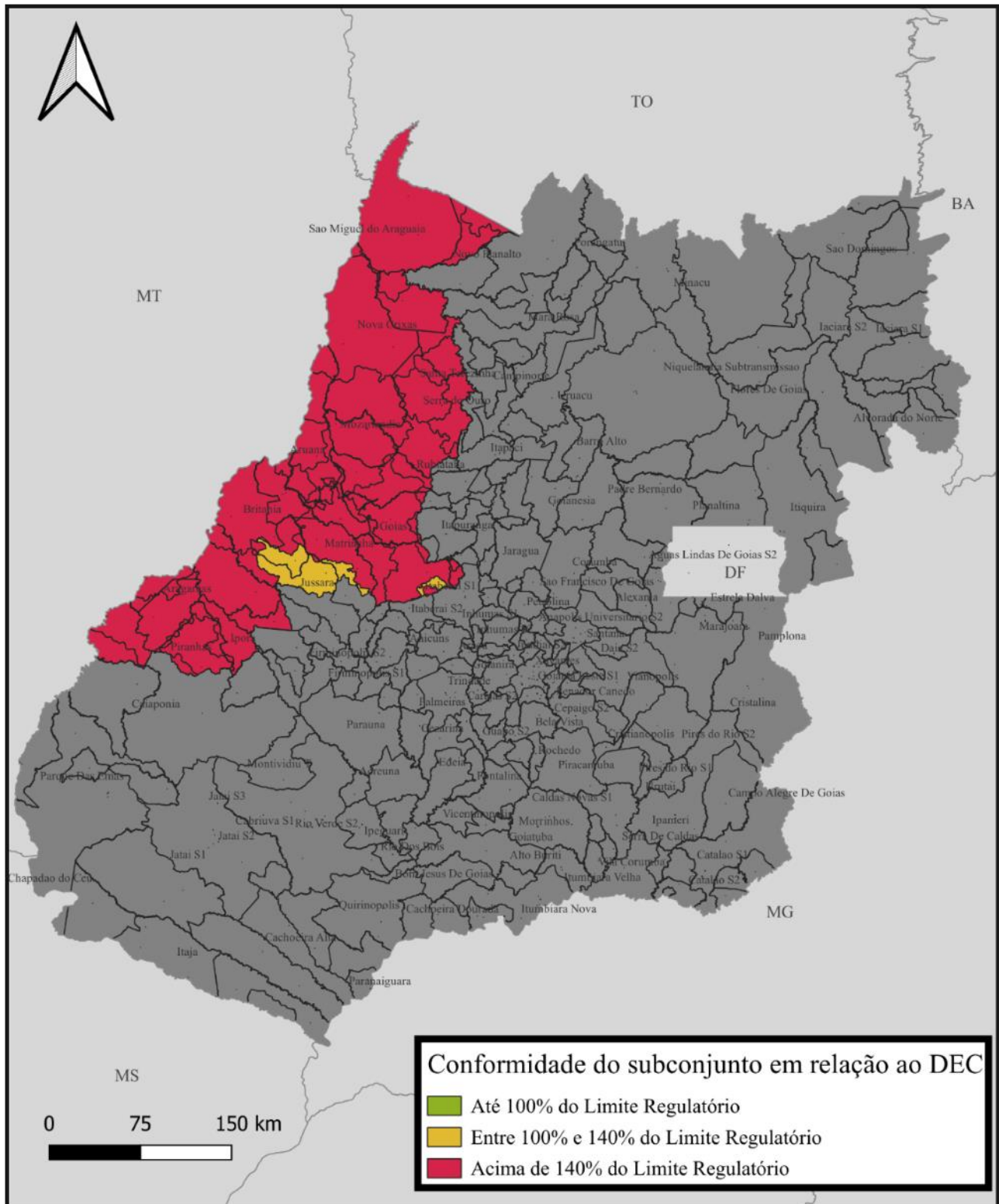
Na análise relativa de desempenho, o conjunto **Anápolis Universitário S2** apresentou DEC exatamente no limite regulatório, enquanto **Águas Lindas de Goiás S1** registrou o melhor desempenho da mesorregião, com **DEC** correspondente a **62% do limite**. No indicador de frequência, o conjunto **Daia S2** atingiu exatamente o limite regulatório, ao passo que **Rio Vermelho** apresentou o menor número médio de interrupções.

De forma sintética, a mesorregião Leste apresenta criticidade relevante, com destaque para problemas associados principalmente à **duração das interrupções**, demandando investimentos em automação, reforço operacional e melhorias na capacidade de recomposição da rede, especialmente nos conjuntos com maior extrapolação regulatória.

Noroeste Goiano

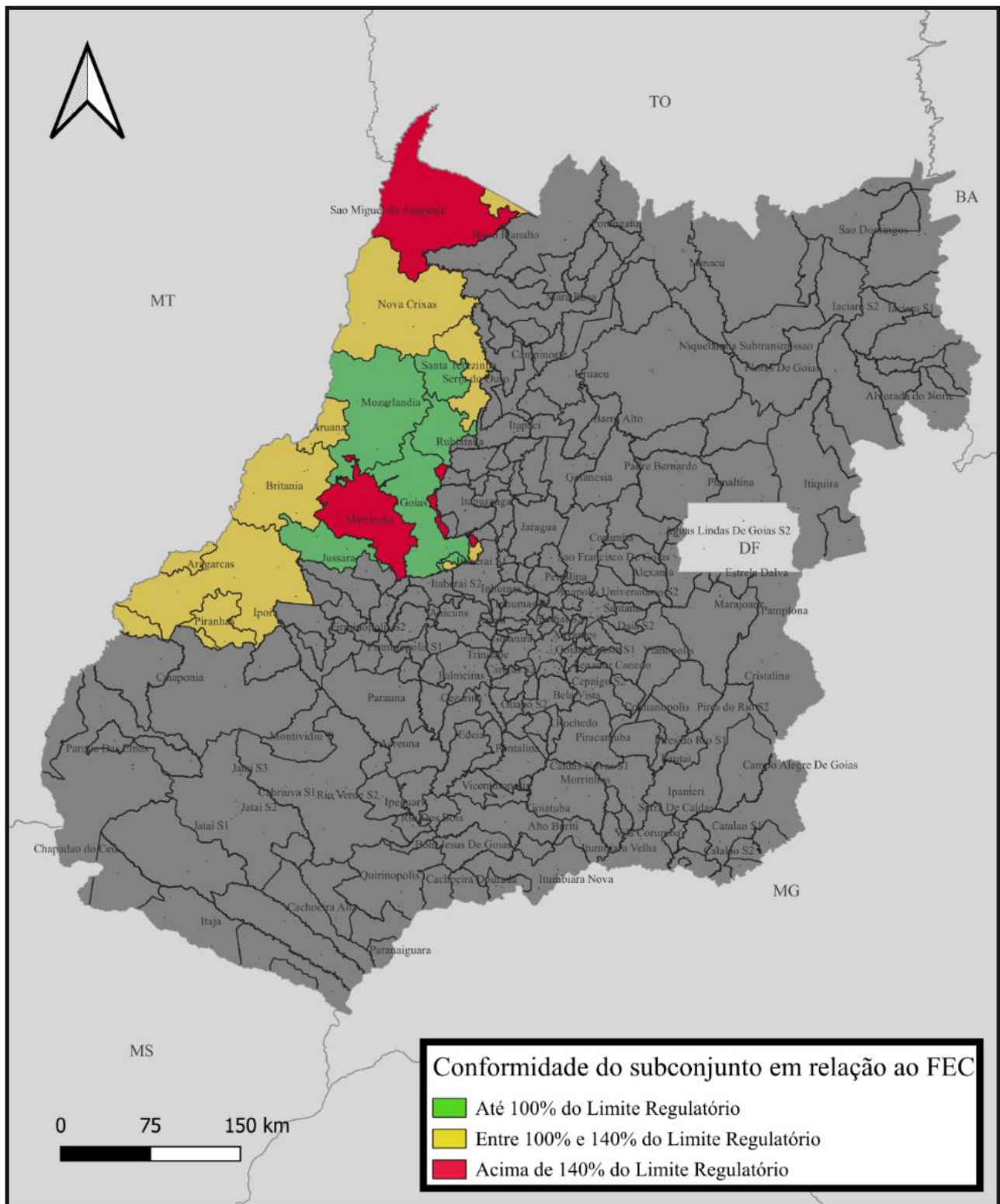
O Noroeste Goiano reúne desafios relacionados à baixa densidade de carga e à extensa cobertura territorial da rede. Os conjuntos críticos identificados em DEC e FEC refletem limitações típicas de sistemas com elevada capilaridade e maior exposição a eventos externos. Os investimentos previstos possuem caráter estruturante e buscam reduzir fragilidades históricas do atendimento regional, como mostrado nas Figuras a seguir.

Figura 99 Conformidade dos subconjuntos do Noroeste Goiano ao DEC



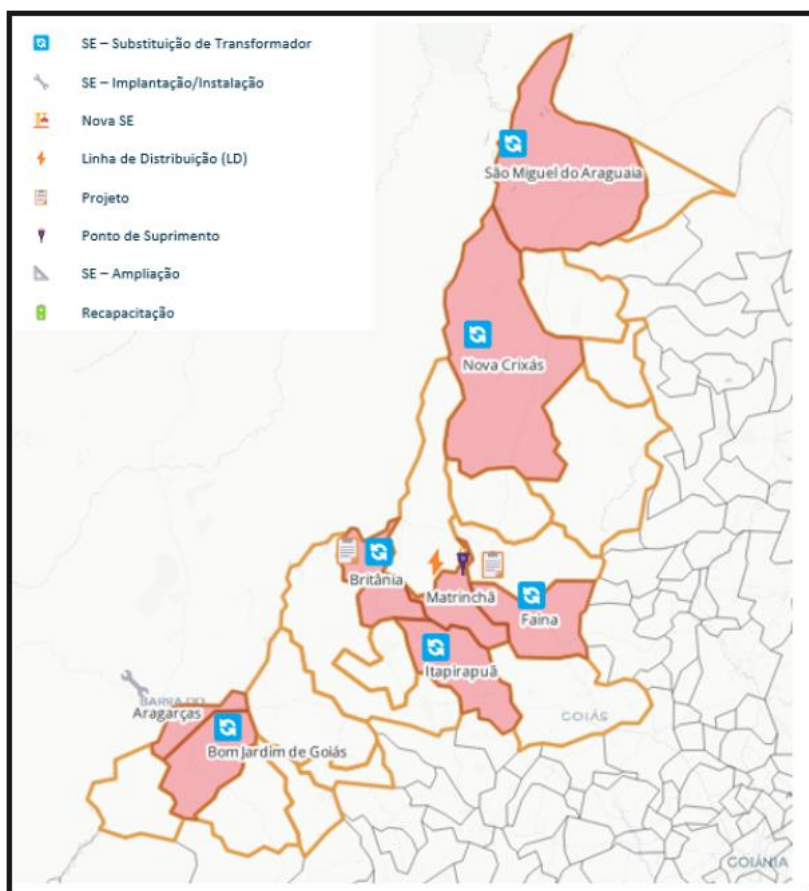
Fonte: Elaboração própria, com base nas bases setoriais utilizadas no diagnóstico.

Figura 100 Conformidade dos subconjuntos do Noroeste Goiano ao FEC



Fonte: Elaboração própria, com base nas bases setoriais utilizadas no diagnóstico.

Figura 101 Obras estruturantes previstas pela Equatorial Goiás (Noroeste Goiano)



Fonte: Elaboração própria, com base nas bases setoriais utilizadas no diagnóstico.

Figura 102 - Obras estruturantes previstas pela Equatorial Goiás (Noroeste Goiano)

#	Município	Regional Equatorial	Empreendimento
1	Aragarças	Regional Iporá	SE Aragarças – Implantação do pátio 138 kV + Transformador 138/69 – 25 MVA + LD 138 kV Barra do Garças (ETO) – Aragarças (EQTL GO) – 9 mil Clientes
2	Bom Jardim de Goiás	Regional Iporá	SE Aragarças – Implantação do pátio 138 kV + Transformador 138/69 – 25 MVA + LD 138 kV Barra do Garças (ETO) – Aragarças (EQTL GO) – 9 mil Clientes
3	Britânia	Regional Montes Belos	Projeto SE Britânia T - Implantação de Pátio 138 kV – LD 138 kV Jussara – Matrinchã + TR 138/69 kV - 50 MVA - 4 mil Clientes
4	Britânia	Regional Montes Belos	SE Britânia T - Substituição do Transformador 69/34,5 kV – 12,5 MVA por outro 26,6 MVA – 4 mil Clientes
5	Faina	Regional Montes Belos	SE Faina – Substituição do Transformador 34,5/13,8 kV - 2,5 MVA por outro de 6,25 MVA – 3 mil Clientes

6	Itapirapuã	Regional Montes Belos	SE Itapirapuã – Substituição do Transformador 34,5/13,8 kV - 5,0 MVA por outro de 6,25 MVA – 4 mil Clientes
7	Matrinchã	Regional Montes Belos	Nova LD 138 kV Matrinchã 2 (RB) – Jussara – Matrinchã + Bays 138 kV associados – 33 mil Clientes
8	Matrinchã	Regional Montes Belos	Novo Ponto de Suprimento Matrinchã 2 Leilão de Transmissão 04/2025 ANEEL (31/10/2025)
9	Matrinchã	Regional Montes Belos	Projeto SE Matrinchã - Implantação de Pátio 138 kV + LD 138 kV Jussara – Matrinchã + TR 138/69 kV - 50 MVA – 8 mil Clientes
10	Nova Crixás	Regional Uruaçu	SE Nova Crixás T – Substituição do TR 69/34,5 kV – 20 MVA por outro de 26,6 MVA – 13 mil Clientes
11	São Miguel do Araguaia	Regional Uruaçu	SE São Miguel do Araguaia – Substituição do TR 34,5/13,8 kV - 9,375 MVA por outro 69/13,8 kV de 20 MVA – 10 mil Clientes

Fonte: Elaboração própria, com base nas bases setoriais utilizadas no diagnóstico.

A análise dos indicadores de continuidade do fornecimento na mesorregião **Noroeste de Goiás** evidencia um dos cenários mais críticos do estado em termos de qualidade do serviço prestado, com desempenho insatisfatório tanto na duração quanto na frequência das interrupções. Os resultados apontam para fragilidades estruturais associadas à extensa malha de distribuição rural, elevada dispersão geográfica da carga e baixa redundância operacional da rede.

O principal ponto de criticidade está relacionado ao indicador **DEC**, que ultrapassou os limites regulatórios em **todos os 21 conjuntos analisados**. Em quatro deles como **Caiaapônia, Itapuranga, Matrinchã e Novo Planalto**, o tempo médio de interrupção superou quatro vezes o limite estabelecido pela ANEEL, demonstrando severas dificuldades na recomposição do fornecimento e evidenciando necessidade urgente de reforços estruturais e operacionais.

No indicador **FEC**, **14 conjuntos** apresentaram frequência de interrupções acima dos limites regulatórios, com destaque para **Matrinchã**, único conjunto a registrar número de interrupções equivalente ao dobro do permitido pela regulamentação. Esse resultado reforça sua condição de área prioritária para intervenções de modernização da rede.

A análise espacial mostra que o eixo central da mesorregião, especialmente os conjuntos de **Mozarlândia, Aruanã, Faina, Britânia, Jussara e Montes Claros de Goiás**, concentra os maiores desvios no DEC, indicando que o principal problema regional está relacionado ao prolongado tempo de restabelecimento do serviço. Já os conjuntos de **Uirapuru, Crixás e Aragarças** apresentam situação típica de menor frequência de falhas, porém com longos períodos de recomposição, sugerindo limitações operacionais na resposta às ocorrências.

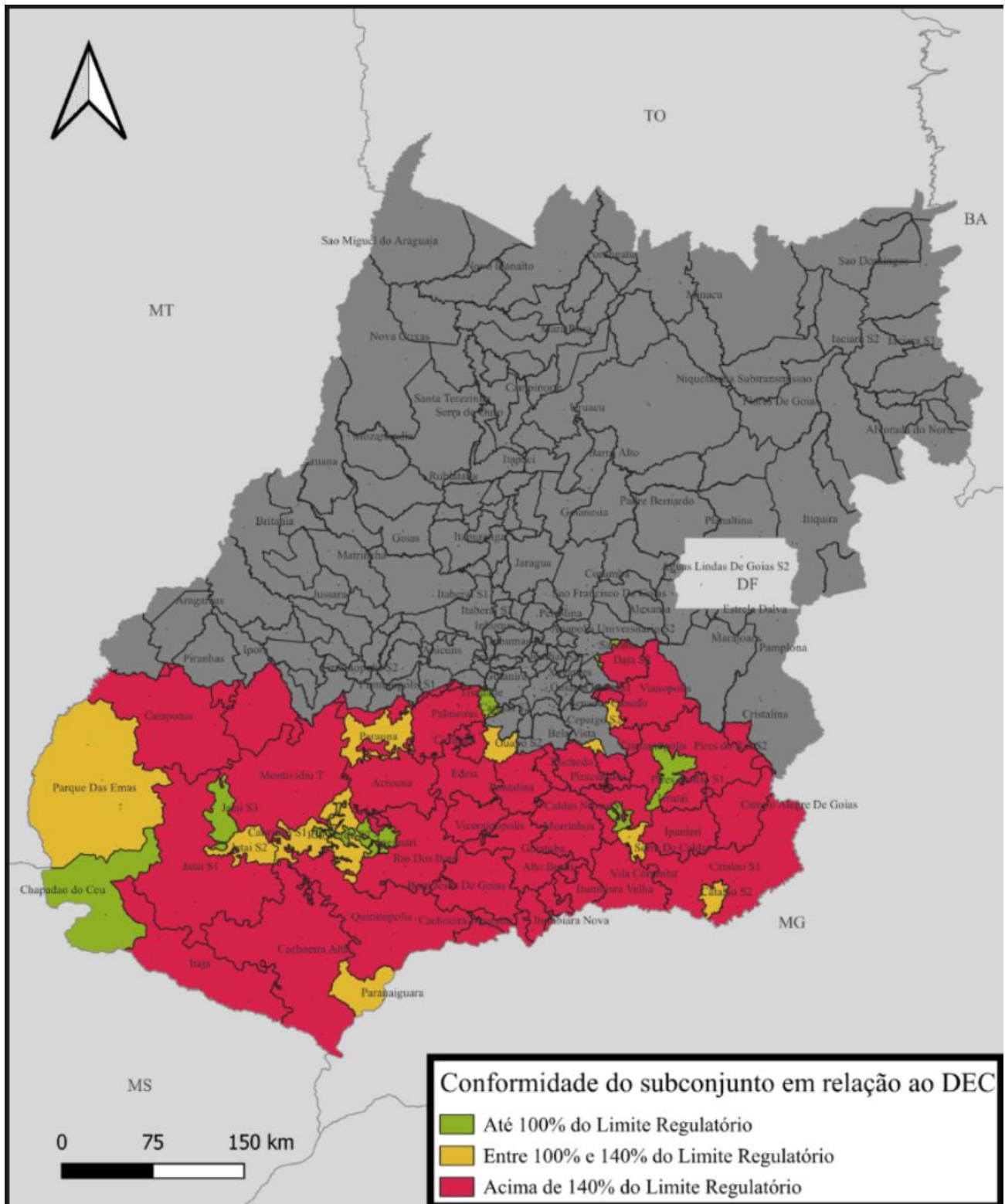
Destacam-se ainda os conjuntos de **Baliza, Arenópolis e Bom Jardim de Goiás**, que apresentaram simultaneamente elevados valores de DEC e FEC, configurando as áreas mais críticas da mesorregião. Essa recorrência sugere limitações associadas ao acesso operacional, longas extensões de alimentadores e reduzida capacidade de manobra do sistema.

Mesmo os conjuntos com melhor desempenho relativo, como **Jussara, Itapaci, Goiás e Rubiataba**, permanecem acima dos limites regulatórios, o que demonstra que a criticidade é sistêmica e exige um plano regional integrado de investimentos voltado à automação, ampliação da redundância, reforço da infraestrutura e modernização da operação da rede de distribuição

Sul Goiano

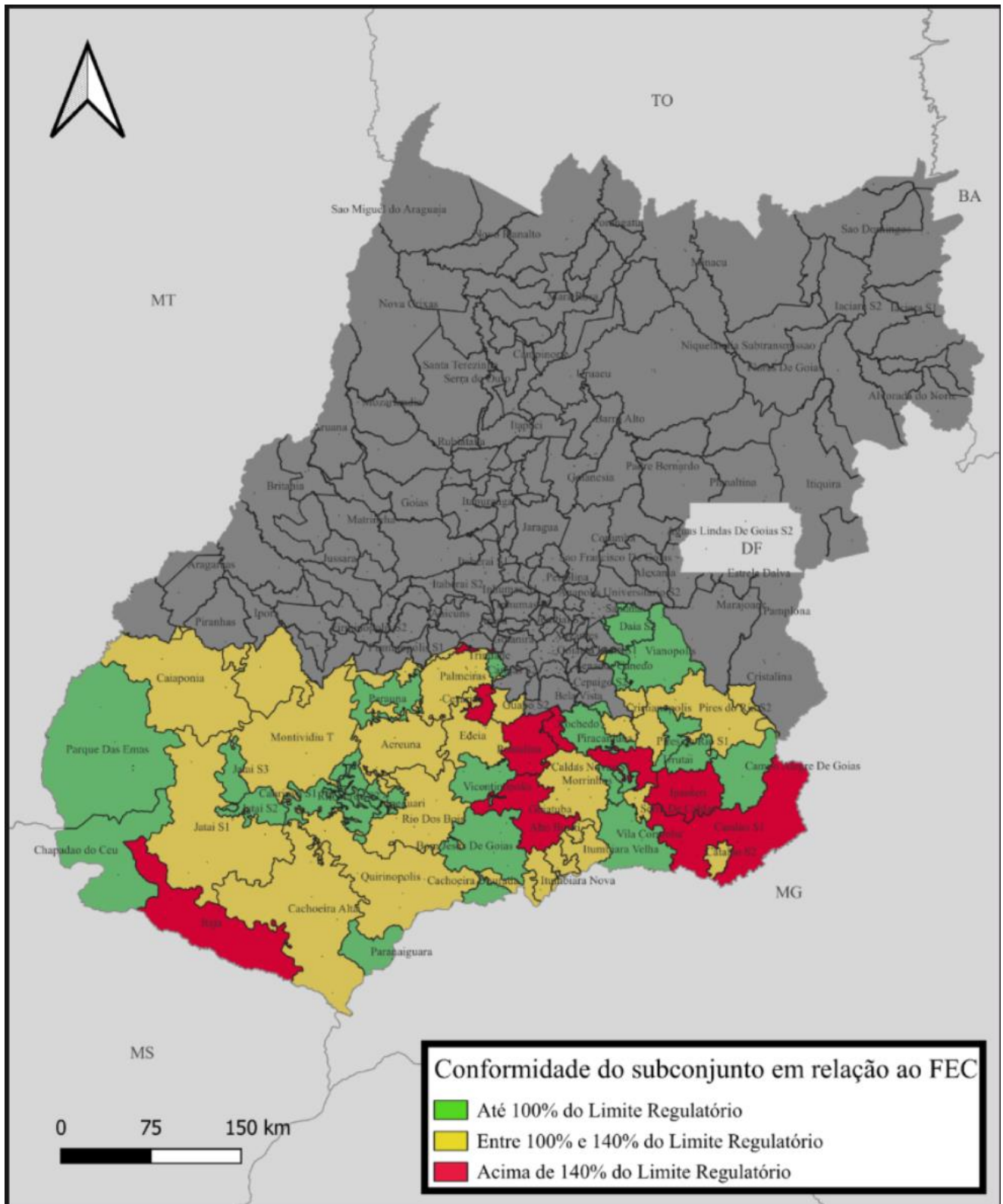
O Sul Goiano apresenta investimentos voltados principalmente ao suporte da expansão agroindustrial e ao reforço da capacidade de atendimento em polos produtivos de elevada intensidade energética. A presença de conjuntos críticos está associada, em grande parte, ao rápido crescimento da demanda regional e à necessidade de expansão antecipada da infraestrutura. O conjunto de obras previsto busca mitigar esses gargalos e ampliar a confiabilidade do suprimento, como indicado nas Figuras a seguir.

Figura 103 Conformidade dos subconjuntos do Sul Goiano ao DEC



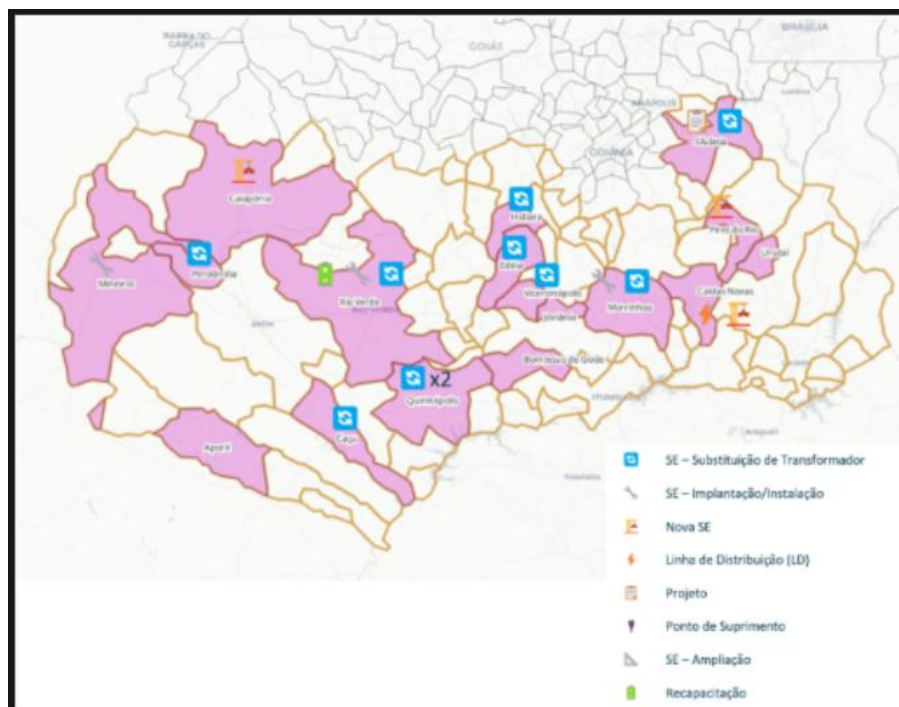
Fonte: Elaboração própria, com base nas bases setoriais utilizadas no diagnóstico.

Figura 104 Conformidade dos subconjuntos do Sul Goiano ao FEC



Fonte: Elaboração própria, com base nas bases setoriais utilizadas no diagnóstico.

Figura 105 Obras estruturantes previstas pela Equatorial Goiás (Sul Goiano)



Fonte: Elaboração própria, com base nas bases setoriais utilizadas no diagnóstico.

Figura 106 - Obras estruturantes previstas pela Equatorial Goiás (Sul Goiano)

#	Município	Regional Equatorial	Empreendimento
1	Aporé	Regional Iporá	SE Aporé – Novo Pátio 138 kV + LD 138 kV Chapadão (RB) – Aporé + SE Aporé + TR 138/34,5 kV – 20 MVA + LD 138 kV Aporé – Cachoeira Alta – 5 mil Clientes
2	Bom Jesus de Goiás	Regional Morrinhos	SE Bom Jesus – Substituição do TR 34,5/13,8 kV – 9,375 MVA por outro 69/13,8 kV – 12,5 MVA – 10 mil Clientes
3	Caiapônia	Regional Iporá	Nova SE Cutia – Implantação de SE Cutia 34,5/13,8 kV – 3,75 MVA – 446 Clientes
4	Caldas Novas	Regional Morrinhos	LD Serra de Caldas – Pires do Rio – 28 mil Clientes
5	Caldas Novas	Regional Morrinhos	Nova SE Caldas Novas II – Implantação do TR 138/34,5 kV - 33,3 MVA - 32 mil Clientes
6	Caçu	Regional Rio Verde	SE Caçu – Substituição do TR 34,5/13,8 kV - 6,25 MVA por outro de 12,5 MVA – 7 mil Clientes
7	Edéia	Regional Morrinhos	SE Edéia – Substituição do TR 69/34,5 kV - 12,5 MVA por outro de 26,6 MVA – 11 mil Clientes

8	Indiara	Regional Montes Belos	SE Indiara – Substituição do Transformador 34,5/13,8 kV - 6,25 MVA por outro de 12,5 MVA – Finalização –7 mil Clientes
9	Joviânia	Regional Morrinhos	SE Joviânia – Substituição do TR 34,5/13,8 kV - 3,75 MVA por outro de 6,25 MVA – 4 mil Clientes
10	Mineiros	Regional Iporá	SE Irapé – Implantação da nova SE – 34,5/13,8 kV de 3,75 MVA – 6 mil clientes
11	Morrinhos	Regional Morrinhos	SE Morrinhos – Instalação do 2º TR 69/13,8 kV - 20 MVA – 24 mil Clientes
12	Morrinhos	Regional Morrinhos	SE Morrinhos – Substituição do TR 69/34,5 kV - 20 MVA por outro de 26,6 MVA – 2 mil Clientes
13	Perolândia	Regional Iporá	SE Perolândia – Substituição do Transformador 34,5/13,8 kV - 2,5 MVA por outro de 6,25 MVA – 2 mil Clientes
14	Pires do Rio	Regional Morrinhos	Nova SE Santa Cecília – Implantação do TR 138/34,5 kV - 33,3 MVA + LD 138 kV LD Santa Cecília –Bela Vista / Pires do Rio 138 kV (CD) – 12 mil Clientes
15	Quirinópolis	Regional Rio Verde	SE Córrego Alegre – Substituição do TR 34,5/13,8 kV - 0,75 MVA por outro de 1,5 MVA –67 Clientes
16	Quirinópolis	Regional Rio Verde	SE Quirinópolis – Substituição do TR 13,8/34,5 kV – 12,5 MVA por outro 138/34,5 kV - 20 MVA –23 mil Clientes
17	Rio Verde	Regional Rio Verde	Recapitação LDAT 138 kV Rio Verde (FURNAS) – Rio Verde de 92 MVA para 148 MVA – 93 mil Clientes
18	Rio Verde	Regional Rio Verde	SE Cabriúva – Implantação de Pátio 138 kV + LD 138 kV Rio Verde (FURNAS) –Cabriúva + TR 138/69 kV – 50 MVA – 53 mil Clientes
19	Rio Verde	Regional Rio Verde	SE Rio dos Bois – Substituição do TR 138/34,5 kV - 20 MVA por outro de 33,3 MVA + Equipar vãos 138 kV – 12 mil Clientes
20	Silvânia	Regional Metropolitana	Projeto SE Silvânia – Implantação de Pátio 69 kV + LD 69 kV Vianópolis –Silvânia + TR 69/34,5 kV 20 MVA – 11 mil Clientes
21	Silvânia	Regional Metropolitana	SE Silvânia – Substituição do TR1 34,5/13,8 kV – 6,25 MVA por outro de 12,5 MVA – 8 mil Clientes
22	Urutaí	Regional Morrinhos	SE Urutaí – Bays 69 kV para adequação do setor 69 kV – 2 mil Clientes
23	Vicentinópolis	Regional Morrinhos	SE Vicentinópolis – Substituição do TR 69/34,5 kV - 12,5 MVA por outro de 26,6 MVA – 5 mil Clientes

Fonte: Elaboração própria, com base nas bases setoriais utilizadas no diagnóstico.

A análise da qualidade do fornecimento na mesorregião Sul Goiano evidencia criticidades pontuais concentradas em conjuntos localizados nos principais polos agroindustriais e logísticos da região. Os desvios observados nos indicadores DEC e FEC estão associados, sobretudo, ao rápido crescimento da demanda elétrica e à necessidade de expansão antecipada da infraestrutura para atendimento adequado das cargas de maior intensidade energética.

Os subconjuntos com não conformidades concentram-se, principalmente, em áreas de maior dinamismo econômico, onde a expansão das atividades industriais, agroindustriais, de armazenagem e irrigação tem imposto maior solicitação operacional à rede de distribuição.

No DEC, as principais criticidades indicam desafios relacionados ao tempo de recomposição do fornecimento, sugerindo necessidade de reforço estrutural, ampliação da redundância operacional e modernização dos sistemas de manobra. Já no FEC, as ocorrências refletem maior recorrência de interrupções em áreas sob elevada pressão de carga, demandando ações de manutenção preventiva e fortalecimento da confiabilidade operacional.

As obras estruturantes previstas para a mesorregião buscam justamente mitigar esses gargalos, ampliando a capacidade de atendimento e sustentando o crescimento energético dos principais polos produtivos do Sul Goiano.

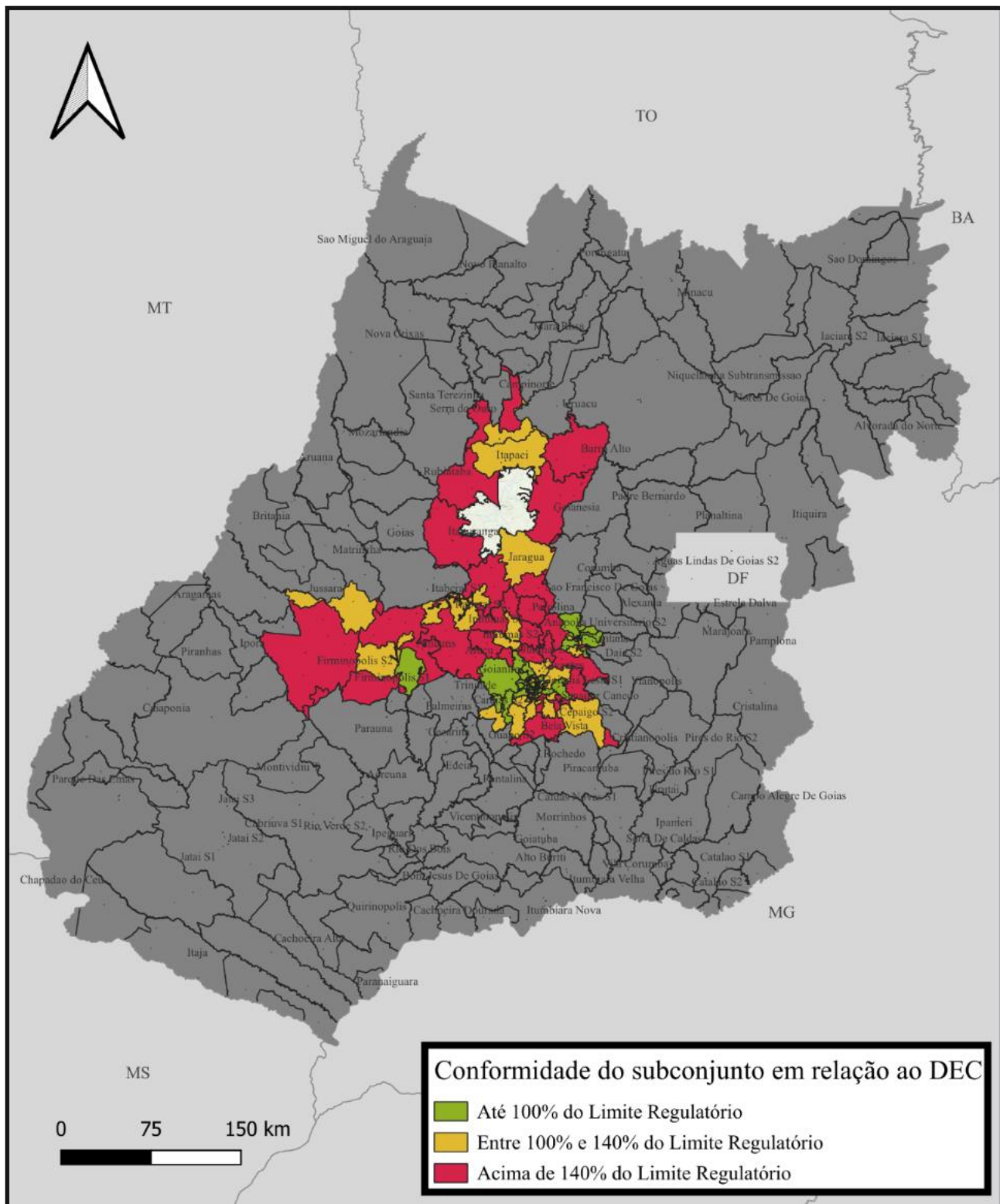
Centro Goiano

Na mesorregião Centro Goiano, a análise do PDD revela prioridade para reforços em transformação, ampliação de capacidade instalada e criação de novos pontos de suprimento, refletindo a elevada concentração urbana e o crescimento contínuo da demanda elétrica. Os conjuntos com maior criticidade em DEC e FEC concentram-se sobretudo em áreas de maior adensamento de carga e em trechos sujeitos a limitações históricas de capacidade, evidenciando alinhamento entre o planejamento das obras e a necessidade de recuperação da continuidade do fornecimento, como apresentado nas Figuras a seguir.

Eixo Goiânia–Anápolis

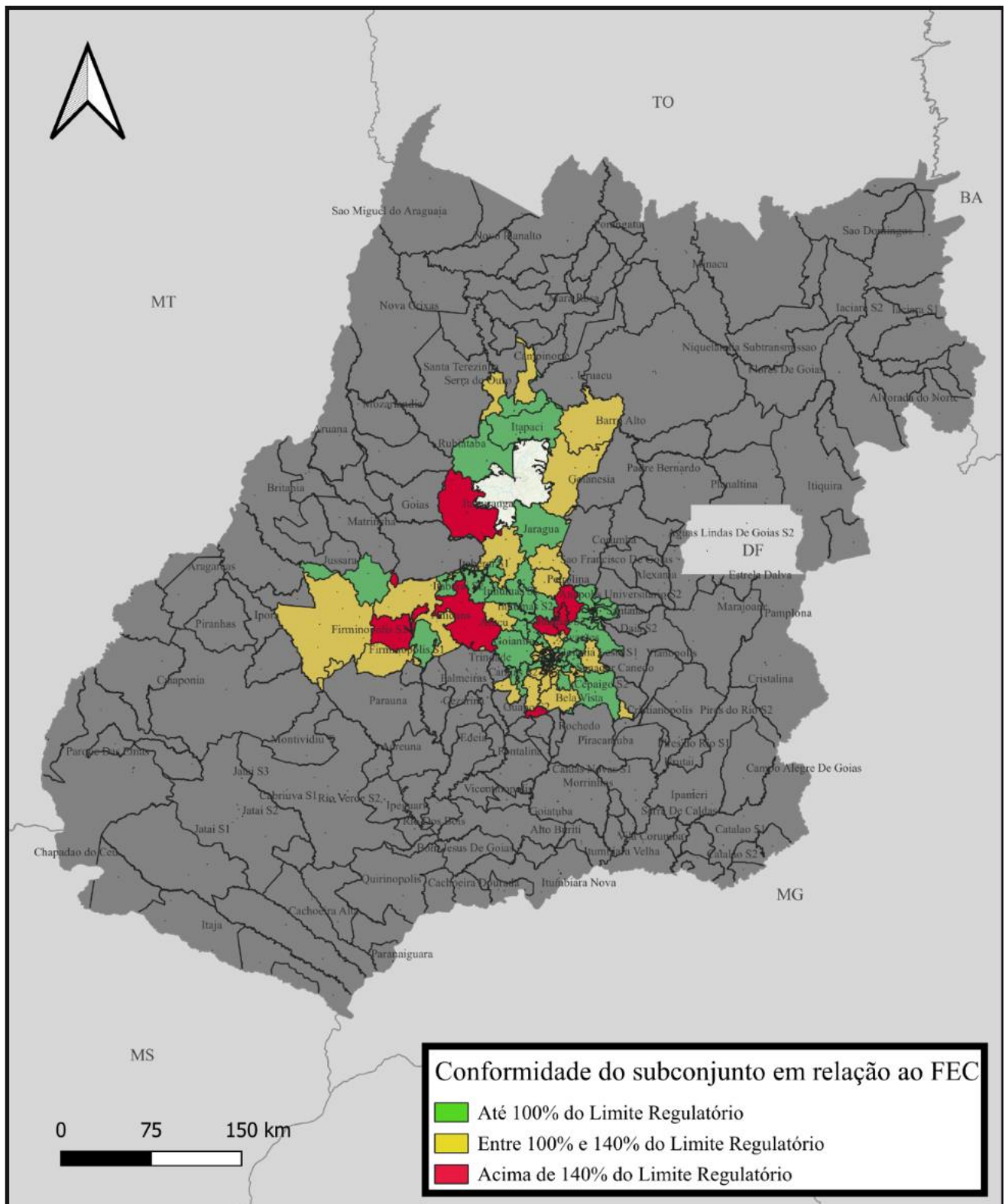
No principal corredor econômico do estado, a análise do PDD evidencia forte concentração de investimentos voltados à ampliação da capacidade de atendimento e modernização operacional. Os conjuntos mais críticos em continuidade estão diretamente relacionados ao adensamento urbano, à elevada concentração de carga e à rápida expansão da geração distribuída. As obras previstas têm papel estratégico para assegurar a sustentabilidade elétrica do principal eixo de crescimento econômico goiano.

Figura 107 Conformidade dos subconjuntos do Centro Goiano ao DEC



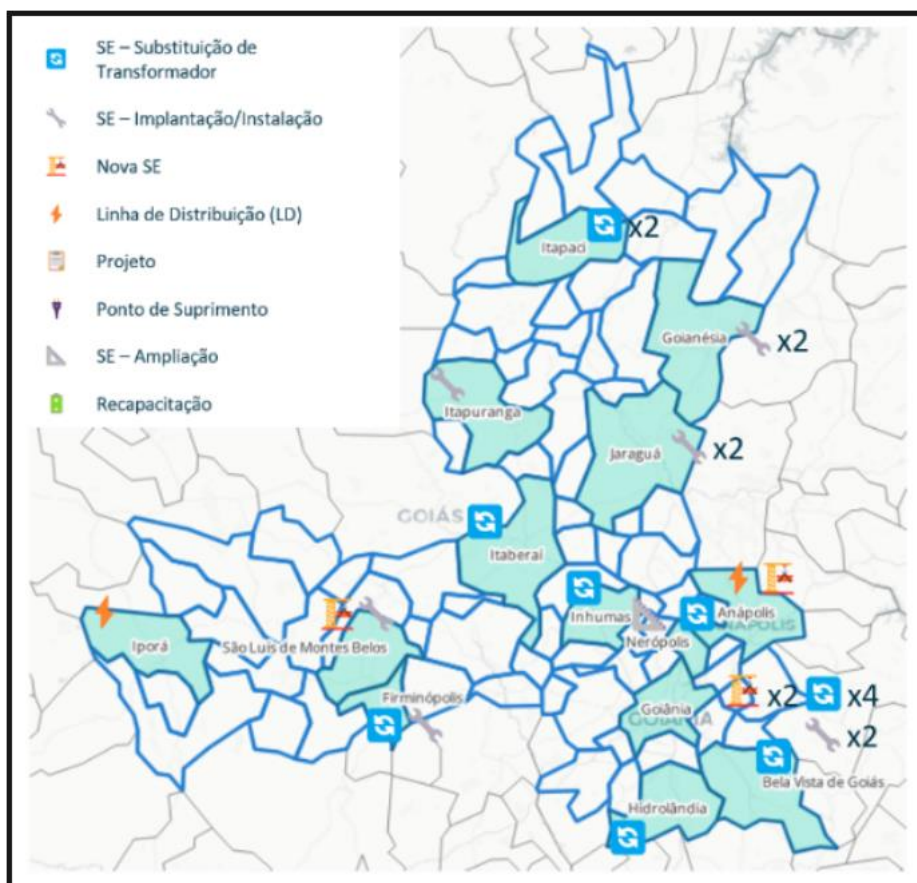
Fonte: Elaboração própria, com base nas bases setoriais utilizadas no diagnóstico.

Figura 108 Conformidade dos subconjuntos do Centro Goiano ao FEC



Fonte: Elaboração própria, com base nas bases setoriais utilizadas no diagnóstico.

Figura 109 Obras estruturantes previstas pela Equatorial Goiás (Centro Goiano)



Fonte: Elaboração própria, com base nas bases setoriais utilizadas no diagnóstico.

Figura 110 Obras estruturantes previstas pela Equatorial Goiás (Centro Goiano)

#	Município	Regional Equatorial	Empreendimento
1	Hidrolândia	Regional Metropolitana	SE Hidrolândia – Substituição do TR1 34,5/13,8 kV – 6,25 MVA por outro 12,5 MVA –9 mil Clientes
2	Inhumas	Regional Metropolitana	SE Inhumas – Substituição do TR4 69/13,8 kV – 20 MVA por outro 138/13,8 kV - 33,3 MVA – 26 mil Clientes
3	Iporá	Regional Iporá	LD 138 kV Iporá – Montes Claros de Goiás (Operação inicial em 34,5 kV) – 7 mil Clientes
4	Itaberaí	Regional Montes Belos	SE Itaberaí – Substituição do TR2 69/13,8 kV – 15 MVA por outro 138/13,8 kV – 33,3 MVA –20 mil Clientes
5	Itapaci	Regional Uruaçu	SE Itapaci D –Substituição do TR 34,5/13,8 kV – 6,25 MVA por outro de 12,5 MVA – 10 mil Clientes
6	Itapaci	Regional Uruaçu	SE Itapaci T –Substituição do TR 69/34,5 kV – 12,5 MVA por outro de 20 MVA – 13 mil Clientes

7	Itapuranga	Regional Montes Belos	SE Itapuranga T - Instalação de TR 69/13,8 kV – 20 MVA - 16 mil Clientes
8	Jaraguá	Regional Anápolis	SE Jaraguá –Implantação de Pátio 138 kV + Instalação TR 138/13,8 kV – 33,3 MVA + LD 138 kV Pirenópolis – Jaraguá – 58 mil Clientes
9	Jaraguá	Regional Anápolis	SE Jaraguá –Implantação de Regulador de Tensão 69 kV – 20/30 MVA 20 mil Clientes
10	Nerópolis	Regional Metropolitana	SE Nerópolis – Ampliação de Pátio 138 kV + TR 138/69 kV – 50 MVA + LD 138 kV Xavantes – Nerópolis –27 mil Clientes
11	Nerópolis	Regional Metropolitana	SE Nerópolis – Substituição do TR2 69/13,8 kV – 20 MVA por outro de 40 MVA –15 mil Clientes
12	São Luís de Montes Belos	Regional Montes Belos	Nova SE Boi Dourado 34,5/13,8 kV – 6,25 MVA –1,3 mil Clientes
13	São Luís de Montes Belos	Regional Montes Belos	SE São Luiz de Montes Belos – Instalação de TR 69/34,5 kV – 20 MVA – 10 mil Clientes

Fonte: Elaboração própria, com base nas bases setoriais utilizadas no diagnóstico.

A análise da qualidade do fornecimento de energia elétrica na mesorregião Centro Goiano evidencia um cenário diretamente influenciado pela elevada concentração populacional, forte adensamento urbano e pela presença dos principais centros administrativos, comerciais e industriais do estado. Por concentrar parte significativa da carga elétrica de Goiás, a região demanda elevado nível de confiabilidade operacional e contínuos investimentos em modernização da infraestrutura.

As não conformidades observadas nos indicadores DEC e FEC tendem a se concentrar em subconjuntos submetidos à elevada densidade de carga e à intensa dinâmica de expansão urbana, especialmente em áreas periféricas e vetores de crescimento metropolitano, onde o aumento da demanda frequentemente ocorre em ritmo superior à ampliação da capacidade da rede.

No indicador DEC, eventuais criticidades estão associadas principalmente à complexidade operacional da recomposição em sistemas com elevada interdependência elétrica, grande quantidade de consumidores atendidos por circuito e necessidade de manobras mais sofisticadas em situações de contingência.

Quanto ao FEC, as ocorrências refletem, em geral, a elevada sensibilidade operacional de sistemas urbanos densamente carregados, onde falhas localizadas podem impactar número expressivo de unidades consumidoras. Além disso, expansões urbanas aceleradas e o crescimento da carga comercial e de serviços ampliam a exigência sobre os ativos existentes. Entretanto, a mesorregião Centro Goiano apresenta vantagem estrutural em relação às regiões mais periféricas do estado, devido à maior densidade de subestações, melhor grau de interligação

da rede e maior capacidade de resposta operacional, fatores que contribuem para maior resiliência sistêmica.

Os investimentos previstos para a região concentram-se no reforço da capacidade de transformação, ampliação de alimentadores, modernização tecnológica e expansão da automação da rede, com o objetivo de sustentar o crescimento da demanda e elevar os padrões de qualidade do fornecimento.

De forma geral, os desafios observados na mesorregião Centro estão menos associados à carência estrutural da infraestrutura e mais à necessidade de adaptação contínua da rede ao crescimento urbano, à intensificação das cargas e à crescente complexidade operacional do sistema elétrico regional. explicitar os conjuntos críticos.

Análise regional dos investimentos e criticidades operacionais

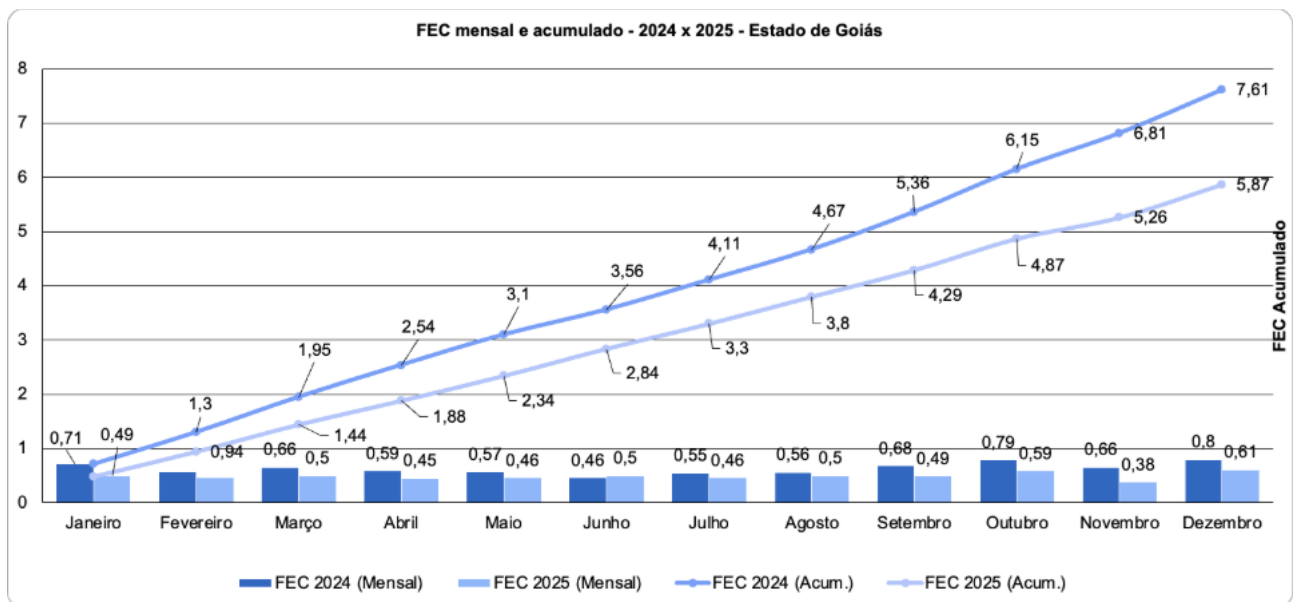
Houve uma mudança estratégica a partir de 2023 pela Equatorial Goiás com priorização de obras de expansão e melhoria da rede em detrimento da manutenção, indicando foco em ampliação da infraestrutura elétrica, para atender ao crescimento da demanda e melhoria de indicadores de continuidade. Em 2024, o investimento total da concessionária atingiu 2,12 bilhão. Apesar do aumento nos investimentos, a Equatorial Goiás ocupou a 30ª posição (penúltima) no Ranking de Continuidade do Serviço da Aneel em 2024, entre as distribuidoras de grande porte. Na figura a seguir, temos o montante e áreas de investimento, como se observa na Figura a seguir.

Figura 111 Balanço dos investimentos da Enel e Equatorial Goiás por tipo (Em Milhões de Reais)



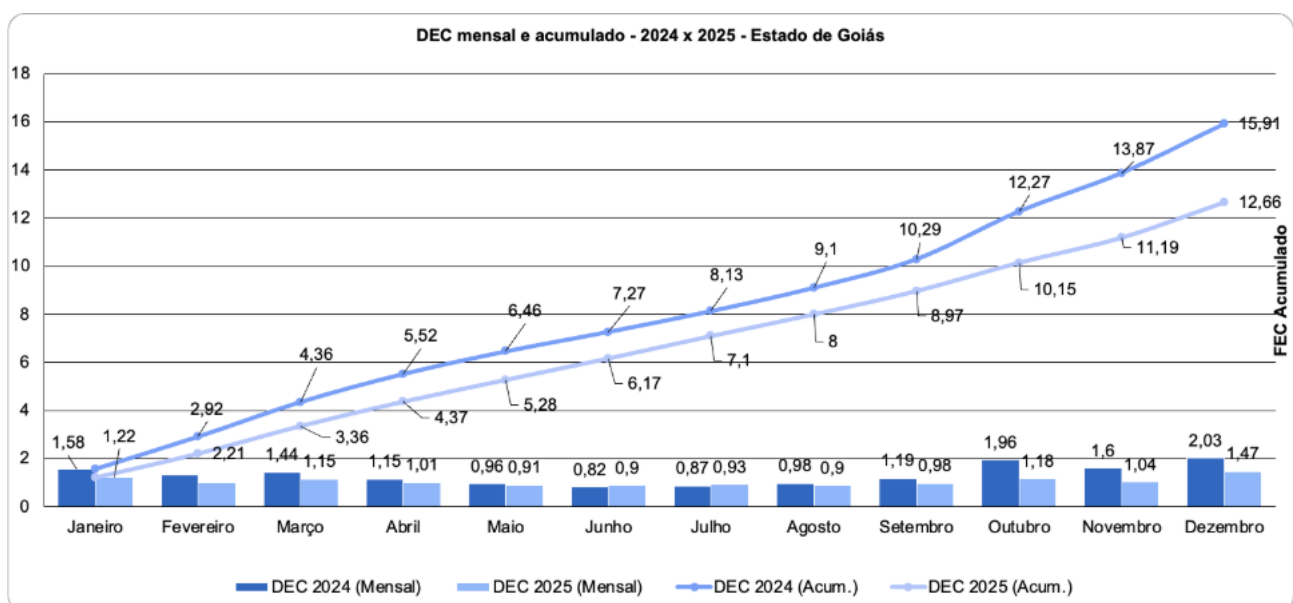
Fonte: Equatorial/Enel

Figura 112 Dinâmica mensal e evolução acumulada do FEC no estado de Goiás (2024–2025)



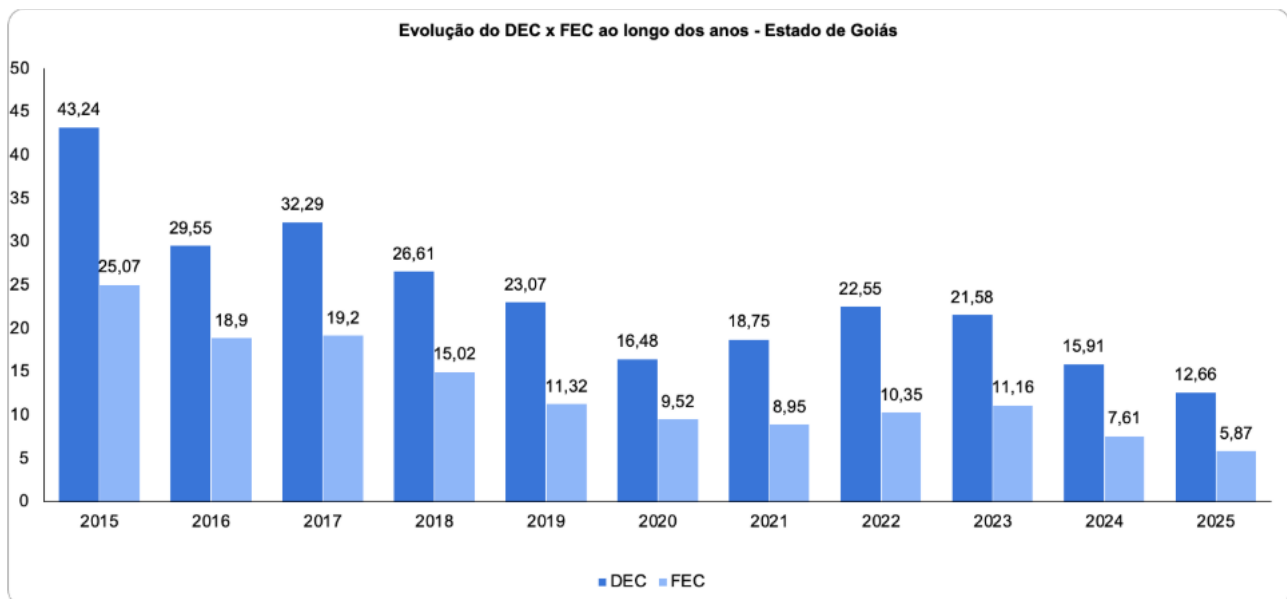
Fonte: Elaboração própria com os dados da ANEEL.

Figura 113 Dinâmica mensal e evolução acumulada do DEC no estado de Goiás (2024–2025)



Fonte: Elaboração própria com os dados da ANEEL.

Figura 114 Evolução histórica dos indicadores DEC e FEC no estado de Goiás (2024–2025)



Fonte: Elaboração própria com os dados da ANEEL.

A análise comparativa dos mapas de conformidade evidencia que os investimentos da distribuidora tendem a se concentrar prioritariamente nas regiões urbanizadas e nos corredores de maior densidade econômica, onde o impacto regulatório e operacional da melhoria dos indicadores de continuidade é mais imediato. Essa priorização reflete uma lógica técnica e regulatória coerente com a necessidade de maximizar ganhos de desempenho em áreas de elevada concentração de consumidores.

Por outro lado, observa-se que regiões rurais e áreas de menor densidade populacional ainda apresentam conjuntos com desempenho mais crítico, especialmente no indicador DEC, cuja redução depende, em grande medida, de intervenções estruturais de maior complexidade e custo. Esse comportamento evidencia a persistência de assimetrias territoriais no processo de recuperação da qualidade do fornecimento.

Em relação ao FEC, verifica-se cenário relativamente mais favorável, com proporção crescente de conjuntos enquadrados nos limites regulatórios. Esse resultado sugere que as ações operacionais já implementadas como automação, recomposição mais ágil e reforço de manutenção corretiva vêm produzindo efeitos consistentes na redução da frequência das interrupções. Em contrapartida, a redução do DEC permanece como desafio estrutural, exigindo investimentos de maior maturação em expansão física, modernização e robustecimento da rede.

A entrevista com representantes da Equatorial Goiás evidencia que o PDD tem sido o principal instrumento de reorganização do planejamento da expansão elétrica no estado após a

assunção da concessão pela companhia. Segundo os entrevistados, o plano foi reformulado com base em diagnósticos técnicos territorializados, incorporando análise detalhada dos ativos de distribuição e mapeamento sistemático de criticidades operacionais.

Conforme relatado, os investimentos são estruturados em frentes voltadas à expansão de mercado, melhoria sistêmica, qualidade do fornecimento e cumprimento de obrigações regulatórias, sendo definidos a partir da avaliação integral dos 1.414 alimentadores da rede estadual. As prioridades concentram-se na implantação de novos pontos de suprimento, expansão por meio de linhas e subestações e modernização operacional voltada à melhoria dos indicadores de qualidade e ao atendimento do crescimento simultâneo da carga e da geração distribuída.

A Equatorial Goiás apresenta um desempenho favorável frente aos compromissos firmados com a Agência Nacional de Energia Elétrica. O Plano de Resultados estabelecido pela agência reguladora determina que a concessionária precisa enquadrar 80% dos seus conjuntos elétricos dentro dos limites regulatórios de duração e frequência de interrupções até o ano de 2028. Para assegurar o cumprimento dessa meta e conferir maior transparência às ações executadas recomenda-se um aprimoramento no reporte dos investimentos. Propõe-se que os Planos de Desenvolvimento da Distribuidora indiquem de forma detalhada as obras que compõem o plano de Operação e Manutenção da empresa, em linha com o panorama apresentado na Figura a seguir

Figura 115 Destaque de Projetos de reforço e expansão do sistema de transmissão em Goiás por região e status

SE Rio Claro 2 230/138 kV	SE Matrinchã 2 230/138 kV	SE Iaciara 2 230/138 kV	SE Mundo Novo 2 230/138 kV
Sudoeste de Goiás Capacidade: 2x100 MVA Municípios: Jataí, Mineiros, Chapadão do Céu Solicitada em 2015 para resolver subtensões críticas na região. Relatório R1 emitido pela EPE em 2017. Entrou em operação em 2023, melhorando o perfil de tensão da região. Energizada: 2023 Concluída e em Operação	Região Oeste Capacidade: 2x150 MVA Municípios: Iporá, Jussara, Britânia, Aruanã Demanda reprimida acima de 100 MVA no setor agropecuário. GT formado com MME e EPE em 2023. Lote 5 do Leilão 004/2025 arrematado pela EDP Transmissão GO (deságio: 49,18%). Leilão: 31/Out/2025 Prazo: 48 meses	Nordeste de Goiás Capacidade: 2x150 MVA Municípios: Formosa, Iaciara, Planaltina de GO, Alvorada do Norte Atende mais de 180 mil clientes via eixo 138 kV originado no DF. Expansão da fronteira agrícola. EPE emitiu relatório R1 (EPE-DEE-RE-011/2025) recomendando a implantação. R1 EPE: Abril/2025 Indicada para Leilão	Noroeste de Goiás Capacidade: 2x150 MVA Municípios: São Miguel do Araguaia, Mundo Novo, Nova Crixás, Crixás Forte produção de grãos, pecuária e atividade industrial. Atendida por SE Itapaci e Serra da Mesa. Alternativa de Mínimo Custo Global definida em estudos conjuntos da EPE com EQTL-GO. R1 EPE: Publicado Faltam estudos complementares
EM OPERAÇÃO	LEILÃO REALIZADO	INDICADA A LEILÃO	PUBLICADO

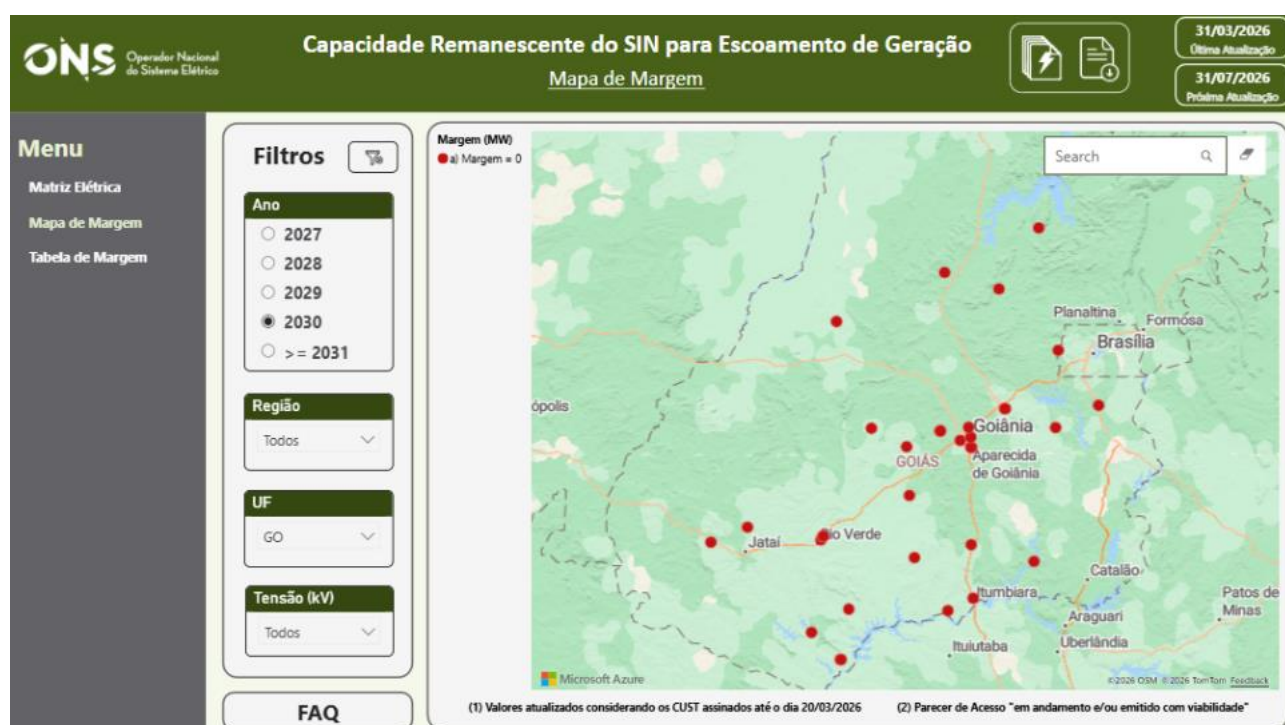
Fonte: Equatorial Goiás (EQTL-GO) / EPE / Ministério de Minas e Energia (MME)

4.4.5. Análise Qualitativa de Sinergia Territorial

Gargalos Prioritários por Mesorregião

A Figura a seguir apresenta o mapa da capacidade remanescente do Sistema Interligado Nacional (SIN) para escoamento de geração no horizonte de 2031. Nessa análise, levaram-se em conta as condições da infraestrutura de transmissão e sua distribuição no território, o que permitiu avaliar o potencial de escoamento da geração elétrica e o grau de integração de Goiás ao SIN.

Figura 116 Mapa de Margem do Estado de Goiás



Fonte: ONS - Mapa de Margem. Acesso: 15/05/2026

- **Centro Goiano:** maior concentração de carga, MMGD e demanda urbana/industrial; prioridade para qualidade do fornecimento, reforços metropolitanos, automação e atendimento a polos industriais no eixo Goiânia–Anápolis.
- **Sul Goiano:** forte demanda agroindustrial, sucroenergética, mineral e de irrigação; prioridade para reforços em subestações e linhas associadas a Rio Verde, Jataí, Itumbiara, Catalão e Mineiros, além de integração com geração hídrica e biomassa.

- **Leste Goiano:** dependência relevante de suprimento radial e pressão de cargas no Entorno do Distrito Federal, mineração e irrigação; prioridade para novos pontos de suprimento, controle de tensão e avaliação de demanda reprimida.
- **Norte Goiano:** consumo agregado menor, mas presença de mineração, turismo e áreas ambientalmente sensíveis; prioridade para confiabilidade regional, atendimento à Chapada dos Veadeiros e soluções compatíveis com condicionantes ambientais.
- **Noroeste Goiano:** menor densidade estrutural de Rede Básica e forte radialidade; prioridade para avanço de soluções de suprimento, incluindo Matrinchã 2, e atendimento a cargas rurais, irrigantes e minerárias. A distribuição territorial da demanda evidencia que o crescimento do consumo de energia em Goiás está associado a diferentes padrões produtivos. O Centro Goiano concentra a maior parcela do consumo total, impulsionado pela Região Metropolitana de Goiânia e pelo eixo Goiânia–Anápolis.

O Sul Goiano apresenta demanda fortemente vinculada ao agronegócio, à agroindústria, à sucroenergia, à mineração e a polos industriais regionais. O Leste Goiano combina a influência do Entorno do Distrito Federal com cargas relevantes associadas à irrigação, enquanto Norte e Noroeste apresentam menor consumo agregado, mas com pressões localizadas relacionadas à mineração, agropecuária, turismo e expansão de atividades rurais.

Essa heterogeneidade reforça que a infraestrutura elétrica deve ser analisada como condicionante do desenvolvimento produtivo regional. Em áreas onde a expansão da carga depende da implantação de subestações, reforços na rede de distribuição, novas linhas ou interfaces com a Rede Básica, a disponibilidade de energia em quantidade e qualidade adequadas pode influenciar diretamente a localização de novos investimentos.

A análise do grupo A4 é particularmente relevante nesse contexto, por concentrar consumidores de média tensão associados a atividades comerciais, industriais, agroindustriais, logísticas, minerárias e de irrigação. Embora representem pequena parcela do total de unidades consumidoras, essas cargas respondem por parcela expressiva do consumo estadual e apresentam maior sensibilidade a restrições de conexão e à qualidade do fornecimento.

Para o Plano Estadual de Energia, o cruzamento entre demanda produtiva, infraestrutura de rede e expansão da geração renovável permite identificar áreas prioritárias para aprofundamento técnico. O objetivo não se limita a mapear os maiores centros consumidores, mas compreender onde a infraestrutura elétrica pode atuar como vetor de indução ou limitação ao crescimento

econômico regional. Essa leitura será fundamental para a construção do Roadmap PEEG 2030, orientando a priorização de estudos, a articulação institucional e a definição de investimentos estratégicos.

A expansão simultânea da geração distribuída solar e da demanda produtiva amplia a necessidade de incorporar maior flexibilidade operacional ao sistema elétrico goiano. Nesse contexto, ganham relevância soluções como armazenamento por baterias, arranjos híbridos entre geração solar e armazenamento, programas de resposta à demanda, automação de redes, medição inteligente e mecanismos de coordenação entre operação da distribuição e da transmissão. Sua avaliação, contudo, deve estar vinculada a desafios concretos da rede estadual, como subestações com restrição de conexão, regiões com elevado crescimento da MMGD, áreas com demanda reprimida e polos produtivos sensíveis à continuidade do fornecimento.

Entre essas alternativas, os sistemas de armazenamento de energia por baterias (Battery Energy Storage Systems - BESS) merecem atenção especial diante do avanço regulatório e das experiências já implementadas no país. Um marco nesse processo foi a implantação, pela ISA CTEEP, do primeiro sistema BESS em larga escala conectado diretamente ao sistema de transmissão nacional, na Subestação Registro em 230 kV, em São Paulo. Com capacidade de 30 MW e armazenamento de 60 MWh, o empreendimento foi concebido para atender aos picos sazonais de demanda do litoral sul paulista por meio da estratégia de peak shaving, armazenando energia em períodos de menor consumo e reinjetando-a nos horários críticos.

A solução demonstrou a viabilidade técnica do uso de armazenamento em instalações de alta tensão como alternativa para reforço sistêmico e postergação de expansões convencionais, beneficiando aproximadamente dois milhões de consumidores.

Esse movimento tende a ganhar escala com a previsão do primeiro leilão nacional de armazenamento, previsto pela Agência Nacional de Energia Elétrica para 2026, iniciativa que sinaliza a consolidação regulatória da tecnologia no Brasil e deverá estimular investimentos, amadurecimento institucional e redução gradual de custos.

Para Goiás, embora aplicações dessa natureza ainda não estejam em operação, a experiência da Subestação Registro da Isa Cteep oferece referência concreta para a incorporação dessa tecnologia em estudos futuros, tanto em instalações de transmissão e subtransmissão quanto em pontos estratégicos da distribuição. Sua adoção poderá contribuir para absorção de excedentes renováveis, mitigação de sobrecargas, aumento da resiliência da rede e melhor aproveitamento da infraestrutura existente.

No horizonte do PEEG 2030, a flexibilidade deve ser tratada como complemento ao investimento físico em rede, e não como substituto automático das obras estruturais. Em determinadas situações, reforços convencionais continuarão indispensáveis; em outras, soluções como armazenamento, automação e gestão da demanda poderão reduzir custos, postergar investimentos e elevar a eficiência operacional. A avaliação integrada dessas alternativas permitirá estruturar uma agenda de planejamento mais aderente à transição para redes bidirecionais, digitalizadas e compatíveis com a crescente inserção de fontes renováveis intermitentes.

A atual Política Nacional de Acesso ao Sistema de Transmissão (PNAST), instituída pelo Decreto nº 12.772, de 5 de dezembro de 2025, representa uma mudança relevante no modelo regulatório de acesso à Rede Básica do Sistema Interligado Nacional (SIN). A norma substitui o modelo tradicional de análise contínua e cronológica das solicitações por um sistema estruturado em Temporadas de Acesso periódicas, coordenadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), com o objetivo de conferir maior racionalidade técnica, previsibilidade e eficiência à alocação da capacidade disponível da rede.

A medida responde ao crescimento recente das solicitações de conexão associadas a grandes cargas consumidoras, como data centers, projetos de hidrogênio de baixo carbono e empreendimentos industriais eletrointensivos. Conforme discutido em reuniões técnicas com o ONS, esse novo perfil de demanda tem ampliado a competição por capacidade de acesso e exigido instrumentos regulatórios mais aderentes à complexidade atual do sistema elétrico.

Ao permitir a avaliação simultânea de múltiplas solicitações, a PNAST favorece uma análise sistêmica da capacidade remanescente da rede, reduzindo distorções associadas à ordem de protocolo e ampliando a coordenação entre acesso e planejamento da expansão da transmissão. Ainda assim, o novo modelo não altera os critérios técnicos para conexão à Rede Básica, que permanecem condicionados à viabilidade sistêmica, ao mínimo custo global e à maturidade técnica dos projetos.

Essa nova sistemática dialoga diretamente com as diretrizes do PEEG 2030, que reconhece a infraestrutura elétrica como elemento estratégico para a competitividade territorial e para a atração de novos investimentos. Para Goiás, a previsibilidade regulatória proporcionada pelas Temporadas de Acesso pode se tornar fator relevante para viabilizar empreendimento intensivos em energia, especialmente aqueles vinculados à digitalização, ao armazenamento energético e à diversificação industrial.

Além disso, a convergência entre a PNAST e o PEEG 2030 reforça a importância da antecipação de investimentos em subestações, reforços de distribuição e interfaces com a Rede

Básica, permitindo maior alinhamento entre a expansão da infraestrutura elétrica e as vocações produtivas regionais.

Em síntese, a PNAST representa não apenas uma modernização do processo nacional de acesso à transmissão, mas também um instrumento com impactos diretos sobre o planejamento energético estadual. Sua articulação com as diretrizes do PEEG 2030 tende a fortalecer o posicionamento competitivo de Goiás na nova dinâmica energética brasileira.

O avanço regulatório promovido pela PNAST também reforça a importância de instrumentos operacionais voltados ao acompanhamento da expansão incremental da infraestrutura elétrica. Nesse contexto, destaca-se o **SGPMR (Sistema de Gerenciamento dos Planos de Melhorias e Reforços)**, utilizado pelo ONS como ferramenta de gestão das obras de reforço da rede básica de transmissão.

O sistema organiza as demandas encaminhadas pelos agentes transmissores, conferindo maior padronização, transparência e eficiência à análise técnica das necessidades de expansão. Sua principal contribuição está na consolidação das informações que subsidiam os estudos de ampliação da transmissão, permitindo identificar intervenções necessárias para manutenção da confiabilidade operativa, ampliação da capacidade de atendimento e mitigação de restrições elétricas regionais.

Para o **PEEG 2030**, o acompanhamento sistemático das informações disponibilizadas pelo SGPMR possui caráter estratégico, pois permite antecipar tendências de expansão da infraestrutura, identificar possíveis gargalos locais e avaliar a capacidade futura da rede para absorver novas cargas industriais, agroindustriais e empreendimentos intensivos em energia. Dessa forma, o sistema constitui importante referência técnica para o alinhamento entre o planejamento energético estadual e a evolução da infraestrutura de transmissão em âmbito nacional.

Prioridades Indicativas até 2030

- **Curto prazo:** consolidar base de dados territorial, padronizar indicadores, mapear restrições de conexão, acompanhar DEC/FEC por região junto à concessionária e estruturar governança entre Governo do Estado, distribuidora, ONS, ANEEL, MME e EPE.

- **Médio prazo:** priorizar estudos de reforço em regiões com demanda produtiva reprimida, avaliar impactos da MMGD sobre fluxo reverso e tensão, detalhar necessidades de automação, medição inteligente e manutenção preventiva.

- **Longo prazo:** integrar expansão renovável, armazenamento, resposta à demanda, reforços estruturais e desenvolvimento produtivo regional, de modo a transformar disponibilidade energética em vantagem competitiva para Goiás.

4.5. Conclusões e Recomendações Estratégicas

4.5.1. Síntese do Diagnóstico Eletroenergético (PEEG 2030)

O diagnóstico eletroenergético de Goiás aponta para um sistema em processo de reconfiguração. A matriz elétrica estadual permanece fortemente ancorada em fontes renováveis, com predominância da hidroeletricidade, presença relevante da biomassa agroindustrial e expansão acelerada da geração solar fotovoltaica, tanto centralizada quanto distribuída. Essa composição confere ao estado uma base renovável importante, mas também impõe novos desafios operacionais, associados à sazonalidade das fontes, à variabilidade da geração solar, à integração com o SIN e à capacidade das redes de transmissão e distribuição.

A posição geográfica de Goiás reforça sua relevância sistêmica. O estado abriga ativos de geração e corredores de transmissão que contribuem para os intercâmbios entre regiões do país, ao mesmo tempo em que precisa atender uma demanda interna em expansão. Essa dupla função cria uma tensão típica do planejamento eletroenergético estadual: parte da infraestrutura situada no território goiano responde a critérios nacionais de operação e escoamento, enquanto a expansão produtiva local depende de disponibilidade concreta de conexão, qualidade do fornecimento e capacidade de suprimento regional.

4.5.2. Identificação de Vetores de Crescimento

A identificação dos vetores de crescimento do setor elétrico goiano deve considerar a interação entre recursos energéticos, infraestrutura de rede e dinâmica produtiva regional. O primeiro vetor é a consolidação de uma matriz renovável diversificada, com hidroeletricidade, biomassa e solar exercendo funções complementares.

O segundo é a expansão da geração distribuída, especialmente fotovoltaica, que amplia a participação dos consumidores na produção de energia, mas exige critérios de conexão, monitoramento e operação mais robustos. O terceiro é o crescimento da demanda produtiva, com destaque para agroindústria, irrigação, mineração, logística, centros urbanos e polos industriais.

O quarto vetor é a modernização da infraestrutura elétrica, incluindo reforços em transmissão, expansão e requalificação da distribuição, automação de redes e melhoria dos

indicadores de continuidade. O quinto é a incorporação gradual de soluções de flexibilidade, como armazenamento, resposta à demanda e coordenação entre geração distribuída e operação da rede. Esses vetores não devem ser analisados isoladamente. A expansão da geração renovável só produzirá ganhos sistêmicos se houver capacidade de escoamento e conexão; o crescimento produtivo depende de energia em quantidade e qualidade adequadas; e a modernização da rede deve ser orientada pelos padrões territoriais de carga e geração.

No horizonte de 2030, a principal oportunidade para Goiás está em alinhar sua base renovável e sua expansão produtiva a um planejamento elétrico territorializado. Esse alinhamento permite identificar regiões onde a infraestrutura existente já oferece condições para atração de investimentos e áreas onde a ausência de reforços pode limitar a expansão econômica ou induzir soluções energéticas menos eficientes.

4.5.3. Alinhamento com o Roadmap PEEG 2030

Os achados do diagnóstico eletroenergético fornecem a base técnica para o Roadmap PEEG 2030 ao indicar onde o planejamento estadual deve concentrar esforços de coordenação, aprofundamento técnico e articulação institucional.

A primeira frente consiste em integrar o planejamento energético estadual aos instrumentos federais e setoriais de expansão da transmissão e da distribuição, de modo a acompanhar obras previstas, identificar lacunas de atendimento e priorizar regiões com demanda produtiva crescente. A segunda frente envolve o acompanhamento da MMGD e de seus impactos operacionais, com atenção a fluxo reverso, restrições de conexão, qualidade do fornecimento e necessidade de maior coordenação entre distribuidora, ONS, ANEEL, MME e Governo do Estado.

A terceira frente refere-se à flexibilidade do sistema. A expansão de fontes renováveis variáveis e de geração distribuída requer avaliação de alternativas como armazenamento, resposta à demanda, automação, medição inteligente e arranjos híbridos. Essas soluções devem ser avaliadas a partir de problemas concretos da rede, e não como soluções genéricas. A quarta frente envolve a relação entre infraestrutura elétrica e desenvolvimento produtivo. O Roadmap deverá considerar que a disponibilidade de energia, a qualidade do fornecimento e os prazos de conexão podem influenciar decisões de investimento em agroindústria, mineração, irrigação, logística e novos empreendimentos industriais.

Com base nessas frentes, o PEEG 2030 poderá organizar uma agenda de ações graduais, combinando estudos técnicos, governança interinstitucional, priorização territorial e instrumentos de indução a investimentos. O diagnóstico não encerra a avaliação do setor elétrico goiano, mas

estabelece a linha de base necessária para orientar decisões futuras com maior aderência às condições reais da infraestrutura e às vocações produtivas do estado.

4.5.4. Proposta de Follow-up para o Roadmap PEEG 2030

O follow-up do Roadmap PEEG 2030 deve transformar o diagnóstico eletroenergético em uma carteira priorizada de ações, com responsáveis institucionais, indicadores de acompanhamento, prazos e critérios de decisão. Essa agenda deve combinar monitoramento territorial, inteligência analítica sobre desempenho da rede, avaliação de investimentos em operação e manutenção e desenvolvimento de metodologias prospectivas de capacidade elétrica.

- ▣ **Ação crítica - Programa de Priorização Territorial de Infraestrutura Elétrica.** O Estado deve estruturar, em conjunto com distribuidora, EPE, ONS, ANEEL e MME, uma matriz de priorização regional que identifique subestações, alimentadores, linhas e interfaces com a Rede Básica mais sensíveis ao crescimento da demanda e da geração distribuída. Essa matriz deve cruzar demanda reprimida, expansão agroindustrial, irrigação, mineração, polos urbanos, indicadores DEC/FEC, restrições de conexão, fluxo reverso e obras já previstas no planejamento setorial. O resultado esperado é uma lista curta de territórios críticos, com justificativa técnica para articulação institucional e indução de investimentos até 2030.
- ▣ **Ação auxiliar 1 - Observatório estadual da MMGD e da flexibilidade.** Criar rotina de monitoramento da expansão fotovoltaica distribuída, com acompanhamento de pedidos de conexão, inversão de fluxo, concentração municipal, impactos em alimentadores e oportunidades de armazenamento, resposta da demanda e automação. Essa ação embasa a medida crítica ao indicar onde a expansão distribuída deixa de ser apenas oportunidade econômica e passa a exigir coordenação operativa.
- ▣ **Ação auxiliar 2 - Painel de qualidade e resiliência da rede.** Consolidar indicadores DEC, FEC, causas de interrupção, obras estruturantes, manutenção preventiva e recorrência de falhas por mesorregião. O painel deve separar problemas estruturais de rede, eventos climáticos, vegetação, equipamentos e interferências externas, permitindo avaliar se a resposta adequada é reforço físico, operação e manutenção, automação ou articulação regulatória.

- **Ação auxiliar 3 - Carteira de cargas produtivas estratégicas.** Mapear, com atualização periódica, projetos de agroindústria, irrigação, mineração, logística, data centers, biometano, hidrogênio, eletromobilidade e novos polos industriais que possam alterar materialmente o perfil de carga estadual. Essa carteira deve dialogar com os instrumentos de desenvolvimento econômico do Estado para antecipar necessidades de conexão e evitar que a infraestrutura elétrica se torne fator limitante da atração de investimentos.

- **Ação auxiliar 4 - Monitoramento de investimentos em Operação e Manutenção da rede.** Estruturar acompanhamento sistemático dos investimentos realizados em operação e manutenção da infraestrutura elétrica estadual, com foco na correlação entre aplicação de recursos, desempenho operacional e redução de falhas recorrentes. A análise deve considerar intervenções preventivas e corretivas em subestações, alimentadores, equipamentos de proteção, religadores e sistemas de automação, permitindo avaliar a efetividade dos investimentos frente aos indicadores de continuidade e confiabilidade. O cruzamento entre aportes em O&M, registros de interrupções, causas predominantes de falha e desempenho regional da rede permitirá identificar territórios onde o reforço estrutural pode ser complementado ou até antecedido por ações de manutenção direcionada, modernização de ativos e requalificação operacional. Essa abordagem amplia a capacidade de distinção entre gargalos decorrentes de limitação física da infraestrutura e problemas associados à degradação operacional dos ativos.

- **Ação auxiliar 5 - Modelagem de carregamento da rede com uso da BDGD:** Desenvolver metodologia de estimativa de carregamento de transformadores de distribuição e potência a partir das informações disponíveis na **Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD)**, integrando dados de topologia elétrica, unidades consumidoras, demanda contratada, perfil de consumo e expansão da geração distribuída. Essa modelagem permitirá construir indicadores territoriais de utilização da infraestrutura, identificando ativos com elevado nível de carregamento, subutilização ou potencial risco de saturação diante da evolução projetada da demanda. O uso analítico da BDGD possibilita avançar da leitura estática da rede para uma avaliação prospectiva de capacidade operacional. No contexto do **PEEG 2030**, esse instrumento poderá subsidiar estudos de priorização de reforços, identificação de áreas críticas para conexão de novas cargas e avaliação preliminar da necessidade de substituição, ampliação ou reconfiguração de transformadores e alimentadores, fortalecendo o planejamento técnico territorializado da expansão elétrica estadual.

■ **Ação auxiliar 6 - Mapeamento da demanda reprimida e alternativas energéticas descentralizadas.** Estruturar pesquisa de campo complementar à Carteira de Cargas Produtivas Estratégicas, voltada à identificação de empreendimentos, produtores rurais e consumidores produtivos cuja demanda elétrica potencial não se materializou ou foi redirecionada em razão de restrições de atendimento elétrico em razão de limitações de capacidade da rede, elevados custos de conexão, prazos incompatíveis de atendimento ou inviabilidade técnico-econômica das obras de expansão solicitadas junto à distribuidora. O levantamento deverá buscar caracterizar casos em que essas restrições tenham induzido a adoção de soluções alternativas, como grupos motor-geradores, sistemas autônomos a diesel ou arranjos energéticos próprios, permitindo dimensionar a demanda reprimida não capturada pelas bases convencionais do setor elétrico. A partir desse diagnóstico, o PEEG 2030 poderá avaliar oportunidades para o desenvolvimento de soluções energéticas descentralizadas mais aderentes às características produtivas regionais, incluindo sistemas híbridos fotovoltaicos com armazenamento, projetos agrovoltáticos, aproveitamento energético de resíduos agroindustriais, geração a partir de biomassa residual, biogás, biometano e outras arquiteturas off-grid ou semi-isoladas. Essa frente permitirá identificar situações em que alternativas energéticas descentralizadas possam representar solução técnica e economicamente mais eficiente que a expansão convencional da rede, especialmente em áreas rurais dispersas, polos agroindustriais emergentes ou territórios com elevada complexidade de atendimento elétrico.

Além de ampliar o diagnóstico da infraestrutura, essa abordagem poderá subsidiar políticas estaduais de incentivo à inovação energética, contribuindo para diversificação tecnológica, redução de custos sistêmicos e maior resiliência do suprimento em regiões estratégicas para o desenvolvimento econômico goiano.

5. Diagnóstico do Mercado de Bioenergia

No recorte contemplado neste documento, a análise concentra-se em três frentes diretamente associadas à agenda de transição energética e à base produtiva goiana: etanol, biodiesel e combustível sustentável de aviação (SAF). O objetivo central é caracterizar a estrutura de oferta e demanda desses mercados, sua inserção territorial, seus condicionantes logísticos e regulatórios e, quando aplicável, seus indicadores ambientais e de descarbonização. Trata-se, portanto, de um diagnóstico orientado não apenas à descrição do quadro atual, mas também à identificação de elementos que subsidiem avaliações prospectivas sobre competitividade, expansão produtiva, integração entre cadeias e posicionamento estratégico de Goiás no contexto nacional.

A primeira parte substantiva do relatório é dedicada ao etanol, abordando inicialmente a estrutura de oferta no estado, com ênfase na capacidade produtiva, na base agrícola, na expansão do etanol de milho e nas especificidades do parque industrial goiano. Em seguida, examina-se a dinâmica da demanda, incluindo a evolução do consumo, a distribuição espacial da frota e do uso do etanol hidratado, o papel da competitividade de preços e a relação entre produção estadual e necessidade de envio do biocombustível para outras unidades da federação. O capítulo inclui ainda a análise dos indicadores de descarbonização no âmbito do RenovaBio e uma avaliação da infraestrutura de abastecimento, distribuição e revenda.

Na sequência, o relatório trata da estrutura do biodiesel em Goiás, com foco na capacidade produtiva instalada, na disponibilidade e diversificação de matérias-primas, na inserção da soja e do girassol na base de suprimento e na capacidade industrial de processamento de oleaginosas. Complementarmente, são analisados os indicadores de descarbonização associados à produção estadual de biodiesel, permitindo avaliar a posição relativa de Goiás no contexto nacional sob a ótica ambiental e regulatória. Essa seção amplia o diagnóstico dos biocombustíveis ao incorporar um segmento cuja relevância decorre tanto da força agroindustrial do estado quanto de seu papel na matriz de transportes.

A terceira frente do documento examina o combustível sustentável de aviação (SAF) em Goiás, articulando elementos de demanda, oferta potencial, rotas tecnológicas, ambiente regulatório e viabilidade econômica. O capítulo parte do mercado de querosene de aviação no eixo Goiás–Distrito Federal, analisa a operação aeroportuária e a logística regional, discute as principais rotas tecnológicas aplicáveis ao estado e sistematiza referências sobre custos de produção, infraestrutura industrial e instrumentos regulatórios nacionais e estaduais. Também são consideradas as sinergias

com o RenovaBio, os projetos anunciados no Brasil e os encaminhamentos necessários para posicionar Goiás como potencial polo produtor de SAF.

Em conjunto, o relatório busca oferecer uma base analítica consistente para as etapas subsequentes do Plano Estadual de Energia Goiás 2030. Ao mapear a estrutura produtiva, a dinâmica de mercado, os condicionantes ambientais e o ambiente regulatório de etanol, biodiesel e SAF, o documento fornece subsídios para a identificação de potencialidades, restrições e oportunidades estratégicas do estado.

MAPEAMENTO DA ESTRUTURA DE ETANOL:

▣ OFERTA DE ETANOL

No contexto da transição energética global, o etanol tem se consolidado como uma das alternativas mais imediatas, escaláveis e economicamente viáveis para a descarbonização do setor de transportes. Diferentemente de outras soluções ainda em estágio de maturação tecnológica, o etanol já conta com infraestrutura consolidada, ampla base produtiva e elevada capacidade de integração com os sistemas energéticos existentes.

No caso brasileiro, essa relevância é ainda mais pronunciada. O país construiu, ao longo de décadas, uma trajetória singular no desenvolvimento do etanol combustível, combinando políticas públicas, inovação tecnológica e competitividade agrícola (SOUSA E RODRIGUES, 2020; MORAES, RODRIGUES E KAPLAN, 2017). Como resultado, o etanol tornou-se elemento central da matriz energética nacional, contribuindo simultaneamente para a redução de emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE)", a melhoria da qualidade do ar e a diminuição da dependência de combustíveis fósseis. Além disso, trata-se de uma cadeia produtiva com forte impacto econômico e social, responsável pela geração de empregos, renda e dinamização de economias regionais (Moraes et al., 2016).

A relevância do etanol também se intensifica diante das incertezas do mercado internacional de energia e das crescentes pressões por segurança energética. Nesse cenário, o Brasil apresenta uma vantagem comparativa significativa, sustentada pela disponibilidade de recursos naturais, pela produtividade agrícola e pela capacidade de expansão da produção sem competição direta com alimentos, especialmente no caso do etanol de milho de segunda safra.

É nesse contexto que se insere o estado de Goiás, cuja trajetória recente reflete, de forma particularmente expressiva, as transformações estruturais da agroindústria de biocombustíveis no Brasil. Beneficiado pela expansão da fronteira agrícola ao longo dos anos 2000, pela elevada disponibilidade de terras aptas à mecanização e pela crescente integração entre cadeias produtivas, o estado emergiu como um dos principais polos de produção de etanol do país.

Essa consolidação deve ser compreendida à luz do processo mais amplo de reconfiguração geográfica da produção de biocombustíveis, marcado pela interiorização da indústria em direção ao Centro-Oeste. Nesse ambiente, a disponibilidade de terras, a elevada competitividade agrícola e as condições favoráveis à mecanização criaram as bases para a instalação de novas plantas industriais e para a formação de polos regionais de produção.

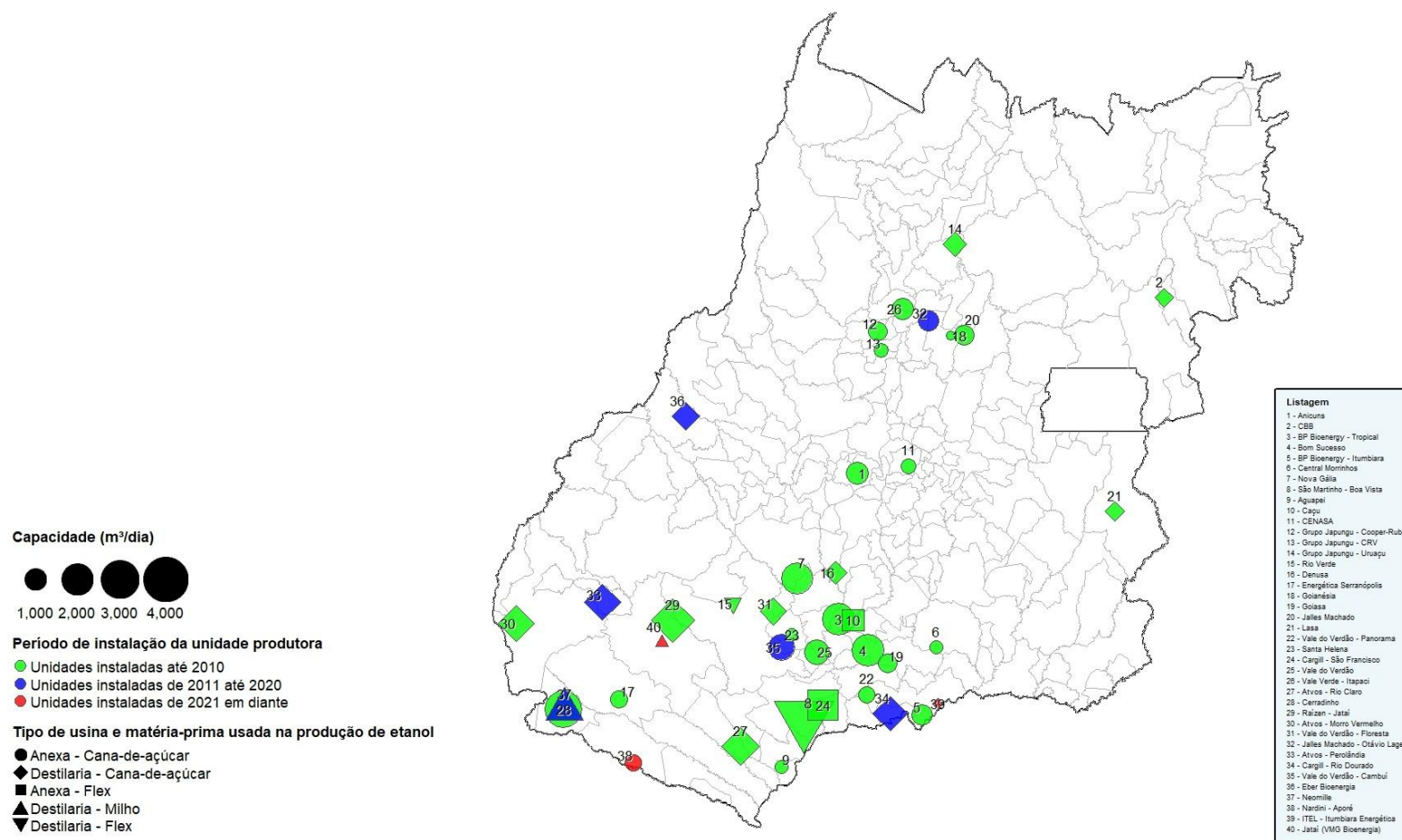
Como resultado desse processo, Goiás estruturou um parque industrial relevante, contando atualmente com 44 unidades produtoras de etanol em operação (ANP, 2026). Desse total, 37 unidades processam cana-de-açúcar, três são dedicadas exclusivamente à produção de etanol de milho e quatro operam em regime flexível (“usinas flex”), isto é, podem produzir etanol a partir de cana-de-açúcar e milho. Essa configuração evidencia não apenas a expansão do setor, mas também um movimento gradual de diversificação tecnológica, alinhado ao crescimento da demanda por combustíveis renováveis.

Mais do que um polo consolidado, o estado passou a representar um novo padrão de organização produtiva no setor sucroenergético, caracterizado pela diversificação de matérias-primas, pela forte orientação ao mercado de biocombustíveis e pela intensificação da integração entre agricultura e indústria. A expansão do etanol de milho, aliada à base consolidada da cana-de-açúcar, reforça esse posicionamento e projeta Goiás como um dos principais vetores de crescimento da oferta nacional de etanol.

Nesse sentido, a análise da estrutura produtiva goiana permite compreender não apenas a dinâmica regional do setor, mas também tendências mais amplas da transição energética brasileira, nas quais o etanol desempenha papel estratégico sob as perspectivas econômica e ambiental.

A figura detalha essa singularidade do sistema produtivo do Estado, mostrando as unidades produtoras segundo o ano de instalação, a capacidade nominal de produção e o tipo de usina (cana-de-açúcar, flex ou dedicadas ao uso do milho), permitindo identificar padrões relevantes de investimento ao longo do tempo. Nota-se, segundo dados da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP, 2026), que 34 das unidades em operação em 2026 foram instaladas entre meados da década de 2000 e o início da década de 2010, período caracterizado por forte expansão do setor sucroenergético brasileiro. Esse ciclo esteve diretamente associado à difusão dos veículos flex-fuel no mercado doméstico e ao aumento das expectativas de crescimento da demanda por etanol no país.

Figura 117 Detalhamento das unidades produtoras de Goiás pelo ano de instalação, capacidade nominal de produção de etanol e tipo de usina e matéria-prima utilizada na fabricação do biocombustível.



Fonte: Elaboração própria, com base em dados da ANP e UNICA. (2026)

■ CAPACIDADE PRODUTIVA DE ETANOL, EXPANSÃO DA INDÚSTRIA E MIX DE PRODUÇÃO

Em termos de capacidade produtiva, o parque industrial goiano apresenta volume nominal próximo de 8 bilhões de litros de etanol por ano, segundo dados da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP, 2026). Esse patamar posiciona o estado entre os principais polos produtores do país e evidencia o elevado grau de maturidade e consolidação alcançado pelo setor sucroenergético regional.

Embora a cana-de-açúcar permaneça como principal insumo da indústria, observa-se um crescimento gradual da participação de plantas dedicadas ao processamento de milho. Essa tendência, evidenciada na tabela, reflete transformações estruturais mais amplas na agroindústria do Centro-Oeste, onde a elevada disponibilidade de milho de segunda safra cria condições particularmente favoráveis à expansão da produção de etanol de grãos e avanço gradual da diversificação tecnológica.

Figura 118 Capacidade nominal de produção das plantas industriais de Goiás por tipo de matéria-prima

	Capacidade de produção de etanol (mil litros/dia)			Capacidade prevista após conclusão das ampliações previstas até dez/26 (mil litros/dia)	Variação em relação a 2026 (%)
	2019	2026	Variação (%)		
Capacidade nominal	33.860	42.665	26%	44.515	4%
Cana-de-açúcar	29.530	34.710	18%	35.710	3%
Milho	0	1.800		1.800	0%
Flex	4.330	6.155	42%	7.005	14%

Fonte: Elaboração própria, com base em dados da ANP (2026)

Esse estágio de desenvolvimento, no entanto, não representa um ponto de estabilização, mas pode ser a base de um novo ciclo de expansão. Em 2026, o setor encontra-se em trajetória de crescimento, com ênfase na ampliação das plantas de etanol de milho. Considerando apenas as expansões de unidades já existentes, estima-se um incremento potencial de aproximadamente 4% na capacidade produtiva estadual. De forma complementar, os investimentos em novas plantas industriais sinalizam a continuidade desse movimento de expansão, reforçando o papel estratégico de Goiás no crescimento da oferta nacional de etanol. Entre os investimentos em curso no estado, destacam-se os projetos industriais da:

- ▣ **Cargill Bioenergiaⁱ**, no município de Cachoeira Dourada, cuja planta de etanol de milho será integrada à unidade agroindustrial Rio Dourado.
- ▣ **Inpasa Agroindustrialⁱⁱ**, no município de Rio Verde, anunciou investimentos de R\$ 2,4 bilhões na construção de uma nova planta que terá capacidade de produzir 1 bilhão de litros de etanol de milho por ano quando plenamente operacional;
- ▣ **Planalto Bioenergiaⁱⁱⁱ**, nos municípios de Cristalina e Formosa, com investimentos de R\$ 1,8 bilhão para construção de duas novas plantas de etanol de milho;
- ▣ **Raízen^{iv}**, no município de Jataí, com investimentos da ordem de R\$ 1,2 bilhão para instalação de uma planta de etanol de segunda geração;
- ▣ **São Martinho^v** fará investimentos da ordem de R\$ 1,1 bilhão para ampliar a planta de etanol de milho localizada no município de Quirinópolis, elevando a capacidade total de produção para 500 milhões de litros ao ano de biocombustível produzido a partir de milho.

Nesse contexto de grandes projetos industriais, que abrangem tanto a implantação de novas unidades quanto a ampliação de plantas existentes, os empreendimentos em curso somam investimentos bilionários e possuem potencial para adicionar entre 1,5 e 2,0 bilhões de litros anuais à capacidade produtiva do estado no curto prazo.

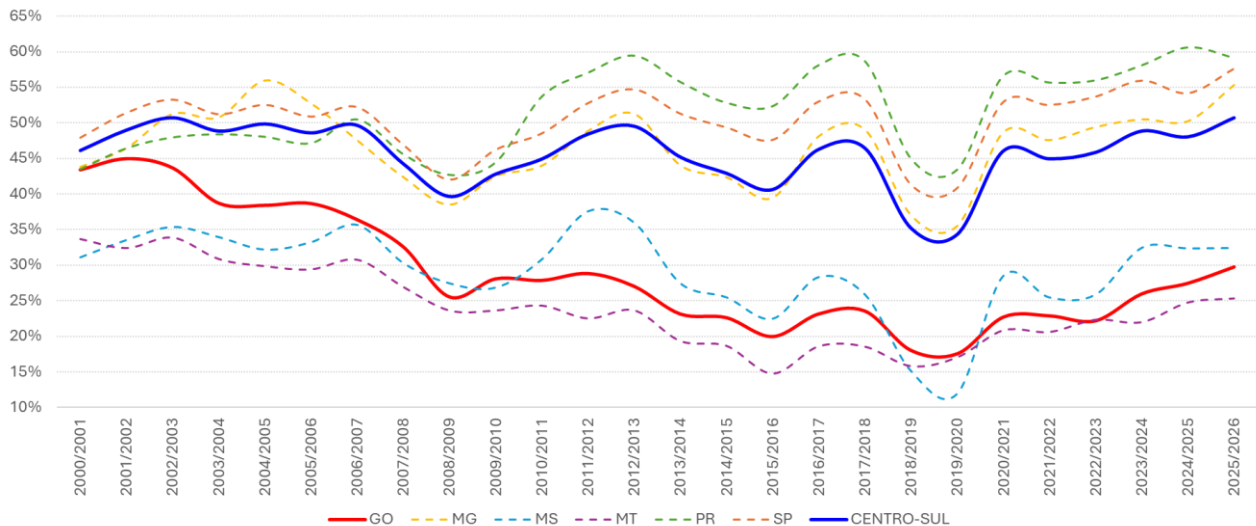
Esse conjunto de transformações consolida, em Goiás, um arranjo industrial distinto daquele observado em regiões tradicionais do setor sucroenergético, como São Paulo, onde predominam unidades mais integradas à produção de açúcar. No estado goiano, a maior participação de destilarias autônomas e a orientação ao mercado doméstico de biocombustíveis refletem tanto a expansão mais recente do setor quanto uma estratégia produtiva menos dependente do mercado externo de açúcar – condição natural diante da maior distância dos portos.

Nesse contexto, destaca-se a diversidade de arranjos produtivos presentes no parque industrial estadual. Convivem, no mesmo ambiente, usinas anexas (açúcar e etanol), destilarias autônomas, unidades flex (cana e milho), plantas dedicadas ao etanol de milho e iniciativas voltadas ao etanol de segunda geração. Essa heterogeneidade evidencia não apenas a capacidade de adaptação do setor, mas também a incorporação de diferentes rotas tecnológicas ao longo do tempo.

Tal configuração reforça a especialização do estado na produção de etanol, sustentada por vantagens logísticas associadas ao abastecimento do mercado interno. Em contraste, a produção de açúcar — majoritariamente destinada à exportação — tende a ser mais competitiva em estados com melhor acesso a portos, como São Paulo, Paraná e Minas Gerais, o que contribui para diferenciar ainda mais o perfil produtivo goiano no cenário nacional.

Esse diferencial se torna explícito ao avaliar o histórico da quantidade de matéria-prima, isto é, o total de açúcares, direcionado para a fabricação de açúcar por Estado do Centro-Sul. O gráfico mostra que os estados do Centro-Oeste, como Goiás, Mato Grosso e Mato Grosso do Sul priorizam a produção de etanol, tendo a participação do açúcar historicamente inferior à observada em estados como São Paulo, Paraná e Minas Gerais. Contudo, devido condições de mercado mais atrativas ao adoçante, observa-se aumento gradual desse indicador nos últimos anos.

Figura 119 Histórico do mix de produção de açúcar pelas unidades produtoras de Goiás (%).

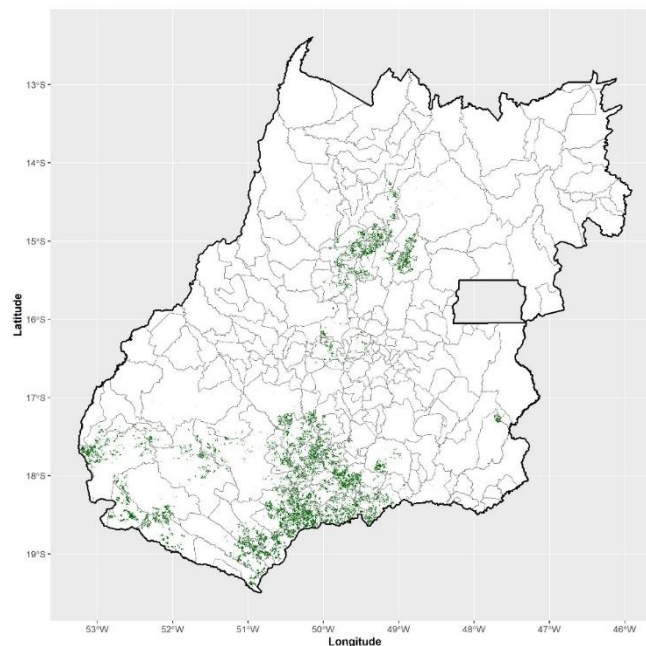


Fonte: Elaboração própria, com base em dados do MAPA e UNICA (2026)

▣ ÁREA DE CULTIVO DE CANA-DE-AÇÚCAR

A estrutura produtiva do etanol em Goiás está fortemente ancorada em uma área agrícola consolidada, responsável por assegurar o fornecimento contínuo de matéria-prima às unidades industriais. O cultivo de cana-de-açúcar encontra-se distribuído em 113 municípios, estando presente em quase metade de todas as cidades do Estado, o que evidencia a ampla difusão territorial da cultura e sua relevância para a economia agrícola do estado.

Figura 120 Área de cultivo de cana-de-açúcar em 2024



Elaboração própria, com base em dados do MapBiomass (2026)

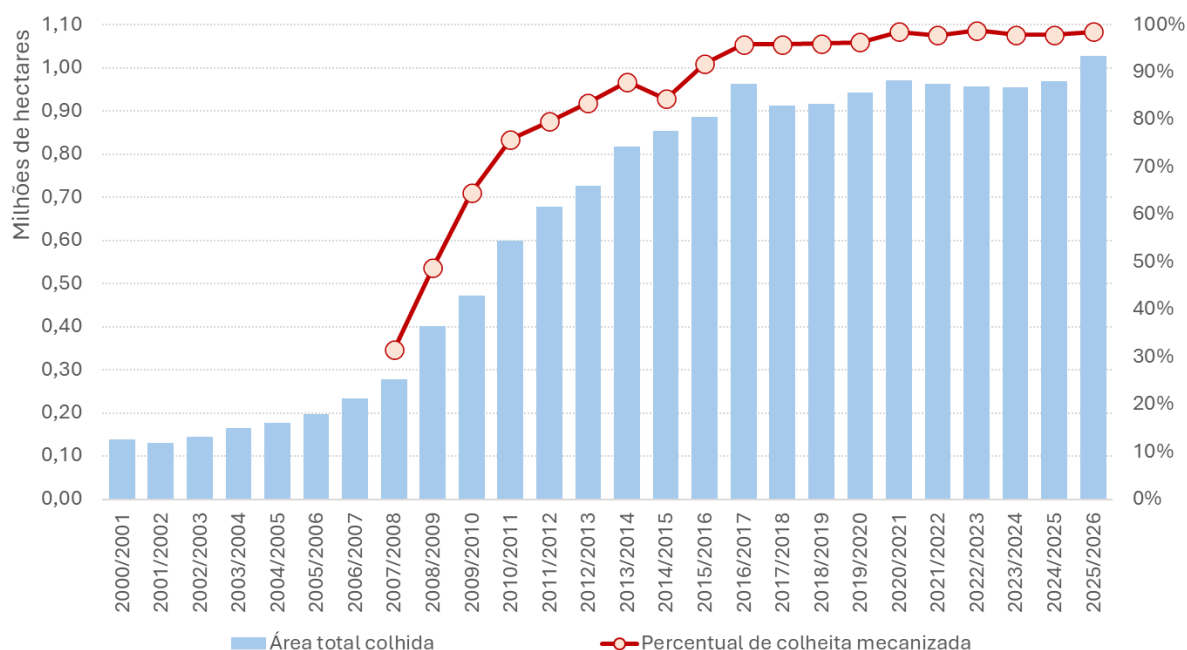
Essa distribuição espacial é resultado de um processo histórico de expansão da cana-de-açúcar, associado tanto à disponibilidade de terras agricultáveis quanto à instalação progressiva de unidades industriais. Nos últimos anos, a área cultivada tem se mantido relativamente estável, em torno de 1 milhão de hectares, envolvendo mais de 1.500 estabelecimentos agropecuários, conforme indicado no último Censo Agropecuário realizado em 2017 pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE, 2018). Esse padrão revela não apenas a consolidação da cultura no território goiano, mas também a elevada capilaridade da produção agrícola vinculada ao setor sucroenergético.

Como observado na **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, a produção de cana-de-açúcar concentra-se principalmente nas mesorregiões Sul e Sudoeste goiano, que apresentam condições edafoclimáticas particularmente favoráveis ao desenvolvimento da cultura, incluindo solos mais férteis, relevo predominantemente plano e regime climático adequado, que exige alguns meses chuvosos durante a fase de plantio, concentrado de outubro a março, e um clima mais seco durante a época de colheita, que ocorre a partir de abril de cada ano.

Paralelamente à consolidação da área agrícola, o setor passou por um processo significativo de modernização tecnológica, caracterizado pelo avanço da mecanização da colheita. Esse movimento foi impulsionado por uma combinação de fatores regulatórios, econômicos e tecnológicos, entre os quais se destacam as restrições à queima da palha da cana, a redução de custos operacionais e o progresso das tecnologias agrícolas. Importante enfatizar, que no caso de

Goiás, o avanço da mecanização foi mais acelerado do que em regiões tradicionais nos estados de São Paulo e Paraná, uma vez que a expansão para essa nova fronteira agrícola já ocorreu em torno de fazendas *greenfields*.

Figura 121 Histórico da área colhida de cana-de-açúcar e o percentual de colheita mecanizada



Fonte: Elaboração própria, com base em dados da CONAB (2026)

Nesse ambiente, a estrutura produtiva resultante caracteriza-se por elevado grau de integração entre produtores independentes e unidades industriais, fator que contribui para a estabilidade da oferta de matéria-prima e para a redução de custos ao longo da cadeia produtiva.

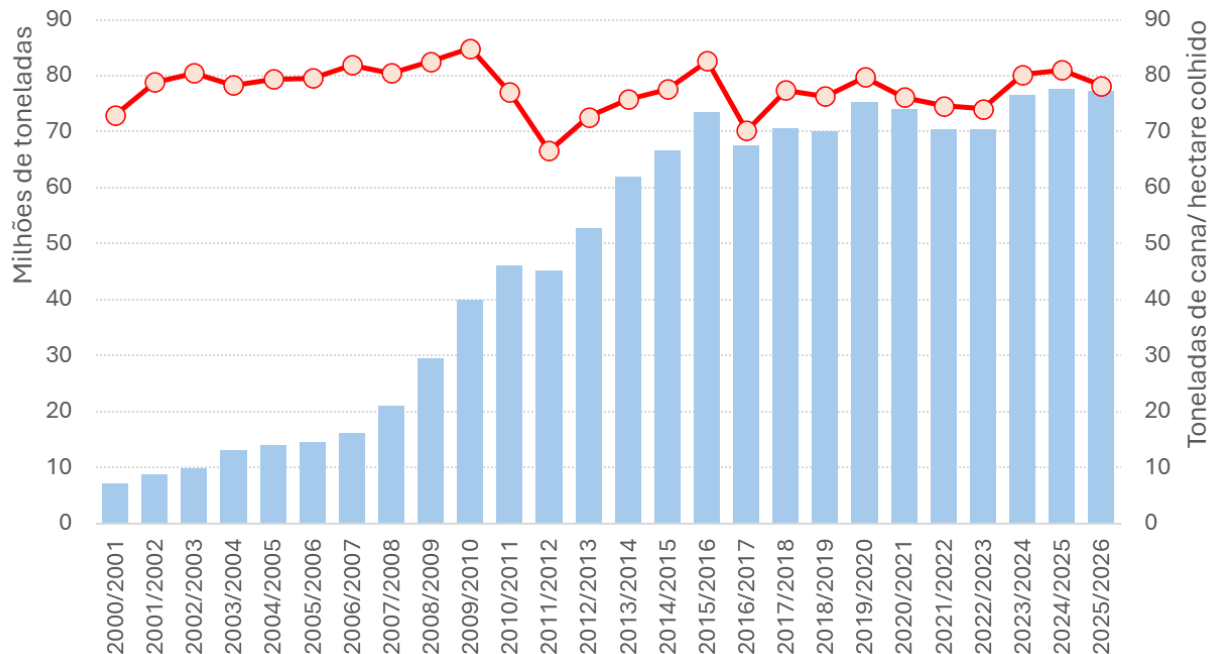
Adicionalmente, é importante mencionar que a cadeia sucroenergética, e agora a indústria associada ao etanol de milho, desempenham papel relevante no desenvolvimento econômico regional, sendo responsável pela geração de mais de 70 mil empregos formais diretos segundo dados da Relação Anual de Informações Sociais (RAIS, 2026), mantida pelo Ministério do Trabalho e Emprego. Quando considerados os efeitos indiretos e induzidos ao longo da cadeia, incluindo atividades agrícolas, transporte, manutenção industrial, serviços e fornecimento de insumos, o número total de postos de trabalho associados ao setor supera 200 mil empregos, considerando o fator multiplicativo estimado por Neves et al. (2014).

■ CARACTERÍSTICAS DO CULTIVO DE CANA-DE-AÇÚCAR

Nas últimas três safras, a moagem de cana-de-açúcar em Goiás totalizou aproximadamente 77 milhões de toneladas, posicionando o estado entre os principais polos produtores do país. Esse

desempenho é resultado não apenas da expansão da área cultivada ao longo das últimas décadas, mas também de ganhos consistentes de produtividade agrícola e de avanços na eficiência logística ao longo da cadeia produtiva, fatores que, em conjunto, têm contribuído para a consolidação do setor sucroenergético goiano.

Figura 122 Evolução da moagem de cana-de-açúcar e produtividade agrícola da cana-de-açúcar no Estado de Goiás (em milhões de toneladas).

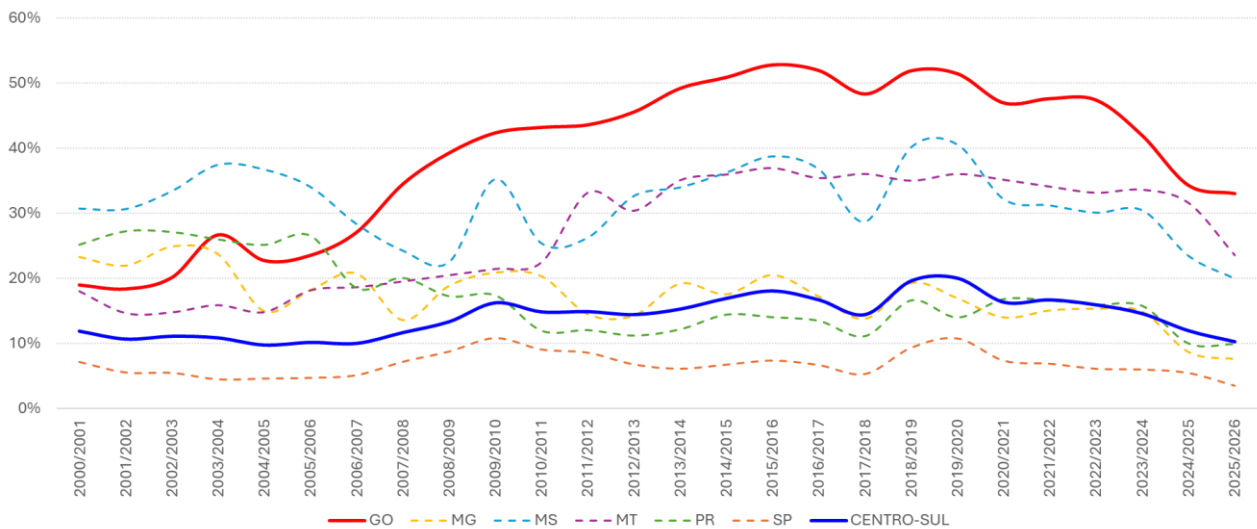


Fonte: Elaboração própria, com base em dados do CONAB, MAPA e UNICA (2026)

Como destacado anteriormente, as unidades de Goiás apresentam uma singularidade relevante no contexto nacional, caracterizada pela elevada participação de destilarias autônomas no total de cana processada. Esse perfil confere ao estado um mix produtivo predominantemente alcooleiro, com menor direcionamento da matéria-prima para a produção de açúcar. Como resultado, a produção de etanol tende a apresentar menor volatilidade ao longo do tempo, uma vez que está menos exposta às oscilações de preços relativos entre açúcar e etanol nos mercados interno e internacional.

A condição de Goiás permanece expressivamente distinta em relação aos demais estados produtores. Ainda que, nos últimos anos, investimentos em novas fábricas de açúcar tenham reduzido a participação das destilarias para cerca de um terço da matéria-prima processada, esse movimento não foi suficiente para alterar a posição do estado como principal polo nacional de destilarias, preservando sua orientação estrutural voltada à produção de etanol.

Figura 123 Evolução da proporção da quantidade de cana-de-açúcar processada no Estado de Goiás por destilarias (em %).



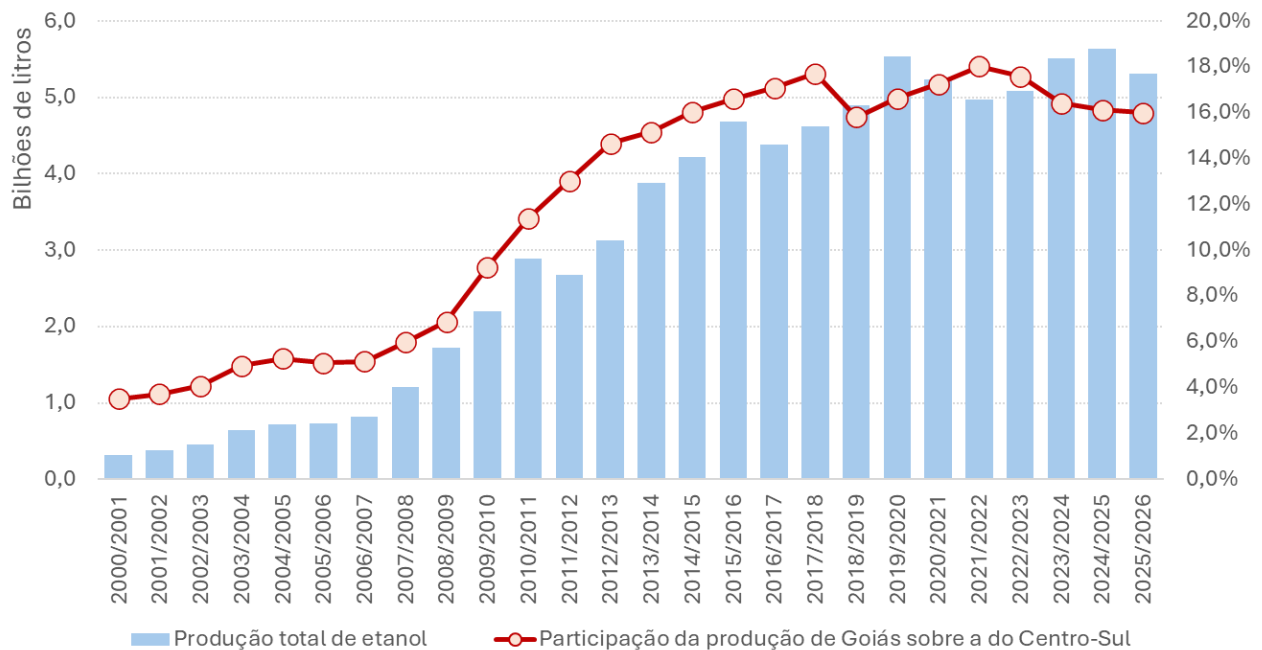
Fonte: Elaboração própria, com base em dados do MAPA e UNICA (2026)

▣ PRODUÇÃO DE ETANOL

Nesse contexto, quando avaliado em termos de produção de biocombustível, essa orientação estrutural se traduz em volumes expressivos e em uma dinâmica relativamente estável ao longo do tempo. No ciclo 2025/2026, as usinas em Goiás produziram 5,3 bilhões de litros de etanol, o equivalente a aproximadamente 16% da produção da região Centro-Sul, principal polo sucroenergético do país.

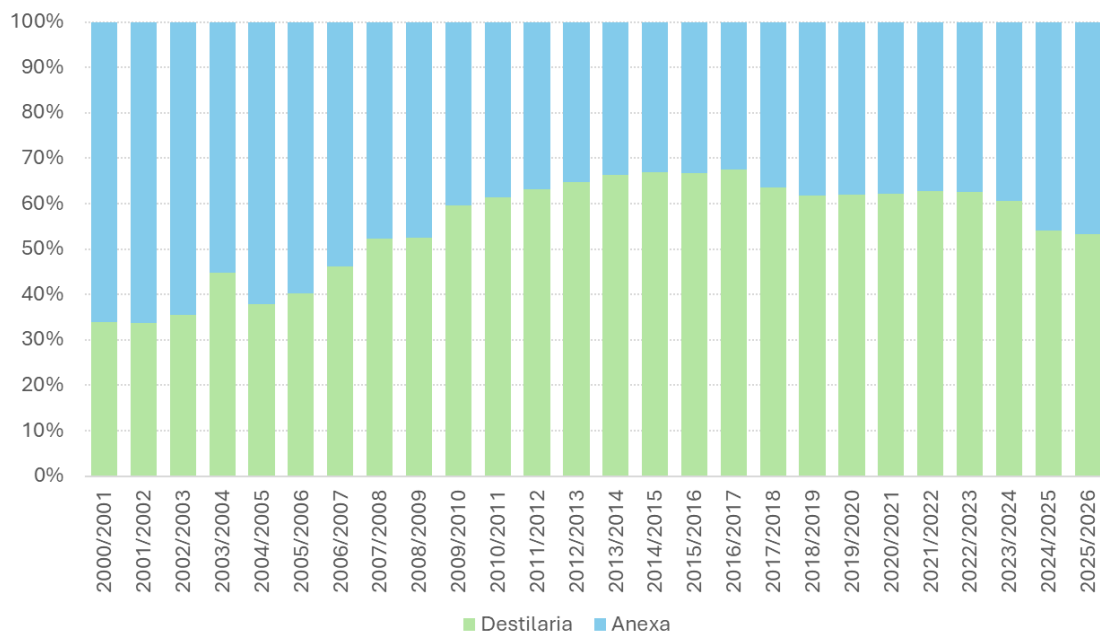
Ainda que investimentos recentes tenham ampliado a capacidade de produção de açúcar e aumentado a flexibilidade operacional das usinas, o etanol permanece como o principal vetor da estratégia produtiva no estado, consolidando-se como o terceiro maior produtor nacional de etanol, atrás apenas de Mato Grosso — impulsionado pela rápida expansão do etanol de milho — e de São Paulo, tradicional líder do setor, evidenciando sua importância estratégica na estrutura produtiva sucroenergética brasileira.

Figura 124 Evolução da produção de etanol no Estado de Goiás e a representatividade no Centro-Sul.



Fonte: Elaboração própria, com base em dados do MAPA e UNICA (2026)

Figura 125 Evolução da proporção da produção de etanol realizada pelas usinas anexas e destilarias em Goiás



Fonte: Elaboração própria, com base em dados do MAPA e UNICA (2026)

Os dados apresentados nos gráficos evidenciam, de forma clara, a predominância histórica das destilarias autônomas na estrutura produtiva do etanol em Goiás, reforçando o caráter marcadamente alcooleiro do estado. Ao longo da série analisada, observa-se que uma parcela

significativa da produção esteve associada a unidades dedicadas exclusivamente ao etanol, com destaque para o período entre o final dos anos 2000 e meados da década de 2010, quando essa participação superou, de forma consistente, a metade da moagem estadual.

Esse padrão indica uma especialização produtiva relativamente mais acentuada em biocombustíveis quando comparada a outras regiões tradicionais do setor sucroenergético, nas quais o mix entre açúcar e etanol tende a ser mais equilibrado.

Ainda que, nos anos mais recentes, se observe uma redução relativa dessa participação, refletindo investimentos em unidades anexas e a ampliação da produção de açúcar, o perfil alcooleiro do estado permanece como elemento estruturante da sua dinâmica produtiva. A manutenção de uma base relevante de destilarias autônomas assegura a centralidade do etanol na estratégia industrial do setor, mesmo em um contexto de maior flexibilidade operacional.

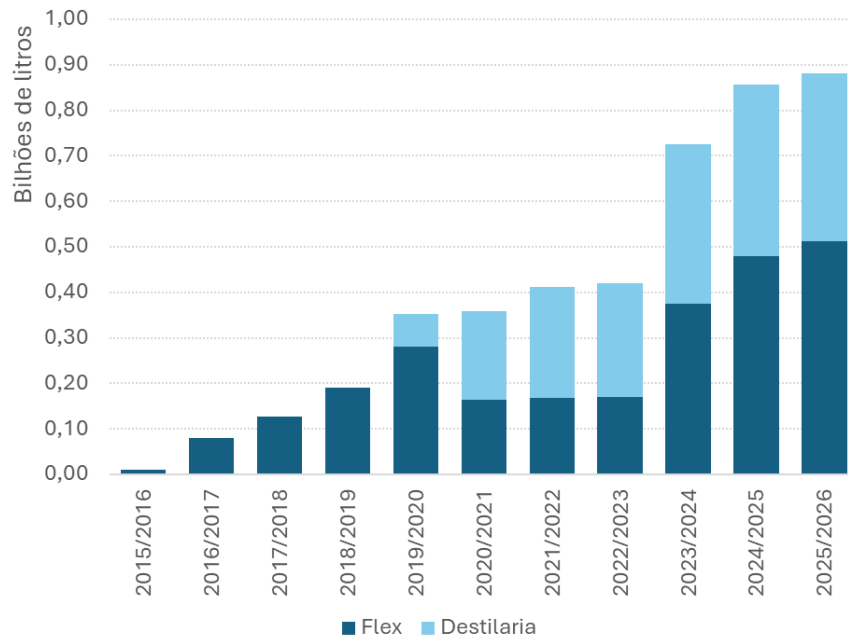
▣ EXPANSÃO DO ETANOL DE MILHO EM GOIÁS

Nos últimos anos, um dos movimentos mais relevantes na estrutura da oferta de etanol em Goiás tem sido a expansão da produção de etanol de milho, fenômeno observado de forma mais ampla em toda a região Centro-Oeste do Brasil. Esse processo tem sido impulsionado principalmente pela elevada disponibilidade de milho de segunda safra, pela possibilidade de integração com cadeias agroindustriais regionais e pela geração de coprodutos de alto valor agregado, como o DDGS (*Distillers Dried Grains with Solubles*), amplamente utilizado na alimentação animal.

O gráfico ilustra a evolução recente da produção de etanol de milho em Goiás e a crescente participação dessa matéria-prima na produção total de biocombustíveis do estado, evidenciando a rápida expansão dessa rota tecnológica em linha com a tendência observada na região Centro-Oeste.

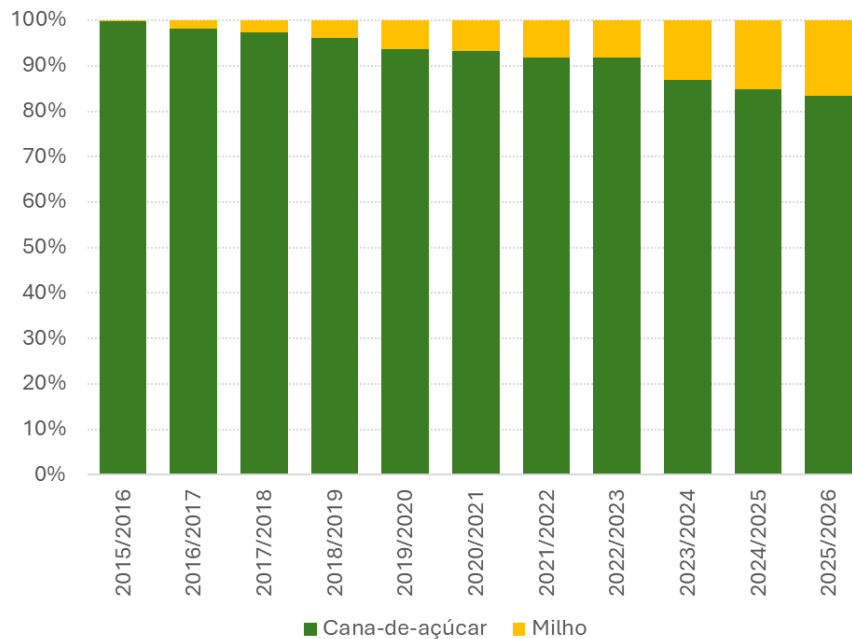
No ciclo 2025/2026, a produção de etanol de milho alcançou aproximadamente 900 milhões de litros, o equivalente a cerca de 17% da produção estadual de etanol, sendo mais de 50% desse volume proveniente de unidades flex. Embora ainda represente uma parcela minoritária em relação à produção baseada na cana-de-açúcar, o etanol de milho apresenta trajetória de crescimento acelerado, com perspectivas de ampliação de sua participação nos próximos anos.

Figura 126 Histórico da produção de etanol de milho por tipo de planta produtiva (bilhões de litros)



Fonte: Elaboração própria, com base em dados do MAPA e UNICA (2026)

Figura 127 Proporção da produção de etanol em Goiás segregada por matéria-prima



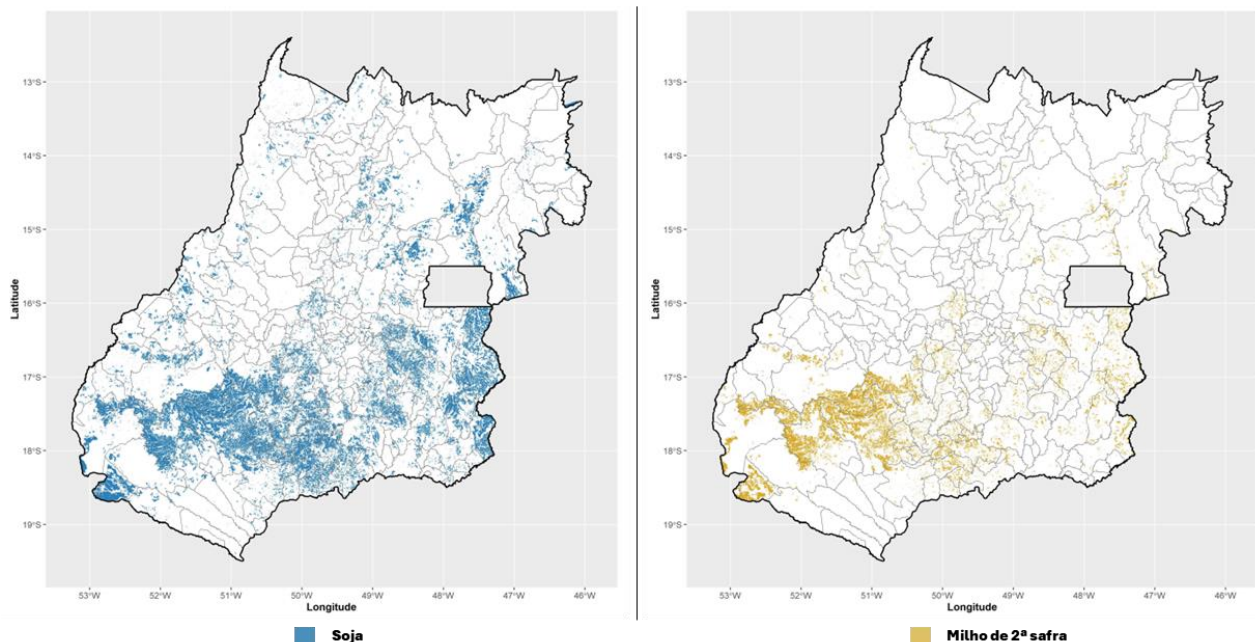
Fonte: Elaboração própria, com base em dados do MAPA e UNICA (2026)

Esse aumento da produção está diretamente associado à expansão do cultivo de milho de segunda safra, que se consolidou como um dos principais sistemas produtivos do agronegócio

brasileiro. A figura apresenta a distribuição espacial das áreas cultivadas com soja e milho de segunda safra no estado de Goiás, mostrando a forte sinergia dessas culturas nas mesmas regiões onde se concentram as unidades produtoras de etanol, evidenciando a crescente integração entre as cadeias produtivas de grãos e biocombustíveis.

O milho de segunda safra ou milho safrinha é cultivado logo após a colheita da soja, aproveitando o mesmo ciclo agrícola anual. O produtor usualmente realiza a colheita da soja entre fevereiro e março, e o plantio do milho ocorre entre março e abril, durante a estação chuvosa, garantindo umidade adequada para a germinação e desenvolvimento das plantas. Essa prática é viável em Goiás graças ao clima tropical-subtropical e à distribuição de chuvas, permitindo que o ciclo do milho (80 a 110 dias) se complete antes da chegada do período seco a partir de junho.

Figura 128 Área de cultivo de soja e de milho de segunda safra no Estado de Goiás em 2024



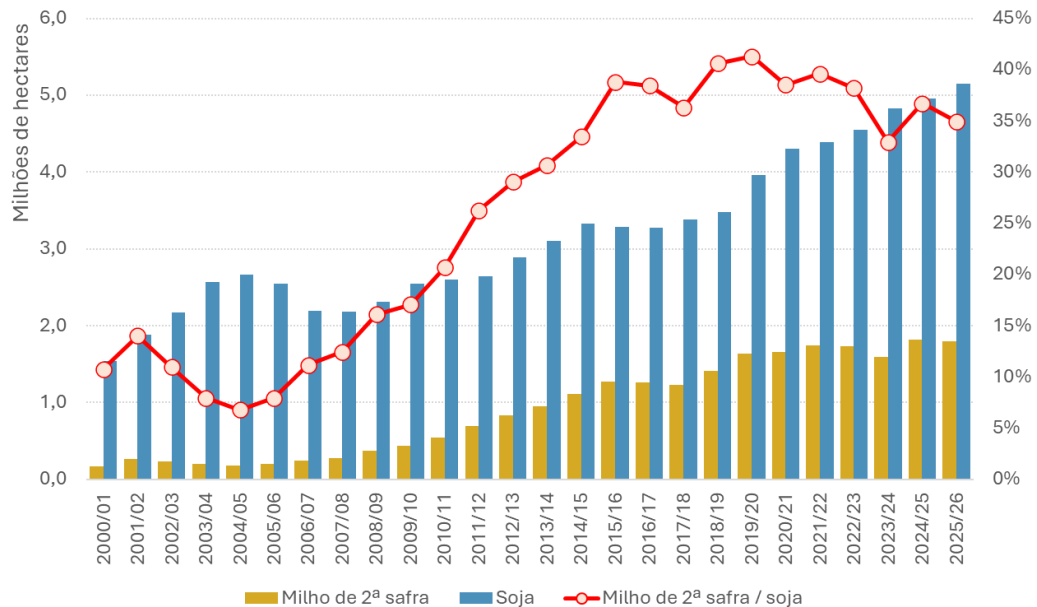
Fonte: Elaboração própria, com base em dados do MapBiomas (2026)

Essa integração constitui um dos fatores estruturais que explicam a expansão recente da produção de etanol de milho na região Centro-Oeste. A disponibilidade local de matéria-prima reduz custos logísticos e favorece o desenvolvimento de complexos agroindustriais integrados, nos quais a produção agrícola e a transformação industrial ocorrem de forma complementar.

O gráfico ilustra, de forma bastante clara, a consolidação e o aprofundamento do sistema do milho “safrinha” em Goiás, com expansão consistente tanto da área cultivada com soja quanto, sobretudo, do milho de segunda safra ao longo das últimas duas décadas. Observa-se que, enquanto a área de soja apresenta crescimento relativamente estável e contínuo, a área destinada ao milho safrinha registra expansão mais acelerada, especialmente a partir do início da década de

2010, refletindo ganhos tecnológicos, maior previsibilidade climática e fortalecimento das condições de mercado.

Figura 129 Área de cultivo de soja, milho de segunda safra e a proporção da área de colhida de soja convertida em cultivo de milho



Fonte: Elaboração própria, com base em dados da CONAB (2026)

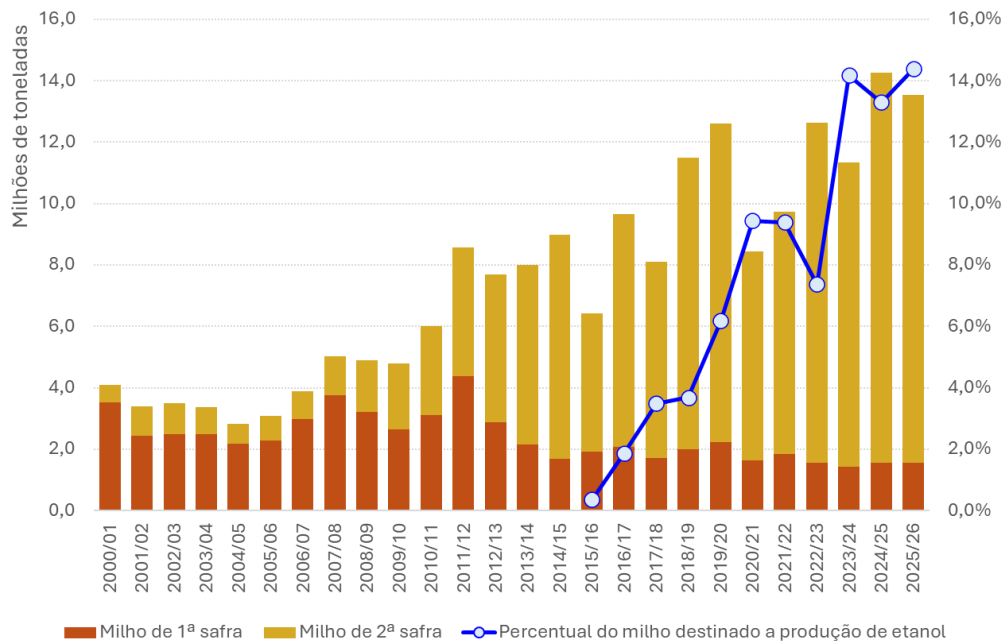
A trajetória da linha de proporção, que indica o percentual da área de soja convertida para o cultivo subsequente de milho, reforça esse movimento estrutural. Partindo de patamares inferiores a 10% no início da série, esse percentual avança de forma significativa ao longo dos anos, ultrapassando 30% e atingindo níveis próximos ou superiores a 40% em diversos ciclos recentes, e com um potencial e expansão muito relevante ainda não explorado. Importante mencionar, que outras culturas energéticas e não energéticas também são utilizadas para rotação de cultura da soja, como o sorgo e algodão, mas em dimensões diminutas.

Esse comportamento indica não apenas maior intensificação do uso da terra, mas também crescente integração entre as cadeias produtivas de grãos, com o milho safrinha assumindo papel estratégico na viabilização econômica do sistema produtivo.

Nos anos mais recentes, embora se observe certa estabilização, e até pequenas oscilações, na proporção de conversão, os níveis permanecem elevados em termos históricos, mas com uma tendência de intensificação. Esse padrão produtivo tem implicações diretas para o setor de biocombustíveis, ao ampliar a oferta de milho de segunda safra, principal insumo para a produção de etanol de grãos na região, fortalecendo a sinergia entre a produção de grãos e a indústria de biocombustíveis.

Por fim, é importante destacar que menos de 15% do milho produzido no Estado é destinado a biocombustíveis, tendo a maior parte ainda direcionada à exportação e ração animal.

Figura 130 Produção de milho de 1ª e 2ª safra relacionado com o percentual do milho direcionado à fabricação de etanol no Estado de Goiás



Fonte: Elaboração própria, com base em dados da CONAB, MAPA e UNICA (2026)

Desse modo, o etanol de milho integra uma cadeia econômica circular, onde todo o potencial do grão é transformado em bioenergia e alimento. Para a produção do biocombustível é utilizado apenas o amido, assim, ao fim do ciclo industrial, proteínas e fibras são transformadas em produtos de nutrição animal e óleo. Assim, a ampliação da produção fomenta o desenvolvimento de outras atividades rurais, como a pecuária de confinamento e criação de aves.

A elevada disponibilidade de milho resultante do sistema de produção do milho após a colheita da soja constitui um dos principais fatores que viabilizam economicamente a expansão da indústria de etanol de milho na região.

Esse movimento reflete a expansão da capacidade industrial das usinas de etanol de milho e a crescente integração entre os setores agrícola e energético. À medida que novos investimentos industriais entrem em operação, espera-se que a participação do milho destinado à produção de biocombustíveis continue a crescer, reforçando o papel do estado como um dos principais polos da nova fronteira tecnológica da indústria de etanol no Brasil.

Na safra 2025/2026, o setor de etanol de milho produziu aproximadamente 10 bilhões de litros e poderá superar os 20 bilhões de litros até 2035, segundo a projeção mais otimista da Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2025).

DEMANDA POR ETANOL

Os dados apresentados no gráfico evidenciam uma trajetória consistente de expansão do consumo de combustíveis leves (consumo do “ciclo Otto”²) em Goiás ao longo do período analisado. Partindo de um patamar inferior a 1 bilhão de litros no início dos anos 2000, o consumo total praticamente triplica até 2025, refletindo a combinação de crescimento econômico, aumento da frota e interiorização da demanda por mobilidade. Observa-se, contudo, uma desaceleração relativa entre 2015 e 2019, seguida de retomada mais robusta a partir de 2020, o que sugere sensibilidade do consumo às condições macroeconômicas e aos choques recentes, como pandemia e recomposição de renda.

Cabe detalhar que o consumo de combustíveis do ciclo Otto é calculado a partir da soma energética do volume consumido pela frota de veículos leves e motocicletas dotados de motores por ignição por centelha (RODRIGUES E BACCHI, 2017). Conforme estimado por Rodrigues e Bacchi (2016), o consumo de combustíveis leves retrata a demanda por transporte privado e é influenciado pela renda, preço dos combustíveis, taxa de juros, preço dos veículos e nível de financiamento para a compra de automóveis.

A participação de Goiás no consumo nacional de combustíveis do ciclo Otto apresenta tendência de crescimento gradual ao longo de todo o período. A participação do estado evolui de aproximadamente 3,5% em 2000 para patamares próximos a 4,5% em 2025, indicando que o estado cresce, em média, ligeiramente acima do mercado brasileiro. Essa dinâmica reforça o papel de Goiás como um mercado em expansão dentro do Centro-Oeste, sustentado por crescimento populacional, dinamismo da economia e aumento da renda regional.

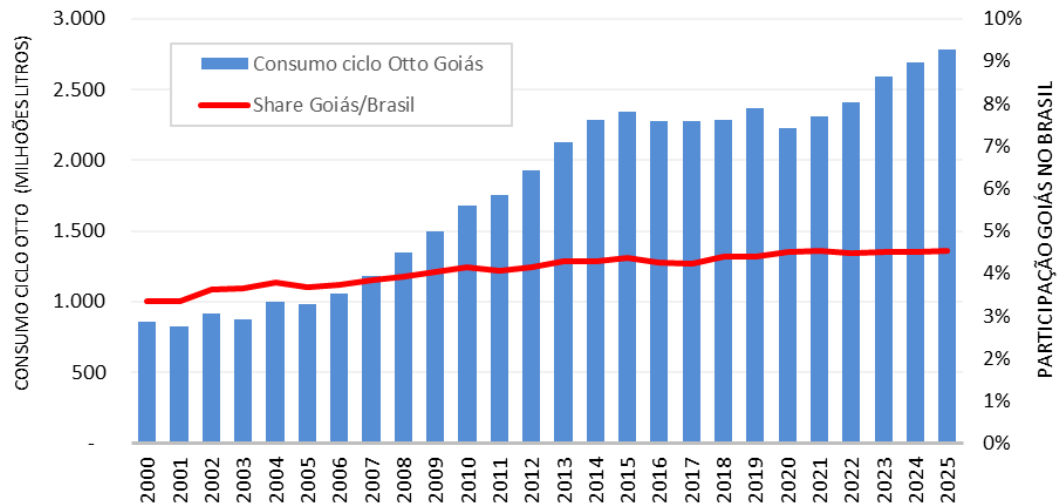
No caso do etanol hidratado, a trajetória é ainda mais marcante, com forte expansão a partir da segunda metade dos anos 2000, em linha com a consolidação da frota *flex-fuel*. O consumo do biocombustível se inicia em níveis modestos no início dos anos 2000 - abaixo de 200 milhões de litros - para atingir volumes superiores a 1,5 bilhão de litros em 2025. Há, entretanto, maior volatilidade ao longo do tempo, com quedas pontuais associadas à competitividade relativa frente à gasolina, especialmente em momentos de política de preços desfavorável ao biocombustível.

A participação de Goiás no mercado nacional de etanol hidratado apresenta comportamento mais oscilante, porém com tendência de elevação no médio prazo. A participação relativa do estado avança de cerca de 4% em 2000 para níveis próximos a 8%–9% em 2025, indicando ganho

² O termo “ciclo Otto” refere-se ao ciclo termodinâmico associado ao funcionamento de motores a combustão interna com ignição por centelha. Esse termo remete ao engenheiro alemão Nikolaus August Otto, responsável pela implementação com sucesso desse sistema.

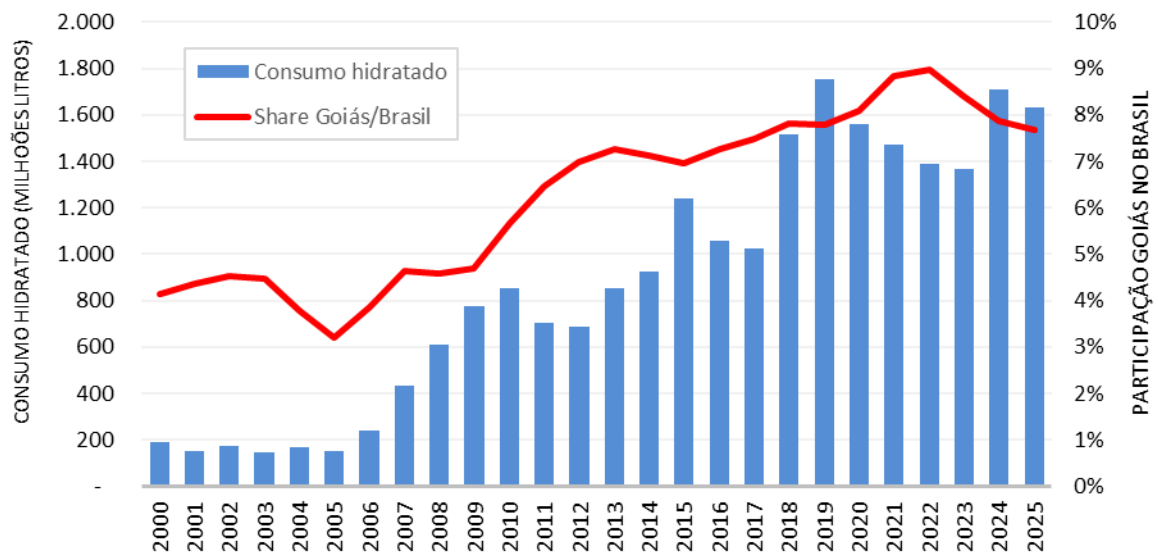
relevante de protagonismo do estado nesse segmento. Esse movimento sugere não apenas crescimento da demanda local, mas também maior inserção estrutural do etanol na matriz de consumo regional, possivelmente associado à competitividade de preços, à proximidade da produção e à elevada penetração de veículos *flex-fuel* na frota estadual.

Figura 131 Consumo de combustíveis leves ("ciclo Otto") em Goiás e participação do Estado no mercado brasileiro



Fonte: Elaboração própria, com base em dados da ANP (2026)

Figura 132 Consumo de etanol hidratado em Goiás e participação do Estado no mercado brasileiro



Fonte: Elaboração própria, com base em dados da ANP (2026)

A leitura espacial dos indicadores evidencia uma clara heterogeneidade intraestadual em Goiás, com forte associação entre nível de renda e intensidade de motorização. Os municípios com maior PIB *per capita* — concentrados sobretudo no eixo centro-sul e em polos econômicos mais

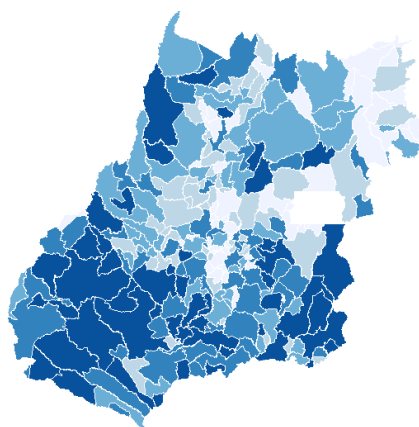
dinâmicos — apresentam, de forma consistente, os maiores níveis de frota por 100 habitantes. Esse padrão é coerente com a literatura, na medida em que a renda disponível atua como principal determinante da aquisição e manutenção de veículos, além de refletir maior densidade de atividades econômicas e logísticas (RODRIGUES E BACCHI, 2017; SOUZA E RODRIGUES, 2021).

Por outro lado, nas regiões com menor PIB *per capita* — especialmente no Norte e Nordeste do Estado — observa-se uma menor densidade de veículos, indicando restrições econômicas mais relevantes ao acesso à mobilidade individual. Essa diferença está relacionada às características de cada região, pois as áreas mais ricas apresentam uma frota mais consolidada e diversificada, os municípios de menor renda tendem a apresentar uma motorização mais incipiente, com maior dependência de alternativas coletivas ou menor intensidade de deslocamentos motorizados.

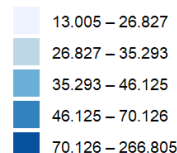
Essa configuração espacial da frota tem implicações diretas sobre a dinâmica de consumo de combustíveis no estado. Como esperado, o consumo se concentra nas regiões de maior renda e maior densidade de veículos, reforçando um padrão em que a demanda energética acompanha a geografia econômica. Assim, os polos mais desenvolvidos não apenas concentram a atividade produtiva, mas também funcionam como principais vetores de consumo de combustíveis do ciclo Otto, incluindo o etanol hidratado.

Figura 133 Distribuição espacial da renda e da frota de veículos leves no estado de Goiás

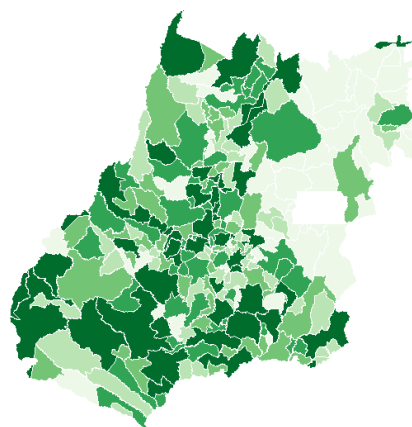
PIB per capita



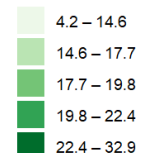
PIB per capita



Frota por 100 habitantes



Frota / 100 hab.



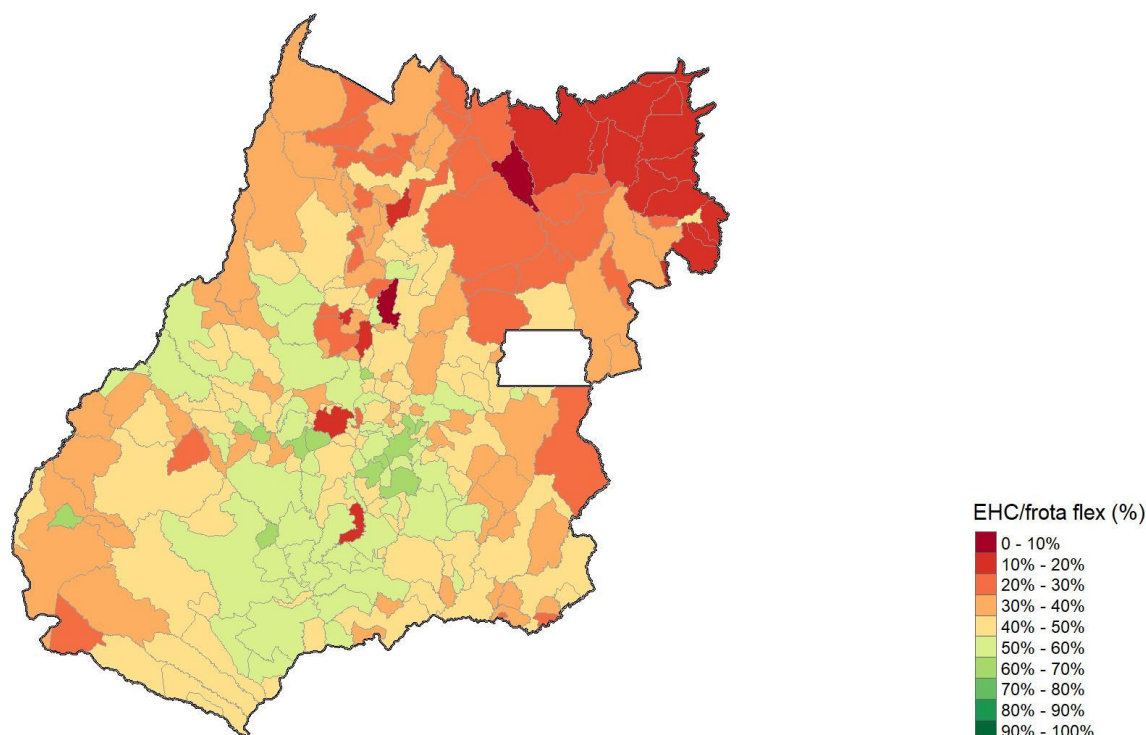
Fonte: Elaboração própria, com base em dados da ANP (2026), IBGE (2026) e DENATRAN (2026)

A análise conjunta da figura (participação do etanol hidratado na frota flex) com o mapa de preços relativos etanol/gasolina evidencia um padrão espacial bastante consistente: o consumo de etanol está fortemente concentrado nas áreas onde o biocombustível é mais competitivo em termos de preço. Nas regiões em que a paridade etanol/gasolina se encontra em níveis mais baixos — tipicamente abaixo de 73% — observa-se maior participação do etanol no abastecimento da frota flex, indicando que o diferencial econômico é um determinante central da escolha do consumidor.

Cabe destacar que o levantamento de preços realizado mensalmente pela ANP (2016), desde a sua concepção, possui limitação amostral relevante, abrangendo apenas 16 municípios no estado de Goiás. Nesse sentido, o mapa apresentado deve ser interpretado como uma aproximação espacial da dinâmica de preços, construída a partir de interpolação desses pontos observados. Ainda assim, o padrão resultante é bastante informativo e sugere uma geografia de competitividade coerente com a estrutura produtiva do estado.

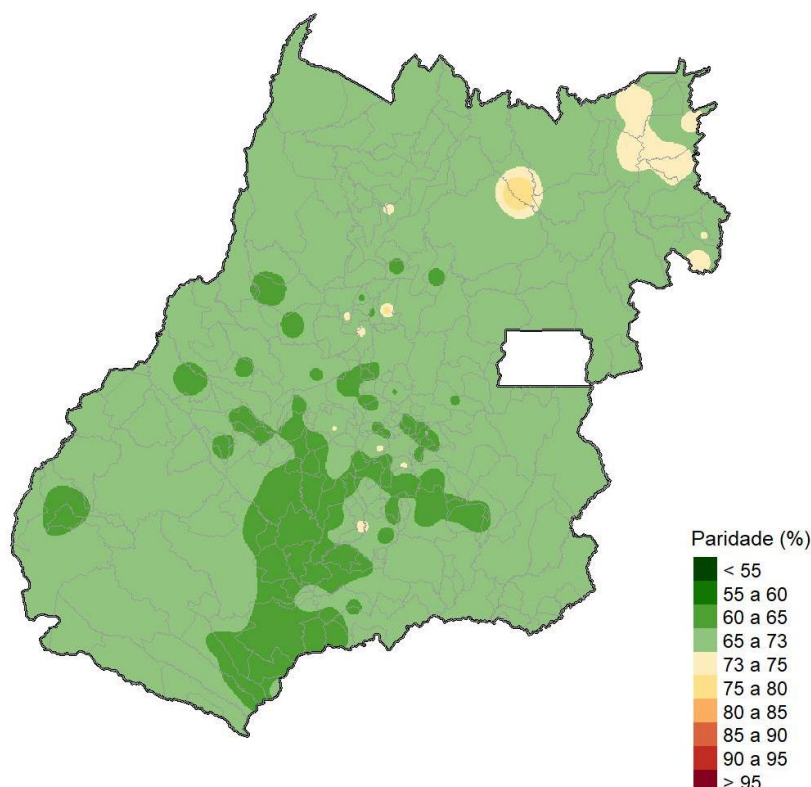
Especificamente, as regiões mais próximas aos polos produtores de etanol — concentradas no Centro-Sul goiano — apresentam maior competitividade do biocombustível, refletida em paridades mais favoráveis. Essa vantagem tende a estar associada a menores custos logísticos, maior oferta local e maior integração com a cadeia sucroenergética. Em contraste, no Norte e Nordeste do estado, observa-se uma piora relativa da competitividade do etanol, com paridades mais elevadas, o que reduz o incentivo econômico ao seu consumo.

Figura 134 Proporção de consumo de etanol hidratado pela frota de veículos leves flex-fuel



Fonte: Elaboração própria, com base em dados da ANP (2026)

Figura 135 Mapa de preços relativos etanol hidratado / gasolina C elaborado a partir das 16 cidades amostradas



Fonte: Elaboração própria, com base em dados da ANP (2026).

A estimativa do potencial de aumento do consumo de etanol hidratado em Goiás, considerando um cenário em que 100% da frota *flex-fuel* passasse a utilizar o combustível, revela que ainda há espaço para expansão da demanda interna, embora com diferenças importantes entre as mesorregiões. O Centro Goiano, que já apresenta elevada participação do etanol no consumo (60%), concentra o maior volume absoluto potencial de crescimento, com cerca de 649 milhões de litros adicionais. Em seguida, destacam-se o Sul goiano (327 milhões de litros) e o Leste goiano (287 milhões de litros), refletindo tanto o tamanho da frota quanto o nível atual de penetração do etanol.

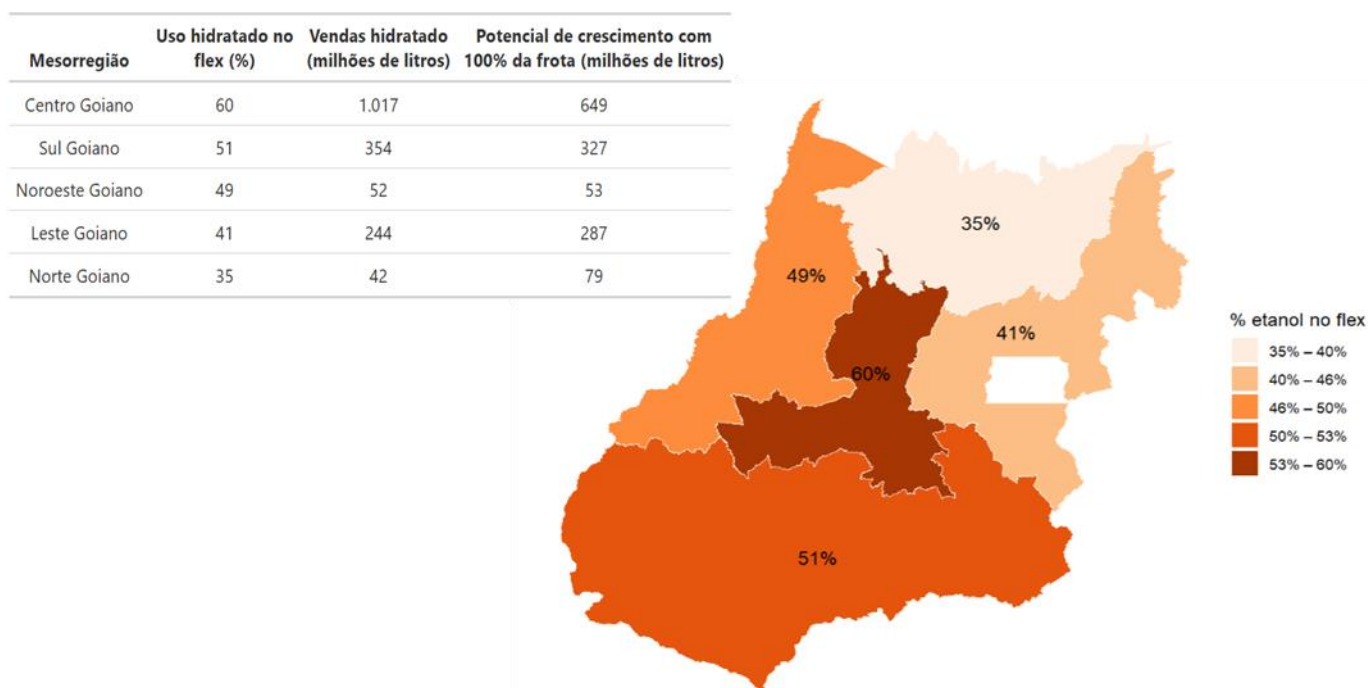
Por outro lado, regiões como Norte e Noroeste goiano apresentam menor utilização atual do etanol — entre 35% e 49% da frota flex — e, consequentemente, também exibem menor potencial absoluto de expansão, dado o menor tamanho de mercado. Ainda assim, essas regiões sinalizam oportunidades relativas importantes, na medida em que a ampliação da competitividade do etanol poderia induzir ganhos percentuais relevantes no consumo, ainda que sobre uma base menor. Esse

padrão reforça a ideia de que a expansão do etanol no estado combina vetores distintos: ganho de intensidade nas regiões já consolidadas e ganho de penetração nas regiões menos desenvolvidas.

Apesar desse potencial identificado, é importante destacar que a magnitude do incremento possível no consumo interno é relativamente limitada quando comparada à escala da produção estadual. Goiás já produz mais de 3 bilhões de litros de etanol hidratado por ano, de modo que mesmo um cenário extremo de máxima utilização da frota flex-fuel implicaria um aumento de consumo que representa apenas uma fração desse volume. Em outras palavras, o mercado interno, isoladamente, não é suficiente para absorver qualquer expansão da produção no Estado.

Dessa forma, a continuidade do crescimento da produção de etanol em Goiás dependerá, necessariamente, da ampliação do consumo fora de suas fronteiras. Isso implica maior integração com outros mercados consumidores, especialmente em regiões onde a competitividade do etanol ainda é limitada, além de avanços logísticos e comerciais que viabilizem o escoamento do produto. Assim, o desafio estratégico não se restringe ao estímulo da demanda interna, mas envolve, sobretudo, a consolidação de Goiás como um polo exportador de etanol para outras unidades da federação ou, de maneira complementar, a abertura de novos mercados para etanol não carburante no estado de Goiás.

Figura 136 Estimativa do potencial de aumento de consumo de etanol hidratado caso toda frota flex-fuel do Estado consumisse etanol



Fonte: Elaboração própria, com base em dados da ANP (2026), IBGE (2026) e DENATRAN (2026)

A leitura das tabelas evidencia de forma inequívoca o papel estrutural das exportações interestaduais como mecanismo de equilíbrio entre oferta e demanda do etanol produzido em Goiás. No caso do etanol hidratado, observa-se que, ao longo de toda a série, uma parcela significativa da produção é sistematicamente destinada a outras unidades da federação. Em diversos anos, mais de metade do volume produzido no estado é exportado, com participações que oscilam entre aproximadamente 30% e 60%, refletindo a incapacidade do mercado interno de absorver integralmente a produção.

Esse padrão torna-se ainda mais evidente quando se compara o volume total produzido com o total consumido dentro do estado. Mesmo em anos de maior dinamismo do mercado interno — como entre 2018 e 2019 - o consumo não acompanha a expansão da produção, ampliando o excedente exportável. A própria dinâmica das exportações líquidas reforça esse diagnóstico, mantendo-se em níveis elevados ao longo de todo o período, com volumes frequentemente superiores a 1 bilhão de litros no caso do etanol hidratado.

No etanol anidro, embora a lógica seja semelhante, a dependência das exportações apresenta magnitude ligeiramente menor, em linha com a natureza mais regulada desse mercado, vinculada à mistura obrigatória com a gasolina. Ainda assim, uma parcela relevante da produção também é direcionada para fora do estado, com percentuais de exportação frequentemente superiores a 40%. Isso indica que, mesmo em um mercado mais estável e previsível, Goiás mantém um papel importante como fornecedor líquido para outras regiões.

Em síntese, os dados reforçam que a expansão da produção de etanol em Goiás está intrinsecamente condicionada à sua capacidade de acessar mercados fora do estado. Diante da limitação estrutural da demanda interna, o crescimento do setor depende do fortalecimento do consumo em outros mercados, da competitividade do produto em outras situações regionais e da ampliação da demanda nacional por biocombustíveis.

Figura 137 Fluxo do etanol hidratado produzido em Goiás

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
TOTAL VENDIDO EM GOIÁS	922	979	1.346	1.129	1.242	1.979	2.730	1.971	1.799	1.622	1.490
PRODUZIDO EM GO E VENDIDO EM GO	919	978	1.342	1.126	1.240	1.977	2.730	1.935	1.743	1.586	1.483
IMPORTADO DE OUTRAS UFS	3	1	3	3	2	2	0	36	57	36	7
IMPORTADO/ TOTAL VENDIDO	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	3%	2%	0%
TOTAL PRODUZIDO EM GOIÁS	2.208	2.344	3.123	2.717	2.609	3.047	4.017	3.629	3.170	2.885	3.033
PRODUZIDO EM GO E VENDIDO EM GO	919	978	1.342	1.126	1.240	1.977	2.730	1.935	1.743	1.586	1.483
EXPORTADO PARA OUTRAS UFS	1.288	1.365	1.781	1.590	1.369	1.069	1.288	1.694	1.428	1.299	1.550
EXPORTADO/ TOTAL PRODUZIDO	58%	58%	57%	59%	52%	35%	32%	47%	45%	45%	51%

EXPORTAÇÕES LÍQUIDAS	1.285	1.365	1.777	1.588	1.367	1.068	1.288	1.657	1.371	1.263	1.543
----------------------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

Fonte: Elaboração própria, com base em dados da ANP (2026)

Figura 138 Fluxo do etanol anidro produzido em Goiás

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
TOTAL VENDIDO EM GOIÁS	400	455	434	574	598	488	525	580	637	753	860
PRODUZIDO EM GO E VENDIDO EM GO	383	435	414	553	571	471	507	576	634	748	853
IMPORTADO DE OUTRAS UFS	17	20	21	21	27	17	19	4	3	4	7
IMPORTADO/ TOTAL VENDIDO	4%	4%	5%	4%	4%	3%	4%	1%	1%	1%	1%
TOTAL PRODUZIDO EM GOIÁS	978	1.183	1.316	1.303	1.240	909	948	1.009	1.201	1.377	1.355
PRODUZIDO EM GO E VENDIDO EM GO	383	435	414	553	571	471	507	576	634	748	853
EXPORTADO PARA OUTRAS UFS	595	748	902	750	669	439	441	434	568	629	502
EXPORTADO/ TOTAL PRODUZIDO	61%	63%	69%	58%	54%	48%	47%	43%	47%	46%	37%
EXPORTAÇÕES LÍQUIDAS	577	728	881	729	643	422	422	429	564	624	496

Fonte: Elaboração própria, com base em dados da ANP (2026)

INDICADORES DE DESCARBONIZAÇÃO

A crescente incorporação de instrumentos de precificação de carbono nas políticas energéticas tem conferido centralidade à mensuração das emissões de gases de efeito estufa (GEE) ao longo das cadeias produtivas. No Brasil, essa abordagem é operacionalizada de forma estruturada por meio do RenovaBio, instituído pela Lei nº 13.576/2017, que estabelece um conjunto de mecanismos voltados à promoção da descarbonização da matriz de transportes, em consonância com os compromissos assumidos pelo país no âmbito do Acordo de Paris.

Nesse contexto, os indicadores de descarbonização constituem o núcleo analítico e operacional da política, ao permitirem quantificar, de forma padronizada e auditável, a intensidade de carbono associada à produção e ao uso de biocombustíveis. Esses indicadores são fundamentados na metodologia de Avaliação do Ciclo de Vida (ACV), que considera as emissões de GEE desde a produção da matéria-prima até a queima final do combustível (“poço-à-roda”), possibilitando a comparação direta com seus equivalentes fósseis.

A partir dessa mensuração, o RenovaBio estabelece uma relação direta entre desempenho ambiental e geração de valor econômico, por meio da emissão de créditos de descarbonização, o CBio. Cada crédito corresponde à redução de uma tonelada de CO₂ equivalente em relação ao combustível fóssil substituto, constituindo, portanto, a unidade fundamental de mensuração da descarbonização no setor.

Os indicadores também desempenham papel central na diferenciação entre produtores, uma vez que a quantidade de CBios gerados está diretamente associada à eficiência ambiental de cada unidade produtiva. Essa eficiência é expressa por métricas como a intensidade de carbono do biocombustível, que reflete o nível de emissões ao longo do ciclo produtivo, de modo que produtores com um etanol com menor pegada de carbono, ou seja, com maior eficiência ambiental, são capazes de emitir maior quantidade de créditos por unidade de energia comercializada, criando um mecanismo de incentivo à adoção de tecnologias mais limpas e práticas produtivas mais sustentáveis.

Além disso, tais indicadores são fundamentais para a operacionalização das metas compulsórias de descarbonização estabelecidas pelo governo federal. Essas metas são definidas pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e desdobradas em obrigações individuais para distribuidores de combustíveis, que devem comprovar seu cumprimento por meio da aquisição e aposentadoria de CBios (retirada definitiva de circulação do crédito, impedindo que ele possa ser comercializado).

Dessa forma, os índices estabelecidos no RenovaBio se constituem em instrumentos de regulação econômica e ambiental que conectam, de maneira integrada, a produção de biocombustíveis, o mercado de combustíveis e os objetivos de mitigação de emissões. Ao internalizar o custo do carbono e valorizar a eficiência ambiental, o programa estabelece um arcabouço que alinha incentivos econômicos à transição energética, contribuindo para a expansão sustentável da bioenergia na matriz de transportes brasileira.

▣ APURAÇÃO DOS INDICADORES DE DESCARBONIZAÇÃO

A robustez dos indicadores de descarbonização no âmbito do RenovaBio está diretamente associada à metodologia de mensuração adotada, baseada na Avaliação do Ciclo de Vida (ACV). No caso específico do programa, utiliza-se o conceito de “poço-à-roda”, que permite capturar, de forma abrangente, todas as emissões de gases de efeito estufa (GEE) associadas ao ciclo produtivo dos biocombustíveis. Esta abordagem consiste na contabilização abrangente das emissões de gases de efeito estufa ao longo de todas as etapas da cadeia produtiva do combustível, incluindo desde a produção e o processamento da matéria-prima agrícola (plantio, uso de insumos, colheita), passando pelo transporte até a unidade industrial, pelo processamento e transformação em combustível, até a distribuição e o consumo final. Esse escopo analítico permite capturar não apenas as emissões diretas do processo industrial, mas também aquelas associadas aos insumos energéticos, fertilizantes, defensivos agrícolas e logística, proporcionando uma medida mais completa da intensidade de carbono do biocombustível produzido.

No âmbito operacional do programa, essa metodologia é implementada por meio da ferramenta RenovaCalc, que constitui o instrumento oficial para cálculo da intensidade de carbono dos biocombustíveis. A RenovaCalc permite quantificar as emissões associadas a cada etapa do ciclo produtivo, incorporando variáveis como uso de insumos agrícolas, consumo energético no processamento industrial, eficiência logística e coprodutos gerados. A partir dessas informações, obtém-se a intensidade de carbono do biocombustível, expressa em gramas de CO₂ equivalente por megajoule (gCO₂e/MJ), indicador central para a comparação com combustíveis fósseis. Essa nota reflete o desempenho relativo do biocombustível em comparação ao seu equivalente fóssil, sendo, portanto, um indicador sintético da contribuição da unidade produtiva para a descarbonização do setor de transportes.

A adoção da abordagem “poço-à-roda” é particularmente relevante, pois permite capturar as heterogeneidades existentes entre diferentes rotas tecnológicas e sistemas produtivos. No caso do etanol, por exemplo, diferenças na produtividade agrícola, no uso de fertilizantes, na eficiência industrial e na matriz energética das usinas podem resultar em variações significativas na intensidade de carbono final. Dessa forma, a metodologia da ACV não apenas assegura comparabilidade entre produtores, como também cria incentivos econômicos para a adoção de práticas mais eficientes e sustentáveis.

Os resultados obtidos na RenovaCalc constituem a base para três indicadores fundamentais no âmbito do RenovaBio e que iremos abordar com detalhes nos próximos tópicos:

- A intensidade de carbono, que expressa o desempenho ambiental do biocombustível;
- A nível de elegibilidade, que determina a fração da biomassa apta à certificação;
- A fator de emissão de CBios, frequentemente expresso em termos de litros por CBio, que traduz a eficiência ambiental em geração de créditos de descarbonização. Esse último indicador estabelece uma relação direta entre o volume produzido e a quantidade de créditos que pode ser emitida, sendo, portanto, um elemento-chave na monetização do desempenho ambiental dos produtores. Quanto mais eficiente for o processo produtivo em termos de emissões, maior será a quantidade de créditos de descarbonização gerada por unidade de produção e menor o fator, reforçando o caráter de incentivo econômico à eficiência ambiental.

Outro ponto central que traz robustez a estes indicadores está diretamente associado aos rigorosos processos de governança de certificação exigido pelo programa. Para obter a certificação no âmbito do RenovaBio, a unidade produtora deve inicialmente preencher a RenovaCalc com dados detalhados de seu processo produtivo, em seguida, esses dados são submetidos à verificação por uma firma inspetora independente, credenciada pela Agência Nacional do Petróleo,

Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), responsável por auditar as informações reportadas na calculadora, incluindo a validação de dados operacionais, podendo ter inspeções *in loco* e análise documental, garantindo a consistência e a rastreabilidade das informações utilizadas no cálculo da intensidade de carbono.

Após essa etapa de auditoria, o processo passa por um período de consulta pública de 30 dias, no qual os resultados da certificação são disponibilizados para escrutínio de agentes do mercado e da sociedade. Somente após a conclusão dessas etapas é que ocorre a homologação final da certificação pela ANP, permitindo que o produtor passe a emitir CBios de acordo com seu desempenho ambiental certificado.

Adicionalmente, muito importante ressaltar que o RenovaBio estabelece critérios rigorosos de elegibilidade ambiental que condicionam o acesso dos produtores ao sistema de certificação. Entre esses critérios, destacam-se a regularidade do imóvel rural no Cadastro Ambiental Rural (CAR) e a ausência de desmatamento irregular em áreas de produção de matéria-prima após marcos temporais definidos pela política. Esses requisitos visam assegurar que a expansão da produção de biocombustíveis ocorra de forma compatível com a conservação ambiental, evitando que ganhos de eficiência energética sejam acompanhados por impactos negativos sobre o uso da terra.

Esse arranjo institucional confere elevado grau de credibilidade aos indicadores gerados no âmbito do RenovaBio, uma vez que combina padronização metodológica, verificação independente e transparência regulatória.

■ RESULTADOS DOS INDICADORES DE DESCARBONIZAÇÃO

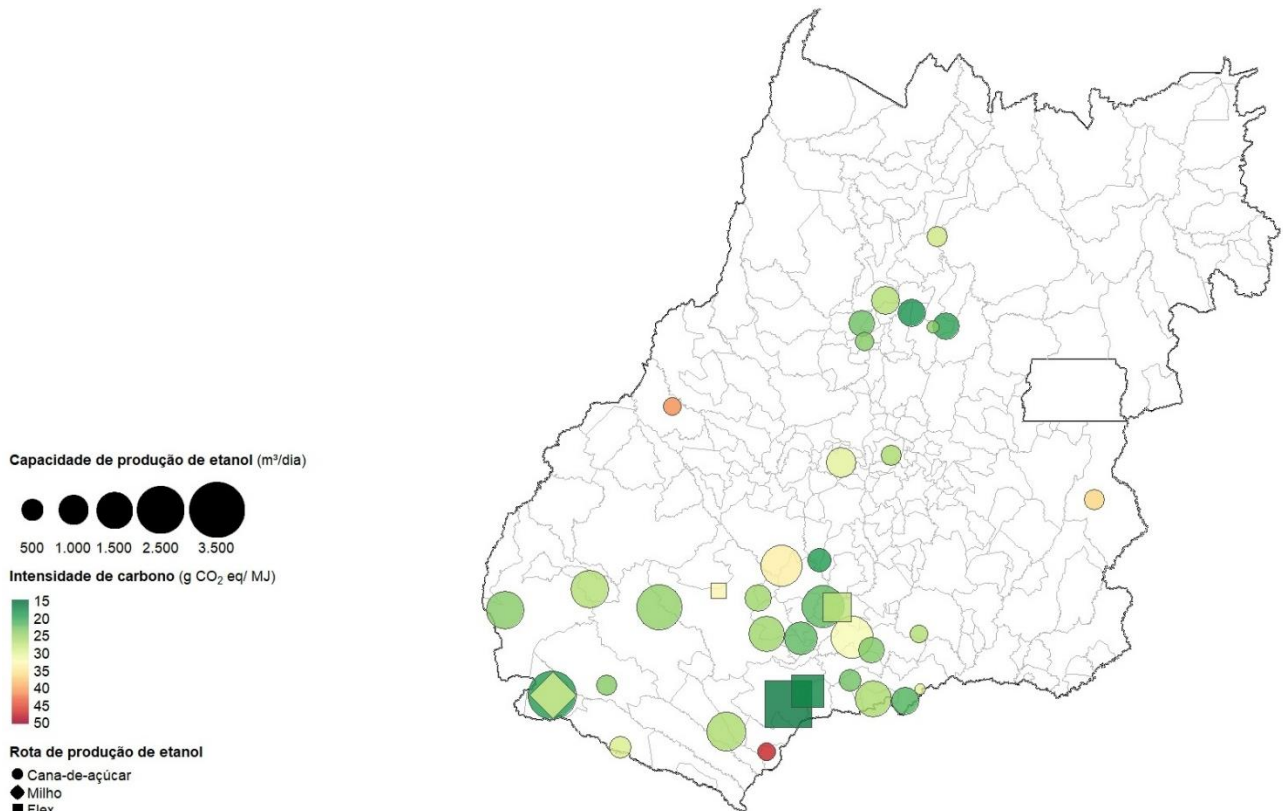
A partir do arcabouço de contabilidade de emissões adotado na versão oficial da Renovacalc pela Agência Reguladora (ANP, 2026), foram levantados os dados de todas as certificações auditadas das empresas de Goiás³. A partir dessa base de dados, torna-se possível avançar para a análise empírica dos indicadores de descarbonização aplicados ao Estado.

Conforme ilustrado na figura que apresenta a localização das unidades produtoras certificadas, nota-se que das 40 unidades produtoras de etanol ativas no estado, 37 estão certificadas e aptas à geração de CBios. Esse resultado indica não apenas ampla participação das empresas no programa, mas também elevado nível de conformidade regulatória e ambiental do setor sucroenergético estadual.

³ Versões detalhadas e informes técnicos acerca da RenovaCalc podem ser obtidos em <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/renovabio/renovabio/renovacalc>

No início de 2026, estavam aptas no RenovaBio, 288 unidades produtoras de etanol, 6 unidades de biometano e 45 unidades de biodiesel. A soma do volume comercializado por essas 339 empresas representa cerca de 90% da produção de biocombustível no Brasil e denota o comprometimento ininterrupto do setor com as metas de descarbonização assumidas pelo Brasil nos compromissos internacionais para redução das emissões de gases causadores do efeito estufa.

Figura 139 Unidades produtoras de Goiás e a intensidade de carbono do etanol produzido



Fonte: Elaboração própria, com base em dados da ANP e UNICA. (2026)

A Tabela a seguir evidencia a distribuição da capacidade nominal de produção de etanol em Goiás segundo o tipo de matéria-prima utilizada, destacando a predominância da cana-de-açúcar na estrutura produtiva estadual. Da capacidade instalada diária de 34.710 m³/dia, referente associadas às unidades processadoras de cana-de-açúcar, e que respondem por mais de 80% da produção de etanol do Estado, 33.920 m³/dia encontram-se certificadas, ou seja, 97,7% do total. No caso do etanol de milho, observa-se uma capacidade total de 1.800 m³/dia, das quais 1.600 m³/dia são elegíveis, resultando em um índice de 88,9%, ainda muito representativo dado o avanço recente dessa rota produtiva no contexto do RenovaBio. Já as unidades flex apresentam plena integração ao RenovaBio, com 100% da capacidade instalada apta à certificação. Em conjunto, os dados reforçam não apenas a centralidade da cana-de-açúcar na oferta de etanol em Goiás, mas também o elevado nível de aderência do parque industrial estadual aos critérios de descarbonização.

Figura 140 Capacidade nominal de produção das plantas industriais de Goiás por tipo de matéria-prima e certificação ao RenovaBio

	Capacidade de produção de etanol (mil litros/dia)		
	Autorizada	Certificada no RenovaBio	Participação (%)
Capacidade nominal	42.665	41.675	97,7%
Cana-de-açúcar	34.710	33.920	97,7%
Milho	1.800	1.600	88,9%
Flex	6.155	6.155	100,0%

Fonte: Elaboração própria, com base em dados da ANP (2026)

Em termos comparativos, os dados de Goiás evidenciam desempenho equiparável e acima dos índices agregados no País. Enquanto o estado apresenta proporção da capacidade certificada próxima da totalidade, especialmente no caso da cana-de-açúcar (97,7%) e das unidades flex (100%), no Brasil, em média, o índice apurado indica 92%, devido a maior heterogeneidade entre produtores, com parcela mais significativa de capacidade não certificada e heterogênea entre as regiões, conforme apurado na **Figura 141**.

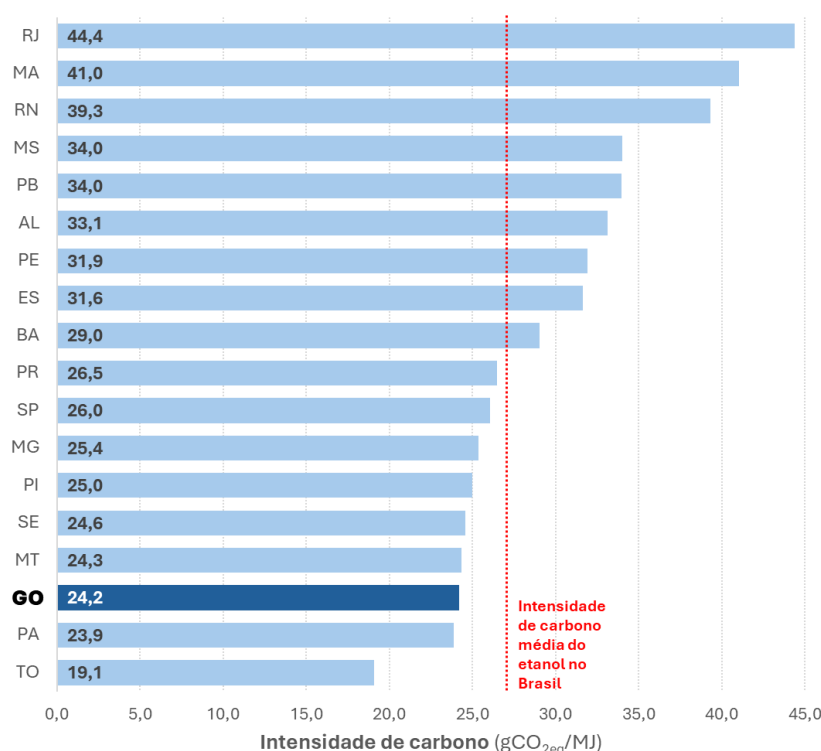
Figura 141 Capacidade nominal de produção das plantas industriais no Brasil por tipo de matéria-prima e certificação ao RenovaBio

	Capacidade de produção de etanol (mil litros/dia)		
	Autorizada	Certificada no RenovaBio	Participação (%)
Capacidade nominal	278.278	255.692	91,9%
Cana-de-açúcar	237.633	217.627	91,6%
Milho	29.895	27.950	93,5%
Flex	10.595	10.115	95,5%
Outros	155	0	0,0%

Fonte: Elaboração própria, com base em dados da ANP (2026)

No que se refere ao desempenho ambiental, a análise comparativa da intensidade de carbono por estado revela resultados igualmente expressivos. A intensidade de carbono média do etanol produzido em Goiás apresenta-se inferior à média nacional, conforme evidenciado nos dados consolidados para o Brasil. Essa diferença indica que, em termos agregados, as unidades produtoras goianas operam com maior eficiência ambiental quando comparadas ao conjunto das unidades certificadas no país.

Figura 142 Intensidade de carbono média do etanol produzido em cada estado da federação



Fonte: Elaboração própria, com base em dados da ANP (2026)

Tal resultado pode ser explicado por um conjunto de fatores estruturais e tecnológicos que caracterizam o desenvolvimento recente do setor sucroenergético no Estado. Entre esses fatores, destaca-se o papel dos investimentos majoritariamente realizados em projetos do tipo *greenfield*, ou seja, unidades novas instaladas, tanto no campo quanto na indústria.

Esse padrão de investimento permitiu a incorporação, desde a origem, de tecnologias mais modernas e eficientes, tanto nos processos agrícolas quanto industriais. No âmbito agrícola, isso se traduz em maior nível de mecanização, melhor planejamento do uso do solo, adoção de variedades mais produtivas e maior integração entre produção e processamento. Já no âmbito industrial, as unidades mais recentes tendem a apresentar maior eficiência energética, com uso intensivo de biomassa para cogeração e menor dependência de insumos fósseis, fatores que contribuem diretamente para a redução da intensidade de carbono.

Essa condição diferenciada fica evidente ao fazer a análise dos indicadores de intensidade de carbono, elegibilidade e fator CBIO para o estado de Goiás, disposta na tabela, evidencia um desempenho ambiental consistente e, em diversos aspectos, superior à média nacional, ainda que com diferenças relevantes entre as rotas tecnológicas de produção. No que se refere à intensidade de carbono, observa-se que o valor médio estadual (24,20 gCO₂e/MJ) é inferior ao registrado tanto para o Centro-Sul (26,57 gCO₂e/MJ) quanto para o Brasil (27,06 gCO₂e/MJ), o que indica maior

eficiência ambiental agregada das unidades produtoras goianas. Esse resultado reflete, em grande medida, o desempenho das rotas baseadas em cana-de-açúcar (E1GC) e, sobretudo, das unidades flex (E1G Flex), que apresentam intensidade de carbono significativamente inferior às médias nacionais. No caso da rota E1GC, Goiás apresenta valor ligeiramente inferior ao da média brasileira, sugerindo ganhos incrementais de eficiência agrícola e industrial. Já na rota E1G Flex, o estado se destaca de forma mais expressiva, com intensidade de carbono substancialmente reduzida. Um fator importante que reforça a eficiência energética dessas duas rotas decorre da utilização da biomassa residual (bagaço e palha da cana) para cogeração de energia, reduzindo a dependência de fontes fósseis. Por sua vez, a rota de etanol de milho (E1GM), embora apresente intensidade de carbono superior à das demais rotas, ainda se mantém abaixo da média nacional, mas com a nuance de que retrata a condição de uma única unidade certificada.

Figura 143 Síntese dos principais indicadores ambientais do RenovaBio para o Estado de Goiás, região e Brasil

	Rota de produção de etanol				
	E1GC	E1GM	E1G Flex	E1G2G	Etanol
Intensidade de carbono (gCO_{2eq}/MJ)					
Goiás	25,30	29,48	18,74		24,20
Centro-Sul	25,90	29,74	20,17	27,78	26,57
Norte-Nordeste	31,36	43,53			33,63
Brasil	26,33	30,51	20,17	27,78	27,06
Elegibilidade (%)					
Goiás	89,6%	57,6%	73,0%		84,8%
Centro-Sul	91,8%	75,5%	76,9%	93,4%	87,7%
Norte-Nordeste	73,5%	67,8%			72,4%
Brasil	90,7%	75,1%	76,9%	93,4%	86,8%
Fator CBio (litros de etanol combustível comercializado/ CBio)					
Goiás	830	1.378	918		861
Centro-Sul	814	1.058	890	833	862
Norte-Nordeste	1.116	1.503			1.177
Brasil	831	1.077	890	833	878

Fonte: Elaboração própria, com base em dados da ANP (2026)

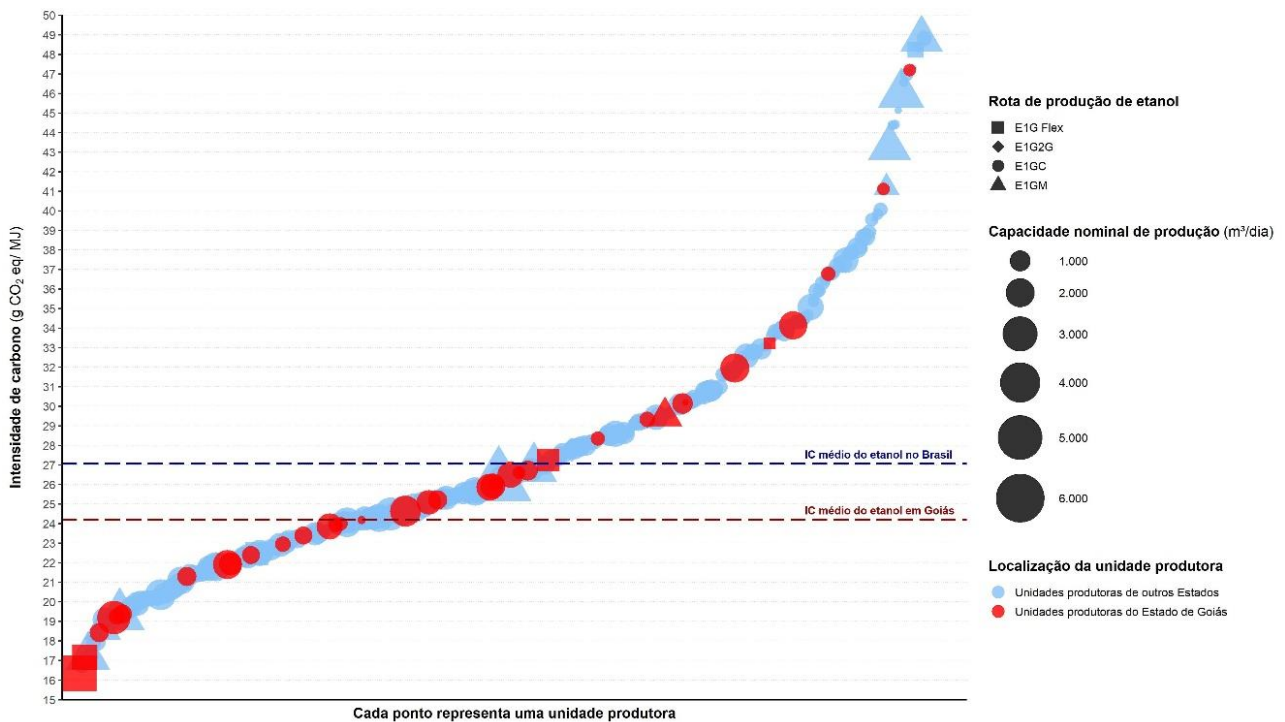
No que diz respeito à elegibilidade, os dados indicam que Goiás apresenta percentual agregado de 84,8%, ligeiramente inferior ao observado para o Centro-Sul (87,7%) e para o Brasil (86,8%). Essa diferença, no entanto, não decorre de um desempenho ambiental inferior, mas sim de uma heterogeneidade entre as rotas produtivas. Enquanto a produção baseada em cana-de-açúcar apresenta níveis elevados de elegibilidade, a rota de etanol de milho registra percentual significativamente menor (57,6%), constituindo o principal fator de redução da média estadual. Esse resultado pode ser interpretado à luz da expansão recente dessa rota no estado, com processos de gerenciamento da cadeia de custódia de grãos ainda em aperfeiçoamento para posterior adequação aos critérios do RenovaBio, como regularidade ambiental e rastreabilidade da matéria-prima. De

forma semelhante, as unidades flex também apresentam elegibilidade ligeiramente inferior à média nacional.

A análise do fator CBio, por sua vez, indicador que reflete tanto a intensidade de carbono como o nível de elegibilidade, reforça a leitura de que Goiás apresenta desempenho competitivo no contexto nacional. O valor médio estadual (861 litros/CBIO) é praticamente equivalente ao do Centro-Sul (862 litros/CBIO) e inferior ao da média brasileira (878 litros/CBIO), indicando maior eficiência na conversão da produção física em créditos de descarbonização. Esse resultado está diretamente associado à menor intensidade de carbono observada no estado, sobretudo nas rotas de cana e flex, que apresentam fatores CBIO próximos ou ligeiramente melhores que os referenciais nacionais. Em contraste, a rota de etanol de milho apresenta fator significativamente mais elevado, refletindo sua maior intensidade de carbono relativa e, conseqüentemente, menor eficiência na geração de CBIOs. Ainda assim, esse resultado deve ser interpretado considerando o estágio de maturidade dessa rota tecnológica, que tende a apresentar ganhos de eficiência à medida que se consolidam os investimentos e se aprimoram os processos produtivos.

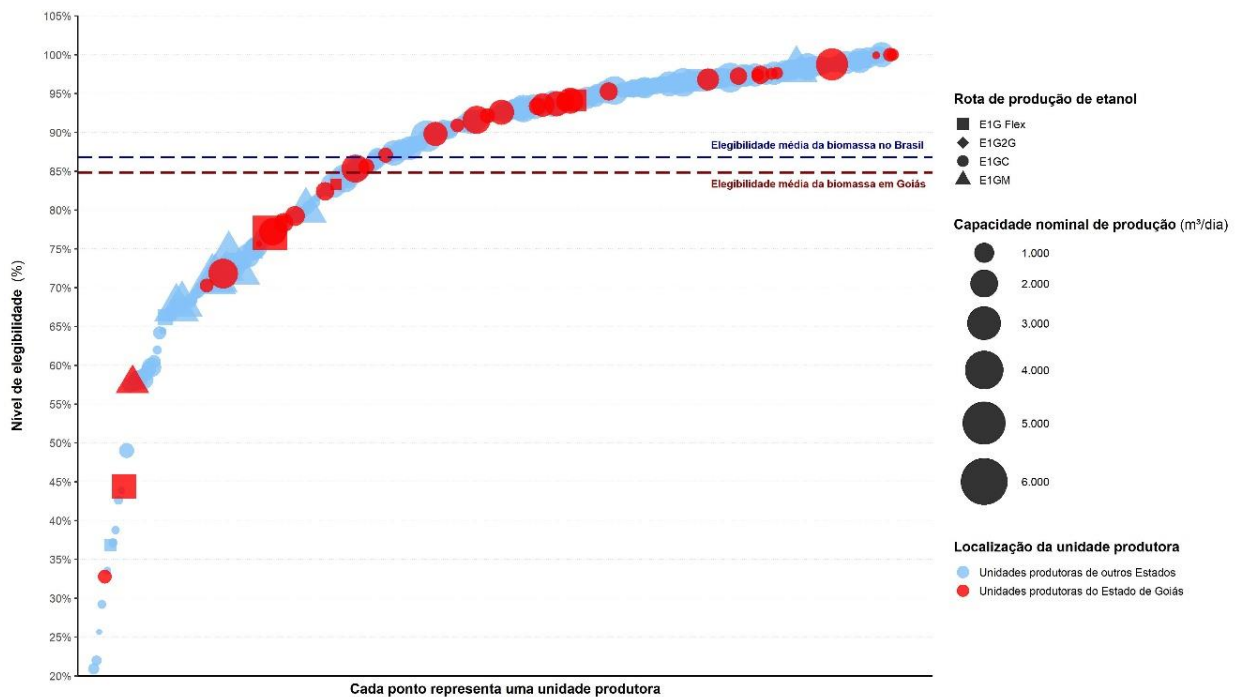
De forma integrada, os indicadores analisados revelam que o desempenho ambiental do setor sucroenergético goiano é sustentado por uma base produtiva eficiente, especialmente no segmento tradicional de cana-de-açúcar e nas unidades com maior nível de integração tecnológica. Ao mesmo tempo, a expansão recente do etanol de milho introduz elementos de heterogeneidade nos indicadores, refletindo um setor em transformação e em processo de convergência para padrões mais elevados de eficiência ambiental. Essa leitura é corroborada pela análise da distribuição das unidades produtoras goianas no universo nacional, a qual permite observar como esse desempenho agregado se manifesta no nível individual entre as usinas. Embora o estado represente uma fração do total de mais de 290 unidades produtoras de etanol certificadas no Brasil, verifica-se que as usinas localizadas em Goiás estão relativamente mais concentradas nas faixas de menor intensidade de carbono e de maior eficiência ambiental. Em outras palavras, a participação do estado no conjunto de unidades mais eficientes é proporcionalmente superior à sua participação no total de plantas industriais, evidenciando uma vantagem competitiva consistente em termos ambientais.

Figura 144 Distribuição em ordem crescente da intensidade de carbono do etanol entre todas as unidades produtoras certificadas no RenovaBio



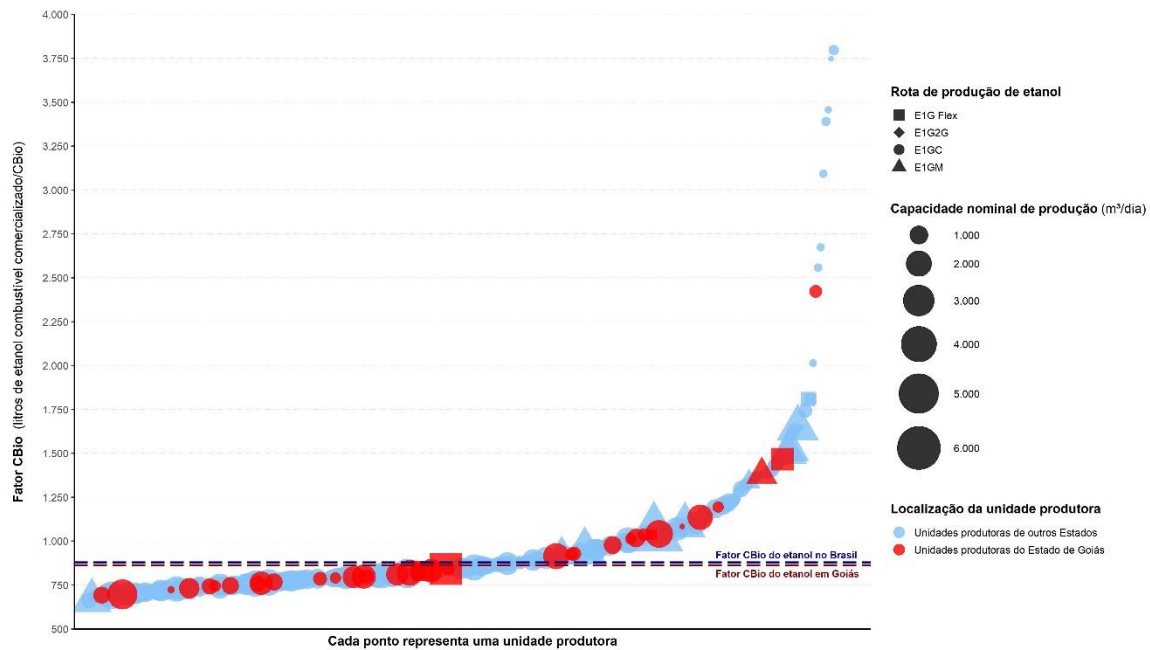
Fonte: Elaboração própria, com base em dados da ANP (2026)

Figura 145 Distribuição em ordem crescente do nível de elegibilidade da biomassa usada para produção de etanol entre todas as unidades produtoras certificadas no RenovaBio.



Fonte: Elaboração própria, com base em dados da ANP (2026)

Figura 146 Distribuição em ordem crescente do fator CBio entre todas as unidades produtoras certificadas no RenovaBio.



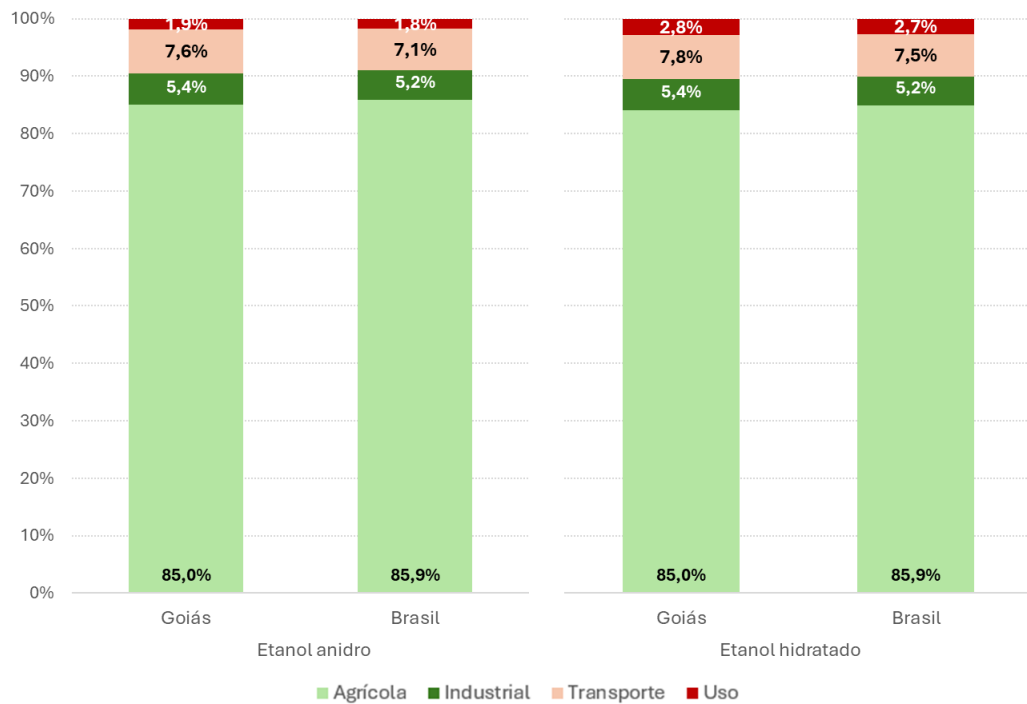
Fonte: Elaboração própria, com base em dados da ANP (2026)

Adicionalmente, essa distribuição evidencia menor dispersão dos indicadores no estado quando comparado ao cenário nacional, sugerindo maior homogeneidade tecnológica e operacional entre as unidades produtoras goianas. Tal característica é compatível com o perfil mais recente do parque industrial estadual e contribui para a consistência do desempenho ambiental médio observado, reforçando a robustez dos resultados agregados e a posição de Goiás como referência em eficiência energético-ambiental.

Por fim, após a análise detalhada dos indicadores de desempenho ambiental e da posição relativa das unidades produtoras goianas no contexto nacional, torna-se oportuno aprofundar a compreensão dos determinantes desses resultados. Nesse sentido, é particularmente relevante examinar a composição da intensidade de carbono, de modo a identificar como as diferentes etapas do processo produtivo e os principais insumos contribuem para a formação das emissões totais.

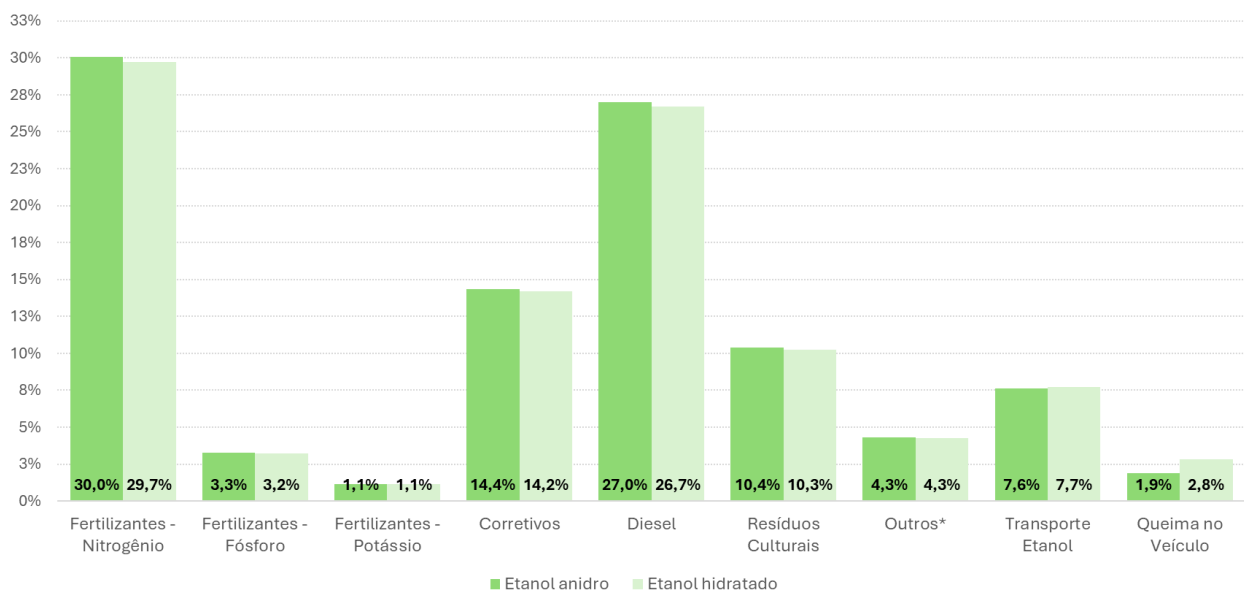
No âmbito do RenovaBio, essa decomposição é viabilizada pela utilização dos dados das usinas auditadas e certificadas no estado de Goiás – esses dados derivados da RenovaCalc trazem a intensidade de carbono desagregada para cada um de seus principais componentes ao longo do ciclo produtivo. A partir dessa estrutura, torna-se possível identificar, de forma objetiva, os insumos e etapas com maior contribuição para as emissões, evidenciando os principais pontos de intervenção para sua redução.

Figura 147 Perfil de composição da intensidade de carbono do etanol



Fonte: Elaboração própria, com base em dados da ANP (2026)

Figura 148 Decomposição da intensidade de carbono do etanol entre os insumos com maior impacto sobre o resultado apurado entre as unidades produtoras de Goiás



Fonte: Elaboração própria, com base em dados da ANP (2026)

De forma geral, observa-se que a fase agrícola responde pela maior parcela da intensidade de carbono do etanol, representando 85% da emissão final. Dentro dessa etapa, destacam-se especialmente as emissões de GEE associadas ao uso de fertilizantes, com ênfase nos nitrogenados, e no consumo de diesel nas operações mecanizadas e no transporte da biomassa até as unidades industriais. Em conjunto, apenas esses dois insumos respondem por quase 60% da emissão final do etanol. Além disso, embora em menor magnitude, insumos como corretivos de solo, manejo de resíduos culturais e atividades logísticas também contribuem com cerca de 30% da composição do nível de emissão final do biocombustível. Observa-se ainda que a participação relativa desses componentes apresenta pequenas variações entre o etanol anidro e hidratado, variando apenas pela diferença no teor de água entre os dois produtos, mas mantendo um padrão estrutural bastante semelhante.

No caso da etapa industrial, as emissões tendem a ser relativamente menores, sobretudo em função do uso intensivo de biomassa como fonte energética. Ainda assim, fatores como eficiência térmica dos processos, consumo de energia elétrica e uso de insumos auxiliares podem influenciar o desempenho final da unidade. A etapa de transporte, embora menos expressiva em termos absolutos, apresenta relevância superior à da própria fase industrial na composição da intensidade de carbono. Esse resultado decorre, sobretudo, da predominância do modal rodoviário no escoamento do etanol, responsável por mais de 90% do transporte no Brasil e caracterizado pelo elevado consumo de óleo diesel. Alternativas como os modais dutoviário e ferroviário, embora mais eficientes do ponto de vista energético, possuem alcance geográfico limitado, estando disponíveis apenas em determinadas regiões, o que restringe sua participação na matriz logística do setor.

Diante dessa decomposição, torna-se evidente que as estratégias mais eficazes de redução de emissões concentram-se na otimização do uso desses insumos críticos, seja por meio de ganhos de eficiência operacional, substituição por alternativas de menor intensidade de carbono ou adoção de tecnologias mais avançadas. Nesse sentido, o RenovaBio não apenas mensura o desempenho ambiental, mas também atua como um instrumento de orientação econômica e tecnológica, ao sinalizar de forma objetiva onde estão as maiores oportunidades de mitigação e ao contribuir para a viabilização dessas melhorias dentro da lógica de mercado dos créditos de descarbonização.

INFRAESTRUTURA DE ABASTECIMENTO:

Como evidenciado anteriormente, o etanol hidratado é consumido em praticamente todos os municípios do estado, o que reflete uma ampla e capilarizada infraestrutura de abastecimento. Conforme detalhado na tabela presente, Goiás conta com aproximadamente dois mil postos de combustíveis, totalizando 7.917 bombas dedicadas ao etanol e uma capacidade de tancagem de cerca de 145 milhões de litros nos pontos de revenda. Em termos relativos, isso representa

aproximadamente 3,6 bombas de etanol para cada mil habitantes. Adicionalmente, observa-se uma relação de 0,71 bomba de etanol para cada bomba de gasolina, indicando uma estrutura de abastecimento relativamente equilibrada entre os dois combustíveis, com relação próxima aquela observada nas regiões de maior consumo de etanol hidratado no País.

No que se refere à infraestrutura de distribuição, o estado dispõe de 12 bases dedicadas ao armazenamento e movimentação de etanol, localizadas nos municípios de Goiânia, Senador Canedo e Barro Alto, com capacidade estimada de aproximadamente 110 milhões de litros. Entretanto, assim como observado no restante do país, a maior parcela da capacidade de armazenamento encontra-se nas unidades produtoras. Em Goiás, essa capacidade atinge cerca de 2,9 bilhões de litros, volume compatível com a escala de produção estadual e fundamental para garantir a gestão eficiente da oferta ao longo da safra e da entressafra.

Em relação à estrutura de mercado, destaca-se a elevada participação de postos denominados “bandeira branca”, ou seja, sem vínculo exclusivo com uma distribuidora específica. Em 2025, esses revendedores foram responsáveis por aproximadamente 61% das vendas de etanol no estado, segundo dados da ANP (2026). Esse percentual é significativamente superior à média nacional, que no mesmo período foi de cerca de 47%, indicando uma estrutura de distribuição menos concentrada e potencialmente mais competitiva no mercado goiano.

Figura 149 Infraestrutura de revenda de etanol hidratado no Estado de Goiás

	Número de postos	Número de bombas de etanol	Tancagem (mil litros)
BANDEIRA BRANCA	1.282	5.022	131.357
IPIRANGA	171	815	3.875
VIBRA	163	698	3.552
RAIZEN	158	760	3.452
ALE	73	278	1.278
NEXTA	73	207	1.235
RIO BRANCO	6	11	80
MASUT DISTRIBUIDORA	5	34	150
LARCO	4	25	85
TEMAPE	4	12	55
WATT	4	11	50
CIAPETRO	3	10	65
RODOIL	3	16	60
ATEM' S	2	7	30
ACOL	1	1	15
ALCOOLBRAS	1	2	10
FEDERAL ENERGIA	1	4	15
TDC DISTRIBUIDORA	1	4	20
Total	1.955	7.917	145.384

Fonte: Elaboração própria, com base em dados da ANP (2026)

MAPEAMENTO DA ESTRUTURA DE BIODIESEL:

■ OFERTA DE BIODIESEL

A intensificação das políticas climáticas e dos compromissos de mitigação das emissões de gases de efeito estufa tem ampliado o papel dos biocombustíveis na substituição de derivados fósseis (Suhara et al., 2024). Nesse contexto, o biodiesel se destaca como uma solução de curto e médio prazo, devido à sua compatibilidade com motores do ciclo diesel e à possibilidade de utilização em misturas obrigatórias ou, em condições específicas, em sua forma pura (B100) (EPE, 2025b). Adicionalmente, sua produção está associada a cadeias agroindustriais consolidadas, o que favorece sua inserção em estratégias de segurança energética e desenvolvimento rural em diversos países (Jeswani; Chilvers; Azapagic, 2020; Suhara et al., 2024; Chowdhury et al., 2025).

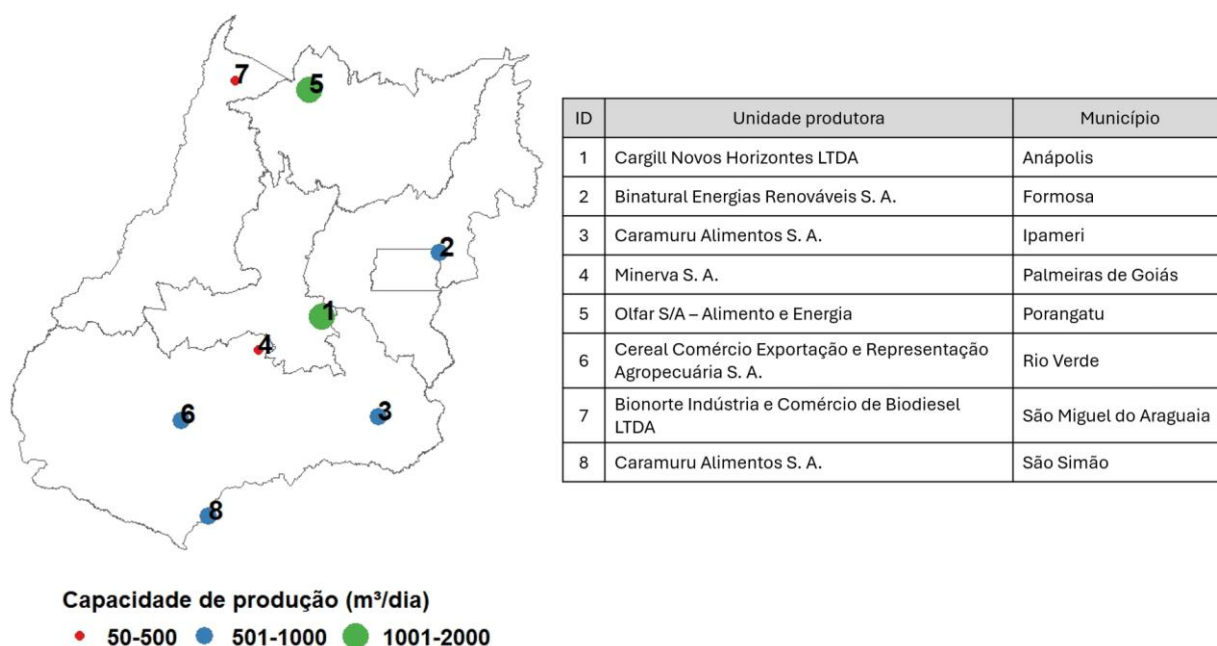
No Brasil, o biodiesel integra a matriz energética apoiado por um arcabouço regulatório bem estabelecido e por instrumentos de política pública que incentivam tanto a produção quanto o consumo. A elevação gradual dos mandatos obrigatórios de mistura ao diesel fóssil reflete não apenas objetivos ambientais, mas também a busca por maior segurança de suprimento e redução da exposição a choques externos de preços (BRASIL, 2026). A cadeia produtiva nacional apresenta elevado grau de maturidade, com predominância de rotas tecnológicas baseadas em óleos vegetais, sobretudo a soja, e crescente diversificação de matérias-primas, incluindo gorduras animais e resíduos. Esse arranjo contribui para ganhos de eficiência produtiva e para o fortalecimento de encadeamentos intersetoriais entre agricultura, indústria e energia (Milanez et al., 2022; EPE, 2025).

Na escala regional, o Centro-Oeste consolidou-se como eixo dinâmico da produção de biodiesel, em função da elevada participação na produção nacional de grãos e da proximidade entre oferta de insumos e capacidade industrial instalada (Cardoso; Shikida; Finco, 2017; Heck; Carrara, 2023; Secretaria de Comunicação Social, 2024; EPE, 2025). A região também apresenta condições favoráveis à expansão da oferta, com disponibilidade de áreas agrícolas, ganhos contínuos de produtividade e crescente incorporação de tecnologias no campo e na indústria.

Especificamente no estado de Goiás, destacam-se fatores que reforçam sua relevância na produção de biodiesel, como a elevada produção de soja, infraestrutura agroindustrial consolidada e localização geográfica que favorece a distribuição para diferentes mercados consumidores (Silva et al., 2022; Colvero et al., 2025). A presença de unidades industriais de processamento e a integração com cadeias pecuárias, que fornecem matérias-primas complementares, como sebo bovino, ampliam a base produtiva e permite aumentar a resiliência do setor.

De acordo com dados da ANP (2025), o parque industrial de biodiesel no Brasil é composto por 58 plantas. A Região Centro-Oeste concentra 27 dessas unidades, sendo 8 delas localizadas em Goiás.

Figura 150 Unidades produtoras em Goiás e capacidade nominal de produção de biodiesel em 2025



Fonte: Elaboração própria, com base em dados da ANP (2026)

▣ CAPACIDADE PRODUTIVA DE BIODIESEL

Em 2026, a capacidade nominal de produção de biodiesel em Goiás atingiu 6.445 m³/dia, enquanto a produção efetiva no período foi de aproximadamente 90,6 mil m³. A Tabela 16 apresenta a evolução da capacidade de produção de biodiesel, comparando os anos de 2019 e 2026, bem como a capacidade adicional prevista a partir de ampliações e novas unidades até dezembro de 2026, com detalhamento regional e destaque para o Estado. A expansão da capacidade instalada de produção de biodiesel está diretamente relacionada à necessidade de atender à demanda atual e futura do mercado. Esse crescimento da demanda é impulsionado, principalmente, pela ampliação gradual da mistura obrigatória de biodiesel ao diesel fóssil, o que requer aumento da oferta produtiva para acompanhar a evolução do consumo, garantir a segurança de abastecimento e assegurar a estabilidade operacional do setor (EPE, 2025).

Goiás tem apresentado crescimento expressivo na capacidade instalada de produção de biodiesel, em ritmo superior ao observado na maior parte das regiões brasileiras. Entre 2019 e 2026, a capacidade do estado aumenta 84%, acima da média nacional (63%) e de regiões relevantes como Sul, Centro-Oeste (exceto Goiás) e Nordeste. Esse desempenho reforça o protagonismo do Centro-Oeste e, em particular, de Goiás, na expansão do setor, em função da elevada disponibilidade de matéria-prima, da integração com a cadeia da soja e da existência de infraestrutura agroindustrial consolidada.

Figura 151 Capacidade nominal e capacidade prevista de produção de biodiesel por região e em Goiás, em 2019 e 2026

	Capacidade de produção de biodiesel (m³/dia)			Capacidade prevista após conclusão das ampliações e construções previstas até dez/26 (m³/dia)
	2019	2026	Variação	
Capacidade nominal	26.169	42.584	63%	47.206
Goiás	3.500	6.445	84%	6.795
Centro-Oeste (sem Goiás)	7.593	11.963	58%	12.448
Norte	971	2.640	172%	2.940
Nordeste	2.247	3.396	51%	3.396
Sul	9.456	15.266	61%	18.266
Sudeste	2.402	2.874	20%	3.361

Fonte: Elaboração própria, com base em dados da ANP (2026)

Os investimentos previstos em plantas de biodiesel em Goiás refletem a atratividade do estado para a expansão da cadeia produtiva. As informações públicas indicam que os aportes se concentram principalmente em projetos de ampliação de unidades já existentes, com foco em ganhos de escala, modernização tecnológica e aumento de eficiência operacional. Entre os investimentos em curso no Estado, destacam-se:

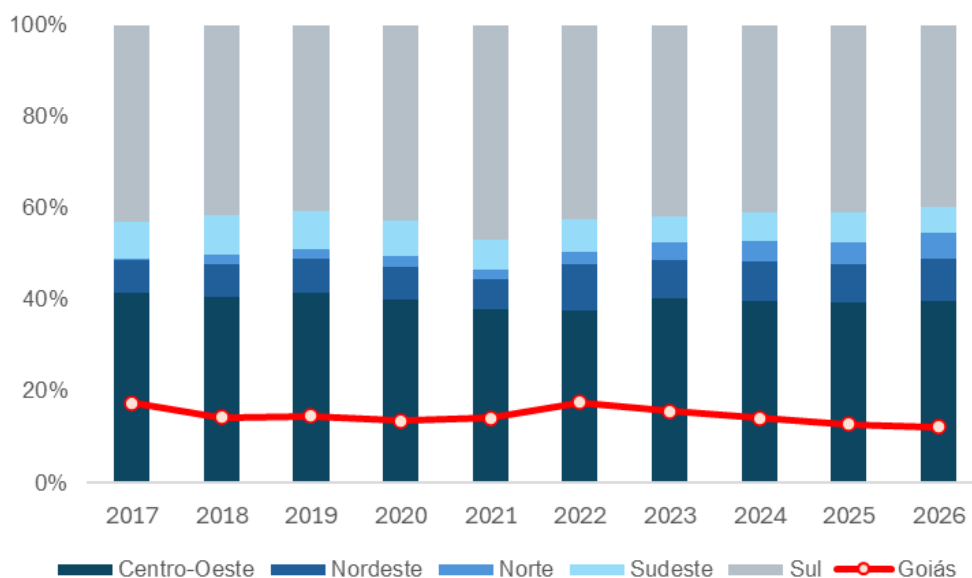
- ▣ **Cooperativa Comigo^{vi}**: Investimento de cerca de R\$ 1,5 bilhão em nova planta de esmagamento de soja em Goiás, no município de Rio Verde, que servirá como base para futura produção de biodiesel.
- ▣ **Grupo Cereal^{vii}**: Para 2026, projeta-se a aplicação de R\$ 100 milhões, com foco na expansão da capacidade de armazenamento em, no mínimo, 50 mil toneladas, além do

início dos investimentos voltados à expansão da produção de biodiesel. Esses aportes indicam uma estratégia de fortalecimento da infraestrutura logística, seguida pela agregação de valor à cadeia produtiva.

O gráfico apresenta a distribuição regional da produção de biodiesel no Brasil, com destaque para a participação do estado de Goiás. Observa-se elevada concentração espacial nas regiões Centro-Oeste e Sul (especialmente nos estados de Mato Grosso, Rio Grande do Sul e Goiás), que, de forma consistente ao longo do período 2017–2026, respondem conjuntamente por aproximadamente 80% da produção nacional. Os dados de 2026, ainda parciais (janeiro e fevereiro), confirmam a manutenção desse padrão.

Essa concentração está diretamente associada à localização da indústria de óleos vegetais, cuja distribuição geográfica coincide com as principais áreas produtoras de soja no país. Nesse contexto, segundo dados da Associação Brasileira das Indústrias de Óleos Vegetais (ABIOVE), a Região Centro-Oeste concentra cerca de 44% da capacidade instalada de esmagamento de oleaginosas, enquanto a Região Sul responde por aproximadamente 34%.

Figura 152 Distribuição regional da produção de biodiesel no Brasil, 2017–2026

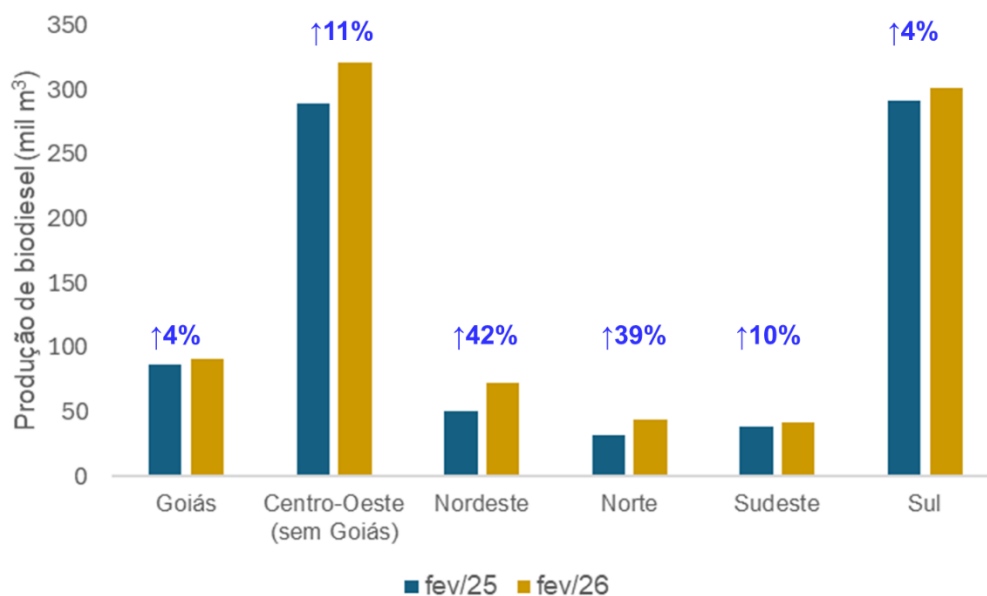


Fonte: Elaboração própria, com base em dados da ANP (2026)⁴

⁴Os dados do ano de 2026 referem-se à produção de janeiro e fevereiro.

O gráfico apresenta a produção de biodiesel (em mil m³) por região brasileira e em Goiás, comparando, especificamente, os valores observados em fevereiro de 2025 e fevereiro de 2026 (fev/26), bem como os respectivos crescimentos no período. Os dados da ANP indicam um cenário de crescimento da produção de biodiesel em todas as regiões do país.

Figura 153 Produção de biodiesel (m³/dia) por região e variação percentual em fevereiro de 2025 e fevereiro de 2026



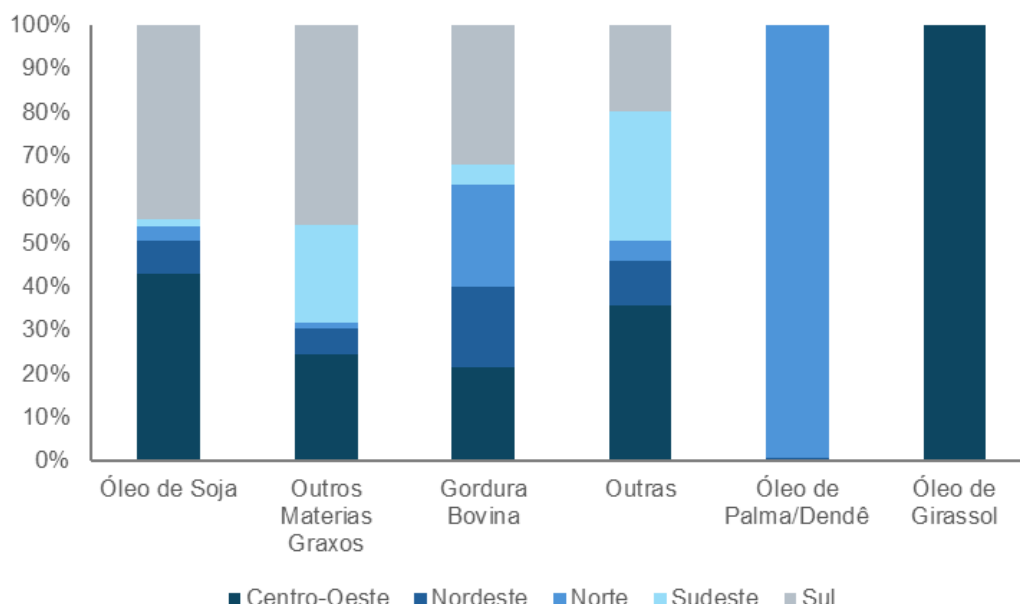
Fonte: Elaboração própria, com base em dados da ANP (2026)

No que se refere à composição de matérias-primas utilizadas na produção de biodiesel por região, observa-se o predomínio do óleo de soja em praticamente todo o território nacional, refletindo as vantagens competitivas dessa oleaginosa em termos de escala produtiva, logística consolidada e elevada integração com a agroindústria. Contudo, a concentração da produção com base em óleo de soja pode implicar riscos em que se incluem a volatilidade dos preços internacionais da *commodity*, a competição com os mercados alimentício e de rações, e a vulnerabilidade a choques de oferta decorrentes de quebras de safra.

Nesse contexto, a diversificação da base de insumos emerge como uma estratégia importante sob a ótica técnica e econômica. Entre as alternativas disponíveis, a gordura bovina destaca-se como uma das opções de maior viabilidade no curto prazo, dada sua ampla disponibilidade, menor custo relativo e independência em relação à dinâmica agrícola. Segundo a Associação Brasileira de Reciclagem Animal (ABRA, 2024), a produção de gordura animal no Brasil atingiu 1,4 milhão de toneladas em 2024, das quais 786.208 toneladas (37,8%) foram destinadas à

produção de biodiesel. O estado de Goiás possui o terceiro maior rebanho bovino do país⁵ e elevada capacidade de abate, configurando-se como uma base estratégica para a expansão do uso de gordura bovina na produção regional do biocombustível.

Figura 154 Participação das matérias-primas na produção de biodiesel por região em 2025 (%)



Fonte: Elaboração própria, com base em dados da ANP (2026)⁶

A tabela exposta apresenta o volume (m³) e a participação (%) das matérias-primas utilizadas na produção de biodiesel em Goiás e nos demais estados da Região Centro-Oeste no ano de 2025 (ANP, 2026). Embora o óleo de soja mantenha posição dominante na matriz de matérias-primas tanto em Goiás (72,0%) quanto no restante do Centro-Oeste (87,0%), as fontes alternativas também respondem por parcela significativa da produção estadual, com destaque para outros materiais graxos (15,0%), gordura bovina (7,2%) e outras fontes (5,6%). A comparação entre os dois recortes revela, ainda, que Goiás apresenta estrutura relativamente mais diversificada do que os demais estados da região Centro-Oeste.

O óleo de girassol merece atenção especial como vetor estratégico de diversificação, embora sua participação atual na produção de biodiesel em Goiás seja ainda incipiente (0,2%). Goiás consolida-se como o maior produtor nacional de girassol e, para a safra 2024/25, deve

⁵ 23,2 milhões de cabeças, segundo dados da Pesquisa da Pecuária Municipal (PPM) do IBGE.

⁶ Outras fontes são: gordura de frango, gordura de porco, óleo de algodão, óleo de colza/canola, óleo de fritura usado e óleo de milho.

responder por 71,6% da produção brasileira da oleaginosa, com expectativa de recorde em área cultivada (47,3 mil hectares) e em volume produzido (71,0 mil toneladas), segundo dados da SEAPA (2026a). A produção nacional destina-se majoritariamente à indústria alimentícia, mas o uso do girassol se estende ao setor farmacêutico, cosmético e, com crescente relevância, à produção de biodiesel. A baixa participação atual desse insumo na matriz de produção, em contraste com a relevância produtiva estadual, evidencia uma lacuna de integração agroindustrial que pode ser explorada por meio de políticas de incentivo e investimentos em processamento, ampliando a diversificação e a sustentabilidade da produção regional de biodiesel.

Figura 155 Volume e participação das matérias-primas utilizadas na produção de biodiesel no Centro-Oeste e em Goiás em 2025

Matéria-Prima	Goiás		Centro-Oeste (excluindo Goiás)	
	Volume (m³)	Participação (%)	Volume (m³)	Participação (%)
Óleo de soja	813.637	72,0	2.065.832	87
Outros materiais graxos	169.002	15,0	138.922	6
Gordura bovina	81.415	7,2	46.543	2
Outras	63.492	5,6	114.529	5
Óleo de girassol	2.195	0,2	-	-
Total	1.129.741	-	2.365.826	-

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP (2026)

Com relação à mão de obra empregada na produção de biodiesel, dados da Relação Anual de Informações Sociais (RAIS) mostram que, em 2024, o Brasil registrou 6.750 vínculos formais na atividade, dos quais apenas 395 estavam localizados em Goiás, posicionando o estado na sétima colocação nacional (RAIS, 2026)⁷. O baixo nível de emprego direto pode ser explicado pelo grau elevado de automação e à intensidade de capital característica das plantas de biodiesel. Adicionalmente, destaca-se que parcela significativa dos efeitos sobre o emprego ocorre de forma indireta ao longo da cadeia produtiva, especialmente nos segmentos agrícolas (produção de

⁷ Os dados apresentados referem-se exclusivamente ao emprego formal com vínculo ativo na atividade de fabricação de biodiesel (CNAE 1932-2/00). Nesse sentido, é importante destacar como limitação metodológica que essas informações não capturam a totalidade da força de trabalho envolvida na cadeia produtiva, uma vez que excluem trabalhadores temporários, informais ou sem vínculo empregatício formal, os quais podem ter participação relevante, especialmente em atividades sazonais ou terceirizadas.

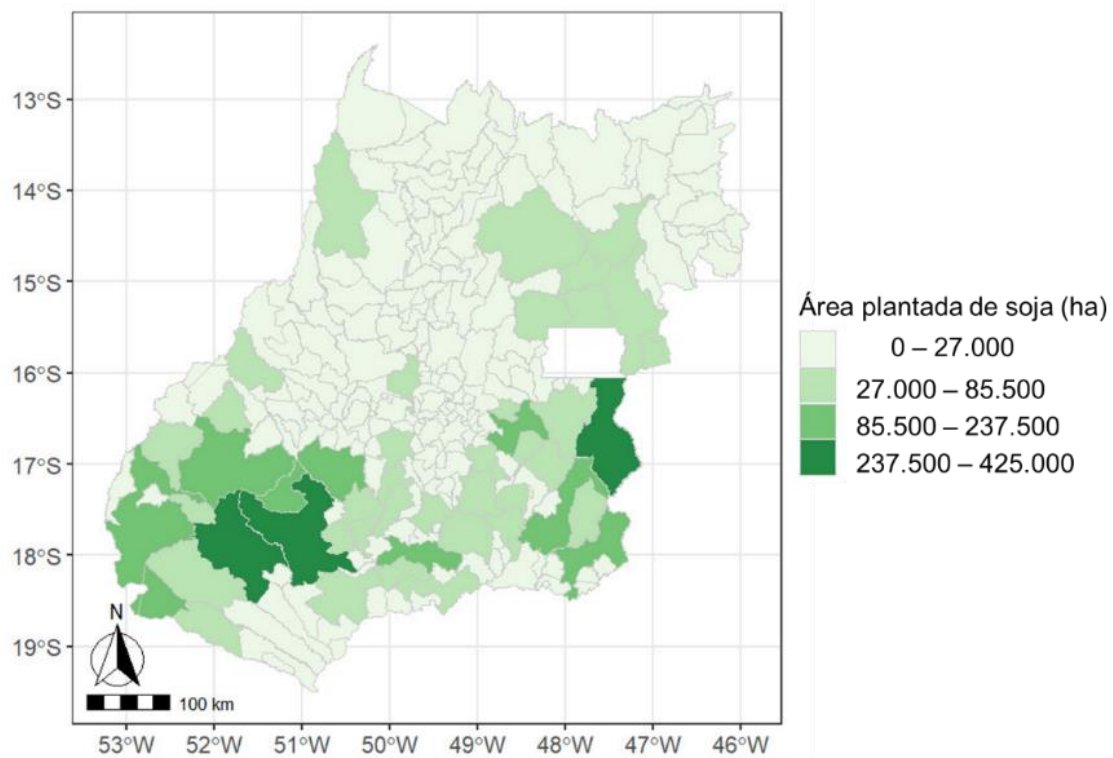
oleaginosas) e na indústria de insumos, o que não é integralmente capturado pelas estatísticas da RAIS⁸.

▣ **ÁREA DE CULTIVO E ÁREA DE COLHEITA POR TIPO DE MATÉRIA-PRIMA**

- ▣ **Soja:** as figuras apresentam a distribuição espacial das áreas plantadas e colhidas de soja em Goiás em 2024, segundo dados da Pesquisa Agrícola Municipal (PAM, 2026), evidenciando a concentração da atividade nas regiões Sul e Noroeste do estado. A diferença entre a área semeada e a efetivamente colhida é inferior a 1%, o que indica elevado nível de eficiência produtiva e baixas perdas ao longo do ciclo agrícola. Essa reduzida discrepância também sinaliza o alto grau de consolidação da cadeia produtiva da soja em Goiás, aspecto que pode ser corroborado pela análise integrada da figura e da tabela expostas. É apresentada a distribuição espacial da produtividade média municipal, destacando a predominância de maiores rendimentos nas mesorregiões Leste e Sul do estado. Por sua vez, elaborada com base em dados da PAM (2026), a tabela insere Goiás no contexto nacional da produção de soja. Em 2024, a produtividade média registrada foi de 3.436 kg/ha, valor 11,8% inferior ao observado no estado da Bahia, que apresenta o maior rendimento médio entre as unidades da federação. A soja ocupa posição central no sistema produtivo goiano, frequentemente integrada a esquemas de rotação e sucessão de culturas, especialmente com milho segunda safra, o que contribui para a intensificação do uso da terra e ganhos de produtividade (Magalhães et al., 2020; Karam et al., 2023). Esse modelo aumenta a eficiência econômica das propriedades e otimiza os recursos produtivos, sendo amplamente adotado nas principais regiões do estado. Em muitos casos, há também a integração lavoura-pecuária, reforçando a sustentabilidade e o manejo adequado do solo.

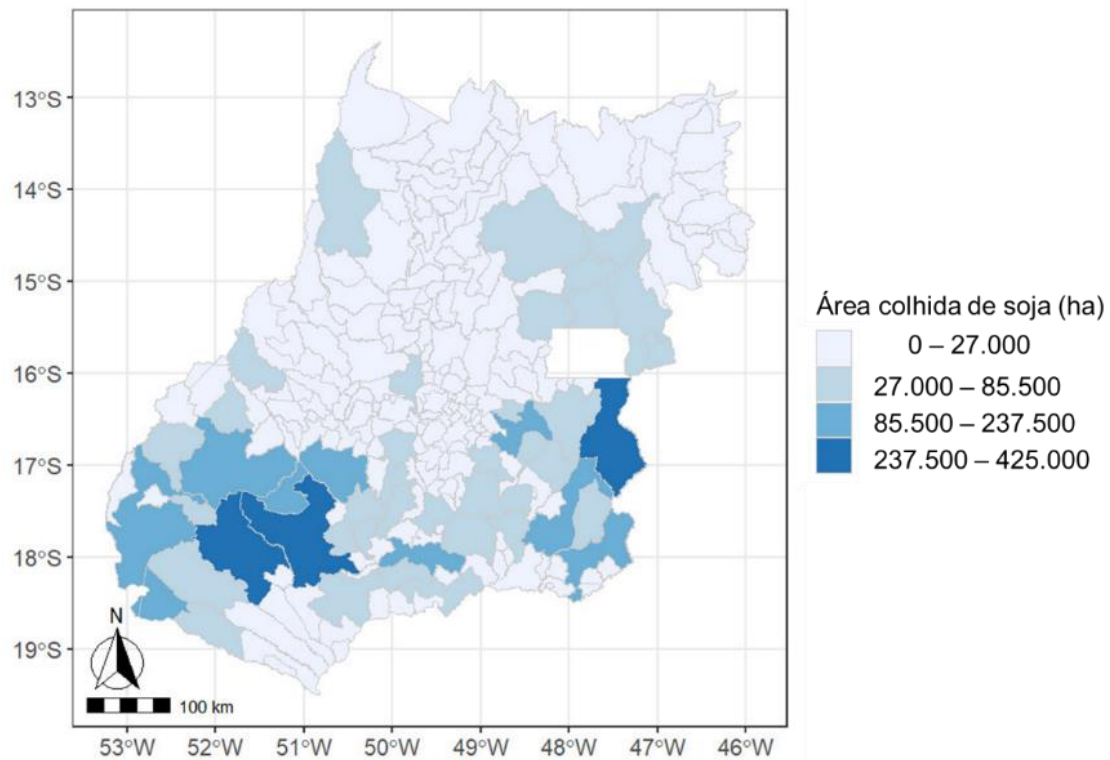
⁸ RAIS é a Relação Anual de Informações Sociais, uma base de dados administrativa do governo federal brasileiro criada para reunir informações sobre o mercado formal de trabalho no país. Atualmente é vinculada ao Ministério do Trabalho e Emprego e reúne informações como número de empregados, admissões e desligamentos, ocupações, *etc.*

Figura 156 Área plantada de soja em Goiás em 2024



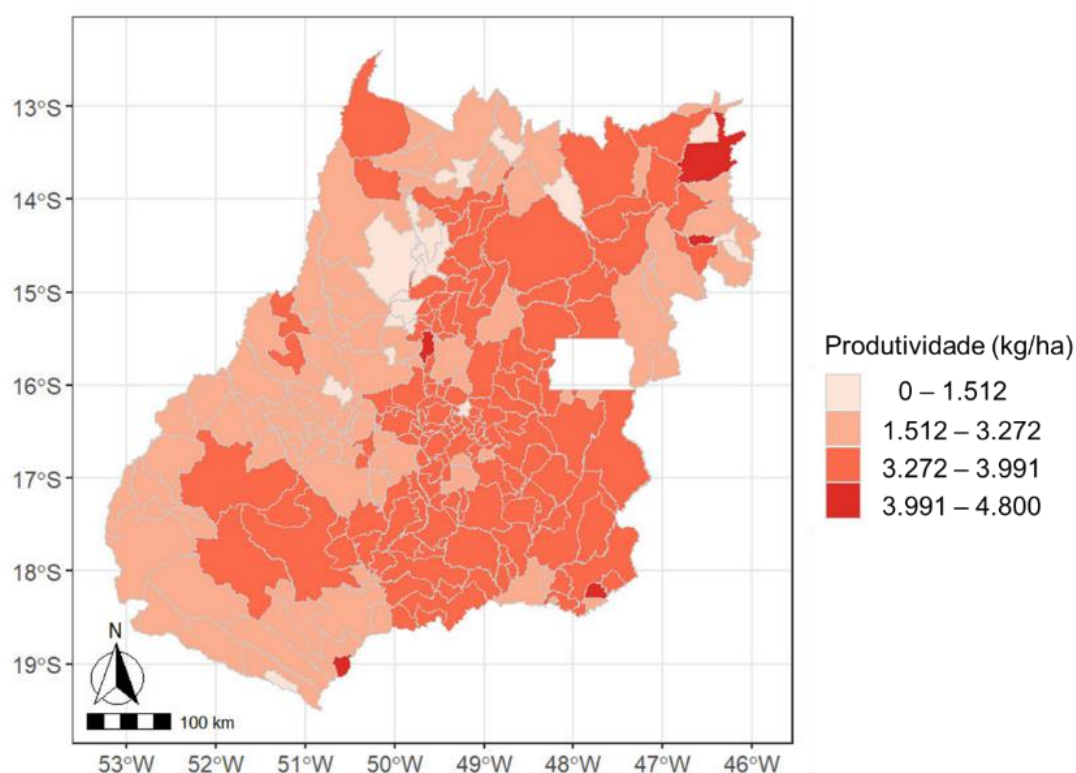
Fonte: Elaboração própria com base em dados da Pesquisa Agrícola Municipal - PAM (2026)

Figura 157 Área colhida de soja em Goiás em 2024



Fonte: Elaboração própria com base em dados da Pesquisa Agrícola Municipal - PAM (2026)

Figura 158 Produtividade da produção de soja em Goiás em 2024



Fonte: Elaboração própria com base em dados da Pesquisa Agrícola Municipal - PAM (PAM, 2026)

Figura 159 Produtividade média da produção de soja por unidade da federação em 2024

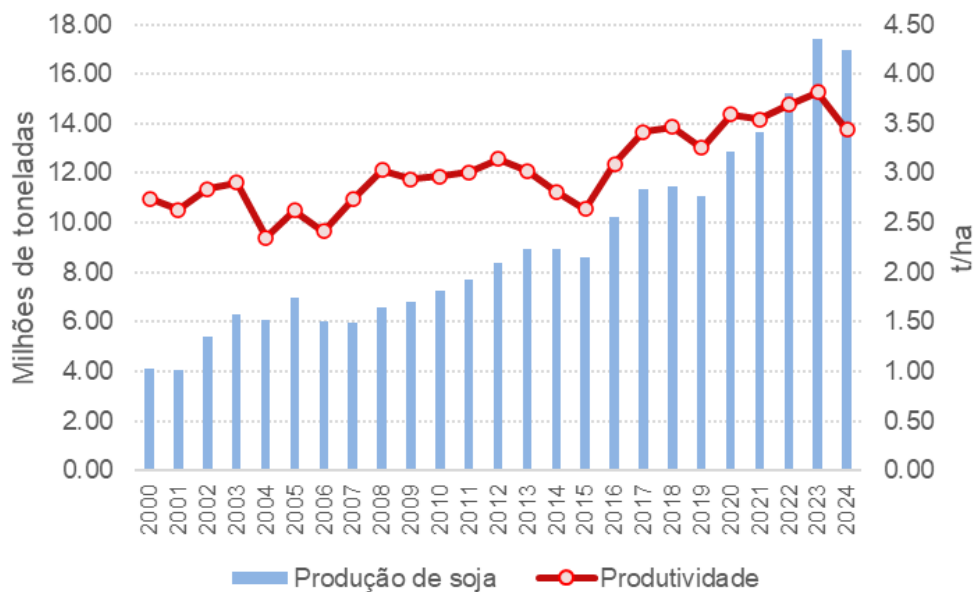
Unidade da Federação	Região	Produtividade média (kg/ha)	Variação em relação a Goiás (%)
Bahia	Nordeste	3.894	↑11,8
Roraima	Norte	3.555	↑3,3
Piauí	Nordeste	3.528	↑2,6
Rondônia	Norte	3.504	↑1,9
Alagoas	Nordeste	3.493	↑1,6
Acre	Norte	3.450	↑0,4
Goiás	Centro-Oeste	3.436	Referência
Distrito Federal	Centro-Oeste	3.420	↓0,5
Minas Gerais	Sudeste	3.405	↓0,9
Santa Catarina	Sul	3.370	↓2,0
Ceará	Nordeste	3.334	↓3,1

Paraná	Sul	3.240	↓6,0
Pará	Norte	3.147	↓9,2
Maranhão	Nordeste	3.126	↓9,9
Mato Grosso	Centro-Oeste	3.109	↓10,5
Rio de Janeiro	Sudeste	3.060	↓12,3
Tocantins	Norte	3.053	↓12,5
Espírito Santo	Sudeste	2.994	↓14,8
Amazonas	Norte	2.806	↓22,5
Rio Grande do Sul	Sul	2.806	↓22,5
Mato Grosso do Sul	Centro-Oeste	2.799	↓22,8
Amapá	Norte	2.707	↓26,9
São Paulo	Sudeste	2.675	↓28,4
Rio Grande do Norte	Nordeste	2.400	↓43,2

Fonte: Elaboração própria com base em dados da Pesquisa Agrícola Municipal - PAM (2026)

A produção de soja no Estado apresenta uma trajetória de expansão consistente, associada ao processo de ocupação agrícola do Cerrado brasileiro. Esse avanço foi viabilizado por inovações tecnológicas fundamentais, como a correção dos solos, o uso de fertilização adequada e o desenvolvimento de cultivares adaptadas às condições tropicais (Santana; Amaral; Cruz, 2021; Melo, 2023; Yadav; Farooq; Fujimori, 2023). Especialmente a partir dos anos 2000, a cultura consolidou-se como um dos principais vetores do crescimento agrícola estadual, impulsionada pela demanda internacional por *commodities* e pela crescente inserção do Brasil no mercado global (Locks et al., 2023).

Figura 160 Histórico da produção e produtividade da soja em Goiás no período de 2000 a 2024

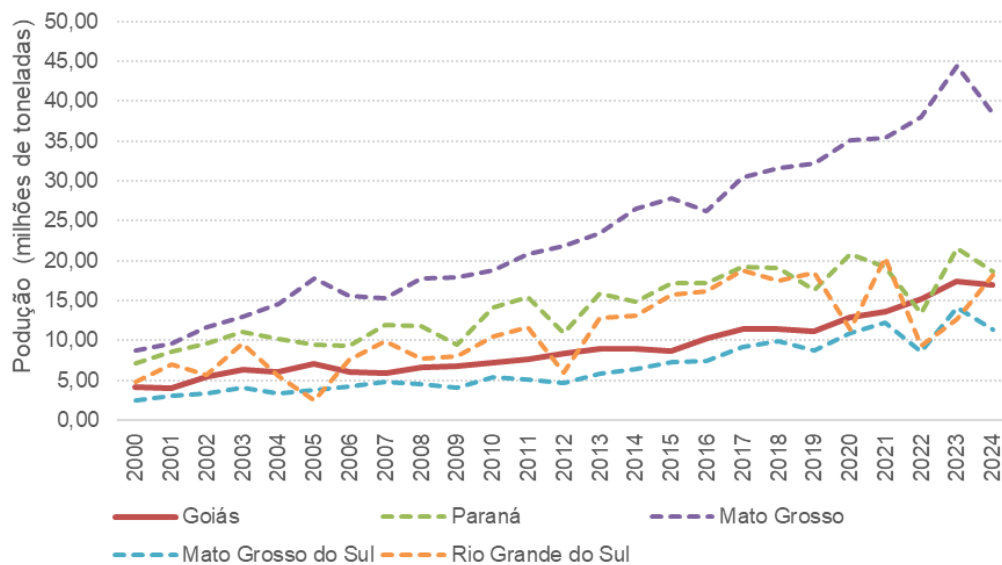


Fonte: Elaboração própria com base em dados da Pesquisa Agrícola Municipal - PAM (PAM, 2026)

A estrutura produtiva da soja em Goiás é marcada por elevado grau de tecnificação, especialmente em médias e grandes propriedades, com ampla adoção de plantio direto, mecanização intensiva e uso de sementes geneticamente melhoradas (Silva, 2021). A incorporação de tecnologias de agricultura de precisão tem avançado na região, embora de forma heterogênea, sendo condicionada por fatores como experiência dos produtores, acesso à informação, práticas de manejo e inserção em redes cooperativas (Pinto, 2017).

A figura apresenta a evolução da produção de soja, em milhões de toneladas, nos principais estados produtores do Brasil ao longo do período de 2000 a 2024, com base em dados da Pesquisa Agrícola Municipal (PAM, 2026). Em 2024, Goiás, Paraná, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul e Rio Grande do Sul responderam conjuntamente por aproximadamente 72% da produção brasileira de soja (103,61 milhões de toneladas), com Goiás participando com cerca de 12% (16,97 milhões de toneladas). Com exceção de Mato Grosso, cuja trajetória apresenta crescimento mais acentuado, os demais estados exibem tendência relativamente semelhante de evolução da produção ao longo do tempo, caracterizada por crescimento gradual e flutuações associadas, principalmente, a fatores climáticos. Essa dinâmica decorre da combinação entre expansão da fronteira agrícola, adoção tecnológica e integração aos mercados internacionais, fatores que contribuem para a concentração espacial da produção e para a persistência desses estados como principais polos produtores de soja no Brasil.

Figura 161 Evolução da produção de soja nos principais estados produtores, considerando o período de 2000 a 2024



Fonte: Elaboração própria com base em dados da Pesquisa Agrícola Municipal - PAM (2026)

O protagonismo na produção de grãos constitui a base para o desenvolvimento dos elos subsequentes da cadeia produtiva, em especial o processamento industrial da soja e a produção de biodiesel a partir de seu óleo. Em 2024, o consumo de óleo de soja destinado à produção de biodiesel no Brasil atingiu aproximadamente 6,6 milhões de toneladas, representando um aumento de 37,5% em relação ao ano de 2023 (EPE, 2025). Esse crescimento expressivo reforça a importância do complexo soja como principal fornecedor de matéria-prima para o setor de biocombustíveis, permitindo inferir, de forma indireta, o papel estratégico de estados produtores como Goiás nesse processo.

Nesse contexto, o aumento da demanda por óleo de soja tem se refletido diretamente na dinâmica da agroindústria do biodiesel. Dados do Centro de Estudos Avançados em Economia Aplicada indicam que, no segmento de agroindústria, o número de pessoas ocupadas na produção de biodiesel passou de 16.554 no segundo semestre de 2023 para 16.944 no segundo semestre de 2024, representando crescimento de 2,36% (CEPEA; ABIOVE, 2024). Esse avanço ocorre em um contexto mais amplo de fortalecimento do processamento industrial da soja, no qual o segmento de biodiesel se destaca pelo aumento do nível de atividade e geração de empregos, contribuindo para mitigar os efeitos negativos observados em outros elos da cadeia.

Entretanto, paralelamente aos impactos positivos associados à expansão do biodiesel, a literatura também destaca a necessidade de considerar seus potenciais efeitos sobre o uso da terra e a segurança alimentar. Em cenários de aumento expressivo da demanda por biodiesel, podem surgir preocupações relacionadas à competição por terras agrícolas, à elevação dos preços dos

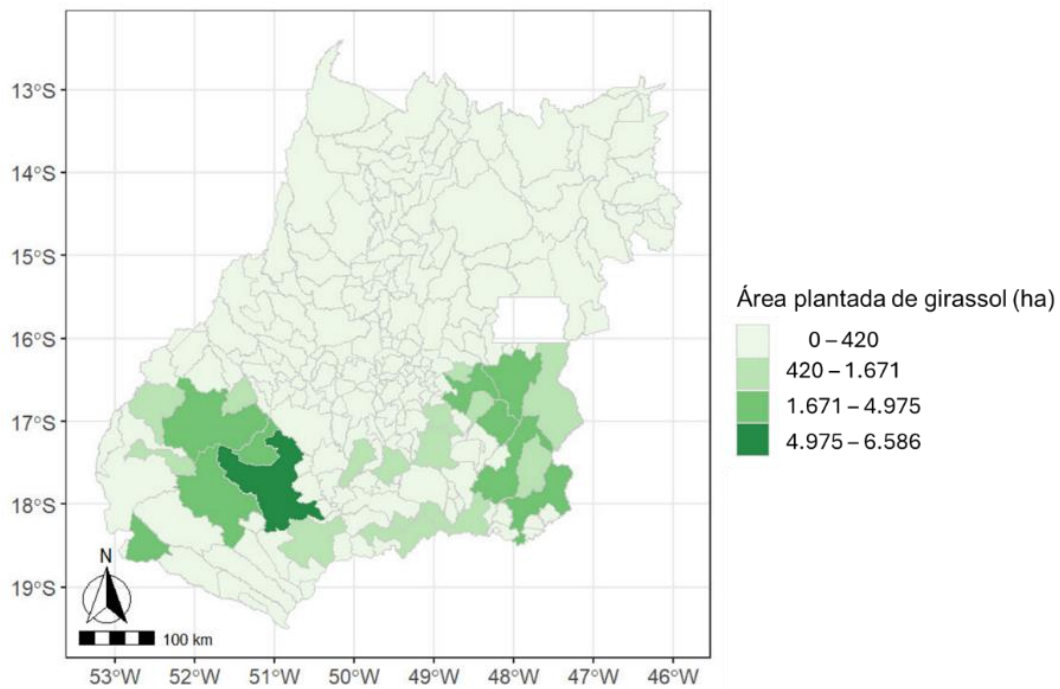
alimentos e à expansão da monocultura (IEA BIOENERGY, 2023). No entanto, o contexto brasileiro apresenta características específicas que relativizam essa tensão. Apenas cerca de 16% da soja cultivada no País é destinada à produção de biodiesel, enquanto a maior parte é exportada como grão, conforme dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2021).

Tsai et al. (2025) destacam que a relação entre a produção de alimentos e a expansão da produção de biodiesel não deve ser interpretada de forma simplificada, uma vez que a soja possui múltiplos usos econômicos simultâneos. Segundo os autores, a alimentação animal constitui uma das principais razões econômicas para o cultivo da soja, já que o esmagamento do grão gera predominantemente farelo destinado à ração animal, enquanto o óleo utilizado na produção de biodiesel representa um coproduto de uma cadeia produtiva já amplamente consolidada nos mercados alimentício e de exportação.

Além disso, é importante considerar que, atualmente, as terras destinadas ao cultivo da soja atendem simultaneamente à produção de alimentos e de bioenergia. Nesse contexto, a expansão do biodiesel não implica necessariamente a substituição direta da produção alimentar, especialmente quando ocorre de forma sustentável, com aproveitamento de áreas degradadas, diversificação de matérias-primas e ganhos de produtividade agrícola (Tsai et al., 2025). Dessa forma, embora o debate sobre segurança alimentar e biocombustíveis permaneça relevante, sobretudo diante de possíveis expansões futuras da demanda energética, o cenário brasileiro indica que a produção de biodiesel ainda ocupa uma parcela relativamente pequena da produção total de soja do País.

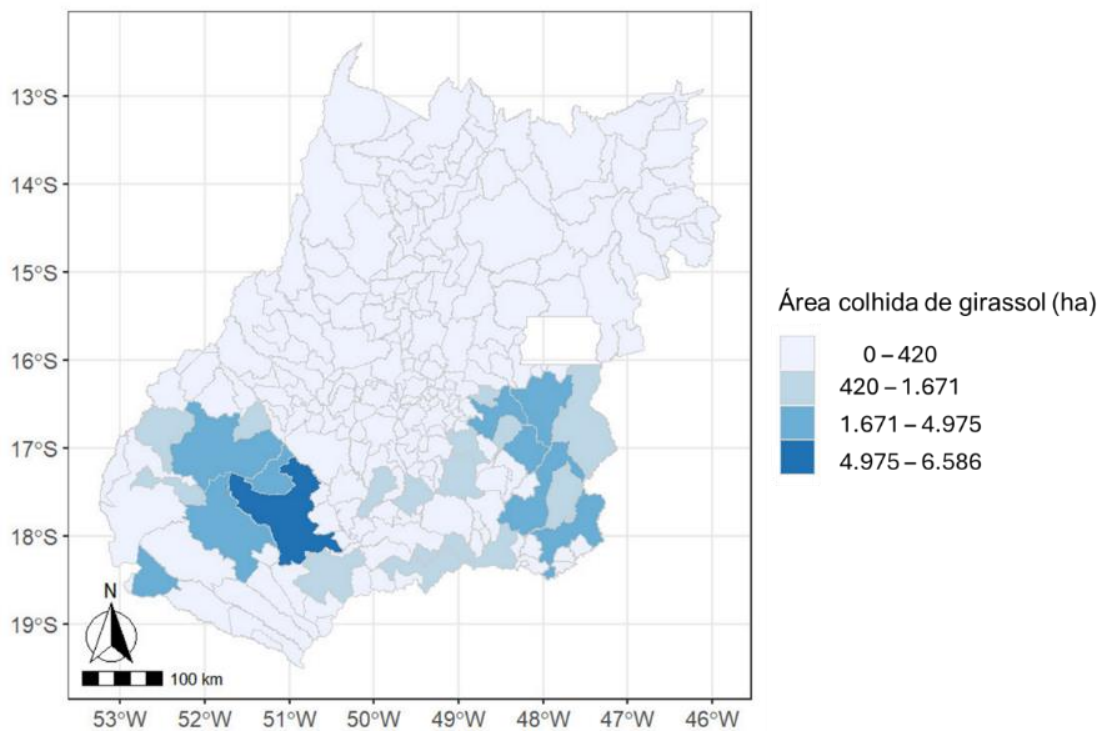
- **Girassol:** A produção de girassol em Goiás tem se consolidado como componente estratégico dos sistemas agrícolas, especialmente no contexto da segunda safra. A cultura é majoritariamente implantada após a colheita da soja, aproveitando a janela climática e contribuindo para a intensificação do uso da terra. Esse arranjo produtivo está alinhado aos sistemas de sucessão predominantes no estado, permitindo diversificação produtiva e diluição de riscos agrônômicos, além de favorecer o manejo fitossanitário, como no controle de plantas voluntárias e pragas associadas à soja (SEAPA, 2026a; SEAPA, 2026b). As figuras a seguir mostram a distribuição espacial das áreas plantadas e colhidas de girassol em Goiás em 2024, com predominância de concentração na região Sul do estado.

Figura 162 Área plantada de girassol em Goiás em 2024



Fonte: Elaboração própria com base em dados da Pesquisa Agrícola Municipal - PAM (2026)

Figura 163 Área colhida de girassol em Goiás em 2024



Fonte: Elaboração própria com base em dados da Pesquisa Agrícola Municipal - PAM (2026)

Do ponto de vista produtivo, a tabela a seguir evidencia que Goiás lidera a produção nacional de girassol, respondendo por aproximadamente 77,8% do volume produzido no país, o equivalente a 70.177 toneladas em 2024 (PAM, 2026). Para a safra 2024/2025, projeta-se expansão significativa em relação ao ciclo anterior, impulsionada por ganhos de área e produtividade (SEAPA, 2026b). Historicamente, o estado já apresenta elevada participação na produção nacional, com produtividade média próxima de 1.542 kg/ha em 2024, evidenciando ganhos recentes associados à adoção de tecnologias e melhorias no manejo.

Figura 164 Produção de soja girassol e participação das principais unidades da federação produtoras, 2024

Unidade da Federação	Região	Produção (toneladas)	Participação (%)
Goiás	Centro-Oeste	70.177	77,8%
Minas Gerais	Sudeste	8.266	9,2%
Mato Grosso	Centro-Oeste	6.302	7,0%
Rio Grande do Sul	Sul	2.625	2,9%
Distrito Federal	Centro-Oeste	1.423	1,6%
São Paulo	Sudeste	1.093	1,2%
Mato Grosso do Sul	Centro-Oeste	230	0,2%
Paraná	Sul	105	0,1%
Total nacional	-	90.221	-

Fonte: Elaboração própria com base em dados da Pesquisa Agrícola Municipal - PAM (2026).

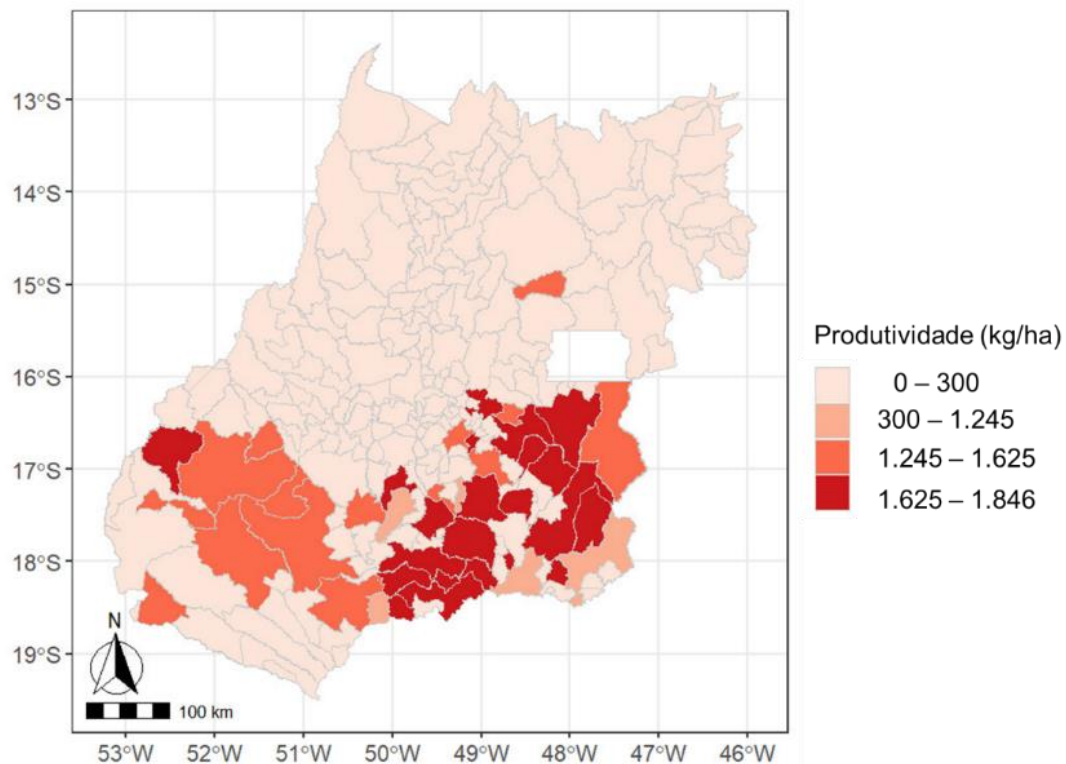
Figura 165 Produtividade média da produção de girassol por unidade da federação em 2024

Unidade da Federação	Região	Produtividade média (kg/ha)	Varição em relação a Goiás (%)
Distrito Federal	Centro-Oeste	2.033	↑24,2
Rio Grande do Sul	Sul	1.579	↑2,3
Goiás	Centro-Oeste	1.542	Referência
Mato Grosso	Centro-Oeste	1.500	↓2,8
São Paulo	Sudeste	1.378	↓11,9
Minas Gerais	Sudeste	1.324	↓16,5
Paraná	Sul	1.050	↓46,9

Mato Grosso do Sul	Centro-Oeste	467	↓99,7
--------------------	--------------	-----	-------

Fonte: Elaboração própria com base em dados da Pesquisa Agrícola Municipal - PAM (2026)

Figura 166 Produtividade da produção de girassol em Goiás em 2024



Fonte: Elaboração própria com base em dados da Pesquisa Agrícola Municipal - PAM (2026)

Outro fator relevante para o protagonismo de Goiás é a inserção potencial do girassol na cadeia de produção de biodiesel. O óleo da cultura apresenta características adequadas à conversão em biocombustível, como alto teor de óleo e boa qualidade para transesterificação, enquanto o farelo permanece valorizado na alimentação animal, ampliando o aproveitamento econômico (Ramos; Pighinelli; Folegatti, 2020). Apesar desse potencial, a utilização do girassol como matéria-prima para biodiesel ainda é pouco explorada no Estado, o que abre espaço para diversificação da base de insumos e novas oportunidades de mercado.

O girassol apresenta vantagens relevantes nesse contexto, destacando-se pela adaptação às condições edafoclimáticas do Cerrado, com relativa tolerância ao déficit hídrico, menor incidência de pragas e doenças em comparação a outras culturas e boa inserção em sistemas de segunda safra. Além disso, a possibilidade de cultivo em rotação contribui para a sustentabilidade do sistema produtivo.

Por outro lado, persistem entraves à maior difusão dessa cadeia no Estado. A menor escala de produção em relação à soja limita ganhos logísticos e industriais, reduzindo a competitividade

do girassol como matéria-prima. Adicionalmente, a ausência de cadeias estruturadas de processamento e comercialização específicas, bem como a maior volatilidade de produtividade em função de condições climáticas na segunda safra, constituem barreiras relevantes. Esses fatores, associados à consolidação da soja como principal insumo do biodiesel no Brasil, restringem a expansão do girassol, ainda que seu potencial técnico e econômico indique oportunidades para diversificação da matriz de biocombustíveis no Estado.

Embora existam diferentes matérias-primas passíveis de utilização na produção de biodiesel, como gordura bovina, óleo de algodão, óleo residual de fritura e outras oleaginosas, esta seção concentrou-se apenas na soja e no girassol, em razão da maior disponibilidade e consistência de informações para essas culturas.

Para as demais matérias-primas, não foram identificadas bases consolidadas que permitam análises regionais e temporais mais detalhadas ao longo da cadeia produtiva, uma vez que as informações existentes se encontram dispersas, fragmentadas ou agregadas em diferentes bases institucionais. Ainda assim, a literatura especializada destaca que fontes alternativas vêm adquirindo relevância crescente para a diversificação da matriz de insumos e para a expansão sustentável da produção de biodiesel, especialmente por contribuírem para a redução da dependência da soja e para o aproveitamento de subprodutos agroindustriais e resíduos. No entanto, a viabilização em larga escala dessas matérias-primas ainda depende de avanços tecnológicos, ganhos de escala, maturação logística e produtiva, além da ampliação do conhecimento técnico e dos investimentos necessários para sua consolidação econômica e operacional (Alves; Belarmino; Padula, 2017; César et al., 2019).

▣ CAPACIDADE DE ESMAGAMENTO E PRODUÇÃO

As informações relativas à capacidade de esmagamento de oleaginosas e à produção de biodiesel utilizadas neste relatório baseiam-se em dados sistematizados pela ABIOVE, que disponibiliza estatísticas detalhadas por região, unidade da federação e planta (ABIOVE, 2026). Para 2025, o panorama apresentado pela associação indica manutenção da elevada concentração da capacidade instalada nas regiões Centro-Oeste e Sul, com destaque para estados líderes na produção de soja e biodiesel. Observa-se também alto nível de ociosidade relativa em parte das unidades, associado à disponibilidade de matéria-prima e à dinâmica de demanda por biocombustíveis, embora haja tendência de expansão moderada da capacidade nominal em função de investimentos recentes e da elevação gradual das misturas obrigatórias de biodiesel no diesel.

A tabela apresenta a capacidade instalada da indústria nas etapas de processamento, refino e envase, por unidade da federação, em 2025 (ABIOVE, 2026). Goiás ocupa posição de destaque

na estrutura industrial de óleos vegetais no Brasil, com participação relevante em todas as etapas analisadas. No processamento, o estado apresenta capacidade de 31.865 ton/dia, respondendo por 13,8% do total nacional, o que o coloca entre os principais polos industriais do país, alinhado à sua forte base de produção de soja.

Nas etapas subsequentes, o papel de Goiás torna-se ainda mais expressivo. No refino, o estado detém 18,3% da capacidade nacional (4.710 t/dia), indicando maior agregação de valor local em comparação ao processamento primário. Já no envase, sua participação atinge 22,5% (3.339 t/dia), uma das mais elevadas do país, evidenciando forte presença nas etapas finais da cadeia e maior proximidade com os mercados consumidores.

Esse perfil sugere que Goiás não apenas se destaca como fornecedor de matéria-prima processada, mas também como um importante centro de transformação industrial e distribuição de produtos derivados, consolidando sua relevância estratégica ao longo de toda a cadeia de óleos vegetais.

Figura 167 Capacidade instalada da indústria de óleos vegetais, por unidade da federação em 2025

Estado	Processamento		Refino		Envase	
	Ton/dia	Part.	Ton/dia	Part.	Ton/dia	Part.
Mato Grosso	53.767	23,2%	3.173	12,3%	2.503	16,9%
Paraná	38.973	16,8%	3.903	15,1%	2.965	20,0%
Goiás	31.865	13,8%	4.710	18,3%	3.339	22,5%
Rio Grande do Sul	34.875	15,1%	300	1,2%	50	0,3%
Mato Grosso do Sul	17.073	7,4%	2.296	8,9%	1.295	8,7%
São Paulo	14.940	6,5%	5.620	21,8%	1.635	11,0%
Minas Gerais	10.372	4,5%	2.256	8,8%	1.282	8,7%
Bahia	9.745	4,2%	1.308	5,1%	1.235	8,3%
Tocantins	6.506	2,8%	-	0,0%	-	0,0%
Santa Catarina	4.300	1,9%	550	2,1%	-	0,0%
Piauí	3.350	1,4%	120	0,5%	180	1,2%
Amazonas	2.000	0,9%	-	0,0%	-	0,0%
Maranhão	2.000	0,9%	330	1,3%	330	2,2%
Roraima	1.100	0,5%	250	1,0%	-	-
Rondônia	400	0,2%	-	0,0%	-	0,0%
Ceará	300	0,1%	200	0,8%	-	0,0%
Pernambuco	-	0,0%	753	2,9%	-	0,0%
Total	231.566		25.768		14.815	

Fonte: Elaboração própria com base em dados da ABIOVE (2026)

A região Centro-Oeste concentra 44,4% da capacidade nacional de processamento de soja, representando um incremento de 1,2% em relação a 2024. Em 2025, estavam em operação 52 plantas de processamento na região, das quais 17 localizadas em Goiás. Entre essas unidades,

duas instaladas em Itumbiara se destacam por processarem, além da soja, outras oleaginosas: a Caramuru Alimentos, que também opera com girassol, e a Louis Dreyfus Company (LDC), com processamento de algodão. Ainda que pontual, essa configuração evidencia o potencial de ampliação da diversificação industrial no estado, reduzindo a elevada dependência da soja como principal matéria-prima e abrindo espaço para o fortalecimento de cadeias complementares de oleaginosas, com impactos positivos sobre a resiliência produtiva e a agregação de valor.

Figura 168 Capacidade de processamento de soja por região no Brasil, 2025

Região/Estado	2025			
	Ativa	Parada	Total	Part.
Processamento	219.842	11.724	231.566	100,0%
Centro-Oeste	99.681	3.024	102.705	44,4%
Sul	72.748	5.400	78.148	33,7%
Sudeste	22.012	3.300	25.312	10,9%
Nordeste	15.395	0	15.395	6,6%
Norte	10.006	0	10.006	4,3%

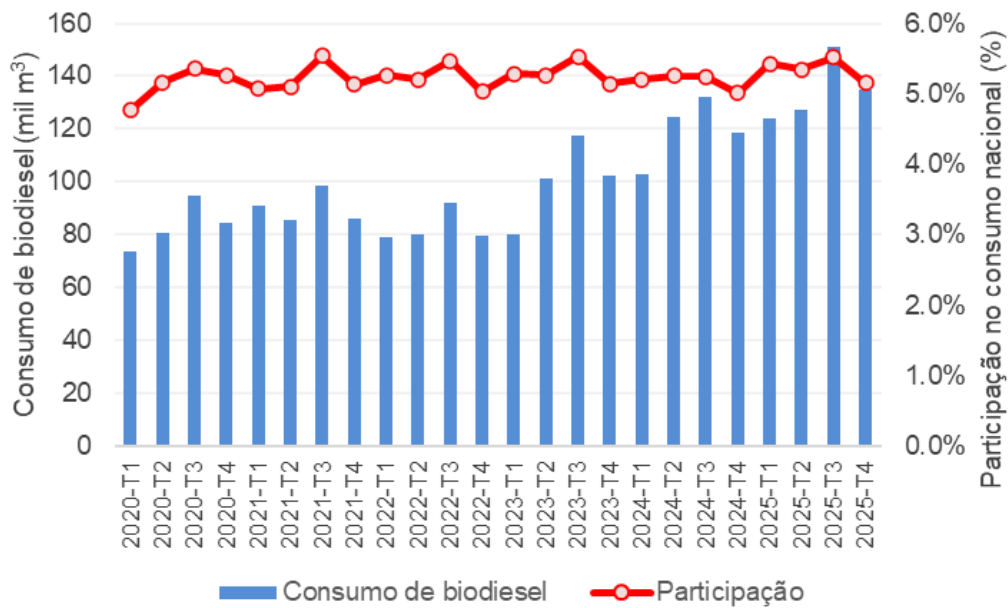
Fonte: Elaboração própria com base em dados da ABIOVE (2026)

■ DEMANDA POR BIODIESEL

O gráfico apresenta a evolução do consumo de biodiesel no estado de Goiás, em base trimestral, no período de 2020 a 2025, bem como sua participação relativa no consumo nacional. Observa-se uma tendência de crescimento ao longo do período, com o consumo saindo de patamares próximos a 70 mil m³ no primeiro trimestre de 2020 para níveis superiores a 130 mil m³ no quarto trimestre de 2025.

A participação de Goiás no consumo nacional de biodiesel mantém-se relativamente estável ao longo do período, situando-se em torno de 5%. Em outras palavras, evidencia um posicionamento estável do Estado no mercado nacional de biodiesel, com participação consistente ao longo do tempo, ainda que acompanhando as oscilações conjunturais do consumo.

Figura 169 Consumo trimestral de biodiesel em Goiás e participação no consumo nacional (2020–2025)

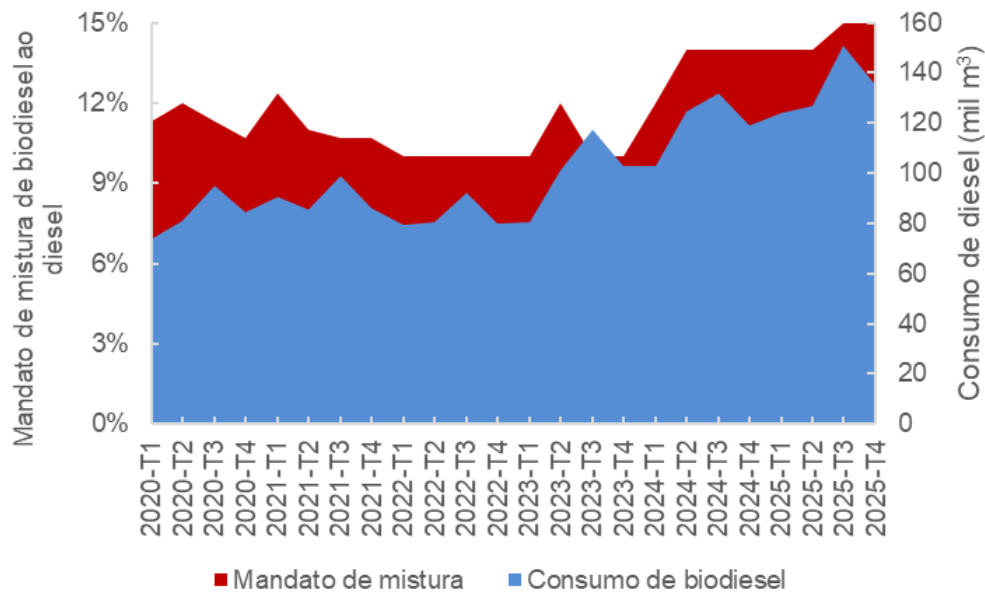


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP (2026)

Esse comportamento reflete dois vetores principais. O primeiro é a elevação gradual dos mandatos de mistura obrigatória de biodiesel ao diesel definidos pela ANP, que ampliam automaticamente a demanda pelo biocombustível à medida que cresce o consumo de diesel. O segundo vetor está associado à dinâmica econômica regional, fortemente baseada no agronegócio, que demanda intensivamente transporte rodoviário e, portanto, consumo de óleo diesel.

O gráfico evidencia a trajetória conjunta do consumo de diesel e das variações no mandato de mistura obrigatória de biodiesel ao longo do período analisado. Observa-se, por exemplo, que, a partir de 2024, ocorre uma inflexão relevante associada ao aumento do percentual de mistura de 12% para 14%.

Figura 170 Evolução do mandato de mistura de biodiesel ao diesel e do consumo de diesel (2020–2025)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP (2026)

É importante destacar que, ao contrário de outros mercados nos quais a demanda é sensível às variações de preços, o consumo de biodiesel no Brasil é determinado predominantemente por fatores exógenos. Em particular, destacam-se o percentual obrigatório de mistura ao diesel e o volume total de diesel B consumido, cujo preço está mais diretamente vinculado ao diesel de origem fóssil. Nesse contexto, a demanda por biodiesel apresenta baixa elasticidade-preço no curto prazo, uma vez que o volume demandado é essencialmente definido por requisitos regulatórios, independentemente das flutuações de preços de mercado.

Embora a demanda por biodiesel seja determinada por mandatos regulatórios, variações nesses parâmetros afetam diretamente o equilíbrio de mercado. A elevação da demanda compulsória pode gerar pressões sobre a capacidade produtiva no curto prazo, resultando em aumentos de preços, enquanto reduções na demanda tendem a produzir efeitos opostos, evidenciando uma relação de causalidade no sentido demanda–preço.

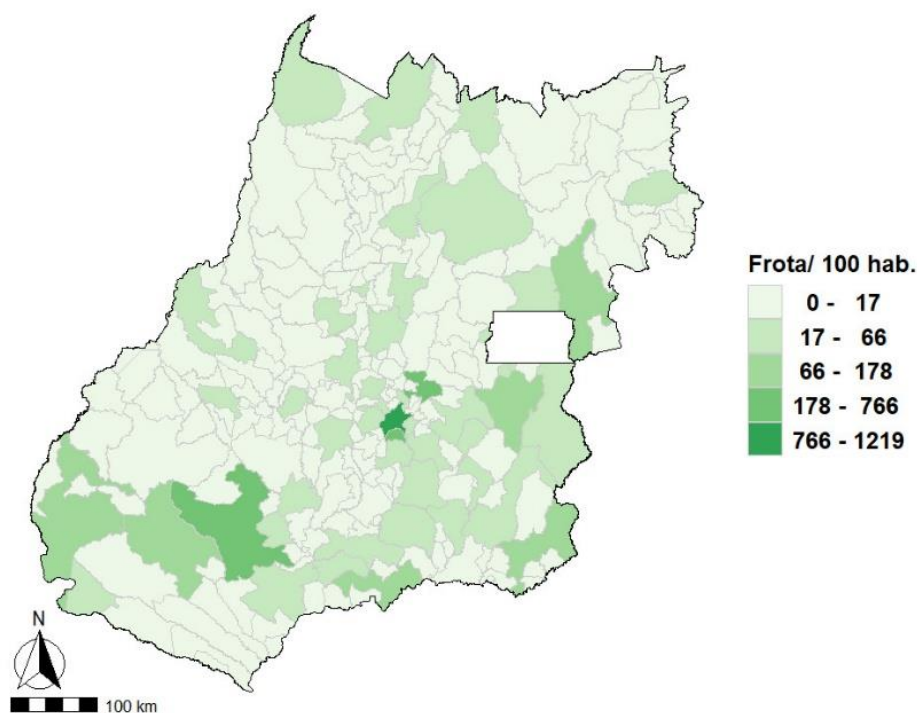
Como destacado anteriormente, o consumo de óleo diesel em Goiás também reflete a dinâmica econômica do Estado e sua elevada dependência do transporte rodoviário. Como principal combustível do segmento de cargas, o diesel está diretamente associado ao desempenho de atividades-chave, especialmente do agronegócio, que exerce papel central na estrutura produtiva regional.

Do ponto de vista setorial, a evolução do consumo está fortemente vinculada à expansão da produção agropecuária e agroindustrial, com destaque para cadeias como soja, milho e proteínas

animais. Essas atividades demandam fluxos logísticos intensivos para o escoamento da produção, tanto para mercados internos quanto para exportação, o que se traduz em maior circulação de veículos pesados e, consequentemente, em maior consumo de diesel.

A figura a seguir apresenta a distribuição espacial da frota de veículos do ciclo diesel, expressa em veículos por 100 habitantes, no estado de Goiás. Observa-se maior intensidade de frota nas áreas associadas à mesorregião Sul goiano, especialmente em municípios com forte base agroindustrial. Também se destacam pontos na mesorregião Centro goiano, influenciados pela centralidade logística e pela presença de polos urbanos e industriais, como a região metropolitana de Goiânia.

Figura 171 Frota de veículos do ciclo diesel (veículos por 100 habitantes) em Goiás



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP (2026)

Adicionalmente, a predominância do modal rodoviário na matriz de transporte de cargas no Brasil reforça esse padrão. Em Goiás, a participação ainda limitada de modais alternativos, como ferroviário e hidroviário, amplia a dependência do diesel como insumo energético para a logística. Esse fator estrutural contribui para que o consumo do combustível apresente elevada correlação com o nível de atividade econômica, especialmente nos períodos de safra e intensificação das operações logísticas.

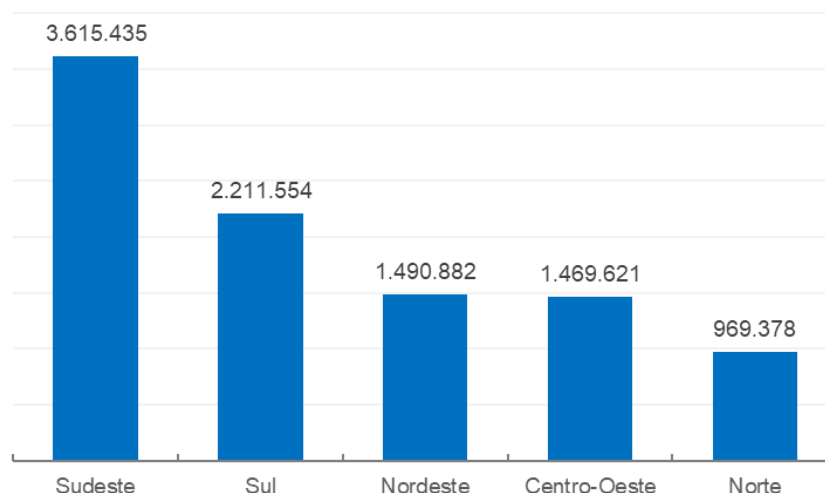
A literatura especializada evidencia que a ampliação da participação dos modais ferroviário e hidroviário pode estar associada a efeitos positivos que incluem, além da redução da dependência

do modal rodoviário, menor consumo de diesel, ganhos de eficiência no escoamento de cargas e potencial diminuição dos custos logísticos, especialmente no transporte de commodities agrícolas a longas distâncias (Maciel, 2024; Macedo; Baptista, 2024). Adicionalmente, a maior integração multimodal pode contribuir para o aumento da competitividade regional, redução de gargalos operacionais e mitigação das emissões associadas ao transporte de cargas (Silva; Barbosa; Tillmann, 2023).

O gráfico apresenta a distribuição regional das vendas de biodiesel no Brasil sob a ótica da região de destino, ou seja, onde o biocombustível é efetivamente consumido após a mistura ao diesel. Observa-se que a região Sudeste concentra o maior volume (aproximadamente 3,6 milhões de m³), seguida pelas regiões Sul (cerca de 2,2 milhões de m³), Nordeste e Centro-Oeste (ambas em torno de 1,5 milhão de m³), e, por fim, a Região Norte (aproximadamente 1,0 milhão de m³).

No caso da Região Centro-Oeste, o volume de vendas indica uma demanda intermediária no contexto nacional, inferior às regiões mais populosas e industrializadas (como Sudeste e Sul), mas ainda significativa em termos absolutos.

Figura 172 Distribuição regional das vendas de biodiesel no Brasil, segundo a região de destino



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP (2026)

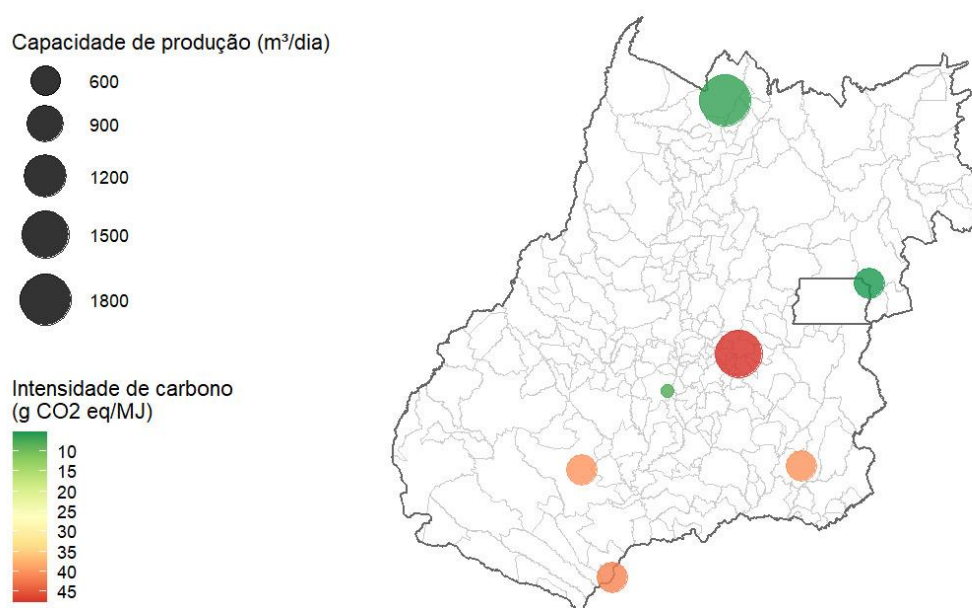
▣ INDICADORES DE DESCARBONIZAÇÃO

A apuração dos indicadores de descarbonização para o biodiesel no âmbito do RenovaBio mantém coerência com a abordagem aplicada ao etanol ao adotar a estrutura metodológica da Avaliação do Ciclo de Vida, assegurando comparabilidade entre diferentes rotas de biocombustíveis. Contudo, essa equivalência se dá em nível conceitual e estrutural, e não implica identidade plena na operacionalização dos cálculos.

No caso do biodiesel, a metodologia incorpora adaptações específicas relacionadas às características de sua cadeia produtiva, como a diversidade de matérias-primas, os critérios de alocação de emissões entre coprodutos e as particularidades do processamento industrial e da logística associada. Dessa forma, embora os princípios, métricas e lógica de mensuração sejam comuns, a parametrização reflete as especificidades técnico-produtivas do biodiesel, garantindo maior aderência empírica e robustez analítica aos resultados obtidos.

A figura apresenta a localização das unidades produtoras de biodiesel certificadas no RenovaBio. Das 8 usinas produtoras do biocombustível ativas em Goiás, 7 estão certificadas e aptas à geração de CBIOS. Esse resultado evidencia uma elevada taxa de adesão ao programa, refletindo o grau de alinhamento do setor de biodiesel estadual às exigências regulatórias e aos critérios de eficiência ambiental estabelecidos pela política.

Figura 173 Unidades produtoras de biodiesel em Goiás certificadas no RenovaBio, considerando a capacidade de produção e o nível de intensidade de carbono do biodiesel produzido



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP (2026)

A tabela a seguir apresenta a capacidade de produção de biodiesel em Goiás e nas demais unidades federativas, considerando a capacidade autorizada pela ANP e a capacidade certificada no RenovaBio. Da capacidade autorizada de 6.445 m³/dia em Goiás, 5.795 m³/dia encontram-se certificados no programa, o que representa uma participação de 89,9% da capacidade nominal. Em

perspectiva comparativa, os dados de Goiás indicam desempenho ligeiramente inferior à média nacional. Nas demais unidades federativas, o índice médio apurado é de 90,7%.

Figura 174 Capacidade de produção de biodiesel, considerando a capacidade autorizada e a capacidade certificada em Goiás

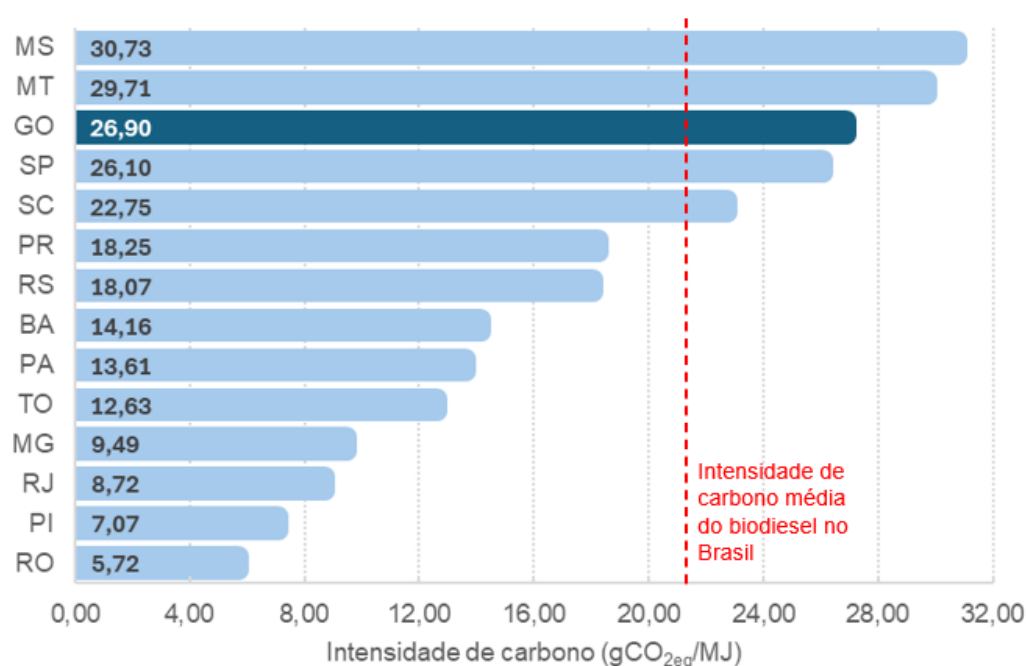
	Capacidade de produção de biodiesel (m³/dia)		
	Autorizada	Certificada no RenovaBio	Participação (%)
Capacidade nominal	6.445	5.795	89,9%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP (2026)

Com relação ao desempenho ambiental, a análise comparativa da intensidade de carbono por estado indica resultado relativamente menos favorável para Goiás. O gráfico a seguir apresenta a intensidade de carbono média do biodiesel por unidade federativa, expressa em gCO₂eq/MJ. Em comparação com a média nacional de 22,10 gCO₂eq/MJ, representada pela linha tracejada vermelha, observa-se que o valor médio do estado é superior ao nacional (26,90 gCO₂eq/MJ). Essa diferença indica que, em termos agregados, as unidades produtoras goianas operam com menor eficiência ambiental quando comparadas ao conjunto das unidades certificadas no país.

Contudo, esse diferencial deve ser interpretado à luz da heterogeneidade estrutural do parque produtivo estadual: as unidades apresentam distintas condições tecnológicas e infraestruturais, bem como diferentes rotas de produção, o que implica variações relevantes nos parâmetros de elegibilidade e no fator de emissão de CBios. Essas condições influenciam diretamente a intensidade de carbono agregada.

Figura 175 Intensidade de carbono média do biodiesel em cada estado



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP (2026)

A tabela a seguir apresenta uma síntese dos principais indicadores ambientais do RenovaBio aplicados à produção de biodiesel, incluindo intensidade de carbono (gCO₂eq/MJ), nível de elegibilidade (%) e fator de emissão de CBios, para o estado de Goiás, as regiões Centro-Sul e Norte-Nordeste, além da média nacional.

Esses indicadores são complementares, porém não estritamente interdependentes. A intensidade de carbono constitui a métrica central de desempenho ambiental, a partir da qual se determina o fator de emissão de CBios, que expressa a quantidade de biocombustível necessária para a geração de uma unidade de crédito. Já o nível de elegibilidade corresponde à fração da produção que atende aos critérios ambientais e regulatórios do programa, não sendo diretamente derivado da intensidade de carbono. Em termos gerais, menores intensidades de carbono estão associadas a maior eficiência na geração de CBios, enquanto a elegibilidade depende predominantemente da conformidade da biomassa com os requisitos estabelecidos.

Figura 176 Síntese dos principais indicadores ambientais do RenovaBio para o Estado de Goiás, região e Brasil – Biodiesel

	Intensidade de carbono (gCO ₂ eq/MJ)	Elegibilidade (%)	Fator CBio*
Goiás	26,90	36%	2.300

Centro-Sul	24,25	41%	2.432
Norte-Nordeste	11,89	40%	3.523
Brasil	22,10	40%	2.622

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP (2026)⁹

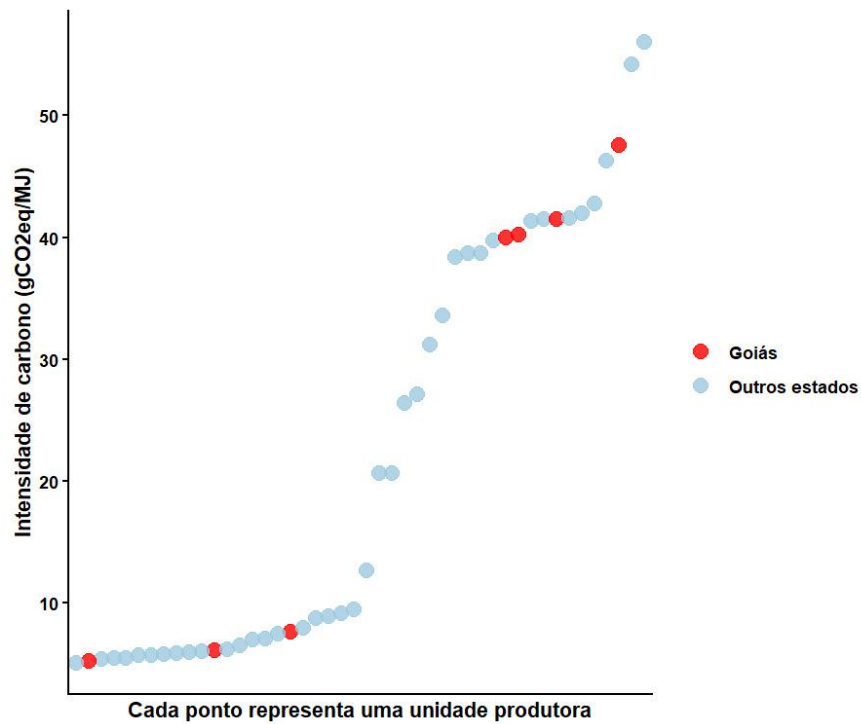
No caso de Goiás, a tabela aqui exposta evidencia que o Estado apresenta menor nível de elegibilidade em relação às demais regiões, 41% no Centro-Sul e 40% no Norte-Nordeste, situando-se também abaixo da média nacional (40%). Em relação ao fator de emissão de CBios, observa-se desempenho igualmente inferior, com valor abaixo do registrado no Centro-Sul (2.432 litros de biodiesel comercializado por CBio) e no agregado nacional (2.622 litros por CBio). Assim, os resultados reforçam que o desempenho ambiental não é uniforme entre regiões, refletindo especificidades estruturais que condicionam a eficiência das cadeias de produção de biodiesel no país.

Essas discussões são corroboradas pela análise da distribuição das unidades produtoras goianas no universo nacional. De modo geral, os gráficos permitem observar como esse desempenho agregado se manifesta no nível individual entre as usinas.

Destaca-se que o estado de Goiás concentra três usinas de biodiesel associadas a menores níveis de intensidade de carbono: Binatural, localizada no município de Formosa; Minerva, em Palmeiras de Goiás; e Olfar, em Porangatu. Entre essas unidades, a Olfar se destaca por apresentar a maior capacidade produtiva instalada.

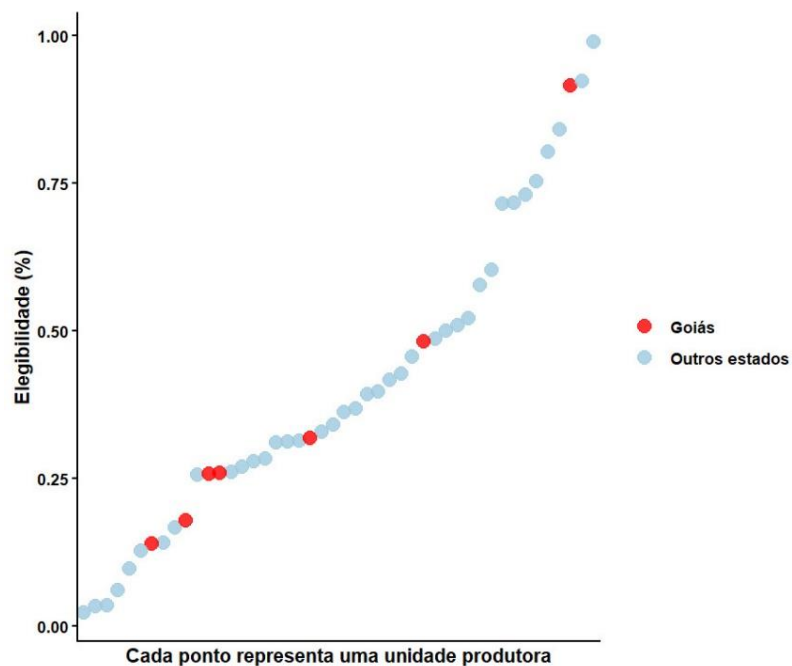
⁹ * Litros de biodiesel combustível comercializado/CBio.

Figura 177 Distribuição da intensidade de carbono do biodiesel entre todas as unidades produtoras certificadas no RenovaBio.



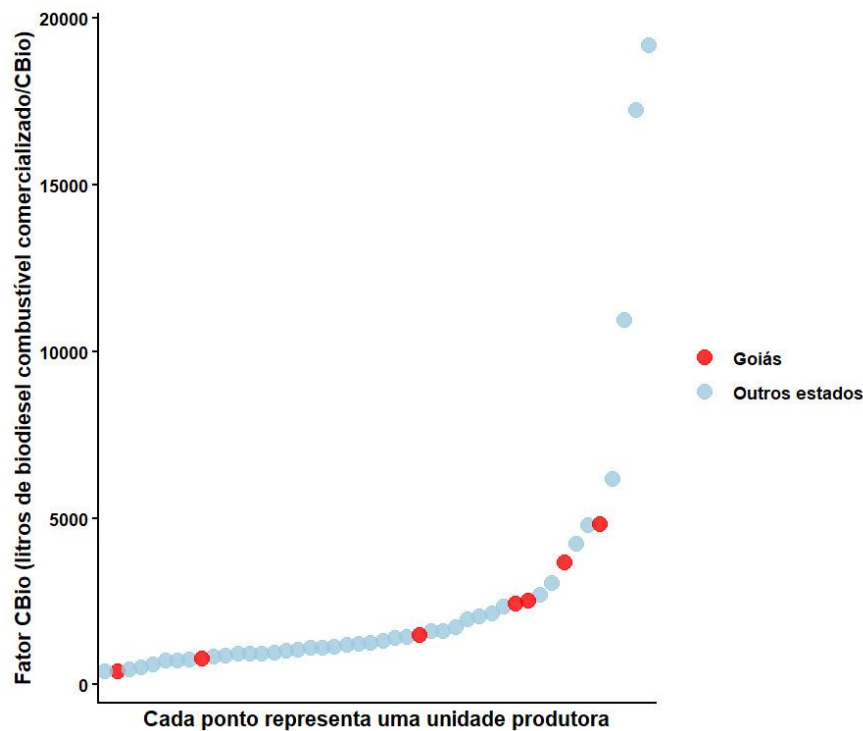
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP (2026)

Figura 178 Distribuição do nível de elegibilidade da biomassa usada para produção de biodiesel entre todas as unidades produtoras certificadas no RenovaBio.



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP (2026)

Figura 179 Distribuição do fator CBio entre todas as unidades produtoras de biodiesel certificadas no RenovaBio



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP (2026)

▣ INFRAESTRUTURA DE ABASTECIMENTO

Ao final de 2024, o Brasil contava com 301 bases de distribuição de combustíveis líquidos autorizadas na ANP. Observa-se maior concentração na região Sudeste, com 99 instalações, seguida pelas regiões Sul (56), Centro-Oeste (52), Nordeste (48) e Norte (46).

Em nível subnacional, destaca-se a predominância de bases nos estados de São Paulo (54 unidades), Paraná (29), Minas Gerais e Mato Grosso (28 unidades cada), além de Bahia (23) e Pará (21). Essa configuração é associada à localização de infraestrutura de distribuição de combustíveis à proximidade de centros consumidores, corredores logísticos estratégicos e polos produtivos relevantes no território nacional.

No caso de Goiás, a presença de elevada capacidade produtiva de biodiesel, associada à localização estratégica no Centro-Oeste e à proximidade com importantes corredores logísticos e mercados consumidores, reforça a relevância da infraestrutura de distribuição para o escoamento da produção regional. A ampliação e o fortalecimento dessas bases podem contribuir para aumentar a eficiência da circulação de combustíveis, reduzir gargalos logísticos e ampliar a competitividade do Estado no mercado nacional de biodiesel, especialmente em um cenário de crescimento da

demanda futura e maior necessidade de segurança de abastecimento (Maintinguer et al., 2022; Pinheiro Filho, 2024).

A tabela a seguir apresenta a distribuição das bases de distribuição de combustíveis nas grandes regiões do país, com destaque para o estado de Goiás, bem como a respectiva capacidade nominal de armazenamento de biodiesel. Em termos agregados, a capacidade total de armazenamento desse biocombustível foi estimada em 561,7 mil m³, equivalente a 7,1% do total, distribuindo-se regionalmente da seguinte forma: Sudeste (31,5%), Sul (27,0%), Norte (17,2%), Nordeste (12,5%) e Centro-Oeste (11,8%).

No âmbito estadual, Goiás registrou, em 2024, a presença de 9 bases de distribuição, que, em conjunto, totalizam capacidade nominal de armazenamento de 20.330,85 m³, correspondendo a 30,8% da capacidade total da região Centro-Oeste.

Figura 180 Distribuição do número de bases de combustíveis líquidos derivados de petróleo e de etanol automotivo, segundo as grandes regiões do Brasil

Grandes regiões e unidades da Federação	Quantidade de bases de distribuição (exceto GLP)	Capacidade nominal de armazenamento de biodiesel (m ³)
Brasil	301	561.652,79
Região Centro-Oeste	52	66.090,59
Distrito Federal	4	11.774,83
Goiás	9	20.330,85
Mato Grosso do Sul	11	7.271,41
Mato Grosso	28	26.713,50
Região Norte	46	96.865,33
Região Nordeste	48	70.058,25
Região Sudeste	99	176.773,54
Região Sul	56	151.865,08

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP (2026)

O volume comercializado pelas distribuidoras em 2024 alcançou o total de 134,3 milhões de m³, crescimento marginal de 0,6%. Especificamente com relação ao diesel¹⁰, as vendas

¹⁰ A comercialização de biodiesel para fins de atendimento ao percentual obrigatório de mistura ocorre por meio de contratos de fornecimento validados pela ANP ou por meio de transações por mercado à vista (*spot market*). A mistura do biocombustível ao óleo diesel A é de responsabilidade exclusiva dos distribuidores autorizados e das refinarias, sendo vedada sua execução por outros agentes da cadeia.

aumentaram em 2,9%, atingindo 67,4 milhões de m³, volume correspondente a 50,2% do total de vendas de derivados de petróleo no ano.

As vendas de óleo diesel na Região Centro-Oeste aumentaram em 1,3%, atingindo 9,9 milhões de m³, ou 14,6% do total. Especificamente com relação ao Estado de Goiás, o volume de vendas observado em 2024 foi de cerca de 3,5 milhões de m³, representando um crescimento de 0,36% em relação a 2023.

No âmbito das unidades da Federação, o estado de São Paulo destacou-se como o principal mercado de óleo diesel em 2024, com volume comercializado de 13,7 milhões de m³, equivalente a 20,4% do total nacional. Na sequência, figuram Minas Gerais, com participação de 12,5%, e Paraná, com 9,6%.

O abastecimento do mercado foi realizado por 155 distribuidoras, observando-se elevada concentração nas principais empresas do setor. As três líderes, Vibra Energia (23,2%), Ipiranga (17,7%) e Raízen (16,5%), responderam conjuntamente por 57,5% das vendas totais de óleo diesel no País.

Após a caracterização da capacidade nominal de armazenagem no segmento de distribuição, cuja função está associada à garantia de abastecimento regional, à gestão de estoques operacionais e ao atendimento às especificações regulatórias estabelecidas pela ANP, a análise desloca-se para o elo produtivo da cadeia. Nesse nível, a capacidade de armazenagem assume papel distinto, estando diretamente integrada ao processo industrial e à logística de escoamento da produção. Como evidenciado em seções anteriores, na Região Centro-Oeste estão instaladas 27 plantas produtoras de biodiesel. Juntas, essas instalações possuem uma tancagem de 190.345 m³.

A tabela seguinte sintetiza a tancagem (m³) das usinas produtoras, bem como sua participação relativa na capacidade física instalada total do Estado de Goiás. Em termos agregados, essas unidades respondem por um volume de tancagem de 67.887 m³. Esse montante corresponde a aproximadamente 36% da tancagem total instalada nas usinas em âmbito nacional.

Figura 181 Tancagem e participação das usinas produtoras de biodiesel no Estado de Goiás

Razão Social	Município	Tancagem (m ³)	Participação (%)
Cereal Comércio Exportação e Representação Agropecuária S.A.	Rio Verde	16.900	25%
Binatural Energias Renováveis S.A	Formosa	6.264	9%
Bionorte Indústria e Comércio de Biodiesel LTDA	São Miguel do Araguaia	460	1%

Caramuru Alimentos S/A	São Simão	7.051	10%
Caramuru Alimentos S/A	Ipameri	5.030	7%
Cargill Novos Horizontes LTDA	Anápolis	16.050	24%
Minerva S.A.	Palmeiras de Goiás	3.576	5%
Olfar S/A - Alimento e Energia	Porangatu	12.556	19%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP (2026)

COMBUSTÍVEL SUSTENTÁVEL DE AVIAÇÃO (SAF) EM GOIÁS:

■ EMISSÕES DA AVIAÇÃO E MERCADO DE QUEROSENE DE AVIAÇÃO (QAV) NO BRASIL E GOIÁS

O Combustível Sustentável de Aviação (SAF, em inglês) é reconhecido como a principal via de descarbonização do setor de transporte aéreo e deve representar a maior parte do consumo de combustível necessário para atingir a meta de emissões líquidas zero da aviação até 2050 (IATA, 2025). A aviação civil responde por cerca de 2,5% das emissões globais de CO₂ associadas ao setor de energia (IBP/ABD, 2025). Em termos absolutos, o setor emitiu aproximadamente 0,8 GtCO₂ em 2022 e, caso medidas adicionais de mitigação não sejam implementadas, projeções indicam um crescimento das emissões de quase o dobro até 2050 (IATA, 2025).

Embora a participação no total de emissões seja modesta em relação aos demais setores de energia, a aviação enfrenta o desafio de que as alternativas existentes para a redução das emissões, como baterias elétricas e o hidrogênio verde, são inviáveis para voos de média e longa distância ou requerem décadas de desenvolvimento para sua aplicação comercial em aeronaves convencionais. Além disso, espera-se um crescimento significativo do setor nos países em desenvolvimento. Por exemplo, na América Latina, a aviação já contribui com cerca de 3,5% do PIB regional e sustenta 7,7 milhões de empregos (Paltsev et al., 2024). A demanda por tráfego aéreo doméstico na América do Sul deve crescer a uma taxa de 4,3% ao ano entre 2027 e 2043 (Paltsev et al., 2024). Esse crescimento projetado implica que as emissões da aviação latino-americana e global acompanharão essa expansão.

O Brasil representa 1,2% do mercado mundial de aviação regular de passageiros (Campos et al., 2025) e é o maior mercado de querosene de aviação (QAV) da América Latina (Paltsev et al., 2024). Em 2024, o Brasil foi o único país sul-americano a ter um mandato vinculante de SAF, por meio do Programa Nacional de Combustível Sustentável de Aviação (ProBioQAV), instituído pela Lei n.º 14.993/2024, que estabeleceu metas de redução de emissões para a aviação doméstica. A

tabela mostra que as emissões da aviação doméstica totalizaram 10,2 MtCO₂eq em 2024, representando 0,83% das emissões nacionais (excluindo mudança de uso da terra) e 4,6% das emissões do setor de transportes (SEEG, 2026).

As obrigações de redução de emissões previstas no ProBioQAV entram em vigor em janeiro de 2027, com metas progressivas de 1% em 2027 a 10% em 2037 para voos domésticos. Segundo a EPE (2025), para atender às metas de descarbonização do ProBioQAV para voos domésticos e do *CORSIA* (*Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation*) para voos internacionais, a demanda total de SAF no Brasil deverá situar-se entre 1,0 e 3,0 bilhões de litros em 2027 e entre 3,2 e 9,1 bilhões de litros em 2037, dependendo da intensidade de carbono das rotas tecnológicas adotadas na produção do biocombustível. Essa amplitude reflete a sensibilidade da demanda física à rota tecnológica adotada: rotas de menor intensidade de carbono (IC) aproximam-se do limite inferior do intervalo EPE, pois cada litro de SAF substitui uma fração maior das emissões do QAV fóssil. Rotas de IC elevado demandam maior quantidade de SAF para atingir os mesmos níveis de redução das emissões relacionadas ao QAV. Para Goiás, como veremos adiante, esse padrão favorece a rota que produz SAF a partir do sebo bovino, que combina IC competitivo, maturidade comercial (TRL 9) e disponibilidade local de matéria-prima. Cabe destacar que as rotas tecnológicas de produção de SAF são, em geral, coprodutoras de diesel verde — um diésel renovável drop-in derivado das mesmas frações de hidrocarbonetos. Essa coprodução conecta o SAF ao Programa Nacional de Diesel Verde (PNDV) e amplia a base de receita das plantas.

Para a redução das emissões dos voos domésticos, alvo exclusivo do ProBioQAV, a Firjan (2025) estima uma demanda de 83 milhões de litros em 2027, atingindo 1,15 bilhão de litros anuais em 2037, o que equivale a cerca de 15% do consumo atual de QAV (aproximadamente 7 bilhões de litros em 2025).

Figura 182 Participação da aviação doméstica nas emissões brasileiras (2024)

Nível	Setor	Emissões (ktCO ₂ eq)	Part. Total (%)	Part. Nível superior (%)
1	Total Brasil (excl. LULUCF)	1.239.618,5	100,00	—
2	Energia	423.666,2	34,18	34,2
3	Transportes	221.435,4	17,86	52,3
4	Aviação Doméstica	10.268,0	0,83	4,6

Fonte: Elaboração própria com dados do SEEG 13.0 (Observatório do Clima, 2026). Nota: Estrutura hierárquica (Total → Energia → Transportes → Aviação). Exclui LULUCF (termo em inglês) = uso da terra, mudança do uso da terra e florestas

MERCADO DE QAV NO BRASIL

A cadeia de produção e distribuição de QAV no Brasil apresenta estrutura altamente concentrada. Campos et al. (2025), em estudo publicado pela Confederação Nacional do Transporte (CNT), identificaram que dois grupos respondem por 96,6% do volume processado nas refinarias e que duas distribuidoras — Vibra Energia e Raízen — controlam, em conjunto, 80,8% do mercado em 2024. O Índice Herfindahl-Hirschman (HHI), indicador clássico de concentração de mercado calculado como a soma dos quadrados das participações e expresso em escala de 0 a 10.000, atinge 7.557,8 pontos no refino e 4.402,1 pontos na distribuição. A Petrobrás exercia um monopólio até 2020, mas houve desestatização parcial entre 2021 e 2022. Pelos limites adotados por Campos et al., um HHI > 1.800 já indica concentração. A trajetória do HHI de refino reflete a entrada de três novos grupos econômicos no refino nacional via alienações da Petrobras: Acelen (Refinaria de Mataripe/BA, controlada pelo fundo Mubadala, 2021), Atem (Refinaria de Manaus/AM, 2022) e Brava Energia/3R Petroleum (Refinaria Potiguar Clara Camarão/RN, 2022). A Petrobras manteve sob controle estatal as seis refinarias estratégicas remanescentes (REDUC, REFAP, REGAP, REPAR, REPLAN e REVAP). Essa configuração oligopolizada representa barreira relevante à entrada de novos competidores — incluindo produtores de SAF — e afeta a formação de preços neste mercado (Campos et al., 2025).

Os dados de combustível carregado nos aeroportos (ANAC, 2025) revelam um padrão semelhante. Os grandes aeroportos de Guarulhos (21,1%), Viracopos (6,7%) e Congonhas (6,5%), todos em São Paulo, concentram 34% do consumo de decolagens nacionais e as maiores quantidades de QAV consumidas. O Distrito Federal ocupa a 4.^a posição no consumo de QAV, tanto a nível estadual quanto no Aeroporto de Brasília (SBBR), enquanto Goiás aparece na 16.^a posição em vendas estaduais e o Aeroporto de Goiânia na 20.^a posição em consumo aeroportuário.

▣ CONEXÕES DE GOIÂNIA

A análise dos dados da Agência Nacional de Aviação Civil (ANAC) para o período de 2019 a 2025 permite detalhar o perfil operacional dos aeroportos do eixo GO+DF. O Aeroporto Internacional de Goiânia, Santa Genoveva (SBGO), opera atualmente apenas conexões domésticas, principalmente para Guarulhos (GRU), Congonhas (CGH) e Brasília (BSB). Apesar da designação internacional, o aeroporto não tem operado voos internacionais regulares no momento, concentrando suas conexões em grandes polos nacionais — em especial Guarulhos, Congonhas e Brasília. O aeroporto de Goiânia (SBGO) embarcou 1,95 milhão de passageiros em 2025 (ANAC, 2025). Além das conexões de São Paulo e Brasília, Confins (SBCF), em Minas Gerais, e Recife (SBRF) são importantes destinos. Os cinco principais destinos concentram mais de 85% do total de passageiros embarcados.

Figura 183 Principais conexões do Aeroporto de Goiânia (SBGO) por passageiros embarcados (2025)

Posição	Código	Aeroporto	Voos	Passageiros embarcados	Part. pax (%)
1	SBSP	Congonhas/SP	3462	514.132	26,4
2	SBGR	Guarulhos/SP	2910	464.750	23,8
3	SBKP	Viracopos/SP	1629	222.333	11,4
4	SBBR	Brasília/DF	1296	194.675	10,0
5	SBCF	Confins/MG	1404	151.771	7,8
6	SBRF	Recife/PE	1012	142.470	7,3
7	SBGL	Galeão/RJ	619	95.774	4,9
8	SBSV	Salvador/BA	415	62.371	3,2
9	SBPJ	Palmas/TO	354	30.823	1,6
10	SBCY	Cuiabá/MT	414	25.959	1,3
—	—	Top 10 Total	13.515	1.905.058	97,8
—	—	SBGO Total	—	1.948.714	100,0

Fonte: ANAC, Dados Estatísticos Consolidados (2025). Elaboração própria. Total SBGO: 1.948.714 passageiros embarcados. Acesso em 18/03/2026

- Consumo de QAV no eixo GO + DF:** O eixo Goiás e Distrito Federal (GO+DF) consumiu 478 milhões de litros de QAV em 2025, o que corresponde a 6,5% do consumo nacional (ANP, 2025). Aplicando o fator de emissão do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC) de 2,53 kgCO₂ por litro de querosene de aviação (IPCC, 2006), as emissões diretas de combustão do eixo GO+DF totalizam aproximadamente 1,21 MtCO₂ em 2025. Goiás consumiu, isoladamente, 75,6 milhões de litros de QAV em 2025, com emissões diretas estimadas em 190 ktCO₂. Trata-se de um volume modesto no contexto nacional do setor aéreo, mas que ganha relevância quando se considera o papel estratégico do Estado como potencial produtor de SAF, e não apenas como consumidor.
- Vantagem logística para SAF no eixo GO+DF:** Para o eixo GO+DF, a logística atual do QAV depende fortemente do transporte rodoviário: apenas os aeroportos de Guarulhos (GRU) e Galeão (GIG) dispõem de dutos diretos da refinaria, enquanto o abastecimento do Aeroporto de Brasília (SBBR) ocorre por caminhão a partir da Refinaria Gabriel Passos (REGAP), em Betim/MG, percorrendo aproximadamente 700 km (IBP/ABD, 2025). Os dados da ANP detalham a origem desses pedidos: Goiás consumiu 58.425 m³ de QAV em 2023, com 88,7% provenientes

de distribuidoras com depósito no próprio estado e 8,7% de SP; o Distrito Federal consumiu 358.456 m³, com 76,3% originados em distribuidoras sediadas no DF e parcela crescente (23,5%) provinda do Espírito Santo — reflexo da expansão do terminal de Vitória para o Centro-Oeste no período pós-pandemia (até 2022, o DF era abastecido em cerca de 99% pelo próprio DF). Como reflexo, o frete primário representa 5,57% do preço do QAV em BSB, contra 1,24% em GRU e 1,31% em GIG — participação aproximadamente 4,5 vezes maior em Brasília (IBP/ABD, 2025). Nesse contexto, uma planta de SAF localizada em Goiás reduziria essa dependência logística. Adicionalmente, o modelo Book & Claim pode viabilizar a participação de Goiás na cadeia de SAF, ao permitir a atribuição de créditos de sustentabilidade independentemente da entrega física do combustível (EPE, 2025). A introdução de SAF nesse mercado passa primordialmente pela adesão das três principais distribuidoras de QAV em Goiás — Vibra Energia (75,6%), Air BP Brasil (12,4%) e Raízen (10,6%) —, que responderam em conjunto por 98,6% do volume comercializado no estado em 2023 (ANP, 2023). No Distrito Federal, a concentração é ainda maior: Vibra Energia responde por 97,2% do volume comercializado. A regulamentação do mercado de crédito de carbono de SAF está em curso, no âmbito da Lei nº 14.993/2024 e da Portaria MME nº 879/2025, que propõe o Certificado de Sustentabilidade SAF (CS-SAF), uma certificação obrigatória para todo SAF produzido ou comercializado no Brasil, que registra a matéria-prima, a rota de conversão, o local de produção e a intensidade de carbono em gCO₂eq/MJ. O CS-SAF pode ser transacionado separadamente do combustível físico. A regulamentação completa depende da publicação do decreto que dá seguimento à Lei nº 14.993/2024. Segundo o Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP) e a Associação Brasileira de Downstream (ABD), em apresentação do Grupo de Trabalho da Resolução CNPE nº 10/2024, o combustível representa cerca de 36% dos custos operacionais das companhias aéreas brasileiras (IBP/ABD, 2025). A composição do preço do QAV na bomba distribui-se entre 81% e 86% de produto, 7% e 14% de logística e 1% e 7% de tributos. A redução da distância logística entre Goiás e Brasília impactaria diretamente o componente de frete, que representa de 7% a 14% do preço final (IBP/ABD, 2025), em comparação com a rota atual.

■ INTENSIDADE DO CARBONO POR ROTA TECNOLÓGICA

A compreensão das diferentes intensidades de carbono é essencial para dimensionar o mandato regulatório e projetar a demanda efetiva de SAF que atenda às metas de descarbonização. O potencial de redução de emissões do SAF depende diretamente da intensidade de carbono (IC) da rota de produção adotada, medida em gCO₂e/MJ ao longo do ciclo de vida (da fonte ao uso final). Os ICs apresentados neste capítulo utilizam o valor padrão de referência (baseline default)

estabelecido pelo CORSIA para o QAV fóssil convencional de 89 gCO₂eq/MJ. Portanto, os ICs não são derivados da medição direta de emissões em refinarias e em rotas tecnológicas brasileiras, mas sim da literatura (ICAO, 2025). Apesar do SAF ser o principal meio para reduzir as emissões da aviação, as rotas tecnológicas para sua produção apresentam ampla variação no IC.

Adicionalmente, dentro de uma mesma rota, o IC final depende criticamente da eficiência energética dos processos auxiliares — em particular do consumo e da origem do hidrogênio (insumo essencial nas rotas HEFA e FT), da matriz elétrica utilizada na planta produtora e do balanço térmico do processo (integração com bioeletricidade, uso de vapor de cogeração, recuperação de calor). A própria metodologia ICAO/CORSIA incorpora fatores de correção específicos para a produção de hidrogênio e de calor, além de ajustes relativos ao transporte internacional de matérias-primas, reconhecendo a sensibilidade do IC final às escolhas tecnológicas de processo e à origem energética dos insumos (ICAO, 2025).

Por exemplo, a rota Fischer-Tropsch (FT), que produz SAF a partir de resíduos de biomassa, apresenta a maior redução, acima de 91%, mas também o menor nível de maturidade tecnológica (TRL 6-7) (ICAO, 2025). A rota HEFA (*Hydroprocessed Esters and Fatty Acids*) é a mais madura comercialmente (TRL 9), com desempenho de intensidade de carbono fortemente dependente da matéria-prima utilizada — varia de cerca de 67% de redução com sebo bovino a aproximadamente 84% com óleo de fritura usado (UCO), mas pode chegar a apenas 24% quando se utiliza óleo de soja com fator de uso indireto da terra (ILUC) brasileiro (ICAO, 2025). A rota ATJ (Alcohol-to-Jet), que utiliza etanol de cana-de-açúcar, apresenta redução em torno de 73% (IC = 24,1 gCO₂eq/MJ), enquanto o mesmo processo com etanol de milho safrinha brasileiro atinge apenas cerca de 29% (IC = 63,4 gCO₂eq/MJ, introduzido na 7ª edição ICAO em jun/2025), o que reflete a intensidade energética e o efeito ILUC da cadeia produtiva do milho (ICAO, 2025; EPE, 2025).

A Lei do ProBioQAV adota justamente a lógica baseada em emissões para o cálculo das obrigações. Isso significa que, para atingir a mesma meta de redução percentual, rotas com menor IC requerem menor volume de SAF. Por exemplo, uma planta que produza SAF pela rota FT contribuiria para a mesma obrigação regulatória com até um terço do volume necessário para uma planta ATJ operando com milho. Essa distinção incentiva a adoção de rotas com menor pegada de carbono.

▣ ESCOPO DO DIAGNÓSTICO DE SAF

Nesse contexto, Goiás apresenta uma combinação singular de fatores que o posicionam como potencial polo de produção de SAF. O estado dispõe de matérias-primas para as três principais rotas tecnológicas (sebo bovino para HEFA, etanol de cana e milho para ATJ, resíduos de biomassa para Fischer-Tropsch), de infraestrutura industrial madura, com 44 usinas de etanol e 8 de biodiesel (ANP, 2026), e de competitividade tributária, com ICMS sobre QAV de 7% pelo Convênio ICMS 188/2017. Este relatório apresenta um diagnóstico do estado atual do mercado de QAV, uma breve revisão da literatura sobre os custos e a viabilidade econômica das rotas tecnológicas de SAF em Goiás e no mundo, bem como da infraestrutura produtiva e do arcabouço regulatório relevante para SAF no Estado.

Os dados provêm exclusivamente de fontes oficiais (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, a ANP; ANAC; Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, o IBGE; e Sistema de Informações de Fábricas de Açúcar e Alcool de Goiás, o SIFAE) e da legislação vigente. Estimativas de custos de produção e de viabilidade econômica são apresentadas com base na literatura acadêmica e técnica e nos relatórios do governo, com atribuição explícita a cada fonte. As unidades de volume são apresentadas em litros (milhões ou bilhões) ou metros cúbicos (m³) que é a métrica adotada pela ANP, em que a equivalência é de 1 m³ = 1.000 litros.

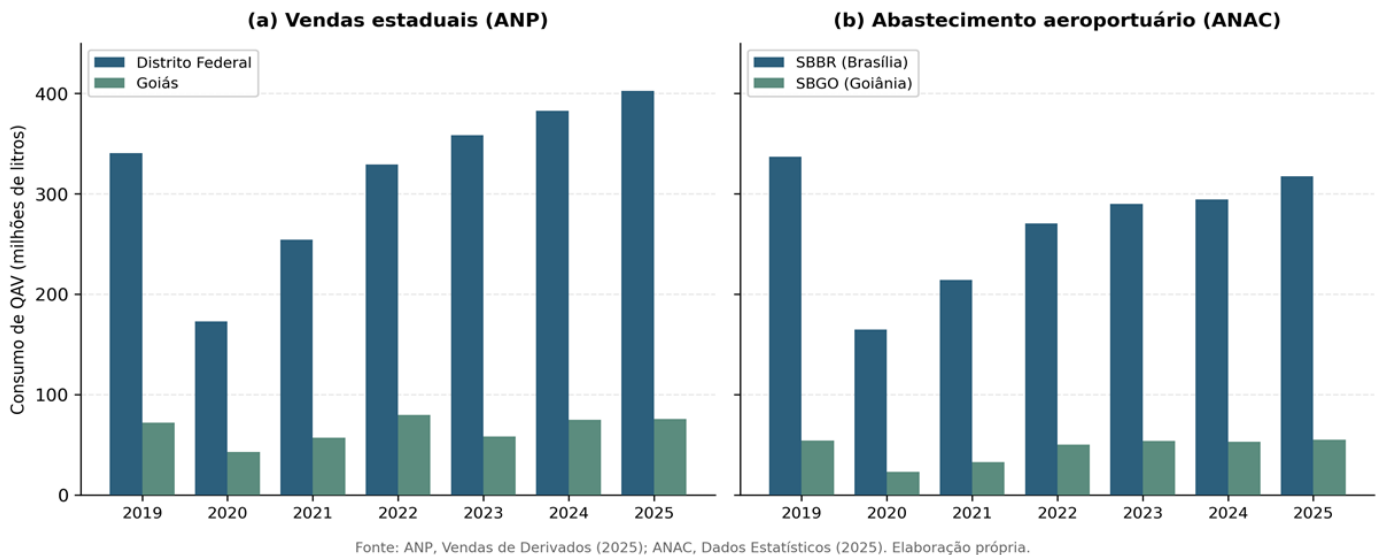
Duas referências centrais para Goiás são o estudo de SAF de Colvero et al. (2025), no capítulo 6 da segunda edição do Caderno de Estudos do Governo de Goiás, e o relatório “Potencial de Produção de SAF no Estado de Goiás”, elaborado pela CBIE Advisory no âmbito do Plano Energético Estadual de Goiás 2030 (PEEG 2030). Quando relevantes, os resultados e as projeções desses estudos são discutidos e complementados com dados adicionais e referências internacionais.

■ DEMANDA

■ **O Mercado de QAV em Goiás e o Eixo GO+DF:** Entre 2008 e 2024, as vendas de QAV no Centro-Oeste, reportadas pela ANP, cresceram 172,6% no Distrito Federal e 155,1% em Mato Grosso, enquanto Goiás registrou crescimento de 63,2% no mesmo período. O consumo goiano atingiu um pico de 90,8 milhões de litros em 2014 e recuou nos anos seguintes. A análise da demanda por SAF em Goiás não pode ser dissociada do Distrito Federal. O gráfico mostra a evolução do consumo de QAV no Estado, com dados da ANP (painel a), e nos aeroportos, com dados da ANAC (painel b), para GO e DF entre 2019 e 2025. O Aeroporto de Brasília (SBBR) é o principal consumidor de QAV do Centro-Oeste. GO e DF consumiram, em 2025, 478 milhões de litros de QAV, o que corresponde a 6,5% do total nacional (ANP, 2025). Houve uma queda acentuada no consumo de QAV em 2020, causada pela pandemia, tanto no DF quanto em GO.

Em 2025, os níveis de consumo voltaram a estar próximos aos de 2019 em ambos os estados (ANP, 2025). Vale notar que Goiás também consumiu 2,6 milhões de litros de gasolina de aviação (GAV) em 2025, destinada principalmente à aviação agrícola (ANP, 2025).

Figura 184 Consumo de QAV no eixo GO+DF: (a) vendas estaduais (ANP) e (b) abastecimento aeroportuário (ANAC), 2019–2025 (milhões de litros)



Fonte: ANP (2025). ANAC (2025).

A tabela a seguir apresenta a hierarquia de demanda por QAV no eixo GO+DF em 2025, integrando as vendas estaduais (ANP) e o abastecimento aeroportuário (ANAC). A diferença entre o volume estadual (478 milhões de litros) e o aeroportuário (372,5 milhões de litros) pode refletir, por exemplo, as vendas destinadas a empresas de aviação privadas ou a proprietários de aviões particulares.

Figura 185 Participação hierárquica do eixo GO+DF na demanda de QAV (2025)¹¹

Fonte	Nível	Componente	Volume (milhões de litros)	% Brasil	% Centro-Oeste
ANP	Pais	Brasil	7.401,5	100,0	—
ANP	Região	Centro-Oeste	602,1	8,1	100,0
ANP	Estado	DF	402,4	5,4	66,8
ANP	Estado	GO	75,6	1,0	12,6
ANP	Estado	MT	100,4	1,4	16,7
ANP	Estado	MS	23,7	0,3	3,9
ANP	Estado	GO + DF	478,0	6,5	79,4
ANAC	Aeroporto	SBBR (Brasília)	317,6	4,3	—
ANAC	Aeroporto	SBGO (Goiânia)	54,9	0,7	—
ANAC	Aeroporto	SBBR + SBGO	372,5	5,0	—

Fonte: Elaboração própria com dados da ANP (2025) e da ANAC (2025).

- ▣ **Operação e Capacidade aeroportuária:** A análise dos dados da ANAC (2019–2025) revela que o eixo GO+DF opera em regime quase inteiramente doméstico. O Aeroporto de Goiânia (SBGO) não possui voos internacionais regulares. Em 2025, os 1,95 milhões de passageiros embarcados e os 54,9 milhões de litros de combustível foram integralmente domésticos (ANAC, 2025). O Aeroporto de Brasília (SBBR), embora opere rotas internacionais, tem participação internacional de apenas 5,4% dos passageiros embarcados e de 9,2% do combustível abastecido em 2025 (ANAC, 2025). Dos 372,5 milhões de litros de QAV abastecidos em SBBR e SBGO em 2025 (ANAC), 343 milhões abastecem voos domésticos (92%). A exposição ao CORSIA, que regula voos internacionais, corresponde a aproximadamente 8% do volume de combustível do eixo, concentrada nas rotas internacionais de Brasília (Lisboa, Miami, Orlando, Lima, Panamá). A capacidade aeroportuária do eixo GO+DF sustenta a perspectiva de crescimento da demanda por QAV. O Aeroporto de Goiânia (SBGO), operado pela Motiva Aeroportos, possui capacidade terminal de 6,3 milhões de passageiros por ano. Em 2025, movimentou 3,86 milhões de passageiros, o que representa uma taxa de utilização de 61% e uma margem de 2,4 milhões de passageiros adicionais. O crescimento de 22% em relação ao ano anterior sinaliza uma dinâmica acelerada. A principal restrição é a pista única de 2.500 metros. O investimento de R\$ 65 milhões, por meio do Novo PAC, em outubro de 2024, e a construção do Aeroporto Antares em Aparecida de Goiânia, prevista para 2027, com foco em aviação executiva e

carga, devem aliviar a pressão sobre SBGO no médio prazo (ANAC, 2025; Infraero/Motiva, 2024; Novo PAC, 2024). O Aeroporto de Brasília (SBBR) opera a 80% de sua capacidade operacional, com 16,7 milhões de passageiros em uma capacidade de 21 milhões, e registrou crescimento de 10% em 2025. SBBR dispõe de duas pistas paralelas independentes, com 3.050 e 3.150 metros, e capacidade de 80 movimentos por hora, a maior do Brasil. A repactuação aprovada pelo TCU, no valor de R\$ 1,2 bilhão, prevê ampliação da capacidade. Combinados, SBGO e SBBR realizaram aproximadamente 208 mil operações de aeronaves em 2025, sustentando uma demanda de QAV que tende a crescer tanto pelo aumento de passageiros quanto pela capacidade de utilização (ANAC, 2025; Inframerica, 2025; TCU, 2024).

- Evolução dos Preços do QAV no Centro-Oeste e no Brasil:** A evolução dos preços do QAV no Centro-Oeste revela uma dinâmica consistente com a do mercado nacional. A tabela seguinte apresenta os preços médios anuais de revenda para o Brasil, o Centro-Oeste e o Sudeste nos três anos mais recentes.

Figura 186 Preços médios anuais do QAV por região (R\$/litro)

	Brasil	Centro-Oeste	Sudeste
2023	4,17	4,12	4,18
2024	3,83	3,93	3,84
2025	3,67	3,75	3,69

Fonte: ANP (2025). Preços médios anuais de revenda

O Centro-Oeste apresentou um preço ligeiramente superior à média nacional em 2024 e 2025. Esse prêmio regional do QAV é relevante pelo potencial de redução do custo de frete incidente sobre o QAV. Segundo o IBP/ABD (2025), o custo de transporte pode representar entre 7% e 14% do preço final do combustível, em volume de QAV vendido. Os dados mensais da ANP indicam que o preço médio do QAV no Brasil entre 2013 e 2024 foi de R\$ 2,54 por litro, variando de R\$ 1,28 (maio de 2020, durante a pandemia) a R\$ 5,83 (julho de 2022, no contexto da alta do petróleo e do início da guerra na Ucrânia). Campos et al. (2025) identificam o preço do petróleo e a taxa de câmbio como os principais determinantes do preço do QAV. Na prática, uma alta de 10% no preço do barril tende a elevar o QAV em proporção semelhante. A taxa de câmbio é o segundo fator, com efeito ligeiramente superior; uma desvalorização de 10% do real eleva o preço do QAV em aproximadamente 11%. Além disso, os autores destacam que a maior parte dos

¹¹ *GO GAV (aviação agrícola) = 2,6 milhões de litros em 2025 (não incluído).*

custos operacionais das companhias aéreas estão expostos a flutuações cambiais (Campos et al., 2025). A dependência do petróleo e do câmbio também se reflete na composição do preço atual do QAV. A ABEAR (2025) mostra que o custo do produto, ou seja, o preço fixado pelas refinarias, responde por 85% do preço final do QAV, com ICMS (9%), distribuição (5%) e taxa aeroportuária (1%) completando a composição. Isso significa que o preço do combustível de aviação é, em essência, um reflexo direto do mercado internacional de petróleo. O resultado é um combustível caro e volátil. O QAV no Brasil custa 38% a mais do que nos Estados Unidos e, entre 2020 e 2024, acumulou alta de 94%, mais do que o dobro da gasolina no mesmo período. Em abril de 2026, um reajuste de 55% pela Petrobras, motivado pela alta do barril acima de US\$ 100, elevou a participação do combustível nos custos das companhias aéreas de 36% para 45%, levando o governo federal a zerar temporariamente o PIS/Cofins sobre o QAV.

- **Impacto do combustível nas tarifas aéreas:** A relação entre o custo do combustível e o preço das passagens aéreas é central para avaliar as implicações econômicas do mandato de SAF. Segundo o IBP e a Associação Brasileira de Downstream (IBP/ABD, 2025), o combustível e os lubrificantes representaram 36% dos custos operacionais das companhias aéreas brasileiras em 2023, o maior componente individual. Esse percentual atingiu um pico de 41% em 2022, refletindo a alta do petróleo, e é estruturalmente mais elevado na América Latina (32% a 36%) do que na América do Norte (25% a 29%), devido ao menor peso relativo dos custos de pessoal na região. A composição nacional descrita pela ABEAR mascara variações significativas entre os aeroportos. Como destacado anteriormente, no Aeroporto de Brasília (BSB), o frete primário é bastante superior ao de Guarulhos ou ao do Galeão. A carga tributária estadual também é superior, com o ICMS representando 7,1% do preço final em Brasília, contra 1,7% em Guarulhos e Galeão (IBP/ABD, 2025). Essa estrutura tem implicações diretas para o SAF produzido em Goiás. Uma planta localizada no Sul goiano estaria a aproximadamente 200 km de Brasília, contra 700 km da refinaria de Betim-MG. A redução do frete primário poderia compensar parcialmente o maior preço do SAF sobre o QAV convencional. A transmissão do custo de combustível para as tarifas aéreas não é mecânica. O IBP/ABD (2025) identifica uma correlação entre os preços do QAV e as tarifas médias, mas enfatiza que não se trata de causalidade direta. As tarifas respondem a múltiplos fatores, incluindo a concorrência entre companhias, a densidade de demanda por rota, a sazonalidade e as estratégias de precificação dinâmica. A implicação é que o impacto do mandato de SAF sobre as tarifas tende a ser diluído por outros determinantes de preço, especialmente em rotas de alta concorrência.

■ ROTAS TECNOLÓGICAS

■ INTENSIDADE DE CARBONO, NÍVEL DE PRONTIDÃO E MATÉRIA-PRIMA DAS ROTAS

A próxima tabela sintetiza as três rotas de produção de SAF relevantes para Goiás, selecionadas pela maturidade tecnológica e pela disponibilidade local de matérias-primas.

Figura 187 Rotas tecnológicas de SAF para Goiás¹²

Rota / Matéria-prima	IC legado (gCO ₂ eq/MJ)	IC (ICAO, 2025) (gCO ₂ eq/MJ)	Redução vs. QAV	TRL	Disponibilidade em GO
HEFA — sebo bovino	22,5	29,7	67–75%	9	Alta — 3.326.662 cabeças
HEFA — óleo de fritura usado (UCO)	13,9	13,9	84%	9	Baixa e difusa em GO; coleta urbana incipiente
HEFA — óleo de milho técnico (TCO)	17,2	17,2	81%	9	Crescente — Inpasa Rio Verde: 47.000 t/ano TCO a partir do 1º sem/2027 (Inpasa, 2025)
HEFA — óleo de soja (BR, ILUC-inclusivo)	67,4	61,1	24–31%	9	Alta — GO grande produtor de soja
HEFA — macaúba	sem referência	sem referência	sem referência	5–6	Potencial cerrado goiano (pesquisa)
ATJ — etanol de cana-de-açúcar (1G)	24,1	24,1	73%	7–8	Alta — 44 usinas de etanol em GO (ANP, 2026)
ATJ — etanol de milho safrinha (BR)	54,0–65,7	63,4	29%	7–8	Alta — Inpasa Rio Verde 2027 (milho como insumo etanol)
ATJ — isobutanol de milho safrinha (BR)	sem referência	64,9	27%	7–8	Igual ao etanol de milho
FT — resíduos agrícolas (bagaço/palha)	7,4	7,7	91%	6–7	Alta — coprodutos da safra de cana e milho em GO
FT — palha de milho	13,0–13,8	13,8	85%	6–7	Alta — coproduto da safra de milho em GO

Fonte: Elaboração própria com base em EPE (2024; 2025; ICAO, 2025, Ismael, 2025). IC legado: valores das edições do CORSIA Default LCA vigentes até a 7ª edição (jun/2025). IC 8ª ed.: valores aprovados pela ICAO em 19 nov 2025. Baseline CORSIA: 89,0 gCO₂eq/MJ (ICAO, 2025).

■ **Rota HEFA: óleo e gorduras para SAF:** A rota HEFA (Ésteres e Ácidos Graxos Hidrotratados) é a mais madura comercialmente (TRL 9), respondendo por mais de 90% da

¹² TRL = Technology Readiness Level (Nível de Maturidade Tecnológica), escala de 1 a 9: TRL 1–3 = pesquisa básica; TRL 4–6 = validação em laboratório e em ambiente relevante; TRL 7–8 = demonstração em escala piloto; TRL 9 = tecnologia comercial comprovada.

produção global de SAF, estimada em cerca de 2 milhões de toneladas em 2025 — o que corresponde a aproximadamente 0,7% do consumo total de QAV (IATA, 2025; IEA Bioenergy, 2021). O processo converte óleos e gorduras em hidrocarbonetos drop-in por meio de hidrogenação catalítica, com intensidade de carbono e desempenho ambiental que dependem fortemente da matéria-prima. O sebo bovino, principal matéria-prima HEFA no contexto brasileiro, possui IC entre 22,5 e 29,7 gCO₂eq/MJ segundo o CORSIA (ICAO, 2025), o que implica redução de 67% a 75% de emissões em relação ao QAV fóssil ao longo do ciclo de vida, tendo como referência o baseline CORSIA de 89,0 gCO₂eq/MJ (ICAO, 2025). O óleo de fritura usado (UCO) apresenta IC ainda menor (13,9 gCO₂eq/MJ, redução de 84%), enquanto o óleo de soja com fator ILUC brasileiro chega a 61,1 gCO₂eq/MJ, o que ainda corresponde a apenas 24% a 31% de redução e reduz a viabilidade da soja como matéria-prima HEFA competitiva sob o regime CORSIA (ICAO, 2025). A matéria-prima representa até 80% do custo total de produção (IEA Bioenergy, 2021), o que torna a disponibilidade local de insumos o principal determinante de viabilidade. Goiás abateu 3.326.662 cabeças bovinas sob inspeção federal em 2024 (IBGE, 2026), gerando sebo como coproduto direto dos frigoríficos, caracterizado como matéria-prima de menor custo local e que não compete com a cadeia alimentar humana. A esse fluxo soma-se, a partir de 2027, o óleo técnico de milho (TCO) que a Inpasa produzirá em Rio Verde (GO), com capacidade anunciada de 47 milhões de litros anuais (Inpasa, 2025), um coproduto da produção de etanol de milho, com IC de 17,2 gCO₂eq/MJ (redução de 81%), elegível à rota HEFA. Souza (2019) aplicou uma análise multicritério para priorizar oleaginosas no processo HEFA brasileiro e identificou o sebo bovino e o óleo de soja como as matérias-primas mais aptas a sustentar a produção nacional em escala comercial no curto prazo. A macaúba, com potencial promissor no cerrado goiano, não possui valor default CORSIA em nenhuma das 8 edições do Default LCA Values (TRL 5–6; pesquisa em estágio pré-comercial).

- **Rota ATJ: etanol para SAF:** A rota ATJ (Alcohol-to-Jet, TRL 7–8) converte etanol em bioquerosene por meio de desidratação, oligomerização e hidrogenação. A intensidade de carbono varia amplamente conforme a matéria-prima do álcool: 24,1 gCO₂eq/MJ para etanol de cana-de-açúcar 1G (redução de 73% (ICAO, 2025) e 63,4 gCO₂eq/MJ para etanol de milho safrinha brasileiro (redução de 29%, valor com fator ILUC default Brasil-específico) (ICAO, 2025). A 7ª edição também introduziu valor canônico para a variante isobutanol-de-milho safrinha (64,9 gCO₂eq/MJ, redução de 27%) e fatores de correção para as fontes de hidrogênio e de calor da planta, que podem aumentar ou reduzir significativamente o IC final,

dependendo da matriz utilizada (ICAO, 2025). A principal vantagem para Goiás é a possibilidade de retrofit ou colocação junto às 44 usinas de etanol já em operação no estado, o que reduz o investimento de capital em comparação com a construção de uma planta nova. A diferença de IC entre cana (24,1) e milho safrinha (63,4) reflete a maior intensidade energética da cadeia produtiva do milho — mais fertilizantes nitrogenados, energia para secagem do grão e gás natural na destilaria —, combinada ao fator ILUC brasileiro. Essa diferença de IC reposiciona o uso do milho safrinha em Goiás: a planta da Inpasa em Rio Verde, anunciada para 2027 como a maior produtora de etanol de milho do país (1 bilhão de litros/ano), tem desempenho competitivo no CORSIA quando o coproduto óleo técnico de milho (TCO) é direcionado à rota HEFA (IC 17,2 gCO₂eq/MJ, redução de 81%), em vez de o etanol ser convertido a SAF pela rota ATJ-milho com IC de 63,4 gCO₂eq/MJ. Um aspecto promissor para a competitividade da rota ATJ-milho é a captura e o armazenamento do CO₂ gerado durante a fermentação alcoólica. Uddin et al. (2025) demonstram que a captura desse CO₂ de alta pureza adiciona apenas 1% ao custo mínimo de produção, mas reduz a intensidade de carbono em até 32 gCO₂eq/MJ. Aplicada ao etanol de milho safrinha (IC de 63,4 gCO₂eq/MJ), essa estratégia reduziria o IC do SAF ATJ para aproximadamente 31 gCO₂eq/MJ, aproximando-se do desempenho do ATJ-cana e reduzindo o volume necessário para cumprir as metas do ProBioQAV. A planta da Inpasa em Rio Verde é uma candidata natural a esse tipo de integração.

- **Rota Fischer-Tropsch (FT): biomassa e resíduos para SAF:** A rota Fischer-Tropsch (TRL 6–7) utiliza biomassa residual — bagaço e palha de cana, palha de milho e resíduos florestais — para produzir gás de síntese, que é convertido em hidrocarbonetos líquidos. Essa rota apresenta a maior redução de emissões entre as três rotas elegíveis CORSIA: IC de 7,7 gCO₂eq/MJ para resíduos agrícolas lignocelulósicos (redução de 91% em relação ao QAV fóssil e IC de 13,8 gCO₂eq/MJ para palha de milho (redução de 85%)) (ICAO, 2025; Ismael et al., 2025). A 7ª edição da CORSIA introduziu fatores de correção que tornam o IC sensível à origem do hidrogênio e do calor. Quando combinada à produção de hidrogênio verde, a rota FT pode alcançar reduções superiores a 96% em estudos recentes (Chireshe et al., 2025). Goiás possui abundância das duas principais matérias-primas da rota — bagaço/palha da safra de cana e palha do milho —, ambas são coprodutos da base sucoenergética já instalada. O alto investimento de capital e a ausência de plantas comerciais no Brasil, contudo, tornam a rota FT uma opção de médio a longo prazo para o estado. Há forte incentivo regulatório por meio do ProBioQAV: ao calcular as obrigações por

emissões evitadas (e não por volume), o programa favorece rotas de menor IC, de modo que uma planta FT cumpriria a mesma meta com volume substancialmente menor do que o das rotas alternativas — a rota FT-resíduos demandaria cerca de um terço do volume demandado por HEFA-sebo e cerca de um nono do volume demandado por ATJ-milho safrinha (cálculo próprio derivado das fórmulas CORSIA com baseline 89 gCO₂eq/MJ; ICAO, 2025).

- **Coprodução: SAF e diesel verde:** Todas as rotas de produção de SAF geram diesel verde e outros produtos. Essas proporções são determinadas pelas reações químicas envolvidas em cada processo. A configuração da planta pode alterar as proporções dentro de certos limites por meio de etapas adicionais na obtenção do biocombustível, aumentando a fração de SAF. No entanto, cada rota possui uma faixa característica. Na HEFA, o diesel verde é o principal produto (50–75%), com o SAF representando 15–50%. Na ATJ, o SAF é o principal produto (60–90%). Na FT, as proporções são intermediárias, com 45% de diesel e 25% de SAF (EPE, 2025; IEA Bioenergy, 2021). Na prática, uma planta de SAF em Goiás também produzirá diesel verde, diversificando as receitas e atendendo simultaneamente ao ProBioQAV e ao Programa Nacional de Diesel Verde. As configurações de coprodução são extremamente relevantes e devem ser consideradas nas análises de viabilidade econômica de cada rota.

■ REVISÃO DE LITERATURA SOBRE CUSTOS DE PRODUÇÃO E VIABILIDADE ECONÔMICA DE SAF

As estimativas dos custos de produção de SAF na literatura variam amplamente conforme a rota tecnológica, a matéria-prima, a escala de planta, o tipo de instalação (nova ou existente), as premissas financeiras e o ano de referência. Essa dispersão dificulta comparações diretas e exige cautela na interpretação dos resultados.

A próxima tabela resume os principais valores reportados em fontes recentes, o que permite contextualizar o mercado de SAF em Goiás. Os custos são apresentados como Preço Mínimo de Venda do Combustível (ou custo unitário mínimo viável), que representa o preço necessário para que o projeto atinja o ponto de equilíbrio financeiro.

Tabela 32 Custos de produção de SAF da literatura¹³

Rota	Fonte(s)	Matéria-Prima	Preço Mínimo (R\$/L)	Contexto
HEFA	IEA (2021)	Sebo/UCO	R\$ 3,54–7,59	Plantas maduras
HEFA	CBIE (2026)	Óleo de soja	R\$ 5,83	GO; PEEG 2030
HEFA	Colvero et al. (2025)	Sebo bovino	R\$ 8,67	GO; Caderno de Estudos
ATJ	Uddin et al. (2025)	Milho 1G	R\$ 4,11	EUA
ATJ	Chireshe et al. (2025)	Melaço 1G	R\$ 9,72–10,66	África do Sul
ATJ	CRA/Gevo NZ1 (2024)	Milho	R\$ 10,66	Planta real
ATJ	CBIE (2026)	Etanol	R\$ 10,07	GO; PEEG 2030
ATJ	Colvero et al. (2025)	Etanol de milho	R\$ 12,03	GO; Caderno de Estudos
FT	Chireshe et al. (2025)	Biomassa + H ₂	R\$ 9,93–12,64	GFT com hidrogênio verde
FT	Colvero et al. (2025)	Resíduos cana	R\$ 13,76	GO; Caderno de Estudos
Múltiplas	Paltsev et al. (2024)	–	R\$ 5,77–9,20	Estimativa para o Brasil
HEFA(ref.)	IATA (2025)	–	2,0–2,5× QAV	Múltiplo médio global

Fonte: elaboração própria

Na literatura internacional, Ng et al. (2021) reportam custos médios globais de US\$ 1,2 por litro para a rota HEFA e de US\$ 1,76 por litro para as rotas ATJ e FT. Esses valores refletem a média de plantas operacionais e projetadas em economias com cadeias de suprimento maduras. O estudo IEA Bioenergy (2021) reporta custos de HEFA com sebo entre US\$ 0,81 e US\$ 1,46 por litro, sendo a matéria-prima responsável por aproximadamente 80% do custo final. Ismael et al. (2025), em uma revisão abrangente, identificam uma estratégia híbrida HEFA+FT com custo teórico de US\$ 0,40 por litro, embora reconheçam que esse cenário pressupõe integração de processos ainda não demonstrada em escala comercial.

A CRA (2024), ao analisar a planta NZ1 da Gevo (rota ATJ), reporta um custo nivelado de US\$ 2,05 por litro, com projeção de redução de até 53% devido às curvas de aprendizado em plantas subsequentes. Essa projeção pressupõe ganhos de escala e otimização de processos que ainda não foram observados na prática, dado que a indústria global de SAF responde por menos de 1% do consumo total de QAV (IATA, 2025).

¹³ Valores originais em dólares convertidos a R\$ 5,20/US\$ (média anual de 2024, Banco Central do Brasil). Valores em reais de Colvero et al. (2025) e do CBIE Advisory (2026), mantidos sem conversão. UCO = óleo de cozinha usado (ou utilized cooking oil, em inglês).

Colvero et al. (2025), no Caderno de Estudos do Governo de Goiás, modelam a viabilidade econômica de oito combinações de rotas e matérias-primas, com horizonte temporal de 20 anos (2027 a 2046). Os preços de produção estimados para o primeiro ano (2027) são de R\$ 8,67 por litro para HEFA, R\$ 12,03 por litro para ATJ e R\$ 13,76 por litro para FT. O estudo reporta taxas internas de retorno que variam de 13% (FT com resíduos florestais) a 48% (HEFA com sebo bovino), assumindo uma taxa mínima de atratividade de 10%.

A CBIE Advisory (2026), no âmbito do PEEG 2030, estima preços mínimos de R\$ 5,83 por litro para HEFA com óleo de soja e de R\$ 10,07 por litro para ATJ com etanol, assumindo uma escala de produção de 230 milhões de litros por ano, o que corresponde a cerca de 50% do consumo atual de QAV no eixo GO+DF. A CBIE identifica como vantagens logísticas específicas as localizações de Rio Verde, Jataí e Cristalina e simula quatro cenários tributários, nos quais o preço final do SAF HEFA varia de R\$ 5,94 a R\$ 6,94 por litro. As estimativas de viabilidade econômica de SAF para Goiás são internamente consistentes e oferecem referências úteis para o diagnóstico. Cabe registrar que os resultados são sensíveis às premissas adotadas — em particular à escala da planta, ao custo e à volatilidade dos preços das matérias-primas (sebo bovino e etanol) e às curvas de aprendizado assumidas —, fatores que devem ser tratados em análises de sensibilidade nas etapas subsequentes do PEEG 2030.

A maioria das estimativas publicadas utiliza o conceito de planta genérica, já beneficiada por curvas de aprendizado e pela otimização de processos. A realidade em Goiás é que os custos de construção, comissionamento e operação tendem a ser 20% a 50% superiores aos valores de referência, conforme observado historicamente em projetos de biocombustíveis e de petroquímica para indústrias incipientes (Watson et al., 2024). A projeção de redução nos custos das rotas tecnológicas (CRA, 2024) merece cautela especial. Curvas de aprendizado observadas em outras cadeias de biocombustíveis, como a do etanol celulósico nos Estados Unidos, mostraram que as reduções de custo se materializaram mais lentamente do que o previsto, com atrasos significativos em relação às projeções iniciais.

INFRAESTRUTURA INDUSTRIAL EM GOIÁS

▣ DISTRIBUIÇÃO MESORREGIONAL

A Erro! Fonte de referência não encontrada. detalham, respectivamente, a infraestrutura de biocombustíveis e a demanda de QAV por mesorregião. A infraestrutura em Goiás está fortemente concentrada na mesorregião do Sul goiano, que abriga 32 das 44 usinas de etanol e 4 das 8 usinas de biodiesel, respondendo por 84,9% da capacidade instalada de etanol (52.169 m³/dia) (ANP, 2026). O consumo de QAV concentra-se na região do aeroporto de Goiânia.

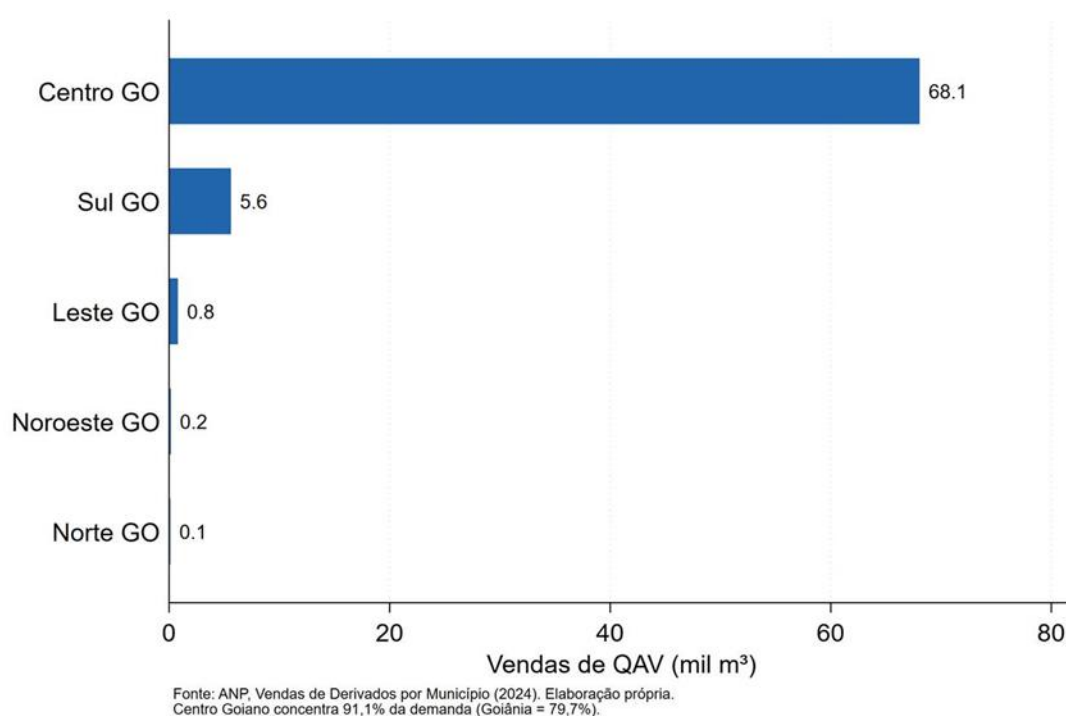
Figura 188 Capacidade instalada de etanol e biodiesel por mesorregião, Goiás¹⁴

Mesorregião	Usinas etanol	Cap. etanol (m³/d)	Usinas biodiesel	Cap. biodiesel (m³/d)
Sul goiano	32	52.169	4	2.350
Centro goiano	9	7.800	1	1.550
Norte goiano	1	500	1	1.800
Leste goiano	1	570	1	650
Noroeste goiano	1	400	1	95
Total	44	61.439	8	6.445

Fonte: Elaboração própria com dados da ANP, Capacidade Autorizada de Produção

¹⁴ Das 44 usinas de etanol, 7 operam com milho (1G) e as demais com cana-de-açúcar; das 8 usinas de biodiesel, todas processam oleaginosas e/ou gorduras animais (ANP, 2026). Capacidades em m³/dia (1 m³ = 1.000 litros). Em abril de 2026, Goiás contava com 20 unidades certificadas pelo RenovaBio, das quais 16 de etanol (1G cana) e 4 de biodiesel. As 4 usinas de biodiesel certificadas — OLFAR (Porangatu), Minerva (Palmeiras de Goiás), Caramuru (São Simão e Ipameri) — utilizam insumos lipídicos compatíveis com a rota HEFA de SAF (ANP, Painel RenovaBio, acesso em abr. 2026).

Figura 189 Distribuição da demanda de QAV por mesorregião, Goiás, 2024¹⁵



Fonte: Elaboração própria com dados da ANP, Vendas de Derivados por Município (2024)

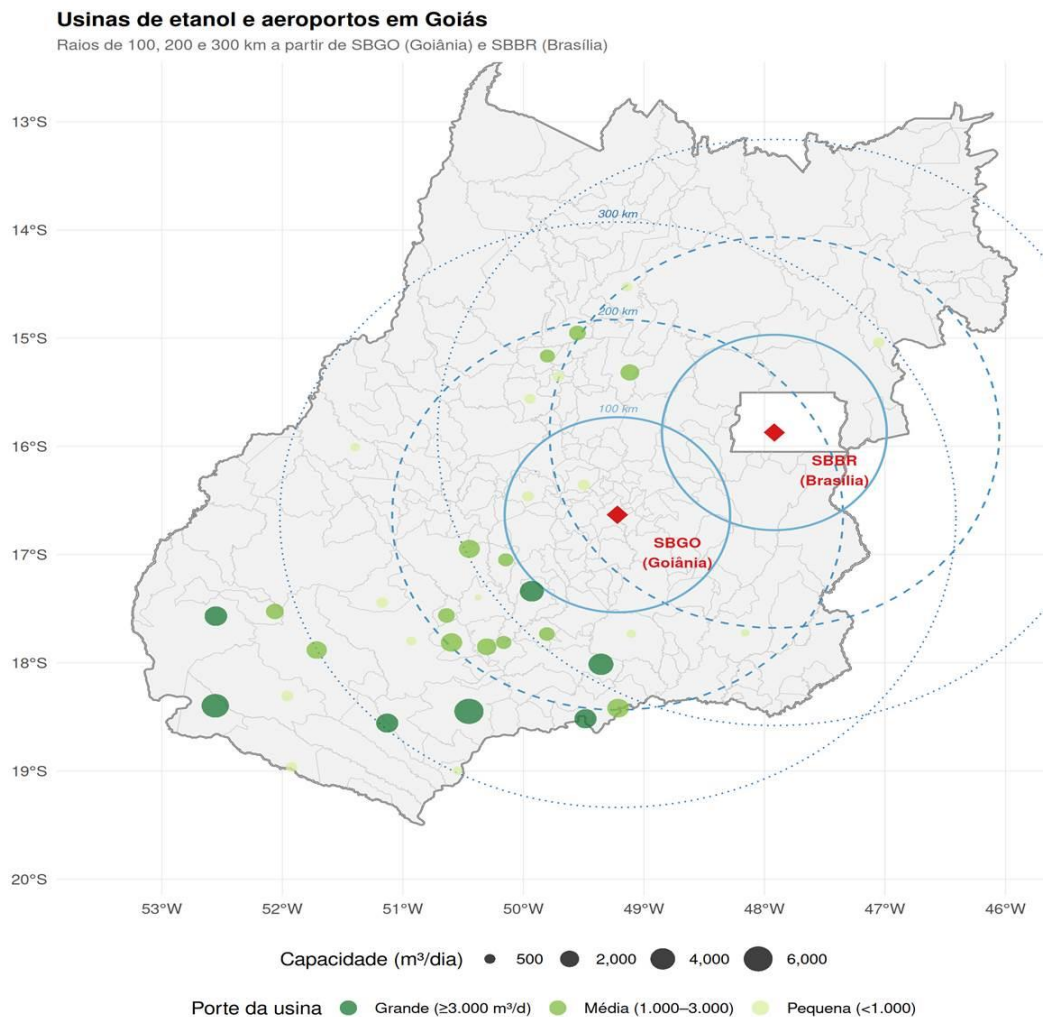
- **Candidatas para SAF e matérias-primas:** O mapa apresenta a distribuição geográfica das usinas e dos aeroportos. Três categorias de plantas industriais são candidatas para produção de SAF em Goiás: ATJ (retrofit/colocalização): As maiores usinas de etanol do Sul goiano, como São Martinho (Quirinópolis, 4.304 m³/d), Tropical Bioenergia (Edéia, 3.700 m³/d), Bom Sucesso (Goiatuba, 3.300 m³/d), possuem escala e localização para viabilizar unidades ATJ acopladas. As usinas flex cana/milho (Cerradinho e Raízen, em Chapadão do Céu e Jataí) e a milho puro (Neomille, Chapadão do Céu) representam candidatas adicionais, dado o menor custo do etanol de milho para SAF (ANP, 2026). HEFA (integração frigorífico–biorefinaria): A Minerva S.A. opera uma usina de biodiesel em Palmeiras de Goiás (450 m³/d) e é o único frigorífico com planta de biodiesel própria no estado (ANP, 2026). A integração vertical sebo → SAF é mais viável nesse modelo. FT (colocalização com usinas de cana-de-açúcar): No médio prazo, usinas de cana-de-açúcar com excedente de bagaço podem acoplar gaseificadores FT. As maiores usinas do Sul goiano geram bagaço suficiente para plantas-piloto.

¹⁵ Os dados de volume originais da ANP são reportados em m³ (1 m³ = 1.000 litros).

- **Potencial ATJ: Desvio Mínimo, Impacto Significativo:** Na safra 2024/25, Goiás produziu 5,64 milhões de m³ de etanol, dos quais 4,78 milhões de m³ de cana-de-açúcar e 856 mil m³ de milho (SIFAEG, 2025). A capacidade instalada é de 61.439 m³/dia em 44 usinas (ANP, 2026). A título ilustrativo, o redirecionamento de 2% da produção de etanol de cana (96 mil m³) para a rota ATJ, com taxa de conversão de 60% (EPE, 2025), geraria aproximadamente 57 mil m³ de SAF, que representa um volume já relevante em relação à demanda regional de QAV. A chegada da Inpasa a Rio Verde em 2027 altera significativamente o cenário de matéria-prima para SAF ATJ em Goiás. A planta de etanol de milho, com capacidade de 1 bilhão de litros/ano, fornecerá etanol elegível para conversão em SAF pela rota ATJ, que está sujeita à habilitação ISCC CORSIA específica da unidade de Rio Verde, uma vez que a certificação inicial do grupo Inpasa (maio de 2025) contemplou a unidade de Dourados/MS. Adicionalmente, os 47 milhões de litros/ano de óleo técnico de milho (TCO) produzidos nessa planta são insumo direto para a rota HEFA, diversificando as fontes de matéria-prima lipídica além do sebo bovino (Inpasa, 2025).

- **Rota HEFA e Sebo Bovino:** Goiás abateu mais de 4 milhões de cabeças de gado em 2024, das quais 3.326.662 sob inspeção federal (SIF) (IBGE, SIDRA; Governo de Goiás, 2024), o que o posiciona entre os maiores produtores de sebo bovino do país. A principal competição pelo sebo vem da indústria de biodiesel. Segundo a ANP, nas usinas de biodiesel de Goiás, sebo bovino e outras gorduras animais representaram 8,7% do total em 2024, com participação declinante para 7,3% em 2025 (ANP, 2025). A substituição do sebo por soja no biodiesel pode liberar volumes crescentes de sebo para a rota HEFA de SAF. A viabilidade da rota HEFA em Goiás depende da capacidade de redirecionar sebo do biodiesel para o SAF. Dois fatores favorecem essa realocação. Primeiro, a participação declinante do sebo no biodiesel goiano pode liberar volumes para outros usos. Em segundo lugar, o SAF oferece receita superior à do biodiesel por litro, o que incentiva a migração do sebo para a cadeia de valor do SAF. A infraestrutura frigorífica de Goiás reforça o potencial de fornecimento de sebo. A JBS/Friboi opera 6 plantas no estado (Goiânia, Senador Canedo, Mozarlândia, Itumbiara, Porangatu e São Luís de Montes Belos), empregando mais de 7.000 pessoas. Globalmente, a JBS direcionou 1,2 milhão de toneladas de sebo e banha para SAF e combustíveis renováveis em 2022–2023 (EUA, Canadá e Austrália) (JBS/Friboi, 2024; Exame, 2024) e iniciou estudos de viabilidade para fornecimento doméstico de sebo para SAF no Brasil.

Figura 190 Cobertura logística das usinas de etanol e dos aeroportos em Goiás e Brasília



Fonte: ANP (2026); ANAC (2025). Elaboração própria. Círculos concêntricos de 100, 200 e 300 km

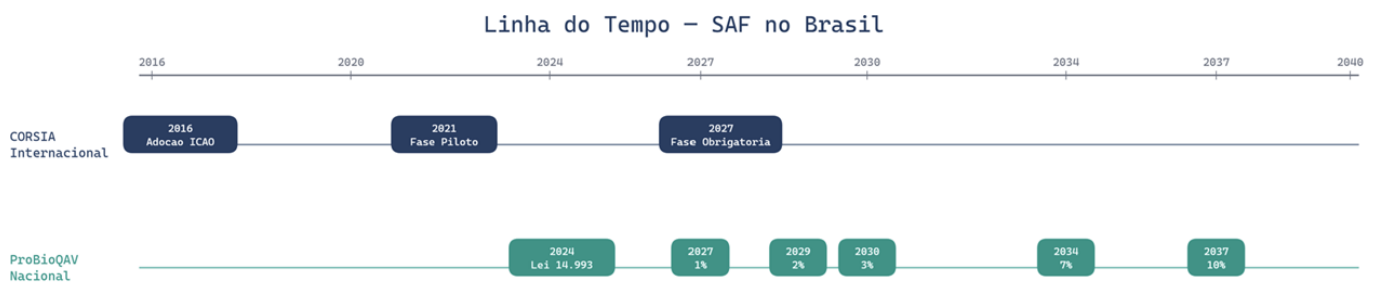
AMBIENTE REGULATÓRIO

O desenvolvimento do mercado de combustíveis sustentáveis de aviação (SAF) no Brasil está condicionado a um arcabouço regulatório que combina compromissos internacionais assumidos pelo país com a legislação doméstica recente. A regulamentação específica sobre SAF, entretanto, é mais recente e acompanha o amadurecimento do debate sobre a descarbonização da aviação. A compreensão desse ambiente regulatório é fundamental para avaliar as oportunidades de produção de SAF no estado de Goiás. Entre os principais marcos nacionais nos últimos anos incluem-se:

- ▣ **2016:** A Assembleia da ICAO adota o CORSIA para lidar com as emissões da aviação internacional.

- **2017:** Apresentação do PL nº 9.321 para criação do Programa Nacional do Bioquerosene.
- **2019:** ANAC inicia monitoramento das emissões de CO₂ em voos internacionais com escala no Brasil.
- **2021:** Sanção da Lei nº 14.248/2021, que institui o Programa Nacional do Bioquerosene, e início da fase piloto do CORSIA.
- **2023:** Apresentação do PL 4516/2023, que deu origem à Lei do Combustível do Futuro.
- **2024:** Sanção da Lei nº 14.993/2024 (Lei do Combustível do Futuro) em outubro e início da 1ª fase do CORSIA. A apresenta a linha do tempo regulatória dos mandatos de SAF.

Figura 191 Linha do tempo regulatória — mandatos de SAF nacionais e internacionais



Fonte: Elaboração própria

■ ProBioQAV

A Lei n.º 14.993, de 8 de outubro de 2024, denominada Lei do Combustível do Futuro, instituiu o **Programa Nacional de Combustível Sustentável de Aviação (ProBioQAV)**, estabelecendo metas obrigatórias de redução das emissões de GEE nas operações aéreas domésticas (Arts. 7–10) (Brasil, Lei 14.993/2024). As metas são progressivas (Lei 14.993/2024, Art. 10): 1% em 2027–2028, 2% em 2029, 3% em 2030, aumentando anualmente até 10% em 2037. As metas incidem sobre o volume de emissões das operações domésticas, não sobre o volume de combustíveis. Três características da Lei são determinantes para o enquadramento de Goiás:

Escopo doméstico (Art. 10). As metas incidem exclusivamente sobre operações domésticas. Conforme demonstrado, o eixo GO+DF opera em regime quase inteiramente doméstico, o que significa que praticamente todo o QAV consumido na região está sujeito ao ProBioQAV.

Base de cálculo por emissões (Art. 10, §1.º). A obrigação é calculada com base nas emissões, supondo o uso integral de combustível fóssil, e não com base no volume de QAV. Isso implica que rotas com menor intensidade de carbono (IC) requerem menor volume de SAF para atingir a mesma meta.

Meios alternativos (Art. 10, §2.º). A Lei admite meios alternativos de cumprimento, a serem definidos em regulamento. Espera-se que o sistema Book & Claim, pelo qual o SAF produzido em qualquer localidade possa ser contabilizado por qualquer operador, seja incorporado, como ocorre em mandatos internacionais análogos (ReFuelEU Aviation, SAF Mandate UK).

A Resolução ANP n.º 997/2026 (março de 2026) autorizou 8 rotas de produção de SAF para mistura com QAV (ou SBC, Sustainable Blending Component), incluindo HEFA, ATJ, FT-SPK, SIP e coprocessamento, com permissão para que produtores de SBC realizem a mistura diretamente, sem necessidade de intermediação por refinarias. O blend máximo permanece em 50% com QAV convencional (ASTM D7566) (ANP, Resolução 997/2026).

■ **CORSIA e o contexto internacional**

O Brasil aderiu ao CORSIA (*Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation*), administrado pela ICAO, que regula voos internacionais para redução de emissões. Após uma fase piloto, a partir de 2027, a adesão será obrigatória para os estados com participação significativa na aviação internacional (ICAO, 2022; ANAC, Resolução 743/2024). No entanto, a exposição de GO+DF ao CORSIA é residual.

A adoção de mandatos de SAF está em expansão global, mas com abordagens distintas. A União Europeia, por meio do regulamento ReFuelEU Aviation, exige uma mistura mínima de 2% de SAF a partir de 2025, elevando-a para 6% em 2030, 20% em 2035 e 70% em 2050 (Regulamento (UE) 2023/2405). A abordagem europeia baseia-se em volume e a Diretiva de Energias Renováveis (RED II) aplica um multiplicador de 1,2 ao SAF produzido a partir de matérias-primas avançadas, como resíduos urbanos, o que incentiva a diversificação dos insumos (Ng et al., 2021). O Reino Unido implementou o SAF Mandate, com metas de 2% em 2025 e de 10% em 2030. Os Estados Unidos adotam uma estratégia diferente, baseada em subsídios e incentivos fiscais previstos no **Inflation Reduction Act**, com créditos de até US\$ 1,75 por galão para SAF que atinja uma redução mínima de 50% nas emissões ao longo de todo o ciclo de vida. O California Low Carbon Fuel Standard (LCFS), em vigor desde 2010, permite que SAF gere créditos proporcionais à intensidade de carbono da rota (Ng et al., 2021).

Fora do eixo Europa-América do Norte, poucos países têm mandatos. A Indonésia foi pioneira com mistura obrigatória de 2% em 2018, elevada para 5% em 2025. A Noruega exigiu 0,5% a partir de 2020 e projeta 30% para 2030 (Ng et al., 2021). Na América do Sul, o Brasil é o único país com mandato de SAF. Argentina, Chile e Colômbia participam do CORSIA, mas não possuem legislação interna. O México é o único outro país latino-americano com metas explícitas, tendo estabelecido

alvos aspiracionais de 15% para 2020 e de 50% para 2040 (Ng et al., 2021; Rocco e Henkes, 2020; ICAO, 2023).

A diferença entre mandatos de mistura e mandatos baseados em emissões é relevante para Goiás. Ng et al. (2021) argumentam que metas de redução da intensidade de carbono tendem a ser mais eficazes do que mandatos simples de volume, por serem tecnologicamente neutras e premiarem as rotas com maior redução de emissões.

Um ponto importante no processo regulatório é a compensação monetária por meio do preço do carbono e os incentivos a um mercado de crédito de carbono, como o RenovaBio. Cui e Chen (2024), em análise de custo-benefício para rotas sul-americanas, estimam que a adoção voluntária de SAF pelas companhias aéreas só ocorreria quando o preço do carbono superasse US\$ 390/tCO₂, quase 5 vezes o preço atual do mercado europeu.

■ AMBIENTE REGULATÓRIO EM GOIÁS

Os programas de incentivo fiscal e a tributação merecem atenção. O financiamento de 73% do ICMS pelo PRODUIR pode ser decisivo para a viabilidade de plantas de SAF, uma vez que a indústria de álcool é explicitamente elegível. A eventual aprovação do PL 19.140/2025, que propõe revogar o regime especial de tributação de biocombustíveis no âmbito do PRODUIR, representaria um retrocesso significativo, eliminando um dos poucos instrumentos fiscais aplicáveis ao SAF no estado.

O Convênio ICMS 188/2017 (Cláusula 5.^a, inciso II) autorizou os estados do Centro-Oeste, Nordeste e Sul a reduzirem a base de cálculo do ICMS sobre QAV a atingirem a carga tributária mínima de 7%. Goiás adotou integralmente essa redução, resultando em carga efetiva de 7% sobre QAV (Convênio ICMS 188/2017; RCTE/GO). A vigência do benefício foi prorrogada até 30/04/2027 pelo Convênio ICMS 25/2025 (Confaz, 2017; 2025). O QAV permanece no regime ad valorem, o que significa que cada estado define sua própria alíquota efetiva, criando espaço para competição fiscal. A questão crítica, identificada pela CBIE Advisory (2026), é que o SAF não dispõe de tratamento tributário diferenciado e, na prática, sofre tributação mais onerosa do que o próprio combustível fóssil que pretende substituir. Isso ocorre por dois motivos simultâneos.

O primeiro é a classificação na Nomenclatura Comum do Mercosul (NCM). O SAF possui NCM própria (3824.99.89), que abrange “outros produtos e preparações à base de compostos orgânicos”. Essa NCM, no entanto, está registrada como inativa pela Receita Federal, o que cria um vácuo legal. Na ausência de classificação específica ativa, fornecedores acabam enquadrando o SAF sob a NCM do QAV fóssil (2710.19.11), o que gera distorções tributárias. Além disso, não há NCM específica para a mistura de SAF e QAV convencional (CBIE Advisory, 2026).

O segundo motivo é a alíquota de ICMS resultante. Quando o SAF é classificado sob sua NCM genérica (3824.99.89), incide a alíquota modal do ICMS de 19% em Goiás, sem direito à redução da base de cálculo prevista no Convênio ICMS 188/2017. O QAV fóssil, em contrapartida, beneficia-se da alíquota de 17% e da redução da base de cálculo do Convênio 188, o que resulta em carga efetiva de 7%. O resultado é uma distorção de 12 pontos percentuais, pela qual o biocombustível sustentável é tributado quase três vezes mais do que o combustível fóssil (CBIE Advisory, 2026; Convênio ICMS 188/2017). Essa distorção contraria diretamente o parágrafo 1.º do Artigo 225 da Constituição Federal, que garante tratamento diferenciado para biocombustíveis que substituem combustíveis fósseis. A CBIE Advisory (2026) identifica essa contradição como um entrave ao desenvolvimento do mercado de SAF em Goiás.

Além da questão tributária, o Governo de Goiás tem construído um arcabouço regulatório favorável a biocombustíveis, com três instrumentos relevantes:

Política Estadual de Combustíveis (Lei n.º 22.666/2024): Estabelece objetivos de descarbonização do transporte, o fomento à produção local de etanol e biodiesel, a obrigatoriedade de uso de biocombustíveis na frota pública e parcerias para P&D em biocombustíveis (Goiás, Lei n.º 22.666/2024).

Isenção de ICMS para biorrefinaria (Decreto n.º 10.673/2025): Concede isenção integral de ICMS na aquisição de bens de capital destinados a biorrefinarias de SAF, biogás, biometano, metanol e CO₂. A vigência é até 30/04/2026 (imediatamente após a data de entrega deste relatório), tendo sido ratificado pelo Confaz em março de 2025 (Goiás, Decreto 10.673/2025). Até o fechamento deste texto, não foi identificada prorrogação.

Fiscalização de combustíveis (Lei n.º 23.644/2025): Estabelece multas de R\$ 5 mil a R\$ 100 mil e o fechamento por 60 dias para a comercialização de combustíveis adulterados (Goiás, Lei 23.644/2025).

Programa Goiás Mais Energia Rural (Lei n.º 23.434/2025): O programa incentiva a produção e o uso de biocombustíveis no meio rural, incluindo explicitamente o bioquerosene (SAF) entre os biocombustíveis-alvo (Art. 1º, I). A definição de biocombustível na Lei abrange matérias-primas de origem animal (gorduras animais) e resíduos agroindustriais (Art. 2, I), alinhando-se diretamente às rotas HEFA e ATJ. O programa prevê acesso a financiamento e a incentivos fiscais, parcerias com instituições de pesquisa e a capacitação de produtores rurais. A Lei está vinculada à Secretaria-Geral de Governo e alinhada à Política Estadual de Combustíveis (Lei 22.666/2024) e à Lei n.º 23.644/2025.

Por fim, o estado possui programas de incentivo fiscal financiados pelo ICMS, além de outros incentivos à indústria de biocombustíveis. No entanto, uma lacuna sobre a regulação estadual é a falta de lei específicas para SAF.

▣ SINERGIAS COM O RENOVABIO

O RenovaBio estabelece metas de descarbonização por meio de Créditos de Descarbonização (CBIOS). Plantas certificadas podem produzir SAF e gerar CBIOS simultaneamente. Diversas usinas brasileiras já possuem certificação ISCC CORSIA (Raízen, BP Bunge, FS, Coruripe) (ISCC, 2025), o que permite a produção de etanol elegível como insumo ATJ.

A integração do SAF ao RenovaBio amplia as opções de geração de valor para os produtores goianos. A ANP, por meio da Resolução 987/2025, incluiu o SAF e o diesel verde entre os biocombustíveis elegíveis à emissão de CBIOS no âmbito do RenovaBio. Paralelamente, o ProBioQAV prevê a criação do Certificado de Sustentabilidade de Combustível Sustentável de Aviação (CS-SAF), um instrumento de mercado por meio do qual companhias aéreas podem adquirir créditos de descarbonização. Um produtor de SAF em Goiás poderá optar por gerar CBIOS ou CS-SAFs por lote de produção, sem sobreposição. A RenovaCalc dispõe atualmente de módulo operacional apenas para a rota HEFA; módulos para as rotas ATJ e FT permanecem em integração, conforme as diretrizes da Resolução ANP n.º 984/2025. A distinção entre os dois instrumentos é relevante. Os CBIOS são aposentados por distribuidores de combustíveis, enquanto os CS-SAFs serão aposentados pelas companhias aéreas, ou seja, a obrigação recai sobre diferentes atores da cadeia. No mercado de CBIOS, foram emitidos 42,45 milhões de créditos em 2024, um recorde histórico do programa, o que sinaliza o potencial do CS-SAF para incentivos à produção e adoção do biocombustível na aviação (ANP, 2024).

▣ PROJETOS DE SAF NO BRASIL

A EPE (2025) identificou uma capacidade instalada global de 8,3 bilhões de litros/ano de SAF, com projeção de 56,1 bilhões de litros/ano até 2033. No Brasil, os projetos anunciados totalizam uma oferta de 2,1 bilhões de litros/ano até 2030 e de 3,6 bilhões de litros/ano até 2035 (EPE, 2025).

As plantas concentram-se no litoral, próximas a refinarias ou portos. A Acelen (Bahia) está construindo a maior planta HEFA da América Latina, com capacidade total de 1 bilhão de litros/ano de SAF e de diesel verde, com um investimento de US\$ 3 bilhões. A operação comercial está prevista para 2027-2028. As matérias-primas iniciais são óleo de soja e óleo de cozinha usado, com transição gradual para o óleo de macadâmia. O projeto é costeiro e voltado para os mercados do Nordeste e para a exportação (IFC, 2025; Acelen, 2025).

A Energis8 planeja uma planta ATJ em São Paulo, que utilizará etanol de cana-de-açúcar. Goiás oferece etanol de milho 1G a um custo inferior, o que poderia viabilizar uma planta ATJ competitiva no Centro-Oeste. Do lado da distribuição, a Vibra tornou-se a primeira distribuidora a comercializar SAF no Brasil em março de 2025, utilizando SAF importado a partir de óleo de cozinha usado (UCO-HEFA) e expandiu a operação para Salvador em novembro de 2025. A Raízen firmou um memorando de entendimento com o consórcio SAFPAC para a produção de SAF na Ásia-Pacífico, utilizando etanol brasileiro, com um volume previsto de até 500 milhões de litros de etanol por ano até 2033. Esses desenvolvimentos indicam que a cadeia de valor do SAF no Brasil está se estruturando rapidamente. A Inpasa, cujo grupo obteve certificação ISCC CORSIA em maio de 2025 por meio da unidade de Dourados/MS, está construindo uma nova biorrefinaria de etanol de milho em Rio Verde (GO), com investimento de R\$ 2,4 bilhões e capacidade de 1 bilhão de litros por ano, com inauguração prevista para o primeiro trimestre de 2027. Essa planta representará a maior unidade de etanol de milho do estado podendo se tornar insumo para a rota ATJ, além de gerar 47 mil toneladas/ano de óleo técnico de milho (TCO), insumo para a rota HEFA (FINEP, Resultado SPN, 29/11/2024; Inpasa, 2025).

ENCAMINHAMENTOS:

Este diagnóstico demonstrou que Goiás reúne as condições materiais para se posicionar como polo de produção de SAF no Centro-Oeste brasileiro. Do lado da demanda, o eixo GO+DF consome 478 milhões de litros de QAV por ano (6,5% do nacional, ANP 2025), operando em regime majoritariamente doméstico, o que o submete integralmente ao ProBioQAV. A proximidade logística com Brasília (cerca de 200 km) cria uma vantagem competitiva para abastecimento do terceiro maior mercado de QAV do país (ANP, 2025). A título ilustrativo, a EPE (2025) projeta uma demanda nacional de SAF entre 3,2 e 9,1 bilhões de litros em 2037. Aplicando a participação atual de 6,5% do eixo GO+DF, a demanda regional correspondente seria de 210 a 590 milhões de litros. Além disso, pelo mecanismo de *book & claim* do ProBioQAV, o SAF produzido em Goiás pode atender à demanda de qualquer aeroporto nacional, ampliando o mercado potencial para além do eixo regional.

Do lado da oferta, Goiás dispõe de 44 usinas de etanol com capacidade de 61.439 m³/dia e de abate bovino SIF de cerca de 3,3 milhões de cabeças, o que gera potencial de sebo para a rota HEFA. A coprodução de SAF com diesel verde e outros produtos é característica das principais rotas tecnológicas, com proporções variáveis conforme o processo e o modo de operação. Essa saída conjunta de produtos diversifica as receitas e reduz a exposição ao risco de preço de um único combustível (EPE, 2025), atendendo simultaneamente ao ProBioQAV e ao PNDV.

No elo de distribuição, a comercialização de QAV em Goiás está concentrada em três distribuidoras — Vibra Energia, Air BP Brasil e Raízen —, que respondem por 98,6% do volume estadual em 2023 (ANP, 2023). A introdução do SAF no eixo GO+DF passa, portanto, pela adesão desse pequeno número de operadores, o que tende a simplificar a coordenação regulatória, mas também a ampliar o risco de que atrasos pontuais comprometam o cumprimento das metas do ProBioQAV.

No ambiente regulatório, Goiás conta com ICMS de 7% sobre QAV, isenção de ICMS sobre equipamentos de biorrefinarias (Decreto 10.673/2025), além de programas de financiamento consolidados (PRODUZIR/ProGoiás). A distorção tributária entre SAF e QAV fóssil e o risco de revogação dos benefícios fiscais para as biorrefinarias são os principais pontos de atenção.

A viabilidade econômica das rotas tecnológicas requer avaliação aprofundada, mas este diagnóstico identificou os parâmetros e as faixas de referência para essa análise, tais como o custo mínimo viável de R\$ 5,83/L (HEFA soja) a R\$ 10,07/L (ATJ etanol) em escala de 230 milhões de L/ano (CBIE Advisory, 2026). Os modelos existentes para o cálculo da viabilidade econômica das rotas em Goiás (Colvero et al., 2025; CBIE Advisory, 2026) oferecem uma base que pode ser refinada com dados atualizados sobre custos de matéria-prima e incentivos fiscais, bem como sobre a escala das plantas.

A ausência de projetos de SAF no Centro-Oeste, combinada com as vantagens competitivas do Estado e com as metas do ProBioQAV a partir de 2027, configura uma janela de oportunidade (EPE, 2025). As ações prioritárias incluem a prorrogação e ampliação do Decreto 10.673/2025 (vigência até 30/04/2026), a criação de ICMS diferenciado para SAF e a articulação com instrumentos federais como a chamada pública do BNDES/FINEP (BNDES, 2024) e o RenovaBio. Os próximos passos analíticos consistem na elaboração de projeções regionalizadas de demanda e oferta, incorporando os parâmetros de regulação das emissões da aviação e as sinergias identificadas neste diagnóstico.

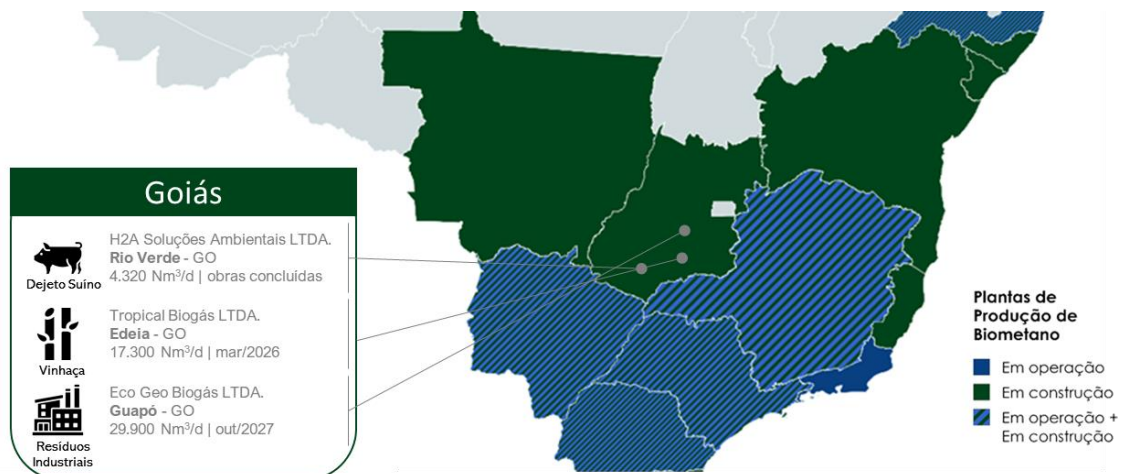
6. Diagnóstico de Gás, Biogás e Biometano

O Estado de Goiás apresenta condições particularmente favoráveis para o desenvolvimento das cadeias de biogás e biometano, em função de sua base produtiva diversificada, que engloba expressiva atividade agropecuária, agroindustrial e urbana, resultando na geração de volumes significativos de resíduos com aptidão energética. Apesar desse contexto favorável, observa-se que grande parte desse potencial ainda permanece subaproveitada, sobretudo no que se refere à conversão desses resíduos em combustíveis renováveis e em energia elétrica.

A abordagem adotada considera o biogás e o biometano de forma integrada, reconhecendo suas múltiplas possibilidades de aplicação — incluindo a geração de energia elétrica, o uso térmico e a substituição do gás natural fóssil — bem como sua contribuição para objetivos mais amplos de política pública, como a redução de emissões de metano, a promoção da economia circular e o fortalecimento da segurança energética regional. A partir desse enquadramento, avançam-se as análises relativas ao potencial de produção dessas fontes, organizadas por substrato e por região, em consonância com as necessidades do diagnóstico eletroenergético do estado.

No que se refere às plantas de produção de biometano em operação e em implantação no estado, Goiás conta atualmente com três empreendimentos autorizados pela ANP, totalizando uma capacidade instalada prevista de 51,5 mil Nm³/d, conforme ilustrado na figura abaixo.

Figura 192 Plantas de produção de biometano em Goiás



Fonte: Elaboração própria com dados da ANP, 2026

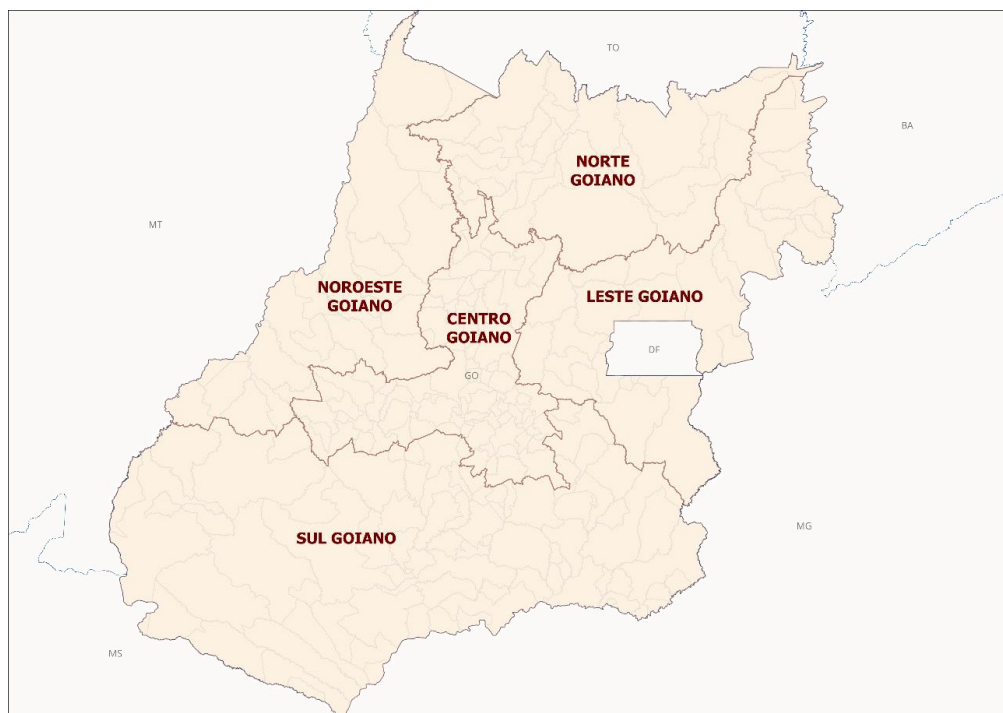
CONTEXTUALIZAÇÃO TERRITORIAL E DELIMITAÇÃO DA ANÁLISE:

A análise do biogás e do biometano no estado de Goiás, no âmbito deste Diagnóstico Eletroenergético, foi estruturada a partir de um enquadramento territorial que permite organizar e

interpretar de forma integrada os dados produtivos, demográficos e de geração de resíduos com potencial energético. Esse recorte é fundamental para identificar padrões regionais, localizar áreas com maior concentração de substratos e subsidiar a avaliação das oportunidades de aproveitamento energético dessas fontes no território estadual.

Para fins deste estudo, adotou-se uma divisão regional baseada nas cinco¹⁶ mesorregiões historicamente utilizadas para o estado de Goiás, a saber: **Sul goiano, Centro goiano, Leste goiano, Norte goiano e Noroeste goiano**. Esse enquadramento contempla o conjunto dos 246 municípios goianos e possibilita a identificação de polos regionais relevantes sob a ótica da oferta de biomassa, da infraestrutura existente e da articulação com o sistema eletroenergético.

Figura 193 Enquadramento regional da análise de biogás e biometano no estado de Goiás



Fonte: FGV Energia, 2026

A utilização desse recorte espacial permite associar a distribuição territorial da produção agropecuária, da atividade agroindustrial e da população urbana às principais rotas de geração de biogás e biometano analisadas neste diagnóstico. A partir dessa abordagem, torna-se possível comparar o potencial energético entre regiões, avaliar a concentração geográfica dos substratos e apoiar análises subsequentes relacionadas à escala de produção, à logística e à integração com infraestruturas energéticas existentes.

¹⁶ As mesorregiões utilizadas neste estudo correspondem à divisão territorial do IBGE vigente até 2017, posteriormente substituída pelas Regiões Geográficas Intermediárias e Imediatas. A adoção desse recorte se deu por orientação do Contratante, com o objetivo de assegurar comparabilidade com bases de dados setoriais e estudos anteriores que utilizam essa classificação.

No que se refere à delimitação da análise, o estudo concentrou-se nos substratos para os quais foi possível realizar estimativas consistentes de potencial energético a partir de bases de dados disponíveis e de metodologias consolidadas. O cálculo do potencial de produção de biogás e biometano foi realizado considerando quatro fontes principais: resíduos associados à produção de etanol de cana-de-açúcar; resíduos da produção de etanol de milho; dejetos da pecuária bovina a partir do rebanho de vacas ordenhadas; e resíduos sólidos urbanos provenientes da disposição em aterros sanitários.

Essa delimitação estabelece o escopo técnico das análises apresentadas nas seções seguintes, garantindo coerência entre o recorte territorial adotado, os segmentos produtivos considerados e os resultados de potencial energético estimados no âmbito do diagnóstico eletroenergético do estado.

No contexto desse enquadramento regional, a análise contempla o total de 246 municípios do estado de Goiás, abrangendo uma população aproximada de 7,4 milhões de habitantes. Para fins analíticos, foram identificados ainda seis polos municipais com maior relevância relativa sob a ótica da concentração de substratos, da escala potencial de produção e da articulação com infraestruturas existentes, os quais exercem papel estruturante na dinâmica regional de aproveitamento do biogás e do biometano.

A estimativa do potencial de produção de biogás e biometano foi estruturada a partir da definição de categorias específicas de substratos da cana-de-açúcar, do milho, da pecuária bovina e de resíduos urbanos. Essas categorias refletem a disponibilidade de dados, a relevância dos setores produtivos no estado e a consistência metodológica necessária ao diagnóstico, conforme descrito a seguir.

No segmento de saneamento, foi considerado o aproveitamento energético de resíduos sólidos urbanos (RSU), representando um substrato único para fins de cálculo. No estado de Goiás, aproximadamente 125 municípios destinam seus resíduos a aterros sanitários, sendo cerca de 110 municípios com aterros licenciados. Esses empreendimentos recebem, em média, 2,7 mil toneladas de resíduos por dia (SEMAD, 2025), configurando uma base relevante para a produção de biogás a partir da captação em aterros sanitários.

No âmbito da atividade agroindustrial, a análise contemplou três substratos associados ao setor sucroenergético: vinhaça e torta de filtro da matéria-prima cana-de-açúcar e vinhaça da matéria-prima milho. O estado conta com 44 usinas de etanol, distribuídas conforme abaixo:

Figura 194 Número de usinas de etanol por substrato

Matéria-prima	Nº de usinas
Cana-de-açúcar	37
Milho	3
Cana + Milho (ambas)	4

Fonte: FGV Energia, 2026

A expressiva produção agroindustrial associada a essas usinas resulta em volumes significativos de resíduos orgânicos com potencial para a geração de biogás e, após purificação, de biometano.

No setor agropecuário, foi considerado como substrato único os dejetos da pecuária bovina, em função da elevada participação da bovinocultura na estrutura produtiva estadual. A concentração territorial do rebanho bovino em Goiás confere relevância estratégica a essa rota de produção de biogás, sobretudo em regiões com maior densidade de atividades pecuárias.

CARACTERIZAÇÃO DOS EMPREENDIMENTOS DE BIOMETANO EM GOIÁS:

A análise dos modelos de negócio de biometano deve refletir as vocações econômicas do estado, considerando a disponibilidade de resíduos para produção, o perfil dos consumidores, a infraestrutura existente e os incentivos governamentais disponíveis. Os três empreendimentos identificados apresentam substratos, estágios de maturidade e estratégias comerciais distintos, conforme sintetizado na tabela abaixo.

Figura 195 Caracterização dos empreendimentos de biometano autorizados pela ANP em Goiás

Localização	Empresa	Capacidade (Nm³/d)	Substrato	Status
Rio Verde (GO)	H2A Soluções Ambientais LTDA.	4.320	Dejeto suíno	Obras concluídas
Edeia (GO)	Tropical Biogás LTDA.	17.300	Vinhaça (resíduo sucroenergético)	Previsão mar/2026
Guapó (GO)	Eco Geo Biogás LTDA.	29.900	Resíduos industriais (alimentícios e frigoríficos)	Previsão out/2027

Fonte: Elaboração própria com dados da ANP, 2026

A diversidade de substratos entre os empreendimentos — dejetos suínos, vinhaça e resíduos industriais — reflete a amplitude da base produtiva goiana e sinaliza que diferentes rotas tecnológicas e modelos de comercialização coexistem no estado. Conforme destacado por Andres Guevara, presidente da BP Brasil, cada usina terá alternativas distintas de comercialização, a

depende de sua localização, escala e proximidade com polos industriais ou redes de distribuição, tendo como objetivo central a substituição do diesel.

CONCEITOS, FUNDAMENTOS E PRINCIPAIS TECNOLOGIAS:

A produção de biogás a partir de resíduos orgânicos é fundamentada em processos bioquímicos e depende da tecnologia de conversão adotada. Esta seção apresenta os princípios da digestão anaeróbia e as principais configurações de reatores aplicáveis aos substratos identificados no estado de Goiás, fornecendo a base técnica necessária para a compreensão das estimativas de oferta potencial desenvolvidas e apresentadas ao longo deste capítulo.

■ DIGESTÃO ANAERÓBIA

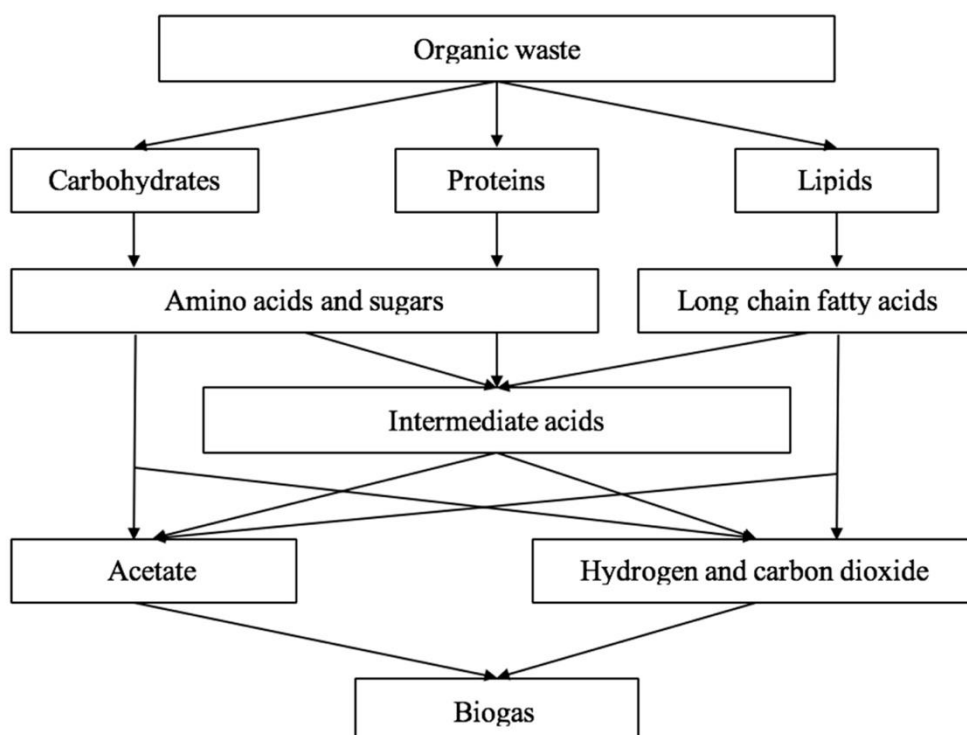
A digestão anaeróbia ocorre em quatro estágios sucessivos — hidrólise, acidogênese, acetogênese e metanogênese — cujo desempenho no sistema depende das interações entre os microrganismos responsáveis por cada etapa.

A biomassa orgânica é constituída por polímeros complexos inacessíveis aos microrganismos sem prévia decomposição, seja por hidrólise ou por pré-tratamentos. Na hidrólise, macromoléculas orgânicas são convertidas em compostos de menor massa molecular, onde as bactérias hidrolíticas secretam enzimas extracelulares que clivam carboidratos, lipídios e proteínas em açúcares, ácidos graxos de cadeia longa e aminoácidos, respectivamente. Os produtos resultantes difundem-se através das membranas celulares dos microrganismos acidogênicos (Meegoda et al., 2018).

Na etapa posterior, os microrganismos acidogênicos convertem os produtos da hidrólise em ácidos graxos voláteis (AGVs), predominantemente acetato, propionato e butirato, além de traços de etanol e lactato. A acidogênese é a etapa mais rápida da digestão anaeróbia, portanto, deve-se atentar ao acúmulo excessivo de AGVs, o qual provoca acidificação do meio, sendo uma das principais causas de falha do sistema (Meegoda et al., 2018).

Na acetogênese ocorre a conversão dos AGVs de cadeia longa e demais intermediários em acetato e H_2 , disponibilizando substratos para a metanogênese. Embora parte do acetato seja produzido diretamente na acidogênese, os AGVs superiores remanescentes dependem dessa etapa para serem aproveitados pelos microrganismos metanogênicos. Já a metanogênese é o estágio final da digestão anaeróbia, no qual arqueias anaeróbicas convertem intermediários, como acetato e hidrogênio, em metano (Meegoda et al., 2018). A figura a seguir apresenta um fluxograma simplificado dos quatro estágios de digestão descritos a seguir.

Figura 196 Etapas da digestão anaeróbia com foco na produção de biogás



Fonte: Meegoda et al., 2018

O desempenho da digestão anaeróbia é determinado por alguns fatores — temperatura, pH, relação carbono/nitrogênio (C/N); teor de umidade; Taxa Orgânica de Alimentação (COV); Tempo de Retenção Hidráulica (TRH); micronutrientes, etc. — que afetam a taxa de produção de metano.

■ pH

As arqueias metanogênicas operam em pH 5,5–8,5 (ótimo: 6,5–8,0). Todavia, em muitos casos, a inibição por pH é desencadeada pelo aumento da carga orgânica, resultando no acúmulo de AGVs não dissociados, provocando a acidificação do sistema.

Elevados pH, acima de 8,0, também podem ser inibitórios, podendo resultar em metanogênese intensa e acúmulo de amônia. Além disso, sistemas com baixa capacidade tamponante requerem adição de alcalinizantes, como por exemplo: cal, carbonato ou bicarbonato (Lohani & Havukainen, 2018).

■ TEMPERATURA

A digestão anaeróbia opera principalmente em duas faixas: mesófila (25–40 °C) e termofílica (45–60 °C). Temperaturas mais elevadas aumentam a solubilidade do substrato, a cinética reacional e a transferência líquido-gás, reduzindo o TRH. Contudo, condições termofílicas

elevam a concentração de amônia livre, potencialmente inibitória. O regime mesofílico, embora exija maior TRH, oferece maior estabilidade operacional (Lohani & Havukainen, 2018).

▣ **RELAÇÃO C:N**

Os microrganismos anaeróbios requerem nutrientes essenciais para o crescimento, com destaque para o nitrogênio. A proporção C:N de 20-30:1 é reportada como adequada para um bom rendimento de metano. Desvios significativos dessa proporção comprometem a capacidade tamponante ou a disponibilidade de nutrientes para a comunidade microbiana (Lohani & Havukainen, 2018).

▣ **CARGA ORGÂNICA VOLUMÉTRICA**

A carga orgânica volumétrica (COV) determina a disponibilidade de matéria orgânica para a comunidade microbiana. A COV excessiva supera a capacidade de consumo de ácidos orgânicos pelos microrganismos, provocando acidificação do digestor; e a COV insuficiente resulta em privação nutricional. A COV é definida principalmente pelas características do substrato e pelo sistema operacional (temperatura e tipo de reator) (Lohani & Havukainen, 2018).

▣ **TEMPO DE RETENÇÃO HIDRÁULICA**

O tempo de retenção hidráulica (TRH) define a duração do(s) substrato(s) no digestor e influencia diretamente a interação entre substrato e biomassa. Definir um TRH ideal é importante para evitar lixiviação bacteriana. Na prática, o TRH de sistemas convencionais situa-se tipicamente entre 10 e 30 dias.

Já os reatores anaeróbios operados com TRH curto e tempos de retenção de sólidos longos precisam incorporar mecanismos de retenção de biomassa, constituindo assim os chamados sistemas de alta taxa (Chernicharo, 2007).

Além disso, o TRH ótimo varia em função da composição do substrato, volume do reator e temperatura operacional. Substratos ricos em amido e açúcares requerem TRHs mais curtos; substratos lignocelulósicos, como resíduos agrícolas, demandam TRHs mais longos. E temperaturas elevadas aceleram a cinética de degradação, reduzindo o TRH necessário, assim, reatores termofílicos operam com TRHs inferiores aos mesofílicos (Prasanna Kumar et al., 2024).

Figura 197 Fatores ótimos para digestão anaeróbia

List of factors affecting AD.

Parameter	Optimum value
Temperature (Mesophilic)	31–35 °C
Temperature (Thermophilic)	55–60 °C
pH	6.8–7.20
C/N ratio	20–30
Retention time (Mesophilic)	20–30 days
Retention time (Thermophilic)	15 days
Volatile fatty acid	<4000 mg L ⁻¹

Fonte: Prasanna Kumar et al., 2024

TECNOLOGIAS DE PRODUÇÃO DE BIOGÁS (LAGOA COBERTA, LAGOA COBERTA COM MISTURA COMPLETA, CSTR, ALTA TAXA):

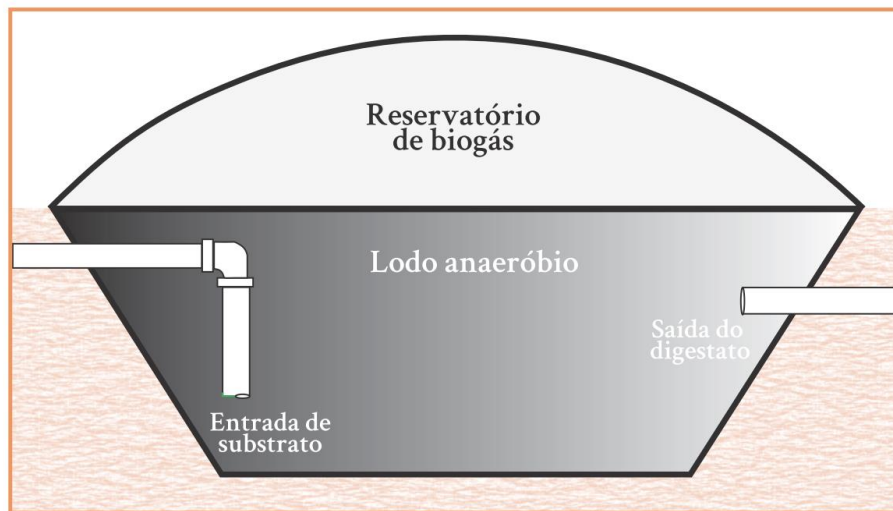
A seleção da tecnologia de digestão anaeróbia é determinante para o desempenho operacional e a viabilidade econômica de projetos de biogás, devendo considerar as características físico-químicas do substrato, a escala de produção, os custos de implantação e operação e o nível de controle desejado. As principais configurações de reatores aplicáveis aos substratos identificados no estado de Goiás são apresentadas a seguir, organizadas em ordem crescente de complexidade tecnológica e custo de implantação.

▣ Biodigestor de Lagoa Coberta (BLC)

O biodigestor de lagoa coberta (BLC) é um modelo amplamente utilizado no meio rural, especialmente para o tratamento de efluentes de suinocultura. Trata-se de um tanque escavado no solo, impermeabilizado e coberto com material geossintético flexível e de baixa permeabilidade, que permite o acúmulo de biogás, a figura abaixo descreve o conceito. É considerado um equipamento de baixo nível tecnológico, de fácil construção e operação e com baixo custo de implantação.

Já os biodigestores do tipo lagoa coberta com mistura completa operam em regime contínuo ou semi-contínuo, com agitação mecânica que homogeneiza a matéria orgânica e impede a formação de crostas, sendo comumente adotada em plantas de bovinocultura no Brasil. O avanço tecnológico ao longo dos anos, aliado à transferência de tecnologia com outros países, impulsionou a modernização dessas plantas, resultando em maior segurança operacional e rendimento de biogás (CIBiogás, 2019).

Figura 198 Biodigestor de Lagoa Coberta



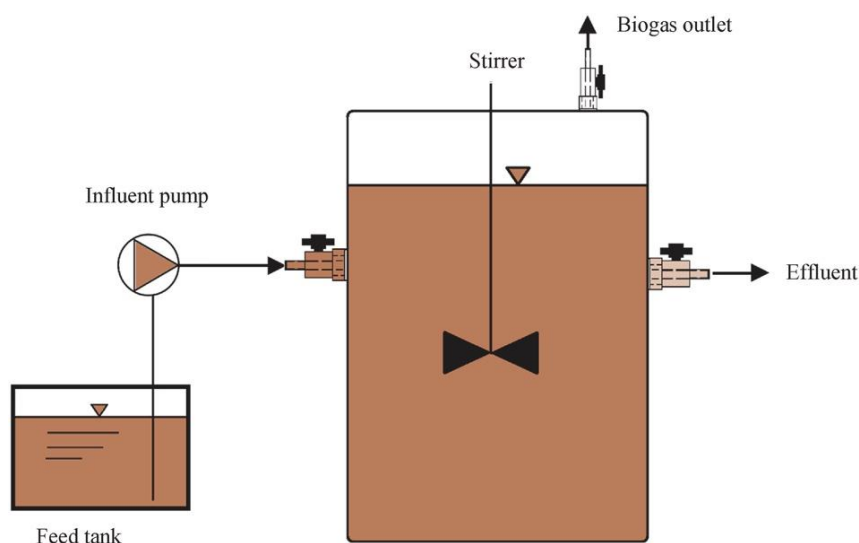
Fonte: Amaral; Steinmetz; Kunz, 2022

Todavia, em geral, os biodigestores de lagoa coberta não possuem sistemas de aquecimento nem de agitação, sendo comum apenas a recirculação do efluente por tubulação lateral devido à sua estrutura simplificada, operando com limite de até 3% de Sólidos Totais (ST), inferior ao de outros modelos, que podem suportar até 12% ST (Hmaissia et al., 2025).

■ Reator Contínuo de Tanque Agitado (CSTR)

O reator contínuo de tanque agitado (no inglês, *Continuous Stirred Tank Reactor* – CSTR) é um reator amplamente utilizado na produção de biogás, com a vantagem de permitir a operação com substratos sólidos e, consequentemente, maiores concentrações de sólidos totais. A agitação mecânica ou hidráulica garante a homogeneização do meio e a transferência de massa entre microrganismos e substratos, com o biogás coletado pelo topo e a temperatura controlada por sistemas de aquecimento, processo demonstrado na figura abaixo.

Figura 199 Reator contínuo de tanque agitado



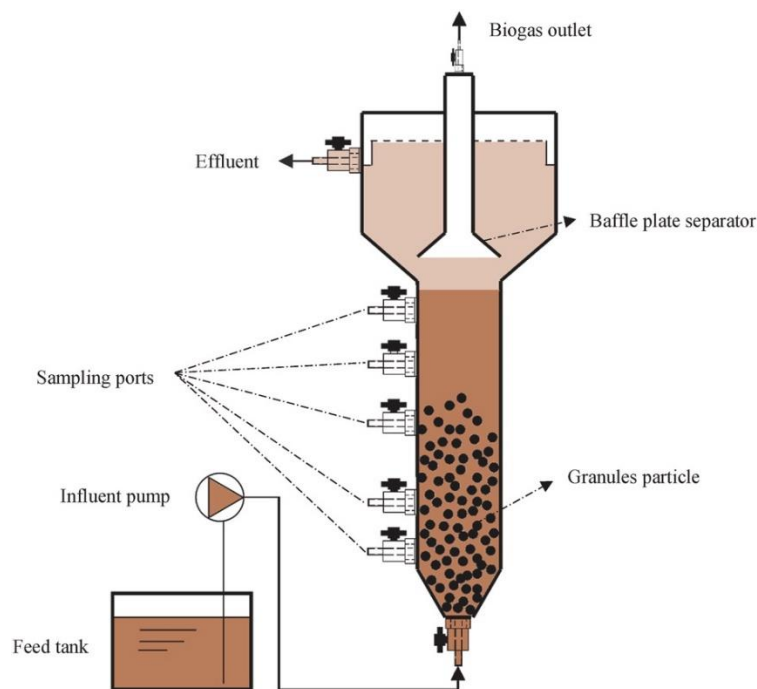
Fonte: Kiani et al., 2022

Suas principais limitações estão associadas à baixa concentração de microrganismos e à susceptibilidade à acidificação em altas cargas orgânicas. Nesses casos, são necessários longos tempos de retenção hidráulica e baixas cargas volumétricas de alimentação, exigindo reatores de grande volume (Kiani et al., 2022).

■ Reator Anaeróbio de Manta de Lodo Ascendente (UASB)

O reator anaeróbio de manta de lodo ascendente (no inglês, *Upflow Anaerobic Sludge Blanket* – UASB) é um dos principais reatores de alta taxa utilizados no tratamento de efluentes industriais. Seu diferencial está na formação de grânulos de lodo altamente sedimentáveis, que permitem a retenção de microrganismos sem necessidade de meios de suporte, resultando em unidades mais compactas. Um separador trifásico no topo do reator realiza a separação do biogás e a sedimentação dos grânulos, enquanto a agitação é promovida pelo próprio fluxo ascendente, dispensando recirculação. Opera com curtos tempos de retenção hidráulica, suporta altas cargas orgânicas volumétricas (até 20 kg DQO/m³d).

Figura 200 Reator anaeróbio de manta de lodo ascendente



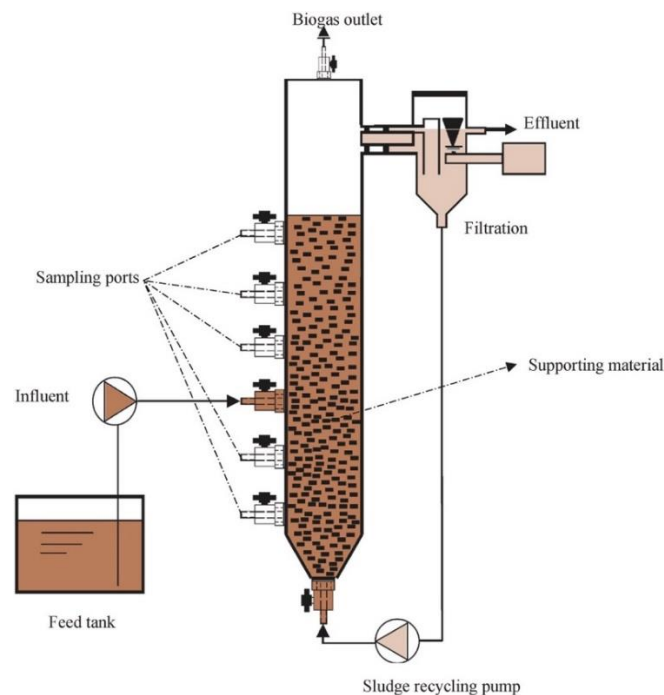
Fonte: Kiani et al., 2022

Apesar do alto desempenho, o UASB apresenta limitações, substratos com elevado teor de sólidos podem prejudicar a granulação do lodo e o contato com os microrganismos, além de o reator exigir longos períodos de partida (Kiani et al., 2022).

■ Reator Anaeróbio de Leito Fluidizado

O Reator Anaeróbio de Leito Fluidizado é um reator de alta eficiência no qual a biomassa adere a partículas de suporte fluidizadas, como areia, cascalho ou carvão ativado, e não é removida do sistema. A agitação é promovida pela circulação de gás e líquido, e as elevadas velocidades de fluxo favorecem o contato entre substrato e biofilme, resultando em altas taxas de transferência de massa e capacidade de operar com cargas orgânicas superiores às do UASB, a figura abaixo descreve o processo do reator.

Figura 201 Reator anaeróbico de leito fluidizado



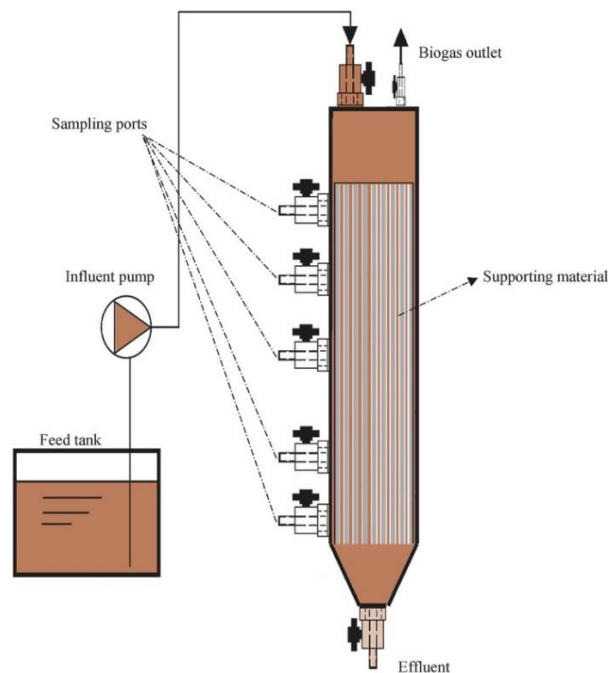
Fonte: Kiani et al., 2022

Entre suas vantagens destacam-se a menor sensibilidade a variações de temperatura e pH, alto tempo de retenção de lodo e boa estabilidade operacional. Contudo, o reator apresenta limitações em grande escala, especialmente quanto à estabilidade das partículas fluidizadas, às alterações hidrodinâmicas causadas pelo crescimento microbiano e aos elevados requisitos energéticos para manutenção da fluidização (Kiani et al., 2022).

■ Reator de Leito Fixo

O Reator de Leito Fixo, demonstrado na figura abaixo, opera com biofilme formado sobre materiais de suporte fixos, como PVC, polietileno ou carvão ativado granular, podendo ser do tipo ascendente ou descendente. Dispensa sistemas de mistura, suporta variações de carga orgânica e é capaz de remover a matéria orgânica em baixos tempos de retenção hidráulica, além de apresentar crescente resistência a substâncias tóxicas.

Figura 202 Reator de leito fixo



Fonte: Kiani et al., 2022

No entanto, ao processar efluentes ricos em sólidos, o acúmulo excessivo de material tende a provocar entupimento do leito em operações prolongadas. O reator ainda se encontra em fase preliminar de desenvolvimento, tendo sido avaliado apenas em pequena escala, sem que problemas operacionais como canalização e gradientes de temperatura tenham sido devidamente investigados (Kiani et al., 2022).

OFERTA POTENCIAL DE BIOGÁS E BIOMETANO EM GOIÁS:

Resíduos orgânicos de diversas origens constituem matérias-primas viáveis para a produção de bioenergia via digestão anaeróbia. Resíduos alimentares e agrícolas, lodos de estações de tratamento de esgoto, efluentes agroindustriais e a fração orgânica dos RSU representam substratos com elevado potencial energético, cuja valorização contribui simultaneamente para a redução dos impactos ambientais associados ao descarte convencional.

A diversidade de matérias-primas disponíveis motivou uma prospecção do potencial de produção de biogás no estado de Goiás, visando quantificar e mapear oportunidades de geração de energia renovável a partir de biomassas regionais.

Dentre os setores analisados — industrial, pecuário e de saneamento — algumas fontes se destacaram: no setor industrial, o complexo alcooleiro, baseado no processamento de cana-de-açúcar e milho, gera resíduos orgânicos de elevado potencial energético, notadamente vinhaça de cana, torta de filtro e vinhaça de milho. No setor pecuário, o expressivo rebanho bovino do estado

representa fonte significativa de biomassa, tendo os dejetos bovinos como principal substrato. No saneamento, o RSU destinado a aterros sanitários constituem outra fonte relevante, com possibilidade de captação direta do biogás gerado.

A estimativa da oferta potencial de biogás e biometano no Estado de Goiás foi estruturada a partir de quatro substratos principais, selecionados em função de sua relevância produtiva, disponibilidade de dados e consistência metodológica: cana-de-açúcar, milho, dejetos bovinos e resíduos sólidos urbanos. As seções a seguir apresentam, para cada substrato, a metodologia adotada, os resultados obtidos e a distribuição geoespacial do potencial estimado.

▣ CANA-DE-AÇÚCAR – SETOR SUCROENERGÉTICO

A estimativa da oferta potencial de biogás e biometano proveniente do setor sucroenergético no estado de Goiás foi estruturada em quatro etapas metodológicas sequenciais: (i) levantamento da produção de etanol por usina; (ii) quantificação dos resíduos gerados — vinhaça e torta de filtro — com base em fatores de conversão por tonelada de cana processada; (iii) cálculo do potencial de metano por substrato; e (iv) estimativa da oferta potencial de biometano. Destaca-se que o rendimento da produção de etanol adotado foi de 0,038 m³ por tonelada de cana processada, baseando-se na produção simultânea de etanol e açúcar pelas usinas (Formann et al., 2019).

As principais fontes de dados utilizadas foram: o Relatório Conab 2025, que fornece o acompanhamento da safra brasileira de cana-de-açúcar; o Painel ANP de Biocombustíveis, com dados de capacidade instalada de produção de etanol por usina/município que permitem determinar a participação de mercado de cada unidade produtiva em seu respectivo município (ANP, 2025; Conab, 2025)

Os parâmetros de conversão adotados foram definidos com base na literatura técnica especializada, conforme detalhado nas tabelas a seguir.

Figura 203 Balanço de massa: resíduos de cana por tonelada de cana processada

Resíduo	Quantidade	Unidade
Base: 1 tonelada de cana processada		
Torta de filtro	0,035	ton/ton cana
Vinhaça	0,45	m ³ /ton cana

Fonte: Formann et al., 2019

Figura 204 Balanço de energia: resíduos de cana

Parâmetro	Valor	Unidade
Rendimento metano — vinhaça	6	Nm ³ /ton
Rendimento metano — torta	47	Nm ³ /ton
Teor de biometano	55–60	%

Fonte: Probiogás, 2015

A vinhaça apresenta rendimento de 6 Nm³ de metano por tonelada de substrato, sendo um efluente líquido disponível ao longo do período de safra. A torta de filtro, substrato sólido com rendimento consideravelmente superior (47 Nm³/ton), demanda atenção especial ao teor de sólidos totais, sobretudo em sistemas de codigestão. O teor de biometano obtido situa-se na faixa de 55% a 60%.

A aplicação dos parâmetros metodológicos à base de dados estadual resultou nos seguintes potenciais de oferta de biometano para o estado de Goiás:

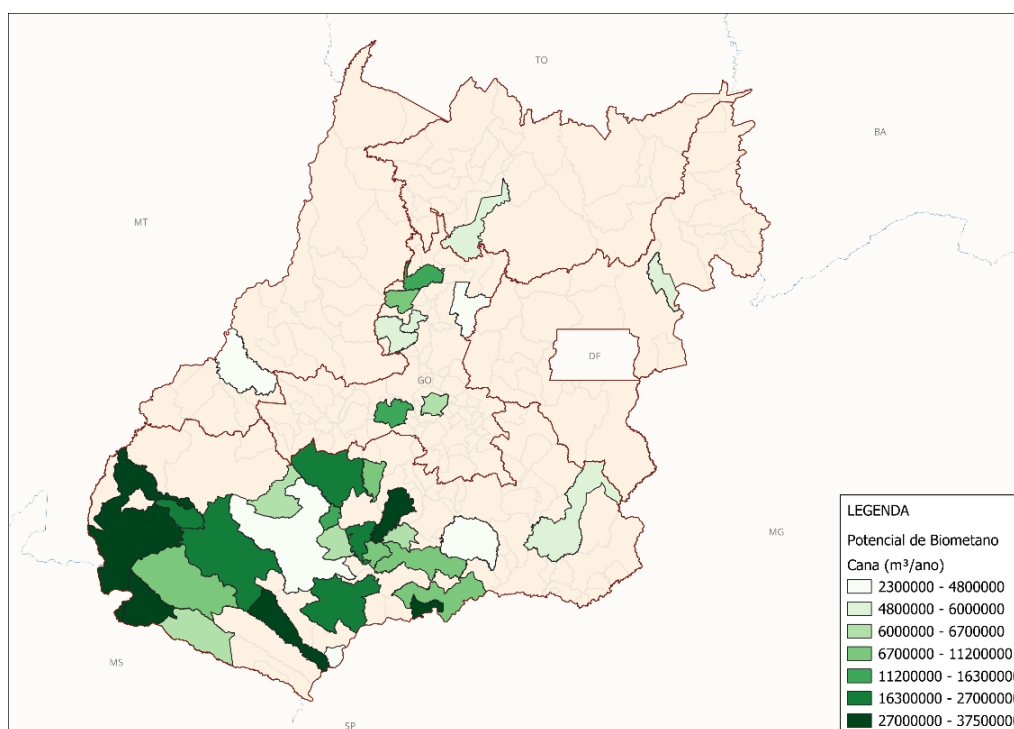
- ▣ **Vinhaça:** 57,7 milhões de m³/ano de substrato líquido, resultando em um potencial de 352,5 milhões de m³ de CH₄/ano;
- ▣ **Torta de filtro:** 4,5 milhões de toneladas/ano de substrato sólido, com um potencial de 211,1 milhões de m³ de CH₄/ano.

Somados os dois substratos, a oferta potencial total do setor sucroalcooleiro alcança 563,6 milhões de m³ de CH₄/ano, consolidando a cana-de-açúcar como a principal fonte de biomassa para produção de biogás e biometano no estado de Goiás.

▣ DISTRIBUIÇÃO GEOGRÁFICA DA OFERTA POTENCIAL DE BIOMETANO A PARTIR DA CANA-DE-AÇÚCAR

A análise geoespacial da oferta potencial de biometano da cana-de-açúcar em Goiás identificou os municípios com maior potencial de oferta de biometano a partir da cana-de-açúcar em Goiás, com concentração expressiva na região do Sul goiano, reflexo direto da distribuição territorial das usinas sucroalcooleiras. Os três municípios de maior destaque no estado são Edéia (1º), Anicuns (2º) e Mineiros (3º), conforme ilustrado na figura abaixo.

Figura 205 Distribuição geoespacial da oferta potencial de biometano (cana-de-açúcar)



Fonte: FGV Energia, 2026.

A tabela abaixo detalha o ranking dos municípios com maior potencial de oferta de biometano a partir da cana-de-açúcar, organizados por mesorregião, permitindo identificar os principais polos produtivos e sua contribuição relativa para o potencial estadual.

Figura 206 Ranking dos principais municípios com potencial oferta de biometano a partir da cana

Município	Potencial (MM Nm³/ano)
Edéia	37,7
Goiatuba	33,6
Mineiros	32,6
Rio Verde	31,3
Caçu	30,5

Fonte: FGV Energia, 2026

Conforme supracitado, o maior volume de produção potencial é proveniente da mesorregião do Sul goiano, que concentra os municípios com elevadas capacidades instaladas de processamento de cana. Essa configuração espacial está intimamente relacionada à expansão da

fronteira agrícola do Cerrado goiano e ao desenvolvimento do parque industrial sucroalcooleiro nessa região ao longo das últimas décadas.

A análise espacial indica que os municípios com maior potencial de biometano tendem a formar *clusters* regionais, o que favorece a integração logística e a viabilização de projetos de produção e distribuição de biometano em escala regional, incluindo possibilidades da construção de corredores verdes no estado.

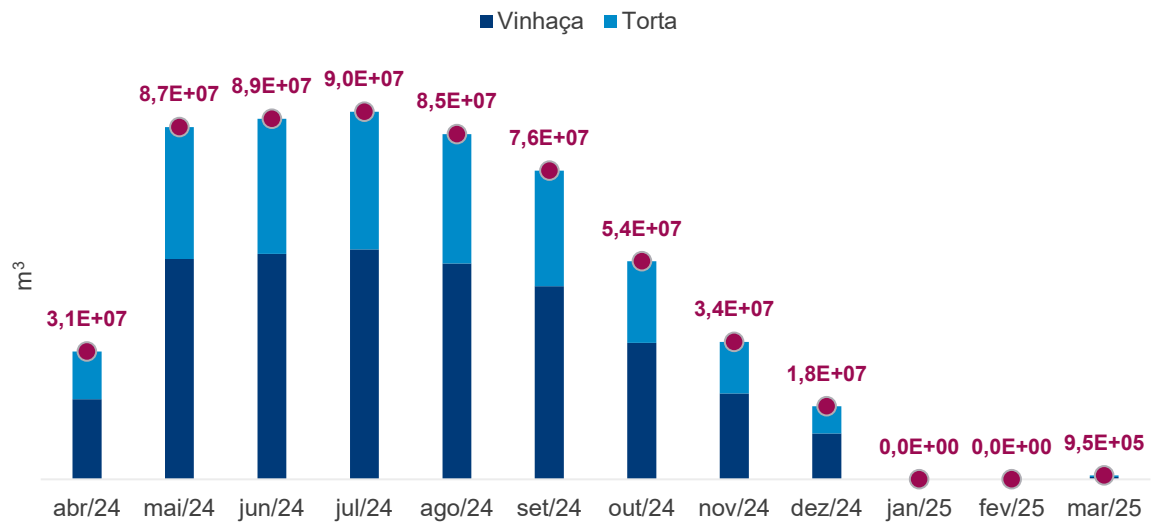
■ **DISTRIBUIÇÃO TEMPORAL DO POTENCIL DE BIOMETANO**

A oferta potencial de biometano proveniente da cana-de-açúcar não é constante ao longo do ano, sendo diretamente condicionada pela sazonalidade da safra sucroalcooleira em Goiás. Esse aspecto é determinante para o planejamento operacional de plantas de biogás, afetando desde o dimensionamento dos reatores até as estratégias de armazenamento e continuidade de abastecimento. Portanto, o potencial de biometano segue a sazonalidade da safra, com pico entre maio e outubro e ausência total de substrato entre janeiro e março.

O ciclo anual de disponibilidade de substrato, calculado com base nos dados de moagem de cana disponibilizados pela ANP, pode ser dividido em quatro fases distintas:

- **Início de safra (abril):** retomada gradual das atividades de moagem, com oferta estimada de $3,1 \times 10^7$ m³/mês. A produção de vinhaça e torta de filtro começa a se intensificar progressivamente.
- **Pico de safra (maio–setembro):** período de máxima disponibilidade de substrato, com volumes mensais oscilando entre $8,5 \times 10^7$ e $9,0 \times 10^7$ m³/mês.
- **Fim de safra (outubro–novembro):** queda progressiva da moagem e consequente redução dos volumes de resíduo, com oferta declinando de $5,4 \times 10^7$ para $1,8 \times 10^7$ m³/mês.
- **Off-season (dezembro–março):** interrupção quase total da geração de substrato, com volumes próximos a zero (exceção: $9,5 \times 10^5$ m³ em março, indicando o início de uma nova safra em algumas usinas).

Figura 207 Distribuição temporal da oferta potencial de biometano (m³) cana-de-açúcar



Fonte: FGV Energia, 2026.

Ao longo de todo o período de safra, a vinhaça responde por aproximadamente 62% do potencial total de biometano, consolidando-se como o substrato de maior relevância quantitativa no setor.

Esse perfil temporal de oferta impõe desafios importantes para a viabilização econômica de projetos de biogás na cadeia sucroalcooleira. A utilização da capacidade instalada ficaria restrita a aproximadamente oito meses por ano em operação plena, exigindo planejamento com estratégias de armazenamento de substrato, codigestão com outras fontes ou hibernação controlada do sistema biodigestor durante o período de entressafra. Entre as alternativas de codigestão, a vinhaça de milho se destaca como opção relevante, podendo ser obtida da própria usina, em unidades que produzem etanol de cana e de milho de forma integrada, ou de unidades próximas que operem com essa matéria-prima durante o período de entressafra da cana. O dejetos bovino representa outra fonte com elevado potencial de sinergia, dado sua disponibilidade contínua ao longo do ano, sendo seu potencial como substrato discutido em detalhe no próximo tópico. A torta de filtro, por sua vez, pode ser armazenada durante a safra e utilizada como substrato na entressafra, prática que já vem sendo adotada por usinas produtoras de biogás como estratégia para garantir a continuidade operacional do sistema.

■ TECNOLOGIAS E ASPECTOS OPERACIONAIS DO SETOR SUCROENERGÉTICO

A seleção da tecnologia de biodigestão mais adequada depende fundamentalmente das características físico-químicas do substrato disponível. No contexto do setor sucroalcooleiro, dois

substratos com naturezas distintas, a vinhaça (líquido) e a torta de filtro (sólido), requerem abordagens tecnológicas diferenciadas, embora compatíveis com estratégias de operação conjunta.

Para o tratamento e aproveitamento energético da vinhaça, as tecnologias recomendadas são a Lagoa Coberta e os Reatores de Alta Taxa. A vinhaça é caracterizada como efluente líquido com teor de sólidos totais inferior a 3% (ST < 3%). A operação pode ser conduzida em regime mesofílico (35°C) ou termofílico (55°C), com TRH variando de 20 a 30 dias nas lagoas cobertas e de apenas 1 a 3 dias nos reatores de alta taxa. Um aspecto operacional crítico é a elevada concentração de sulfeto de hidrogênio (H₂S) no biogás gerado a partir da vinhaça, que exige sistema de dessulfurização antes do uso ou purificação para biometano.

Para a torta de filtro, o reator CSTR é a tecnologia recomendada. O CSTR é adequado para substratos sólidos, operando sistemas com teor de sólidos totais de até aproximadamente 15% ST (Probiogás, 2015), com agitação contínua para manter a homogeneidade do meio reacional. As condições operacionais permitem temperaturas mesofílica ou termofílica e TRH de 20 a 30 dias.

A estratégia de codigestão, processamento simultâneo de vinhaça e torta de filtro em um único reator CSTR, é recomendada para usinas que dispõem de ambos os resíduos. A combinação dos dois substratos oferece benefícios sinérgicos relevantes (Hagos et al., 2017; Karki et al., 2021)

- Melhora do balanço C:N, favorecendo a atividade metanogênica;
- Aumento da alcalinidade do meio, proporcionando maior estabilidade ao processo e redução do risco de inibição por ácidos voláteis;
- Incremento no rendimento de metano em relação ao processamento isolado de cada substrato.

No entanto, a estratégia de codigestão entre vinhaça e torta de filtro deve ser avaliada considerando as diferenças significativas de volume gerado por cada resíduo. Como o volume de vinhaça produzido por tonelada de cana processada é consideravelmente superior ao da torta de filtro, um arranjo tecnológico eficiente deve ser planejado de forma a contemplar as especificidades de cada substrato. Nesse sentido, sistemas de alta taxa seriam direcionados exclusivamente ao tratamento da vinhaça, garantindo maior eficiência e produção otimizada de biogás dado o elevado volume gerado. Em complemento, reatores do tipo CSTR apresentam maior flexibilidade operacional e podem ser empregados na codigestão de ambos os resíduos, integrando vinhaça e torta de filtro em um único sistema e aproveitando as sinergias entre os substratos. Dessa forma, um arranjo ideal para usinas que dispõem de ambos os resíduos passa pelo planejamento integrado das tecnologias, equilibrando eficiência energética e capacidade de tratamento.

▣ MILHO – SETOR ALCOOLEIRO

O setor alcooleiro do milho em Goiás representa uma fronteira em expansão na produção de etanol no Brasil, com participação crescente na matriz nacional. A estimativa do potencial de biometano a partir desse setor segue a mesma estrutura metodológica aplicada à cana-de-açúcar: levantamento da produção de etanol por usina, quantificação do resíduo gerado, neste caso, a vinhaça de milho, e cálculo do potencial de metano. As fontes de dados são igualmente o Relatório Conab 2025 e o Painel ANP de Biocombustíveis, complementados pelos parâmetros de conversão de Ziero et al. (2023).

O balanço de massa e energia para o milho apresenta diferenças importantes em relação à cana, tanto em volumes gerados quanto em características físico-químicas do resíduo, conforme sintetizado na tabela a seguir.

Figura 208 Balanço de massa

Matéria-prima/Produto	Quantidade (m³/ton milho)
Base: 1 tonelada de milho processada	
Vinhaça de milho	1,83
Etanol	0,43
Biometano	6,76 (m³ biometano/ton vinhaça fina de milho)

Fonte: Elaboração própria.

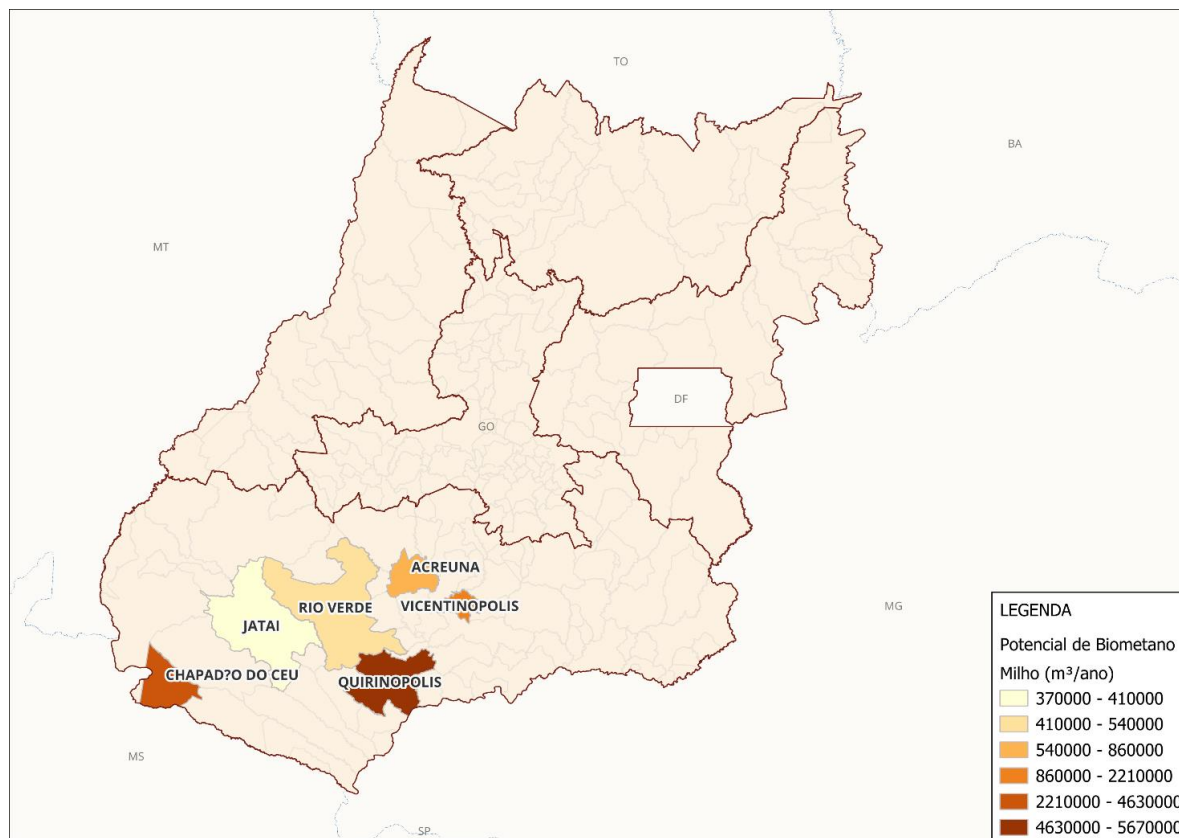
Dessa forma, o potencial total estimado foi de 23 milhões de m³ de CH₄/ano, provenientes de 3,4 milhões de m³/ano de vinhaça de milho gerados no estado. Apesar de representar um potencial consideravelmente menor em termos absolutos frente ao da cana-de-açúcar, o setor do milho apresenta duas características operacionais relevantes: a disponibilidade contínua de substrato ao longo do ano, já que as usinas de etanol de milho não estão sujeitas à sazonalidade da safra canavieira, e uma trajetória de crescimento acelerada. Projeções para 2030 indicam que o etanol de milho poderá responder por até 35% da oferta nacional de etanol (EPE, 2025), o que implica expansão significativa do volume de vinhaça e, consequentemente, do potencial de biometano associado.

▣ DISTRIBUIÇÃO GEOGRÁFICA DA OFERTA POTENCIAL DE BIOMETANO A PARTIR DO MILHO

A análise geoespacial da oferta potencial de biometano do milho em Goiás revela concentração expressiva na porção Sul do estado, reflexo da localização das usinas de etanol de

milho autorizadas pela ANP. A distribuição é significativamente mais concentrada do que a observada para a cana-de-açúcar, abrangendo menos municípios com potencial relevante, conforme a figura abaixo.

Figura 209 Distribuição geoespacial da oferta potencial de biometano (milho)



Fonte: FGV Energia, 2026

A tabela abaixo detalha os municípios e o potencial de oferta de biometano a partir do milho, organizados por empresa e município, permitindo identificar os principais polos produtivos e sua contribuição relativa para o potencial estadual.

Figura 210 Geração de resíduos e potencial de biometano por empreendimento (milho)

Município	Empresa	Matéria-prima	Produção de Vinhaça (mil m³/ ano)	Biometano da Vinhaça (mil m³/ano)
Chapadão do Céu	Neomille S.A.	Milho	1196,20	8086,35
Quirinópolis	São Martinho S/A	Cana + Milho	1072,60	7250,76
Quirinópolis	Cargill Bioenergia Ltda.	Cana + Milho	462,28	3125,04
	Caçu Comércio e			
Vicentinópolis	Indústria de Açúcar e	Cana + Milho	299,05	2021,59
	Álcool Ltda.			

Acreúna	GEM Agroindustrial e Comercial Ltda.	Milho	164,48	1111,87
Rio Verde	Usina Rio Verde Ltda.	Cana + Milho	112,14	758,09
Jataí	Jataí Agroindústria de Bio-combustível Ltda. (VMG Bioenergia)	Milho	99,68	673,86

Fonte: FGV Energia, 2026

Todos os empreendimentos identificados estão localizados na mesorregião do Sul goiano, consolidando essa região como o principal polo de produção de biometano a partir do milho no estado. Destaca-se que Quirinópolis concentra duas usinas — São Martinho e Cargill — respondendo juntas por cerca de 45% do potencial total da mesorregião. A concentração geográfica dos empreendimentos sinaliza oportunidades para projetos integrados de biometano nessa região, com potencial de complementaridade com a cadeia sucroenergética da cana já presente nos mesmos municípios.

Comparativo entre o potencial de produção de biometano a partir da vinhaça de cana-de-açúcar e de milho:

No caso da cana-de-açúcar, cada tonelada de cana processada gera aproximadamente 0,45 m³ de vinhaça (usina anexa¹⁷), enquanto para o milho esse valor é de 1,83 m³ por tonelada de grãos. Embora a vinhaça de milho apresente maior volume por tonelada de matéria-prima, o potencial de produção de metano por tonelada de vinhaça também difere entre as culturas: 6,0 Nm³ CH₄/ton para a vinhaça de cana e 6,8 Nm³ CH₄/ton para a vinhaça fina de milho. Quando se considera a produtividade agrícola de cada cultura, em média 80 toneladas de cana por hectare e 6 toneladas de grãos de milho por hectare nas condições brasileiras, a cana-de-açúcar demonstra superioridade na produção de biometano por unidade de área. Calculando-se a cadeia completa, desde a produtividade da lavoura até a conversão da vinhaça em metano, obtém-se uma produção de aproximadamente 216 Nm³ CH₄/ha para a cana, contra cerca de 74,7 Nm³ CH₄/ha para o milho.

- ▣ **Tecnologia e aspectos operacionais: vinhaça de milho:** A tecnologia recomendada para o tratamento da vinhaça de milho é a mesma aplicada à vinhaça de cana: Lagoa Coberta ou

A **usina anexa** produz açúcar e etanol de forma integrada, utilizando o caldo de cana para a fabricação de açúcar e aproveitando o melaço para a produção de etanol. Já a **usina autônoma** destina todo o caldo diretamente para a produção de etanol, sem passar pela etapa de cristalização, o que resulta em maior rendimento de etanol por tonelada de cana processada.

Reator de Alta Taxa. No entanto, a vinhaça de milho apresenta uma especificidade técnica relevante que a diferencia da vinhaça de cana: o processo de produção de etanol de milho gera, como subproduto, a vinhaça de milho, a qual é submetida a uma etapa de centrifugação para separação da fração líquida, denominada vinhaça fina, do material sólido, conhecido como DDGs (Dried Distillers Grains with Solubles), destinado à alimentação animal.

■ DEJETO BOVINO – SETOR PECUÁRIO

A estimativa do potencial de oferta de biogás e biometano proveniente do dejetos bovino seguiu uma estrutura metodológica de três etapas: (i) levantamento do rebanho de vacas ordenhadas por município; (ii) cálculo da geração de resíduos; e (iii) estimativa da oferta potencial de biometano. A principal fonte de dados utilizada foi o IBGE 2024 (sistema SIDRA), com informações sobre o tamanho do rebanho de vacas ordenhadas devido a questões operacionais e logísticas de coleta. O fator de conversão adotado foi de 0,380 m³ de biogás por cabeça por dia, referência do Centro Brasileiro de Infraestrutura (KUNZ; OLIVEIRA, 2006 apud CBIE, 2025).

A delimitação do universo analisado às vacas ordenhadas, e não ao rebanho bovino total, é uma escolha metodológica deliberada, diretamente relacionada à viabilidade prática de coleta dos dejetos. As vacas leiteiras operam predominantemente em sistemas confinados ou semiconfinados, onde os dejetos são coletados diariamente por raspagem ou lavagem, garantindo alimentação contínua ao biodigestor e maior controle operacional. Em contraste, o gado de corte, criado em sistema extensivo a pasto, produz dejetos dispersos no solo, tornando a coleta logisticamente inviável e economicamente pouco atrativa, combinação de alto custo de coleta e baixa concentração de substrato disponível.

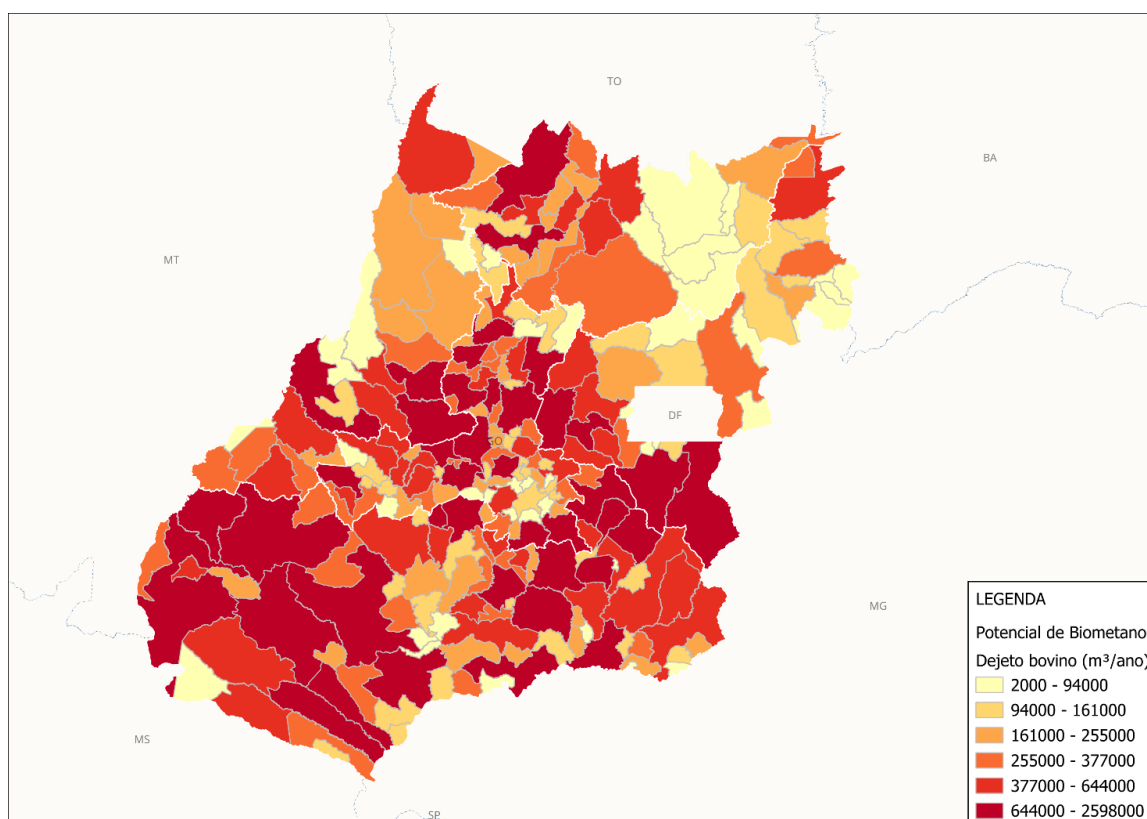
Dessa forma, o potencial total estimado para o setor da pecuária foi 102,9 milhões de m³ de CH₄/ano, com média mensal de 8,6 milhões de m³ CH₄/mês ao longo do ano.

Diferentemente do setor sucroalcooleiro, cuja oferta está sujeita à sazonalidade da safra, a produção de dejetos bovino é contínua ao longo do ano, reflexo do ciclo biológico ininterrupto do rebanho leiteiro. Essa característica confere ao substrato bovino um perfil de abastecimento mais estável, com fator de utilização da capacidade instalada potencialmente superior, o que representa uma vantagem relevante para o dimensionamento e a viabilidade financeira de plantas de biogás.

DISTRIBUIÇÃO GEOGRÁFICA DA OFERTA POTENCIAL DE BIOMETANO A PARTIR DE DEJETO BOVINO

O potencial de biometano a partir do dejetos bovino apresenta distribuição territorial mais ampla e dispersa pelo território goiano, abrangendo municípios de praticamente todas as mesorregiões, possível observar na figura abaixo. Essa pulverização espacial reflete a maior capilaridade da pecuária leiteira no estado.

Figura 211 Distribuição geoespacial da oferta potencial de biometano (dejetos bovino)



Fonte: FGV Energia, 2026

Os municípios de maior destaque estadual são Orizona (1º), Luziânia (2º), Rio Verde (3º), conforme listados na tabela a seguir. Os municípios de Orizona e Luziânia integram respectivamente as mesorregiões do Centro goiano e Leste goiano, regiões com alta densidade de produção leiteira. Rio Verde, Piracanjuba e Jataí, por sua vez, estão localizados no Sul goiano — região que, como visto nas seções anteriores, já se destaca no setor sucroalcooleiro, sinalizando potencial para projetos integrados de codigestão.

Figura 212 Ranking dos principais municípios com potencial oferta de biometano a partir de dejetos bovinos

Município	Potencial (Nm³/ano)
Orizona	2.598.107
Luziânia	2.215.273
Rio Verde	2.122.110
Piracanjuba	2.086.961
Jataí	1.754.190

Fonte: FGV Energia, 2026

Tecnologias e aspectos operacionais: Dejetos bovinos: Para o processamento de dejetos bovinos, duas tecnologias se destacam como recomendadas na literatura técnica: o reator CSTR e o biodigestor de lagoa coberta com mistura completa. O reator CSTR é amplamente consolidado e apresenta elevada eficiência de conversão e transferência de massa. Já o biodigestor de lagoa coberta com mistura completa opera em fluxo contínuo ou semicontínuo que promove a homogeneização da matéria orgânica e previne a formação de crostas no interior do sistema (CIBIOGÁS, 2019). Essa tecnologia tem ganhado crescente relevância no cenário nacional, inserida em um movimento de tropicalização tecnológica que busca adaptar soluções às condições climáticas, operacionais e econômicas brasileiras. Lagoas anaeróbicas cobertas também são empregadas no tratamento de dejetos bovinos, especialmente em sistemas de maior escala ou com restrições de investimento, porém tendem a apresentar limitações em termos de eficiência de conversão e transferência de massa. Em municípios onde há sobreposição geográfica da pecuária leiteira e da produção sucroalcooleira, como Rio Verde, Mineiros e Itapuranga, a codigestão de dejetos bovinos com vinhaça no mesmo reator torna-se uma estratégia técnica e economicamente atrativa. Do ponto de vista operacional, o aporte contínuo de dejetos bovinos durante o período de entressafra da cana pode mitigar parcialmente o problema de intermitência da vinhaça, elevando o fator de utilização anual do sistema.

▣ RESÍDUOS SÓLIDOS URBANOS – SETOR DE SANEAMENTO

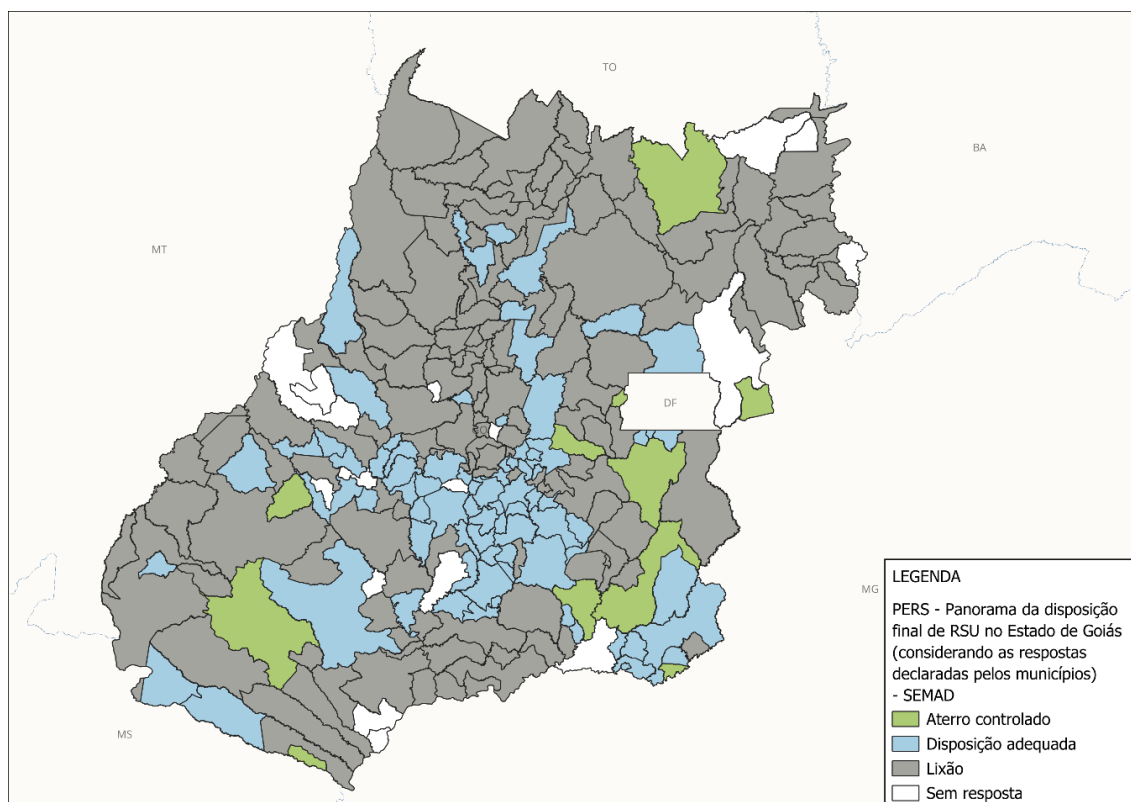
O resíduo sólido urbano (RSU) constitui um substrato de elevada relevância para a produção de biogás, não apenas por seu potencial energético, mas também por seu papel estratégico na gestão ambiental municipal. Gerados de forma contínua e distribuída pelo território, os RSU representam um passivo ambiental significativo quando destinados de forma inadequada

— como em lixões e vazadouros —, mas podem ser convertidos em ativo energético quando corretamente gerenciados em aterros sanitários com sistema de captação de biogás.

Nesse contexto, o aproveitamento energético dos RSU agrega múltiplos benefícios: reduz as emissões de metano para a atmosfera, contribui para o cumprimento das metas da Política Nacional de Resíduos Sólidos (Lei nº 12.305/2010), gera receita adicional para os municípios e fortalece a gestão ambiental local. Para as prefeituras, em especial as de médio e grande porte, a valorização energética dos resíduos representa uma oportunidade concreta de transformar um custo operacional em fonte de receita, ao mesmo tempo em que melhora indicadores socioambientais e contribui para a descarbonização da economia regional.

O cenário de disposição final dos resíduos sólidos no Estado de Goiás, ilustrado na figura a seguir, evidencia que a maior parte dos municípios ainda recorre a formas inadequadas de destinação. Conforme dados da SEMAD (2025), predominam os lixões e vazadouros em extensas porções do território goiano, enquanto a disposição adequada em aterros sanitários restringe-se a um número reduzido de municípios, majoritariamente de maior porte populacional.

Figura 213 Panorama da disposição final de RSU no Estado de Goiás



Fonte: SEMAD, 2025

Esse contexto limita diretamente o aproveitamento energético dos RSU, uma vez que a captação de biogás é tecnicamente viável apenas em aterros sanitários, onde o processo de

decomposição ocorre de forma controlada. Ampliar a cobertura de aterros sanitários no estado representa, portanto, não apenas um avanço para a gestão ambiental, mas também uma condição necessária para a expansão do potencial energético dessa fonte.

A estimativa da oferta potencial de biogás e biometano proveniente dos RSU no Estado de Goiás foi estruturada em três etapas metodológicas sequenciais: (i) levantamento da massa média per capita de RSU coletados por município, a partir do Sistema Nacional de Informações sobre Saneamento Básico (SINISA, 2025); (ii) cálculo do potencial de CH₄ por município; e (iii) estimativa da oferta potencial de biometano. As constantes de conversão adotadas estão sintetizadas na tabela a seguir.

Figura 214 Constantes para conversão adotadas na metodologia

Parâmetro (com fonte)	Valor	Unidade
Geração média de RSU (SINISA)	1,26	kg RSU/hab.dia
Potencial de biogás (ABIOGÁS)	41,60	Nm ³ /ton RSU
Teor de biometano (FIESP)	50	%

Fonte: SINISA, 2025; ABIOGÁS, 2022; FIESP, 2026

No que se refere à disposição final dos resíduos sólidos no estado de Goiás, o cenário atual ainda apresenta expressiva inadequação: dos empreendimentos mapeados pelo SINISA, 146 são classificados como lixões ou vazadouros, 11 como aterros controlados e apenas 14 como aterros sanitários. Essa realidade limita o aproveitamento energético dos RSU, uma vez que a captação de biogás é tecnicamente viável apenas em aterros sanitários, onde o processo de decomposição ocorre de forma controlada.

A aplicação dos parâmetros metodológicos à base de dados estadual resultou nos seguintes resultados agregados:

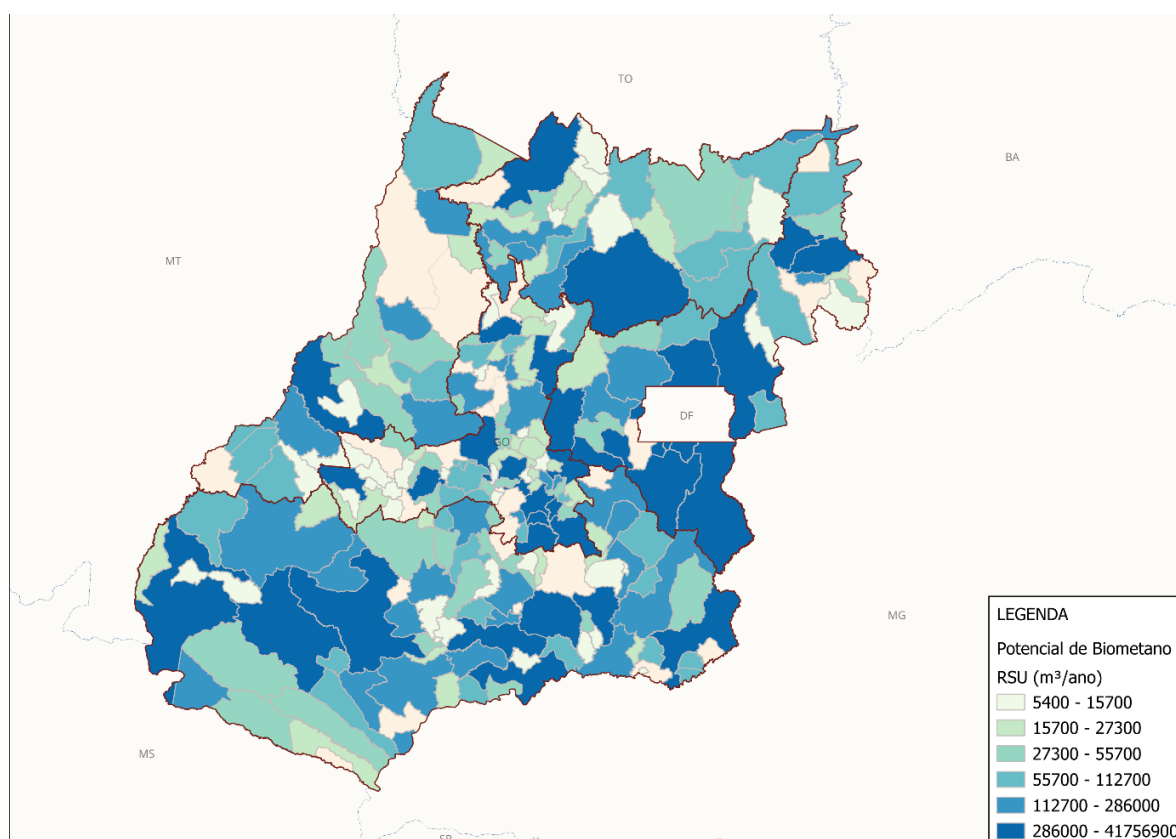
- Massa média per capita de RSU coletados: 242,75 kg/hab.dia
- Volume total de RSU coletado: 4,4 milhões de ton RSU/ano
- Potencial total de biometano: 92,3 milhões de Nm³/ano, com média mensal de 7,69 milhões de m³ CH₄/mês

Diferentemente dos substratos agroindustriais, a produção de RSU é contínua ao longo do ano, reflexo do ciclo ininterrupto das atividades humanas urbanas. Essa característica confere ao substrato um perfil de abastecimento estável, com potencial de operação em regime contínuo das plantas de biogás, elevando o fator de utilização da capacidade instalada.

▣ **DISTRIBUIÇÃO GEOGRÁFICA DA OFERTA POTENCIAL DE BIOMETANO A PARTIR DO RSU**

A análise geoespacial da oferta potencial de biometano a partir de RSU em Goiás revela distribuição diretamente associada à concentração populacional dos municípios, uma vez que a geração de resíduos urbanos é função da densidade demográfica. Dessa forma, ao contrário dos substratos agroindustriais e pecuários — concentrados no Sul goiano —, o potencial de RSU apresenta distribuição mais abrangente pelo território estadual, com destaque para a região metropolitana de Goiânia, conforme observado na figura abaixo.

Figura 215 Distribuição geoespacial da oferta potencial de biometano (RSU)



Fonte: FGV Energia, 2026

O levantamento identificou os cinco municípios com maior potencial de oferta de biometano a partir de RSU no estado, todos localizados na mesorregião do Centro goiano, conforme apresentado na tabela a seguir.

Figura 216 Ranking dos principais municípios com potencial oferta de biometano a partir do RSU

Município	Potencial de Biometano (Nm³/ano)
Goiânia	41.756.944
Anápolis	5.272.374
Aparecida de Goiânia	4.977.321
Valparaíso de Goiás	4.652.091
Senador Canedo	2.114.770

Fonte: FGV Energia, 2026

A concentração do potencial na mesorregião do Centro goiano, especialmente na região metropolitana de Goiânia — onde apenas a capital responde por cerca de 45% do total estadual — reflete a primazia populacional dessa região e aponta para oportunidades de projetos de biogás em larga escala. Os demais municípios do ranking, Anápolis, Aparecida de Goiânia, Valparaíso de Goiás e Senador Canedo, integram igualmente essa mesorregião, reforçando sua centralidade no potencial de aproveitamento energético de RSU no estado.

- Tecnologia e aspectos operacionais: RSU:** A tecnologia predominante para o aproveitamento energético de RSU depositado em aterros sanitários é a captação direta do biogás gerado pela decomposição anaeróbia da fração orgânica dos resíduos. No entanto, essa rota apresenta limitações técnicas relevantes: a eficiência de captura típica situa-se entre 40% e 75%, uma vez que parte do gás escapa por emissões fugitivas; o processo biológico não é totalmente gerenciável; e o biogás gerado contém contaminantes que exigem tratamento prévio antes do seu aproveitamento energético, com rendimento médio de 41,6 Nm³ de biogás por tonelada de RSU. É importante destacar que a produção de biogás em aterros sanitários tende a ser progressivamente limitada pela redução da fração orgânica destinada aos aterros, à medida que avançam as políticas de prevenção, reciclagem, biodigestão e compostagem. Nesse sentido, a hierarquia estabelecida pela Política Nacional de Resíduos Sólidos (Lei nº 12.305/2010) orienta que o aterro sanitário seja a última alternativa de destinação, precedida por prevenção, reutilização, reciclagem, tratamento e compostagem. Essa tendência deve ser considerada no planejamento de longo prazo de projetos de biogás baseados em RSU no Estado de Goiás.

AMBIENTE REGULATÓRIO E FINANCIAMENTO EM GOIÁS:

O desenvolvimento do setor de biogás e biometano em Goiás está condicionado não apenas à disponibilidade de substratos e à viabilidade técnica dos empreendimentos, mas também ao

ambiente regulatório e às condições de acesso a financiamento. A legislação aplicável ao setor — tanto no âmbito federal quanto estadual — estabelece diretrizes que impactam diretamente a gestão dos resíduos utilizados como substrato, enquanto os mecanismos de financiamento disponíveis determinam a capacidade de atração de investimentos e a escala dos projetos viáveis no Estado.

▣ MARCO LEGAL E POLÍTICA DE RESÍDUOS SÓLIDOS

O arcabouço legal que regula a gestão de resíduos sólidos no Brasil e em Goiás é determinante para o aproveitamento energético dos RSU e dos resíduos agroindustriais, uma vez que define obrigações, prazos e instrumentos de política pública que afetam diretamente a disponibilidade e a destinação dos substratos para produção de biogás.

No âmbito federal, a Lei nº 12.305/2010 — Política Nacional de Resíduos Sólidos — determina o encerramento dos lixões a céu aberto e obriga a destinação adequada dos resíduos em aterros sanitários até 2033. A lei institui ainda uma hierarquia de valorização dos resíduos, priorizando, nessa ordem, a prevenção, a redução, a reutilização, a reciclagem, o tratamento e, por fim, a disposição final ambientalmente adequada. Essa hierarquia posiciona a biodigestão como alternativa preferencial em relação ao aterramento, criando um ambiente normativo favorável à expansão do setor de biogás.

No âmbito estadual, a Lei nº 14.248/2002 — Política Estadual de Resíduos Sólidos — estabelece regras para o encerramento dos cerca de 186 lixões em operação no estado e prevê a regionalização dos serviços, com integração de municípios em microrregiões, favorecendo soluções compartilhadas de gestão de resíduos.

Em resposta a esse contexto, o Governo de Goiás instituiu o Programa Lixão Zero, estruturado em duas fases. A primeira fase, de caráter transitório, determina que todos os municípios adotem estratégias e ações de curto prazo para a destinação final ambientalmente adequada dos resíduos, incluindo o encerramento gradual dos lixões, o redirecionamento dos resíduos para aterros sanitários licenciados, o licenciamento ambiental para encerramento dos lixões e o estabelecimento de metas progressivas de coleta seletiva. A segunda fase, de caráter definitivo, prevê que o Estado assuma a titularidade em parceria com os municípios para garantir a destinação adequada dos resíduos, com foco na implementação de aterros regionalizados, na gestão regional integrada e em soluções eficientes para todos os tipos de resíduos gerados no território goiano.

▣ FONTES DE FINANCIAMENTO PARA PROJETOS DE BIOGÁS E BIOMETANO EM GOIÁS

O acesso a financiamento é um dos principais condicionantes para a viabilização de projetos de biogás e biometano, dado o elevado capital inicial (CAPEX) exigido para a implantação de plantas de produção, sistemas de purificação e compressão e infraestrutura de distribuição. No estado de Goiás, três instituições se destacam como fontes relevantes de financiamento para esse segmento, atuando em diferentes escalas e perfis de projeto, conforme sintetizado a seguir.

O BNDES constitui o principal ator para o financiamento de plantas de maior porte, concedendo recursos para plantas de biogás e biometano, sistemas de purificação e compressão e infraestrutura associada, como gasodutos e estocagem. Um exemplo concreto de sua atuação no estado é o financiamento de R\$ 13,3 milhões para uma linha de produção de biogás na usina de cogeração da Albioma Codora Energia, em Goianésia.

O Fundo Constitucional de Financiamento do Centro-Oeste (FCO), voltado especificamente para os estados de Goiás, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul e Distrito Federal, atua na esfera regional e financia projetos de agroenergia — incluindo biogás e biometano — e infraestrutura produtiva rural e industrial. O FCO é complementar ao BNDES e funciona como *funding* principal em projetos de médio porte, tipicamente entre R\$ 5 e R\$ 20 milhões.

A Agência de Fomento do Estado de Goiás (Goiás Fomento) atua na esfera estadual, repassando recursos do FCO e garantindo linhas de crédito para projetos menores. Financia projetos produtivos e de energia, incluindo linhas FCO para agroenergia, sendo especialmente relevante para projetos descentralizados, produtores rurais e consórcios locais.

A complementaridade entre essas três instituições — federal, regional e estadual — configura um arcabouço de financiamento que cobre diferentes escalas de projeto, desde pequenos biodigestores rurais até grandes plantas industriais de biometano, representando uma oportunidade concreta para a estruturação de um portfólio diversificado de investimentos no setor energético goiano.

O conjunto de informações apresentadas ao longo deste capítulo — abrangendo o potencial de produção por substrato, a distribuição geoespacial das oportunidades, as tecnologias disponíveis e o ambiente regulatório e financeiro — evidencia que o Estado de Goiás reúne condições estruturais favoráveis para o desenvolvimento expressivo da cadeia de biogás e biometano. A diversidade de substratos disponíveis, a base agroindustrial consolidada e os instrumentos de política pública e financiamento existentes configuram um cenário propício para a expansão do setor, desde que superados os gargalos regulatórios, logísticos e de escala identificados ao longo do diagnóstico.

7. Gás Natural

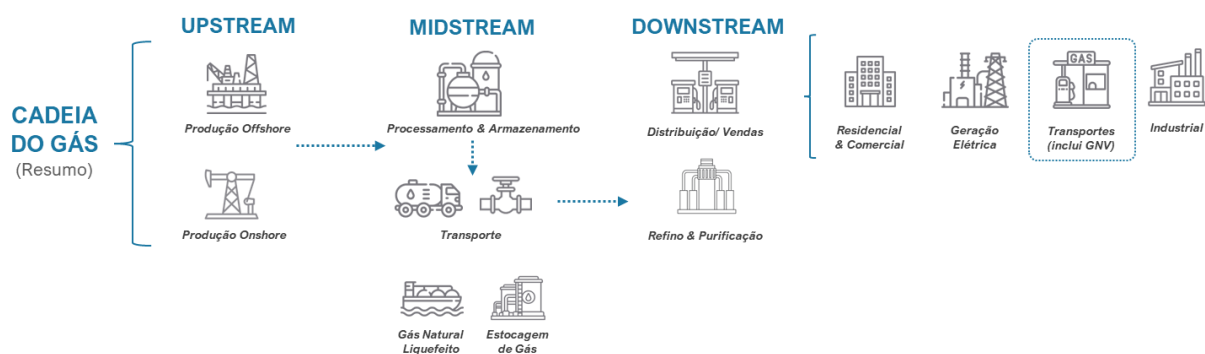
O gás natural ocupa posição estratégica na transição energética global, funcionando como combustível de transição entre os fósseis intensivos em carbono — como carvão e petróleo — e as fontes renováveis em expansão. Sua versatilidade de aplicação, que abrange geração elétrica, uso industrial, transporte e uso residencial e comercial, aliada à menor intensidade de emissões em comparação aos demais combustíveis fósseis, confere ao gás natural um papel relevante no curto e médio prazo da agenda de descarbonização.

No contexto do Estado de Goiás, o gás natural apresenta relevância crescente, especialmente no setor de transportes e na geração de energia elétrica, ainda que o estado não disponha de produção própria e dependa de infraestrutura de abastecimento conectada a outras regiões do país. Esta seção apresenta o diagnóstico do contexto do gás natural em Goiás, abordando as perspectivas globais e nacionais, a cadeia produtiva, a infraestrutura disponível, as principais aplicações e os projetos em desenvolvimento no Estado.

CONTEXTUALIZAÇÃO GLOBAL E PERSPECTIVAS DO MERCADO DE GÁS

O gás natural consolida-se como um dos principais vetores da transição energética global, desempenhando papel estratégico em setores de difícil descarbonização, como transportes pesados, indústria e geração elétrica. Sua cadeia de valor abrange desde a produção *offshore* e *onshore*, passando pelo processamento, transporte e armazenamento, até o consumo final em aplicações residenciais, comerciais, industriais e de mobilidade.

Figura 217 Cadeia do gás natural (Upstream, midstream, downstream)

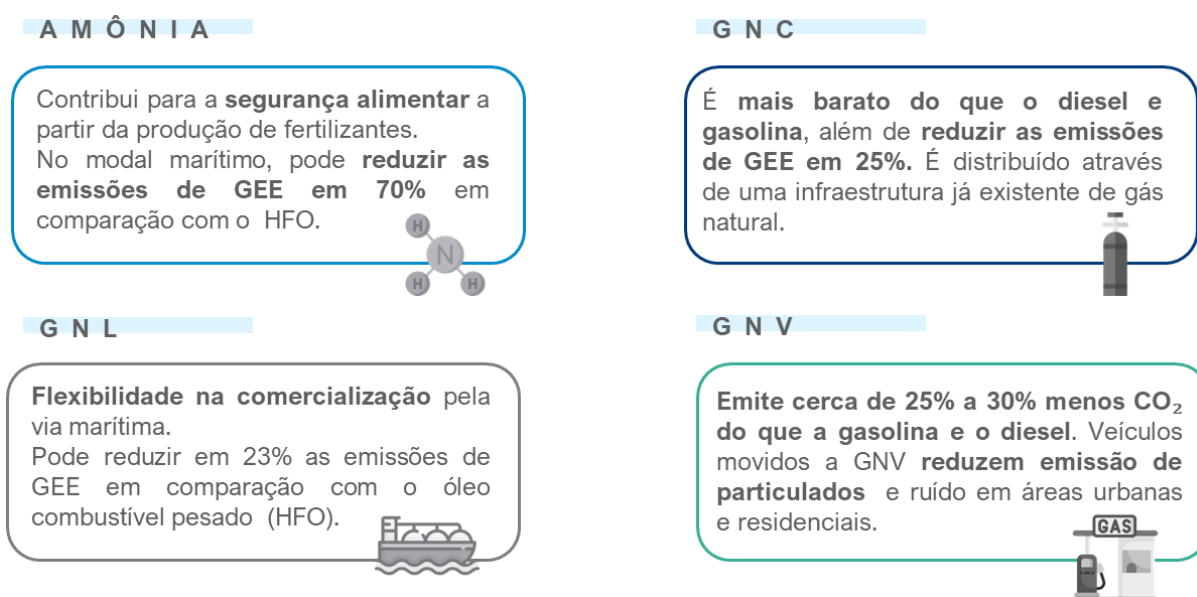


Fonte: Elaboração própria, adaptado com dados da EPE, 2019 e Technigas

Além do gás convencional, transportado por gasodutos, diferentes formas de aproveitamento ampliam sua relevância:

- ▣ **GNL (Gás Natural Liquefeito):** flexibilidade logística e comercialização internacional.
- ▣ **GNC (Gás Natural Comprimido):** alternativa econômica e menos poluente para transporte rodoviário.
- ▣ **GNV (Gás Natural Veicular):** redução de até 30% nas emissões de CO₂ em comparação com gasolina e diesel.
- ▣ **Amônia:** derivada do gás, essencial para fertilizantes e com potencial de reduzir até 70% das emissões no modal marítimo.

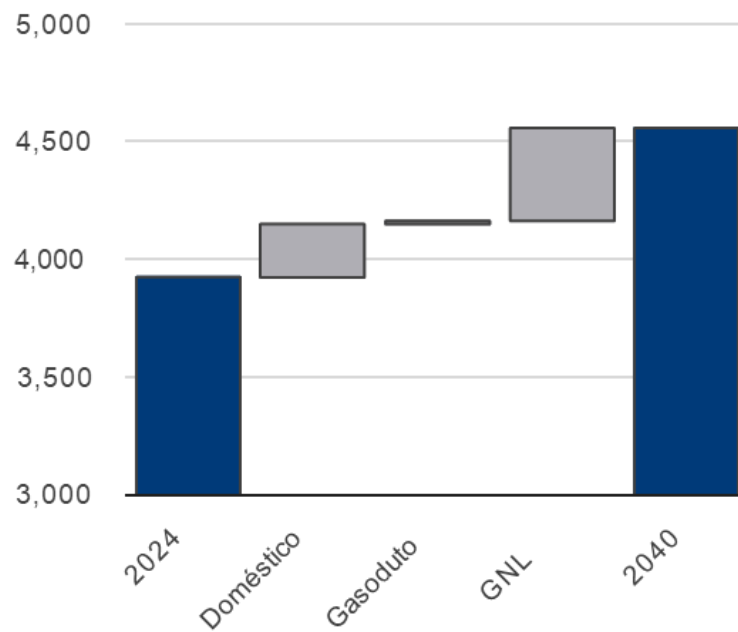
Figura 218 Comparativo de GNL, GNC, GNV e amônia na mitigação de gases do efeito estufa



Fonte: Elaboração própria com dados da IEA, 2023 e Shell, 2024

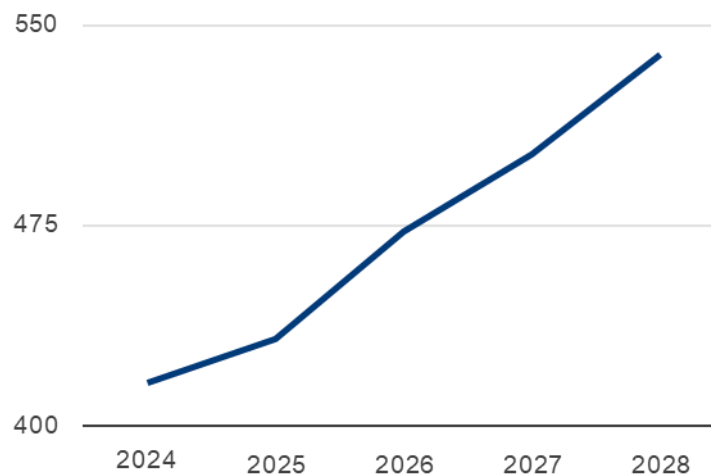
As projeções globais indicam que a oferta de gás natural será fortemente impulsionada pelo crescimento de GNL nas próximas décadas, mas também pelo aumento da produção doméstica e pelo transporte via gasodutos. Segundo o *Shell LNG Outlook 2025*, a oferta global de gás pode alcançar entre 4.000 e 5.000 BCM (bilhões de metros cúbicos) até 2040, consolidando-se como a segunda maior fonte energética da matriz mundial até 2050, superando petróleo e carvão, conforme demonstram os gráficos abaixo.

Figura 219 Projeção da oferta de gás (2024-2040), em BCM



Fonte: Shell LNG Outlook 2025

Figura 220 Projeção da oferta de GNL (2024-2028), em milhão de tonelada/ano (Mta)



Fonte: Shell LNG Outlook 2025

Apesar das perspectivas de crescimento, o mercado de gás está sujeito a riscos relevantes, como tensões geopolíticas, insegurança jurídica, gargalos logísticos e oscilação nos preços internacionais.

Nesse contexto, entre os diversos usos do gás natural, o setor de transportes merece destaque especial. Isso porque, tanto em nível global quanto nacional, o transporte é um dos segmentos com maior potencial de expansão do consumo de gás, seja na forma de GNL para o

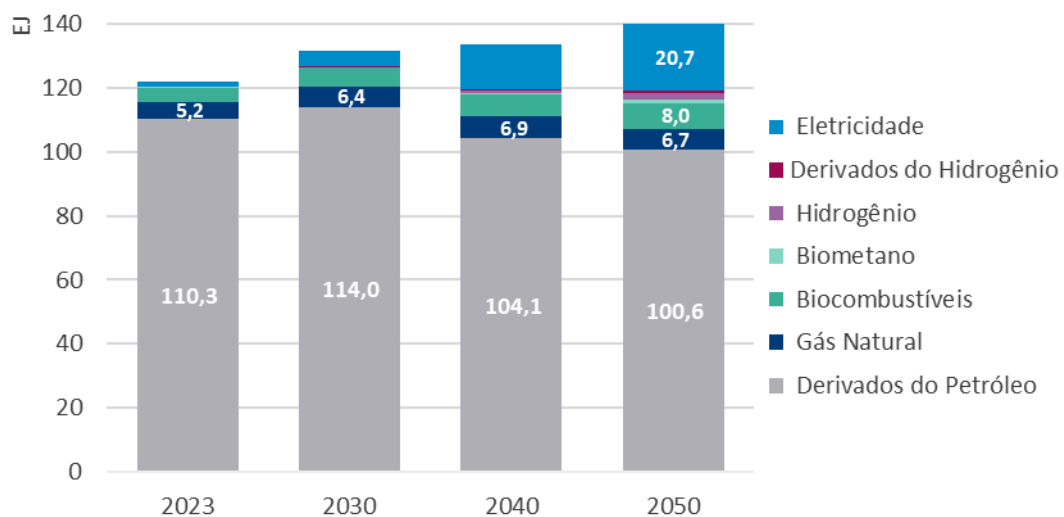
modal marítimo, seja como GNV e GNC para o modal rodoviário. Além disso, no caso específico de Goiás, o transporte representa a principal oportunidade de inserção do gás natural na matriz energética estadual, dada a predominância do modal rodoviário e a relevância da logística para o agronegócio.

Por essa razão, a próxima seção aprofunda a análise sobre o papel do gás natural nos transportes, iniciando pela perspectiva internacional e, em seguida, abordando o cenário brasileiro.

■ O GÁS NATURAL NOS TRANSPORTES GLOBAIS

O gás natural mantém relevância no setor de transportes nas próximas décadas, com trajetória mais prolongada do que a do petróleo, conforme demonstra o gráfico a seguir.

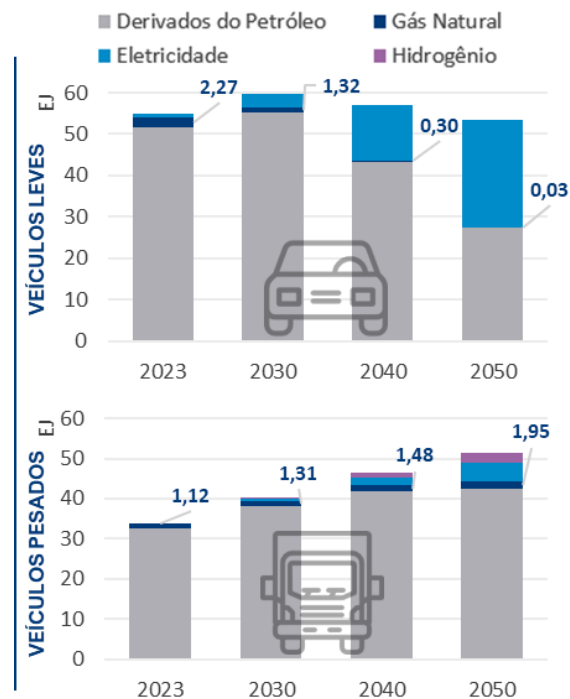
Figura 221 Demanda global de energia nos transportes por fonte (2023–2050)



Fonte: Elaboração própria com dados do World Energy Outlook 2024 (IEA, Cenário STEPS)

A análise por segmento revela dinâmicas distintas. Nos veículos leves, observa-se uma tendência de queda no consumo de gás natural, acompanhando a expansão da eletrificação e a maior penetração de tecnologias de baterias. Já nos veículos pesados, o cenário é inverso: o gás apresenta ganhos expressivos, com crescimento projetado de cerca de 75% até 2050, resultado da inserção mais lenta da eletrificação e do hidrogênio nesse segmento. Esse movimento reforça o papel do gás como combustível de transição em rotas de longa distância e em setores onde a substituição tecnológica enfrenta maiores barreiras.

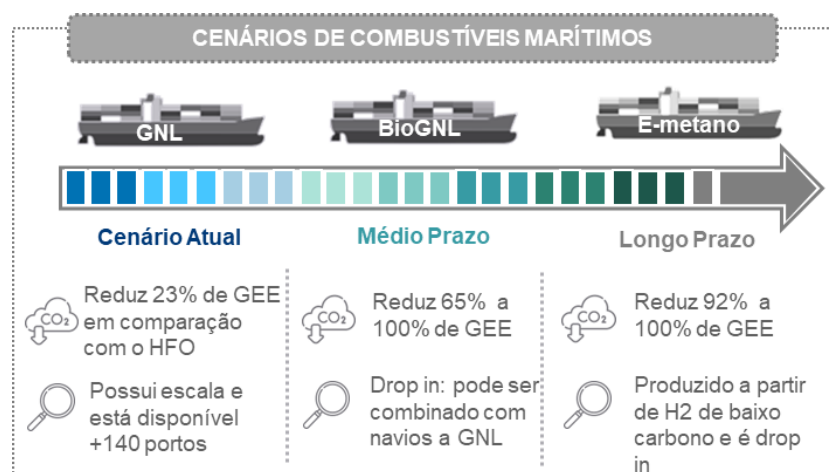
Figura 222 Consumo de energia em veículos leves e pesados (2023–2050)



Fonte: Elaboração própria com dados do Shell Scenarios (Cenário Archipelago)

No modal marítimo, o gás natural já se consolidou como alternativa ao óleo combustível pesado (HFO), desempenhando papel de “ponte energética” na transição do setor. O GNL oferece flexibilidade logística e comercialização internacional, com infraestrutura estabelecida em mais de 140 portos, além de reduzir em cerca de 23% as emissões de GEE em comparação ao HFO. A figura abaixo ilustra a comparação, em termo de emissões, entre os combustíveis de GNL, BioGNL e E-metano.

Figura 223 Cenários de combustíveis marítimos (GNL, BioGNL e E-metano)



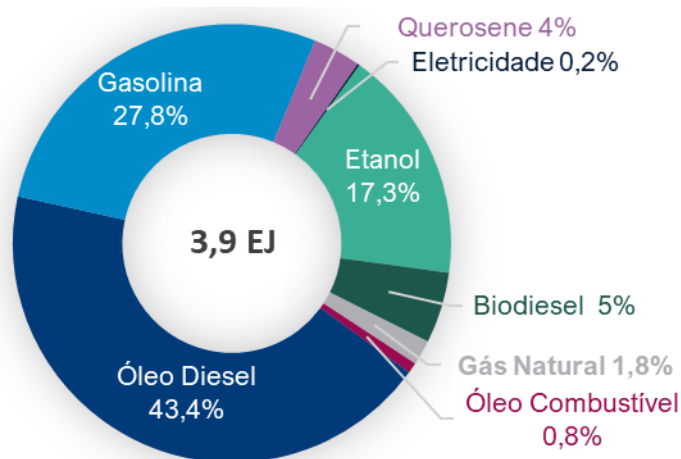
Fonte: Elaboração própria com dados do World Energy Outlook 2024 da IEA (Cenário STEPS)

As projeções indicam uma transição gradual para combustíveis de menor intensidade de carbono. No médio prazo, o BioGNL surge como opção capaz de reduzir entre 65% e 100% das emissões, podendo ser utilizado em navios já adaptados para GNL. Em horizonte mais longo, o E-metano, produzido a partir de hidrogênio de baixo carbono e CO₂ biogênico, pode alcançar reduções de 92% a 100% das emissões, mantendo compatibilidade com a frota existente.

■ CONSUMO DE GÁS NOS TRANSPORTES NO BRASIL

Apesar da relevância internacional, no Brasil o consumo de gás natural nos transportes ainda é pouco expressivo, conforme gráfico a seguir demonstra. Em 2023, sua participação foi de apenas 1,8%, abaixo da média global de 4,3%.

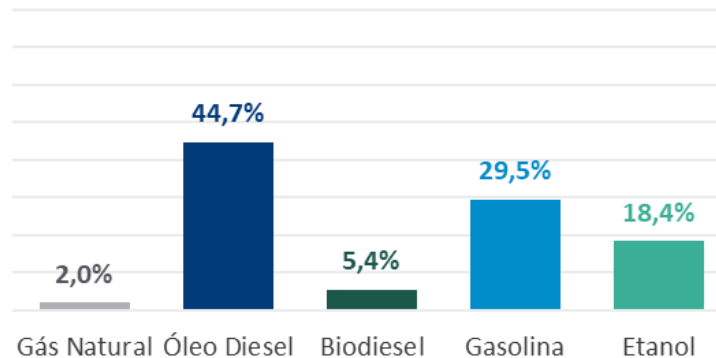
Figura 224 Demanda de energia nos transportes por fonte (Brasil, 2023)



Fonte: Elaboração própria com base nos dados da EPE (Balanço Energético Nacional, 2024)

A matriz logística brasileira é marcada pela predominância do modal rodoviário, que responde por cerca de 99,3% da demanda energética dos transportes, segundo o Balanço Energético Nacional da EPE (2024). Essa concentração reforça a elevada dependência do óleo diesel, especialmente no transporte de cargas pesadas, e explica por que o gás natural ainda ocupa espaço limitado nesse segmento. Em 2023, sua participação foi de apenas 1,8%, abaixo da média global de 4,3%.

Figura 225 Demanda de energia nos transportes por fonte (Brasil, 2023)



Fonte: Elaboração própria com base nos dados da EPE (BEN, 2024)

Apesar da baixa participação atual, o gás natural apresenta potencial de expansão, sobretudo no transporte rodoviário, onde políticas de incentivo e investimentos em infraestrutura podem ampliar sua competitividade frente ao diesel e à gasolina.

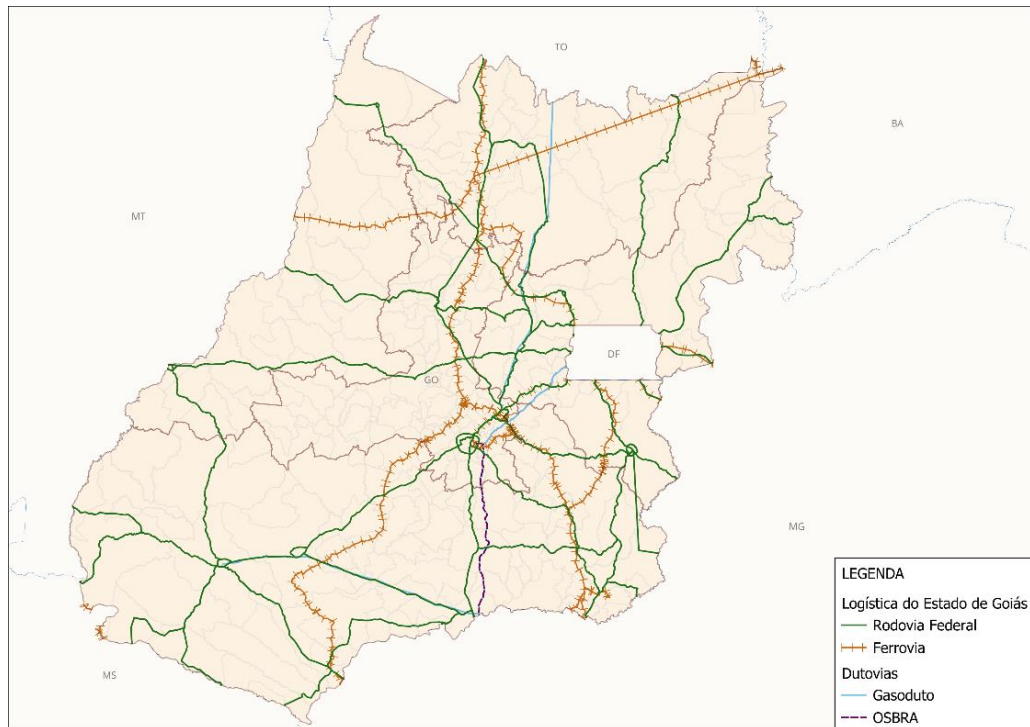
INFRAESTRUTURA LOGÍSTICA EM GOIÁS

Embora Goiás não possua produção própria de gás natural, o estado apresenta uma infraestrutura logística diversificada que pode servir de base para a expansão do consumo de gás e biometano. Essa infraestrutura inclui portos fluviais, rodovias federais e estaduais, linhas ferroviárias e oleodutos, compondo um sistema multimodal que conecta o estado às principais regiões produtoras e consumidoras do país.

O mapa multimodal de Goiás, que pode ser observado na figura abaixo, registra a seguinte infraestrutura de relevância para o setor energético:

- ▣ 01 Porto Fluvial: LDC São Simão
- ▣ 07 Rodovias Federais, com 4.159 km
- ▣ 217 Rodovias Estaduais, com 20.738 km
- ▣ 02 Linhas Ferroviárias Operacionais
- ▣ 01 Linha Ferroviária em Construção
- ▣ 01 Linha Ferroviária Planejada
- ▣ 01 Oleoduto: OSBRA

Figura 226 Mapa multimodal de Goiás: rodovias federais, dutos e ferrovias



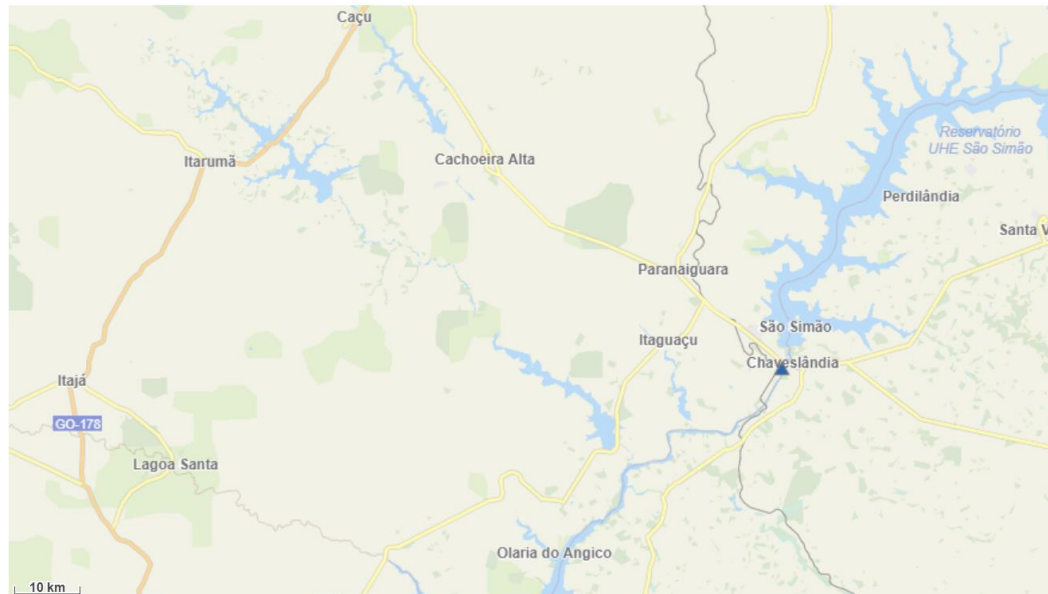
Fonte: FGV Energia, 2026 com dados do Ministério dos Transportes (2025)

MODAL FLUVIAL

O Porto Fluvial LDC São Simão é o principal ativo hidroviário de Goiás e desempenha papel estratégico no escoamento da produção agrícola do estado. Conectado ao Porto LDC Perneiras (SP) por cerca de 520 km de hidrovia, movimentou em 2025 aproximadamente 1,1 milhão de toneladas de grãos sólidos, dos quais 53,8% foram soja e 46,2% sementes e frutos oleaginosos. Embora sua vocação atual esteja voltada ao agronegócio, a infraestrutura portuária representa um ativo logístico relevante para futuras cadeias energéticas, oferecendo condições para o transporte de produtos pelo interior do país e ampliando a integração multimodal.

Figura 227 Porto LDC São Simão e instalações portuárias

1 - Mapa com as Instalações Portuárias



Fonte: Estatístico Aquaviário - ANTAQ.

Fonte: ANTAQ, 2026

▣ MODAL FERROVIÁRIO

O transporte ferroviário constitui uma alternativa logística eficiente para longas distâncias e pode complementar o modal rodoviário, predominante na matriz de transportes goiana. O estado conta com duas linhas ferroviárias operacionais, além de uma em construção e outra planejada, que se conectam a corredores nacionais estratégicos como a FICO, FIOL e FNS.

Figura 228 Sistema ferroviário em Goiás



Fonte: Extraído de GOINFRA

No caso do gás e do biometano, o modal ferroviário pode desempenhar papel relevante no escoamento em larga escala. O biometano pode ser transportado de forma comprimida (CBG) em cilindros ou liquefeita (LBG) em tanques criogênicos, viabilizando seu deslocamento em vagões especializados. Essa solução apresenta vantagens em termos de custo por tonelada-quilômetro e menor emissão de GEE em comparação ao transporte rodoviário, especialmente em rotas de longa distância.

APLICAÇÕES DO GÁS NATURAL EM GOIÁS

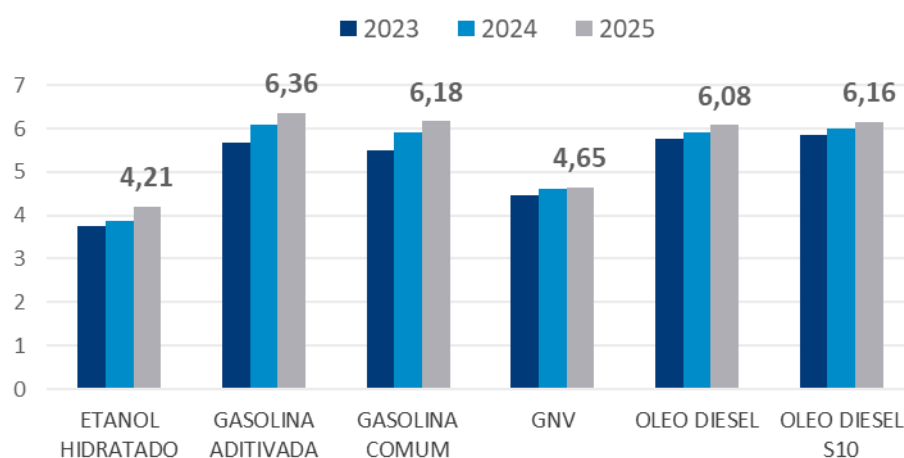
O gás natural apresenta amplo espectro de aplicações, abrangendo desde o setor de transportes até a geração de energia elétrica, uso industrial e residencial. Esta seção analisa as principais aplicações com potencial de expansão no Estado de Goiás, considerando as características da matriz energética estadual e os projetos em desenvolvimento.

■ GÁS NATURAL VEICULAR

O GNV representa uma das principais alternativas para a redução de emissões no setor de transportes, especialmente em um contexto em que o modal rodoviário responde por 93,9% da demanda de energia nos transportes no Brasil (EPE, Balanço Energético Nacional, 2024). No transporte rodoviário brasileiro, o óleo diesel domina com 44,7% da demanda energética, seguido pela gasolina (29,5%) e pelo etanol (18,4%), enquanto o gás natural responde por apenas 2,0%, percentual abaixo da média global de 4,3%.

Do ponto de vista econômico, o GNV apresenta vantagens expressivas frente aos combustíveis líquidos tradicionais. Em 2025, o preço médio do GNV foi de R\$ 4,80/m³, contra R\$ 6,60/litro da gasolina comum e R\$ 6,40/litro do diesel S10, o que representa uma economia de até 40% nos gastos mensais com combustíveis. Além disso, veículos convertidos para GNV apresentam maior durabilidade dos componentes inferiores do motor e intervalos mais longos para troca de óleo, ampliando a competitividade do combustível.

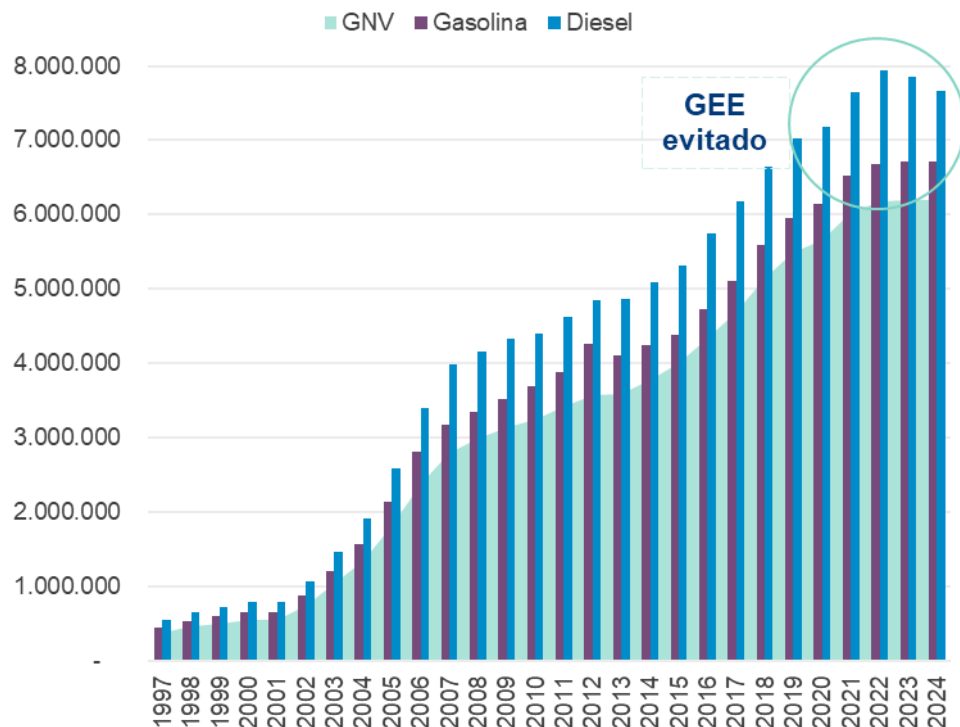
Figura 229 Preços de revenda de combustíveis (2023–2025), em reais (R\$)



Fonte: Elaboração própria com dados da ANP, 2025

Do ponto de vista ambiental, o GNV reduz em cerca de 25% a 30% as emissões de CO₂ em comparação à gasolina e ao diesel, além de diminuir a emissão de particulados e ruídos em áreas urbanas. Experiências como a do Estado do Rio de Janeiro demonstram o impacto positivo da substituição: entre 1997 e 2024, o uso de GNV evitou a emissão de 10 milhões de toneladas de GEE, equivalentes a 70 milhões de árvores plantadas ou 10 milhões de créditos de carbono, conforme gráfico abaixo que exhibe a série histórica de emissões.

Figura 230 Benefícios de emissão (em toneladas) evitada com a substituição do diesel pelo GNV (RJ, 1997–2024)



Fontes: Ministério dos Transportes (dados de 2013 a 2024) e Data.Rio (dados de 1997 a 2012)

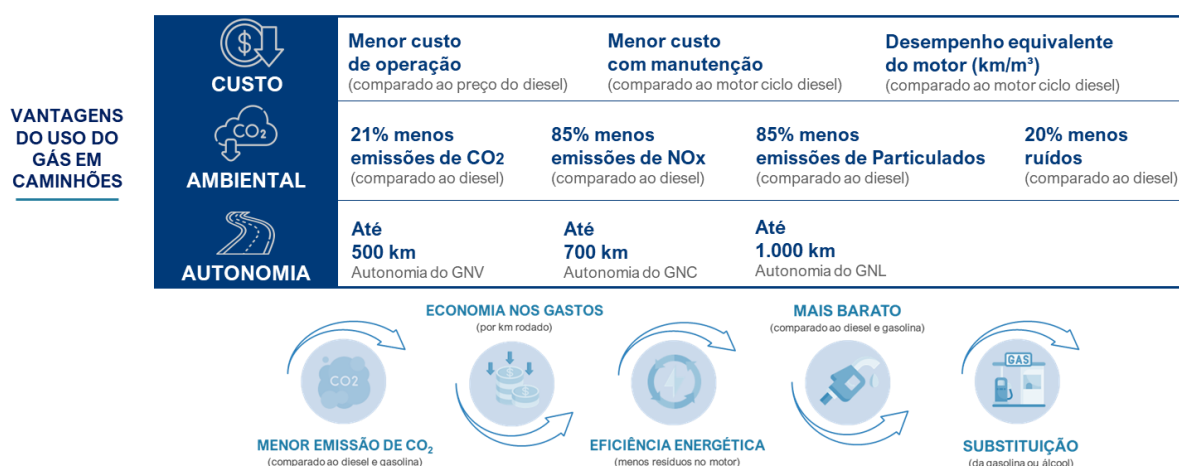
GNV EM VEÍCULOS PESADOS E CORREDORES SUSTENTÁVEIS

No caso dos veículos pesados, o gás natural e o biometano surgem como alternativas estratégicas para rotas de longa distância, especialmente em um estado como Goiás, cuja matriz logística é fortemente dependente do modal rodoviário. Projetos como os Corredores Sustentáveis, já implementados em países da Europa, China e Estados Unidos, buscam estabelecer o GNV como combustível de transição para o transporte de cargas, reduzindo emissões e custos logísticos. Nesse contexto, tanto o GNC quanto o GNL desempenham papel fundamental: o GNC, armazenado em cilindros de alta pressão, é mais adequado para aplicações urbanas e regionais, enquanto o GNL, em estado liquefeito e transportado em tanques criogênicos, garante maior autonomia e viabilidade em rotas de longa distância. A complementaridade entre essas duas formas de gás amplia a flexibilidade de uso em diferentes tipos de caminhões — desde coleta urbana e transporte canavieiro até distribuição e logística interestadual.

Em Goiás, iniciativas como a Unidade Autônoma de Gás (UAG) instalada no Posto Santa Luzia, em Goiânia, reforçam a viabilidade da regaseificação de GNL e sua aplicação em caminhões de coleta urbana, transporte canavieiro, distribuição e logística de longa distância.

As vantagens do uso de gás em caminhões, ilustrada no esquema da figura abaixo, incluem menor custo de operação e manutenção em comparação ao diesel, redução de até 21% nas emissões de CO₂, 85% nas emissões de NOx e particulados, além de menor ruído. A autonomia também é competitiva: até 500 km para GNV, 700 km para GNC e 1.000 km para GNL, ampliando a viabilidade logística.

Figura 231 Vantagens do uso de gás em caminhões (custo, ambiental e autonomia)



Fonte: FGV Energia, 2025

Apesar dos benefícios, alguns fatores ainda limitam a expansão do uso de gás em caminhões, como a infraestrutura restrita de abastecimento, a menor autonomia em comparação ao diesel e a redução da capacidade de carga devido ao espaço ocupado pelos cilindros de armazenamento. Para superar esses desafios, será necessário investir na estruturação de uma rede rodoviária eficiente e acessível, capaz de interiorizar o uso do gás e do biometano, reduzir emissões de GEE e substituir gradualmente o diesel em áreas rurais de alta produção agropecuária.

Nesse sentido, a adoção de corredores sustentáveis e o esquema de interiorização do gás tornam-se fundamentais para Goiás. Essa estratégia permitiria expandir a rede de abastecimento rodoviário, garantir maior previsibilidade de demanda e viabilizar o uso do biometano em regiões agrícolas, conectando polos de produção às rotas de escoamento. Além de reduzir emissões de GEE, a interiorização do gás fortalece a mobilidade sustentável e cria condições para substituir o diesel em áreas rurais de alta produção agropecuária (ver esquema na figura abaixo).

Figura 232 Esquema de interiorização do gás e benefícios dos corredores sustentáveis



Fonte: FGV Energia, 2025

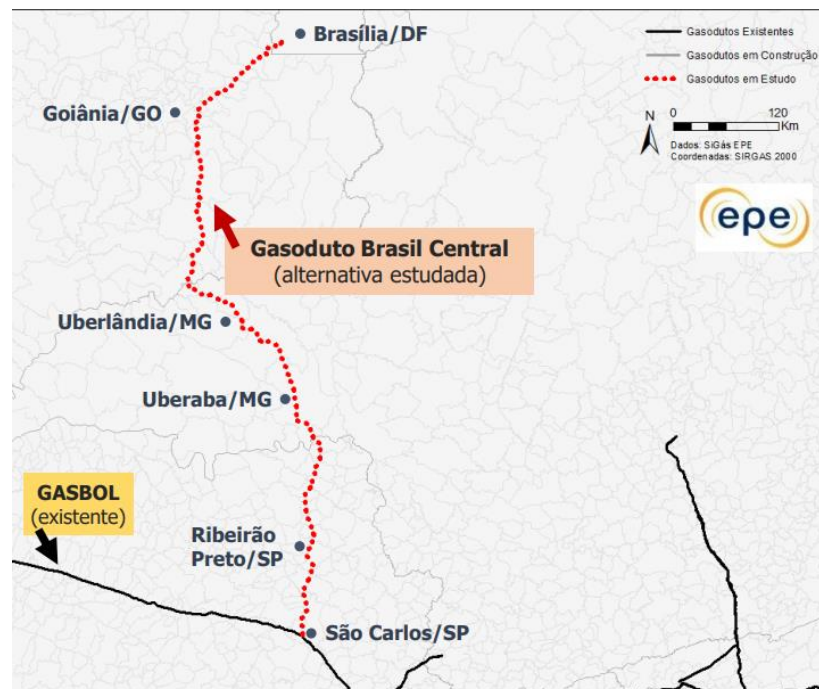
Nesse processo de interiorização, a Rede Metropolitana de Transportes Coletivos (RMTC) de Goiânia funciona como uma demanda âncora para o biometano, criando escala e previsibilidade de consumo que favorecem investimentos em infraestrutura. O projeto prevê a substituição de cerca de 500 ônibus a diesel até 2027, com capacidade de armazenamento de 185 m³ de biometano e autonomia de aproximadamente 295 km, equivalente a oito viagens diárias. Essa iniciativa marca uma nova fase do transporte coletivo, com estações de abastecimento semelhantes às de GNV e em conformidade com as exigências da ANP, Inmetro e ABNT. Além de reduzir significativamente as emissões de GEE, a RMTC contribui para a mobilidade sustentável e reforça o papel do transporte público como vetor de interiorização do gás e do biometano em Goiás.

■ CONSUMO DE GÁS EM TERMELÉTRICA

O uso do gás natural na geração elétrica representa uma aplicação estratégica para Goiás, ampliando a diversificação da matriz energética e reforçando a segurança do sistema. Entre os projetos em desenvolvimento destaca-se a Usina Termelétrica Bonfinópolis (UTE Bonfinópolis), atualmente em fase de licenciamento preliminar. Sob responsabilidade da empresa Termo Norte Energia, a planta terá capacidade instalada de 299 MW, operando em ciclo combinado com turbinas a gás e a vapor.

A interligação da UTE ao sistema elétrico será realizada por meio de uma linha de transmissão de 345 kV, conectando as subestações Bandeirantes e Samambaia, localizadas a cerca de 4 km da usina. O suprimento de gás será garantido por um gasoduto de 6,1 km, interligado ao Gasoduto Brasil Central (TBGC), que por sua vez se conecta ao Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL).

Figura 233 Projeto da UTE Bonfinópolis e interligação ao Gasoduto Brasil Central



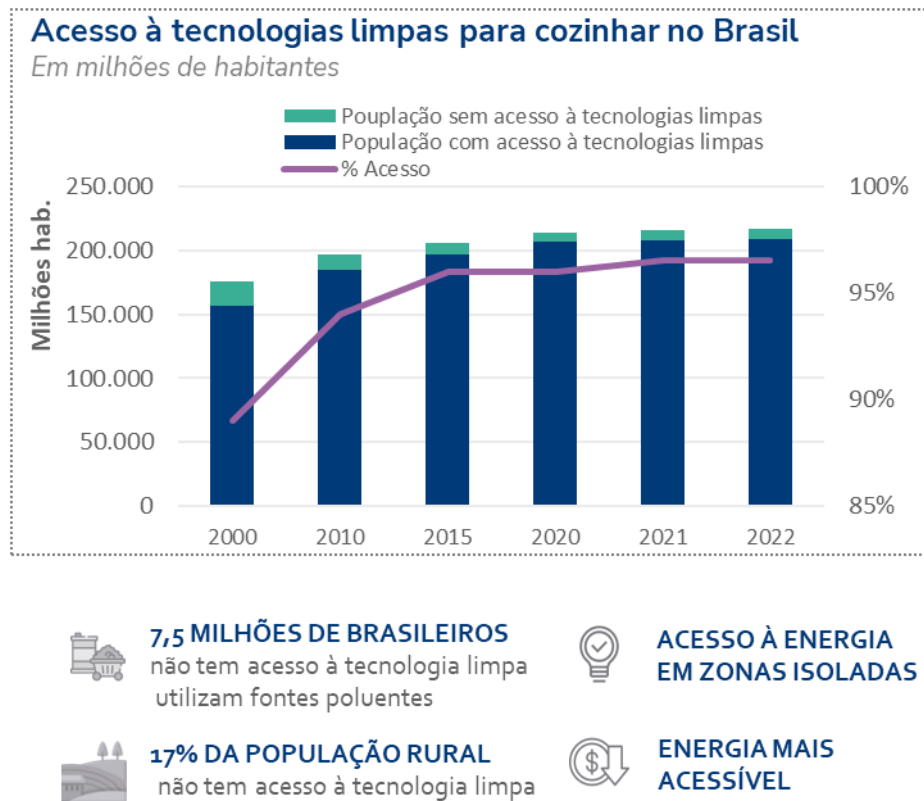
Fonte: Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte (PIG), (EPE, 2019)

Esse projeto evidencia o potencial de expansão do consumo de gás natural em Goiás, não apenas no setor de transportes, mas também na geração elétrica. A integração com o TBGC e o GASBOL reforça a viabilidade logística e abre espaço para futuras iniciativas de interiorização do gás, consolidando o papel do estado como polo estratégico na transição energética nacional.

▣ CONSUMO DE GÁS NOS SETORES RESIDENCIAL, COMERCIAL E INDUSTRIAL

A utilização do gás como combustível limpo para cozinhar representa uma dimensão relevante da agenda de acesso à energia no Brasil e no mundo. Globalmente, 26% da população mundial ainda não tem acesso a tecnologias limpas para cozinhar, percentual que sobe para 54% nas populações rurais. No Brasil, 7,5 milhões de brasileiros permanecem sem acesso a tecnologias limpas para cocção, com concentração de 17% na população rural – demonstrado na figura abaixo.

Figura 234 Acesso a tecnologias de cocção no Brasil

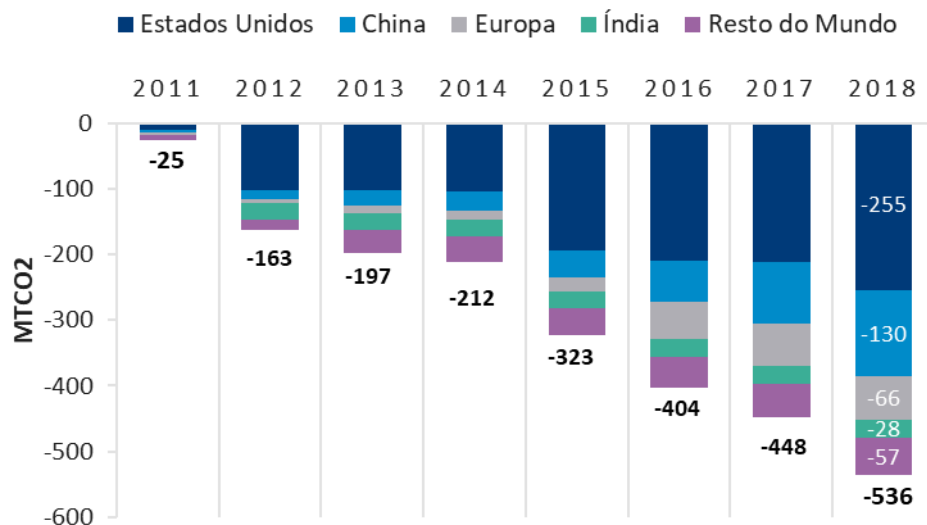


Fonte: Elaboração própria com dados do Tracking SDG7: The Energy Progress Report, 2026

No caso de Goiás, o consumo residencial e comercial de gás natural ainda é incipiente, com predominância do Gás Liquefeito de Petróleo (GLP) como principal fonte para cocção. Essa característica reforça a importância de analisar, no próximo capítulo, o papel do GLP na matriz energética estadual e suas perspectivas de integração com o gás natural.

No contexto industrial, a substituição do carvão pelo gás natural representa uma rota de descarbonização relevante: centrais elétricas alimentadas a gás natural emitem 50% menos CO₂ por unidade de eletricidade do que as centrais a carvão, e estimativas da IEA indicam que, em condições regulatórias e de preço favoráveis, a substituição do carvão pelo gás poderia reduzir até 1,2 gigatoneladas de CO₂ globalmente a curto prazo — o que representaria uma redução de 10% nas emissões globais do setor de energia, conforme ilustrado no gráfico abaixo.

Figura 235 Redução das emissões de CO₂ proveniente da substituição do carvão por gás natural



Fonte: Elaboração própria com dados da IEA, 2019

Ainda que a participação do gás natural nesses segmentos seja reduzida, seu potencial de apoiar a transição energética em Goiás é significativo, seja pela substituição de combustíveis poluentes no setor residencial, seja pela descarbonização de processos industriais intensivos em emissões.

O PAPEL DO GÁS NATURAL NA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA EM GOIÁS

O gás natural desempenha um papel estratégico na transição energética de Goiás, funcionando como combustível de transição capaz de reduzir emissões e ampliar a segurança energética do estado. Sua utilização traz vantagens em múltiplas dimensões:

- Substituição do diesel: no transporte pesado, o gás natural é uma solução viável para reduzir emissões e custos logísticos, contribuindo para o cumprimento dos compromissos climáticos assumidos pelo Brasil.
- Segurança e resiliência na geração elétrica: o gás natural facilita a integração de fontes renováveis intermitentes, como solar e eólica, garantindo estabilidade ao sistema elétrico estadual.
- Descarbonização de setores industriais: em segmentos de difícil descarbonização (hard to abate), como siderurgia e cerâmica, o gás natural pode substituir o carvão e outros combustíveis fósseis mais poluentes.
- Segurança alimentar: como matéria-prima essencial para fertilizantes, o gás natural tem impacto direto na produtividade agrícola, setor central da economia goiana.

- ▣ Indução de gases renováveis: a infraestrutura de gás natural abre caminho para o desenvolvimento de biometano e hidrogênio, ampliando a diversificação da matriz energética.
- ▣ Justiça e pobreza energética: ao oferecer acesso a um energético mais limpo e acessível para cocção e aquecimento, o gás natural contribui para reduzir desigualdades e ampliar o acesso à energia em áreas rurais.

Em síntese, embora sua participação atual na matriz energética de Goiás seja limitada, o gás natural possui potencial de apoiar a transição energética estadual em diferentes frentes: transporte, geração elétrica, uso industrial e residencial. Ao mesmo tempo, sua integração com o GLP e o biometano reforça o papel do estado como polo estratégico na diversificação energética e na redução das emissões de gases de efeito estufa.

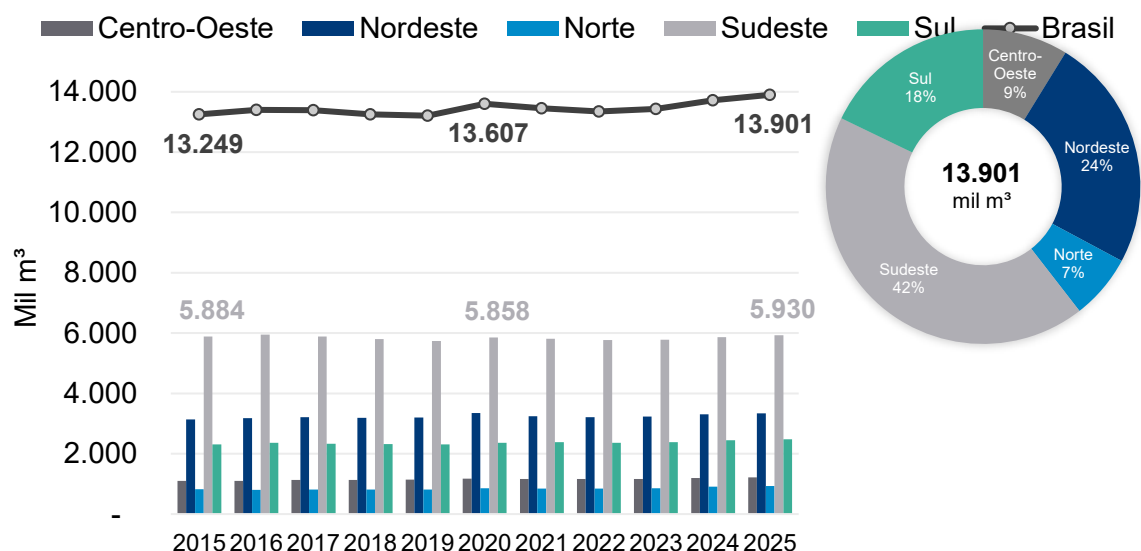
8. Gás Liquefeito de Petróleo – GLP

O Gás Liquefeito de Petróleo (GLP), popularmente conhecido como gás de cozinha, é um combustível formado por uma mistura de hidrocarbonetos gasosos em condições normais de temperatura e pressão, como propano e butano. As propriedades do GLP como seu poder calorífico superior a demais fontes, combustão completa e rápida vaporização na atmosfera tornam esse energético uma opção eficiente e segura para aplicação residencial, comercial e industrial^{viii}. Submetido a pressão moderada, os hidrocarbonetos do GLP condensam em temperatura ambiente, facilitando sua logística de armazenamento e transporte, o que também contribui para a ampla adoção desse energético no país.

BREVE CONTEXTUALIZAÇÃO DO MERCADO NACIONAL DE GLP

No contexto internacional, o Brasil é o décimo primeiro maior mercado em consumo de GLP e o sétimo maior em seu uso residencial, segundo o MME. As vendas pelas distribuidoras no mercado nacional somam cerca de 13,9 milhões de metros cúbicos em 2025 e apresentam, nos últimos dez anos, crescimento médio de 0,3% ao ano, refletindo um mercado relativamente estável, conforme apresentado no gráfico abaixo.

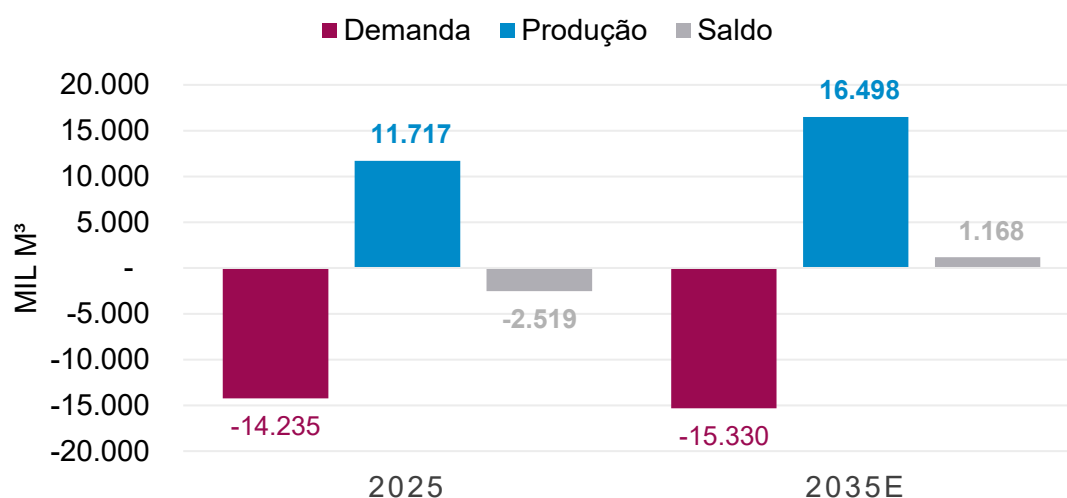
Figura 236 Vendas, pelas distribuidoras, de GLP por região



Fonte: Elaboração própria com dados da ANP

A oferta nacional de GLP é marcada por um quadro estruturalmente deficitário. Entre 2020 e 2025, o déficit variou entre 20% e 30%, sendo essa parcela suprida por importações, principalmente dos Estados Unidos e da Argentina. Ainda assim, há uma perspectiva de mudança nesse cenário: segundo o Plano Decenal de Energia (EPE, 2025), o país pode se tornar superavitário até 2035, em função de projetos em andamento e expansões previstas, de acordo o gráfico a seguir.

Figura 237 Balanço nacional de GLP atual e futuro



Fonte: Elaboração própria com dados do PDE 2035 da EPE

Esse potencial de reversão está diretamente associado ao aumento da produção de gás natural, que atua como principal *driver* para a expansão da oferta de GLP. Atualmente, a maior parte da produção nacional é oriunda de refinarias, com participação menor das Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs) e Centrais Petroquímicas. Essa relação tende a se inverter até 2030, com o maior volume de produção de GLP a partir do processamento de gás natural em UPGNs. Destacam-se, nesse contexto, a produção associada ao Complexo de Energia de São Boaventura, em Itaboraí (RJ), e o projeto Sergipe Águas Profundas, ambos com volumes relevantes de gás natural e investimentos já definidos pela Petrobras.

O elo de produção de GLP é altamente concentrado. A Petrobras atua como agente dominante, operando dez refinarias com capacidade total de processamento de 1,851 milhão de barris por dia, o que representa cerca de 80% do parque nacional de refino. Em 2025, sua produção de 6,744 milhões de metros cúbicos de GLP correspondeu a 90% da produção nacional proveniente de refinarias. Parte da produção também é oriunda de UPGNs de sua propriedade. Considerando as vendas para distribuidoras, a Petrobras detém cerca de 90% de participação, evidenciando não apenas sua predominância na produção, mas também seu papel relevante na importação.

Na sequência da cadeia, a logística de distribuição apresenta características oligopolizadas, com baixa diversificação de agentes. A configuração atual do mercado com um agente dominante na produção de GLP e a política que autorizava a prática de preços diferenciados para o produto destinado ao uso doméstico, quando acondicionados em vasilhames de até 13 kg, inibiu o aumento da concorrência na produção nacional e na importação, além de ter contribuído com a baixa atratividade para a realização de investimentos em infraestrutura logística de GLP no país^{ix}.

Essa política, com base na Resolução CNPE nº 4/2005, reconhecia como de interesse nacional a prática de preços diferenciados devido ao seu impacto social, mas, ao inibir investimentos, também gerou gargalos na infraestrutura primária de terminais e bases de distribuição, sendo revogada pela Resolução CNPE nº 17/2019^x na sequência de diretrizes estratégicas para o desenvolvimento do mercado e garantia do abastecimento (Res. CNPE nº 15/2017) e de diretrizes para a promoção da livre concorrência no abastecimento de combustíveis (Res. CNPE nº 12/2019).

O oligopólio na distribuição logística está associado também a elevadas barreiras de entrada, decorrentes de exigências regulatórias, em especial, quanto à segurança operacional. Entre essas exigências regulatórias e de segurança, o fato de que os vasilhames são de propriedade das distribuidoras contribuem para um mercado considerado seguro, pois é da responsabilidade do distribuidor de GLP a inspeção visual, a requalificação, as manutenções preventiva e corretiva e a inutilização de recipientes transportáveis, conforme a Resolução ANP nº 957/2023^{xi}.

Essa obrigação está sujeita, porém, a discussões que buscam novas formas de comercialização para reduzir a barreira de entrada e promover maior concorrência, como o fim da exclusividade dos vasilhames pelas donas, permitindo a posse, abastecimento e comercialização por outras empresas, além do enchimento fracionado do botijão^{xii}. Essas propostas, consideradas controversas, foram alvo de Análise de Impacto Regulatório pela ANP, em 2025, visando aumentar a concorrência e reduzir o preço final, objetivo que também foi motivo de estudos técnicos pela EPE sobre formação de preços, que identificou crescimento acelerado na margem líquida de distribuição muito superior à inflação do período 2019-2023^{xiii}.

Ainda assim, o GLP possui vantagens logísticas importantes: conta com ampla capilaridade de bases de distribuição primária e secundária, além de uma rede extensa de revendedores, garantindo o abastecimento em todos os municípios brasileiros. Em comparação, o gás natural possui infraestrutura mais limitada, o que reforça a relevância do GLP no atendimento a regiões e estados desprovidos de rede de transporte e distribuição de gás canalizado.

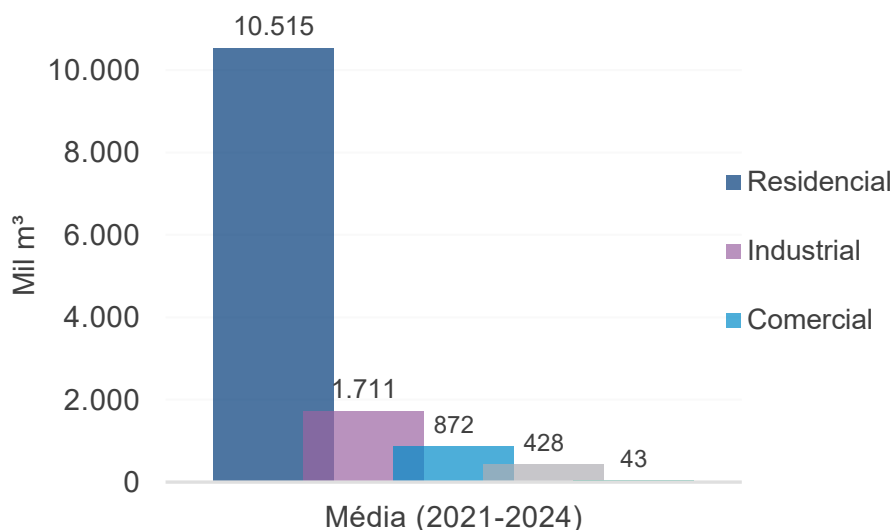
No que diz respeito à infraestrutura de tancagem, o Brasil possui uma capacidade estática de armazenamento de GLP em terminais (bases primárias) de 377,1 mil m³, segundo a ANP^{xiv}. As bases primárias, de grande porte que recebem GLP via dutos diretamente das Refinarias/UPGNs/CPQs ou via navios em operações de importação, estão divididas em terminais marítimos, que respondem por 70% da capacidade nacional, seguidos por terminais terrestres (22%) e fluviais (8%). Logo, os principais investimentos planejados estão ligados ao aumento da capacidade de armazenamento em áreas portuárias, bem como melhorias no recebimento e na movimentação portuária do GLP, no Porto de Santos/SP, de Suape/PE^{xv} e do Pecém/CE^{xvi}, visando corrigir a falta de infraestrutura de tancagem no Nordeste, considerado o maior gargalo do setor^{xvii}. Por agente, a Transpetro, subsidiária logística da Petrobras, concentra 93% da capacidade nacional de armazenamento em terminais.

Já a capacidade estática de armazenamento de GLP em bases de distribuição (bases secundárias) é de 162,4 mil m³, segundo a ANP^{xviii}. As bases secundárias, mais próximos aos centros de consumo e responsáveis por receber o produto em caminhões ou vagões tanque oriundos de bases primárias para subsequente envasilhamento ou distribuição a granel, estão divididas em um número maior de agentes, embora apenas 06 dos 21 distribuidores concentrem 89% da capacidade nacional, sendo eles Copa Energia (24%), Nacional Gás Butano (20%), Ultragaz (15%), Supergasbras (14%), Consigaz (9%) e Fogás (7%).

No âmbito do consumo, o mercado brasileiro é predominantemente residencial, com 10,515 milhões de metros cúbicos na média do período 2021-2024 ou cerca de 80% da demanda nacional, especialmente voltada à cocção. Essa realidade põe em evidência a dimensão social do GLP ao deslocar o uso da lenha e do carvão vegetal, que oferecem impactos negativos à saúde e ao meio ambiente, e protagonizar ações de políticas públicas voltadas ao combate da pobreza energética. A atualidade desse tema permanece, considerando a evolução de políticas federais como o Auxílio Gás, criado em 2002, e substituído pelo mais amplo Programa Gás do Povo, em 2025, que confirmou a mudança de um sistema de subsídio parcial para fornecimento gratuito focalizado em famílias inscritas no Cadastro Único do Ministério do Desenvolvimento Social^{xix}.

A relevância social do GLP contribui, porém, para restrições regulatórias a determinados usos desse energético, conforme a Resolução ANP nº 957/2023: motores de qualquer espécie, inclusive com fins automotivos, exceto empilhadeiras e equipamentos industriais de limpeza movidos a motores de combustão interna, caldeiras, saunas e aquecimento de piscinas, o que impede sua inserção no setor de transportes e limita sua penetração em outros usos. Essas vedações são um legado de marcos legais históricos, com o objetivo de minimizar efeitos exógenos sobre o abastecimento nacional^{xx}.

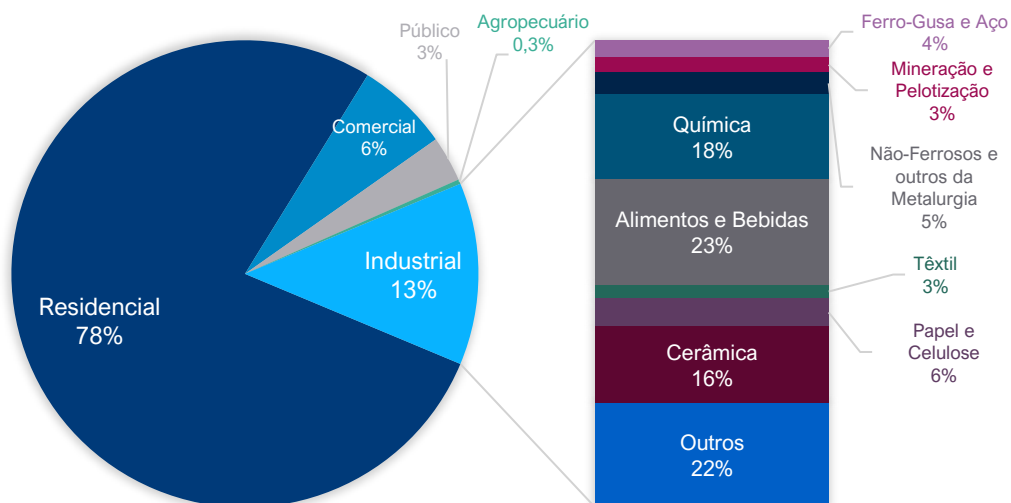
Figura 238 Consumo nacional de GLP por setor (em volume, mil m³)



Fonte: Elaboração própria com dados da ANP

Ainda assim, o consumo industrial, embora menor, é significativo. O GLP apresenta vantagens técnicas importantes, pois sua queima é completa e limpa, sem formar fuligem, reduzida em nível de emissão de poluentes (particulados, SOx e Nox), ausência de enxofre e baixo nível de emissões de CO₂ por unidade de energia gerada comparado aos combustíveis líquidos. Essas vantagens valorizam o uso do GLP em setores industriais cujos processos são mais exigentes quanto a resíduos da queima e qualidade energética, como alimentos e cerâmica. Entre as principais indústrias consumidoras de GLP no país, destacam-se: alimentos e bebidas, química, cerâmica, papel e celulose, metalurgia e siderurgia, têxtil, mineração, entre outros.

Figura 239 Consumo nacional de GLP por setor (em participação, %)



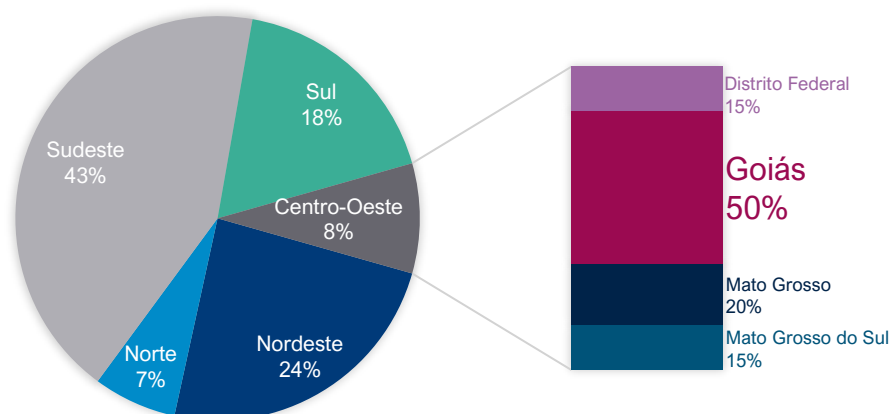
Fonte: Elaboração própria com dados da ANP

Do ponto de vista regional, o consumo concentra-se no Sudeste, responsável por mais de 40% das vendas, enquanto o Centro-Oeste representa cerca de 9%. Embora o uso residencial ainda predomine no agregado nacional, a relevância relativa do consumo industrial de GLP é maior em determinadas regiões onde sua vantagem logística em relação ao gás natural amplia sua participação relativa na matriz de consumo, em comparação ao uso residencial. Esse é o caso, em particular, da região Centro-Oeste e do Estado de Goiás.

O PAPEL DO GLP NO ESTADO DE GOIÁS

O Estado de Goiás é o principal consumidor de GLP da região Centro-Oeste, atingindo cerca de 616 mil metros cúbicos em 2025, correspondendo a cerca de 50% do consumo regional, o que acompanha o fato de ser o estado mais populoso da região, conforme ilustrado no gráfico abaixo.

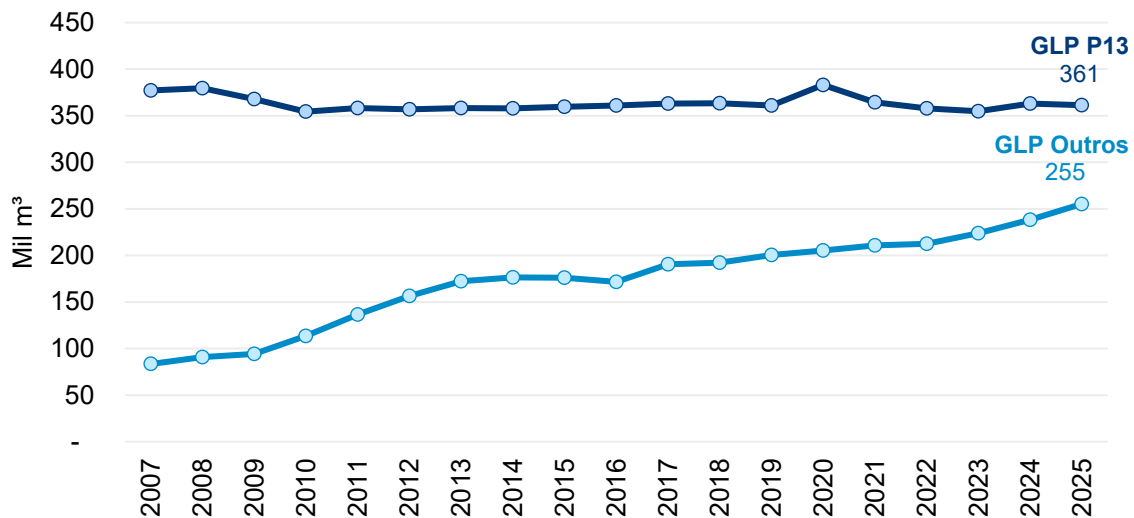
Figura 240 Vendas, pelas distribuidoras, de GLP por UF da Região Centro-Oeste



Fonte: Elaboração própria com dados da ANP

O mercado apresenta uma trajetória de expansão para além do consumo residencial, ainda que este permaneça predominante. A série histórica das vendas pelas distribuidoras indica estabilidade no segmento de GLP até 13 kg, que corresponde majoritariamente ao consumo residencial. Por outro lado, os vasilhames acima de 13 kg, tipicamente utilizados nos setores industrial e agropecuário, têm apresentado crescimento significativo desde 2007, conforme o gráfico a seguir. Nos últimos dez anos, essas vendas cresceram, em média, 3,5% ao ano, ritmo superior à média nacional, em torno de 1,3% ao ano. Esse desempenho sugere maior utilização do GLP em atividades produtivas no estado, incluindo aplicações como a secagem de grãos na agropecuária.

Figura 241 Vendas, pelas distribuidoras, de GLP em Goiás por tipo de vasilhame



Fonte: Elaboração própria com dados da ANP

Essa tendência é consistente com a composição do consumo estadual. Em Goiás, a participação do consumo residencial é de aproximadamente 70%, inferior à média nacional, que gira em torno de 78%, indicando maior peso relativo dos usos não residenciais. Nesse contexto, o GLP assume uma importância particular para o estado, não apenas como insumo energético residencial, mas também como insumo relevante para a indústria e o agronegócio, reforçado por suas características técnicas e pela capacidade de atender um estado desprovido de infraestrutura de rede para o gás natural.

Goiás se insere em uma dinâmica logística semelhante à da região Centro-Oeste como um todo, caracterizada pela ausência de produção própria de derivados de petróleo. Dessa forma, o abastecimento de GLP depende majoritariamente de fluxos logísticos oriundos de outras regiões, com destaque para o Sudeste, que concentra a produção nacional. Essa configuração tende a se manter nos próximos dez anos, sem mudanças estruturais relevantes na produção regional. Até 2035, segundo a EPE, a região Sudeste produzirá cerca de 11,972 milhões de metros cúbicos por ano, sendo responsável por suprir demandas adicionais de outras regiões, como Sul e Nordeste, via cabotagem, enquanto o Centro-Oeste permanece dependente de forma predominante do transporte rodoviário.

Esse fluxo logístico principal para a região Centro-Oeste mira duas bases primárias de GLP: o terminal terrestre de Senador Canedo/GO, que possui sete esferas para tancagem de GLP, com capacidade nominal total de 20,321 mil m³; e, de Brasília/DF, com três esferas e capacidade nominal total de 9,528 mil m³. Ambos os terminais são da Transpetro e recebem os derivados produzidos na Refinaria de Paulínia (REPLAN) da Petrobras através do sistema OSBRA – Oleoduto São Paulo-

Brasília. O OSBRA possui extensão de 964 km, dividido entre os trechos REPLAN-TT Senador Canedo (785 km) e TT Senador Canedo-TT Brasília (179 km), e capacidade máxima de 961,2 mil m³ por mês ou cerca de 11,5 milhões m³ por ano.

O maior poliduto do Brasil foi concebido, porém, para uma realidade de mercado da região Centro-Oeste nos anos 1990. Em operação desde 1996, o OSBRA poderá atingir sua saturação até 2031 devido ao crescimento da demanda de combustíveis pelo agronegócio e, embora não se justifique sua duplicação segundo o Plano Indicativo de Oleodutos Ciclo 2021-2022 da EPE, entende-se a necessidade de construção de novos trechos tendo como referência o trecho existente do OSBRA^{xxi}. O Estudo da ILOS (2015) "Perspectivas no Escoamento de GLP no Brasil" já apontava para a proximidade do limite da capacidade do duto e a ausência de movimentação de GLP, o que levou o trecho rodoviário Paulínia-Goiânia via BR-364 e BR-153 estar classificado entre os dez maiores fluxos em volume de GLP no país^{xxii}.

Outro fluxo logístico potencial em destaque ocorre com a entrada em operação da Ferrovia Norte-Sul, que pode escoar até o Centro-Oeste o GLP recebido via cabotagem ou importação pelo Porto de Itaqui/MA.

No elo de distribuição, a capacidade de tancagem das bases das distribuidoras em Goiás é de 3,241 mil m³, localizadas em Senador Canedo e Goiânia, das companhias Ultragaz, Copa Energia, Gasball e Nacional Gás Butano.

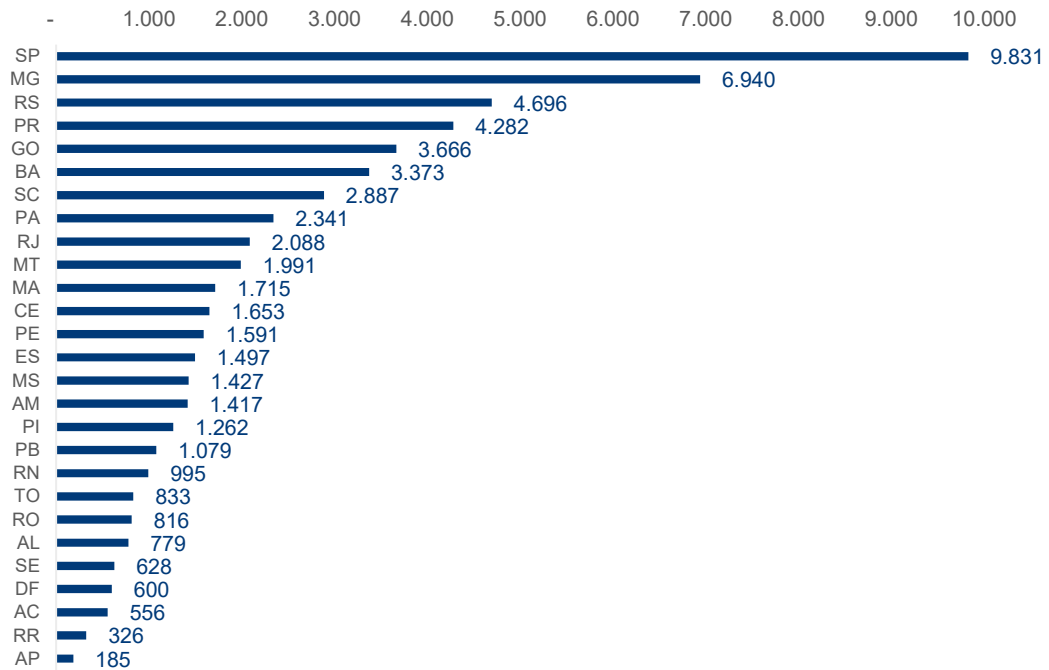
Figura 242 Mapa da rota de distribuição



Fonte: Elaboração própria com dados da ANP

Na revenda, o gráfico a seguir apresenta o destaque nacional de Goiás, sendo o quinto estado do país em número de autorizações de revenda, com quase 3.700 revendedores autorizados.

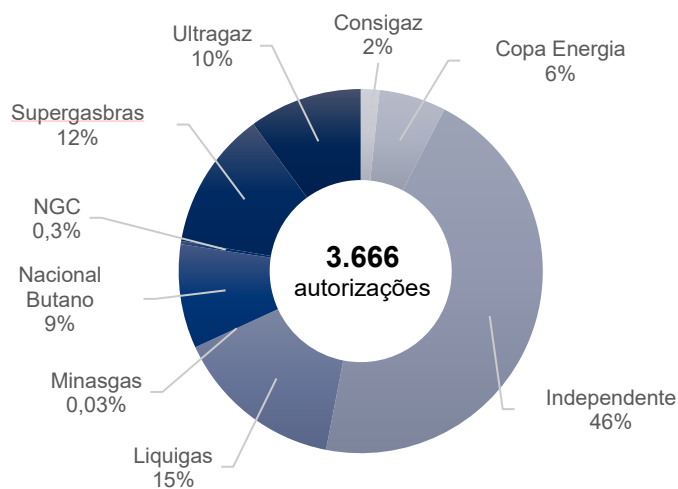
Figura 243 Autorizações de revenda de GLP por UF



Fonte: Elaboração própria com dados da ANP

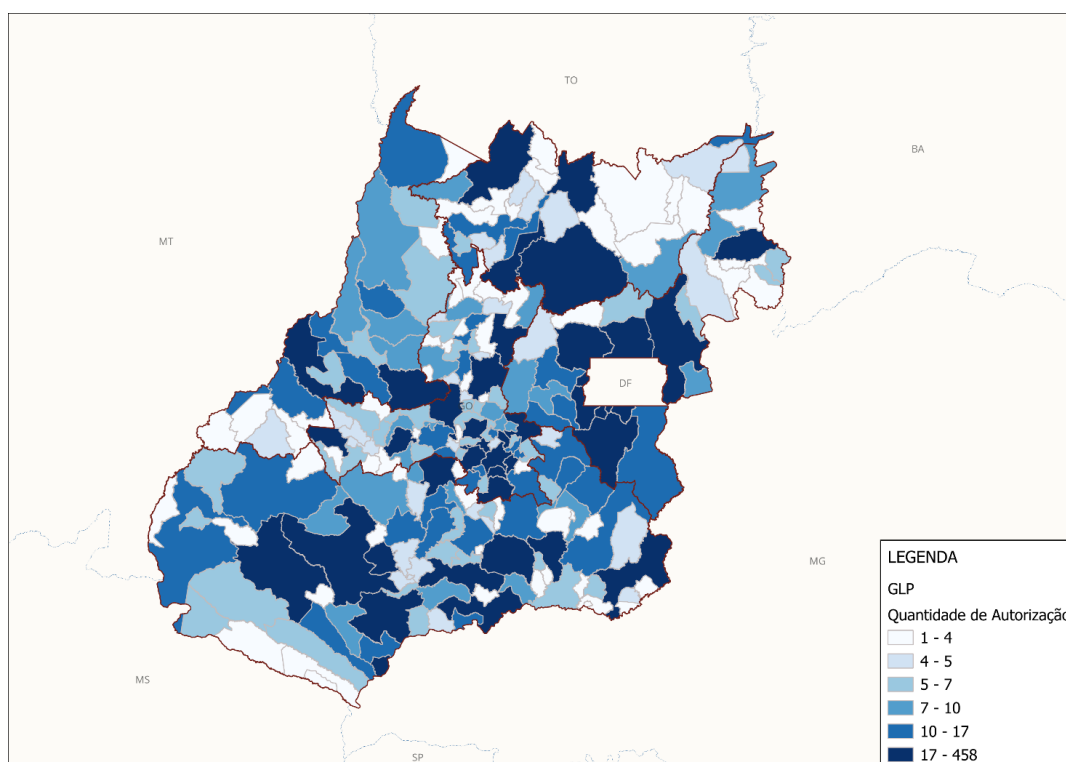
Apesar dessa capilaridade, essas revendas estão concentradas em um número reduzido de distribuidoras, refletindo a estrutura oligopolizada observada no mercado nacional. O gráfico abaixo revela que maior parte dos revendedores é independente, podendo comercializar diferentes marcas de GLP, enquanto as demais revendas exclusivas da marca da distribuidora podem pertencer a um mesmo grupo de distribuição: casos da Liquigás, adquirida pela Copa Energia após sua venda pela Petrobras; da Minasgás, pertencente à Supergasbras; e, da NGC, incorporada à Nacional Gás Butano.

Figura 244 Autorizações de revenda de GLP por distribuidora em Goiás



Fonte: Elaboração própria com dados da ANP

Figura 245 Distribuição geoespacial de revendedores autorizados de GLP no Estado de Goiás



Fonte: Elaboração própria com dados da ANP

O consumo industrial de GLP permite estimativas de substituição por biometano. A partir do volume consumido, é possível realizar a conversão em massa com base na densidade do GLP e, posteriormente, em energia por meio de seu poder calorífico. Essa equivalência energética permite

estimar o volume necessário de biometano para substituição parcial do GLP. Ressalta-se, contudo, que essa substituição não é integral, devendo considerar limitações técnicas, eficiência dos processos e a fração efetivamente substituível da demanda industrial.

9. Diagnóstico do setor mineral

A mineração é uma atividade intensiva em energia e a importância do setor mineral para a economia de Goiás tem sido crescente, com boas perspectivas para um futuro próximo. Cada mineral e suas diferentes tecnologias de processamento e beneficiamento implica num gasto de energia diferente. Por isso, entender a dinâmica do setor, bem como sua relação com a necessidade energética é fundamental para avaliarmos a demanda de energia futura do estado.

Esta etapa do trabalho tem como objetivo central realizar um diagnóstico da atividade mineral em Goiás, articulando-o ao padrão de consumo de energia do setor. Pretende-se identificar e caracterizar os principais bens minerais produzidos no estado, bem como suas respectivas áreas de ocorrência, destacando os municípios com maior intensidade de exploração mineral e, por consequência, maior demanda por energia. Serão avaliadas também a infraestrutura de logística e energia disponíveis para atender essa produção.

Adicionalmente, será apresentada uma síntese do mapeamento geológico disponível e uma avaliação dos principais depósitos minerais conhecidos, de modo a iniciar a construção de uma visão prospectiva sobre o potencial mineral do estado e seus desdobramentos para o planejamento energético.

A presente seção será dividida em cinco temáticas principais, que incluem:

- ▣ Levantamento da produção mineral atual em Goiás;
- ▣ Avaliação da infraestrutura de energia e logística associada;
- ▣ Levantamento do consumo atual de energia do setor de mineração;
- ▣ Revisão do mapeamento geológico disponível, com destaque para áreas prospectivas;
- e
- ▣ Avaliação dos principais depósitos minerais existentes.

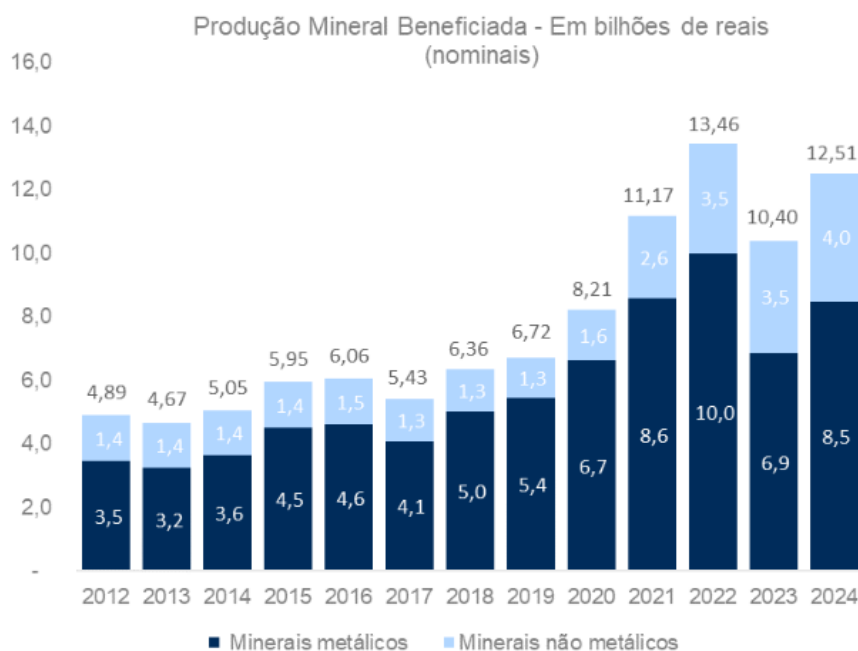
1.1. Levantamento da produção mineral atual em Goiás

O setor de mineração é de suma importância para o estado de Goiás, sendo que apresentou um valor produzido de mais de R\$ 10 bilhões em 2024 (ANM, 2024). Além disso, a economia do estado conta com a produção de 135 substâncias minerais distribuídas por 157 municípios, gerando uma arrecadação de R\$ 223 milhões em 2024, promovendo empregos, renda e atraindo investimentos (Minde Mineração, 2025). O estado de Goiás se apresenta com um grande produtor de níquel, cobre e ouro e demais minerais associados ao agronegócio e construção civil, como a

rocha britada. Além destes, destacam-se também o calcário utilizado como corretivo agrícola e o fosfato, sendo que o estado é o principal produtor nacional.

No Gráfico 51 encontra-se exposto o histograma da produção mineral beneficiada do estado de Goiás, entre os anos de 2012 e 2024. Analisando os dados, observa-se que a produção mineral do estado apresentou uma tendência positiva até 2022, quando chegou a R\$ 13,46 bilhões.

Figura 246 Histograma da produção mineral beneficiada em bilhões de reais entre 2012 e 2024.



Elaboração própria com dados da ANM.

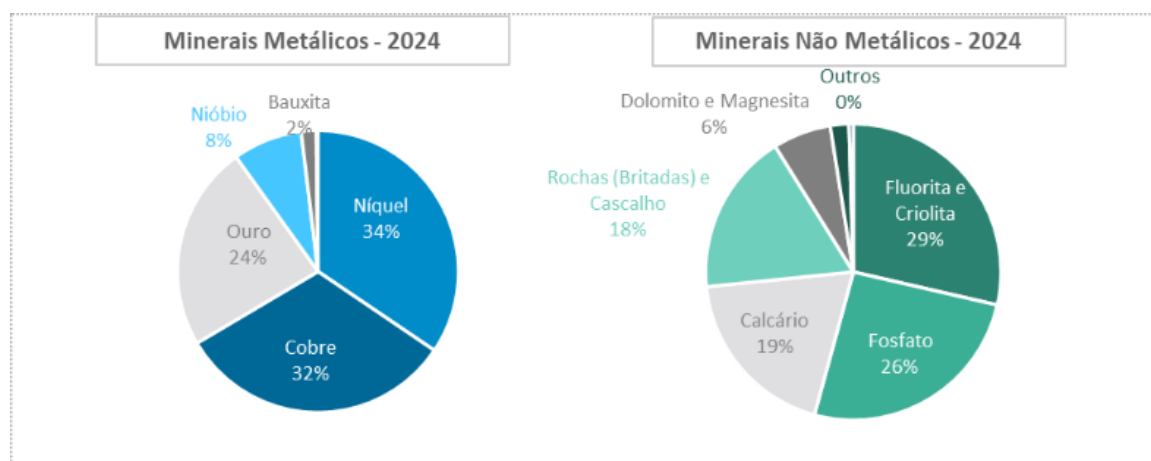
Essa tendência de crescimento da produção mineral no estado pode ser atribuída ao ciclo favorável de commodities minerais no cenário global, o qual gerou aumentos expressivos de preços e propiciou ampliação da produção com entrada e expansão de projetos não somente em Goiás, mas em diversos estados brasileiros (CETEM, 2017).

O último ciclo de mineração, conhecido como “superciclo”, ocorreu entre os anos de 2002 e 2012, e foi marcado por crescimento expressivo da demanda por commodities, impulsionados pela aceleração do crescimento econômico da China (CETEM, 2017). Esse fenômeno, fortemente influenciado pela mudança demográfica que ocorria naquele país, resultou em uma explosão na demanda por minerais relacionados à infraestrutura e à produção industrial, bem como por produtos agrícolas e energia. A partir de 2012–2014, a economia chinesa entrou em trajetória de desaceleração, indicando o esgotamento do superciclo (Agrolink, 2014). Apesar disso, o nível de

demanda por commodities permaneceu estruturalmente elevado, de modo que os efeitos sobre os mercados continuaram relevantes (Manzi, 2016). Observou-se uma mudança de patamar nos preços de diversos minerais associados a infraestrutura, como minério de ferro, cobre e níquel, e, em menor magnitude, do alumínio, consolidando um novo regime de preços mais altos do que o observado em ciclos anteriores (Manzi, 2016). Após esse período a produção mineral em Goiás apresentou uma queda em 2023, voltando a crescer em 2024 obtendo aproximadamente 10 bilhões em 2024 (ANM, 2024). A criação da Fundeinfra*, revogada em 2026, associada a queda de preços de metais básicos pode explicar parte desse movimento (Goiás, 2025).

Nos últimos anos, o mercado de mineração tem passado por expressivas transformações, com crescimento considerável da demanda por matérias-primas essenciais à produção de energia limpa e novas tecnologias, cuja tendência de consumo poderá se intensificar ainda mais nas próximas décadas (IEA, 2021) Desta forma, encontra-se em curso um novo ciclo para os chamados minerais críticos e estratégicos, onde Goiás vem se posicionando com uma nova fronteira (EPE, 2025). Além disso, estado apresenta potencial e já iniciou a produção de elementos de terras raras e é considerado um forte produtor de níquel, cobre, bauxita, grafite, manganês e nióbio, conforme ilustrado na Figura a seguir.

Figura 247 Produção beneficiada em Goiás - participação por produtos



Fonte: Elaboração própria com dados da ANM

1.2. Produção Beneficiada dos Principais Minerais Produzidos em Goiás

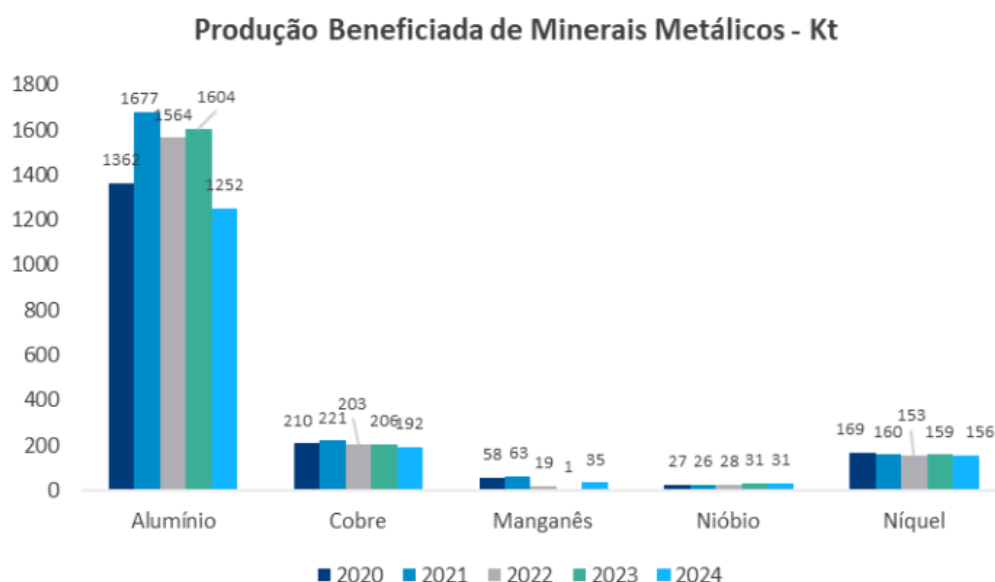
O estado de Goiás se apresenta como um potencial produtor mineral, tanto na produção de minerais metálicos quanto não metálicos. Os resultados obtidos em relação a produção beneficiada

por mineral no estado indicam uma diversidade mineral, colocando Goiás em lugar de destaque no cenário nacional. Nesse sentido, nesta sessão serão apresentados e discutidos os valores obtidos para a produção beneficiada para os principais minerais metálicos e não metálicos produzidos no estado de Goiás.

Produção Beneficiada Minerais Metálicos

De acordo com o Gráfico a seguir observa-se que, entre 2020 e 2024, a produção beneficiada de minerais metálicos em Goiás (em kt) manteve estável de forma geral.

Figura 248 Produção beneficiada em kt dos minerais metálicos entre os anos de 2020 e 2024 no estado de Goiás.



Fonte: Elaboração própria com dados da ANM.

Conforme os valores apresentados, para o alumínio (bauxita) foi registrado cerca de 1.362 kt produzidas em 2020, sendo que este valor aumenta para 1.677 kt em 2021, atingindo seu pico e recuando ligeiramente para 1.252 kt em 2024. Além disso, o estado de Goiás tem se destacado na produção de bauxita para uso industrial, que agrega mais valor do que quando a bauxita se destina ao uso metalúrgico (produção de alumina) e a bauxita calcinada tem inúmeras aplicações industriais, com destaque nos segmentos de abrasivos e refratários. Atualmente, metade do sulfato de alumínio consumido no País para tratamento de água e esgotos é produzido em Goiás (Goiás, 2026).

Com relação ao níquel, a produção tem oscilado pouco, variando entre 153 e 169 kt no período analisado. Essa estabilidade sugere operações maduras e contínuas, com pequenas oscilações ligadas a teor de minério, manutenção de planta ou ajustes de mercado, mas sem expansão ou retração estrutural no quinquênio. A produção de níquel em Goiás se concentra em grandes complexos como Barro Alto e Niquelândia, operados pela Anglo American, que abastecem tanto o mercado interno quanto exportações (Brasil Mineral, 2021).

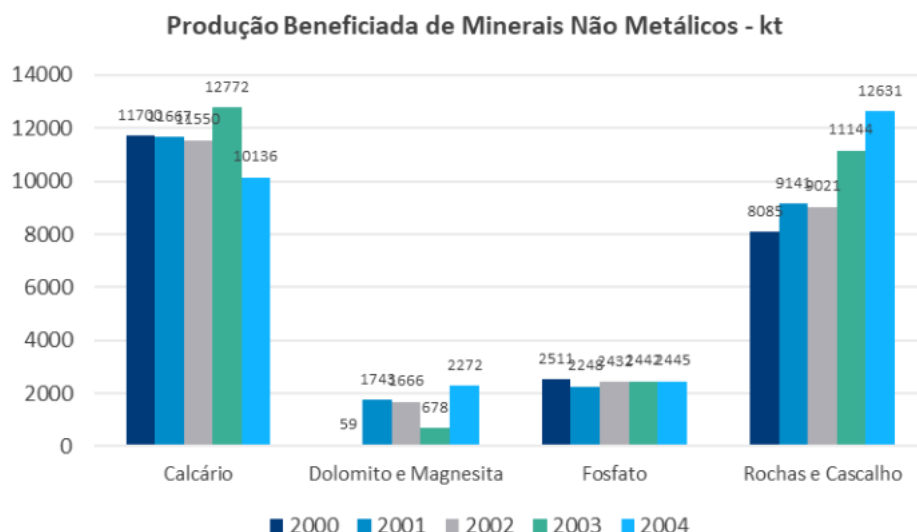
Analisando os demais minerais metálicos, observa-se que a produção de manganês permanece baixa e relativamente instável entre 2020 e 2023, mas começa a dar sinais de recuperação em 2024 com 35 kt, o que indica reativação ou início de operações, mas sem retorno ao nível observado no início da série. Essa trajetória revela um segmento ainda volátil, que pode ganhar importância futura se novos projetos forem consolidados, mas que, no quinquênio analisado, desempenha papel secundário no conjunto da produção mineral beneficiada de Goiás.

Com relação ao nióbio, a empresa chinesa COMC é a grande produtora em Goiás, através da COMC Brasil, com operações em Catalão e Ouvidor. A produção de nióbio em Goiás oscilou em um patamar em torno de 26 a 31 kt entre 2020 e 2024. No entanto, nos últimos anos, a empresa concentrou seus esforços no aumento a recuperação metalúrgica, com otimizações de flotação, visando assim obter maiores valores de produção no futuro.

Produção Beneficiada Minerais Não Metálicos

No Gráfico a seguir observa-se que, entre 2020 e 2024, a produção beneficiada de minerais não metálicos em Goiás (em kt) mantém-se praticamente constante para alguns minerais e enquanto para outros observa-se um crescimento consistente, sinalizando uma importante relação da mineração goiana com a construção civil e o agronegócio.

Figura 249 Produção beneficiada em kt dos minerais metálicos entre os anos de 2020 e 2024 no estado de Goiás.



Elaboração própria com dados da ANM.

O calcário goiano atende os segmentos da indústria do cimento, autossuficiente no estado, e para aplicação em corretivos agrícolas visando o aumento de produtividade de grãos como soja, milho, entre outros. Devido a isso, para atender a demanda destes setores observa-se recordes sucessivos de produção no estado (Goiás, 2025). De acordo com os valores apresentados, a produção de calcário teve um aumento importante em 2023 e recuou em 2024, ficando abaixo da média apresentada nos últimos quatro anos. A queda da produção de calcário em 2024 está ligada bem ao comportamento do agronegócio em função de preços menores de grãos e de problemas climáticos, o que reduziu a demanda pelo produto (Brasil Mineral, 2024).

Para as rochas britadas e cascalho observa-se uma produção com crescimento consistente, indo de 8.085 kt em 2020 para cerca de 12.631 kt em 2024, consolidando esse grupo como um dos mais dinâmicos entre os minerais não metálicos do estado de Goiás. As rochas britadas e cascalho são insumos básicos para construção civil como agregados para concreto, asfalto, obras viárias e urbanas, e seu avanço acompanha a expansão de investimentos em infraestrutura e habitação no estado no período recente. Desta forma, o aumento consistente da produção destes inerais indica que a cadeia de agregados vem respondendo à demanda de um estado que cresce acima da média nacional em construção e infraestrutura, reforçando a importância desses materiais na diversificação da base mineral goiana e na geração de emprego e renda regional (Goiás, 2024).

Para o fosfato observou-se uma produção estável entre 2,2 e 2,5 mil kt ao longo de todo o período, consolidando o estado de Goiás como um forte produtor e estabelecendo um elo

estratégico da cadeia de fertilizantes. Essa estabilidade contrasta com o comportamento mais volátil de outros minerais não metálicos e mostra que a demanda por fosfato tem garantido mercado contínuo para as minas e plantas de beneficiamento em Catalão e Ouvidor. A combinação de grandes volumes estáveis, a integração minero-química e a forte demanda do agronegócio faz com que o fosfato seja um dos pilares mais previsíveis e estruturantes da produção mineral goiana no quinquênio analisado (CMOC Brasil, 2025).

Quanto a fluorita e criolita observa-se uma produção de 169 kt em 2024, saindo de um patamar residual nos últimos anos da série. A fluorita e a criolita são minerais industriais usados como fundentes na siderurgia, na fabricação de vidros, esmaltes e cerâmica e, sobretudo, como fonte de flúor para obtenção de ácido fluorídrico e produtos químicos relacionados (Academia da Mineração, 2025). O aumento observado na produção em 2024 em Goiás sugere uma expansão recente de projetos voltados à indústria química e metalúrgica.

Em relação ao dolomito e magnesita a produção em Goiás aumentou de 59 kt em 2020 para 2.272 kt em 2024, mostrando comportamento volátil, mas com tendência de alta no fim da série, consolidando-se como um segmento complementar ao calcário dentro dos minerais não metálicos do estado. O dolomito e a magnesita são rochas carbonáticas ricas em magnésio, usadas como corretivos de solo (calcário dolomítico/magnesiano), insumo na indústria do cimento e, sobretudo, como matéria-prima para refratários e fluxo na siderurgia, o que lhes confere importância tanto para o agronegócio quanto para a indústria pesada (USP, 2020). A retomada forte em 2024 indica que Goiás vem aproveitando melhor seus recursos carbonáticos magnesianos, o que tende a refletir em maior geração de valor agregado local e em novas oportunidades de integração com o agronegócio e com setores industriais que dependem de magnésio e refratários.

Por fim, a vermiculita e a perlita apresentam uma produção com volumes bem menores, entre 48 e 66 kt de 2020 a 2023, mas ainda crescentes, chegando a cerca de 51 kt em 2024. No entanto, a produção beneficiada de vermiculita e perlita em Goiás mantém volumes relativamente modestos, mas estáveis, ao longo dos últimos cinco anos, consolidando-se como nicho especializado dentro dos minerais não metálicos do estado. A vermiculita goiana alimenta cadeias de construção civil como argamassas leves, isolantes termoacústicos; agricultura como substratos, condicionadores de solo, e indústria química, enquanto a perlita expandida tem usos semelhantes, inclusive em compósitos cimentícios leves (Academia da Mineração, 2024). Porém, mesmo representando uma fração pequena da produção total em kt, a vermiculita e a perlita possuem um alto valor agregado por tonelada e se conectam fortemente com agendas de sustentabilidade, seja em materiais de construção mais leves e eficientes, seja em aplicações agrícolas que economizam água e melhoram a estrutura do solo (Mineravi, 2024; Sampaio et al., 2008).

Na Tabela abaixo encontra-se exposto um recorte das principais operações minerárias (e de metalurgia associada) em Goiás em 2024, destacando empresas, substâncias, municípios, ramos de atividade e volumes de produção. Os valores apresentados evidenciam que o núcleo da produção mineral beneficiada de Goiás em 2024 se apoia em poucos grandes empreendimentos, focados em níquel, cobre-ouro, ouro, fosfato, amianto e nióbio, com novas frentes em terras raras.

Figura 250 Principais municípios e empresas produtores de minerais em Goiás

Empresa	Produto	Município	Ramo de Atividade	Produção 2024
Anglo Barro Alto	Níquel	Barro Alto	Metalurgia e produtos de metal	32,3 kt
Maraca (Ludin Mining)	Cobre e ouro	Alto Horizonte	Extração de minerais metálicos	43 e 65
Anglo Níquel Minas	Níquel	Niquelândia	Metalurgia e produtos de metal	7,1 kt
CMOC Fosfato	Fosfato	Ouvidor	Minerais não-metálicos	1,18 mt
Mosaic Catalão	Fosfato	Catalão	Minerais não-metálicos	na
Serra Grande	Ouro	Crixas	Extração de minerais metálicos	80 koz
CMOC Nióbio	Nióbio	Ouvidor	Metalurgia e produtos de metal	10 kt
Amarillo	Ouro	Mara Rosa	Extração de minerais metálicos	64 koz
Sama	Amianto	Minaçu	Minerais não-metálicos	167 mt
COMC Tailings	Rejeitos	Ouvidor	Extração de minerais metálicos	na
Serra Verde	Terras Raras	Minaçu	Extração de minerais metálicos	na

Fonte: site das empresas e pesquisas gerais (Referências no final)

1.3. Avaliação da infraestrutura de energia e logística associada

Nesta etapa do trabalho, foram realizadas algumas entrevistas com especialistas do setor de mineração que apresentaram alguns pontos importantes que devem ser consideradas na formulação do Plano de Energia, referentes a infraestrutura que suporta o setor. De acordo com os especialistas, o abastecimento de energia elétrica para as atividades minerárias em Goiás apoia-se em uma infraestrutura relativamente adequada nas regiões já consolidadas de mineração, próximas aos principais eixos de transmissão, como Catalão. No entanto, conforme a opinião dos especialistas, observa-se uma considerada escassez em regiões mais ao Norte e Nordeste, como Niquelândia e Barro Alto, onde há operações de níquel, bastante intensivas em energia.

Além disso, a oferta de energia ainda apresenta gargalos importantes em novas fronteiras minerais e áreas mais remotas, como no Centro e no Nordeste do estado. Segundo eles, em diversos projetos, especialmente de maior porte, o custo e a própria disponibilidade de energia são hoje um dos principais entraves à implantação e à expansão de empreendimentos, fazendo com que as próprias empresas arquem com altos investimentos em autoprodução de energia, diante da

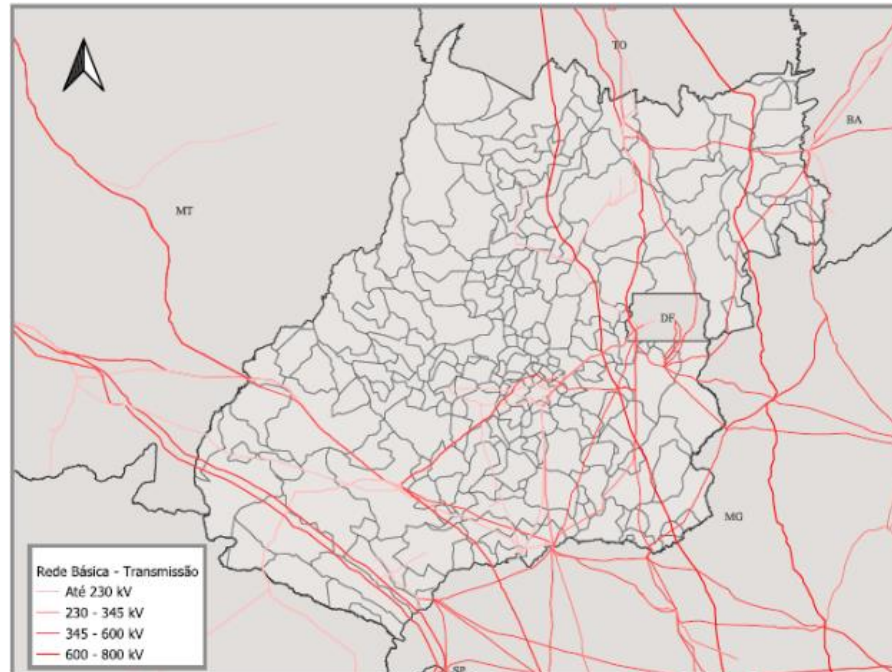
ausência de rede adequada nas proximidades das áreas de lavra. Desta forma, esse é um ponto merece atenção uma vez que indica o desenvolvimento do setor de mineração dependerá fortemente de investimentos em energia no estado.

Em relação a logística de transporte, Goiás apresenta uma infraestrutura bem ampla, com duas ferrovias em operação e uma sendo implementada, além de muitas rodovias importantes, terminais e um porto seco. Entretanto, foi ressaltado pelos especialistas que o custo logístico é alto, trazendo perda de competitividade para o setor mineral. Entre as razões destacadas encontram-se o elevado preço das tarifas ferroviárias, a falta de terminais ferroviários próximos às operações e dificuldades na contratação de transporte rodoviário, em função da natureza do negócio de mineração. Dessa forma, para o desenvolvimento do setor mineral também serão necessários novos investimentos em infraestrutura de transportes. Nesse contexto, nesta seção será apresentada uma visão geral da infraestrutura energética e logística, contextualizada no setor de mineração no estado de Goiás.

A. Energia para mineração

A malha principal é composta por linhas em alta tensão, especialmente 500 kV e 230 kV, que integram Goiás ao Sistema Interligado Nacional, com forte concentração no eixo da bacia do rio Paranaíba, onde estão importantes usinas hidrelétricas. Essas linhas formam alguns “troncos” estruturantes que conectam o Sul goiano e o Leste do estado às regiões metropolitanas de Goiânia e Brasília e ao Sudeste do país. As principais subestações de transmissão se localizam próximas a grandes centros consumidores e áreas de produção (agronegócio, indústria e mineração), funcionando como nós estratégicos na rede.

Figura 251 Malha da rede de transmissão disponível do setor energético do estado de Goiás



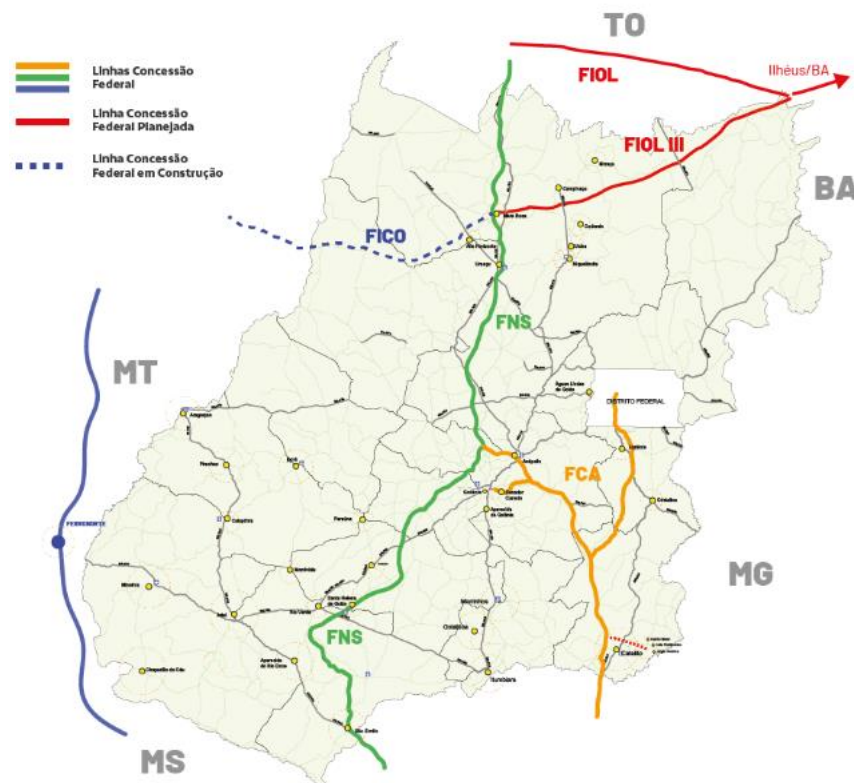
Elaboração própria com dados da EPE.

No entanto, analisando o mapa acima, observa-se que existe uma grande parte do estado que carece de uma rede transmissão, em especial nas regiões centro-oeste e noroeste. Nestas regiões encontram-se localizadas áreas de grande interesse mineral como Crixás, Mara Rosa e Alto Horizonte, produtoras de ouro, cobre e níquel. Além disso, sabe-se que o setor de mineração necessita de uma alta demanda energética e de fornecimento contínuo para atender as demandas associadas aos processos minerários. Nesse sentido, sugere-se que sejam levadas em consideração as áreas de interesse mineral nas quais ainda não são atendidas por uma rede linhas em alta tensão, para futuros investimentos em expansão da malha da rede de transmissão de energia em Goiás.

B. Sistema ferroviário de Goiás

O Sistema Ferroviário Estadual (SFE) em Goiás é um pilar do desenvolvimento econômico e social do Estado, pois conecta regiões goianas a diversos estados brasileiros, até a região litoral.

Figura 252 Sistema ferroviário do estado de Goiás



Extraído de GOINFRA.

Observa-se que existem duas grandes ferrovias que passam por Goiás: a Ferrovia Norte-Sul (FNS, em verde), que corta o estado no sentido norte-sul, ligando o Tocantins ao Mato Grosso do Sul e conectando polos como Anápolis, Porangatu e Gurupi, o que a torna o eixo estruturante da malha goiana; e a Ferrovia Centro-Atlântica (FCA), que conecta Goiás e Minas Gerais, permitindo acesso a terminais ferroviários ligados aos portos de Vitória e Santos, tradicional rota de exportação de minérios. Adicionalmente, a Ferrovia de Integração Centro-Oeste (FICO) está em fase final de implantação, com operação programada para iniciar em 2027. Além disso, existe também um projeto da FIOL III, que se encontra em fase de estudos onde o traçado está sendo revisado. No futuro, se implementada, essa ferrovia irá se conectar no estado da Bahia, permitindo uma saída para o Atlântico.

A principais regiões produtoras como o cinturão niquelífero de Niquelândia/Barro Alto, o polo de cobre de Minaçu e fosfato em Catalão/Ouvidor, encontram-se relativamente próximos aos traçados da FNS ou da FCA, o que reduz custos logísticos e amplia a competitividade das exportações. Já a conexão da FCA com Minas Gerais favorece o envio de concentrados de níquel,

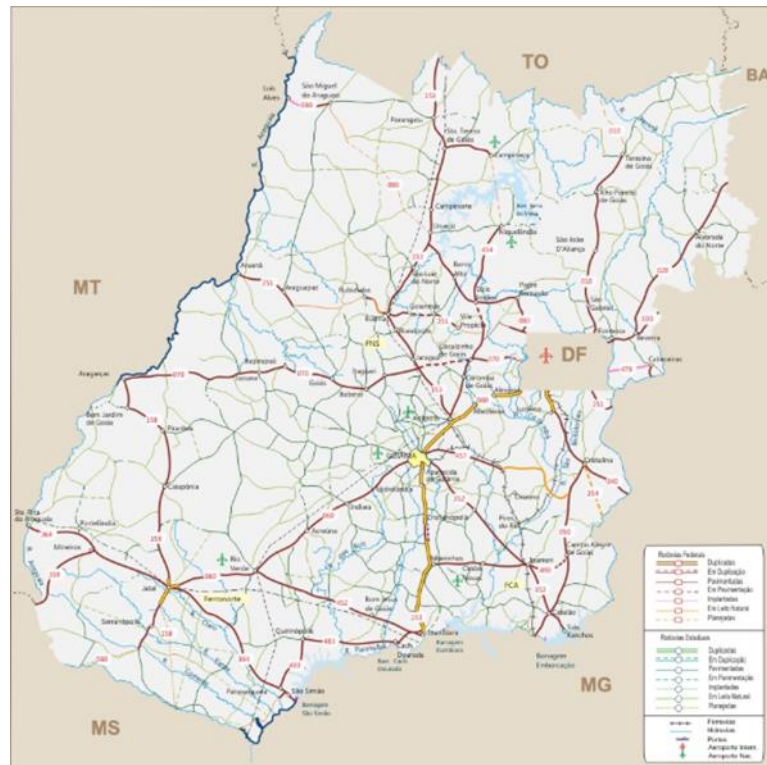
cobre e fertilizantes para plantas de beneficiamento e terminais portuários no Sudeste. E por fim, a FNS e a futura FICO permitem escoar minério para terminais no Norte/Nordeste, diversificando rotas e mitigando gargalos rodoviários.

C. Sistema rodoviário de Goiás

O sistema rodoviário de Goiás é bastante capilarizado (Figura 3), com forte concentração de conexões no eixo central do estado (região de Goiânia) e ramificações que alcançam praticamente todos os municípios, combinando rodovias federais estruturantes (BRs) e extensa malha estadual (GOs), ainda com grande trecho não pavimentado. O mapa exposto na Figura 3 corresponde a malha rodoviária do estado, com BRs (BR-153, BR-060, BR-050, BR-364, BR-452, entre outras) atravessando o estado e servindo como eixos de escoamento para fora de Goiás. Por sua vez, as GOs funcionam como ramais de ligação entre sedes municipais, distritos e áreas rurais, totalizando mais de 21 mil km, dos quais cerca de 36% ainda sem pavimentação (Abreu, 2024). De acordo com o mapa, observa-se que a malha é mais densa e pavimentada no centro-sul (Goiânia, Anápolis,

Catalão, Rio Verde, Itumbiara), afinando-se em direção ao norte e noroeste, onde prevalecem trechos não pavimentados e maior dependência de poucas vias estruturantes.

Figura 253 Sistema rodoviário do estado de Goiás



Fonte: Extraído de GOINFRA.

A mineração utiliza as rodovias estaduais para conectar minas a plantas de beneficiamento locais e, a partir daí, às BRs que levam a terminais ferroviários, hidrovias e portos de exportação. Isso torna a qualidade das GOs um fator crítico de competitividade para o setor mineral. Observa-se que em corredores como Goiânia–Anápolis–Catalão e Goiânia–Rio Verde–Jataí, existe uma forte superposição entre fluxos de grãos e de minérios, gerando tráfego pesado de caminhões em BR-050, BR-060, BR-153, BR-452 e GOs associadas (ONTL, 2026).

A elevada proporção de rodovias não pavimentadas aumenta os custos logísticos, o tempo de viagem e as perdas, em especial para minérios de baixo valor agregado por tonelada. No entanto, o estado e a União vêm ampliando investimentos por meio de concessão de trechos estratégicos, como o corredor Goiânia–Rio Verde–Itumbiara na BR 060/452, e mais de 40 obras estaduais focadas em corredores logísticos e ligações produtivas, o que inclui áreas com forte presença de mineração e agroindústria (Ministério dos Transportes, 2025).

A concentração de entroncamentos rodoviários no centro do estado indica alta acessibilidade para polos minerais próximos a Goiânia e Anápolis, favorecendo movimentação de insumos e de produtos beneficiados. Em contrapartida, em áreas mineralizadas mais periféricas como ao norte e noroeste, fronteira com Tocantins e Mato Grosso, observa-se um mosaico de vias esparsas e, muitas vezes, não pavimentadas. Isso sugere a necessidade de investimentos direcionados a estas regiões se houver a expansão de projetos de cobre, ouro, terras raras ou fosfatos. Do ponto de vista de planejamento, o mapa rodoviário atualizado funciona como base para seleção de novos distritos industriais e minerais, definição de corredores de exportação e priorização de pavimentação/manutenção em trechos que conectam minas a BRs, ferrovias e hidrovias, alinhando infraestrutura viária à estratégia de desenvolvimento mineral sustentável.

D. Grupo Porto Seco Centro-Oeste

O Grupo Porto Seco Centro-oeste, em Anápolis, atua como um nó logístico central da malha rodoviária goiana e é peça-chave para o escoamento e a importação de insumos ligados à mineração no estado. O terminal está localizado no distrito Agroindustrial de Anápolis, ponto em que se cruzam BR-153, BR-060 e BR-414, além de diversas GOs que conectam Goiânia, Brasília, Catalão, Minaçu, Niquelândia e o sudoeste goiano. Essa posição, conhecida como “Trevo do Brasil”, permite que cargas minerais cheguem por rodovias a partir de praticamente todos os distritos mineiros de Goiás e sigam dali para os principais centros consumidores e portos do país (Goiás, 2023). O Porto Seco é um terminal alfandegado de uso público, especializado em armazenagem e movimentação de cargas de comércio exterior, com forte integração rodoviária e um ramal da Ferrovia Centro-Atlântica, além de proximidade com a Ferrovia Norte–Sul e com o aeroporto de cargas de Anápolis. A área total supera 500 mil m², com pátios, armazéns e terminais dedicados, o que o consolida como hub intermodal para o Centro-oeste e como “Corredor do Comércio Exterior” de Goiás (Grupo Porto Seco, 2020).

Figura 254 Grupo Porto Seco Centro-oeste



Fonte: Extraído de <https://portal.portoseco.com.br/>.

O complexo, por sua vez, já abriga um terminal de minério de cobre, implantado em parceria com Mineração Maracá/Yamana Gold, por onde escoam concentrado de cobre produzido no estado. Historicamente, o Porto Seco também operou exportações de amianto crisotila e pode atender outros produtos minerais como fertilizantes, rochas ornamentais e ligas metálicas.

Observando a concentração de rodovias convergindo para Anápolis, o Porto Seco funciona como ponto de consolidação das cargas minerais originadas em cinturões como Catalão–Ouvidor (nióbio, fosfato), norte goiano (cobre, níquel) e sudoeste (calcário, agregados), que percorrem principalmente GOs e BRs até o terminal. No planejamento mineral, isso sugere priorizar melhorias rodoviárias em eixos que conectam clusters mineiros a Anápolis, além de integrar projetos ferroviários e da Plataforma Logística Multimodal para transformar o Porto Seco em um hub exportador de minérios e insumos da transição energética produzidos em Goiás.

E. Plataforma Logística Multimodal de Goiás (PLMG)

A Plataforma Logística Multimodal de Goiás (PLMG), em Anápolis, é um núcleo planejado de integração dos modais rodoviário, ferroviário e aéreo no Centro-Oeste e pode se tornar o principal hub logístico para cadeias minerais em Goiás. A PLMG está localizada junto ao aeroporto de cargas

de Anápolis, ao Porto Seco Centro-Oeste e ao Distrito Agroindustrial, numa área onde convergem a BR-153, BR-060, BR-414 e diversas GOs que aparecem no mapa como o principal entroncamento rodoviário do estado. Essa posição permite que cargas originadas em diversas regiões mineradoras de Goiás cheguem por rodovias e sejam redistribuídas por ferrovia e por via aérea, conectando-as aos portos e grandes centros consumidores.

Figura 255 Mapa representativo da Plataforma Logística Multimodal de Goiás.



Fonte: Extraído de SEPLAN-GO (2012)

A proximidade física com o Porto Seco e o ramal da Ferrovia Centro-Atlântica, bem como a futura conexão plena à Ferrovia Norte-Sul, cria uma plataforma ideal para consolidar cargas minerais vindas de distritos como Catalão-Ouvidor (nióbio, fosfato), Alto Paranaíba goiano, norte (cobre, níquel) e sudoeste (calcário, agregados). Para a mineração, a PLMG tende a reduzir os custos logísticos ao permitir uma conexão eficiente do tipo caminhão-trem-porto, o uso de armazéns dedicados a graneis sólidos e o acesso facilitado a serviços aduaneiros via Porto Seco, o que é estratégico para minérios exportáveis e para a importação de grandes equipamentos de mina e planta.

1.4. Levantamento do consumo atual de energia do setor de mineração

O levantamento do consumo atual de energia e a intensidade energética por volume produzido do setor de mineração é de suma importância para alinhar a atividade mineral às exigências de segurança energética e descarbonização da economia do estado de Goiás (Minde, 2026). Diante disso, torna-se fundamental compreender de mais forma mais aprofundada as etapas de processamento, assim como mensurar a quantidade e a forma como a energia é consumida nas etapas essenciais como lavra, britagem, moagem, concentração e beneficiamento, permitindo assim identificar gargalos, ineficiências e oportunidades de redução de custos (Valadão e Araújo, 2012).

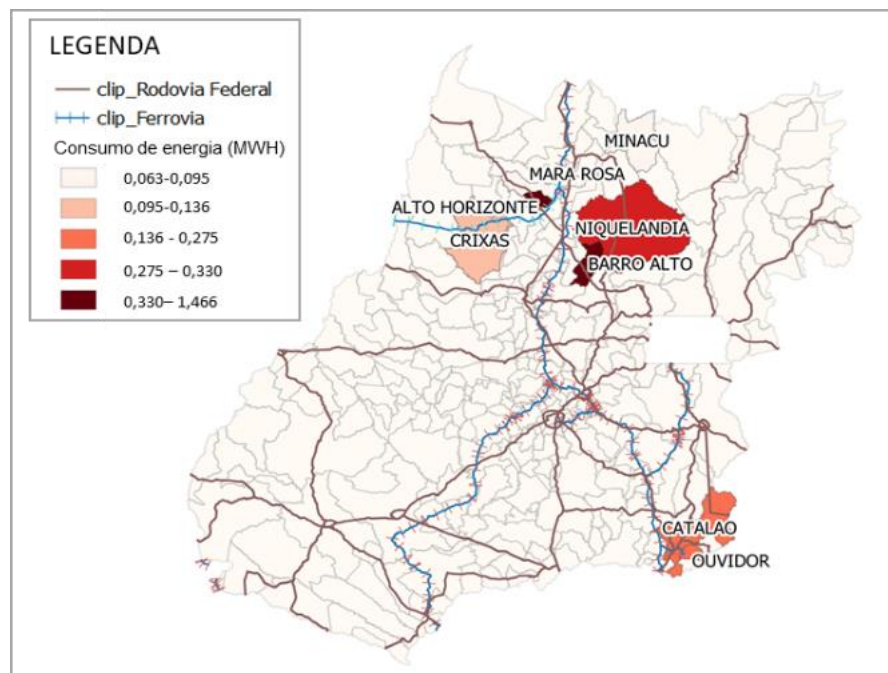
Espera-se que esse diagnóstico constitua uma base norteadora para a implementação de políticas públicas, planejamento empresarial e metas de transição energética, evitando que essas ações sejam tomadas com base em estimativas genéricas, que não capturam a realidade dos diferentes tipos de minas, escalas de produção e rotas de processamento mineral. Desta forma, em posse destas informações torna-se possível estimar o consumo de energia do setor para próximos anos.

A maior parte do consumo energético associado a mineração encontra-se concentrada, sobretudo, nas mesorregiões Centro Goiano, Sudeste Goiano e Norte Goiano, intensivas na produção de minerais metálicos e fertilizantes. Na Figura 61 encontra-se exposto um mapa que sintetiza os principais municípios consumidores de energia ligados à mineração em Goiás, onde destacam-se:

- **Catalão e Ouidor:** região onde se encontra a empresa Mosaic Fertilizantes com operações de fosfato e o complexo da CMOC (nióbio e fosfato), com mina em Catalão e planta industrial em Ouidor, que responde por consumo relevante de energia para britagem, moagem, concentração e produção de fertilizantes.
- **Niquelândia e Barro Alto:** polo produtor de níquel com operações da Anglo American, com lavra e usinas de beneficiamento/pirometalurgia de níquel, muito eletrointensivas.
- **Alto Horizonte:** região onde se encontra a mina de cobre-ouro com operação da empresa Lundin/Maracá, com grande lavra e usina de beneficiamento, uma das maiores operações individuais do estado.
- **Crixás e Pilar de Goiás:** polo produtor de ouro como no complexo Serra Grande e outros, com lavra subterrânea/céu aberto e usinas de beneficiamento de minério aurífero.

- **Minaçu:** região historicamente produtora de amianto e, mais recentemente, terras raras na região de Serra Verde, com plantas de beneficiamento que também demandam carga elétrica significativa, embora inferior que níquel/cobre.
- **Mara Rosa:** região de grandes consumidores de energia associados à mineração de ouro, especialmente a partir do início da operação da mina de ouro da empresa Amarillo/Hochschild.

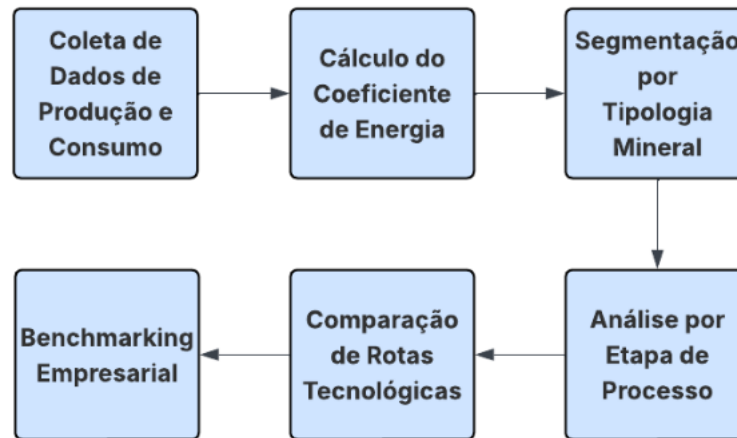
Figura 256 Mapa representativo do consumo de energia por principais municípios em Goiás



Fonte: elaboração própria com dados da ANTT e CCEE

Para a realização do levantamento da intensidade de consumo atual de energia do setor de mineração em Goiás foi desenvolvida uma metodologia baseada na integração de dados de produção mineral e consumo elétrico de diferentes segmentos e processos.

Figura 257 Fluxograma representativo da metodologia adotada para a realização do levantamento do consumo atual de energia do setor de mineração em Goiás.



Elaboração própria.

Inicialmente, o trabalho contemplou no levantamento dos dados do volume de produção mineral beneficiada, disponibilizados em anuários da Agência Nacional de Mineração (ANM), disponíveis em sites ou disponibilizados pelas próprias empresas do setor. Adicionalmente, foram selecionados os dados de consumo de energia disponíveis na base de dados das Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), para obter os valores de consumo de energia associados a essas atividades. Em posse destes valores, foi realizado o cálculo do Indicador de Desempenho Energético (IDE), que é a principal métrica de análise, que relaciona o consumo total pela produção física, conforme a equação abaixo (ABNT, 2024):

$$IDE = \frac{\text{Consumo de Energia}}{\text{Volume produzido}}$$

Esse indicador é a base das projeções de consumo de energia que será feita no produto 5 deste trabalho, dado um crescimento de produção esperado. Adicionalmente ele permite avaliar a eficiência operacional e a intensidade energética, identificando se aumentos na produção resultam em crescimento proporcional no consumo ou se há diluição de perdas fixas. Em seguida, foi realizada uma segmentação por tipologia mineral, onde por meio desta análise foi possível diferenciar o consumo associado a produção de minerais metálicos e não metálicos, visto que as rotas de beneficiamento dos metálicos tendem a ser significativamente mais intensivas em energia elétrica e térmica.

Posteriormente, foi realizada uma análise por etapa de processo com o intuito de mapear o consumo detalhado em cada fase da atividade como lavra, britagem, moagem, concentração e beneficiamento. Por meio desta análise identificou-se, por exemplo, que na maioria dos concentradores, cerca de 80-90% da energia é consumida na etapa de cominuição, correspondentes a britagem e moagem (Chaves e Peres, 2018). Em seguida, foi realizada uma análise comparativa entre as rotas de processamento por meio de fluxogramas disponíveis na literatura técnica. Essa análise se dá com o intuito de comparar o impacto energético de diferentes rotas como, por exemplo, a pirometalúrgica que é altamente intensiva em termos de energia e aplicada no processamento de níquel, versus processos físico-químicos que são menos intensivos em termos de energia e aplicados no processamento de fosfato (Júnior, 2025).

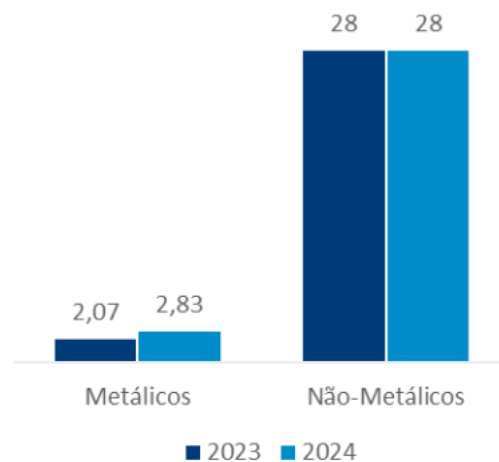
E por fim, foi realizada uma comparação direta entre as empresas que atuam no estado de Goiás (ex: Anglo, CMOC, Sama, Lundin Mining), calculando os Indicadores de desempenho energético específicos por produto e, conseqüentemente, por município para identificar padrões de desempenho e potenciais de melhoria.

O mapeamento energético pode ser utilizado para nortear a inovação em tecnologias de processamento mineral. A partir da identificação das etapas mais intensivas em energia, torna-se possível priorizar o desenvolvimento e a adoção de soluções como circuitos de cominuição de alta eficiência, pré-concentração, rotas de concentração mais seletivas, automação e controle avançado de processos, além da integração com fontes renováveis e sistemas de armazenamento (ESSS, 2023). Dessa forma, essa metodologia pode servir como uma plataforma para P&D, atraindo investimentos em tecnologias que, simultaneamente, reduzam a intensidade energética, as emissões de gases de efeito estufa e os custos operacionais, fortalecendo a competitividade do setor de mineração em um cenário de transição energética. Desta forma, nesta sessão será apresentado o levantamento do consumo atual de energia do setor de mineração em Goiás, associado às principais rotas de processamento mineral.

1.5. Consumo de energia de minerais metálicos e não-metálicos

No Gráfico a seguir encontra-se os valores referentes à produção beneficiada de minerais metálicos e não-metálicos no estado de Goiás entre 2023 e 2024. De acordo com os dados obtidos, observa-se uma expansão significativa da produção beneficiada de minerais metálicos, que mais que triplica, em contraste com a relativa estabilidade dos minerais não metálicos, cujo volume se mantém em torno de 28 milhões de toneladas.

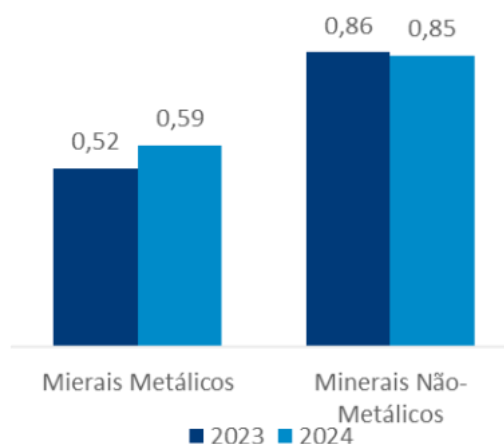
Figura 258 Produção beneficiada em Mt dos minerais metálicos e não metálicos para os anos de 2023 e 2024 no estado de Goiás.



Elaboração própria com dados da ANM.

No Gráfico subsequente encontra-se exposto os valores referentes ao consumo de energia associado ao processamento de minerais metálicos e não-metálicos no estado de Goiás entre 2023 e 2024. Os dados obtidos demonstram um aumento moderado do consumo de energia para minerais metálicos e uma leve redução para não metálicos entre 2023 e 2024.

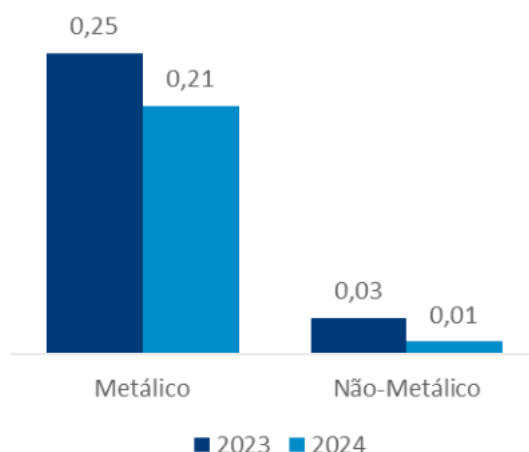
Figura 259 Consumo de energia em MTWh dos minerais metálicos e não metálicos para os anos de 2023 e 2024 no estado de Goiás.



Elaboração própria com dados da CCEE.

No Gráfico abaixo encontra-se exposto o gráfico com os valores referentes aos indicadores de desempenho energético, associados ao processamento de minerais metálicos e não-metálicos no estado de Goiás entre 2023 e 2024.

Figura 260 Indicadores de Desempenho Energético (IDE) em MWh/t dos minerais metálicos e não metálicos para os anos de 2023 e 2024 no estado de Goiás.



Elaboração própria com dados da ANM e CCEE.

Para os minerais metálicos observa-se que o IDE decaiu de 0,25 kWh/t em 2023 para 0,21 kWh/t em 2024, indicando redução da energia consumida por tonelada produzida. No caso dos minerais não metálicos, o IDE menor do que para os minerais metálicos indica uma intensidade menor do consumo de energia na produção destes insumos. Neste caso, o IDE apresentou uma pequena redução em 2024, permanecendo na faixa de 0,01 kWh/t, o que indica um processo relativamente eficiente e estável. Nos gráficos anteriores, observa-se produção praticamente constante (cerca de 28 milhões de toneladas) com manutenção do consumo de energia (0,8 TWh), o que reforça a interpretação de ajustes pontuais de processo e de gestão de energia, em um segmento que já operava com bom desempenho energético.

1.6. Consumo de energia por empresa de mineração

Nas Tabelas a seguir encontram-se expostos os dados relativos à produção mineral e ao consumo de energia e o coeficiente de energia obtido para algumas das principais empresas que atuam no estado de Goiás, para diferentes tipos de minerais.

Figura 261 Produção beneficiada, consumo de energia e coeficiente de energia por empresa obtidos para o ano de 2024 no estado de Goiás.

Empresa	Produto	Município	Produção (Mt)	Consumo de energia (TWh)	Indicadores de Desempenho Energético (IDE) (MWh/t)
Anglo Barro Alto	Níquel	Barro Alto	0,03	1,47	45,4
Maraca-(Ludin Mining)	Cobre	Alto Horizonte	0,023	0,26	11,2
Anglo Níquel Minas	Níquel	Niquelândia	0,007	0,33	46,2
CMOC Fosfato	Fosfato	Ouvidor	1,18	0,18	0,15
CMOC Nióbio	Nióbio	Ouvidor	0,01	0,10	10,4
Sama	Amianto	Minaçu	0,17	0,05	0,32
CBA	Bauxita	Barro Alto	1,58	2,21	1,40

Elaboração própria com dados da ANM e CCEE.

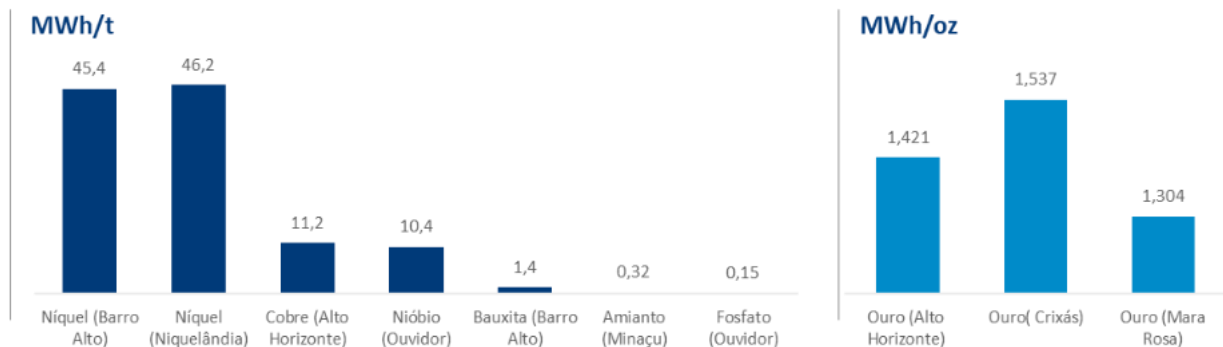
Figura 262 Produção beneficiada, consumo de energia e coeficiente de energia por empresa (Goiás, 2024).

Empresa	Produto	Município	Produção 2024 em oz	Consumo de energia MWh 2024	Coeficiente de energia MWh/oz
Maraca (Ludin Mining)	ouro	Alto Horizonte	65.000,00	92.371,09	1,42
Serra Grande	ouro	Crixas	80.000,00	123.000,00	1,54
Amarillo	ouro	Mara Resa	64.000,00	83.500,00	1,30

Elaboração própria com dados da ANM e CCEE.

A partir dos dados de consumo de energia e produção mineral, calculou-se os coeficientes de energia associados ao processamento destes minerais, por empresa. Analisando os resultados, observa-se uma intensidade energética muito maior para minerais metálicos (Ni, Nb, Cu, Au) em comparação aos não-metálicos (fosfato e amianto).

Figura 263 Indicadores de Desempenho Energético (IDE) em kWh/t obtido por empresa relativo ao ano de 2024 no estado de Goiás.



Elaboração própria com dados da ANM e CCEE.

De acordo com as ilustrações, as operações de níquel em Barro Alto e em Niquelândia pela Anglo é o que mais consome energia, com os IDE's em torno de 45 mil kWh/t, em função dessa cadeia de valor ter forte participação de etapas pirometalúrgicas ou beneficiamento intenso para teores relativamente baixos. Em seguida, a produção de cobre realizada pela empresa Lundin Mining apresenta um IDE em torno de 11 mil kWh/t, seguida da produção de nióbio realizada pela empresa CMOC que obteve um coeficiente da ordem de 10 mil kWh/t. A intensidade de consumo energético destes minerais inferior ao que o níquel demanda é coerente para uma produção relativamente maior em massa, teor alto no concentrado e possível diluição do consumo de energia por tonelada de nióbio e cobre contido, ainda que o processo envolva várias etapas minero-metalúrgicas.

Conforme citado anteriormente, em 2024, a empresa CMOC vem investindo em otimizações no processo de flotação, que reflete uma maior recuperação metalúrgica em Catalão e Ouidor. Por sua vez, consumo de energia associado à recuperação metalúrgica por flotação está ligado tanto às etapas anteriores (cominuição) quanto ao próprio circuito de flotação, sendo que a maior parcela está em cominuição (britagem e, sobretudo, moagem). Na flotação em si, o consumo de energia está associado principalmente à agitação/aeração das células (rotor-impulsor, bombeamento de polpa e ar), além de sistemas auxiliares de bombeamento e controle (Minérios & Minerales, 2025).

Em relação a produção de cobre, realizada pela empresa Lundin Mining, mineradora canadense que controla a mina de cobre em Alto Horizonte (GO), apresentar valores expressivos em relação ao IDE pode ser associado ao porte da planta utilizada pela empresa, que consiste em estruturas para a realização da lavra a céu aberto, britagem, moagem, flotação, espessamento e filtragem (Minérios & Minerales, 2025). Isso implica em um consumo elétrico elevado, típico de

grandes operações de cobre, fazendo com que a empresa apareça entre os maiores consumidores de energia industrial do estado.

Em relação a produção de ouro, as empresas Serra Grande e Lundin Mining apresentaram os maiores IDE's (~1,5 MWh/oz), compatível com o processamento de ouro que se traduz em baixo volume físico para alto valor agregado, com moagem muito fina, lixiviação e tratamento de efluentes, o que aumenta o consumo energético por tonelada de minério tratado (CETEM, 2002). Já a empresa Amarillo apresenta um IDE um pouco inferior ao apresentado pela Serra Grande (1,305 MWh/oz), o que pode inferir diferenças de rota de processamento como grau de moagem, recuperação, estágio do projeto ou ganhos de eficiência operacional (CETEM, 2002).

Entre os minerais não-metálicos, a empresa CMOC Fosfato apresenta um IDE de apenas 0,154 MWh/t, indicando uma intensidade energética muito baixa por tonelada, típica de operações de fosfato voltadas a grandes volumes com processamento, predominantemente, físico como britagem, moagem moderada, flotação simples (CMOC Brasil, 2024). Já a empresa Sama (amianto) apresenta um IDE de 0,32 MWh/t, superior em comparação ao fosfato, o que pode refletir particularidades das lavras e requisitos de processamento com controle granulométrico para atender especificações (SAMA, 2014).

Neste contexto, com base nos dados apresentados pode-se inferir que investimentos em tecnologias de processamento voltadas à melhoria da recuperação metalúrgica se tornam cruciais para promover o aumento da eficiência energética do beneficiamento. Diante disso, observa-se que quando a recuperação metalúrgica aumenta sem haja a necessidade de maiores reduções de partículas ou ampliar muito o circuito, obtém-se mais metal a partir da mesma energia consumida, diminuindo o consumo específico por tonelada de produto. Do ponto de vista econômico, quanto maior for a recuperação metalúrgica com menor energia, menor será o custo de produção por tonelada de metal. Isso amplia reservas economicamente aproveitáveis e aumenta a resiliência do projeto a ciclos de preço.

Em termos ambientais e de política de transição energética, tecnologias de processamento mais eficientes diminuem emissões associadas à eletricidade e combustíveis, além de reduzir a necessidade de expansão de capacidade geradora somente para suprir a mineração. Assim, direcionar CAPEX e OPEX para tecnologias de processamento e controle de processo que elevem a recuperação metalúrgica (principalmente em cominuição e flotação) é um caminho direto para conciliar aumento de produção com maior eficiência energética e menor pegada de carbono do setor mineral.

1.7. Comparação entre o consumo de energia para processamento de minerais metálicos e não metálicos

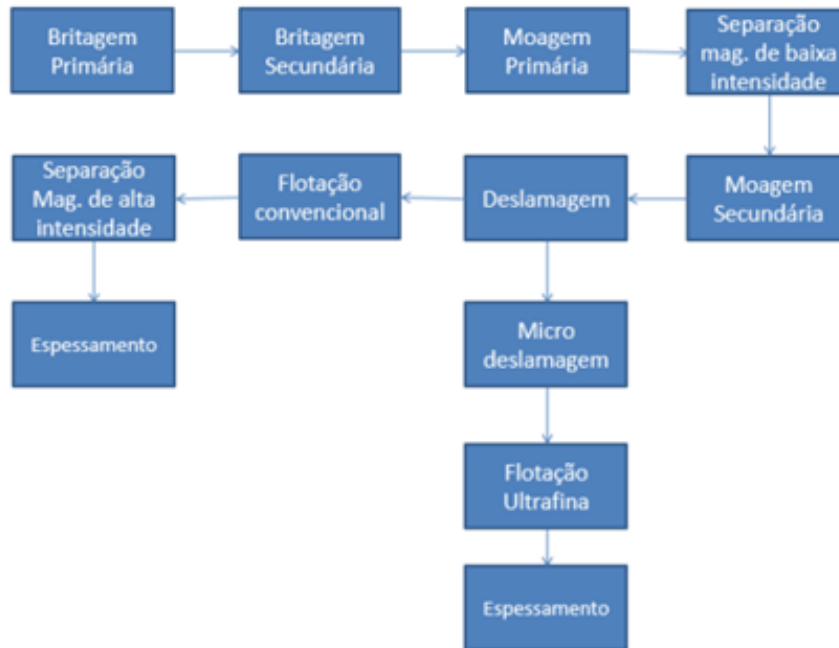
Nessa subseção será realizada uma análise comparativa entre o consumo de energia associado ao processamento de minerais metálicos e não metálicos. Para isso, serão usados como exemplos as rotas de processamentos usuais, utilizada pela empresa e estabelecida na literatura e para o níquel e fosfato, respectivamente.

Figura 264 Fluxograma representativo da rota de processamento de níquel - Anglo Níquel Barro Alto.



Elaboração própria com dados da Anglo Níquel Barro Alto.

Figura 265 Fluxograma simplificado do processo tradicional de beneficiamento de rocha fosfática no Complexo Mineralógico de Catalão.



Extraído de BORGES (2014).

Analisando a Figura, observa-se que a rota de processamento do níquel que consiste no uso de pirometalurgia no qual, em geral, é bem mais intensiva em energia que a rota de processamento usual para fosfato (Figura 68), que por sua vez consiste em etapas de processos físico-químicos como hidrometalurgia. No processamento de fosfato, o “pico” energético se encontra associado à moagem e, eventualmente, à secagem ou calcinação de concentrados especiais. Mesmo assim, o consumo global por tonelada de concentrado de fosfato tende a ser inferior ao observado em rotas pirometalúrgicas de níquel, pois não há fusão nem redução em forno elétrico.

Em suma, a disparidade na intensidade energética entre o processamento de minerais metálicos e não metálicos em Goiás é um reflexo direto das complexidades de suas respectivas rotas tecnológicas. Enquanto os minerais não metálicos, como o fosfato, operam com processos predominantemente físico-químicos de baixa intensidade (Borges, 2014), focados em moagem moderada e flotação simples, os minerais metálicos dependem de rotas pirometalúrgicas altamente eletrointensivas que envolvem fusão e redução em fornos elétricos (Ramunno, 2026). Essa diferenciação é estratégica para o planejamento energético do estado, pois revela que o maior potencial de descarbonização e substituição de combustíveis fósseis por biometano reside

justamente nas etapas de secagem, calcinação e redução térmica dos metais. Portanto, a transição para rotas de lixiviação química, menos intensivas em energia, e o investimento em tecnologias de cominuição de alta eficiência são pilares essenciais para conciliar a expansão da produção mineral goiana com as metas de sustentabilidade e segurança energética previstas para 2030.

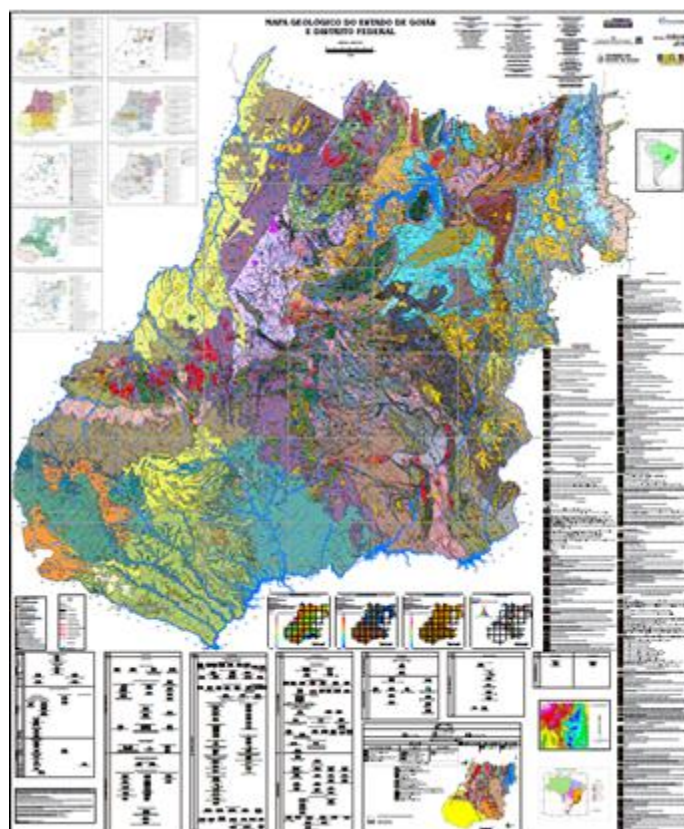
1.8. Revisão do mapeamento geológico disponível

O mapeamento geológico ocupa uma posição central no contexto energético porque é por meio dele que são localizados, com base científica, onde estão os recursos minerais e energéticos e como eles se distribuem no subsolo (MME, 2025). Sem esse conhecimento, decisões sobre exploração de urânio, fosfatos e minerais críticos para a transição energética, como cobre, níquel, lítio e terras raras, tornam-se essencialmente apostas de alto risco. Ao integrar informações sobre litologia, estruturas, história geológica e processos de alteração, o mapa geológico permite delimitar províncias favoráveis, reduzir incertezas e otimizar o direcionamento de levantamentos geofísicos, geoquímicos e campanhas de sondagem (SGB, 2023).

No plano estratégico, o mapeamento geológico é também um instrumento de planejamento energético de longo prazo. Ele subsidia políticas públicas para segurança de suprimento, escolha de áreas prioritárias para pesquisa, definição de zonas de proteção de aquíferos e avaliação de conflitos de uso do território, especialmente onde potenciais áreas de mineração convivem com unidades de conservação, terras indígenas ou zonas urbanas em expansão (SGB, 2023). Além disso, em um cenário de transição para matrizes de baixo carbono, o mapeamento geológico torna-se essencial para identificar e quantificar os recursos necessários às novas cadeias tecnológicas, desde minerais para baterias até materiais para infraestrutura de energias renováveis (SGB, 2024). Nesse sentido, nessa sessão será apresentada uma revisão do mapeamento geológico disponível atualmente do estado de Goiás.

O estado de Goiás apresenta uma cobertura geológica diversificada, com mapeamentos em múltiplas escalas, incluindo 1: 1.000.000, 1:250.000, 1:100.000 e, em áreas prioritárias, escalas mais detalhadas como 1:25.000 e 1:50.000, conforme pode ser observado na Figura 69. Entre as regiões de destaque estão o entorno de Mara Rosa, Niquelândia e Crixás, que concentram importantes jazidas de ouro e zinco, além de áreas de mineração de níquel e cobre.

Figura 266 Mapa geológico do Estado de Goiás



Extraído de SGB (MOREIRA et al. 2008).

A título de comparação, na Tabela abaixo encontra-se detalhadas algumas informações sobre o mapeamento de Goiás, Minas Gerais e Bahia, ambos com notável potencial mineral.

Figura 267 Informações sobre o mapeamento atual dos estados de Goiás, Minas Gerais e Bahia.

Estado	Escalas Detalhadas Predominantes	Áreas Mais Avançadas	Principais Lacunas Regionais
Goiás	1:100.000, 1:50.000, 1:25.000	Mara Rosa, Niquelândia, Crixás	Regiões de fronteira agrícola, áreas pouco exploradas
Bahia	1:100.000, 1:50.000	Chapada Diamantina, Jacobina, Vale do Paramirim	Oeste e extremo norte, fronteiras agrícolas
Minas Gerais	1:100.000, 1:50.000, 1:25.000	Quadrilátero Ferrífero, Jequitinhonha, Araxá	Áreas rurais remotas, fronteiras de expansão

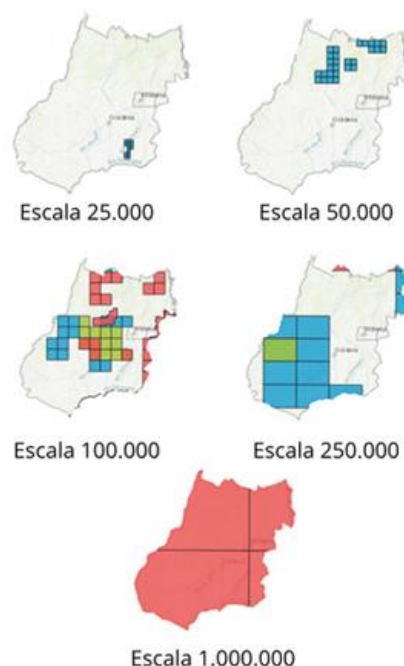
Elaboração própria com dados do SGB.

Quando comparado com outros estados, embora o Quadrilátero Ferrífero seja uma referência clássica de Minas Gerais, em Goiás o foco recai sobre regiões de interesse como o domínio Crixás, Niquelândia e Mara Rosa, ambos com elevado potencial metalogenético para ouro, zinco e cobre. Em relação ao nível de detalhamento geológico destes estados, Goiás e Minas Gerais se destacam por apresentarem mapeamento em escalas mais detalhas como 1:50.000, 1:25.000 (Amaral, 2025).

1.8.1. Levantamentos geológicos por escala

As escalas de mapeamentos obtidos em Goiás variam de levantamentos muito detalhados (1:25.000–1:100.000) a reconhecimento regional (1:1.000.000), com aumento progressivo de cobertura territorial e perda de detalhe à medida que a escala fica menor. Na Figura a seguir observa-se que as áreas economicamente mais importantes foram priorizadas nas escalas mais detalhadas (25.000–100.000), enquanto a cobertura estadual completa só é atingida em 1:1.000.000, de forma mais ampla.

Figura 268 mapas representativos por escala do Estado de Goiás



Fonte: Elaboração própria com dados do SGB.

Analisando os mapas expostos, observa-se que, em Goiás, o avanço do mapeamento geológico foi concentrado primeiro nas áreas de maior interesse mineral, e depois ampliado para coberturas regionais mais contínuas. Em termos práticos, as escalas mais detalhadas, como

1:25.000 e 1:50.000, se concentram em distritos minerais e projetos específicos, enquanto as escalas 1:100.000 e 1:250.000 organizam a leitura provincial e 1:1.000.000 sintetiza todo o estado. Os detalhes das observações obtidas foram sintetizados na Tabela abaixo.

Figura 269 Informações sobre o mapeamento atual do estado de Goiás por escala.

Escala do levantamento	Nível de detalhamento	Percentual aproximado do território coberto	Principais regiões mapeadas	Principais lacunas de mapeamento
1:25.000	Muito detalhado (distrital / projeto)	≈ 5–10%	Região entre Caldas Novas e Ipameri.	Grande parte do estado.
1:50.000	Muito detalhado (escala de exploração regional)	≈ 20–30%	Niquelândia, Norte de Teresina de Goiás e de Minaçu, região que compreende Crixás, Santa Rita do Novo Destino, Alto Horizonte e Mara Rosa.	Sul, sudeste, oeste e noroeste do estado.
1:100.000	Detalhado regional (semiDetalhe)	≈ 60–70%	Região central, oeste, norte e nordeste do estado.	Sudoeste e sudeste.
1:250.000	Regional intermediário	≈ 85–90%	Sudoeste, sul e parte da região central do estado	Pequenas áreas periféricas e zonas de divisa com outros estados.
1:1.000.000	Reconhecimento regional amplo	≈ 100%	Todo estado	Não apresenta lacunas em termos de cobertura.

Fonte: Elaboração própria com dados do SGB.

De acordo com as informações expostas na Tabela, observa-se que a região entre Caldas Novas e Ipameri e setores do sudeste apresentam área na escala 1:25.000, que tende a corresponder a levantamentos pontuais em zonas de interesse metalogenético. Nessa região do estado, os alvos minerais mais recorrentes são fosfatos, nióbio e rochas associadas a complexos alcalino-carbonáticas, especialmente no eixo Catalão–Ouvidor–Ipameri. A região de Niquelândia, Norte de Teresina de Goiás, Minaçu e entorno de Crixás apresenta mapeamento na escala de 1:50.000, que coincide com os principais polos goianos de níquel, cobalto, cobre, ouro e terras raras, além de ocorrências históricas de amianto em Minaçu e de ouro em Crixás.

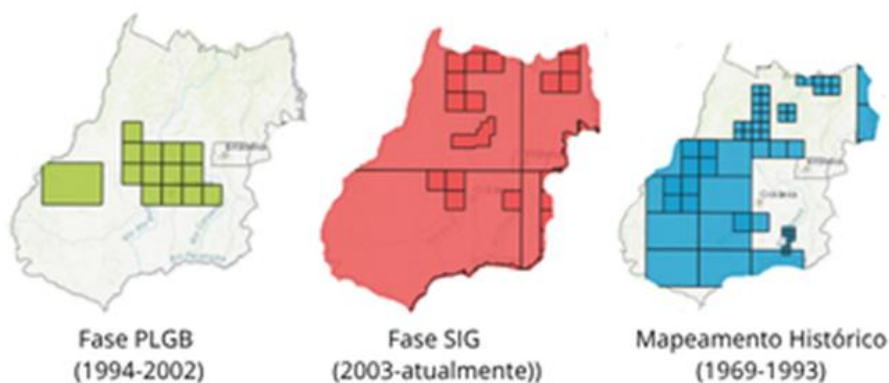
Também se observa que a região central, oeste, norte e nordeste do estado apresentam mapeamento na escala 1:100.000 que cobre um arco geológico mais amplo, incluindo a Faixa Brasília. Nessa região predominam associações com ouro, níquel, cobre, fosfatos e, em alguns setores, terras raras e rochas industriais. A região sudeste e sudoeste apresenta a escala 1:250.000 que cobre grandes blocos regionais, onde o destaque econômico vai para fosfato, nióbio, níquel e ouro, sobretudo no corredor Catalão–Ouvidor–Niquelândia–Barro Alto e nas bordas adjacentes. Por fim, todo o estado apresenta mapeamento na escala 1:1.000.000 com a finalidade de mostrar o

quadro geológico geral e os grandes sistemas mineralizantes de Goiás, com destaque para ouro, níquel, nióbio, fosfato, cobalto e terras raras, distribuídos em polos minerais já consolidados.

1.8.2. Levantamentos geológicos por ciclo de mapeamento

Na Figura abaixo encontra-se expostos os mapas representativos dos ciclos de mapeamento em Goiás, onde observa-se uma evolução de projetos pontuais. Nota-se que estes ciclos de mapeamentos foram realizados em escalas variadas, atendendo uma cobertura praticamente contínua em escalas regionais e de semi-detulhe, articulando com períodos de mapeamentos históricos distintos. Cada fase combinou uma faixa de escalas dominante e diferentes estratégias de cobertura territorial.

Figura 270 mapas representativos por ciclo de obtenção do Estado de Goiás



Fonte: Elaboração própria com dados do SGB.

Analisando o mapa referente ao mapeamento histórico (1696-1993), observa-se que este ciclo foi centrado na cartografia básica do DNPM/CPRM, com predominância de mapas em escalas regionais 1:1.000.000 e 1:250.000 com alguns produtos em 1:50.000 e 1:25.000. As escalas de semi-detulhe (1:100.000 e 1:50.000) e aparecem apenas em áreas-chave, como Crixás, Niquelândia e a mais detalhada (1:25.000) em Catalão, ligados a projetos de pesquisa mineral específicos. No entanto, em relação a mapas obtidos em ciclos históricos, deve-se levar em consideração que estes produtos foram obtidos em uma época em que a tecnologia disponível para conhecimento geológico era inferior as disponíveis atualmente. Além disso, vale destacar que a título de interpretação, o próprio entendimento geológico da época tinha menos profundidade ao que se tem atualmente. Por fim, também é necessário analisar se estes mapas hoje se encontram apenas digitalizados para consulta, ou se já foram realizadas técnicas de vetorização com o intuito

de obter dados digitais compatíveis com os softwares utilizados atualmente para interpretações e gestão de informações geológicas (Cordeiro et al, 2013).

Analisando o mapa referente ao ciclo de mapeamento da fase do Programa de Levantamentos Geológicos Básicos (PLGB, 1994–2002), observa-se que o foco foi na obtenção de produtos na escala em 1:100.000, caracterizando mapeamento de semi-detelhes em blocos ainda relativamente concentrados na região central de Goiás. Em paralelo, nota-se que também foram obtidos produtos na escala 1:250.000 na região oeste do estado, reduzindo as lacunas entre distritos minerais já conhecidos. Por fim, analisando o ciclo de mapeamento da fase do Sistema de Informação Geográfica (SIG, 2003–atualmente) observa-se a consolidação de um mapa geológico integrado do estado em ambiente SIG, na escala de 1:1.000.000 para todo o estado. E, por fim, em algumas áreas de interesse foram realizados mapeamentos na escala de 1:100.000.

1.8.3. Levantamentos geológicos obtidos por estudos acadêmicos

No mapa exposto abaixo também se encontram informações referentes à mapeamentos realizados em parceria com universidades, resultando em produtos cartográficos detalhados, relatórios técnicos e notas explicativas que subsidiam a pesquisa mineral e o desenvolvimento regional. Na Tabela 39 encontra-se um resumo das informações obtidas em relação aos mapeamentos realizados por meio de estudos acadêmicos, como trabalhos de graduação, dissertações de mestrado e teses de doutorado.

Figura 271 Informações sobre o mapeamento atual do estado de Goiás obtidos por trabalhos acadêmicos.

Tipo de estudo acadêmico	Número aproximado de trabalhos	Escalas predominantes	Principais áreas estudadas	Lacunas de pesquisa
Trabalhos de Graduação	~32 estudos	1:50.000 a 1:100.000	Niquelândia, Crixás, Alto Paraíso de Goiás, Cristalina, Catalão	Oeste do estado (Vale do Araguaia), sudoeste (Mineiros, Jataí), porções do extremo sul
Dissertações de Mestrado	~25 estudos	1:100.000 a 1:250.000	Niquelândia, Barro Alto, Crixás, Faixa Brasília	Regiões sudoeste e noroeste com menor densidade de estudos
Teses de Doutorado	~8 estudos	1:100.000 a 1:250.000	Província Tocantins, Faixa Brasília, região de Alto Paraíso de Goiás	Oeste e sudoeste ainda pouco investigados em escala regional

Elaboração própria com dados do SGB.

Analisando as informações apresentadas na Tabela, observa-se que os mapeamentos realizados em escalas mais detalhadas (1:50.000 a 1:100.000) correspondem aos trabalhos de graduação, onde foram realizados em regiões de grande interesse mineral que já apresentam forte atuação na extração de minerais como Níquel (Niquelândia) e nióbio, fosfato, vermiculita e titânio (Catalão). Além disso, os trabalhos de graduação são os que apresentam uma maior quantidade de estudos, quando comparado aos demais trabalhos acadêmicos. Em relação aos mapeamentos obtidos por meio de trabalhos de dissertações de mestrado, observa-se que estes foram realizados em escalas semi-detalhadas (1:100.000 a 1:250.000), compreendendo um total de 25 estudos. Estes mapeamentos foram realizados em áreas de forte atuação mineral como Niquelândia, Barro Alto e na faixa Brasília que ocupa uma extensa faixa do estado, principalmente do centro ao sudeste e ao leste. Por fim, os mapeamentos obtidos por meio de teses de doutorado também compreendem as escalas semi-detalhadas (1:100.000 a 1:250.000), onde foram realizados um total de 8 estudos. No entanto, em comparação aos demais mapeamentos realizados por estudos acadêmicos, estes priorizaram áreas mais extensas do estado como a Província Tocantins, Faixa Brasília, assim como a região de Alto Paraíso de Goiás, colaborando para o conhecimento geológico do estado de maneira mais ampla.

1.8.4. Levantamentos Aerogeofísicos

No mapa exposto na Figura a seguir também são referentes à mapeamentos aerogeofísicos que foram realizados no estado de Goiás. Estes levantamentos são fundamentais pois permitem mapear grandes áreas com rapidez, com menor custo e menor impacto em campo, gerando dados que orientam o mapeamento geológico e a pesquisa mineral. Além disso, eles ajudam a identificar contrastes físicos associados a litologias, estruturas, corpos intrusivos e possíveis alvos mineralizados (SGB, 2026).

Nesse contexto, tais levantamentos assumem papel estratégico na avaliação do potencial energético, ao subsidiar a prospecção de recursos como urânio, fosfatos e outros minerais críticos essenciais à matriz elétrica e à produção de combustíveis nucleares e fertilizantes (Pinto, 2022). Na Tabela encontra-se expostas algumas informações referentes aos levantamentos aerogeofísicos realizados em Goiás.

Figura 272 Informações sobre o mapeamento aerogeofísico atual do estado de Goiás.

Tipo de levantamento	Percentual aproximado do território coberto	Observação
Levantamentos aerogeofísicos recentes (2004–2005)	~60–70 %	Cobertura mais detalhada voltada à exploração mineral
Levantamentos aerogeofísicos históricos (1970–1990)	~40–50 %	Escalas regionais e reconhecimento geofísico
Cobertura aerogeofísica total integrada	~85–90 %	Boa cobertura regional do estado

Elaboração própria com dados do SGB.

1.8.5. Levantamentos geoquímicos

No mapa exposto a seguir também se encontram os mapas referentes a levantamentos geoquímicos realizados no estado de Goiás. Estes levantamentos são essenciais pois permitem identificar anomalias químicas em rochas, solos, sedimentos e águas que ajudam a indicar a presença de depósitos minerais, mesmo quando a mineralização não aflorou na superfície. Eles também ajudam a entender processos geológicos, reduzir o risco exploratório e orientar melhor campanhas de campo e sondagem (Peixoto, 2018). Na Tabela encontra-se expostas algumas informações referentes aos levantamentos geoquímicos realizados em Goiás.

Tabela 41: Informações sobre o mapeamento geoquímico atual do estado de Goiás.

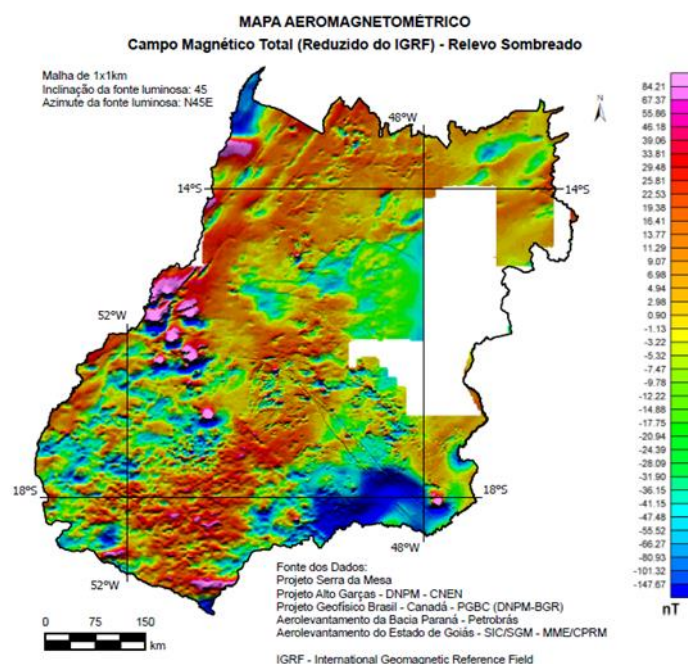
Tipo de levantamento geoquímico	Percentual aproximado do território coberto	Observação
Levantamentos geoquímicos regionais	~55–60 %	Concentração no centro, norte e leste
Levantamentos locais de prospecção	~25–30 %	Associados a províncias minerais conhecidas
Cobertura geoquímica total integrada	~65–70 %	Ainda existem áreas sem levantamento sistemático

Elaboração própria com dados do SGB.

1.8.6. Levantamentos aeromagnetométricos e aerogamaespectrométricos

No mapa abaixo encontra-se o mapa aeromagnetométrico do estado de Goiás. Esse levantamento é fundamental para o mapeamento geológico regional, identificação de estruturas e avaliação de potencial mineral em grandes áreas, com custo e tempo muito menores que métodos terrestres ou sísmicos convencionais (GEOSCAN, 2025). Nesse contexto, os levantamentos aeromagnetométricos também são estratégicos para o setor energético, pois contribuem para a identificação de estruturas favoráveis à prospecção de urânio e de outros minerais críticos essenciais à geração de energia e à transição energética (GEOSCAN, 2025). Analisando o mapa, observa-se que grande parte do território de Goiás se encontra mapeado com levantamento aeromagnetométrico, no entanto observa-se que ainda existem algumas lacunas na região leste do estado.

Figura 273 Mapa aeromagnetométrico do Estado de Goiás



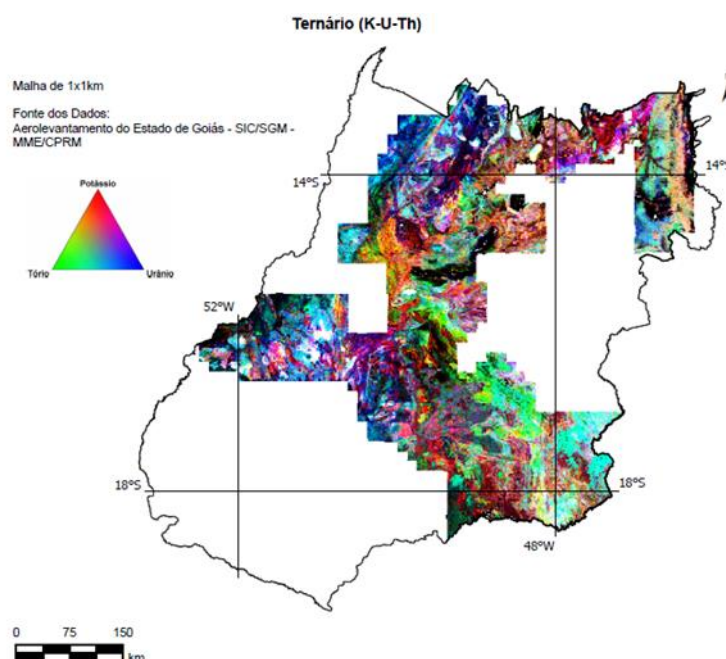
Fonte: Extraído de SGB (MOREIRA et al. 2008).

A título de interpretação, a aeromagnetometria mede, a partir de aeronaves, as variações do campo magnético terrestre causadas por contrastes de suscetibilidade magnética entre diferentes rochas e corpos geológicos (GEOSCAN, 2025). Além disso, essa tecnologia ajuda a inferir a geologia de embasamento sob grandes coberturas sedimentares ou lateríticas e é amplamente

utilizada na prospecção mineral (ferro, níquel, ouro, sulfetos, etc.), uma vez que muitos corpos mineralizados apresentam assinaturas magnéticas características (Marangoni, 2016).

Na Figura a seguir encontra-se exposto o mapa ternário radiométrico (K–U–Th) obtido por aerogamaespectrometria do estado de Goiás. Esse tipo de levantamento é uma das principais ferramentas da geofísica aérea utilizada para reconhecer, de forma rápida, padrões de enriquecimento/empobrecimento em potássio, urânio e tório, diretamente ligados a alteração hidrotermal, litotipos específicos e possíveis alvos uraníferos (Costa et al., 2014).

Figura 274 Mapa aerogamaespectrometria do Estado de Goiás



Extraído de SGB ((MOREIRA et al. 2008).

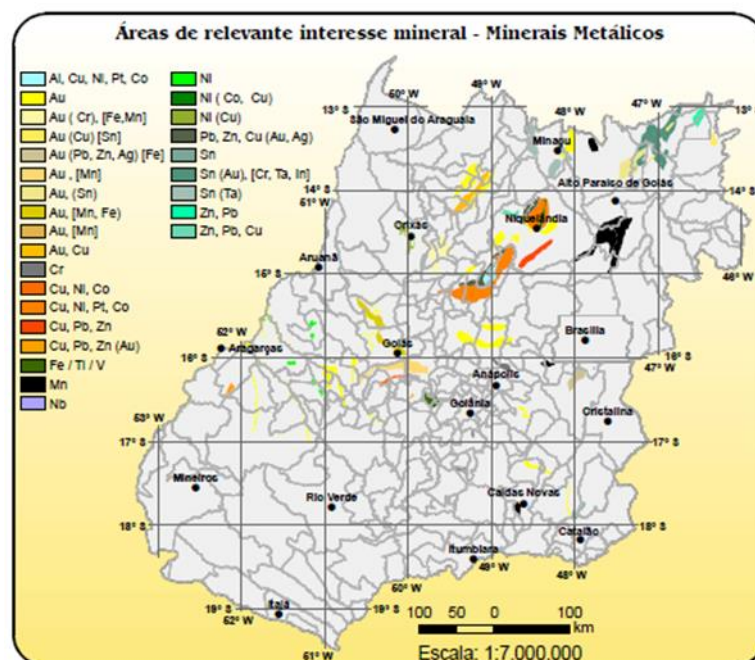
Analisando o mapa ternário radiométrico de Goiás, observa-se que algo em torno de 50% do território do estado se encontra mapeado com essa tecnologia permitindo uma análise da distribuição de potássio, urânio e tório. No entanto, também é possível inferir que ainda existem lacunas importantes que afetam a qualidade e a continuidade do mapa ternário K–U–Th em escala regional.

Desta forma, analisando os mapas de aeromagnetometria e aerogamaespectrometria do estado de Goiás, observa-se a importância de investimentos e atualizações dos mapeamentos com o intuito de obter uma análise contínua na prospecção mineral, que servirá de base para a identificação de jazidas de minerais energéticos, industriais e insumos para fertilizantes como o potássio.

1.8.7. Área de relevante interesse mineral

Com o intuito de analisar as áreas de relevante interesse mineral, foi analisado o mapa de compartimentação geotectônica e empreendimentos mineiros do estado de Goiás (Moreira et al. 2008). Entre as diversas informações contidas neste mapa, para essa sessão realizou-se um recorte dos mapas que abrangem informações sobre o mapeamento de minerais metálicos, energéticos, industriais e de calcário e fosfato. Na Figura abaixo encontra-se exposto o mapa que apresenta as áreas de interesse mineral com indicações de ocorrências de minerais metálicos.

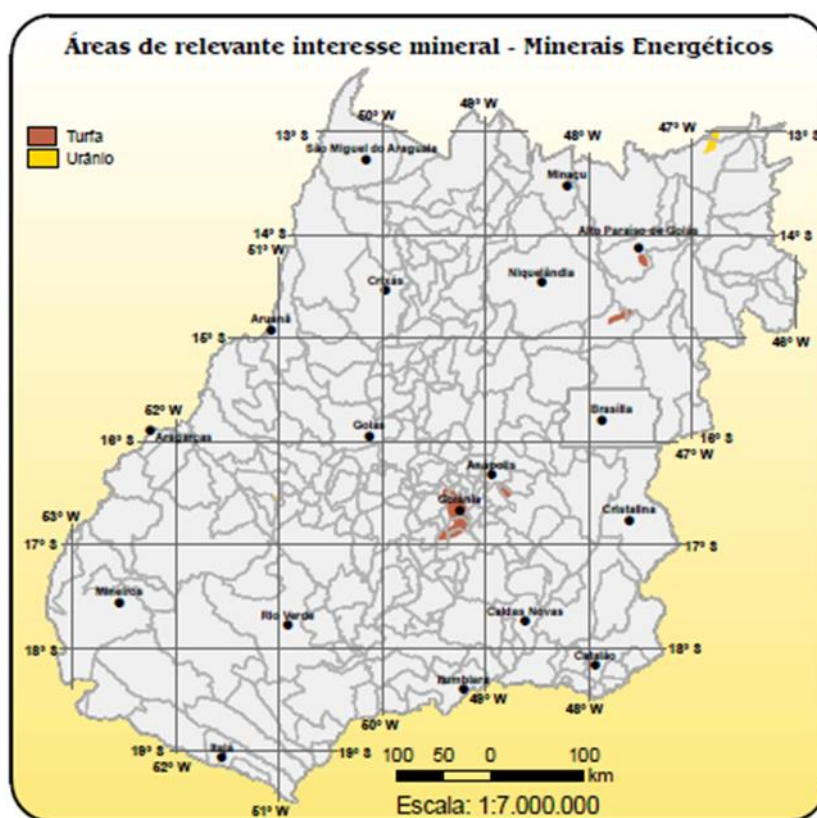
Figura 275 Mapa com as áreas de relevante interesse para minerais metálicos do Estado de Goiás.



Fonte: Extraído de SGB (MOREIRA et al. 2008).

Neste mapa observa-se que as ocorrências de minerais metálicos em Goiás ocorrem em faixas e domínios onde já se reconhece concentração anômala ou ocorrência conhecida de metais como Au, Cu, Ni, Co, Fe, Mn, Sn, Pb, Zn, entre outros. Além disso, observa-se uma concentração expressiva de áreas de interesse no norte e nordeste (por exemplo, níquel e associados), no centro-norte (ouro e metais de base) e ao nordeste (Fe, Mn, ouro), enquanto partes do sudeste, sul e porções centrais aparecem relativamente menos destacadas. Na Figura abaixo encontra-se exposto o mapa que apresenta as áreas de interesse mineral com indicações de ocorrências de minerais energéticos.

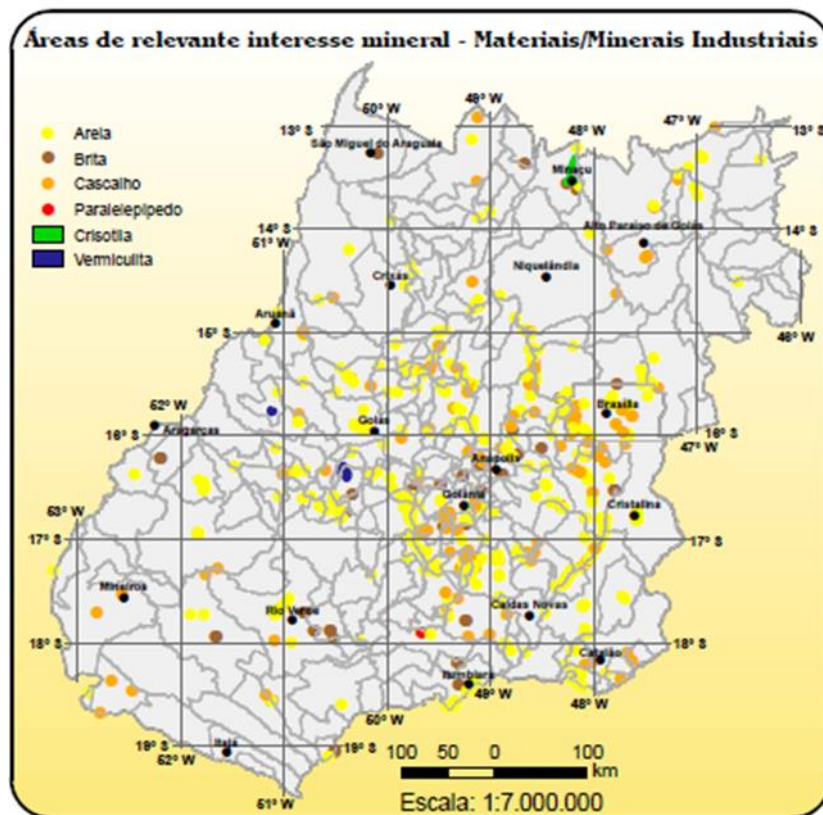
Figura 276 Mapa com as áreas de relevante interesse para minerais energéticos do Estado de Goiás



Extraído de SGB (MOREIRA et al. 2008).

Neste mapa mostra observa-se as áreas de ocorrências para minerais energéticos em Goiás, destacando especificamente turfa e urânio em escala regional (1:7.000.000). O mapa sintetiza que, do ponto de vista energético, Goiás apresenta turfeiras localizadas com potencial limitado e mais voltado a uso local ou estudos ambientais do que a grandes projetos de geração de energia. Também observa-se algumas e pontuais áreas reconhecidas de urânio, o que sugere um estágio ainda inicial de prospecção uranífera no estado quando comparado ao potencial metálico geral. Com isso, pode-se sugerir a realização de levantamentos complementares, em espacial em escala mais detalhadas juntamente com outros levantamentos como aerogamaespectrometria para realizar uma análise mais detalhada do potencial do estado em relação a minerais para fins energéticos. Na Figura a seguir encontra-se exposto o mapa que apresenta as áreas de interesse mineral com indicações de ocorrências de minerais industriais.

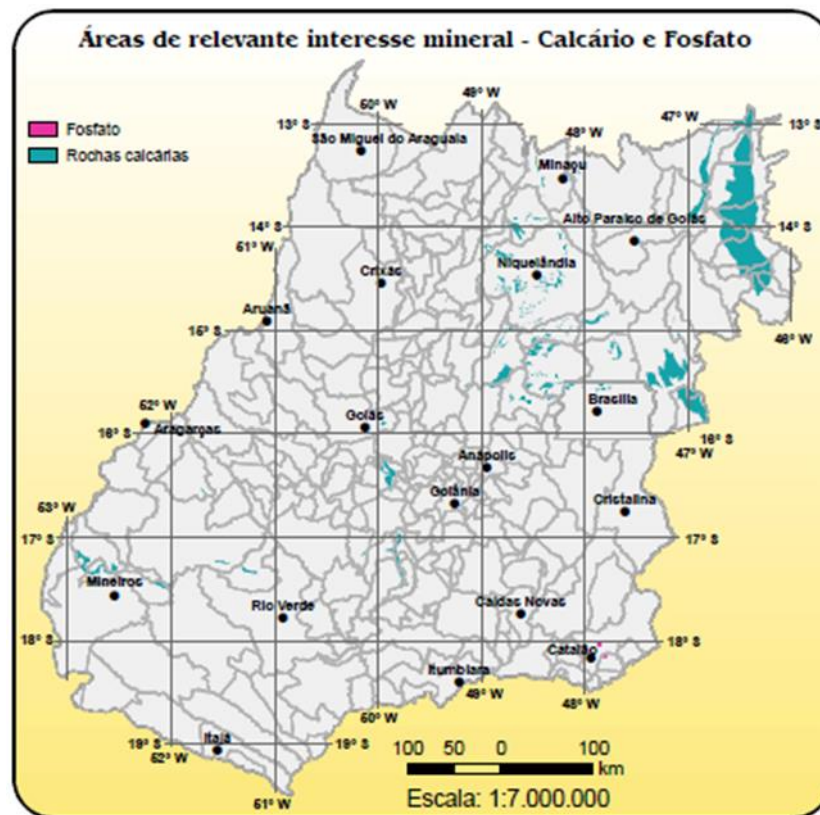
Figura 277 Mapa com as áreas de relevante interesse para minerais industriais do Estado de Goiás.



Fonte: Extraído de SGB (MOREIRA et al. 2008).

Neste mapa observa-se áreas de relevante interesse mineral para materiais/minerais industriais em Goiás, especialmente agregados de construção civil (areia, brita, cascalho, paralelepípedo) e alguns minerais industriais específicos (crisotila, vermiculita). No mapa observa-se que a ocorrência de minerais industriais se dá maneira ampla em quase todo o estado. No entanto, nota-se que a distribuição os depósitos de areia, brita e calcário se concentram na região central, com a ocorrência de crisólita ao norte e vermiculita na região centro-oeste. Essas informações reforçam o potencial do estado no fornecimento de materiais para construção civil e infraestrutura.

Figura 278 Mapa com as áreas de relevante interesse para calcário e fosfato do Estado de Goiás.



Fonte: Extraído de (MOREIRA et al. 2008).

No mapa acima observa-se áreas de relevante interesse mineral para calcário e fosfato, sintetizando os principais domínios carbonáticos (rochas calcárias) na região próxima a divisa com Tocantins e algumas poucas ocorrências fosfáticas mapeadas na região próxima de Catalão. Desta forma, observa-se no estado um potencial fornecedor de matéria-prima, tanto para correção de solos quanto para insumos da indústria cimenteira e calcinação. Ao mesmo tempo, destaca o caráter estratégico das áreas fosfáticas mapeadas para a cadeia de fertilizantes, orientando políticas de uso do solo, infraestrutura e estímulo à verticalização mineral em torno desses depósitos.

1.9. Avaliação dos principais depósitos minerais existentes

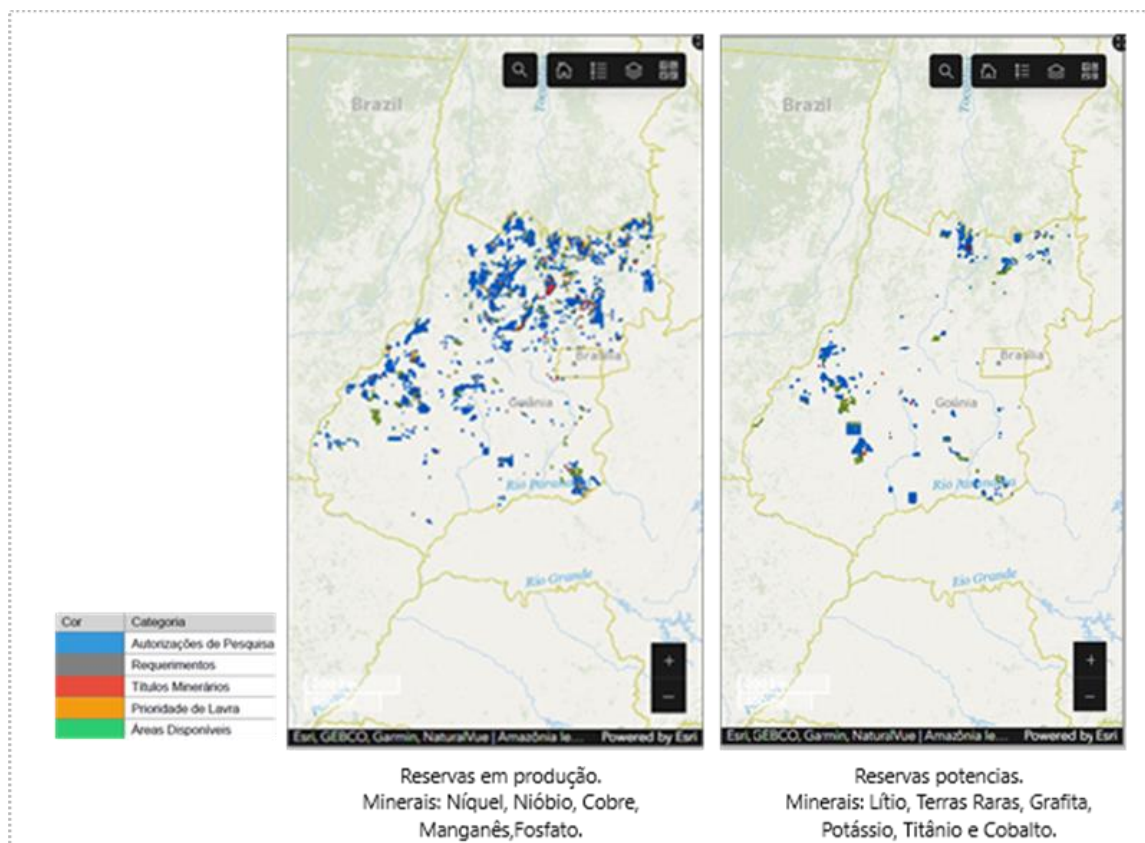
A avaliação dos principais depósitos minerais em Goiás revela um estado consolidado como um dos protagonistas da mineração no Brasil, com uma produção diversificada que ultrapassa R\$ 12 bilhões anuais e abrange 135 substâncias. Os depósitos dividem-se principalmente entre

minerais metálicos de alta intensidade energética e minerais não metálicos estratégicos para o agronegócio e construção civil.

Estágio de desenvolvimento

Os títulos minerários mostrados na Tabela abaixo e nos mapas expostos na Figura a seguir revelam um parque de direitos minerários já maduro para minerais em produção (níquel, nióbio, cobre, manganês, fosfato) e um *front* mais incipiente, porém em expansão, para reservas potenciais (lítio, terras raras, grafita, potássio, titânio, cobalto).

Figura 279 Mapas com a distribuição de reservas em produção e potenciais do Estado de Goiás.



Fonte: Elaboração própria com dados da ANM.

Figura 280 Informações sobre o quantitativo de títulos minerários ativos do estado de Goiás.

Fase do processo	Reservas em produção	Reservas Potenciais
Requerimento de pesquisa	142	111
Autorização de pesquisa	1555	458
Direito de requerer lavra	17	3
Requerimento de lavra	59	10
Concessão de lavra	57	16
Lavra garimpeira	0	0
Requerimento	0	0
Licenciamento	0	0
Registro de extração	0	0
Reconhecimento geológico	0	0
Apto para disponibilidade	41	4
Disponibilidade	114	3

Elaboração própria com dados da ANM.

A fase dominante em ambos os grupos é a Autorização de Pesquisa, sendo 1.555 processos para reservas em produção e 458 para reservas potenciais, indicando que a maior parte dos títulos ainda se concentra na etapa exploratória, com intensa atividade de sondagem, amostragem e estudos de viabilidade. Os números menores em Requerimento de Lavra (59 vs. 10) e Concessão de Lavra (57 vs. 16) mostram que apenas uma fração dos alvos evoluiu para a fase de exploração mineral propriamente dita, sobretudo no grupo de reservas em produção. Já nas reservas potenciais, a maioria dos projetos está em estágios anteriores da cadeia regulatória.

A presença de Direito de Requerer Lavra (17 vs. 3) indica projetos em fase de transição entre pesquisa e lavra, já com resultados considerados economicamente aproveitáveis, mas ainda sem concessão formal. Os processos classificados como Apto para Disponibilidade e Disponibilidade (41 e 114, respectivamente, para reservas em produção; 4 e 3 para reservas potenciais) revelam um estoque relevante de áreas cujos títulos foram extintos ou devolvidos e que podem ser relicitadas, o que abre espaço para novos entrantes e recomposição de portfólio de empresas interessadas em minerais críticos.

É importante destacar que, embora esses levantamentos permitam mapear a intensidade do interesse mineral e identificar polos espaciais de projetos, eles não trazem medida direta do porte dos depósitos (tonelagens, teores ou categorias de reservas) nem da escala de produção projetada, conforme consta na plataforma da ANM. Do ponto de vista energético, os títulos em fases mais avançadas (Direito de Requerer Lavra, Requerimento de Lavra e Concessão de Lavra) funcionam como *proxy* dos empreendimentos com maior probabilidade de gerar cargas significativas, sobretudo nos polos onde esses processos se concentram. Ainda assim, a definição de demanda elétrica e de eventuais ganhos de eficiência por escala mínima exige complementar essa base com informações de porte de depósito, capacidade de planta e rotas de processamento típicas para cada minério, bem como com fatores de consumo específico de energia por tonelada, disponíveis em estudos técnicos e benchmarks da mineração brasileira.

Nesse sentido, a título de obter uma agenda de aprofundamento, sugere-se:

- i. associar aos títulos *proxies* de porte dos depósitos e de estágio tecnológico dos projetos;
- ii. classificar os alvos por mineral e por cadeia de processamento provável, estimando a intensidade energética esperada; e
- iii. confrontar esses cenários de carga com a infraestrutura elétrica já instalada nos principais polos minerários, de forma a identificar onde a escala de projetos tende a ser atendida pela rede existente e onde serão necessários reforços e ampliações para viabilizar uma produção eficiente.

Depósitos de Minerais Metálicos

Os depósitos de minerais metálicos são caracterizados por processos de beneficiamento complexos e alto consumo de energia. No caso dos depósitos de níquel as operações concentram-se em grandes complexos em Barro Alto e Niquelândia, operados pela Anglo American. São operações maduras que utilizam rotas pirometalúrgicas (fornos elétricos), sendo os maiores

consumidores de energia do setor no estado. Para os depósitos de cobre e o ouro, o principal depósito está na Mina de Chapada (Alto Horizonte), operada pela Lundin Mining. É uma operação a céu aberto com vida útil projetada até 2050, produzindo concentrado de cobre e ouro.

Os depósitos de nióbio estão localizados no polo de Catalão e Ouvidor (CMOC Brasil), sendo que este depósito teve um salto produtivo excepcional em 2024 devido a otimizações na recuperação metalúrgica por flotação. Por fim, os depósitos de Ouro, além da produção associada em Alto Horizonte, destacam-se os depósitos de Crixás (Serra Grande) e Mara Rosa (Amarillo), que possuem alto valor agregado, mas exigem moagem fina e processos químicos intensivos.

Depósitos de Minerais Não Metálicos e Agrominerais

Os depósitos de minerais não metálicos e agrominerais são fundamentais para a economia regional, especialmente para o agronegócio. Em relação ao fosfato, o estado de Goiás é o principal produtor nacional, com depósitos estratégicos em Catalão e Ouvidor (CMOC e Mosaic), sendo que o beneficiamento é predominantemente físico-químico e menos intensivo em energia que os metálicos.

Quanto aos depósitos de calcário, estes se encontram amplamente distribuídos, com foco nas regiões Centro-Sul e Sudeste, atendendo às indústrias de cimento e corretivos agrícolas. Já o depósito de amianto (crisotila) se encontra localizado em Minaçu (Sama), sendo um depósito de grande volume físico com infraestrutura de processamento consolidada.

Novas Fronteiras e Minerais Estratégicos

Em relação aos minerais estratégicos como terras raras, o estado de Goiás posiciona-se como uma nova fronteira, especialmente com o projeto em Minaçu (Serra Verde), visando atender à demanda global por tecnologias de energia limpa. Já em relação a bauxita, manganês e grafite, Goiás já produz bauxita para fins industriais (refratários e tratamento de água) e apresenta potencial crescente para outros minerais da transição energética.

Avaliação de Infraestrutura e Mapeamento

A viabilidade e expansão desses depósitos dependem de fatores estruturais críticos. Entre estes fatores encontra-se a infraestrutura de logística e de energia. Enquanto a região de Catalão possui infraestrutura robusta, depósitos ao Norte e Nordeste, como o níquel em Niquelândia e o cobre em Minaçu, enfrentam gargalos na oferta de energia de alta tensão e dependência de rodovias não pavimentadas. De acordo com especialistas, a oferta de energia de alta tensão é

considerada insuficiente para sustentar a expansão das plantas de processamento mineral e agregação de valor. Além disso, projetos minerais enfrentam baixa flexibilidade locacional, o que exige altos investimentos em conexão elétrica ou o transporte oneroso do minério bruto. Além disso, o setor de mineração ainda é fortemente dependente do transporte rodoviário, classificado como um dos principais entraves devido ao custo elevado e à precariedade de eixos importantes como a BR-153. E por fim, a integração com a malha ferroviária, embora promissora com a Ferrovia Norte-Sul, ainda é limitada por custos de frete ancorados no modal rodoviário.

Outro fator é a maturidade geológica, onde o mapeamento detalhado (escala 1:25.000 a 1:50.000) está concentrado justamente nos distritos minerais conhecidos, como o eixo Caldas Novas-Ipameri (fosfato/níbio) e o cinturão Crixás-Mara Rosa-Niquelândia (ouro/níquel/cobre). Contudo, cerca de 60% do território estadual ainda carece de mapeamento na escala 1:100.000, o que limita a descoberta de novos depósitos. O estado de Goiás apresenta uma lacuna no mapeamento geológico detalhado e enfrenta prazos extensos no licenciamento ambiental, que podem chegar a dez anos. Os especialistas defendem a criação de uma agência estadual de mineração para coordenar políticas públicas e atrair novos investimentos de forma mais proativa.

Capacidade Tecnológica e Industrial

O estado de Goiás ainda carece de infraestrutura analítica e laboratorial própria para o desenvolvimento de tecnologia mineral, o que gera dependência de outros estados (como Minas Gerais) e resulta na exportação de materiais com baixo valor agregado. De acordo com os especialistas, existe um movimento para reconstruir a base tecnológica local e incentivar a industrialização dentro do estado.

1.10. Encaminhamentos

O estado de Goiás consolidou-se como um dos protagonistas da mineração no Brasil, destacando-se pela produção de níquel, cobre, ouro, níbio e fosfato, além de possuir um potencial estratégico de vanguarda em terras raras, especialmente na região Nordeste do estado. Atualmente, o setor vive um momento de transição, buscando alinhar a exploração mineral à agenda global de transição energética e descarbonização, com projetos voltados para minerais críticos e fertilizantes alternativos. Contudo, o panorama atual também revela desafios estruturais que limitam a competitividade goiana, que serão detalhados nos próximos tópicos.

Desenvolvimento de infraestrutura de energia e transporte

Apesar da grande malha logística ferroviária e rodoviária de Goiás, é importante que os investimentos no setor sejam contínuos, com foco das regiões minerais que ainda possuem custos logísticos elevados, como o nordeste do estado. Outras oportunidades de melhoria para redução de custo logístico já estão sendo endereçadas, como a pavimentação de estradas importantes para o escoamento da produção mineral.

Com relação a infraestrutura energética, existe uma grande parte do estado que carece de uma rede transmissão, em especial nas regiões centro-oeste e noroeste. Nestas regiões encontram-se localizadas áreas de grande interesse mineral como Crixás, Mara Rosa e Alto Horizonte, produtoras de ouro, cobre e níquel. Além disso, sabe-se que o setor de mineração necessita de uma alta demanda energética e com fornecimento contínuo para atender as demandas associadas aos processos minerários. Nesse sentido, sugere-se que sejam levadas em consideração as áreas de interesse mineral nas quais ainda não são atendidas por uma rede linhas em alta tensão para futuros investimentos em expansão da malha da rede de transmissão de energia em Goiás.

Sugestão de levantamentos geológicos complementares

Com base nas observações realizadas neste relatório e em consulta com especialistas, nota-se que a necessidade de aprofundar o conhecimento do subsolo goiano é vista como uma condição fundamental para aumentar a competitividade e atrair investimentos. O estado de Goiás possui apenas 40% do seu território mapeado na escala 1:100.000, e grande parte desse acervo é antiga (datada de 1969 a 1993) e não está vetorizada para uso em ferramentas modernas. Neste contexto, sugere-se algumas propostas de levantamentos e ações geológicas complementares para os minerais solicitados e outros estratégicos, tais como:

Terras Raras

Sugere-se a realização de mapeamentos mais detalhados na região Nordeste, identificada como área crítica e de alto potencial para depósitos de argilas iônicas. Para a análise de terras raras pesadas, sugere-se ampliar as pesquisas para confirmar e delimitar as concentrações destes elementos, que possuem maior relevância estratégica. Por fim, sugere-se que sejam realizados e detalhados os levantamentos gamaespectrométricos já existentes para a seleção de novas áreas de prospecção.

Fosfato e Potássio (Fertilizantes)

Sugere-se realizar levantamentos geológicos específicos no Nordeste goiano para identificar depósitos de fosfato com teores que permitam a viabilidade econômica frente aos produtos importados. Também sugere-se a intensificação do mapeamento de fontes alternativas de potássio, setor onde Goiás já é pioneiro e possui projetos em estudo ou implantação. Por fim, sugere-se que sejam implementadas iniciativas para o reaproveitamento de resíduos, onde torna-se necessário mapear o potencial de minerais para fertilizantes a partir do retratamento de rejeitos de mineração existentes, como os de Catalão e Ouidor.

Urânio e Minerais Estratégicos (Cobre, Níquel, Cobalto, Lítio)

Sugere-se realizar estudos geológicos voltados para a identificação de cobalto associado às jazidas de níquel já conhecidas, seja em depósitos primários ou em resíduos. Também sugere-se que seja feito um fechamento de lacunas aerogeofísicas, com a conclusão do levantamento aerogeofísico na faixa do leste goiano, que é uma das poucas áreas de embasamento cristalino que ainda carece dessa cobertura. Por fim, sugere-se que seja feita uma investigação de minerais para transição energética, em que sejam priorizados levantamentos para identificação para cobre, nióbio, bauxita, grafita e quartzo de alta pureza (especialmente em Cristalina), visando a agregação de valor local para a indústria de descarbonização.

Ações Estruturantes e Tecnológicas

Sugere-se que seja realizada uma vetorização e atualização cartográfica, que converta o acervo digitalizado (*scans* antigos) em dados vetorizados e atualizados com tecnologias modernas para facilitar a análise por novos investidores. Além disso, propõe-se que seja desenvolvido um mecanismo de repasse de dados com o desenvolvimento de uma regulamentação que obrigue as empresas a repassarem dados de pesquisa mineral ao poder público após um período de sigilo, modelo similar ao Banco de Dados de Exploração e Produção (BDEP) da ANP do setor de óleo e gás, reduzindo custos de entrada e aumentando o conhecimento geocientífico do estado. Por fim, sugere-se que seja realizada uma integração com pesquisa tecnológica, onde articule o mapeamento geológico com estudos de geometurgia e processamento mineral nas universidades locais, garantindo que o conhecimento do subsolo esteja alinhado à capacidade de beneficiamento industrial.

Capacitação de mão de obra

A capacitação de mão de obra especializada é um dos pilares fundamentais para que Goiás consolide sua competitividade no setor mineral e supere seus desafios estruturais. Para que o estado deixe de ser apenas um exportador de minério bruto e passe a agregar valor localmente, é necessário investir na formação técnica voltada para processamento mineral, geometalurgia e o desenvolvimento de rotas tecnológicas específicas para os minérios goianos. Desta forma, de acordo com a opinião de especialistas, detalham-se os eixos prioritários para a capacitação no estado tais como:

Fortalecimento das Universidades e Centros de Pesquisa

Observa-se uma necessidade de reforçar o papel das universidades públicas, como a Universidade Federal de Catalão (UFCAT), no planejamento e execução de projetos estratégicos. Atualmente, existe uma carência de infraestrutura analítica que leva à terceirização de serviços para outros estados, e a reativação de equipamentos e laboratórios locais é crucial para fixar talentos e competências em solo goiano.

Parcerias Institucionais e Técnicas

Para que haja uma reconstrução da base tecnológica do estado, torna-se necessário uma articulação entre entidades como SENAI, FIEG, CETEM e IPT, buscando trazer expertise externa para modernizar o setor. Essa cooperação deve focar em capacitar profissionais para atuar em etapas de beneficiamento e industrialização, como na produção de silício metálico a partir do quartzo de alta pureza ou na separação de terras raras.

Competência Técnica no Setor Público

Além da indústria, o estado necessita formar uma equipe técnica qualificada dentro do governo capaz de formular políticas públicas integradas e articular ações com diferentes secretarias. Isso inclui a construção de competência tecnológica nos órgãos ambientais para que o licenciamento dialogue com as inovações em técnicas de mineração e recuperação ambiental, aprendendo com benchmarks internacionais.

Inovação e Transição Energética

Diante do que foi observado, observa-se que a mão de obra deve ser preparada para lidar com as novas demandas da agenda de baixo carbono, incluindo o uso de bioenergia, eficiência energética e a exploração de minerais críticos indispensáveis para a descarbonização

Iniciativas do estado em cooperação com outros países

Para que o estado de Goiás consolide sua posição no mercado mineral global e supere desafios tecnológicos e regulatórios, especialistas sugerem uma série de iniciativas de cooperação e intercâmbio com outros países e atores internacionais. Essas ações tem como objetivo tanto no aprendizado de melhores práticas quanto na atração de investimentos e tecnologia para minerais estratégicos.

Integração entre o setor mineral de Goiás e a matriz energética

A integração entre o setor mineral de Goiás e a matriz energética é um dos pilares para o desenvolvimento sustentável do estado, conectando a exploração de minerais críticos para a transição energética à produção de agrominerais que sustentam a bioenergia nacional. O setor mineral goiano está inserido em uma visão de transição energética e baixo carbono, com grandes mineradoras investindo em iniciativas de compensação e geração renovável. Entre as principais frentes, destacam-se:

- **Bioenergia:** o estado de Goiás possui um potencial relevante conectado ao setor bioenergético e projetos de geração a partir de resíduos orgânicos;
- **Energia Solar:** o estado é bem-posicionado para a fonte solar, embora sua operação contínua (24 horas) demande soluções de armazenamento em baterias ou sistemas híbridos; e
- **Autoprodução e Novas Rotas:** quase todas as grandes mineradoras investem em autoprodução de energia.

Além disso, observa-se uma tendência de migração tecnológica para rotas de lixiviação (processo químico), que são significativamente menos intensivas em energia do que a pirometalurgia tradicional. Em suma, embora Goiás possua uma base mineral rica e diversificada, o salto para um polo mineral plenamente competitivo até 2030 depende da superação desses gargalos de infraestrutura e do fortalecimento da governança institucional e tecnológica.

10. Considerações Finais do Produto 3

O presente diagnóstico consolidou uma visão integrada do contexto eletroenergético de Goiás, articulando análises de dados setoriais, informações quantitativas, análises territoriais e as percepções qualificadas dos stakeholders entrevistados. A abordagem adotada permitiu examinar, de forma individual e integrada, o setor elétrico, a bioenergia, o gás natural, o biogás e o biometano e o setor mineral, considerando as condições de oferta e demanda, a infraestrutura associada, o ambiente regulatório e as relações de interdependência entre essas cadeias. As entrevistas complementaram os dados secundários, contribuindo para validar o diagnóstico, identificar desafios não plenamente capturados pelas bases oficiais e incorporar as experiências dos agentes que atuam diretamente no mercado goiano. Dessa forma, o Produto 3 estabelece uma base técnica para a elaboração das próximas etapas do Plano Estadual de Energia de Goiás e para a formulação de diretrizes capazes de conciliar segurança energética, competitividade, sustentabilidade e desenvolvimento territorial.

Os resultados demonstram que Goiás reúne atributos relevantes para ampliar seu protagonismo no cenário energético nacional. A posição geográfica estratégica, a expressiva base agropecuária e agroindustrial, a disponibilidade de biomassa e resíduos orgânicos, o potencial de expansão das fontes renováveis e a presença de recursos minerais estratégicos constituem vantagens comparativas importantes. Esses elementos favorecem o desenvolvimento de soluções associadas à geração renovável, aos biocombustíveis, ao biogás, ao biometano, à eficiência energética e à agregação de valor às cadeias minerais.

De maneira geral, o diagnóstico evidencia que Goiás dispõe de uma base energética diversificada e predominantemente renovável, sustentada pela hidroeletricidade, pela biomassa agroindustrial e pela expansão da geração solar. Essa configuração é acompanhada por uma estrutura produtiva vinculada ao agronegócio, pela disponibilidade de matérias-primas para biocombustíveis, biogás e biometano e pela presença de recursos minerais relevantes para a agricultura, para a indústria e para as tecnologias da transição energética necessárias ao Estado.

Essas vantagens, entretanto, coexistem com limitações que restringem a conversão do potencial em desenvolvimento econômico. Entre elas estão a insuficiência e a desigual distribuição territorial da infraestrutura, a dependência do transporte rodoviário, as restrições de acesso às redes elétricas, a escassez de mão de obra qualificada, a baixa coordenação entre políticas setoriais, as dificuldades de financiamento e a necessidade de maior segurança jurídica e previsibilidade regulatória.

O principal resultado deste diagnóstico consiste, portanto, no reconhecimento de que o desenvolvimento energético de Goiás não deve ser conduzido como a simples expansão isolada de cada fonte. Ele dependerá de um planejamento capaz de coordenar oferta, demanda, infraestrutura e desenvolvimento produtivo, identificando onde as diferentes fontes podem atuar de forma complementar e onde possuem aplicações próprias, condicionadas por requisitos técnicos, econômicos e territoriais específicos.

No eixo do setor elétrico, Goiás apresenta uma matriz fortemente renovável, com predominância da geração hidrelétrica, participação relevante da biomassa agroindustrial e crescimento acelerado da energia solar, tanto em geração centralizada quanto em micro e minigeração distribuída. A integração dessas fontes, entretanto, não ocorre automaticamente. A expansão solar e da geração distribuída exige redes preparadas para fluxos bidirecionais, variações de tensão e eventual injeção de excedentes. A biomassa depende da proximidade da matéria-prima e da viabilidade de conexão das unidades agroindustriais. A hidroeletricidade, embora continue relevante, está sujeita às condições hidrológicas e às restrições socioambientais para novos empreendimentos. Assim, a diversificação deve ser acompanhada por soluções de armazenamento, automação, gestão da demanda, modernização da distribuição e reforço da transmissão.

As entrevistas evidenciaram que o crescimento da demanda vem ocorrendo, em determinadas regiões, em ritmo superior ao da infraestrutura de transmissão e distribuição. Foram relatadas limitações para a conexão de novos consumidores, demanda reprimida em polos agroindustriais e restrições ao escoamento de projetos renováveis. Também foi ressaltada a necessidade de ampliar pontos de suprimento e fortalecer a coordenação entre governo, concessionária, agentes reguladores e instituições responsáveis pelo planejamento nacional.

O próprio diagnóstico organiza as prioridades desse eixo energético em uma sequência temporal: no **curto prazo**, recomenda-se estruturar a governança e mapear as restrições; no **médio prazo**, aprofundar estudos de reforço e modernização; e, no **longo prazo**, integrar expansão renovável, armazenamento, gestão da demanda e desenvolvimento regional. Fontes emergentes, como o hidrogênio de baixa carbono, também podem assumir papel complementar no futuro, especialmente como alternativa para aproveitamento de excedentes renováveis, armazenamento de longa duração e fornecimento de insumos à indústria. Contudo, seu desenvolvimento deverá ser gradual e condicionado à disponibilidade de energia competitiva, infraestrutura, escala de demanda e viabilidade econômica. Sua principal oportunidade no contexto goiano pode estar na integração com a produção de amônia e fertilizantes, aproximando os setores elétrico, industrial, mineral e agropecuário.

Por seu turno, o eixo de bioenergia evidencia o protagonismo de Goiás como um dos principais polos brasileiros de produção de etanol e biodiesel, apoiado por um setor agropecuário consolidado, ampla disponibilidade de biomassa e crescente relevância da indústria sucroenergética. A expansão do etanol de milho e das plantas flex (de cana e milho) foi apontada nas entrevistas como uma das principais transformações recentes do setor, por ampliar a utilização da capacidade industrial, reduzir efeitos da sazonalidade e gerar novos coprodutos.

A bioenergia goiana, no entanto, não se restringe à produção de combustíveis líquidos. O aproveitamento do bagaço, da palha, dos resíduos agrícolas e dos efluentes industriais permite integrar a produção de etanol e biodiesel à cogeração elétrica, ao biogás, ao biometano e, futuramente, a produtos de maior valor agregado, como etanol de segunda geração e combustível sustentável de aviação.

Essa integração deve ser tratada com cautela. Nem toda biomassa estará economicamente disponível para todos os usos, uma vez que existem custos de coleta, transporte, armazenamento, sazonalidade e competição entre destinações. O aproveitamento ótimo dependerá das características de cada região e unidade produtiva. Em determinados casos, a cogeração elétrica poderá ser mais eficiente; em outros, a produção de biogás, biometano ou combustíveis avançados poderá gerar maior valor econômico e ambiental.

Adicionalmente, as análises presentes neste documento identificam oportunidades para o desenvolvimento do SAF por diferentes rotas. Usinas de etanol de maior escala podem apresentar condições para projetos associados à rota *Alcohol-to-Jet*; plantas integradas a frigoríficos e à produção de biodiesel podem favorecer a rota HEFA; e resíduos lignocelulósicos poderão, no médio prazo, apoiar alternativas como a gaseificação e a síntese Fischer–Tropsch. Essas possibilidades exigirão avaliação mais detalhada de escala, custos, disponibilidade de matérias-primas, logística e acesso ao mercado consumidor.

As entrevistas também revelaram entraves relacionados à dependência do modal rodoviário, aos custos de escoamento, às limitações da rede elétrica, à escassez de profissionais qualificados e às incertezas tributárias e regulatórias. Nesse sentido, podem ser mencionados como principais encaminhamentos para a bioenergia o fortalecimento da logística de armazenamento e escoamento de etanol, biodiesel e novos biocombustíveis; o incentivo à projetos de cogeração, biogás e biometano associados às usinas; o aprimoramento de instrumentos de financiamento e incentivos alinhados ao desempenho ambiental; e articulação da política estadual com o RenovaBio, o Combustível do Futuro e demais políticas federais aplicáveis.

Nessa mesma esteira, o diagnóstico do eixo de biogás e biometano demonstra que Goiás possui condições particularmente favoráveis para o seu desenvolvimento, em razão da abundância de resíduos provenientes da cana-de-açúcar, do milho, da pecuária, de atividades agroindustriais e dos resíduos sólidos urbanos. Embora parte expressiva desse potencial ainda permaneça subaproveitada, essas fontes podem contribuir para a geração elétrica, a produção de energia térmica, a substituição do gás natural e do diesel, o tratamento de resíduos e a redução das emissões de metano.

As entrevistas destacaram, contudo, a ausência de infraestrutura dutoviária, a dependência do transporte rodoviário, as dificuldades de financiamento, a sazonalidade das matérias-primas, a baixa remuneração dos atributos ambientais e a carência de mão de obra especializada. Também foram apontadas a necessidade de demandas âncora, maior coordenação entre políticas estaduais e federais e o fortalecimento institucional. Além desses pontos, o diagnóstico aponta para a necessidade de estabelecer regras para qualidade, comercialização, distribuição e eventual injeção de biometano; desenvolver mecanismos para monetização de benefícios ambientais; articular linhas de crédito do BNDES, do FCO, da GoiásFomento e de outras instituições; capacitar profissionais para operação, manutenção e gestão de plantas de biometano; e promover integração entre políticas de energia, agropecuária, resíduos, saneamento e mobilidade.

No lado da demanda, a RMTC de Goiânia representa um exemplo relevante do uso da atuação pública como instrumento de estruturação de mercado. A substituição prevista de ônibus a diesel por veículos a biometano pode criar escala, previsibilidade de consumo, infraestrutura de abastecimento e aprendizado regulatório, contribuindo também para a redução de emissões e para a interiorização dessa fonte.

Especificamente no caso do gás natural, a fonte energética possui participação ainda limitada na matriz goiana. Contudo, o gás natural pode desempenhar um papel importante para o Estado, sendo utilizado na geração elétrica, na indústria, no transporte pesado e em processos térmicos que não sejam facilmente eletrificáveis no curto prazo, assim, contribuindo para a segurança energética goiana. Sua expansão, entretanto, está condicionada à disponibilidade de infraestrutura, à formação de demanda e à competitividade frente a outros combustíveis.

A infraestrutura existente em Senador Canedo, a conexão com o OSBRA e a presença de bases de armazenamento e distribuição conferem ao Estado uma posição logística relevante, mas ainda insuficiente para assegurar ampla capilaridade do gás. Por outro lado, a eventual integração do gás natural com o setor elétrico poderá ocorrer por meio de projetos termelétricos, desde que seu papel seja definido em função da segurança de suprimento, da flexibilidade sistêmica e da competitividade. O projeto da UTE Bonfinópolis ilustra a possibilidade de integração entre

infraestrutura de gás e geração elétrica, com conexão ao Gasoduto Brasil Central e ao sistema de transmissão.

O gás natural, contudo, não deverá competir com as soluções renováveis presentes em Goiás. Em localidades com elevada disponibilidade de resíduos, o biometano pode representar alternativa mais aderente à vocação regional. Em aplicações nas quais a eletrificação direta seja técnica e economicamente viável, esta poderá oferecer maior eficiência. O gás deverá ser considerado principalmente em usos de difícil substituição, como fonte de flexibilidade, combustível de transição ou vetor para formação inicial de mercado que, futuramente, também possa receber biometano.

Ao considerar essas fontes de energia, o diagnóstico do eixo de biogás. Biometano e gás natural, consiste na necessidade do Estado em identificar consumidores âncora industriais, termelétricos, minerais e veiculares; avaliar a viabilidade de implementação de corredores de gás e biometano voltados ao transporte pesado; apoiar projetos que contribuam para segurança energética, redução de emissões ou substituição de combustíveis mais intensivos em carbono. No caso do GLP, sua ampla presença e capilaridade continuarão importantes, especialmente para o consumo residencial e para localidades não atendidas por redes de gás.

Por fim, foi mencionado a importância estratégica conferida ao setor mineral dentro do Estado, seja pela produção de rotas minerais já consolidada, como fosfato, níquel e minerais industriais, quanto pela possibilidade de desenvolvimento de terras raras e outros minerais associados à transição energética. Além de sua relevância econômica direta, o setor apresenta forte conexão com a agenda energética: fertilizantes minerais sustentam a produção agropecuária e bioenergética, enquanto níquel, terras raras e outros minerais são insumos para baterias, equipamentos renováveis e infraestrutura elétrica.

O diagnóstico e as entrevistas mostram, entretanto, que o Estado ainda enfrenta limitações relacionadas à infraestrutura energética e logística, ao mapeamento geológico, à disponibilidade tecnológica, à formação de profissionais e à agregação local de valor. A simples ampliação da extração não assegurará, por si só, desenvolvimento duradouro. Será necessário avançar no beneficiamento, na transformação mineral, na pesquisa tecnológica e na criação de cadeias industriais vinculadas aos recursos produzidos no Estado.

Para tanto, a energia constitui um fator central no desenvolvimento e prossecução dessa estratégia. Processos de beneficiamento e transformação mineral podem ser intensivos em eletricidade e calor, exigindo fornecimento confiável, competitivo e previsível. Em determinados empreendimentos, soluções de autoprodução solar, biomassa ou cogeração podem reduzir custos

e emissões. O gás natural ou o biometano podem ser avaliados para usos térmicos, geração local e substituição do diesel, conforme a disponibilidade regional. Contudo, a escolha energética deve decorrer das características de cada processo, não de uma solução uniforme.

Dentre os principais encaminhamentos para esse eixo, foram mencionados a ampliação do conhecimento geológico e geofísico do território; modernização da infraestrutura elétrica e logística nas regiões de maior potencial mineral; avaliação de projetos de beneficiamento e transformação local, reduzindo a exportação de matéria-prima sem agregação de valor; fortalecer universidades, laboratórios e centros de pesquisa; aprimorar a coordenação entre órgãos de energia, mineração, indústria e meio ambiente; e atrair parcerias tecnológicas e investimentos voltados aos minerais estratégicos.

A análise conjunta demonstra que a principal oportunidade de Goiás está menos na adoção de uma única fonte e mais na capacidade de construir um sistema integrado, no qual diferentes soluções sejam mobilizadas conforme as características territoriais e produtivas. A biomassa das cadeias de cana e milho pode gerar eletricidade, vapor, biogás, biometano e insumos para combustíveis avançados. Os resíduos da pecuária e das agroindústrias podem ser convertidos em energia e biofertilizantes, reduzindo impactos ambientais. O setor elétrico pode fornecer energia renovável para processamento mineral, irrigação, indústria e, futuramente, produção de hidrogênio. O gás natural e o biometano podem atender processos térmicos, transportes pesados e demandas de flexibilidade. Os minerais produzidos no Estado, por sua vez, alimentam a agricultura, a infraestrutura elétrica e as tecnologias necessárias à própria transição energética.

Essa integração, entretanto, exige coordenação. Determinadas fontes são complementares, mas outras poderão competir por infraestrutura, matéria-prima, consumidores ou recursos financeiros. O bagaço de cana, por exemplo, pode ser destinado à cogeração, ao biogás ou a combustíveis avançados. A energia solar pode reduzir custos locais, mas sua expansão sem reforços de rede pode ampliar restrições operacionais. Por essa razão, o planejamento estadual deverá comparar alternativas a partir de critérios técnicos, econômicos, ambientais e territoriais.

Além disso, as entrevistas e os diagnósticos setoriais desenvolvidos ao longo desse produto convergem para um conjunto de diretrizes comuns. A primeira está relacionada ao fortalecimento da infraestrutura. A expansão da transmissão, a modernização da distribuição, a ampliação da infraestrutura logística e o desenvolvimento de soluções de armazenamento e transporte de combustíveis são condições para que a oferta energética alcance os centros de consumo e os polos produtivos. A interiorização contribuiu para reduzir desigualdades territoriais, ampliando a capilaridade e criando condições para novos investimentos.

A segunda diretriz capturada nesse produto, diz respeito a coordenação institucional. O desenvolvimento energético exige diálogo contínuo entre as instituições estaduais e integração entre as políticas de energia, mineração, agropecuária, indústria, infraestrutura, transportes, ciência e tecnologia, saneamento e meio ambiente. Recomenda-se a criação de um fórum permanente de discussão e acompanhamento do PEEG, reunindo governo, agências reguladoras, distribuidoras, setor produtivo, academia, instituições financeiras e sociedade civil.

A terceira é a segurança jurídica. As iniciativas deverão observar a legislação estadual e federal, conferir transparência aos processos e estabelecer procedimentos previsíveis. A estabilidade regulatória é especialmente importante para projetos de infraestrutura e energia, que possuem elevado investimento inicial e longos períodos de maturação.

A quarta é o fortalecimento do capital humano. A expansão das cadeias analisadas dependerá da formação e retenção de profissionais qualificados, tanto no setor privado quanto nos órgãos públicos. Programas de capacitação devem ser estruturados a partir das demandas concretas das empresas, dos municípios e da SGG.

A quinta é a eficiência e a descarbonização. As políticas estaduais devem priorizar fontes e soluções capazes de aumentar a produtividade energética, reduzir perdas e substituir combustíveis mais intensivos em carbono. A transição deverá ser conduzida com neutralidade tecnológica orientada por resultados, evitando a escolha prévia de uma única solução e considerando as particularidades econômicas e territoriais de cada aplicação.

Por fim, o planejamento deverá reconhecer a energia como indutora do desenvolvimento econômico e industrial. A disponibilidade de energia competitiva influencia a localização dos investimentos, a produtividade das cadeias agroindustriais e minerais, a agregação de valor e a capacidade de interiorização da atividade econômica. O Produto 3 não encerra esse processo, mas estabelece a linha de base sobre a qual deverão ser construídos os cenários, as metas e o Roadmap do PEEG. As etapas seguintes deverão transformar os achados do diagnóstico em prioridades estaduais, responsáveis institucionais e horizontes de execução.

Em síntese, Goiás reúne condições para consolidar um sistema energético diversificado e integrado. O aproveitamento desse potencial, contudo, dependerá da capacidade de coordenar fontes com características distintas, expandir e modernizar a infraestrutura, fortalecer o ambiente institucional e regulatório, mobilizar financiamento e formar capital humano. Mais do que escolher entre uma fonte energética ideal, o desafio será estabelecer onde, como e em que escala cada recurso pode contribuir para a segurança energética, a competitividade e o desenvolvimento econômico goiano.

Glossário

ABD: Associação Brasileira de Downstream

ABEAR: Associação Brasileira das Empresas Aéreas

ABIOVE: Associação Brasileira das Indústrias de Óleos Vegetais

ABRA: Associação Brasileira de Reciclagem Animal

ACL: Ambiente de Contratação Livre

ACR: Ambiente de Contratação Regulada

ACV: Avaliação do Ciclo de Vida

AMIC-GO: Autoridade Estadual de Minerais Críticos

ANAC: Agência Nacional de Aviação Civil

ANEEL: AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

ANM: Agência Nacional de Mineração

ANP: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

ASTM: American Society for Testing and Materials (normas de qualidade de combustíveis)

ATJ: Alcohol-to-Jet (rota de conversão de álcool em querosene)

BDGD: Base de Dados Geográfica da Distribuidora

BEM: Balanço Energético Nacional

BNDES: Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

CAPEX: Capital Expenditure (investimento inicial)

CAR: Cadastro Ambiental Rural

CBIE: Centro Brasileiro de Infraestrutura

CBIO: Crédito de Descarbonização (RenovaBio)

CCEE: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CMCE: Comitê de Minerais Críticos e Estratégicos

CNA: Confederação da Agricultura e Pecuária do Brasil

CNPE: Conselho Nacional de Política Energética

CONAB: Companhia Nacional de Abastecimento

CORSIA: Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation

CS-SAF: Certificado de Sustentabilidade de Combustível Sustentável de Aviação (ProBioQAV)

DEC: Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

EBB: European Biodiesel Board

EPE: Empresa de Pesquisa Energética

FEC: Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

FINEP: Financiadora de Estudos e Projetos

FT: Fischer-Tropsch (rota de gaseificação e síntese)

GAV: Gasolina de Aviação	MEL: Minerais para Energia Limpa
GEE: Gases de Efeito Estufa	MME: Ministério de Minas e Energia
GHI: Irradiação Global Horizontal	MMGD: Micro e Minigeração Distribuída
GMG: Grupo Motor Gerador	NCM: Nomenclatura Comum do Mercosul
HEFA: Hydroprocessed Esters and Fatty Acids (rota de hidrotratamento)	ONS: Operador Nacional do Sistema Elétrico
HHI: Herfindahl-Hirschman Index (índice de concentração de mercado)	OPEX: Operational Expenditure (custos operacionais)
IATA: International Air Transport Association	PAM: Pesquisa Agrícola Municipal (IBGE)
IBGE: Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística	PDD: Plano de Desenvolvimento da Distribuição
IBP: Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	PEEG: Plano Estadual de Energia de Goiás
IC: Intensidade de Carbono (gCO ₂ e/MJ)	PNDV: Programa Nacional de Diesel Verde (Lei 14.993/2024, Arts. 12–13)
ICAO: International Civil Aviation Organization	ProBioQAV: Programa Nacional de Combustível Sustentável de Aviação
ICMS: Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços	PRODUZIR: Programa de Desenvolvimento Industrial de Goiás
IEA: International Energy Agency (Agência Internacional de Energia)	ProGoiás: Programa de Incentivo à Industrialização (Lei 20.787)
IFC: International Finance Corporation (Corporação Financeira Internacional, Banco Mundial)	QAV: Querosene de Aviação
INPI: Instituto Nacional de Propriedade Industrial	RAIS: Relação Anual de Informações Sociais
ISCC: International Sustainability and Carbon Certification	REGAP: Refinaria Gabriel Passos (Betim/MG, Petrobras)
LCFS: Low Carbon Fuel Standard (padrão de combustível de baixo carbono, Califórnia)	RenovaCalc: Calculadora de Intensidade de Carbono do RenovaBio
LDC: Louis Dreyfus Company	SAF: Sustainable Aviation Fuel (Combustível Sustentável de Aviação)
MAPA: Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento	SBBR: Código ICAO do Aeroporto Internacional de Brasília

SBC: Sustainable Blending Component

(componente de mistura sustentável)

SBGO: Código ICAO do Aeroporto de Goiânia

SEAPA: Secretaria de Estado de Agricultura, Pecuária e Abastecimento de Goiás

SIDRA: Sistema IBGE de Recuperação Automática

SIF: Serviço de Inspeção Federal

SIFAEG: Sindicato da Indústria de Fabricação de Etanol do Estado de Goiás

SIN: Sistema Interligado Nacional

SPK: Synthesized Paraffinic Kerosene (querosene parafínico sintético, tipo de SAF)

TCO: Technical Corn Oil (óleo técnico de milho)

TCU: Tribunal de Contas da União

TIR: Taxa Interna de Retorno

TRL: Technology Readiness Level (nível de maturidade tecnológica)

UCO: Used Cooking Oil (óleo de cozinha usado)

UNICA: União da Indústria de Cana-de-Açúcar e Bioenergia

ANP: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

RSU: Resíduos Sólidos Urbanos

AGV: Ácidos Graxos Voláteis

C/N: Relação Carbono/Nitrogênio

COV: Carga Orgânica Volumétrica

TRH: Tempo de Retenção Hidráulica

BLC: Biodigestor de Lagoa Coberta

ST: Sólidos Totais

SEEG: Sistema de Estimativas de Emissões de Gases de Efeito Estufa

SIC: Secretaria de Indústria e Comércio-Mineração de Goiás

CSTR: Continuous Stirred Tank Reactor (Reator de Tanque Agitado Contínuo)

UASB: Upflow Anaerobic Sludge Blanket (Reator Anaeróbio de Manta de Lodo Ascendente)

DQO: Demanda Química de Oxigênio

H₂S: Sulfeto de Hidrogênio

DDGs: Dried Distillers Grains with Solubles

SINISA: Sistema Nacional de Informações sobre Saneamento Básico

FCO: Fundo Constitucional de Financiamento do Centro-Oeste

GNL: Gás Natural Liquefeito

GNC: Gás Natural Comprimido

GNV: Gás Natural Veicular

BCM: Bilhões de Metros Cúbicos

GEE: Gases de Efeito Estufa

HFO: Heavy Fuel Oil (Óleo Combustível Pesado)

CBG: Compressed BioGas

LBG: Liquefied BioGas

UAG: Unidade Autônoma de Gás

RMTC: Rede Metropolitana de Transportes Coletivos

UTE: Usina Termelétrica

TBGC: Gasoduto Brasil Central

GASBOL: Gasoduto Bolívia-Brasil

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABEAR. Mercado de QAV: Participação social SubGT02 RCNPE 10/2024. Associação Brasileira das Empresas Aéreas. Março de 2025. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/gt-rcnpe-10-2024/subgrupos/subgt02/2025-03-25-abear-mercado-de-qav.pdf>. Acesso em: 13 abr. 2026.

ABiogás. (2021). O Potencial Brasileiro de Biogás.

ABIOVE - Associação Brasileira das Indústrias de Óleos Vegetais. Estatísticas: Cadeia da soja. Disponível em: <https://abiove.org.br/estatisticas/>. Acesso em: fev. 2026.

ABRA - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE RECICLAGEM ANIMAL. Anuário da reciclagem animal 2024. Disponível em: <https://abra.ind.br/abra/wp-content/uploads/2025/09/2024-Anuario-ABRA.pdf>. Acesso em: 14 mar. 2026.

ABREU, V. 36% das rodovias estaduais estão sem pavimentação. Daqui – O Popular, Goiânia, 22 dez. 2024. Disponível em: <https://daqui.opopular.com.br/geral/36-das-rodovias-estaduais-est-o-sem-pavimentac-o-1.3213206>. Acesso em: 17 abr. 2026.

ACADEMIA DA MINERAÇÃO. Aplicações da vermiculita na indústria. 2024. Disponível em: <https://acadmin.com.br/2024/02/aplicacoes-da-vermiculita-na-industria/>. Acesso em: 7 abr. 2026.

ACADEMIA DA MINERAÇÃO. A diversidade da fluorita e suas aplicações. 17 jun. 2025. Disponível em: <https://acadmin.com.br/2024/06/a-diversidade-da-fluorita-e-suas-aplicacoes/>. Acesso em: 21 abr. 2026.

AGÊNCIA NACIONAL DA MINERAÇÃO (ANM). Informe Mineral – 2024, 4º trimestre. Brasília, 2025. Disponível em: <https://www.gov.br/anm/pt-br/assuntos/economia-mineral/publicacoes/informe-mineral/informe-04tri2024>. Acesso em: 7 abr. 2026.

AGÊNCIA NACIONAL DA MINERAÇÃO (ANM). Sumário Mineral Brasileiro 2025. Brasília, 2025. Disponível em: <https://www.gov.br/anm/pt-br/assuntos/economia-mineral/publicacoes/sumario-mineral/sumario-mineral-brasileiro-2025/sumario-2025.pdf>. Acesso em: 7 abr. 2026.

AGÊNCIA NACIONAL DE TRANSPORTES AQUAVIÁRIOS (ANTAQ). Estatístico Aquaviário. Brasília: ANTAQ, 2026. Disponível em: <https://www.gov.br/antag/pt-br/central-de-conteudos/paineis>

AMARAL, L. C. A. C. MAPEAMENTO GEOLÓGICO NO BRASIL: Desafios Atuais e Perspectivas Estratégicas para Projetos Futuros em Minerais estratégicos no Brasil: oportunidades de produção e inserção no mercado global. Rio de Janeiro: FGV Energia, 2025. Disponível em: https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/caderno_de_minerais_estrategicos_v5.pdf. Acesso em: 17 abr. 2026.

ANAC. Dados Estatísticos do Transporte Aéreo, 2000-2025. Agência Nacional de Aviação Civil. Disponível em: sistemas.anac.gov.br/DadosEstatisticos. Acesso em: 18 mar. 2026.

ANAC. Resolução n.º 743, de 2024. Dispõe sobre o Monitoramento, Reporte e Verificação (MRV) das emissões de gases de efeito estufa pelo CORSIA. Agência Nacional de Aviação Civil, 2024.

ANGLO AMERICAN Integrated Annual Report.

<https://www.angloamerican.com/~media/Files/A/Anglo-American-Group-v9/PLC/investors/annual-reporting/2025/aa-annual-report-full-2025.pdf>. Último acesso 19 .abril 2026

ANP. Dados Abertos: Paineis de Produtores de Biodiesel, matéria-prima e capacidade autorizada. Agência Nacional do Petróleo. Disponível em: dados.gov.br. Acesso em: 18 mar. 2026.

ANP. Dados Abertos: Paineis de Produtores de Etanol, capacidade autorizada por UF. Agência Nacional do Petróleo. Disponível em: dados.gov.br. Acesso em: 18 mar. 2026.

ANP. Dados Abertos: Vendas de Derivados de Petróleo e Etanol, 1990-2026. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Disponível em: dados.gov.br/dados/conjuntos-dados/vendas-de-derivados-de-petroleo-e-biocombustiveis. Acesso em: 18 mar. 2026.

ANP. Painel dinâmico: autorizações de biocombustíveis da ANP. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2026. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/paineis-dinamicos>

ANP. Painel dinâmico: Produtores de etanol. Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis, 2026. Disponível em:

<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrJoiMmRhZWU2NDUtZWZyY00NzI5LWJjMGQtNjIwNjE0MjM0MjEzIiwidCI6IjQ0OTlmNGZmLTl0YTtyNGI0Mi1iN2VmLTEyNGFmY2FkYzkyMyJ9>. Acesso em: mar. 2026.

ANP. Resolução n.º 984, de 16 de junho de 2025. Dispõe sobre os procedimentos para a certificação da produção de biocombustíveis no âmbito do RenovaBio. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2025.

ANP. Resolução n.º 987, de 12 de agosto de 2025. Dispõe sobre os critérios para inclusão de produtores e importadores de SAF e diesel verde no RenovaBio. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2025.

ANP. Resolução n.º 997, de 25 de março de 2026. Estabelece as especificações dos querosenes de aviação JET A/JET A-1 e dos componentes sintéticos de mistura (SBC); revoga a Resolução ANP n.º 856/2021. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2026.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS PRODUTORES DE CALCÁRIO AGRÍCOLA (ABRACAL).

Enacal: Goiás reforça relação entre calcário e alta produtividade. 14 dez. 2022. Disponível em: <https://abracal.com.br/site/2022/12/14/enacal-goias-reforca-relacao-entre-calcario-e-alta-produtividade/>. Acesso em: 7 abr. 2026.

BACCHI, M. R. P. ; RODRIGUES, L. Estrutura de mercado e formação de preços na cadeia produtiva da cana-de-açúcar. In: BACHA, C.J.C.; ALVES, L.R.A. (Org.). Panorama da Agricultura Brasileira: estrutura de mercado, comercialização, formação de preços, custos de produção e sistemas produtivos. 1ed.SÃO PAULO: ALÍNEA, 2018, v. 1, p. 50-80

BNDES. Chamada Pública BNDES/FINEP: Combustíveis Sustentáveis de Aviação e Navegação. Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, agosto de 2024.

BNDES. R\$ 258 milhões à Acelen para inovação e desenvolvimento da macaúba para combustíveis. Agência de Notícias do BNDES, 16 de outubro de 2024.

BORGES, Janaína Paula. Caracterização tecnológica do minério de fosfato ultrafino de Catalão. 2014. Monografia (Especialização em Tratamento de Minérios) – Universidade Federal de Goiás, Regional Catalão, Catalão, 2014.

BRASIL MINERAL. MERCADO | Consumo de calcário agrícola deve cair após nove anos. 11 nov. 2024. Disponível em: <https://www.brasilmineral.com.br/noticias/consumo-de-calcario-agricola-deve-cair-apos-nove-anos>. Acesso em: 21 abr. 2026.

BRASIL MINERAL. Revista Brasil Mineral, n. 430. São Paulo, 2021. Disponível em: <https://www.brasilmineral.com.br/revista/430/Revista%20Brasil%20Mineral%20-%20430.pdf>. Acesso em: 7 abr. 2026.

BRASIL. Agência Nacional de Transportes Terrestres. Corredor Ferroviário Leste-Oeste. Gov.br, Brasília, DF, 22 jun. 2022. Atualizado em: 10 set. 2025. Disponível em: <https://www.gov.br/antt/pt-br/assuntos/ferrovias/novos-projetos-ferroviarios/corredor%20leste-oeste>. Acesso em: 17 abr. 2026.

BRASIL. Lei n.º 14.993, de 8 de outubro de 2024. Dispõe sobre o combustível sustentável de aviação (SAF), o diesel verde e dá outras providências (Lei do Combustível do Futuro). Diário Oficial da União, Brasília, 9 out. 2024.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Política Nacional de Produção e Uso do Biodiesel (PNPB). Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/biodiesel/pnpb>>. Acesso em 05 jan.2026.

BRASIL. Ministério do Meio Ambiente e Mudança do Clima. Inventário nacional de emissões atmosféricas por veículos automotores rodoviários. Brasília: MMA, 2025. Disponível em: <https://www.gov.br/mma/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/qualidade-ambiental-e-meio-ambiente-urbano>

CBIE, A. (2025). PANORAMA DO BIOMETANO EM GOIÁS.

CBIE ADVISORY. Potencial de Produção de SAF no Estado de Goiás. Centro Brasileiro de Infraestrutura, no âmbito do PEEG 2030. Goiânia, 2026.

CAMPOS, C. E. E. et al. Determinantes do preço do querosene de aviação no Brasil. Confederação Nacional do Transporte (CNT), 2025. Área 9 — Economia Industrial e da Tecnologia.

CARDOSO, B. F., SHIKIDA, P. F. A., & FINCO, A. (2017). Development of Brazilian Biodiesel Sector from the Perspective of Stakeholders. *Energies*, 10(3), 399. <https://doi.org/10.3390/en10030399>.

CÉSAR, A. da S, CONEJERO, M. A., RIBEIRO, E. C. B., BATALHA, M. O. Competitiveness analysis of “social soybeans” in biodiesel production in Brazil. *Renewable Energy*, v. 133, April 2019. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.08.108>.

CETEM – Centro de Tecnologia Mineral. O ciclo das commodities minerais no início do século XXI. Rio de Janeiro: CETEM, 2017. Disponível em: <https://www.cetem.gov.br/antigo/images/periodicos/2017/CAN0006-00-17.pdf>. Acesso em: 21 abr. 2026.

Centro de Estudos Avançados em Economia Aplicada (CEPEA) e Associação Brasileira das Indústrias de Óleos Vegetais (ABIOVE). Cadeia da soja e do biodiesel: PIB, empregos e comércio exterior – 2º trimestre de 2024. 2024. Disponível em: <

<https://www.cepea.org.br/upload/kceditor/files/Relatório%20-%20Cadeia%20da%20Soja%20e%20biodiesel%20-%20T2024.pdf>>.

Chernicharo, C. A. de L. (2007). Anaerobic Reactors. In Department of Sanitary and Environmental Engineering - Federal University of Minas Gerais (UFMG) (Ed.), Department of Sanitary and Environmental Engineering - Federal University of Minas Gerais, Brazil (4th ed., Vol. 4). IWA Publishing. <https://doi.org/10.2166/9781780402116>

CHIRESHE, F. et al. Techno-economic assessment of sustainable aviation fuel production via Fischer-Tropsch and alcohol-to-jet in South Africa. *Bioresource Technology*, 2025.

CHOWDHURY, PRANGON, et al. Biomass to biofuel: Impacts and mitigation of environmental, health, and socioeconomic challenges. *Energy Conversion and Management: X*, 2025, 25: 100889.

CIBiogas - CENTRO INTERNACIONAL DE ENERGIAS RENOVÁVEIS. **Panorama de tecnologias aplicadas no agronegócio de biogás e biometano**. Brasília: MCTI, 2019.

CMOC BRASIL. Relatório de Sustentabilidade CMOC Brasil 2024. Catalão, 2025. Disponível em: https://sustentabilidade.cmocbrasil.com/wp-content/uploads/2025/09/Relatorio_de_Sustentabilidade_CMOC_2024-v4-1.pdf. Acesso em: 7 abr. 2026.

CMOC Group Annual Report:

<https://www1.hkexnews.hk/listedco/listconews/sehk/2025/0424/2025042400242.pdf>. Acesso em 7 abr. 2026

CONAB - COMPANHIA NACIONAL DE ABASTECIMENTO. Acompanhamento da safra brasileira de cana-de-açúcar, Brasília, DF, v. 13, n. 1 abril 2025.

CONFAZ. Convênio ICMS 188/2017. Autoriza redução de base de cálculo do ICMS sobre querosene de aviação nas regiões Centro-Oeste, Nordeste e Sul. Conselho Nacional de Política Fazendária, 2017.

COLVERO, D. A. et al. Análise econômica da produção de biodiesel em Goiás. *Revista de Gestão Social e Ambiental*, v. 19, n. 7, p. 1-37, 2025. DOI: <https://doi.org/10.24857/rgsa.v19n7-093>.

COLVERO, D. A. et al. Avaliação do Potencial de Produção de SAF em Goiás. In: *Caderno de Estudos*, 2.^a ed. Governo de Goiás, novembro de 2025, cap. 6, pp. 39-54.

CORDEIRO, L. C. A.; BARBOSA, M. S. C.; DINIZ, C. G. B. Q.; GUERRA, W. J. Recuperação, remasterização e vetorização de informações geológico-geofísicas. In: INTERNATIONAL CONGRESS OF THE BRAZILIAN GEOPHYSICAL SOCIETY, 13., 2013, Rio de Janeiro. Sociedade Brasileira de Geofísica, 2013. Disponível em: https://sbgf.org.br/mysbgf/eventos/expanded_abstracts/13th_CISBGf/Recupera%C3%A7%C3%A3o,%20remasteriza%C3%A7%C3%A3o%20e%20vetoriza%C3%A7%C3%A3o%20de%20informa%C3%A7%C3%B5es%20geol%C3%B3gico-geof%C3%ADsicas.pdf. Acesso em: 17 abr. 2026.

COSTA, Vanessa C. C. da; MORAES, Renato A. V.; KOPPE, João C. Aerogamaespectrometria e suas aplicações no mapeamento geológico. *Terra e Didática*, Campinas, v. 10, n. 1, p. 96-112, 2014. Disponível em: <https://periodicos.sbu.unicamp.br/ojs/index.php/td/article/view/8637386>. Acesso em: 21 abr. 2026.

CRA — Charles River Associates. Cost-benefit analysis of alcohol-to-jet sustainable aviation fuel. Preparado para Gevo Inc. Boston: Charles River Associates, julho de 2024.

CUI, Q.; CHEN, B. Cost-benefit analysis of sustainable aviation fuel adoption for South American airlines. *Journal of Cleaner Production*, 2024.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Cenários de oferta de etanol e demanda do ciclo Otto: 2026-2035**. Rio de Janeiro: EPE, 2025. (Nota Técnica). Disponível em: <https://www.epe.gov.br>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Caderno: minerais críticos e estratégicos para a transição energética. Rio de Janeiro: EPE, 2025. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-877/Caderno_Minerais_Final.pdf. Acesso em: 21 abr. 2026.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Balanço Energético Nacional 2024. Rio de Janeiro: EPE, 2024. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2024>

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte (PIG). Apresentação realizada no IEA Brazil Gas Workshop: Towards modern transmission and distribution services in Brazil. Brasília: EPE, 2019. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/arquivos/s3-3-jose-mauro-ferreira.pdf>

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis – Ano 2021. Nota TÉCNICA EPE/DPG/SDB/2021/03. Julho de 2021.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis – Ano 2024. Nota Técnica EPE/DPG/SDB/2024/06. Agosto de 2025.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Mandatos de Mistura de Biocombustíveis no Mundo, 2025b. Disponível em: < https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/FS-EPE-DPG-SDB-2025-01-MANDATOS_PT%20-%20fact%20sheet.pdf >. Acesso em 23 dez. 2025.

EPE. Combustíveis Sustentáveis de Aviação no Brasil: Perspectivas Futuras. Cadernos SAF, Gráficos G1-G4. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética, 2024. Disponível em: [epe.gov.br](https://www.epe.gov.br). Acesso em: 7 mar. 2026.

EPE. SAF e Diesel Verde: Sinergias na Produção. Nota Técnica EPE-DPG-SDB-2025-17. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética, 2025. Disponível em: [epe.gov.br](https://www.epe.gov.br). Acesso em: 7 mar. 2026.

EXAME. Sebo bovino e banha de porco: JBS aposta em fornecer resíduos para fabricação de SAF. Exame Agro, 23 jul. 2024.

FIESP. (2025). O BIOMETANO EM SÃO PAULO: POTENCIAL E MEDIDAS PARA ALAVANCAR A PRODUÇÃO.

FIRJAN. Panorama dos Combustíveis Sustentáveis de Aviação (SAF). Nota Técnica, julho de 2025. Disponível em: firjan.com.br/noticias/nota-tecnica-saf-2025.htm.

Formann, S., Hahn, A., Janke, L., Stinner, W., Sträuber, H., Logroño, W., & Nikolausz, M. (2020). Beyond Sugar and Ethanol Production: Value Generation Opportunities Through Sugarcane Residues. *Frontiers in Energy Research*, 8. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2020.579577>

GOIÁS. Decreto n.º 10.673, de 2025. Concede isenção de ICMS na aquisição de bens de capital para implantação de biorrefinarias de SAF. Governo do Estado de Goiás, 2025.

GOIÁS. Lei n.º 20.787, de 2019. Institui o Programa ProGoiás de incentivo à industrialização. Assembleia Legislativa do Estado de Goiás, 2019.

GOIÁS. Lei n.º 22.666, de 2024. Institui a Política Estadual de Combustíveis. Assembleia Legislativa do Estado de Goiás, 2024.

GOIÁS. Lei n.º 23.434, de 21 de maio de 2025. Institui o Programa Goiás Mais Energia Rural. Assembleia Legislativa do Estado de Goiás, 2025. Disponível em: legisla.casacivil.go.gov.br.

GOIÁS. Lei n.º 23.644, de 2025. Dispõe sobre a fiscalização da qualidade de combustíveis no Estado de Goiás. Assembleia Legislativa do Estado de Goiás, 2025.

GOIÁS. Secretaria de Indústria, Comércio e Serviços. Potencial de crescimento da mineração em Goiás será apresentado durante Ficomex 2024. Goiânia, 18 maio 2025. Disponível em: <https://goias.gov.br/industriaecomercio/potencial-de-crescimento-da-mineracao-em-goias-sera-apresentado-durante-ficomex-2024/>. Acesso em: 21 abr. 2026.

GOVERNO DE GOIÁS. Goiás fecha 2024 com recordes no agronegócio e consolida posição de destaque nacional e internacional. Goiânia, 12 jan. 2025. Disponível em: <https://goias.gov.br/agricultura/goias-fecha-2024-com-recordes-no-agronegocio-e-consolida-posicao-de-destaque-nacional-e-internacional/>. Acesso em: 7 abr. 2026.

GOVERNO DE GOIÁS. Goiás pode se consolidar como produtor de minerais para a transição energética. Goiânia, 2 jul. 2023. Disponível em: <https://perm.go.gov.br/n/174166-goias-pode-se-consolidar-como-produtor-de-minerais-para-a-transicao-energetica>. Acesso em: 7 abr. 2026.

GOVERNO DE GOIÁS. Secretaria de Indústria, Comércio e Serviços. Potencial de crescimento da mineração em Goiás será apresentado durante Ficomex 2024. Goiânia, 16 jul. 2024. Disponível em: <https://goias.gov.br/industriaecomercio/potencial-de-crescimento-da-mineracao-em-goias-sera-apresentado-durante-ficomex-2024/>. Acesso em: 7 abr. 2026.

GRUPO PORTO SECO CENTRO-OESTE. Portal do Grupo Porto Seco Centro-Oeste. Anápolis, GO, 2020. Disponível em: <https://portal.portoseco.com.br/>. Acesso em: 17 abr. 2026.

HAGOS, Kiros et al. Anaerobic co-digestion process for biogas production: Progress, challenges and perspectives. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 76, p. 1485-1496, 2017. DOI: 10.1016/j.rser.2016.11.184.

Hmaissia, A., Hernández, E. M., Boivin, S., & Vaneeckhaute, C. (2025). Start-Up Strategies for Thermophilic Semi-Continuous Anaerobic Digesters: Assessing the Impact of Inoculum Source and Feed Variability on Efficient Waste-to-Energy Conversion. *Sustainability (Switzerland)*, 17(11). <https://doi.org/10.3390/su17115020>.

HECK, C. R., & CARRARA, A. F. (2023). Produção de biodiesel e matérias primas da agricultura familiar no Centro-Oeste. *Revista Brasileira De Desenvolvimento Regional*, 10(2), 57–84. <https://doi.org/10.7867/2317-5443.2022v10n2p57-84>.

IATA. SAF: Feedstocks, Technologies, Production Potential, and Policies. Global Feedstock Assessment for SAF Production Outlook to 2050. International Air Transport Association, 2025.

IBGE. Pesquisa da Pecuária Municipal – PPM: Tabela 94 – Efetivo dos rebanhos, por tipo de rebanho. Sistema IBGE de Recuperação Automática – SIDRA. Rio de Janeiro, [s.d.]. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. Disponível em: <https://sidra.ibge.gov.br/tabela/94>. Acesso em: mar. 2026.

IBGE. Pesquisa Trimestral de Abate de Animais, Tabela 1093: Abate de bovinos por Unidade da Federação. Sistema IBGE de Recuperação Automática (SIDRA). Disponível em: sidra.ibge.gov.br/tabela/1093. Acesso em: 12 mar. 2026.

INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO, GÁS E BIOCOMBUSTÍVEIS (IBP); ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DOWNSTREAM (ABD). Análise da influência dos combustíveis de aviação no preço das passagens aéreas. Apresentação ao Subgrupo de Trabalho nº 02 (Combustíveis de Aviação) do Grupo de Trabalho da Resolução CNPE nº 10/2024. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 25 mar. 2025. 37 slides. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/qt-rcnpe-10-2024/subgrupos/subgt02/2025-03-25-ibp-apresentacao-qav-com-a-linha-do-tempo.pdf>. Acesso em: abril de 2026.

ICAO. Implementation Plan for CORSIA. International Civil Aviation Organization, Montreal, 2023. Disponível em: icao.int/environmental-protection/CORSIA. Acesso em: mar. 2026.

INTERNATIONAL CIVIL AVIATION ORGANIZATION (ICAO). CORSIA Default Life Cycle Emissions Values for CORSIA Eligible Fuels. 8. ed. Montreal: ICAO, nov. 2025. 28 p. Disponível em: <https://www.icao.int/sites/default/files/environmental-protection/CORSIA/Documents/CORSIA%20Eligible%20Fuels/ICAO-document-06-Default-Life-Cycle-Emissions-November-2025.pdf>. Acesso em: maio de 2026.

IEA BIOENERGY. Assessment of successes and lessons learned for biofuels deployment. Report Work package 2 | Meta-analysis of existing studies. June 2023. Disponível em: <https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2023/11/WP2-Report_13Nov2023.pdf>.

IEA BIOENERGY. Progress in Commercialization of Biojet/Sustainable Aviation Fuels (SAF): Technologies, Policies, Commercialization, and Market Outlook. International Energy Agency, maio de 2021. Disponível em: task39.ieabioenergy.com.

IFC. Project 51497: Acelen Renewables Biofuels — Environmental and Social Review Summary (ESRS). International Finance Corporation, World Bank Group, 2025. Disponível em: disclosures.ifc.org. Acesso em: abr. 2026.

INFRAMERICA. Aeroporto Internacional de Brasília: dados operacionais. Inframerica Concessionária do Aeroporto de Brasília S.A., 2025. Disponível em: bsb.aero. Acesso em: mar. 2026.

INPASA AGROINDUSTRIAL. Inpasa anuncia construção de nova biorrefinaria em Rio Verde (GO). Sala de Imprensa, 30 out. 2025. Disponível em: <https://www.inpasa.com.br/sala-de-imprensa/>.

INSTITUTO BRASILEIRO DE FLORESTAS (IBF). Compensação de CO₂ com plantio de florestas. Curitiba: IBF, s.d. Disponível em: <https://www.ibflorestas.org.br/conteudo/compensacao-de-co2>

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). World Energy Outlook 2024. Paris: IEA, 2024. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024>

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA); INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA); UNITED NATIONS STATISTICS DIVISION; WORLD BANK; WORLD HEALTH ORGANIZATION. Tracking SDG 7. Washington: ESMAP, 2026. Disponível em: <https://trackingsdg7.esmap.org/>

IPCC. 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Vol. 2: Energy, Cap. 3: Mobile Combustion. Intergovernmental Panel on Climate Change, 2006.

ISCC. Certificate Database. International Sustainability and Carbon Certification, 2025. Disponível em: iscc-system.org. Acesso em: abr. 2026.

ISMAEL, M. A. et al. Sustainable Aviation Fuel: Operational Challenges, Techno-Economics, and Life Cycle Analysis. *Energy and Fuels*, v. 39, 2025.

JESWANI HK, CHILVERS A, AZAPAGIC A. Environmental sustainability of biofuels: a review. *Proc Math Phys Eng Sci*. 2020 Nov;476(2243):20200351. doi: 10.1098/rspa.2020.0351. Epub 2020 Nov 25. PMID: 33363439; PMCID: PMC7735313.

KARAM, D., BORGHI, E., SILVA, J. R, de O., GONÇALO, T. P. FREITAS, T. da G. R. Cultivo intercalar antecipado de milho segunda safra nas entrelinhas da soja para condições de solos com fertilidade construída na região sudoeste do estado de Goiás. Embrapa Milho e Sorgo, 2023. Disponível em: <https://www.alice.cnptia.embrapa.br/alice/bitstream/doc/1163706/1/Cultivo-intercalar-antecipado-de-milho-de-segunda-safra.pdf>.

KARKI, Renisha et al. Anaerobic co-digestion: Current status and perspectives. **Bioresource Technology**, v. 330, p. 125001, 2021. DOI: 10.1016/j.biortech.2021.125001.

Kiani, M. K. D., Parsaee, M., Safieddin Ardebili, S. M., Reyes, I. P., Fuess, L. T., & Karimi, K. (2022). Different bioreactor configurations for biogas production from sugarcane vinasse: A comprehensive review. *Biomass and Bioenergy*, 161. <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2022.106446>

KUBIACK, M. L. O ciclo de preços das commodities e a sua influência no investimento privado brasileiro no período 2003-2022. 2023. 132 f. Dissertação (Mestrado em Economia) – Universidade do Vale do Rio dos Sinos, São Leopoldo, 2023. Disponível em: <https://repositorio.jesuita.org.br/handle/UNISINOS/12615>. Acesso em: 31 mar. 2026.

LOCKS, A. M, et al. O futuro da agricultura brasileira: 10 visões. Embrapa, Brasília – DF, 2023. Disponível em: < <https://www.alice.cnptia.embrapa.br/alice/bitstream/doc/1153216/1/FUTURO-AGRICULTURA-BRASILEIRA.pdf>>.

Lohani, S. P., & Havukainen, J. (2018). Anaerobic Digestion: Factors Affecting Anaerobic Digestion Process. In Springer (Ed.), *Waste Bioremediation* (pp. 343–359). https://doi.org/https://doi.org/10.1007/978-981-10-7413-4_18

LUDIN MINING. Management's Discussion and Analysis. Dezembro de 2025 e Dezembro de 2024. <https://pt.lundinmining.com/investidores/relat%C3%B3rios-financeiros/>. Último acesso em 20 de março.02026

MACEDO, A. A., BAPTISTA, J. A. de A. O trade-off dos modais de transporte no Brasil: Desafios e soluções. *Revista do Encontro de Gestão e Tecnologia (ENGETEC)*, v.1, n.06, Jul. 2024. Disponível em: < https://revista.fateczl.edu.br/index.php/engetec_revista/article/view/167>.

MACIEL, F. G. A ausência de um plano nacional logístico ferroviário e seus efeitos: Uma análise comparativa com o plano nacional de logística portuária. Trabalho de Conclusão do Curso de Graduação em Engenharia Civil do Centro Tecnológico da Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 2024. Disponível em: < https://repositorio.ufsc.br/bitstream/handle/123456789/255929/TCC_Felipe_Guerreiro_Maciel.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.

MAGALHÃES, et al. Desenvolvimento do milho de segunda safra: fatores genético-fisiológicos, plataforma de conhecimento e práticas de manejo de cultivo e uso, visando sustentabilidade de produção e produtividade no binômio soja/milho. Embrapa Milho e Sorgo, Sete Lagoas, MG, 2020.

Disponível em:

<https://www.infoteca.cnptia.embrapa.br/infoteca/bitstream/doc/1128757/1/Documentos-258.pdf>

MAINTINGUER, S. I., ANTONIOSI, L., RIBEIRO, M. L., FERRANTE, V. L. S. B. Cenários das políticas adotadas do programa nacional de produção de biodiesel no Brasil. *Revista Tecnologia e Sociedade*, v.18, n.51, 2022.

MARANGONI, Yára Regina. O campo magnético: conceitos e aplicações em geofísica. São Paulo: Instituto de Astronomia, Geofísica e Ciências Atmosféricas, Universidade de São Paulo, 2013
2016. Apostila da disciplina AGG0624 – Magnetometria aplicada à prospecção de bens minerais e estudos crustais. Disponível em: https://www.iag.usp.br/~eder/mag/Apostila_mag_2016.pdf. Acesso em: 21 abr. 2026.

Meegoda, J. N., Li, B., Patel, K., & Wang, L. B. (2018). A review of the processes, parameters, and optimization of anaerobic digestion. *International Journal of Environmental Research and Public Health*, 15(10). <https://doi.org/10.3390/ijerph15102224>

MELO, P. V. A. Estudo da produção de soja, no estado de Goiás e no município de Rio Verde no período de 2012 a 2022. Trabalho de conclusão de curso – Instituto Federal Goiano, Campus Rio Verde, 2023.

MILANEZ, A. Y., MAIA, G. B. D. S., GUIMARÃES, D. D., & FERREIRA, C. L. A. Biodiesel e diesel verde no Brasil: panorama recente e perspectivas. *BNDES Set.*, Rio de Janeiro, v.28, n.56, p. 41-71, set.2022.

MINÉRIOS & MINERALES. Como a CMOC otimizou a flotação de silicatos e reduziu perdas de Nb₂O₅ na BVFR. 04 dez. 2025. Disponível em: <https://revistamineros.com.br/cmoc-otimizacao-flotacao-silicatos-bvfr/>. Acesso em: 21 abr. 2026.

MINISTÉRIO DOS TRANSPORTES (Brasil). Pacote de obras na BR-040/GO/MG inclui intervenções em 1.000 pontos da rodovia e irá beneficiar mais de 4,2 milhões de pessoas. Gov.br – Ministério dos Transportes, Brasília, DF, 9 mar. 2025. Disponível em: (mesmo link). Acesso em: 17 abr. 2026.

MME. Portaria n.º 879, de 13 de novembro de 2025. Consulta pública sobre o decreto regulamentador do ProBioQAV. Ministério de Minas e Energia, 2025. Disponível em: legisweb.com.br/legislacao/?id=486400.

MOREIRA, M. L. O.; MORETON, L. C.; ARAÚJO, V. A.; LACERDA FILHO, J. V.; COSTA, H. F. (org.). *Geologia do estado de Goiás e Distrito Federal: texto explicativo do mapa geológico do estado de Goiás e Distrito Federal*. Goiânia: CPRM; SIC - FUNMINERAL, 2008. Escala 1:500.000. Programa Geologia do Brasil (PGB); Programa Geologia e Mineração do Estado de Goiás.

MORAIS, Marcia Azanha Ferraz Dias de e BACCHI, Mirian Rumenos Piedade e CALDERELLI, Carlos Eduardo. Accelerated growth of the sugarcane, sugar, and ethanol sectors in Brazil (2000–2008): effects on municipal gross domestic product per capita in the south-central region. *Biomass & Bioenergy*, v. 91, p. 116–125, 2016

MORAIS, M. A. F. D. ; RODRIGUES, L. ; KAPLAN, S. . The sugarcane industry and the use of fuel ethanol in Brazil: history, challenges, and opportunities. In: Khanna, M.; Zilberman, D.. (Org.). *Handbook of Bioenergy Economics and Policy: volume II*. 1ed.New York: Springer, 2017, v. II, p. 39-63.

MOTIVA AEROPORTOS. Aeroporto de Goiânia (SBGO): dados operacionais e capacidade. Motiva Aeroportos S.A., 2024. Disponível em: motivaaeroportoos.com.br. Acesso em: mar. 2026.

MTE - Ministério do Trabalho e Emprego. Relação Anual de Informações Sociais (RAIS). Brasília, Distrito Federal. Disponível em: <https://www.gov.br/trabalho-e-emprego/pt-br/assuntos/estatisticas-trabalho/rais>. Acesso em: 16 mar. 2026.

NG, K. S.; FAROOQ, D.; YANG, A. Global biorenewable development strategies for sustainable aviation fuel production. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 150, 111502, 2021. DOI: 10.1016/j.rser.2021.111502

NOVO PAC. Aeroporto de Goiânia — investimento de R\$ 65 milhões em infraestrutura. Programa de Aceleração do Crescimento, Governo Federal, out. 2024. Disponível em: gov.br/novopac. Acesso em: mar. 2026.

OCDE. Air emissions accounts — Greenhouse gas emissions inventories: Brazil. OECD Environment Statistics, 2024. Disponível em: stats.oecd.org. Acesso em: mar. 2026.

OLIVEIRA, C. S.; SILVA, G. F.; SOUZA, E. M. A.; RESENDE, S. I. M.; DINIZ, H. A. G. Volatilidade dos preços das commodities minerais: minério de ferro. *Revista Uniaraguaia (Online)*, Goiânia, v. 20, n. 1, jan./abr. 2025.

PALTSEV, S. et al. Sustainable Decarbonization of Aviation in Latin America. MIT Center for Sustainability Science and Strategy, Special Report. Cambridge, 2024.

PAM – Pesquisa Agrícola Municipal. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), 2025. Disponível em: <https://sidra.ibge.gov.br/tabela/1612>. Acesso em: 12 mar. 2026.

PINHEIRO FILHO, I. S. Análise das Inovações e Desafios na Produção de Biodiesel no Brasil. Trabalho de Conclusão de Mestrado apresentado ao Programa de PósGraduação em Agroenergia Digital. Fundação Universidade Federal do Tocantins. Palmas, 2024.

PINTO, Heverton Eustaquio. Adoção de tecnologias de diagnóstico do solo em agricultura de precisão por produtores de soja em Goiás e Distrito Federal. 2017. 74f. Dissertação (Mestrado em Agronegócio) – Universidade Federal de Goiás, 2017.

Prasanna Kumar, D. J., Mishra, R. K., Chinnam, S., Binnal, P., & Dwivedi, N. (2024). A comprehensive study on anaerobic digestion of organic solid waste: A review on configurations, operating parameters, techno-economic analysis and current trends. *Biotechnology Notes*, 5, 33–49. <https://doi.org/10.1016/j.biotno.2024.02.001>

PROBIOGÁS. (2015). Tecnologias de digestão anaeróbia com relevância para o Brasil: substratos, digestores e uso de biogás (Projeto Brasil-Alemanha de Fomento ao Aproveitamento Energético de Biogás no Brasil, Secretaria Nacional de Saneamento Ambiental do Ministério das Cidades (Brasil), & Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit GmbH (GIZ), Eds.). Brasil. Secretaria Nacional de Saneamento Ambiental.

PRUSSI, M. et al. CORSIA: The first internationally adopted approach to calculate life-cycle GHG emissions for aviation fuels. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 150, art. 111398, 2021. DOI: 10.1016/j.rser.2021.111398.

RAMOS, Nilza Patrícia; PIGHINELLI, Anna Letícia M.; FOLEGATTI, Marília I. da Silveira. Intensidade de carbono do óleo de girassol para uso na Renovacalc. 23ª Reunião Nacional de Pesquisa do Girassol. 11º Simpósio Nacional sobre a Cultura do Girassol. 20 e 21 de outubro de 2020.

RAMUNNO, Franco Alves Lavacchini. Processos HPAL e RKEF para produção de níquel. Ouro Preto: Universidade Federal de Ouro Preto, [s.d.]. Material didático. Disponível em:

https://professor.ufop.br/sites/default/files/victor/files/processos_hpal_e_rkef.pdf. Acesso em: 21 abr. 2026.

REVISTA MINÉRIOS & MINERALES. CMOC atinge +3,93% de recuperação metalúrgica na planta de nióbio Boa Vista. Revista Minérios & Minerales, São Paulo, 25 jun. 2024. Disponível em: <https://revistamineros.com.br/cmoc-atinge-393-de-recuperacao-metalurgicana-planta-de-niobio-boavista/>. Acesso em: 7 abr. 2026.

REVISTA MINÉRIOS & MINERALES. Mina Chapada (GO). São Paulo, 2023. Disponível em: <https://revistamineros.com.br/mina-chapada-goias/>. Acesso em: 7 abr. 2026.

RIO DE JANEIRO (Cidade). DATA.RIO. Emissões de gases de efeito estufa (GEE) da Cidade do Rio de Janeiro em t CO₂e: 2012–2023. Rio de Janeiro: Prefeitura da Cidade do Rio de Janeiro, 2025. Disponível em: <https://www.data.rio/documents/d242a8866bb64769a00958e925f43350/about>

ROCCO, R.; HENKES, J. Biocombustíveis Sustentáveis para a Aviação no Brasil. Revista de Gestão Ambiental e Sustentabilidade, v. 9, 2020.

RODRIGUES, L.; BACCHI, M.R.P. Analyzing light fuel demand elasticities in Brazil using cointegration techniques. Energy Economics, v. 63, p. 322-331, 2017

RODRIGUES, L.; BACCHI, M.R.P. Light fuel demand and public policies in Brazil, 2003-2013. Applied Economics (Online), v. 48, p. 5300-5313, 2016

SANTANA, B. da S. F., AMARAL, F. G., CRUZ, C. B. M. Spatial analysis of soybean and sugarcane monocultures in the Goiás landscape. Anuário do Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2022. DOI: https://doi.org/10.11137/1982-3908_45_44825.

SEAPA - Secretaria de Estado de Agricultura, Pecuária e Abastecimento. Destaque do mês – Agro em Dados / junho 2025 (girassol). Goiânia, 2025. Disponível em: <https://goias.gov.br/agricultura/destaque-do-mes-agro-em-dados-junho-2025-girassol/>. Acesso em: 14 mar. 2026a.

SEAPA – Secretaria de Estado de Agricultura, Pecuária e Abastecimento. Goiás se consolida como líder na produção de Girassol. SEAPA GO, Junho de 2025. Disponível em: <https://goias.gov.br/casacivil/goias-se-consolida-como-lider-na-producao-de-girassol/>. Acesso em mar.2026b.

SECRETARIA DE COMUNICAÇÃO SOCIAL (SCS). Produção de biocombustíveis cresce no Brasil e alcança recorde histórico. Brasil, 2024. Disponível em:<<https://www.gov.br/secom/pt-br/acompanhe-a-secom/noticias/2024/07/producao-de-biocombustiveis-cresce-no-brasil-e-alcanca-recorde-historico>>. Acesso em 13 de maio de 2026.

SEEG. Sistema de Estimativas de Emissões e Remoções de Gases de Efeito Estufa, 2024. Observatório do Clima. Disponível em: seeg.eco.br. Acesso em: mar. 2026.

SEMAP. Lixões em Goiás: chega a 125 número de municípios que fazem disposição correta de resíduos. Goiás: Secretaria de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável, 2025. Disponível em: <https://goias.gov.br/meioambiente/lixoes-em-goias-chega-a-125-numero-que-municipios-que-fazem-disposicao-correta-de-residuos/>

SEPLAN - GO. Disponível em:< <http://www.segplan.go.gov.br/>> Acesso em: 05 de julho de 2012.

SHELL. Shell LNG Outlook 2025. The Hague: Shell, 2025. Disponível em: https://www.shell.com/what-we-do/oil-and-natural-gas/liquefied-natural-gas-lng/lng-outlook-2025/jcr_content/root/main/section_125126292_co/promo_copy_copy_copy/links/item0.stream/1740577530786/97f8aacf1e8b27cd8dd32f6070d6463f60c411/lng-outlook-2025-full-report.pdf

SIFAEG. Safra Sucroenergética de Goiás 2024/25. Sindicato da Indústria de Fabricação de Etanol do Estado de Goiás, 2025.

SILVA, A. F., FIGUEIREDO, A. M. R., TEIXEIRA, A. M., CUNHA, C. A. Análise da logística de distribuição para as cadeias agroindustriais de Goiás: Soja e milho. Projeto: Estratégias para o desenvolvimento de agroindústrias em Goiás. Universidade Federal de Goiás, Goiânia, novembro de 2022. Disponível em: < <https://observatoriofieg.com.br/wp-content/uploads/2023/09/observatoriofieg.com.br-soja-e-milho-logistica.pdf>>.

SILVA, Jesiel Souza. A tecnificação do campo nos municípios goianos do agronegócio. Research, Society and Development, v. 10, n.13, 2021.

SILVA, M. A. E., BARBOSA, M. N., TILLMANN, E. A. O aprimoramento do modal ferroviário e seus efeitos econômicos e ambientais: Uma análise com o modelo de equilíbrio geral PAEG-TLOG. XXVI Encontro de Economia da Região Sul (ANPEC-SUL), 2023. Disponível em: < https://www.anpec.org.br/sul/2023/submissao/files_/i3-cda71954b66a3aeca1407e1239a78e29.pdf>.

SOUZA, Y.M. de; **RORIGUES, L.**; FURLAN, D.A. Análise espacial da demanda por diesel nos estados brasileiros. Revista de Economia e Agronegócio, v. 19, p. 1-26, 2021.

SOUSA, E. L. ; **RODRIGUES, L.** . The energy cane revolution in Brazil: delivering food, bioenergy, and biomaterials. In: JANK, M.S.; GUO, P; MIRANDA, S.H.G.de. (Org.). China-Brazil, partnership on agriculture and food security. 1ed.Piracicaba: ESALQ-USP, 2020, v. , p. 216-243

SOUZA, L. M. de. O mercado brasileiro de bioquerosene de aviação: mapeamento multicritério para seleção de oleaginosas para o processo HEFA. 2019. 208 f. Tese (Doutorado em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos) — Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2019.

SUHARA, A., KARYADI, HERAWAN, S. G., TIRTA, A., IDRIS, M., ROSLAN, M. F., PUTRA, N. R., HANANTO, A. L., & VEZA, I. (2024). Biodiesel Sustainability: Review of Progress and Challenges of Biodiesel as Sustainable Biofuel. Clean Technologies, 6(3), 886-906. <https://doi.org/10.3390/cleantechnol6030045>.

TCU. Acórdão de repactuação da concessão do Aeroporto de Brasília. Tribunal de Contas da União, 2024. Disponível em: portal.tcu.gov.br. Acesso em: mar. 2026.

TSAI, D. S., BARCELOS E SILVA, F., BETIM, F., SOUSA, H., GRACES, H. Biocombustíveis no Brasil: Alinhando transição energética e uso da terra para um país carbono negativo. Instituto de Energia e Meio Ambiente (IEMA). Outubro de 2025. Disponível em:< https://energiaeambiente.org.br/wp-content/uploads/2025/11/IEMA_relatorio-biocombustiveis-2025.pdf>.

UDDIN, M. M. et al. Sustainable aviation fuel from ethanol: Techno-economic analysis and life cycle analysis. Applied Energy, v. 398, 126373, 2025. DOI: 10.1016/j.apenergy.2025.126373.

UNIÃO EUROPEIA. Regulamento (UE) 2023/2405 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 18 de outubro de 2023, relativo à garantia de condições equitativas para um transporte aéreo sustentável (ReFuelEU Aviation). Jornal Oficial da UE, 2023.

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO. Instituto de Geociências. Seção de Materiais Didáticos. Dolomita. São Paulo, 2020. Disponível em: <https://didatico.igc.usp.br/minerais/carbonatos/dolomita/>. Acesso em: 7 abr. 2026.

VARÃO, L. H. R.; SILVA, T. A. L.; ZAMORA, H. D. Z.; PASQUINI, D. Vantagens e limitações do sebo bovino enquanto matéria-prima para a indústria brasileira de biodiesel. HOLOS, v. 7, p. 39–54, 2017. DOI: 10.15628/holos.2017.5010.

YADAV, F. A., FAROOQ, G. M., FUJIMORI, S. H. Climate change and food production; A case study of soybean production in Brazil. African Journal of Emerging Issues, V. 5, n. 14, 2023.

WATSON, M. J. et al. Sustainable aviation fuel technologies, costs, emissions, policies, and markets: A critical review. Journal of Cleaner Production, v. 449, 141472, 2024.

Ziero, H. D. D., Ampese, L. C., Buller, L. S., Costa, J. M., Berni, M., & Forster-Carneiro, T. (2023). Corn ethanol production with thin stillage anaerobic digestion for bioenergy recovery: A technical and economic evaluation. Industrial Crops and Products, 206. <https://doi.org/10.1016/j.indcrop.2023.117618>

ⁱ <https://agfeed.com.br/negocios/exclusivo-cargill-bioenergia-construira-nova-usina-de-etanol-de-milho-em-goias/>

ⁱⁱ <https://www.inpasa.com.br/sala-de-imprensa/inpasa-anuncia-construcao-de-nova-biorrefinaria-em-rio-verde-go/1052248>

ⁱⁱⁱ <https://www.comprerural.com/goias-autoriza-planalto-bioenergia-a-investir-r-18-bilhao-e-construir-usina-de-etanol-de-milho/>

^{iv} <https://goias.gov.br/industriaecomercio/em-jatai-caiado-e-raizen-anunciam-nova-usina-com-investimento-de-r-12-bilhao/>

^v <https://agfeed.com.br/negocios/com-investimento-de-r-11-bilhao-sao-martinho-vai-ampliar-usina-de-etanol-de-milho/>

^{vi} <https://agfeed.com.br/negocios/exclusivo-cooperativa-comigo-planeja-usina-de-biodiesel-e-preve-ultrapassar-r-14-bi-de-receita-no-ano/>

^{vii} <https://agfeed.com.br/negocios/grupo-cereal-investe-para-agregar-valor-de-novo-ao-agro-de-goias-e-atingir-r-8-bi-em-cinco-anos/>

^{viii} PETROBRAS. Gás Liquefeito de Petróleo: combustível que vai muito além da cozinha. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/quem-somos/gas-liquefeito-de-petroleo>>.

^{ix} SINDIGÁS. Sindigás diz que retomar diferenciação de preços do GLP é retrocesso e inibe investimentos. Publicado em 07 de maio de 2025. Disponível em: <<https://www.sindigas.org.br/?p=42149>>.

^x ANP. CNPE determina o fim da prática de preços diferenciados de GLP. Publicado em 29 de agosto de 2019. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/canais_atendimento/imprensa/noticias-comunicados/cnpe-determina-o-fim-da-pratica-de-precos-diferenciados-de-glp>.

^{xi} ANP. Resolução ANP Nº 957, de 5 de outubro de 2023 - DOU DE 09-10-2023 que regulamenta a autorização para o exercício da atividade de distribuição de gás liquefeito de petróleo (GLP). Disponível em: <<https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-957-2023-regulamenta-a-autorizacao-para-o-exercicio-da-atividade-de-distribuicao-de-gas-liquefeito-de-petroleo-glp?origin=instituicao>>.

^{xii} NEOFEED. O Botijão da Discórdia: mudanças de regras colocam setor de gás e ANP em rota de colisão. Publicado em 05 de agosto de 2025. Disponível em: <<https://neofeed.com.br/negocios/o-botijao-da-discordia-mudancas-de-regras-colocam-setor-de-gas-e-anp-em-rota-de-colisao/>>.

^{xiii} EPE. Margem Bruta e Líquida de Distribuição de GLP. Outubro de 2024. NT-EPE-DPG-SDB-2024-04 Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-413/topico-728/NT-EPE-DPG-SDB-2024-04_Margem%20Bruta%20e%20L%C3%ADquida%20de%20Distribui%C3%A7%C3%A3o%20de%20GLP.pdf>.

-
- ^{xiv} ANP. Tancagem do Abastecimento Nacional de Combustíveis. Março, 2026. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-abertos/tancagem-do-abastecimento-nacional-de-combustiveis>>.
- ^{xv} COPA ENERGIA. Projeto Terminal de Tancagem no Porto de Suape. Abril de 2025. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/gt-rcnpe-10-2024/subgrupos/subgt01/publica-apresentacao-tp-mme_vsent.pdf>.
- ^{xvi} EIXOS. Terminal de GLP no Pecém será estratégico: 'importação está concentrada na Petrobras', diz CEO da Supergasbras. Publicado em 23 de setembro de 2025. Disponível em: <<https://eixos.com.br/videos-e-podcasts/ao-vivo/novo-terminal-de-glp-no-pecem-reduz-dependencia-da-petrobras-diz-ceo-da-supergasbras/>>.
- ^{xvii} PODER 360. Armazenar GLP no Nordeste é o maior gargalo do setor, diz executivo. Publicado em 24 de setembro de 2025. Disponível em: <<https://www.poder360.com.br/poder-energia/armazenar-glp-no-nordeste-e-o-maior-gargalo-do-setor-diz-executivo/>>.
- ^{xviii} *Ibid.*
- ^{xix} AGÊNCIA CÂMARA DE NOTÍCIAS. Gás do Povo começa a atender famílias ainda neste mês, informa Ministério do Desenvolvimento Social. Publicado em 12 de novembro de 2025. Disponível em: <<https://www.camara.leg.br/noticias/1222855-gas-do-povo-comeca-a-atender-familias-ainda-neste-mes-informa-ministerio-do-desenvolvimento-social/>>
- ^{xx} EPE. Estudos prospectivos sobre oferta, demanda, investimentos e o abastecimento de GLP no Brasil. Nota Técnica EPE/DPG-DEA/2022/01. Novembro de 2022. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-702/NT-EPE-DPG-DEA-2022-01_GLP%20e%20Outros%20Usos.pdf>.

ANEXO I – Questionários das entrevistas

ROTEIRO DAS PERGUNTAS | *Setor Elétrico*

▣ **Questão 1:** Infraestrutura e Conexão ao SIN

Considerando a posição estratégica de Goiás no Sistema Interligado Nacional (SIN), quais são hoje os principais gargalos de escoamento e acesso à rede de transmissão para novos projetos renováveis no estado?

▣ **Questão 2:** Expansão da Geração Renovável

Na sua opinião, quais fatores têm sido determinantes para a expansão de fontes renováveis – eólica, solar, hídrica - em Goiás, e quais barreiras técnicas ainda limitam seu crescimento mais acelerado?

▣ **Questão 3:** Base agroindustrial

Quais os sistemas de Irrigação utilizados, tecnologias, consumo de energia elétrica e tarifa, para projetos existentes de Eficiência energética?

▣ **Questão 4:** Ambiente Regulatório

O atual arcabouço regulatório estadual e federal oferece previsibilidade suficiente para investimentos em geração renovável e infraestrutura elétrica? Quais ajustes seriam prioritários?

▣ **Questão 5:** Competitividade e atração de investimentos

Quais são as principais vantagens competitivas de Goiás frente a outros estados na atração de projetos renováveis e eletrointensivos, e quais políticas poderiam reforçar esse posicionamento?

▣ **Questão 6:** Prioridades estratégicas para 2030

Na sua avaliação, quais devem ser as prioridades do setor elétrico goiano no médio prazo (ex.: reforço de transmissão, armazenamento, geração distribuída, integração com hidrogênio/biometano, modernização da rede)?

▣ **Questão 7:** Outros

Há alguma pergunta que não tenha sido feita, mas que o/a senhor(a) considere indispensável para o diagnóstico do setor elétrico de Goiás? O/A senhor(a) identifica lacunas de uso de gás em projetos de grande porte e quais são as oportunidades identificadas para uso de biomassa no setor agro?

ROTEIRO DAS PERGUNTAS | *Eixo de Bioenergia*

▣ **Questão 1:** Expansão da Biomassa

Na sua opinião, quais fatores e resíduos agroindustriais têm sido determinantes para a expansão da biomassa em Goiás, e quais barreiras (técnicas, políticas; etc.) limitam seu crescimento mais acelerado?

▣ **Questão 2:** Etanol de milho

Quais são os impactos econômicos, energéticos e ambientais da expansão do etanol de milho e etanol de 2ª geração para a Economia goiana? O/A senhor (a) acredita que a oferta de biomassa e a infraestrutura existente são suficientes para acomodar empresas de etanol de milho e etanol 2G dedicadas no estado?

2.1 Qual o impacto do modelo flex (cana + milho) na competitividade e na utilização da capacidade instalada?

▣ **Questão 3: Infraestrutura**

Em sua avaliação, quais são os principais gargalos na infraestrutura logística para o escoamento dos biocombustíveis no estado? E, considerando a infraestrutura existente, há espaço para escoamento de novos produtos como SAF e biometano?

▣ **Questão 4: Base agroindustrial**

Considerando a base agroindustrial de Goiás, quais são, na avaliação do(a) senhor(a), as principais vantagens comparativas do estado para a produção de etanol, biodiesel e SAF frente a outros polos produtores do país, sobretudo os vizinhos Mato Grosso (milho) e São Paulo (cana)? Quais são, na sua opinião, nossos pontos fortes e pontos de melhoria?

▣ **Questão 5: SAF**

-Qual seria a escala mínima de produção para que projetos de SAF, etanol 2G ou biometano sejam economicamente viáveis em Goiás? Qual seria a estratégia de investimento industrial de médio e longo prazo ideal para produção de SAF em Goiás a partir das rotas ATJ e HEFA?

Qual seria hoje o principal fator que diminui ou afasta o interesse do mercado de bioenergia goiano na produção de SAF?

▣ **Questão 6: Ambiente Regulatório**

6.1 Com o fim da possibilidade de criar incentivos tributários após a transição da reforma tributária, que outras ações o Estado pode adotar para apoiar setores econômicos nascentes, como combustível sustentável de aviação, biodiesel, biogás e biometano?

6.2 Na sua opinião, as políticas federais vigentes (RenovaBio, Combustível do Futuro) e outros instrumentos estaduais, têm oferecido previsibilidade adequada para investimentos de longo prazo? Que ajustes seriam necessários para ampliar a segurança jurídica e a bancabilidade dos projetos? Além das políticas federal, há iniciativas que deveriam ser conduzidas ou aprimoradas pelo Estado, como os incentivos ProGoiás?

6.3 (Revogação do regime especial): A revogação da Lei 18.290/2013 gera incerteza para o setor, ou é adequação natural ao ProGoiás? Como fica o problema do acúmulo de créditos?

▣ **Questão 7: Integração**

Como o segmento de bioenergia pode se integrar de forma mais estratégica ao setor elétrico e ao mercado de gás (ex.: biometano), ao mesmo tempo em que reduz a intensidade de carbono da economia estadual?

▣ **Questão 8:** Prioridades estratégicas para 2030

Na sua avaliação, quais devem ser as prioridades da Indústria de biocombustíveis no médio prazo (ex.: expansão de capacidade instalada, diversificação de matérias-primas, financiamento; etc.)? Além de etanol e biodiesel, quais novos produtos deveriam ser priorizados — como SAF, biometano e etanol de segunda geração (E2G)?

8.1 (Acesso a financiamento): As usinas goianas conseguem acessar debêntures incentivadas e linhas de financiamento? Quais as dificuldades?

8.2. A eletrificação da frota ameaça a demanda por etanol no horizonte de 2030?

▣ **Questão 9:** Outros

Há alguma pergunta que não tenha sido feita, mas que o/a senhor(a) considere indispensável para o diagnóstico do setor de bioenergia de Goiás? Ou, há alguma consideração adicional que gostaria de fazer sobre a temática?

ROTEIRO DAS PERGUNTAS | *Eixo de Gás, Biogás e Biometano*

▣ **Questão 1:** Competitividade e atração de investimentos

Quais são, na sua avaliação, as principais vantagens competitivas de Goiás frente a outros estados na produção de biogás e biometano?

▣ **Questão 2:** Avaliação da matéria-prima disponível para produção de biogás

De que forma a base agroindustrial do Estado tem contribuído (ou pode contribuir) para o desenvolvimento do biogás integrado ao setor elétrico e do biometano?

Na sua avaliação, como o modelo de consórcios municipais para aproveitamento da produção local de biogás e biometano pode viabilizar o trabalho de gestão, manejo de resíduos e valorização energética em Goiás?

Você ou sua organização já avaliou a viabilidade de produção de biometano a partir de culturas energéticas? (como por exemplo, o capim-elefante)

▣ **Questão 3: Expansão da Capacidade Produtiva de Biometano no Estado**

Quais são os principais entraves para a bancabilidade dos projetos (ex.: contratos de longo prazo, precificação do atributo ambiental, acesso a financiamento)? Esses entraves são predominantemente de ordem regulatória, econômica, tecnológica ou de infraestrutura?

A monetização de atributos ambientais (créditos de carbono ou certificados verdes) é essencial para viabilizar projetos de biometano no Estado?

▣ **Questão 4: Substituição do uso do diesel**

Na sua avaliação, como se configura atualmente a demanda por biometano no Estado de Goiás? Quais os segmentos que você identifica como os principais consumidores, ou potenciais consumidores desse energético?

Na sua avaliação, quais são os desafios atuais para que o biometano se torne um vetor relevante para substituição de fontes fósseis no consumo industrial (gás natural) e veicular (diesel) no estado? Quais segmentos apresentam maior viabilidade econômica, tecnológica e de infraestrutura no curto prazo?

▣ **Questão 5: Modelo de Negócios e Infraestrutura**

Considerando as características produtivas e econômicas de Goiás, qual modelo de negócio você avalia como mais promissor para o biometano no estado: produção centralizada com injeção na rede, abastecimento descentralizado por biometano comprimido, ou integração direta entre produtor e consumidor industrial?

Em que nível a ausência de rede de gasodutos em Goiás representa um entrave estrutural para a expansão do biometano? É possível desenvolver o mercado de forma descentralizada?

Levando em conta a disponibilidade de matéria-prima, a localização da demanda e a infraestrutura existente, de onde você enxerga que vem o maior potencial?

▣ **Questão 6: Ambiente Regulatório**

O atual arcabouço regulatório estadual, como a Política Estadual de Biogás e Biometano e, no aspecto federal, a Lei do Combustível do Futuro, além de incentivos fiscais, oferecem previsibilidade suficiente para investimentos em biogás e biometano? Quais ajustes seriam prioritários?

▣ **Questão 7: Capacitação**

Na sua avaliação, há dificuldades em se contratar ou capacitar mão de obra para atuação em projetos de biogás e biometano em Goiás? Caso sim, quais seriam as principais demandas para o segmento de ensino e formação profissional?

▣ **Questão 8: Prioridades estratégicas para 2030**

Na sua avaliação, quais são as principais iniciativas ou parcerias em andamento que estão focadas na promoção da cadeia de biogás e biometano no estado? E, quais deveriam ser as prioridades do mercado goiano nos próximos anos?

ROTEIRO DAS PERGUNTAS | *Eixo de Minerais*

▣ **Questão 1: Rede Elétrica**

Na sua avaliação, a disponibilidade da rede elétrica e da infraestrutura de transmissão está alinhada aos projetos minerais intensivos em energia? Quais investimentos são prioritários para consolidar Goiás como polo mineral competitivo? Onde estão os principais desafios?

▣ **Questão 2: Infraestrutura**

Considerando a infraestrutura rodoviária e ferroviária atual, o(a) senhor(a) acredita que a malha existente é suficiente para suportar a expansão da produção mineral, especialmente de minerais críticos com destino à exportação? Onde estão os principais gargalos?

▣ **Questão 3: Energia**

Quais são os principais desafios relacionados ao acesso e intensidade energética dos processos minerais (beneficiamento, concentração, produção de fertilizantes) e que oportunidades existem para ganhos de eficiência ou autoprodução (ex.: cogeração, renováveis on-site)?

▣ **Questão 4: Vantagens Competitivas**

De que forma os minerais produzidos em Goiás se conectam à agenda energética nacional — seja como insumos para fertilizantes (base da bioenergia), seja como minerais estratégicos para tecnologias energéticas (baterias, geração renovável, infraestrutura elétrica)?

▣ **Questão 5:** Agenda regulatória

O atual arcabouço regulatório e o processo de licenciamento em Goiás oferecem previsibilidade suficiente para novos investimentos? Quais são os principais desafios no processo de licenciamento (estadual e federal)

▣ **Questão 6:** Prioridades estratégicas para 2030

Na sua avaliação, quais devem ser as prioridades do setor mineral goiano nos próximos anos?

▣ **Questão 7:** Oferta de Gás para o setor mineral

Na sua avaliação, qual é hoje o potencial da utilização do gás (e de alternativas como biogás/biometano) para o setor mineral em Goiás, seja para geração elétrica, uso térmico em processos ou substituição de combustíveis como o diesel?

▣ **Questão 8:** Considerações ao entrevistado

Há alguma pergunta que não tenha sido feita, mas que o/a senhor(a) considere indispensável para o diagnóstico do setor mineral de Goiás? Ou, há alguma consideração adicional que gostaria de fazer sobre a temática?

^{xxi} EPE. Plano Indicativo de Oleodutos – Análise econômica das propostas de traçados. Novembro de 2022. Disponível em: <[https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados)

abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-705/NT-EPE-DPG-SDB-2022-05_PIO_2022.11.16.pdf

^{xxii} ILOS. Perspectivas no Escoamento de GLP no Brasil. Janeiro, 2015. Disponível em: <https://www.sindigas.org.br/Download/Projeto%20ILOS-IBP_Perspectivas%20no%20Escoamento%20de%20GLP.pdf>.