

Biomat

Potencial Energético a Partir de Biomassa no Estado de Mato Grosso



GRUPO DE PESQUISA EM
BIOENERGIA
Universidade de São Paulo | Instituto de Energia e Ambiente



IEE USP
INSTITUTO DE ENERGIA E AMBIENTE
UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

Biomat

Potencial Energético

a Partir de Biomassa no

Estado de Mato Grosso

Suani Teixeira Coelho

Danilo Perecin

Fernando De Oliveira

João Mauricio Pacheco

Marilin Mariano dos Santos

Vanessa Pecora Garcilasso

Biomat
Potencial Energético
a Partir de Biomassa no
Estado de Mato Grosso

1ª EDIÇÃO

SÃO PAULO
2022

©2022 IEE-USP

Qualquer parte desta publicação pode ser reproduzida, desde que citada a fonte.

Editor IEE Instituto de Energia e Meio Ambiente da Universidade de São Paulo
Produção Editorial e Gráfica Equipe Verbus

Imagens Equipe Verbus
Diagramação Carolina Amorim e Gabriela Cerqueira

FICHA CATALOGRBFICA

B615 Biomat- Potencial Energético a partir de biomassa no Estado de Mato Grosso. / Coordenadora Suani Teixeira Coelho; Danilo Perecin, Fernando De Oliveira, João Mauricio Pacheco, Marilin Mariano dos Santos, Vanessa Pecora Garcilasso. -- São Paulo: IEE-USP, 2022 103 p. ; 21cm x 28cm.

ISBN: 978-65-88109-16-8

1. Biomassa. 2. Bioenergia. 3. Fontes alternativas de energia. I. Coelho, Suani Teixeira. II. Perecin, Danilo. III. De Oliveira, Fernando. IV. Pacheco, João Maurício. V. Garcilasso, Vanessa Pecora. VI. Santos, Marilin Mariano. VII. Título.

CDU 620.92

Elaborado por Maria Penha da Silva Oliveira CRB-8/6961

Imagens capa:

PR Image Factory/AdobeStock
flariv/AdobeStock
jrslompo/freepik



Verbus Comunicação Editorial Ltda.

Phone: (+55 11) 5068-3502

www.verbuscomunicacao.com.br – verbus@verbuscomunicacao.com.br



Prefácio

A temperatura do planeta está aumentando. Dados fornecidos por cientistas do clima de várias nacionalidades divulgados pelo *Painel Intergovernamental sobre Mudança Climáticas (IPCC)* estimam que deva aumentar em 4 °C até o final deste século.

Isso significa que teremos impactos significativos na vida do planeta que afetarão a biodiversidade e, principalmente, a vida das pessoas e a dinâmica dos negócios em todos os territórios do mundo.

Fontes de energia não renováveis, hoje ainda maioria, se apresentam como um dos principais pontos agravadores do aquecimento climático do planeta. Líderes mundiais, comunidade científica e ativistas do clima discutem ações estratégicas para fomentar um novo modelo de desenvolvimento pautado em uma economia de baixo carbono capaz de atenuar os impactos negativos nas cidades, zonas litorâneas, áreas rurais e biomas, garantindo uma melhor qualidade de vida ao planeta.

Buscar fontes alternativas de energia e aproveitar todas as possibilidades existentes e disponíveis devem ser um comportamento estratégico dos pontos de vista econômico, social e ambiental.

Com três importantes biomas em seu território — Amazônia, Cerrado e Pantanal — Mato Grosso é um Estado rico em biodiversidade e possui um potencial de geração de energia de diversas fontes, com baixa emissão de carbono. Aqui estão as nascentes das três maiores bacias hidrográficas da América do Sul (Amazônica, Araguaia-Tocantins e Prata), o que resulta em um elevado potencial aquífero, favorecendo a geração de energia em hidrelétricas, mas também proporciona uma enorme biodiversidade de fauna e flora. O Estado conta ainda com um alto índice de insolação, propício à instalação de usinas fotovoltaicas.

É o maior produtor nacional de soja e milho e está entre os primeiros em produção de algodão e cana-de-açúcar, sem falar em outras culturas de destaque, como a de arroz, bem como a forte presença da pecuária bovina, suinocultura e avicultura.

Não podemos esquecer ainda das indústrias madeireiras, localizadas especialmente na Região Norte, responsáveis pela geração de resíduos em volume suficiente para aproveitamentos múltiplos.

Considerando todos esses aspectos, fica clara a vocação de Mato Grosso para a geração de energia a partir de fontes alternativas e renováveis e do potencial energético, ainda pouco potencializado, de geração de energia por biomassa.

É com esse olhar que o estudo ***Projeto BIOMAT — Potencial Energético a Partir de Biomassa no Estado de Mato Grosso***, aqui apresentado, foi desenvolvido pelo Grupo de Pesquisa em Bioenergia do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo (GBIO/IEE/USP), conforme contrato assinado entre o Serviço de Apoio às Micro e Pequenas Empresas em Mato Grosso (Sebrae/MT), a Universidade de São Paulo (USP) e a Fundação de Apoio à Universidade de São Paulo (Fusp).



Seu principal foco é apresentar um diagnóstico sobre a situação da bioenergia no Mato Grosso, em particular analisando a oferta e a demanda de bioenergia para o Estado.

Nele podemos constatar que a capacidade total instalada com biomassa é de 259,4 MW, em 20 plantas. Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel)— dados de 2019 — há 1 planta de geração com casca de arroz em Sinop, com 1,2 MW instalados; 8 plantas com bagaço de cana-de-açúcar, num total de 188,9 MW; 9 que utilizam resíduos florestais para gerar 67 MW; e 2 plantas de biogás com 2,3 MW instalados.

Com a missão de “promover a competitividade e o desenvolvimento sustentável de nossos clientes e estimular o empreendedorismo, de forma ética e justa”, o Sebrae-MT não se furta a seguir pelo caminho da inovação, buscando sempre novas possibilidades tecnológicas, apresentando atividades inovadoras ou resgatando e valorizando práticas eficientes do passado.

Assim é com a questão da geração de energia. O Centro Sebrae de Sustentabilidade (CSS), um dos pioneiros na instalação de usina fotovoltaica em Mato Grosso, tornou-se importante difusor dessa tecnologia no Estado e uma referência no assunto.

A partir deste estudo, mais uma vez apostamos nas novas possibilidades e temos certeza de que estamos trilhando o caminho certo rumo ao desenvolvimento sustentável do Mato Grosso e do Brasil.

Cuiabá, abril de 2021
José Guilherme Barbosa Ribeiro
Diretor Superintendente
Sebrae / Mato Grosso



Apresentação Projeto BIOMAT

A presente publicação apresenta os resultados do projeto **Potencial energético a partir de biomassa no Estado de Mato Grosso – BIOMAT**, executado pelo Grupo de Pesquisa em Bioenergia do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo (GBIO/IEE/USP) no primeiro semestre de 2019 e financiado pelo Sebrae-MT.

O principal objetivo deste projeto foi o desenvolvimento de um diagnóstico sobre a situação da bioenergia no Mato Grosso, em particular com a análise da oferta e demanda de bioenergia para o Estado. O projeto foi desenvolvido inicialmente por meio de uma detalhada revisão bibliográfica dos documentos disponibilizados pelos diferentes órgãos de governo, universidades e demais instituições públicas e privadas, seguida pela realização de visitas técnicas e reuniões com os principais atores no setor. O estudo considerou os diferentes tipos de bioenergia no Estado: biomassa sólida, biogás e biocombustíveis líquidos.

A metodologia desenvolvida para o projeto incluiu as seguintes atividades:

- Realização de visitas técnicas e reuniões com os principais atores envolvidos dos setores governamental, sociedade civil, universidades, empresários, associações;
- Realização de dois workshops: o Workshop Inicial, para apresentação do projeto BIOMAT e de experiências relacionadas à biomassa como fonte de energia no Brasil e no Mato Grosso; o Workshop Final, para apresentação dos resultados obtidos ao longo do projeto e discussão com os atores envolvidos para obtenção de sugestões adicionais;
- Levantamento da situação da biomassa como fonte de energia no Mato Grosso, no Brasil e no mundo, bem como das iniciativas relevantes nesse setor;
- Desenvolvimento de estudo relacionado à demanda e oferta de biomassa como fonte de energia no Mato Grosso, bem como das perspectivas e barreiras no Estado.

O Grupo de Pesquisa em Bioenergia do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo (GBIO) foi criado em 1996, como Centro Nacional de Referência em Biomassa (Cenbio), por meio de convênio entre o Ministério de Ciência e Tecnologia, IEE/USP, Secretaria de Energia do Governo do Estado de São Paulo e a organização não governamental Biomass Users Network do Brasil. Em 2015 teve seu nome alterado para GBIO e passou a ser um grupo de pesquisa no IEE/USP, continuando a desenvolver estudos e pesquisas em bioenergia para o Brasil e o mundo, tendo se tornado uma equipe de alta qualificação e reconhecimento no tema. Projetos recentes incluem o Atlas de Bioenergia do Brasil, financiado pelo MME (2009-2012), o Mapa Georreferenciado de Biogás e Biometano para São Paulo, no âmbito do RCGI – Research Center for Gas Innovation (FAPESP/SHELL/ANP) e o Atlas de Bioenergia para São Paulo (P&D CESP/ANEEL). Mais informações sobre suas atividades encontram-se em www.iee.usp.br/gbio.



Como produtos do Projeto BIOMAT, os seguintes relatórios foram preparados, entregues e aprovados pelo Sebrae e sintetizados nesta publicação:

- No Relatório Preliminar, entregue em dezembro de 2018, foi apresentado o cenário atual das energias renováveis e de bioenergia no Brasil e no mundo, visando a subsidiar as discussões do Primeiro Workshop do Projeto BIOMAT, realizado em de abril de 2019 em Cuiabá, organizado pelo GBIO/IEE/USP e pelo Sebrae/MT.
- O “Relatório I”, correspondendo ao Workshop I realizado em Cuiabá, apresentou seus resultados, bem como a descrição das visitas institucionais e técnicas, e as conclusões preliminares obtidas pela equipe do GBIO/IEE/USP.
- O “Relatório II – Oferta e demanda de bioenergia em Mato Grosso” apresentou as conclusões obtidas a partir das visitas técnicas e reuniões, incluindo aquelas realizadas em Sinop, Sorriso, Lucas do Rio Verde e Cuiabá, pela equipe do GBIO/IEE/USP. Nessa nova versão do relatório de Oferta e Demanda estão incluídas informações atualizadas referentes às primeiras metas divulgadas para a *Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio)*, correspondendo a uma significativa oportunidade para os produtores de etanol e de biodiesel locais.
- Por último, o Relatório III correspondeu à última etapa do projeto, incluindo o relato de todas as atividades desenvolvidas, além dos resultados das discussões ocorridas no Workshop Final, em 5 de julho de 2019, em Cuiabá, para apresentação dos resultados do Projeto BIOMAT. No Workshop Final foram apresentadas e discutidas as conclusões obtidas, de forma a subsidiar os resultados do Projeto BIOMAT.

A presente publicação, consolidando os resultados do projeto em questão, está dividida nas seguintes seções:

- Seção I – Introdução
- Seção II – Cenário de energias renováveis no Brasil e no mundo
- Seção III – Biocombustíveis líquidos no Mato Grosso
- Seção IV – Biomassa sólida no Mato Grosso
- Seção V – Biogás no Mato Grosso
- Seção VI – Conclusões do Projeto BIOMAT

O GBIO agradece a todos os parceiros que contribuíram para o desenvolvimento do presente projeto, em particular ao Sebrae-MT pelo apoio recebido.

São Paulo, dezembro de 2021
Profa. Dra. Suani T. Coelho
Coordenadora do GBIO/IEE/USP
Coordenadora do Projeto BIOMAT



Sumário

Seção I - Introdução	12
I.1 O ESTADO DO MATO GROSSO	12
I.2 ENERGIA NO ESTADO DE MATO GROSSO	14
I.3 CENÁRIOS PARA O AGRONEGÓCIO NO ESTADO DE MATO GROSSO	20
I.4 REFERÊNCIAS DA SEÇÃO I	25
Seção II - Cenário das energias renováveis no Brasil e no mundo	27
II.1. INTRODUÇÃO	27
II.2. ENERGIAS RENOVÁVEIS NO BRASIL E NO MUNDO	28
II.2.1. Situação das Energias Renováveis no Mundo	31
II.2.2. Situação das Energias Renováveis no Brasil	31
II.3. BIOENERGIA NO MUNDO E NO BRASIL	32
II.3.1. Biocombustíveis Líquidos no Mundo e no Brasil	33
II.3.2. Biocombustíveis Líquidos no Mundo	34
II.3.2.1 Etanol	34
II.3.2.2 Biodiesel	35
II.3.3. Biocombustíveis Líquidos no Brasil	37
II.3.3.1. Etanol	37
II.3.3.2. Biodiesel	40
II.3.4. Biogás e Biometano	43
II.3.4.1. Biogás e biometano no Mundo	46
II.3.4.2. Biogás e Biometano no Brasil	47
II.3.5. Biomassa Sólida	49
II.3.5.1. Pellets e Resíduos de Madeira no Mundo e no Brasil	51
II.3.5.2. Resíduos no Setor Sucroalcooleiro no Brasil	52
II.4. REFERÊNCIAS	53
Seção III - Biocombustíveis líquidos no Mato Grosso	60
III.1 OFERTA ATUAL E NOVAS PLANTAS DE BIODIESEL NO MATO GROSSO	60
III.2 OFERTA E NOVAS PLANTAS DE ETANOL NO MATO GROSSO	61
III.3 LEVANTAMENTO DA DEMANDA E CONSUMO DE COMBUSTÍVEIS LÍQUIDOS NO ESTADO DO MATO GROSSO	63
III.3.1. Consumo de Biodiesel	63
III.3.2. Consumo de Etanol	64

III.3.3. Oferta e demanda de biodiesel.....	64
III.3.4. Oferta e Demanda de Etanol (Cana e Milho).....	64
III.4 OFERTA DE DDG PARA ALIMENTAÇÃO ANIMAL VS DEMANDA ATUAL DE DDG	65
III.5 BARREIRAS À EXPANSÃO DOS COMBUSTÍVEIS LÍQUIDOS NO MATO GROSSO.....	66
III.6. POLÍTICAS RELATIVAS AOS BIOCOMBUSTÍVEIS – RENOVABIO.....	67
III.7. DEMANDA DE ELETRICIDADE	69
III.6. III.8 REFERÊNCIAS	72
Seção IV – Biomassa sólida no Mato Grosso.....	76
IV.1 INTRODUÇÃO	76
IV.2 OFERTA DE FLORESTAS PLANTADAS.....	76
IV.3 MANEJO DE FLORESTAS NATIVAS.....	77
IV.4 IV.4. LEVANTAMENTO DA DEMANDA DE BIOENERGIA	78
IV.5 DEMANDA POR LENHA	80
IV.6 BARREIRAS PARA BIOMASSA SÓLIDA NO MATO GROSSO	81
IV.7 REFERÊNCIAS	82
Seção V – Biogás no Mato Grosso.....	83
V.1. OFERTA ATUAL DE BIOGÁS	83
V.2 OFERTA FUTURA DE BIOGÁS	85
V.3 DEMANDA ATUAL DE GÁS LIQUEFEITO DE PETRÓLEO (GLP) E GÁS NATURAL.....	87
V.4 DEMANDA DE ENERGIA DESCENTRALIZADA.....	89
V.5. BARREIRAS AO SETOR DE BIOGÁS.....	90
V.6. POLÍTICAS – GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA ELÉTRICA	91
V.7 POLÍTICAS - REGULAÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO DO BIOMETANO.....	91
V.8 REFERÊNCIAS.....	93
Seção VI – Conclusões	96
VI.1. CONCLUSÕES DO PROJETO BIOMAT – BIOCOMBUSTÍVEIS LÍQUIDOS	96
VI.1.1. Setor de Biodiesel.....	96
VI.1.2. Setor de Etanol.....	97
VI.2. CONCLUSÕES DO PROJETO BIOMAT – BIOMASSA SÓLIDA	98
VI.3. CONCLUSÕES DO PROJETO BIOMAT – BIOGÁS.....	99
VI.3.1. Setor de resíduos animais.....	99
VI.3.2. Agroindústria.....	100
VI.3.3. Saneamento Básico.....	101
VI.4. CONCLUSÕES GERAIS.....	101
VI.4.1. Limitações do Estudo.....	102
VI.5. REFERÊNCIAS.....	103



Seção I

Introdução

I.1 O ESTADO DO MATO GROSSO

O Estado do Mato Grosso está localizado na Região Centro-Oeste do Brasil, com população estimada em 3.441.998 habitantes para 2018, segundo o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), e uma reduzida densidade demográfica (3,36 hab/km²) quando comparada com o Brasil (23,8 hab/km²).

Em 2016, segundo *SEPLAN* (2016), a economia do Mato Grosso caracterizou-se por um Produto Interno Bruto (PIB) estimado em 123,8 bilhões, em contraposição ao período anterior que fora de 107,4 bilhões (a preços correntes). Em termos de desempenho real, o indicador de volume apontou recuo da economia em 6,3% em relação ao ano anterior.

O PIB *per capita* (valores correntes *versus* número de habitantes) apresentou o valor desde R\$ 37.462,74 (7^a posição em 2015, para 4^a posição dentre as Unidades de Federação), atrás do Distrito Federal, São Paulo e Rio de Janeiro.

O Estado é dividido em cinco mesorregiões, com características específicas: Centro-Sul (CS), Sudeste (SE), Sudoeste (SO), Norte (N) e Nordeste (NE), como ilustrado na *Figura I.1*.

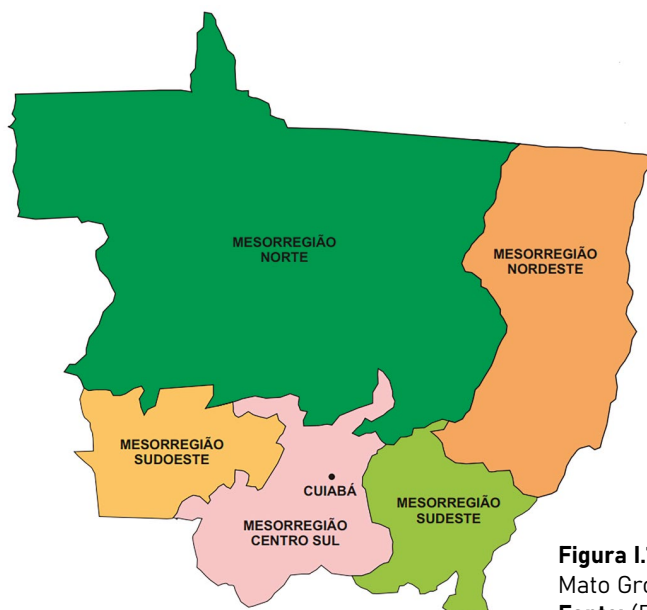


Figura I.1. Mesorregiões do Estado do Mato Grosso.
Fonte: (BEEMT, 2017).

O Estado ainda apresenta contrastes significativos entre suas mesorregiões em termos de ocupação populacional, infraestrutura, saneamento básico, educação, saúde e habitação. Os índices de desenvolvimento humano (*IDH*) levantados em *UFMT/NIEPE* (2018) são bastante diversos, variando entre 0,654 (município de Porto Estrela localizado no Pantanal), abaixo do valor médio do País (0,754¹), e 0,824, bastante acima da média nacional (município de Sorriso, localizado em região com forte atividade agropecuária). A média do *IDH* do Estado é 0,725.

UFMT/NIEPE (2018) analisa a distribuição e evolução da economia estadual entre as cinco mesorregiões administrativas do Estado, no período de 2007 a 2017. As conclusões indicam um significativo crescimento econômico de todas as mesorregiões nesse período, mas a participação de cada uma não apresenta alterações significativas com relação à sua participação no PIB estadual. A *Tabela I. 1* apresenta os valores do PIB (MMR\$) em 2017 para cada mesorregião e sua participação no PIB do Estado.

Tabela I. 1— Participação das mesorregiões no PIB do Mato Grosso (2017).

Fonte: Elaboração a partir de *UFMT/NIEPE* (2018).

Mesorregião	PIB (2017) MMR\$	Participação no PIB do Mato Grosso (%)
<i>Centro-Sul</i>	22.375	29,30
<i>Nordeste</i>	5.893	7,70
<i>Norte</i>	27.829	36,40
<i>Sudeste</i>	14.396	18,80
<i>Sudoeste</i>	5.893	7,70
<i>Total do Estado</i>	76.385	100

As regiões N e CS são as que apresentam as maiores participações no PIB do Estado, em contraste com as regiões NE e SE, com as menores contribuições.

Como analisado em *UFMT/NIEPE* (2018), esses resultados indicam uma atividade econômica distribuída de forma desigual no Estado, entre os três tipos de biomas, mostrando uma tendência de estagnação na região de Pantanal (CS) e um progresso crescente na região de floresta (N), resultado da expansão da população nessa direção da região amazônica e o incremento da agropecuária e indústria.

UFMT/NIEPE (2018) analisa também a relação entre o PIB e o consumo de eletricidade (intensidade energética) para o Estado do Mato Grosso. Os resultados indicam que o PIB do Estado cresceu à taxa de 5,8% a.a. no período analisado e o consumo de eletricidade, 4,0% a.a., de modo que a intensidade energética oscilou entre 131 MWh/MMR\$, em 2007, e 110 MWh/MMR\$, em 2017, indicando redução de 1,6% a.a.

Nesse contexto, são relevantes os resultados deste Projeto *BIOMAT*, os quais reportam o fato de muitos empreendedores estarem instalando sistemas próprios de autogeração, de modo a garantir a oferta de energia em regiões afastadas das linhas de distribuição da concessionária local².

¹ UNDP, 2018. United Nations Development Program. International Human Development Indicators - <http://hdr.undp.org/en/countries>.

² As discussões ocorridas durante o Workshop Final confirmam essa situação.

O Estado possui três biomas importantes em seu território: floresta, cerrado e pantanal. Nessa região estão as nascentes das três maiores bacias hidrográficas da América do Sul (Amazônica, Araguaia-Tocantins e Prata), o que resulta em um elevado potencial aquífero favorecendo, também, a sua biodiversidade.

Na Mesorregião Centro-Sul está localizada a capital do Estado, Cuiabá, bem como a 2ª maior cidade, Várzea Grande. Em Cuiabá, encontrava-se a única usina termelétrica do Estado movida a gás natural (GN) e também a óleo diesel, que atualmente está desativada pela interrupção do fornecimento de GN, segundo informações recebidas no *workshop* (representante da Companhia Matogrossense de Gás - MTGas). Além de produzir eletricidade para o Sistema Interligado Nacional, por meio da Termelétrica de Cuiabá, o gás natural importado da Bolívia era distribuído para os setores de transportes (GN veicular) e industrial da região. Ainda segundo o *Balanco Energético do Estado do Mato Grosso, BEEMT (2017)*, os setores residencial e comercial contribuem para que a mesorregião apresente a maior demanda de eletricidade do Estado e o seu parque industrial como o maior consumidor de energia.

A Mesorregião Sudeste possui uma posição intermediária com relação à sua participação na matriz energética estadual, tanto em produção como em consumo de energia. A sua localização geográfica estratégica corresponde ao principal canal de escoamento de produtos para as demais regiões do País, contribuindo para o elevado consumo de óleo diesel no setor transportes, nos modais rodoviário e ferroviário. Em termos de energia elétrica, essa mesorregião era, em 2015, a responsável pela 2ª maior oferta de eletricidade de origem hídrica do Estado (*BEEMT, 2017*).

A Mesorregião Sudoeste é uma grande exportadora dos principais recursos energéticos renováveis. Dentre eles, destacamos os derivados da cana-de-açúcar — etanol hidratado e anidro, seguido da hidroeletricidade. Nessa região está localizada a maior usina de açúcar e álcool do Estado, de forma que em 2014 atendia mais da metade do álcool consumido no Mato Grosso. A região também era responsável pela maior parcela de produção de energia primária do Estado.

A Mesorregião Norte é a mais próspera entre as cinco e também a responsável pela maior produção de grãos do Mato Grosso, o que a torna a maior consumidora de óleo diesel no setor agropecuário e no setor de transportes, para o escoamento da safra. A Mesorregião é a maior produtora de energia elétrica de origem hidráulica e o seu parque industrial é responsável pelo maior consumo de eletricidade do Estado nesse setor.

A Mesorregião Nordeste é a mais deficitária em infraestrutura entre todas e importa quase a totalidade dos energéticos consumidos, com exceção da lenha e do carvão vegetal, energéticos estes de baixo valor agregado. O setor que mais se destaca é o agropecuário com elevado consumo de óleo diesel, seguido pelo setor transportes.

I.2 ENERGIA NO ESTADO DE MATO GROSSO

Neste capítulo são apresentados e discutidos aspectos básicos de energia no Mato Grosso, incluindo resultados do *Balanco Energético do Mato Grosso (BEEMT, 2015)*, referente ao ano base de 2014 e os resultados do estudo *UFMT/NIEPE (2018)*.

Conforme informa *UFMT/NIEPE (2018)*, Mato Grosso é um Estado exportador de energia renovável, sobressaindo os produtos da cana de-açúcar — álcool etílico hidratado e anidro, e a eletricidade, oriunda principalmente de recursos hidráulicos. Mais recentemente, conforme discutido nos *workshops (Seção II)* e confirmado nas visitas de campo (*Seção III*), passou a ter particular importância a produção de etanol de milho, com várias novas usinas em instalação, além das já existentes.

Outro energético importante no Mato Grosso é a lenha, com consumo expressivo no setor residencial em 2014 (1.103.000 m³), industrial (484.000 m³) e agropecuário (296.000 m³) em 2015. Durante as visitas técnicas verificou-se também a existência de elevado consumo de lenha para secagem de grãos, o que foi analisado neste projeto.

Por outro lado, ainda segundo UFMT/NIPE (2018), Mato Grosso “importa” de outros Estados todos os energéticos derivados de petróleo, com destaque para o óleo diesel, com um consumo de 2.593.000 m³ de OD em 2014, sendo 1.872.000 e 726.000 m³, respectivamente nos setores de transporte e agropecuário.

Dados recentes de UFMT/NIPE (2018) são apresentados na *Figura I.2*, referente à matriz energética do Estado (produção de energia primária). Observa-se a predominância da energia hidráulica (35%) na oferta primária de energia, seguida do bagaço de cana (22%), usado para cogeração nas usinas de etanol de cana.

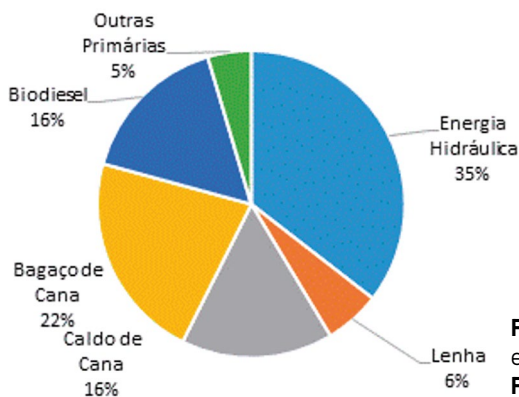


Figura I.2. Composição atual da produção de energia primária no Mato Grosso no ano de 2017.
Fonte: UFMT/NIPE (2018).

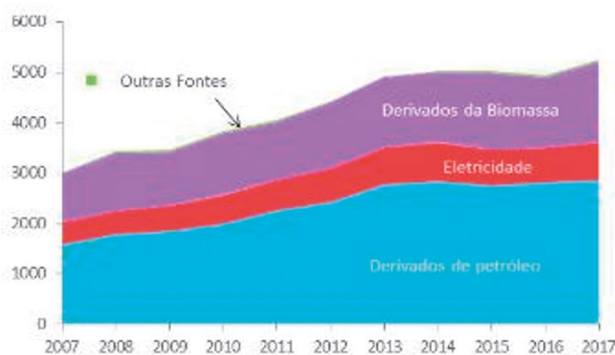


Figura I.3. Evolução do consumo final energético por fontes no Mato Grosso.
Fonte: UFMT/NIPE (2018)
Nota: Unidade 10³ tep³.

A *Figura I.3* ilustra o crescimento no consumo dos principais energéticos em Mato Grosso. Os derivados de petróleo corresponderam, em 2018, a 68,0% dos energéticos consumidos no Estado — o óleo diesel foi o principal combustível desse grupo, participando com 79,5% no consumo total entre os combustíveis fósseis, tanto no setor de transportes como para geração de eletricidade. Esse consumo é para transporte e também para geração descentralizada de eletricidade em regiões afastadas da rede, como analisado adiante.

Os derivados de biomassa estão apresentados de forma agregada, mas UFMT/NIPE, 2018 analisa cada um dos energéticos, ilustrada na *Figura I.3*:

- Os produtos da cana-de-açúcar corresponderam, em 2017, ao maior consumo de energia (72,0% dos energéticos consumidos no Estado), com destaque para o consumo de álcool etílico hidratado. O bagaço de cana é consumido para cogeração de energia nas usinas de cana, mas ainda é subutilizado.

³ Tonelada equivalente de petróleo

- A lenha e o carvão vegetal representaram, em 2017, 15,0% dos energéticos consumidos.
- O biodiesel é adicionado ao diesel , participando com 10,5% do total dos derivados da biomassa consumido em 2017.
- O consumo de resíduos de madeira, casca de arroz e carvão vegetal, utilizados para fins térmicos, vem aumentando a sua participação, com destaque para os resíduos animais para produção de biogás a partir do ano de 2015.
- Em 2017 a eletricidade representou 14,0% de todos os energéticos consumidos no Estado. Segundo UFMT/NIPE (2018), o consumo de eletricidade em 2017 no setor residencial foi de 2.733 GWh, seguido pelo setor industrial com 1.833 GWh e pelo comercial, com 1.705 GWh. O setor agropecuário consumiu nesse ano 1.192 GWh, seguido do setor público, com 933 GWh.

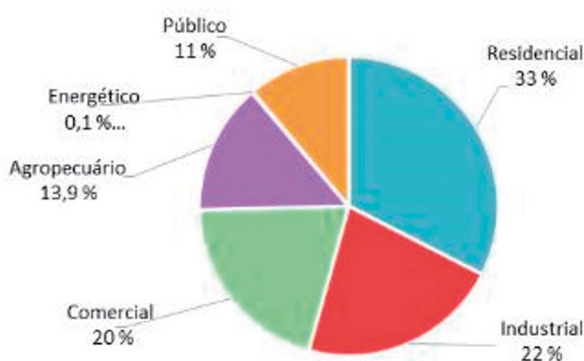


Figura I.4. Participação dos setores da economia no consumo de eletricidade no ano de 2017 em Mato Grosso.
Fonte: UFMT/NIPE (2018).

Segundo a ANEEL (2019a), a geração de eletricidade no Estado inclui usinas hidrelétricas, fotovoltaicas e de biomassa. Mato Grosso possui no total 222 empreendimentos em operação, gerando 5.744 MW de potência. Está prevista para os próximos anos uma adição de 770,6 MW na capacidade de geração do Estado, proveniente de 8 empreendimentos atualmente em construção e mais 19 em construção não iniciada. A Tabela I.2 apresenta os empreendimentos em operação no Estado a partir das diferentes fontes de geração de energia elétrica, segundo ANEEL (2019a).

Tabela I. 2— Empreendimentos em operação no Mato Grosso, por fonte.
Fonte: ANEEL (2019a).

Tipo	Quantidade	Potência (kW)	%
CGH	64	71.338	1,24
PCH	65	998.724	17,39
UFV	3	2.860	0,05
UHE	13	3.800.670	66,16
UTE	77	870.720 MW	15,16
Total	222	5.744.312	100

⁴ Até o mês de fevereiro de 2017, a adição do biodiesel puro (B 100) ao óleo diesel foi de 7%. A partir do mês de março, a adição já foi de 8% (ANP, 2018).

No total, são 142 plantas de origem hidráulica (CGH, PCH e UHE), 3 centrais fotovoltaicas (UFV)⁵ e 77 UTE, estas distribuídas entre GN, bagaço de cana, resíduos florestais, casca de arroz, biogás e óleo diesel. Entretanto, apesar de constar no *site* da Aneel a UTE a GN de 529 MW, sabe-se que ela foi desativada por falta de fornecimento de gás.

Assim, quando se trata de UTE, temos em realidade 76 plantas com 341,5 MW instalados com óleo diesel e diferentes fontes de biomassa. A capacidade total instalada com biomassa é de 259,4 MW, em 20 plantas, conforme detalhado na *Tabela I. 3*.

Segundo ANEEL (2019a), há uma planta de geração com casca de arroz (Sinop), com 1,2 MW instalados; 8 plantas (num total de 188,9 MW) com bagaço de cana; 67,0 MW em 9 plantas com resíduos florestais; e 2 plantas de biogás com 2,3 MW instalados. O total de 56 plantas com geração a óleo diesel corresponde à capacidade instalada de 82,1 MW, numa ampla faixa de menos de 100 a até 4.000 kW, conforme a *Tabela I. 3*. Esse número elevado de plantas de geração com óleo diesel revela as dificuldades de acesso à energia no Estado, fato confirmado durante as discussões ocorridas nos *workshops* e nas visitas técnicas do Projeto BIOMAT.

Tabela I. 3 – Distribuição das UTE's no Mato Grosso de acordo com as fontes
Fonte: ANEEL (2019a).

Fonte das UTEs	Número de plantas	Capacidade instalada total (MW)
GN (desativada)	1	529,2
Óleo diesel	56	82,1
Bagaço de cana	8	188,9
Casca de arroz	1	1,2
Biogás ⁴	2	2,3
Resíduos florestais	9	67,0
Total UTEs	77	870,7
Total UTEs sem a UTE de GN	76	341,5

Mais detalhes sobre a geração de energia elétrica no Mato Grosso são apresentados a seguir.

● Energia fotovoltaica

Além das três centrais fotovoltaicas mencionadas no *site* da ANEEL (2019a), há as plantas de GD. Assim, em 2018, segundo UFMT/NIPE (2018), havia 1.269 empreendimentos de energia fotovoltaica nos diferentes setores da economia, totalizando a capacidade instalada de 19,9 MW entre GD (com 17 MW) e (as 3) usinas centralizadas, estas com 2,86 MW instalados (ANEEL, 2019a). A maior parte das plantas instaladas está nos setores residencial (845, com 5,9 MW) e comercial (284, com 7,2 MW).

Esses dados confirmam as tendências levantadas durante o Projeto BIOMAT de que os produtores rurais parecem ter pouco interesse nos sistemas fotovoltaicos. Segundo as informações levantadas, esses painéis seriam interessantes nos setores residencial e comercial porque podem ser instalados nos telhados das edificações, o que é mais difícil em muitos casos do setor agropecuário.

⁵ As plantas de GD com fotovoltaica e com biogás não estão incluídas nessa base de dados da Aneel.

A evolução da capacidade instalada de geração fotovoltaica por setor no Mato Grosso indica significativo crescimento nos setores comercial e residencial no período de 2015 a 2018 (*UFMT/NIPE*, 2018). Apesar da resistência à instalação de painéis fotovoltaicos verificada nas entrevistas do Projeto *BIOMAT*, observa-se um crescimento importante no setor agropecuário nos últimos três anos.

Com relação à capacidade instalada com energia fotovoltaica em 2018 por mesorregião do Estado, os dados fornecidos em *UFMT/NIPE* (2018) indicam uma distribuição bastante desigual: a Mesorregião Norte apresentava 38,7% da potência instalada com GD; a Centro Sul, 33,0%; seguida da SO, com 11,2%; SE, com 8,8%; e a Nordeste, apenas 7,8%.

A tendência de expansão se confirmou em 2019. Até julho desse ano foram 2.104 novas conexões de geração fotovoltaica distribuída, fazendo totalizar 64,1 MW em 3.780 unidades (*ANEEL*, 2019b).

● UTE's com Bagaço de cana

Segundo *ANEEL* (2019a), há atualmente oito plantas de geração de energia com bagaço de cana em Barra do Bugres (30 MW), Jaciara (duas usinas num total de 7,8MW), Campo Novo do Parecis (27,2 MW), Nova Olímpia (37,5 MW), Confresa (4 MW), Alto Taquari (72,7 MW) e Sorriso (9,7 MW), num total de 188,9 MW.

Esse total corresponde a um importante acréscimo na geração com bagaço de cana no Estado, pois, em 2017 (*UFMT/NIPE*, 2018), o bagaço era utilizado para cogeração em apenas três usinas sucroalcooleiras: Itamarati, em Tangará da Serra/Sudoeste (37,5 MW instalados), Barrálcool, em Barra do Bugres/Sudoeste (30 MW) e Coprodia, em Campo Novo do Parecis/Norte (27,2 MW). A potência instalada total era de 94,7 MW, correspondendo a 1,9% da capacidade instalada total de geração elétrica do Estado (4.789 MW).

Atualmente, o total de 188,9 MW de capacidade instalada a partir do bagaço de cana corresponde a 3,2% da potência do Estado.

Segundo *UFMT/NIPE* (2018), a energia elétrica excedente gerada por essas usinas em 2017 foi 103 GWh, correspondendo a apenas 0,5% do total da eletricidade produzida no Estado. Entretanto, deve ser considerado que a geração total de eletricidade nas três plantas (estimada em 545 GWh/ano) é significativamente maior do que esse valor, pois a diferença é para o consumo próprio em processo de cogeração. Em realidade, essa energia total que é autogerada corresponde a uma demanda de energia evitada no Sistema Interligado.

Apesar da situação em 2019 ser significativamente diferente, ainda assim os levantamentos do Projeto *BIOMAT* identificaram dificuldades de interligação com a rede local de modo a permitir maior geração de excedentes.

● UTE's de biogás

As plantas de produção de biogás, assim como das de energia fotovoltaica, têm em geral característica de pequeno porte. Assim, para a análise do seu cenário no Estado, são importantes as informações do cadastro de ações de Geração Distribuída.

Em *ANEEL* (2019a), as duas plantas cadastradas são de resíduos animais e somam 2,3 MW, sendo uma de 780 kW e outra de 1.560 kW. No cadastro de GD (*ANEEL*, 2019b) foram identificadas ao menos mais seis plantas, sendo que há três cadastradas como resíduos animais (de 500 kW, 230 kW e 67,5 kW) e três de fonte agroindustrial (duas de 276 kW e uma de 252 kW).

Com as informações dos proprietários das unidades, no entanto, verificou-se a possibilidade de haver erros no cadastro e que todas sejam de resíduos animais — o que tornaria os dados consistentes com outras informações levantadas, as quais apontam haver apenas unidades de biogás da suinocultura no Estado.

A última unidade considerada a biogás é de 276 kW de capacidade, cadastrada como sendo de gás de alto forno – biomassa. No entanto, alto forno é uma instalação típica de siderurgias, e a unidade é pertencente a um

grupo do setor de suinocultura (Nutribras), cuja produção de biogás com geração de energia elétrica foi visitada no âmbito do projeto — com a informação de seu funcionamento no modelo de Geração Distribuída. Portanto, foi avaliado que há um erro no cadastro da ANEEL (2019b) e que se trata de mais uma unidade de biogás de resíduos animais.

Entre as sete unidades verificadas em ANEEL (2019b), quatro foram instaladas em 2018 e uma em 2019, o que mostra o crescimento recente do setor. Isso explica também os dados de UFMT/NIPE (2018), que informava que havia apenas três plantas a biogás no Estado.

- **UTE's com resíduos florestais**

Segundo UFMT/NIPE, 2018, as fontes a partir de resíduos florestais com capacidade instalada de 66,97 MW distribuídas no Norte do Estado, com nove plantas operando atualmente, o que ainda se mantém conforme ANEEL (2019a).

Na verdade, o aproveitamento desses resíduos merece estudos mais detalhados, uma vez que, nos municípios produtores de madeira, grandes volumes de resíduos florestais são depositados a céu aberto, sem destinação final, por questões de desconhecimento, falta de programas de incentivo e desenvolvimento de práticas conscientes de uso dos resíduos, tanto para fins de produção de energia térmica como para fins de produção de eletricidade (UFMT/NIPE, 2018).

Por outro lado, há um número significativo de empresas no setor em 2018, conforme levantamento de UFMT/NIPE, 2018:

- Produção florestal de florestas plantadas: 170 empresas
- Produção florestal de florestas nativas: 162 empresas
- Processamento de madeira: 718 empresas para desdobramento e 56 para chapas/laminados.

Essa informação é relevante, pois permite a avaliação de potencial de geração de energia nessas empresas. EPE (2018) estudou o potencial a partir de recursos florestais, mas há também um potencial a ser explorado nas empresas que pode ser relevante. Estudos anteriores do GBIO/IEE/USP (*Atlas de Bioenergia do Brasil, 2009-2012*) indicaram expressivos índices de disponibilidade de resíduos oriundos de manejo e deixados no campo (15%), preparo da madeira (50%) e movelarias (20%). Com esses valores e com os dados de processamento a serem levantados, os potenciais de aproveitamento energético poderão ser calculados. Ressalte-se que, no Workshop Final, ocorreu uma importante discussão sobre esse tema, revelando o interesse dos atores envolvidos que estavam presentes⁶.

- **UTE's com óleo diesel**

A quantidade de plantas de óleo diesel no Mato Grosso é expressiva: são 56, num total de 82,1 MW, numa faixa de potência instalada entre menos de 100 kW a 4 MW (ANEEL, 2019a), confirmando as dificuldades de acesso à energia no Estado.

Por outro lado, há a questão do consumo de diesel. Segundo EPE (2018), para cada 1 MW instalado e operando 7008 h por ano no SIN, o consumo de diesel é 1.942 m³/ano. Dessa forma, temos um consumo estimado de 184.490 m³ de óleo diesel consumidos por ano. Além disso, para cada 1 MW instalado, o custo de importação do

⁶ Mais detalhes sobre as discussões encontram-se na *Seção III* deste documento.

óleo diesel consumido corresponde a, aproximadamente, R\$ 5,8 milhões por ano, parcialmente coberto pela Conta de Consumo de Combustível (CCC) e repassado a todos os consumidores do SIN. Adicionalmente, há a incidência de tributos federais e estaduais, respectivamente, R\$ 605 mil por ano e R\$ 1,3 milhão por ano (EPE, 2018).

Por sua vez, se a operação for na região correspondente ao Sistema Isolado (SI) do Estado, UFMT/NIPE, 2018 informa que, conforme dados do ONS (2017) a demanda máxima prevista em 2018 é de 1,04 MWh/h e a energia média é de 0,56 MWmed. O estudo informa também que a Capacidade de Base do SI de Mato Grosso considerada (Região Norte do Estado na Amazônia Legal) é de potência máxima ativa de 2.814 kW, com fator de carga de 57,0%. A estimativa de produção de eletricidade e consumo de óleo diesel das termelétricas nesse Sistema Isolado de Mato Grosso em 2018 foi de 1.427 m³ para a geração de 4.938 MWh, segundo a concessionária Energisa (EPE, 2018)

UFMT/NIPE, 2018 analisa que a participação de fontes renováveis (FV e biomassa) na produção de eletricidade do Mato Grosso é ainda reduzida (119,1 GWh gerados contra 20.067,7 GWh de geração total estimada para 2017). Isso representava apenas 0,6% do total, em vista dos problemas de infraestrutura. A maior geração ocorre na Mesorregião Norte — 98,0% da produção estadual de renováveis (116,8 GWh) —, com a contribuição dos resíduos florestais e do biogás. Com relação às perspectivas para biomassa, o documento referência é um estudo da EPE (2018), o qual avalia o potencial de geração de energia de resíduos florestais no Mato Grosso. Entretanto, verifica-se a necessidade de mais estudos de determinação de potencial, não apenas de resíduos florestais, mas também de biogás, como será analisado neste relatório.

I.3 CENÁRIOS PARA O AGRONEGÓCIO NO ESTADO DE MATO GROSSO

Análises recentes⁷ informam que a Região Centro-Oeste, juntamente com a Região Sul, já recupera o nível de atividade econômica no País. Em particular, os Estados de Mato Grosso e Mato Grosso do Sul indicam índices de atividade econômica acima dos níveis de 2014. Mato Grosso, juntamente com outros cinco Estados (Roraima, Tocantins, Piauí, Goiás e Santa Catarina), já atingiu o nível de empregos formais que tinham há cinco anos — o que corresponde a perspectivas importantes para o Estado.

Nesta seção também estão incluídos resultados recentes do estudo MAPA (2019) — PROJEÇÕES DO AGRONEGÓCIO. Brasil 2018/19 a 2028/29, que indica perspectivas significativas para o agronegócio brasileiro, em particular no Centro-Oeste e no Mato Grosso. Foram selecionados para este resumo os dados referentes a projeções relevantes para o Mato Grosso. Outras informações estão disponíveis no estudo original referenciado a seguir.

Esses dados são relevantes para futuros estudos de potencial de aproveitamento de resíduos de biomassa para geração de energia e garantir a oferta de energia para o setor agropecuário do Mato Grosso.

Segundo MAPA (2019), e conforme ilustrado na Figura I.5.:

“As projeções para 2028/29 são de uma safra de grãos por volta de 300,1 milhões de toneladas, e corresponde a um acréscimo de 26,8% sobre a atual safra que está estimada em 236,7 milhões de toneladas. Esse acréscimo corresponde a uma taxa de crescimento de 2,4% ao ano. No limite superior a projeção indica uma produção de até 350,3 milhões de toneladas em 2028/29. A área de grãos deve aumentar 15,3% entre 2018/19 e 2028/29, passando de 62,8 milhões de hectares em 2018/19 para 72,4 milhões em 2028/29, o que corresponde a um acréscimo anual de 1,4%.”

⁷ Jornal O Estado de São Paulo, 28/7/2019, p. B3, B4 e B5

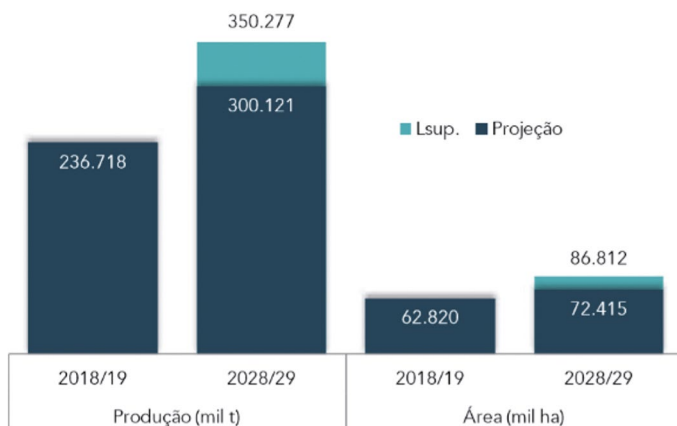


Figura I.5. Projeções para produção e área plantada de grãos no Brasil
Fonte: MAPA (2019).

As projeções apontam para redução das áreas de arroz e feijão e aumento da área plantada de soja (de 35,8 MM ha, em 2018/19, para 43,39 MM há, em 2026/27; e milho (de 17,24 MM ha, em 2018/19, para 18,23 MM há, em 2026/27). A área de soja mais que dobra no período de 2008/9 até 2026/27.

No Brasil, a área plantada deve ter um acréscimo de 0,7% entre 2018/19 e 2028/29, passando de 17,2 milhões de ha em 2018/19 para 18,5 milhões no final do período das projeções, podendo atingir 24,1 milhões de ha nos próximos dez anos. No Mato Grosso, entretanto, a previsão é para aumento significativo de área, de 4,8 MM para 6,9 MM ha (44,3%). Em geral, não está prevista a necessidade de novas áreas para sua expansão, pois as de soja liberam a maior parte do espaço requerido pelo milho.

O consumo interno representou, em 2018/19, 65,6% da produção e deve permanecer constante no próximo decênio. Para MAPA (2019), esse fato deve exigir que, na composição de rações para animais, haja maior proporção de outros produtos, como a soja. As exportações devem passar de 31 milhões de t, em 2019, para 41,4 milhões, em 2028/29, podendo chegar a 60,7 milhões de t.

A seguir são apresentados os principais resultados para culturas relevantes no Mato Grosso:

- **ALGODÃO** — A produção de algodão concentra-se especialmente nos Estados de Mato Grosso e Bahia, que respondem, em 2018/19, por 88,4% da produção do País. Mato Grosso tem a liderança, com 67,0% da produção nacional, vindo a seguir a Bahia, com 21,4% da produção brasileira (MAPA, 2019). Ainda segundo o estudo, as projeções para o algodão em pluma indicam produção de 2,7 milhões de t em 2018/19, e 3,2 milhões de t em 2028/29. Essa expansão corresponde a uma taxa de crescimento de 3,1% ao ano durante o período da projeção e a uma variação de 20,5% na produção. O estudo analisa a possível inviabilidade desses resultados:

“Acredita-se que o aumento da produtividade seja inviável, a não ser que surjam novas variedades. Mas não há consenso dessas opiniões. As projeções da OECD-FAO (2018) projetam para 2027 uma produção de algodão em pluma de 1,70 milhão de toneladas, portanto abaixo da projeção deste relatório.”

- **ARROZ** — Para MAPA (2019) o arroz é uma cultura comum em quase todo o País, sendo a maior parte da produção concentrada em cinco Estados: Rio Grande do Sul, onde predomina o arroz irrigado, é responsável por 70,5% da produção nacional de 2018/19; Santa Catarina, 10,2% da produção; Tocantins, com 6,0%; Mato Grosso, 3,6%; e Paraná, com 1,5% da produção nacional. Observa-se a participação do

Mato Grosso nessa produção, com 383 mil t produzidas em 2018/19. A produção projetada para 2028/29 é de 10,6 milhões de t, contra 9,7 milhões em 2018/19, e um consumo de 11 milhões de t. As perspectivas indicam aumento inexpressivo da produção de arroz nos próximos dez anos, com 0,03% de crescimento anual. Porém, a projeção de produtividade é elevada, apesar do baixo aumento projetado para a produção. As estimativas para a projeção de área plantada indicam uma redução, aproximada, de 1 milhão de ha nos próximos dez anos, passando de 1,697 milhão de ha para 673 mil em 2028/29, correspondendo a uma redução percentual de 8,6%. Por outro lado, a taxa anual projetada para o consumo é negativa, pois o consumo no País vem decrescendo.

- **FEIJÃO** — MAPA (2019) analisou também a produção de feijão e os cenários correspondentes. O feijão é relativamente distribuído por vários Estados, sendo os principais Paraná, Minas Gerais, Mato Grosso, Goiás e Bahia, os quais geram atualmente 68,6% da produção nacional. Paraná e Minas Gerais, os principais produtores, respondem por 38,7% da produção nacional de feijão. Mato Grosso é responsável por 324 mil t em 2018/19, correspondendo a 10,4% da produção do País. Nesse caso, não há previsão de crescimento de produção nos próximos anos, o que corresponde a manter, ao final do período das projeções, praticamente a mesma produção atual. Considerando o consumo, a taxa anual de crescimento indica tendência de decréscimo ou estabilidade para a próxima década. Adicionalmente, MAPA (2019) analisa que:

“Segundo técnicos da EMBRAPA Arroz Feijão(...), vem sendo observada uma migração do feijão-caupi das regiões Norte e Nordeste para o Centro-Oeste, onde grandes áreas passaram a ser cultivadas com esse tipo de grão, que também é exportável. Estas mudanças podem proporcionar crescimentos maiores da produção nos próximos anos. A sua concretização dependerá, basicamente, de o setor produtivo nacional conseguir avançar na produção e superar os gargalos logísticos, considerando que os mercados estão distantes das áreas produtoras, principalmente, do Mato Grosso. Da mesma forma, o consumo de feijão pode crescer nos próximos anos, se houver a consolidação de uma tendência de que parcelas significativas da população substituam proteína animal por proteína vegetal.”

- **MILHO** — Para o caso do milho, MAPA (2019) informa que a produção nacional do grão (95,25 milhões de t), em 2018/19, está distribuída principalmente nos Estados de Mato Grosso, 31,3%; Paraná, 16,7%; Goiás, 10,4%; Mato Grosso do Sul, 10,1%; e Minas Gerais, 7,4%. Esses Estados têm produção estimada em 72,2 milhões de t e devem contribuir com 75,8% da produção nacional esperada em 2018/19. Mato Grosso, o maior produtor, é responsável pela produção de 29,7 milhões de t em 2018/19, devendo atingir 40,3 milhões de t em 2028/29, com aumento de 35,4%. No caso do milho, é particularmente importante observar os resultados de MAPA (2019) para a produção de etanol de milho no País, em particular no Centro-Oeste e Mato Grosso. A Tabela I. 4 indica a estimativa da produção de etanol a partir do milho nas safras 2018/19 e 2019/20 — aqui fica clara a liderança do Mato Grosso na produção desse biocombustível no País.

Importante notar a relação entre a produção de etanol de milho e de DDG (ração animal). Segundo MAPA (2019), 1 t de milho produz em média:

- 407 L de etanol;
- 15 L de óleo de milho;
- 300 kg de DDG (dried distillers grains).

Tabela I. 4 — Estimativa da produção de etanol a partir do milho (safras 2018/19 e 2019/20)

Fonte: MAPA (2019).

REGIÃO/UF	ETANOL ANIDRO (Em milhões l)				ETANOL HIDRATADO (Em milhões l)			
	Safr 2018/19	Safr 2019/20	Variação		Safr 2018/19	Safr 2019/20	Variação	
			Absoluta	%			Absoluta	%
CENTRO-OESTE	232,75	300,08	67,34	28,9	549,12	1.054,77	505,66	92,1
MT	203,49	254,10	50,61	24,9	387,50	800,76	413,25	106,6
GO	29,26	45,98	16,73	57,2	161,61	254,02	92,40	57,2
SUL	1,54	8,71	7,17	467,3	8,03	45,58	37,55	467,3
PR	1,54	8,71	7,17	467,3	8,03	45,58	37,55	467,3
CENTRO-SUL	234,28	308,79	74,51	31,8	557,15	1.100,35	543,20	97,5
BRASIL	234,28	308,79	74,51	31,8	557,15	1.100,35	543,20	97,5

Assim, se 1 t de milho produz 407 L de etanol (em média) para a produção de 1 milhão de L de etanol (anidro equivalente), estimada para 2019/20, teremos uma demanda de 2.407 t ou 2.400 t de milho no Mato Grosso, comparada com a produção esperada de 29,7 MM t no Estado.

- **SOJA** — Segundo MAPA (2019), a produção de soja no País para 2018/19 está estimada em 114,3 milhões de t, sendo Mato Grosso o maior produtor, com 28,1% da produção nacional; seguido por Paraná, com, 14,2%; Rio Grande do Sul, com 16,8%; Goiás, 9,9%; e Mato Grosso do Sul, 7,4%. MAPA (2019) informa também que a produção de soja está migrando para novas áreas no Maranhão, Tocantins, Pará, Rondônia, Piauí e Bahia, as quais, em 2018/19, já respondem por 14,0% da produção brasileira, com 16 milhões de t de soja produzida. MAPA (2019) indica ainda que a projeção de soja em grão para 2028/29 é de 151,9 milhões de t, correspondendo a um aumento de 32,9% em relação a 2018/19. Entretanto, trata-se de um percentual abaixo do de crescimento ocorrido nos últimos dez anos no Brasil, que foi de 67,0%. O consumo doméstico de soja em grão deverá atingir 53,9 milhões de t no final da projeção, podendo chegar a 62,0 milhões de t em 2028/29, com um aumento de 22,6%. Esse crescimento nos próximos anos está um pouco acima do aumento do consumo de milho, projetado para 19,7% entre 2019 e 2029, ambos essenciais para rações animais. É esperado que a área de soja aumente 9,5 MM ha nos próximos dez anos, chegando, em 2029, a 45,3 MM ha. É a lavoura que mais deve expandir a área na próxima década, seguida pela cana-de-açúcar, com cerca de 1,6 MM ha adicionais. A tendência no Brasil é que a expansão ocorra principalmente sobre terras de pastagens naturais. MAPA (2019) analisa, entretanto, que Para o Mato Grosso, a produção de soja deverá ter um aumento de 32,1 para 45,9 milhões de t (de 2018/19 a 2028/29), correspondendo a um aumento de 43,1%. Em termos de área plantada no Mato Grosso, é esperado um aumento de 9,7 MM para 11,5 MM ha (18,3%). É importante observar, como discutido na Seção V (Oferta e demanda de bioenergia no Mato Grosso), que o óleo de soja é a matéria-prima com maior participação na produção de biodiesel. Segundo os dados da ANP e Abiove (, 2019), a produção mensal de biodiesel de soja aumentou de 229 MM L (67% da produção total, 337MM L de biodiesel) em janeiro de 2018 para 328 MM L em maio de 2019 (73% da produção total, 448 MM L de biodiesel).

⁸ DDG é o subproduto do esmagamento utilizado na ração animal, concorrendo com o farelo de soja

“O Mato Grosso deverá perder força nesse processo de expansão de novas áreas, devido principalmente aos preços de terras nesse Estado que são mais que o dobro dos preços de terras de lavouras nos Estados do MATOPIBA. Como os empreendimentos nessas novas regiões compreendem áreas de grande extensão, o preço da terra é um fator decisivo.”

- **CANA** — Mato Grosso deve ter um aumento expressivo na produção de cana de 2018/19 a 2028/29, passando de 23,13 para 44,8 milhões de t (aumento de 94,1%) com crescimento de área plantada de 34,2% (de 298 mil para 400 mil ha). Entretanto, apesar do aumento relativo, essa cultura não corresponde a uma grande participação da produção do Estado, quando comparada com soja e milho, em virtude de questões edafoclimáticas. Pelo mesmo motivo, esses números também não são tão relevantes, quando comparados com a produção do País (627 milhões de t em 2018/19, em 8,2 MM ha indo para 791 milhões de t em 2028/29, em 10,4 MM ha) e de Estados como São Paulo, o maior produtor, que preveem um aumento de 357 milhões para 430 milhões de t (com um aumento de área de 4,6 para 5,9 MM ha).

- **CARNE** — Segundo o IBGE, em 2018 foram abatidos 31,9 milhões de cabeças em todo o País. Os Estados de Mato Grosso (16,4%), Mato Grosso do Sul (10,3%), Goiás (10,1%), São Paulo (9,5%), Minas Gerais (8,8), Pará (8,2), Rondônia (7,6%) e Rio Grande do Sul (6,7%) correspondem aos maiores abates, com 77,5% deles ocorridos no País. Os dados de efetivos de bovinos em 2019 indicam que o País possui neste ano 214,7 milhões de cabeças (CONAB, 2019 *apud* MAPA 2019). MAPA (2019) analisa que as projeções de carnes para o Brasil indicam crescimento nos próximos anos e que a produção continue seu rápido crescimento na próxima década, segundo a OECDFAO (2018). As maiores taxas de crescimento da produção, no período 2018/19 a 2028/29, são esperadas para as carnes de frango e suína, com 2,6% e 2,5%, respectivamente. A produção de carne bovina deve ter um crescimento de 1,7% ao ano, atendendo o consumo doméstico e as exportações. A produção total de carnes em 2018/19 está estimada em 26 milhões de t e a projeção para o final da próxima década é de 33 milhões de t de carne de frango, bovina e suína, com aumento de produção de 27,3 %. O maior aumento de produção é esperado para carne de frango (28,6%), carne suína (28,2%) e carne bovina (24,6%). Esses dados são relevantes para estudos futuros no que se refere ao aproveitamento energético de biogás nesses setores de suinocultura, bovinocultura/gado leiteiro e avicultura, o que se revela ainda incipiente no Mato Grosso, apesar do grande potencial. Mais ainda, MAPA (2019) informa que:

“O Departamento de Agricultura dos Estados Unidos (USDA, 2019) classifica o Brasil em 2028 como primeiro exportador de carne bovina, sendo a Índia o segundo, seguida pela Austrália e Estados Unidos. Nas exportações de carne de porco o Brasil é classificado em quarto lugar, atrás da União Europeia, Estados Unidos e Canadá. Em carne de frango o Brasil fica em primeiro lugar nas exportações, seguido pelos Estados Unidos e União Europeia”.

- **CELULOSE E PAPEL** — Os produtos florestais representam a 4ª posição na classificação do valor das exportações do agronegócio nacional, abaixo do complexo soja, carnes e complexo sucroalcooleiro. Celu-

⁹ MATOPIBA é a região composta pelos Estados de Maranhão, Tocantins, Piauí e Bahia.

lose representou 59,8% do total; madeira, 25,9%; e papel, 14,3% do valor exportado (MAPA, 2019). O setor de celulose tem a perspectiva de aumentar sua produção de 22 milhões de t em 2019 para 28,7 milhões de t em 2029, com a exportação crescendo de 15,3 milhões para 21 milhões de t de 2019 a 2029. O setor de papel tem almeja aumentar a produção de 10,6 milhões de t em 2019 para 12,6 milhões de t em 2029, com a exportação crescendo de 2 milhões para 2,4 milhões de t de 2019 a 2029. Assim, a produção de papel deve crescer até o final das projeções em 18,8% e a de celulose, 31,4%. Desde 2012 ocorre grande crescimento na produção e exportação de celulose devido à entrada em operação de novas unidades industriais em outros Estados, as quais acrescentaram 7,8 milhões de t à capacidade instalada (IBA, 2019 apud MAPA 2019) do País. Por outro lado, como discutido adiante neste relatório, há a perspectiva de entrada de uma nova planta no Mato Grosso.

Em resumo, as projeções de MAPA (2019) indicam que a área total plantada com lavouras deve passar de 75,4 milhões de ha, em 2018/19, para 85,7 milhões, em 2028/29. Um acréscimo de 10,3 milhões de ha. Essa expansão está concentrada em soja, com mais 9,5 milhões de há; cana-de-açúcar, mais 1,6 milhão; e milho, 1,2 milhão de há. Totalizam as três 12,3 milhões de ha adicionais. Algumas lavouras (mandioca, café, arroz, laranja e feijão) devem perder área, mas a redução será compensada por ganhos de produtividade. A expansão de área de soja e cana-de-açúcar deverá ocorrer pela incorporação de áreas novas, áreas de pastagens naturais e também pela substituição de outras lavouras que deverão ceder espaço. A área de milho deve expandir-se sobre áreas liberadas pela soja, no sistema de plantio direto.

Essas informações são relevantes para estudos posteriores, incluindo potenciais de aproveitamento energético dos resíduos dos diferentes setores. Estudos produzidos anteriormente para o Brasil (*Atlas de Biomassa do Brasil*¹¹) e para o Estado de São Paulo (*Mapa Georreferenciado de Biogás e Biometano para o Estado de São Paulo*¹², *Atlas de Bioenergia para o Estado de São Paulo*¹³) poderão ser realizados para o Estado de Mato Grosso.

1.4 REFERÊNCIAS DA SEÇÃO I

ANEEL (2019a). BIG – Banco de Informação de Geração. Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/ResumoEstadual/GeracaoTipoFase.asp>.

ANEEL (2019b). Unidades consumidoras com Geração Distribuída – Resumo Estadual. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Estadual.asp.

BEEMT (2015). Balanço Energético do Estado de Mato Grosso e Mesorregiões – BEEMT 2015: ano base 2014 / NIEPE. Cuiabá. Promo Gráfica, 2017. 286 p.: Il.; color. 1. Recursos energéticos – Mato Grosso. 2. Recursos energéticos – Mato Grosso. 3. Política energética – Mato Grosso. 4. Planejamento energético regional. I. Título. II. Título: Ano base 2014.

EPE (2018). Nota técnica EPE 17/18: Potencial energético de resíduos florestais do manejo sustentável e de resíduos da industrialização da madeira. Empresa de Pesquisa Energética, Ministério de Minas e Energia. Rio de Janeiro, RJ, Brasil. 2018.

MAPA (2019). Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento. PROJEÇÕES DO AGRONEGÓCIO. Brasil 2018/19 a 2028/29. 128 p. Disponível em www.agricultura.gov.br. Acesso em 28/7/2019.

¹⁰ CMPC Riograndense (RS), Eldorado Brasil (MS), Fibria (MS), Klabin (PR) e Suzano (MA)

¹¹ *Atlas de Biomassa para o Brasil (2009-2012)*. Estudo realizado pelo CENBIO/IEE/USP (atualmente GBIO/IEE/USP) e financiado pelo Ministério de Minas e Energia. Disponível em www.iee.usp.br/GBIO

¹² *Mapa Georreferenciado de Biogás e Biometano para o Estado de São Paulo (2019)*. Estudo realizado pelo GBIO/IEE/USP e financiado pelo RCGI/FAPESP/SHELL. Disponível a partir de setembro de 2019 em www.iee.usp.br/GBIO e www.usp.br/rcgi

¹³ *Atlas de Bioenergia para o Estado de São Paulo (2020)*. Estudo realizado pelo GBIO/IEE/USP e financiado pelo Projeto P&D CESP/ANEEL. Disponível em www.iee.usp.br/GBIO

SEPLAN (2016) PRODUTO INTERNO BRUTO DE Mato Grosso 2016 - Contas Regionais – PIB de Mato Grosso – 2016 - SEPLAN - Secretaria de Estado de Planejamento de Mato Grosso. Disponível em <http://www.seplan.mt.gov.br/documents/363424/12140610/Relat%C3%B3rio+PIB+MT+2016.pdf/5ca38909-73f2-fc4f-3788-1c20191e47c5>.

UFMT/NIPE (2018). Universidade Federal de Mato Grosso – UFMato Grosso. Núcleo Interdisciplinar De Estudos Em Planejamento Energético – NIEPE. Relatório de Projeto de Pesquisa. Avaliação dos Potenciais Técnico e Econômico de Geração e Uso de Energias Renováveis Em Mato Grosso. Contrato PNUMA SB-000975. SSFA/2018/BRA-02.

SMIL, V. (2000). Energy in the twentieth century: resources, conversions, costs, uses, and consequences. *Annu. Rev. Energy Environ.*, 25, p. 21-51, 2000.

SOVACOOOL, B.; BROWN, M.; VALENTINE, S. (2016). Fact and fiction in global energy policy: fifteen contentious questions. Baltimore: Johns Hopkins University Press, 2016.

UNFCCC (2015). Paris Agreement. United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC), 2015. Disponível em: <http://unfccc.int/files/essential_background/convention/application/pdf/english_paris_agreement.pdf>. Acesso em: 16 mar. 2020.

WEC (2016). World Energy Resources 2016. World Energy Council (WEC), 2016. Disponível em: <<https://www.worldenergy.org/assets/images/imported/2016/10/World-Energy-Resources-Full-report-2016.10.03.pdf>>. Acesso em: 16 mar. 2020.



Seção II

Cenário das energias renováveis no Brasil e no mundo

II.1. INTRODUÇÃO

O tema de energias renováveis é importante tanto em termos ambientais como sociais e estratégicos. Entretanto, apesar de suas vantagens, a sua participação na matriz energética mundial ainda é reduzida. No Brasil, apesar de haver uma participação maior do que a média mundial, as energias renováveis ainda não correspondem a uma maioria significativa, como será discutido neste capítulo. A segurança energética, principalmente no setor elétrico brasileiro, ainda aparece como uma questão importante.

Em janeiro de 2018, o boletim mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro apontou que o subsistema Sudeste/Centro-Oeste teve a maior demanda nos últimos três anos: 50.853 MW. A matriz energética nacional, embora considerada limpa, quando avaliada estrategicamente sob o ponto de vista da correlação diversificação *versus* risco, evidencia um *status* de “baixa segurança energética”, comprovado por problemas de abastecimento comuns, a exemplo de crises enfrentadas pelo País em 2015.

Na verdade, o cenário da distribuição de energia no Brasil vem sofrendo uma revolução silenciosa. Uma das razões para essas mudanças foi a autoprodução de energia (produção energética pelo próprio consumidor). Desde que a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) modernizou a *Resolução 482/2012* – que regulamenta o setor de geração descentralizada – e flexibilizou alguns normativos, o número de ligações dessa natureza às redes de distribuição cresceu consideravelmente: em dezembro de 2015 eram 1.731 conexões e em maio de 2017, 10.500. Porém, de acordo com o *Boletim de Capacidade Instalada de Geração Elétrica - Brasil e Mundo 2016*, do Ministério de Minas e Energia (MME), esse movimento ainda é pequeno e, embora 90% do total dos 9,5 GW de potência instalada tenha sido gerado de fontes renováveis, as fontes hidráulica e de biomassa permanecem liderando essa expansão.

Quando o consumo de fontes energéticas no País é avaliado sob o prisma da sustentabilidade, percebe-se que o caminho para disseminação de fontes renováveis de energia ainda é lento, ao contrário de países da Europa. Na Alemanha, por exemplo, a necessidade de reduzir as emissões de gases de efeito estufa e o reduzido potencial para gerar algumas energias renováveis levaram ao desenvolvimento de uma matriz sustentável, integrando fontes como a fotovoltaica, eólica e bioenergética.

No Brasil, o setor de energia possui gargalos em seu fornecimento e pouca diversificação de sua matriz energética. Contudo, existem iniciativas promissoras na ampliação e estruturação de energias renováveis em função do potencial e das riquezas naturais do País para desenvolvimento de “cadeia da energia solar”, aproveitamento de resíduos agrícolas ou agroindustriais, além de matérias-primas que podem complementar a produção de energia limpa.

Nesse contexto, este capítulo discute a questão das energias renováveis no Brasil e no mundo.

II.2. ENERGIAS RENOVÁVEIS NO BRASIL E NO MUNDO

II.2.1. SITUAÇÃO DAS ENERGIAS RENOVÁVEIS NO MUNDO

No século 21, o sistema energético internacional é ainda fortemente dependente de combustíveis fósseis, carvão, petróleo e gás. Em 2012, 81% do consumo mundial de energia originou-se dessas fontes, contra 19% de renováveis. Esse consumo de renováveis apresentava um crescimento anual de cerca de 2% (média em 20 anos) e, entre os anos de 2005 e 2015, cresceu 1,6 % (REN21, 2018), conforme ilustra a *Figura II.2*. Em 2016, o consumo de energia a partir de combustíveis fósseis caiu para 79,5% e, em 2018, voltou a subir para 79,9% (*Figura II.1*) (REN21, 2018; REN21, 2020).

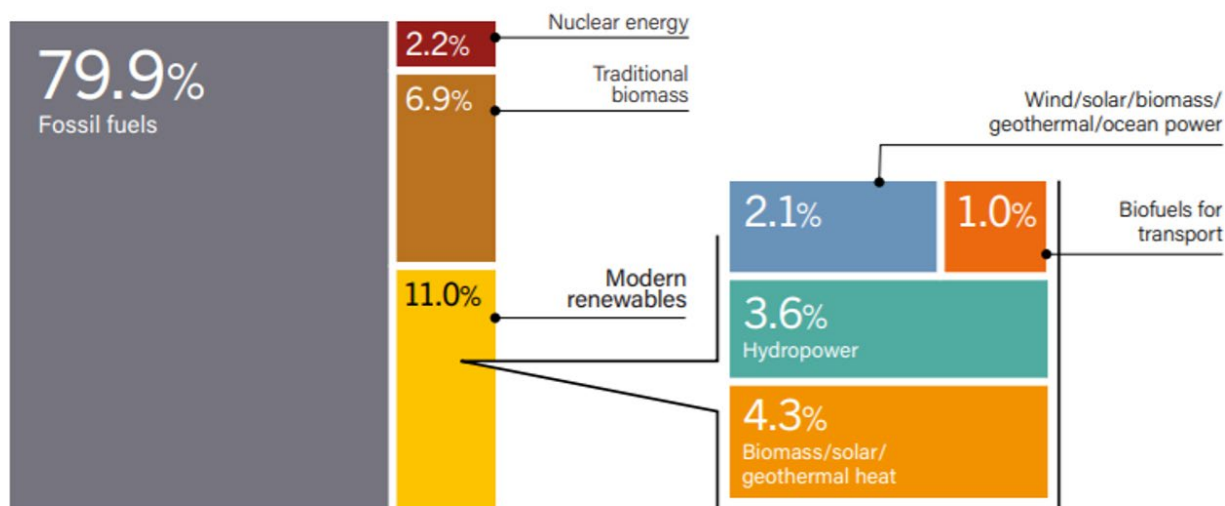


Figura II.1. — Participação das renováveis no consumo final de energia no mundo, 2018.

Fonte: REN21 (2020).

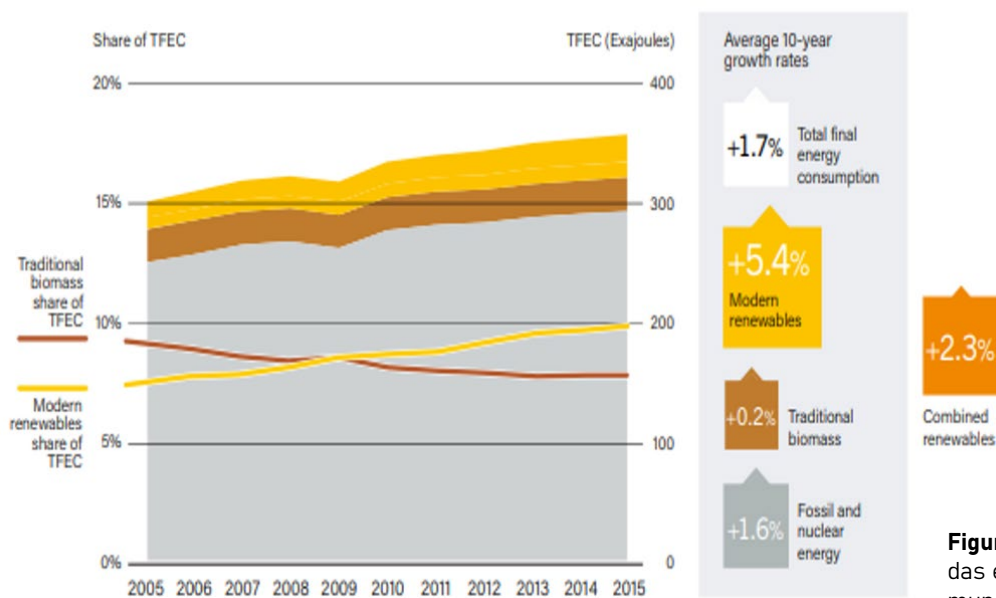


Figura II.2. — Crescimento das energias renováveis no mundo versus consumo final de energia, 2005-2015.

Fonte: REN21 (2018).

Ademais, deve ser ressaltado que, desse total de energias renováveis, em 2016 apenas 7,8% corresponderam realmente a energias renováveis, pois o restante foi referente à biomassa tradicional, proveniente do desmatamento em países em desenvolvimento, que não pode ser considerado renovável (Karekezi et al., 2004).

Conforme discutido em Simões Moreira (2017), há problemas relacionados à segurança no suprimento de energia, o que apresenta um papel relevante. A segurança energética está relacionada principalmente à produção de petróleo, concentrada em poucos países. Países como Estados Unidos da América (EUA), Japão, China e Coreia do Sul, além de alguns integrantes da União Europeia (UE) estão entre os maiores importadores desse energético.

Considerando a participação das energias renováveis no consumo final de energia no mundo, em 2018, a participação em cada uso final ainda foi bastante reduzida: em termos de energia térmica, que representou 51% do consumo mundial total, as renováveis modernas corresponderam a 10,1%; no setor de transporte, as renováveis corresponderam a apenas 3,3%, sendo 3,0% de biocombustíveis e 0,3% de eletricidade de fontes renováveis; e no setor de eletricidade, as renováveis corresponderam a 26,41%, conforme ilustrado na *Figura II.3*.

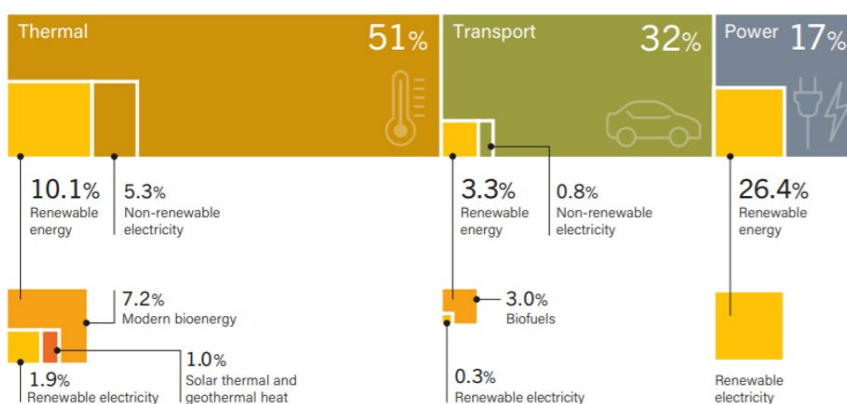


Figura II. 3 – Participação das renováveis no consumo final de energia por setor, 2017.
Fonte: REN21 (2020).

Observando-se a participação de renováveis na geração de eletricidade no mundo, tem-se a predominância da hidroeletricidade, com 15,9%, seguida da energia eólica (que apresentou significativo crescimento) com 5,9%, 2,2% da bioeletricidade, 2,8% para solar e o restante, de 0,4%, correspondendo às demais fontes renováveis (oceano, concentradores solares e geotérmica), como ilustra a *Figura II.4*.

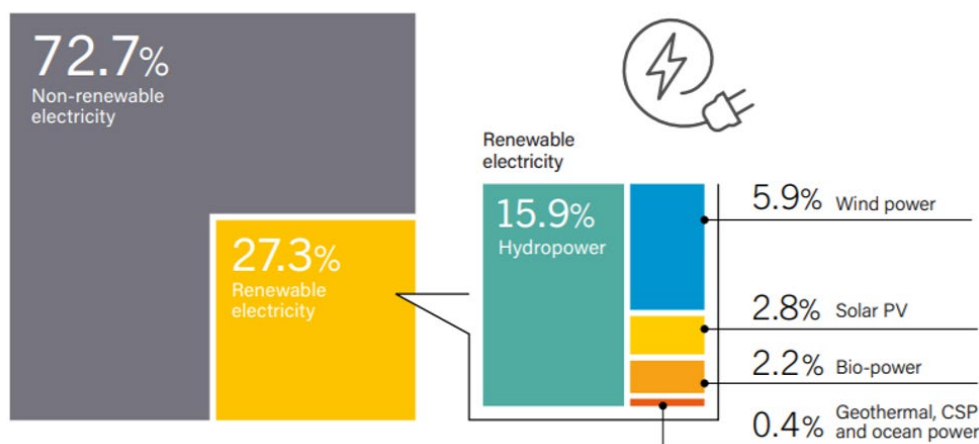


Figura II.4. – Participação das renováveis na produção de eletricidade no mundo, 2019.
Fonte: REN21 (2020).

Quando não se considera a hidroeletricidade, devem ser ressaltadas as diferenças existentes em algumas regiões do mundo na capacidade instalada de eletricidade. Como ilustrado na *Figura II.5*, na China há expressiva participação da energia eólica, seguida da energia solar. O mesmo acontece nos EUA e na Alemanha. No Japão, por sua vez, a predominância é de energia solar.

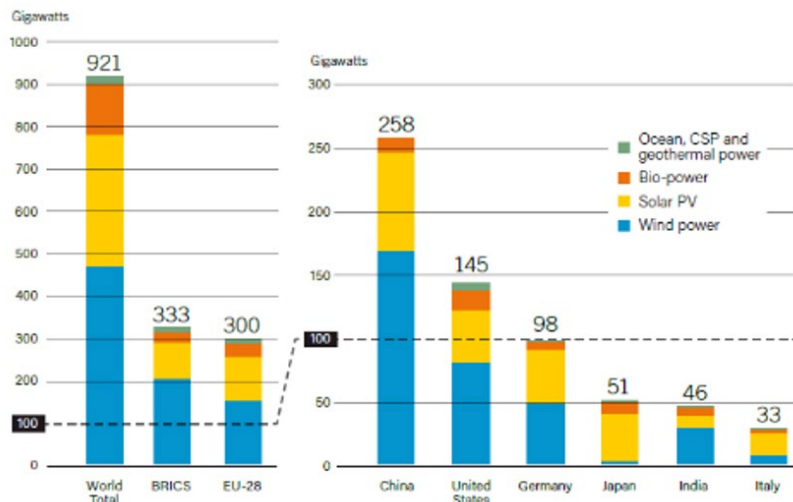


Figura II.5. — Capacidade instalada (GW) de energias renováveis no mundo e em determinadas regiões, 2016. **Fonte:** REN21 (2017).

Entretanto, deve-se observar a importância crescente da biomassa, como ilustra a *Figura II.6*, em particular na UE. Na verdade, a tentativa de reduzir as emissões de carbono nas termoelétricas a carvão com a introdução de energia solar e eólica não produziu resultados positivos. Foram duas as razões desses problemas encontrados: o primeiro motivo foi o fato de que as energias solar e eólica são intermitentes, enquanto as termoelétricas a carvão devem operar na base; a segunda razão foi a reação negativa da sociedade aos grandes sistemas de painéis solares e torres eólicas, com impactos na paisagem rural dos países. Por esse motivo, muitos países da UE optaram pela co-combustão (carvão e *pellets* de biomassa), sendo essa a razão do significativo crescimento ocorrido na produção de *pellets* de biomassa (não apenas na UE, mas em várias regiões do mundo).

É importante observar o crescente interesse desses atores pelos *pellets* eventualmente produzidos no Brasil, com grande potencialidade, como analisado em Escobar (2016), a seguir comentado.

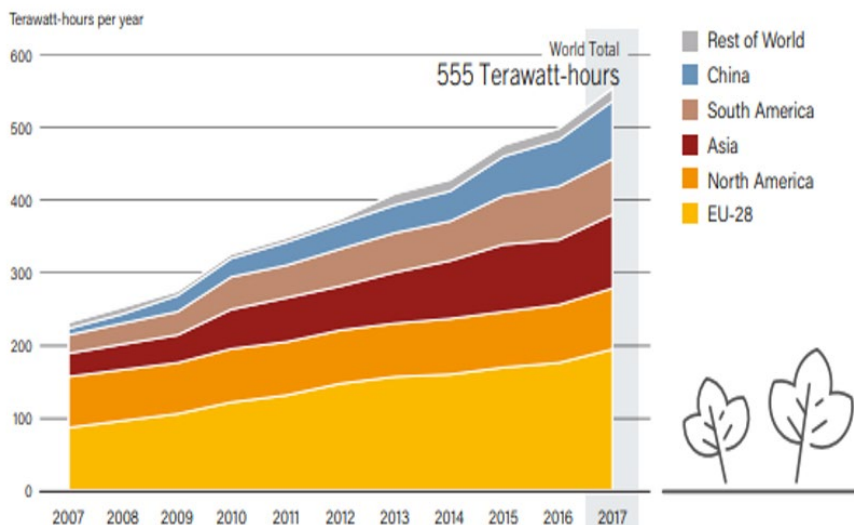


Figura II.6. — Produção mundial de eletricidade a partir de biomassa, 2007-2017. **Fonte:** REN21 (2018).

II.2.1. SITUAÇÃO DAS ENERGIAS RENOVÁVEIS NO BRASIL

É No Brasil, apesar da tradição em uso de energias renováveis e do *Programa do Alcool* e do *Programa Nacional do Biodiesel*, a participação delas na matriz energética brasileira ainda continua reduzida. A oferta interna de energia ainda apresenta significativa presença de fósseis, com 34,4% de petróleo, 5,3% de carvão e 12,2% de gás natural, conforme observado na *Figura II.7*.

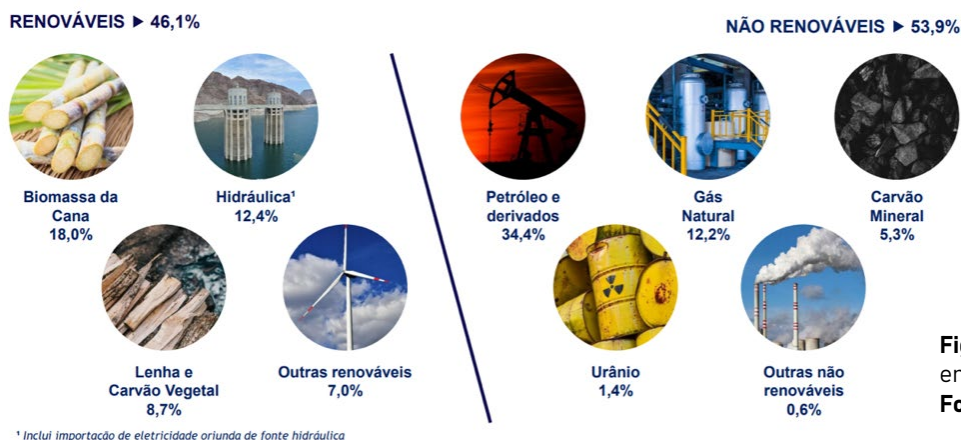
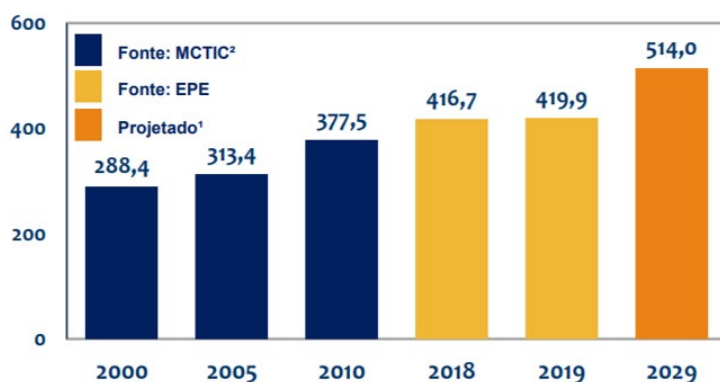


Figura II.7. — Oferta interna de energia no Brasil, 2019.
Fonte: EPE (2020b).

Assim, apesar do compromisso assumido na COP21, em Paris, de reduzir as emissões de GEE em 37% até 2025 e em 43% até 2030 (quando comparados a 2005), as emissões da matriz energética vêm crescendo, conforme apresenta a *Figura II.8*. Na verdade, os cenários atuais indicam aumento das emissões. Mesmo considerando que o compromisso se refere às emissões totais, incluindo as relativas ao desmatamento, deve-se observar que o desmatamento se mostra crescente (cerca de 10% de maior nos últimos 12 meses¹).



Crescimento Emissões Totais - MtCO ₂ -eq		
Indicador	Realizado	Projetado ¹
	2000 a 2019	2000 a 2029 ¹
Taxa média de crescimento anual	2,0%	2,0%

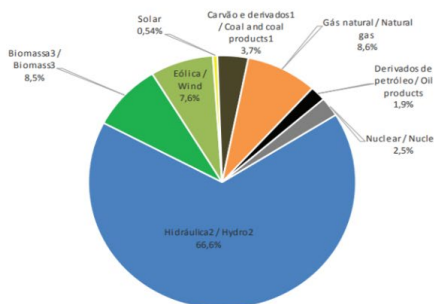
¹ PDE 2029.
² Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações

Figura II.8. — Evolução das emissões de CO₂ na matriz energética brasileira.
Fonte: EPE (2017).

¹ <https://invest.exame.com/esg/desmatamento-na-amazonia-uma-perspectiva-historica-por-exame-research>

Em termos de matriz elétrica, observa-se uma redução contínua na fonte hidráulica com crescimento na geração a partir de gás natural e de derivados de petróleo, apesar do crescimento expressivo da energia eólica (*Figura II.9*). No que se refere à biomassa, que corresponde principalmente à cogeração no setor sucroalcooleiro, a participação ainda é incipiente, apesar do enorme potencial existente.

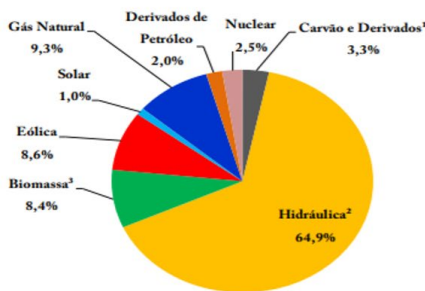
Brasil (2018)



Oferta Hidráulica em 2018: 423,8 TWh

Oferta Total em 2018: 636,4 TWh

Brasil (2019)



Oferta Hidráulica em 2019: 422,7 TWh

Oferta Total em 2019: 651,3 TWh

Figura II.9. – Matriz elétrica brasileira em 2018–2019.

Fonte: EPE (2019); EPE (2020a).

II.3. BIOENERGIA NO MUNDO E NO BRASIL

As mudanças por que passa o clima de nosso planeta decorrem principalmente das emissões de GEEs, dentre os quais encontra-se o dióxido de carbono (CO₂) que, ao ser expelido pelos veículos movidos a combustão interna, por exemplo, acumula-se na atmosfera e provoca aumento na temperatura média da Terra. Por causa disso, o CO₂ é visto como o principal vilão do aquecimento global que muito tem preocupado a comunidade científica ao redor do mundo nos últimos anos (De Oliveira & Coelho, 2017).

Em maio de 2013, cientistas do mundo inteiro ficaram alarmados ao tomar conhecimento de que o nível de CO₂ na atmosfera tinha atingido a indesejável marca de 400 partes por milhão – quantidade nunca antes medida na história do planeta (Kunzig, 2013).

A medição ocorreu no Observatório Nacional da Administração Oceânica e Atmosférica, no Estado americano do Havaí, por especialistas em mudanças climáticas, os quais atribuem tal concentração à queima de carvão, petróleo e gás natural (Landau, 2013).

Desde então, vários países têm feito esforços no sentido de criar condições para conter as emissões de CO₂ na atmosfera de nosso planeta, cujo principal objetivo é limitar o aumento da temperatura média terrestre em 1,5°C até 2100, tendo como base os níveis pré-industriais (MMA, 2018). É consenso entre os estudiosos do assunto que uma possível ultrapassagem dessa marca causará sérias consequências ao nosso planeta.

Diante de tal percepção, cientistas e chefes de Estado de cerca de 200 nações se encontraram em 2015, sob a tutela das Organizações das Nações Unidas (ONU), para uma convenção sobre mudanças climáticas, conhecida como 21ª Conferência das Partes (COP21) ou Acordo de Paris, na qual debateram sobre possíveis alternativas que pudessem mitigar os efeitos devastadores de um provável aquecimento global (UNFCCC, 2016).

Na ocasião, foi assinado um documento de intenções, mais tarde mudado para *Contribuição Nacionalmente Pretendida*, no qual as partes envolvidas se comprometiam a reduzir suas emissões domésticas de GEE, primeiro até o ano de 2025 e depois até 2030, em percentuais escolhidos pelos próprios países em função da necessidade e capacidade de cumprimento de cada um deles (EPE, 2016).

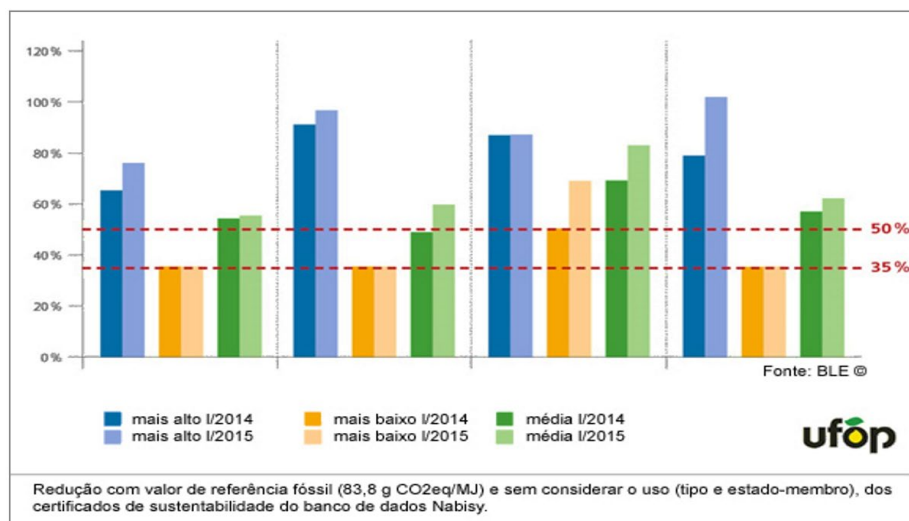
Portanto, os países signatários do *Acordo de Paris* se colocam diante de um cenário no qual a única possibilidade para atender os compromissos assumidos perante a COP21 é por meio da diminuição gradativa de energias oriundas de fontes fósseis e do incentivo à produção e uso de energias provenientes de fontes renováveis.

Essa premissa desencadeou a necessidade de diversificação das matrizes energéticas no sentido de incorporar as mais diversas formas de bioenergia, seja pelo uso do etanol e do biodiesel no setor de transportes, seja no uso da biomassa no setor industrial, ou mesmo por meio do uso das energias solar e eólica para produzir eletricidade. No Brasil, diretrizes básicas consideram priorizar o uso da energia renovável no consumo final de energia. Assim, espera-se um crescimento contínuo do etanol e do biodiesel para que, no longo prazo, esses biocombustíveis possam substituir gradativamente a gasolina e o óleo diesel (MME, 2007).

Portanto, face ao crescimento e importância dessa forma de energia alternativa, apresentaremos a seguir o cenário atual da bioenergia no mundo e no Brasil, com foco específico nos biocombustíveis líquidos – etanol e biodiesel.

II.3.1. BIOCMBUSTÍVEIS LÍQUIDOS NO MUNDO E NO BRASIL

Por não serem oriundos de fontes fósseis e, portanto, não lançarem CO₂ na atmosfera terrestre, os biocombustíveis líquidos (etanol e biodiesel) exercem um papel fundamental no combate ao aquecimento global. Nesse sentido, os biocombustíveis produzem, em média, 60% menos GEE do que os combustíveis fósseis (*Figura II.10*). Um estudo conduzido pela Academia Real de Engenharia, da Inglaterra, conclui que somente o etanol de cana-de-açúcar é capaz de atender em 2018 os 60% de redução de emissões de GEE em relação ao petróleo, exigidos pela *Renewable Energy Directive (RED)*, diretiva aprovada em 2009, pelo Parlamento Europeu, para a produção e uso de energia oriunda de fontes renováveis (RAE, 2017).



Nota — Redução com valor de referência fóssil (83,8 gCO₂eq/MJ) e sem considerar o uso (tipo e Estado-membro) dos certificados de sustentabilidade do banco de dados Nabisy

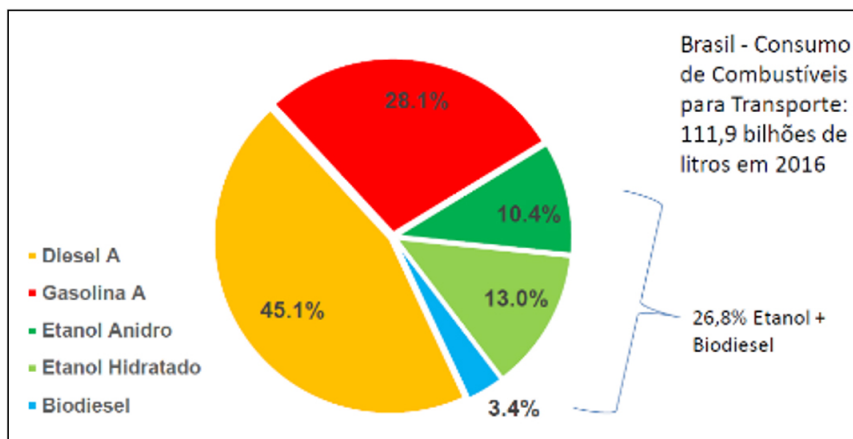
Figura II.10. — Percentual de mitigação dos GEEs dos biocombustíveis.

Fonte: UFOP (2015).

Os dois maiores produtores mundiais de etanol e biodiesel são os Estados Unidos e o Brasil (REN21, 2018). Com o recente recuo dos Estados Unidos com relação ao Acordo de Paris, o Brasil passa a ter a oportunidade de se posicionar como a principal liderança global na área de biocombustíveis líquidos, tornando-se definitivamente uma economia verde (Nastari, 2017a).

O solo e o clima no Brasil são altamente favoráveis ao setor sucroenergético. Além disso (e por causa dessa vantagem), o *Proálcool* foi o programa responsável por criar as condições para que hoje o Brasil se tornasse uma

referência mundial na tecnologia *flex fuel*, introduzida no País em 2003. Portanto, os biocombustíveis no Brasil ajudam o País a ter a matriz de combustíveis mais limpa do mundo (*Figura II.11*) (Nastari, 2017a).



Nota — O consumo de combustíveis no setor de transportes, em 2016, foi de 111,9 bilhões de litros. Destes, 26,8% foram de combustíveis renováveis (etanol + biodiesel).

Figura II.11. — Matriz de combustíveis para transporte no Brasil.

Fonte: Nastari (2017a).

II.3.2. BIOCMBUSTÍVEIS LÍQUIDOS NO MUNDO

II.3.2.1 ETANOL

A produção mundial de etanol aumentou de 33 bilhões para 98 bilhões de litros em apenas uma década: de 2005 a 2015 (RAE, 2017). Em 2016 ela atingiu 103 bilhões de litros, pulando para 106 bilhões em 2017 (REN21, 2018). Em 2019, a produção mundial de etanol foi de 114 bilhões de litros (REN21, 2020). Os Estados Unidos e o Brasil, juntos, concentram cerca de 83% da produção global (REN21, 2020). Até 2007 o Brasil era o líder mundial na produção desse biocombustível. A partir de então, em função de investimentos em tecnologia e infraestrutura, além de incentivos governamentais, os EUA assumiram a liderança, com produção de 60 bilhões de litros, em 2017, contra 28,5 bilhões do Brasil (*Figura II.12*). Em 3º lugar vem a UE, com cerca de 4 bilhões, depois a China e o Canadá com 3,3 bilhões e 1,7 bilhão de litros, respectivamente (REN21, 2018).

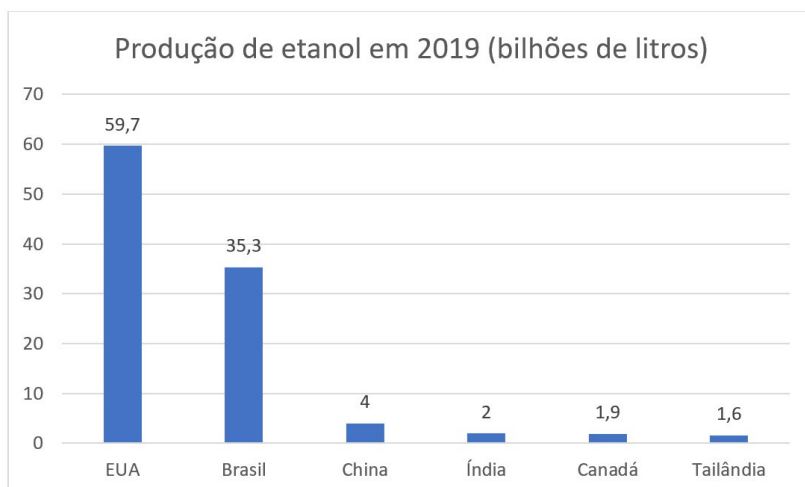


Figura II.12. — Maiores produtores mundiais de etanol, 2019.

Fonte: Adaptado REN21 (2020).

Na UE, alguns países aumentaram os níveis de mistura de etanol, o que ajudou a manter a demanda em 2019 — a produção ficou em torno de 70% da capacidade. Os maiores produtores de etanol na UE são a França e a Alemanha, com 0,8 bilhão e 0,8 milhão de litros, respectivamente (REN21, 2020). Com relação ao consumo mundial de etanol, os EUA também estão em 1º lugar. A *Figura II.13* apresenta os maiores consumidores de etanol de 2016: EUA, com 53 bilhões de litros consumidos, seguidos de Brasil, com 26 bilhões, UE com 5,5 bilhões, China com 4 bilhões e Canadá com quase 3 bilhões de litros (PWC, 2017).

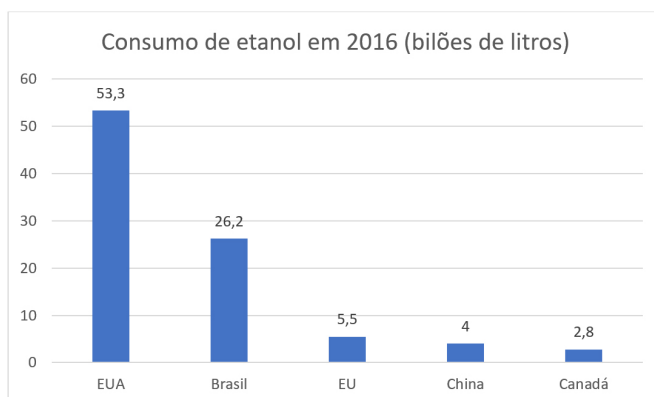


Figura II.13. — Maiores consumidores mundiais de etanol, 2016.
Fonte: PWC (2017).

Nos EUA, a principal matéria-prima para a produção de etanol é o milho (RAE, 2017). Em 2016, quase 30% da produção do grão destinou-se à indústria desse biocombustível, o qual é processado por 213 biorrefinarias espalhadas por 28 Estados, gerando um mercado de US\$ 42 bilhões e 74 mil empregos diretos (PWC, 2017).

Já no mercado europeu, 71 biorrefinarias produzem o etanol da região a partir de três principais matérias-primas: o milho, com uma fatia de 37%, é a mais utilizada em função de seu baixo custo e alto rendimento; em seguida vem o trigo, com 33%, e depois a beterraba, com 20%. Tanto na UE como nos EUA, parte do milho produzido é também destinada ao mercado de nutrição animal (PWC, 2017). Na África, o etanol é produzido em vários países, sendo que a cana-de-açúcar é a principal matéria-prima, enquanto outra parte é produzida a partir do sorgo (Scott, 2009).

Os custos de produção de biocombustíveis na Europa e nos EUA variam muito em função da matéria-prima utilizada, processo de conversão, escala de produção e região. Em geral, nesses mercados, o preço do etanol tem sido maior do que o da gasolina. Em 2013, por exemplo, o etanol na Europa custava € 0,59/litro enquanto o da gasolina era € 0,43/litro (RAE, 2017).

Em 2017, os percentuais de mistura do etanol na gasolina, nos principais países produtores, foram: EUA, em média 10% (alguns Estados com 15%); Brasil, 27%; China, 10%; Canadá, varia entre 5% e 8,5% (REN21, 2018). Há também percentuais expressivos em outros países, como o Paraguai, 25%; Noruega, 20%; Argentina, 12%; Colômbia e Uruguai, 10% (Violante, 2018).

II.3.2.2 BIODIESEL

O biodiesel – junto com o etanol – tem sido responsável por atender a maior parte dos combustíveis renováveis que são usados na frota global de transportes. No Brasil, Estados Unidos e em alguns países europeus, esses biocombustíveis líquidos representam uma participação de mercado cada vez maior. Na última década, o biodiesel, em particular, teve o maior crescimento mundial entre os biocombustíveis. A *Figura II.14* apresenta a evolução da produção global de etanol, biodiesel e combustível HVO/HEFA, por conteúdo energético, de 2009 a 2019 (REN21, 2020).

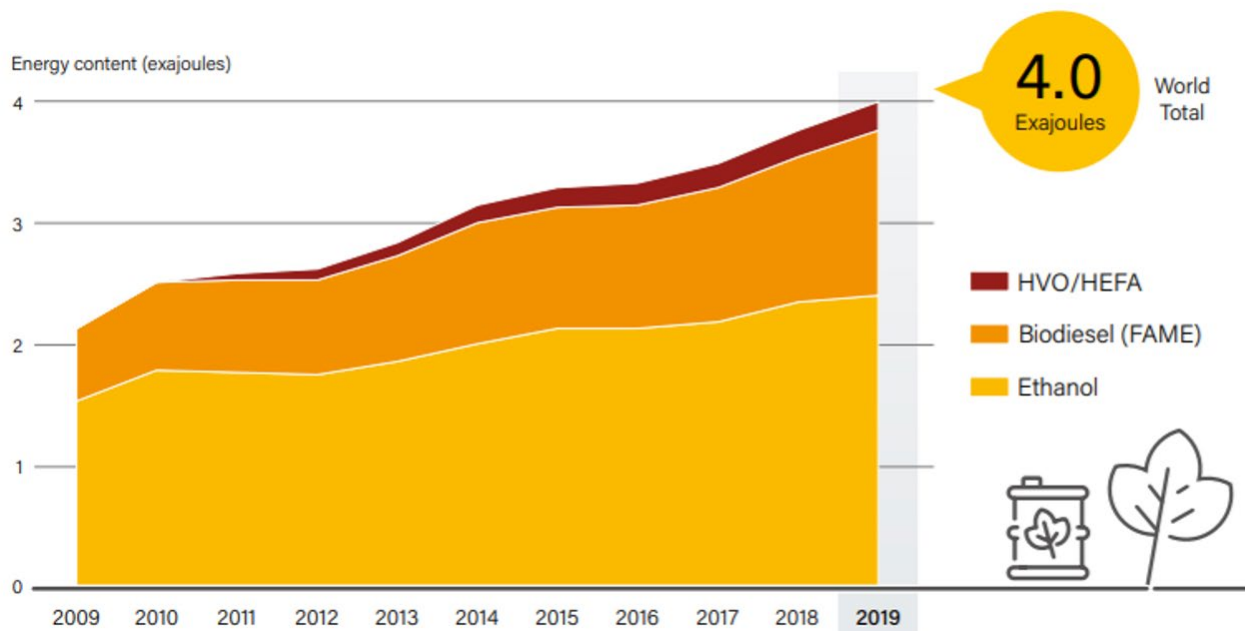


Figura II.14. —Evolução da produção global de etanol, biodiesel e combustível HVO/HEFA, por conteúdo energético, de 2009 a 2019.
Fonte: REN21 (2020).

Com uma produção de 47,4 bilhões de litros em 2019, os cinco principais países foram responsáveis por 57% da produção global. A Indonésia assumiu a liderança como o maior país produtor de biodiesel em 2019, com 17% da produção global (7,9 bilhões de litros), ultrapassando os Estados Unidos (14% — 6,5 bilhões) e Brasil (12% — 5,9 bilhões). Os próximos maiores produtores foram Alemanha (8% — 3,8 bilhões), França (6,3% - 3 bilhões) e Argentina (5,3% — 2,5 bilhões de litros) (REN21, 2020).

O mercado asiático cresceu, com destaque para a produção da Indonésia. O biodiesel no país aumentou consideravelmente desde 2013 em função de novas políticas públicas para a área de biocombustíveis, colocando-o entre os cinco maiores produtores mundiais de biodiesel em 2017 e, sendo o maior produtor em 2019 (REN21, 2018; REN21, 2020). Na Tailândia, as produções de etanol e biodiesel também se destacam por causa de um plano que o país implementou para o desenvolvimento de energias renováveis. Na China, a demanda por biocombustíveis foi impulsionada em parte por incentivos fiscais e empresariais. No entanto, o biodiesel sofreu um golpe desde que o governo decidiu taxar o comércio do produto importado – uma decisão política tomada para agradar as refinarias locais que produzem diesel fóssil para o mercado doméstico.

Estima-se que o crescimento mundial do biodiesel gerou quase 2 milhões de empregos em toda a cadeia de produção (REN21, 2018). Em 2017, os percentuais de mistura do biodiesel no diesel fóssil, nos principais países produtores, foram EUA, entre 2% e 10%; Brasil, 10% (em 2018); Alemanha, 5,6%; Indonésia, 20%; Argentina, 10% (REN21, 2018).

As principais matérias-primas para a produção de biodiesel no mundo são (os maiores produtores em parêntese) América do Norte: soja (Estados Unidos); América do Sul: soja (Brasil e Argentina); África: pinhão-mansão (Gana, Nigéria e Camarões), Ásia: dendê (Malásia e Indonésia); Europa: girassol e colza (Alemanha e França).

O número de países que passaram a aprovar leis, resoluções e mandados para a área de energias renováveis teve um aumento considerável de 2004 a 2019 (Figura II.15). Na área de transportes, por exemplo, a quantidade de países que aprovaram políticas públicas passou de 11 para 70 no mesmo período, contribuindo, assim, para a geração de empregos no setor.

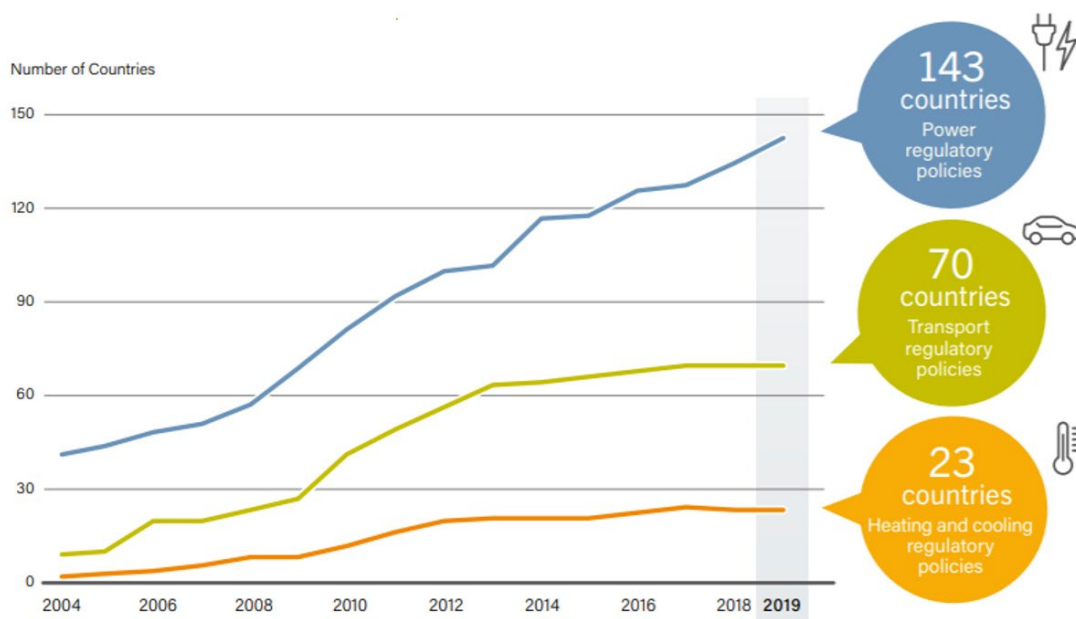


Figura II.15. —Número de países com políticas voltadas a energias renováveis, por setor, 2004-2017.

Fonte: REN21 (2020).

II.3.3. BIOCOMBUSTÍVEIS LÍQUIDOS NO BRASIL

II.3.3.1. ETANOL

Praticamente toda a produção de etanol no Brasil é voltada para o consumo interno. A parte excedente é vendida para os EUA, maior mercado importador do etanol brasileiro (*Figura II.16*), país que em 2016 absorveu quase metade do etanol exportado pelo Brasil. A outra parte foi para a Coreia do Sul – 2º mercado importador, absorvendo 33% de nosso etanol – e o restante para outros países como o Japão, Holanda e China. Juntos, EUA e Coreia do Sul importaram cerca de 80% do etanol produzido no Brasil em 2016 (PWC, 2017).

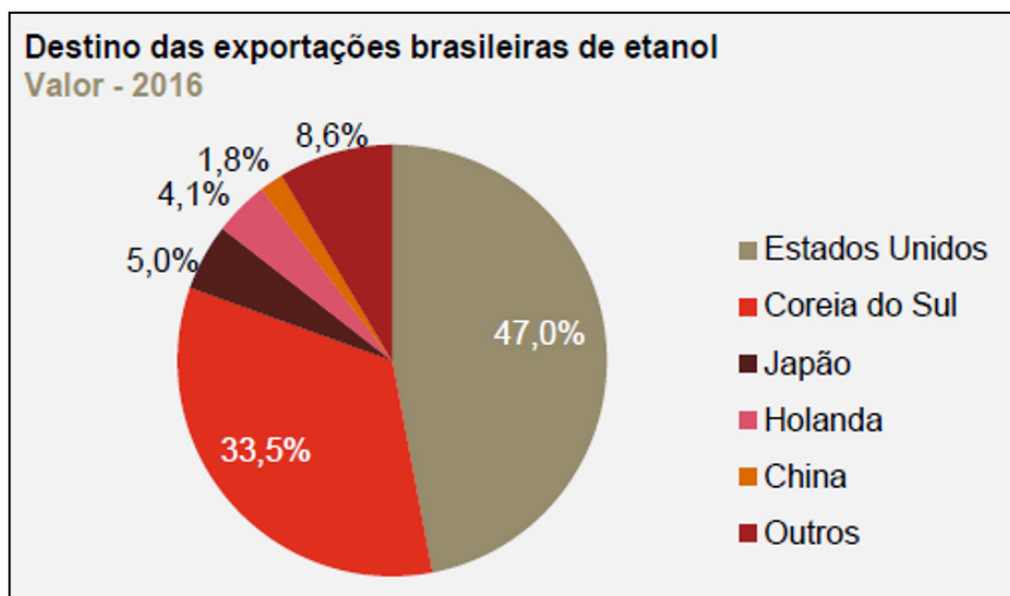


Figura II.16. —Maiores importadores do etanol brasileiro, 2016.

Fonte: PWC (2017).

A produção brasileira de etanol tem sido importante também para a balança comercial, uma vez que esse biocombustível já substituiu cerca de 2,5 bilhões de barris de gasolina desde 1975, diminuindo, assim, a importação de petróleo (PWC, 2017).

A indústria sucroalcooleira no Brasil gera um número considerável de empregos diretos e indiretos, com 430 usinas de processamento e 70 mil produtores independentes de cana-de-açúcar, possibilitando oferecer 1,2 milhão de empregos diretos (Violante, 2018). Esse contingente faz do Brasil o país com a maior força de trabalho nesse setor (REN21, 2018).

Além de promover emprego e renda no campo, o etanol é ambientalmente limpo e permite que sua eficiência energética (MJ/km) seja alta ao mesmo tempo que sua emissão total de CO₂e (g CO₂e/km) seja baixa, tornando-se, portanto, uma solução tecnológica para a indústria automotiva (Nastari, 2017b).

Historicamente, a principal matéria-prima usada na produção de etanol no Brasil é a cana-de-açúcar, cujo líquido produz o etanol de 1ª geração, enquanto o bagaço, o de 2ª geração, serve de subproduto (biomassa) para queimar em caldeiras, gerando calor e produzindo eletricidade. A cana também produz açúcar – o que acaba competindo com o álcool no mercado interno em função do preço praticado pelo mercado internacional.

A *Figura II.17* mostra a produção histórica brasileira de etanol anidro e hidratado, desde os primórdios do Programa Nacional do Alcool (*Proálcool*), no começo dos anos 1970, até a safra de 2016/2017.

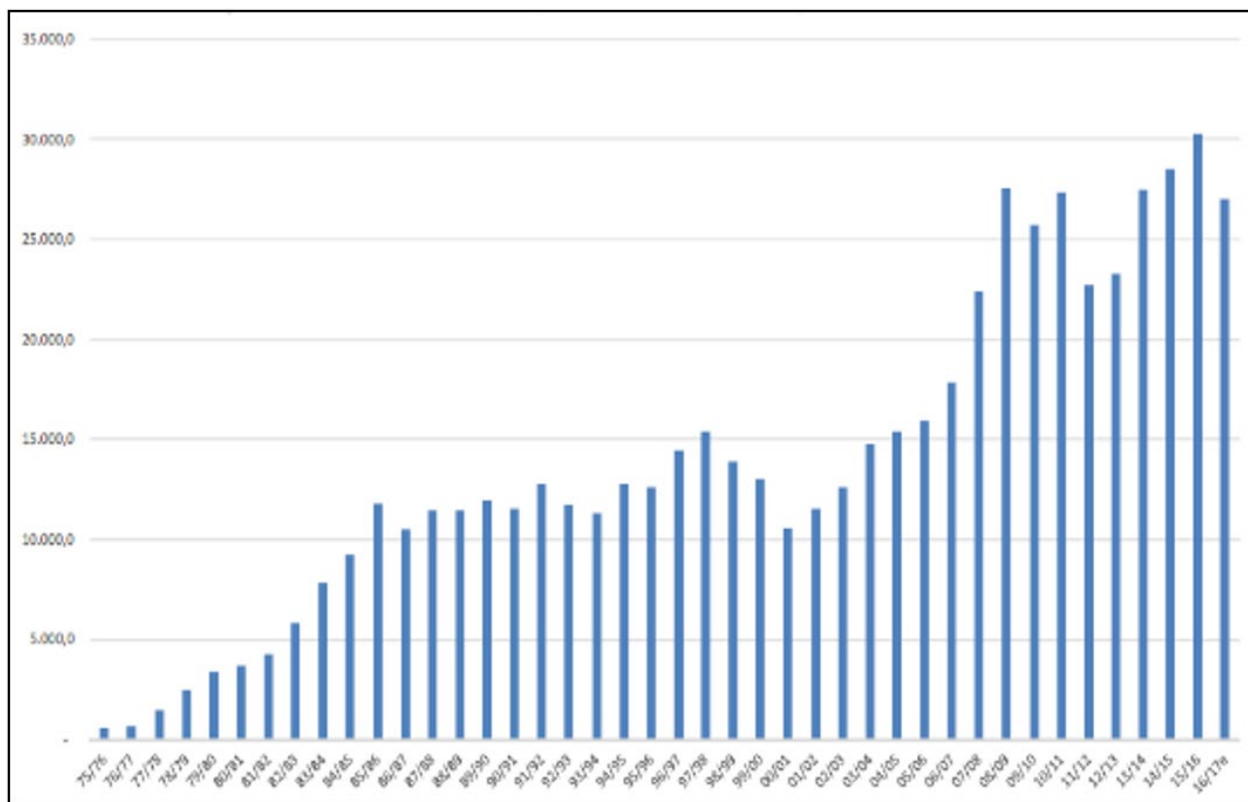


Figura II.17. — Produção histórica de etanol anidro e hidratado no Brasil (1.000 m³/ano).

Fonte: Nastari (2017b).

Com a implementação do *RenovaBio*, política pública que reconhece o papel estratégico dos biocombustíveis na matriz energética brasileira (Coelho & Goldemberg, 2013), existe a expectativa de que a produção de etanol no Brasil alcance um volume de quase 50 bilhões de litros em 2028 (*Figura II.18*).

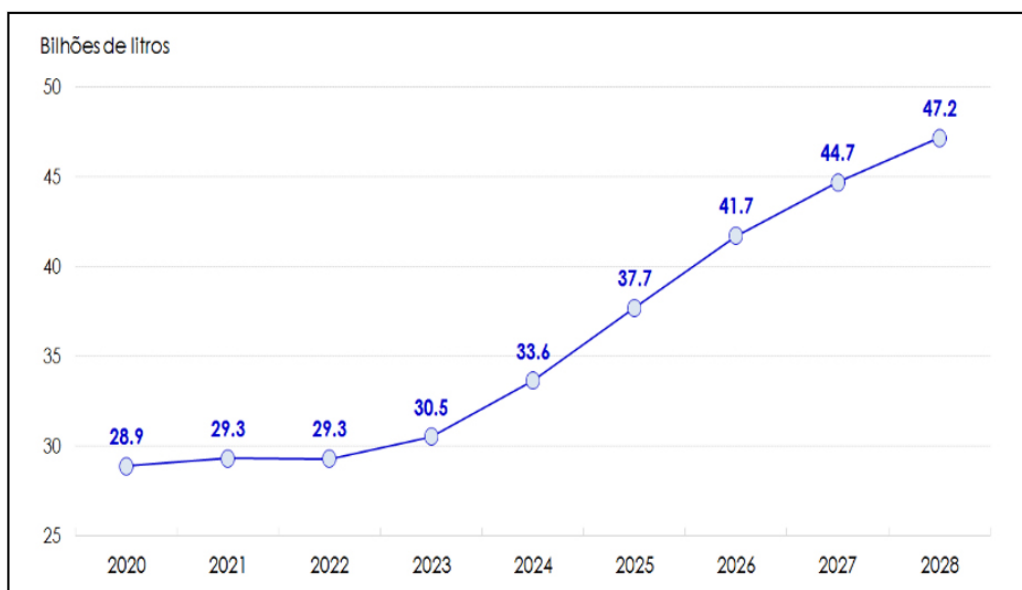


Figura II.18. — Volume previsto de etanol, em bilhões de litros.

Fonte: De Lucca (2018).

A *Tabela II.1* mostra que os Estados brasileiros que mais produziram etanol na safra 2017/2018 foram São Paulo (46,63%), Goiás (16,68%), Mato Grosso do Sul (10,40%) e Minas Gerais (10,01%).

Tabela II. 1 — Produção de etanol nos principais Estados brasileiros.

Fonte: Conab (2017); Violante (2018).

Estado	Produção (mil litros)	%
São Paulo	12.611.195	46,63
Goiás	4.512.152	16,68
Mato Grosso do Sul	2.811.797	10,40
Minas Gerais	2.707.716	10,01

Apesar de a cana-de-açúcar ser a principal matéria-prima do etanol no Brasil, o milho vem despertando o interesse do produtor brasileiro para que parte dessa cultura também seja aproveitada para a produção de biocombustível. Como a produção de etanol no Brasil tem passado por momentos cíclicos de interesse em função do preço do açúcar no mercado internacional, o País acaba tendo de importar uma parcela do etanol de que precisa, para atender a demanda interna (Donke, 2016). Assim, o milho se posiciona como uma alternativa viável para a produção desse biocombustível.

Em 2017 o Brasil inaugurou a primeira usina de etanol de milho, no Mato Grosso, com capacidade para produzir cerca de 230 milhões de litros por ano (REN21, 2018). Embora o Estado tenha tradição na produção de cana de açúcar, ele é o maior produtor de milho no País. Considerando que seus índices pluviométricos são altos e, portanto, dispensam irrigação da cultura, o etanol produzido a partir do milho, no Estado, tem vantagem competitiva em relação ao produzido nos Estados Unidos, principalmente se for considerada a pegada hídrica (Donke, 2016). Adiante, neste *Projeto BIOMAT*, são analisados os resultados e importantes perspectivas do setor de etanol de milho no Estado.

Por outro lado, algumas barreiras precisam ser superadas para que a produção de etanol de milho seja sustentável e tenha escala. Há preocupação de que a plantação possa se expandir por áreas de mata nativa (Donke, 2016), resultando em desmatamento e conseqüente aumento nas taxas de emissão de GEE. Entretanto, durante os levantamentos do *Projeto BIOMAT*, verificou-se que a produção de milho ocorre principalmente nas áreas disponibilizadas pela rotação da soja. Na parte da infraestrutura, além de o milho ser transformado em etanol, ele é também transformado em proteína para os segmentos de frango, suíno e bovino (DDG). Essa é uma forma adicional de reduzir a pressão por logística (Nastari, 2017a).

Se, por um lado, há o otimismo do mercado brasileiro de biocombustíveis apostando e abrindo espaço para a produção de etanol a partir do milho, via construção de uma usina em 2017, por outro lado há o pessimismo do mercado europeu desligando a 2ª maior usina de etanol na região – maior no Reino Unido – por causa de incertezas de mercado decorrentes da falta de propostas concretas quanto ao percentual de mistura do etanol na gasolina (REN21, 2018).

II.3.3.2. BIODIESEL

Sendo um país tropical e de clima diverso, possuindo uma grande biodiversidade, solo rico e uma imensa área para a produção agrícola, o Brasil possui uma variedade muito grande de sementes oleaginosas que podem ser utilizadas para a produção de biodiesel, como o caroço de algodão, soja, mamona, palma, babaçu, girassol (Crestana, 2005; Pousa et al., 2007). Algumas delas são usadas para esse propósito enquanto outras não, pois precisam de mais investimentos em pesquisa e desenvolvimento (P&D) nas regiões em que são mais abundantes (Palácio et al., 2012) para terem escala e poderem atender o mercado de biocombustíveis. Sem P&D, quase toda a produção é voltada para outros mercados mais rentáveis (Souza et al., 2010), como é o caso da mamona e do óleo de palma – destinados para as indústrias farmacêutica, cosmética, culinária e de lubrificantes (De Oliveira & Coelho, 2017).

Considerando a alta qualidade que o óleo de amendoim apresenta, ele teria potencial para superar o óleo de soja se não fosse pela área reduzida de cultivo, limitada a São Paulo, Estado que concentra 90% do plantio dessa oleaginosa. Da mesma forma que acontece com a mamona e o óleo de palma (dendê), a produção de amendoim também é destinada a outros mercados mais lucrativos, principalmente o de confeitaria e de culinária, os quais pagam mais pelo óleo puro do que a indústria de biodiesel (Costa, 2010).

A *Tabela II.2* mostra as principais sementes oleaginosas e as áreas em que elas são mais prevalentes. Percebe-se que no Nordeste existe maior variedade entre as opções de oleaginosas do que em qualquer outra região do País. Isso se dá pela riqueza do solo e de muito sol que a região recebe o ano inteiro. No entanto, as matérias-primas destinadas à produção de biodiesel no Norte e Nordeste não são as mais abundantes – mamona e dendê – conforme observado na *Tabela II.3*.

Tabela II. 2 – Matéria-prima por região (prevalência em negrito).

Fonte: Adaptado Crestana (2005); Souza et al. (2010).

Região	Norte	Nordeste	Centro-Oeste	Sudeste	Sul
Matéria-prima (em ordem alfabética)	Babaçu Palma Soja	Babaçu Mamona Coco Semente de algodão Pinhão- manso Palma Soja	Babaçu Canola Semente de algodão Soja Girassol	Babaçu Pinhão manso Amendoim Soybean Girassol	Canola Soja Girassol

Tabela II. 3 — Porcentagem das matérias-primas usadas na produção de biodiesel, por região, Jan/2017.

Fonte: Adaptado ANP (2017).

Matéria-prima	Norte	Nordeste	Centro-Oeste	Sudeste	Sul
Soja	-	47,02	75,65	26,72	65,35
Sebo bovino	100,00	20,61	4,07	52,34	18,59
Semente de algodão	-	5,77	-	-	-
Outras gorduras	-	7,08	20,05	1,37	2,82
Óleo de fritura	-	0,03	0,12	7,26	0,14
Gordura de porco	-	-	0,09	0,01	9,72
Gordura de frango	-	-	0,02	1,18	1,05
Óleo de dendê	-	19,49	-	11,11	-
Canola	-	-	-	-	2,34

Historicamente, a matéria-prima mais utilizada para a produção de biodiesel no Brasil é a soja, seguida do sebo bovino. Juntas, elas são responsáveis por quase 90% (em média) de toda a produção desse biocombustível no País. A Figura II.19 mostra que a média da soja no ano de 2017 foi de 74%, enquanto a do sebo bovino foi de 15%. As regiões mais produtoras são a Sul e Centro-Oeste, responsáveis por 3,6 bilhões de litros no ano de 2017, dominando cerca de 85% de toda a produção nacional.

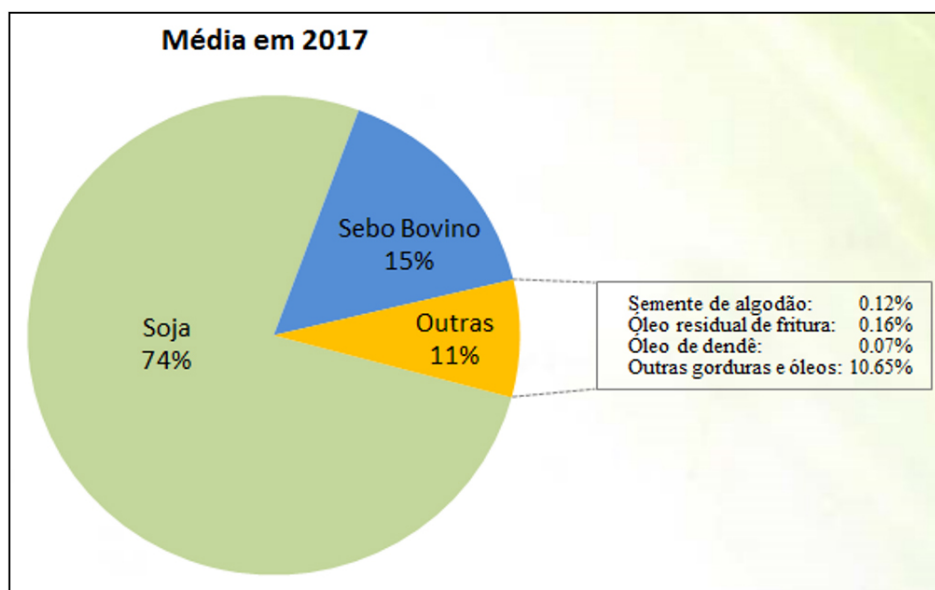


Figura II.19. — Composição das matérias-primas na produção de biodiesel, 2017.

Fonte: ANP (2017).

A criação do *Programa Nacional de Produção e Uso de Biodiesel (PNPB)*, em 2004, teve como objetivos principais garantir a produção economicamente viável de biodiesel e sustentar a utilização do recurso energético renovável na matriz, além de: (i) regulamentar a operação do mercado desse biocombustível e estabelecer os percentuais mandatórios do biodiesel no diesel; (ii) encorajar a diversificação das matérias-primas para a produção de biodiesel em todas as regiões do País; e (iii) incorporar a agricultura familiar na cadeia produtiva do biodiesel (Vaccaro et al., 2010).

O *PNPB* foi fundamental para que o biodiesel no Brasil pudesse crescer de forma contínua e sustentável. A partir de então, a produção nacional de biodiesel saltou de 736 m³, em 2005, para 4,3 Mm³, em 2017. A *Figura II. 20* mostra a produção histórica do biodiesel.

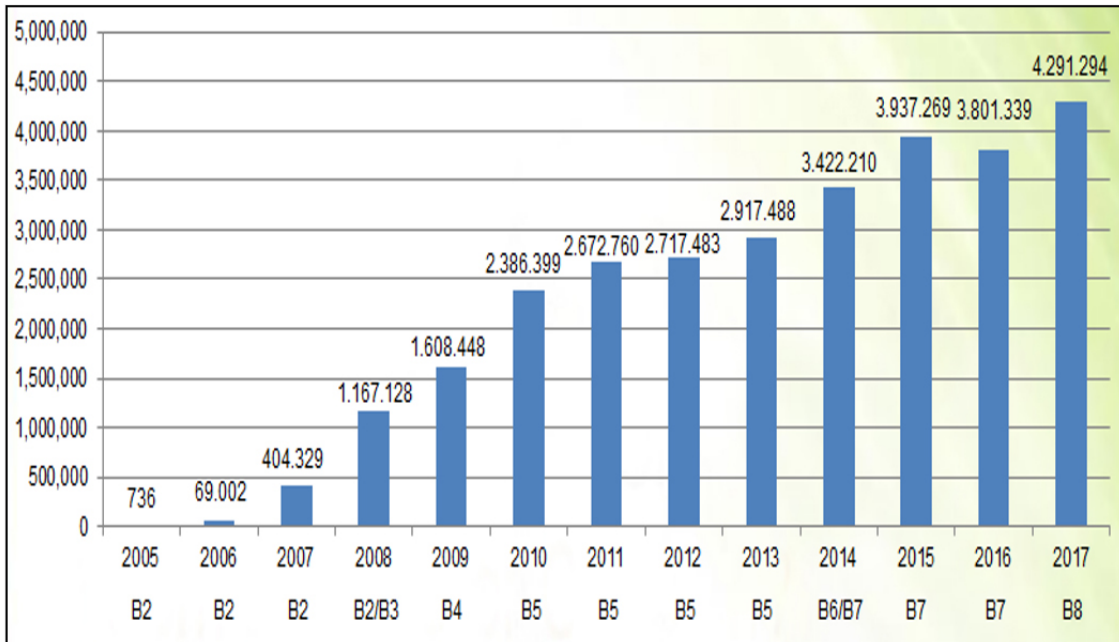


Figura II.20. — Evolução da produção de biodiesel (B100) no Brasil, 2005-2017 (m³).

Fonte: Adaptado ANP (2018).

O aspecto econômico do biodiesel tem seu principal ponto na aquisição da matéria-prima, a qual representa mais de 85% no custo total de produção no Brasil (Zonin, 2008). No caso da soja, seu preço é determinado pela demanda global por alimentos, enquanto seu óleo, por ser comestível, fica sujeito a conflitos relacionados à segurança alimentar (Vaccaro et al., 2010).

Os custos de produção do biodiesel são fortemente influenciados pela matéria-prima utilizada, pela capacidade produtiva das usinas e também pela incidência de taxas e impostos. Além disso, apesar de a soja ser a matéria-prima mais utilizada, ela possui um custo referente ao óleo *in natura* semelhante ao do diesel produzido a partir do petróleo, já com os impostos incluídos. Assim, o biodiesel a partir do óleo de soja só se torna economicamente competitivo com o diesel convencional se for adotada uma renúncia fiscal de cerca de US\$ 0,22/litro para o biodiesel (Padula et al., 2012).

Um dos objetivos do *PNPB* visava à menor dependência dos combustíveis fósseis. Entretanto, mais de 90% do biodiesel produzido no Brasil utiliza o metanol – que é fóssil. Ou seja, o País diminuiu os custos de importação do óleo diesel e, em contrapartida, os custos com a importação do metanol aumentam e assim a conta da balança comercial não fecha. Por isso é estratégico para o Brasil utilizar o etanol para a produção de biodiesel, para que a balança comercial se torne mais equilibrada e o biocombustível, mais limpo.

Conforme mencionado anteriormente, há fatores relacionados aos custos de produção do biodiesel, tais como o elevado custo da matéria-prima utilizada, escala das usinas, taxas e impostos. Como há vantagens ambientais do biodiesel sobre o diesel, algumas medidas são necessárias para reduzir seu custo de produção: (i) melhorias nas tecnologias de processamento das culturas; (ii) melhorias e incentivos tecnológicos para o processo produtivo; (iii) investimentos em pesquisa, desenvolvimento e inovação em culturas oleaginosas com potencial para o uso na produção de biodiesel; (iv) investimentos na produção de biodiesel de 2ª geração (microalgas), mitigando também a questão do desmatamento; (v) criação de outros mecanismos que ajudem na redução de impostos e tarifas incidentes sobre sua produção; e (vii) maior utilização do biodiesel oriundo de óleo residual de fritura.

De qualquer forma, os custos do biodiesel diminuiriam bastante diante do diesel ao longo dos anos, principalmente no período de 2013 a 2015, quando os custos dos dois combustíveis se equivaleram em algum momento (Figura II.21).

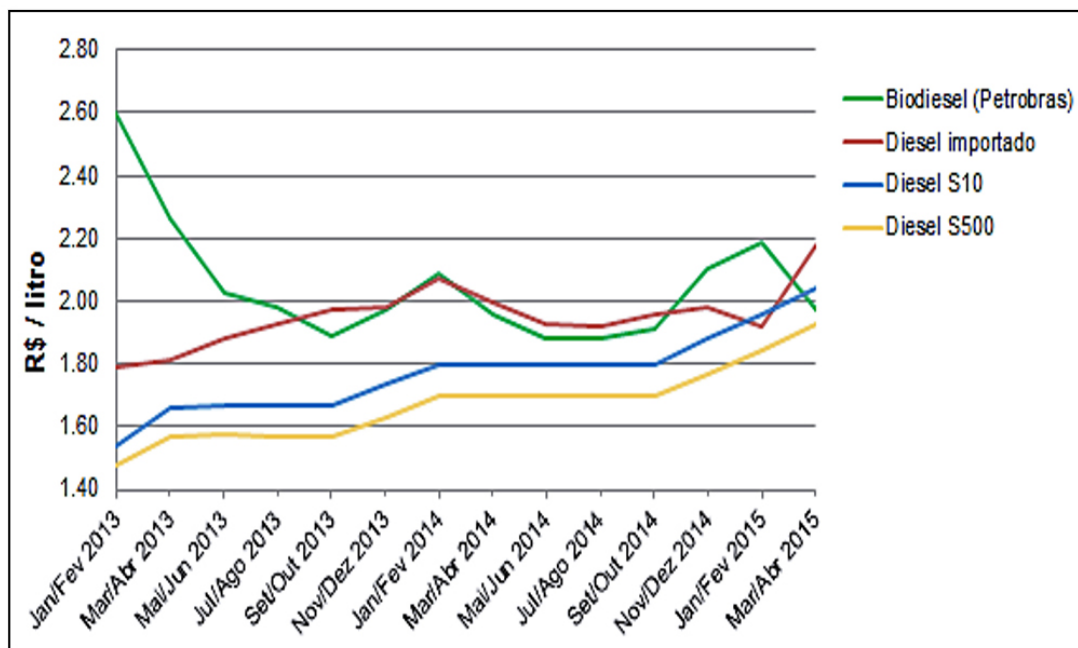


Figura II.21. — Preço médio do biodiesel, diesel importado e diesel S10 e S500 nos leilões da ANP.

Fonte: Adaptado ANP (2015); MDIC (2015).

A implementação do PNPB também ajudou na criação de empregos. A adoção da mistura B5 (5% de biodiesel no diesel fóssil), por exemplo, resultou na criação de 86 mil empregos no setor; o B7 gerou 132 mil vagas; e o B10 possibilitou em torno de 204 mil posições (Minelli, 2014). Segundo estudo realizado pela Fundação Instituto de Pesquisas Econômicas (Fipe), em comparação ao diesel fóssil, a capacidade do biodiesel de gerar empregos é de cerca de 113% maior. Já em relação ao Produto Interno Bruto (PIB), o potencial é 30% maior (BRASILAGRO, 2018).

II.3.4. BIOGÁS E BIOMETANO

O biogás é uma mistura gasosa resultante da digestão anaeróbia da matéria orgânica. Apesar de ser frequentemente associado ao tratamento de resíduos em unidades de pequeno porte, há inúmeras configurações de matérias-primas e de formas de aproveitamento da sua energia, em diferentes escalas – de biodigestores residenciais a unidades industriais.

A produção do biogás é possível a partir da biomassa de fontes e composições distintas. São exemplos de matérias-primas para a produção do biogás:

- Resíduos sólidos urbanos e restos de alimentos;
- Esgoto e lodo de estações de tratamento de esgoto;
- Resíduos agrícolas;
- Resíduos da pecuária, como dejetos de animais;
- Resíduos da agroindústria, como de frigoríficos, laticínios, cervejarias, e a vinhaça e a torta de filtro das usinas de cana-de-açúcar;
- Culturas dedicadas a esse fim, como o milho (*energy crops*).

O tratamento de resíduos por digestão anaeróbia, produzindo biogás e biofertilizantes, faz com que os benefícios dessa fonte não se restrinjam ao setor energético. A sinergia com serviços de saneamento e com questões ambientais mais amplas coloca o biogás como uma opção sustentável, na direção de soluções integradas que oferecem benefícios sociais e econômicos, em especial no desenvolvimento rural. Sistemas de digestão anaeróbia são vínculos importantes para o desenvolvimento da bioeconomia e economia circular, por serem capazes de gerar valor a partir de resíduos (Fagerström et al., 2018).

Os componentes majoritários do biogás são o metano (CH₄) e o dióxido de carbono (CO₂). A diversidade de fontes e de fatores que influenciam no processo causa variações na composição do biogás, que é geralmente apresentada em faixas, como na *Tabela II. 4*.

Tabela II. 4 – Faixas de composição típicas do biogás.

Fonte: Adaptado de Probiogás (2010); Petterson & Wellinger (2009); Lobato (2011); Yang et al. (2014).

	Unidade	Composição
CH ₄	% vol.	45 a 75
CO ₂	% vol.	25 a 45
H ₂ S	ppm	10 a 4000
H ₂ O	% vol.	2 a 7
N ₂	% vol.	<2
O ₂	% vol.	<2
H ₂	% vol.	<1
NH ₃	ppm	<100
CO	% vol.	<0,3
Siloxanos*	µg/g	0,08 a 36

Nota (*)— Componente do biogás de aterro e de tratamento de esgoto.

O metano é o componente que confere o poder calorífico e, portanto, o caráter combustível ao biogás. Ao mesmo tempo, trata-se de um gás de efeito estufa com potencial de aquecimento global (GWP), para um horizonte de 100 anos, equivalente a 28 vezes o GWP da substância de referência para essa métrica, o CO₂ (IPCC, 2013).

Portanto, para evitar emissões em termos de CO₂e, e contribuir com a mitigação das mudanças climáticas, é desejável impedir a liberação do biogás *in natura* na atmosfera. Assim, é importante realizar a combustão, em que o metano produz água e CO₂, mesmo que não se faça uso da energia liberada.

O CO₂, por sua vez, corresponde a 25%-45% do biogás e é considerado inerte, causando apenas a redução do poder calorífico do biogás. Completam sua composição impurezas que podem gerar problemas nos sistemas de produção e de aproveitamento energético do biocombustível: o sulfeto de hidrogênio (H₂S), que causa corrosão, especialmente se combinado à umidade, e cuja combustão gera gases poluentes; e os siloxanos, que podem causar a deposição de material abrasivo nos equipamentos de combustão.

Portanto, para se realizar o aproveitamento energético do biogás, geralmente se processa a etapa de limpeza, buscando a remoção dessas impurezas danosas. Há diversos métodos e a escolha está relacionada às características da planta.

O tratamento do biogás permite a busca por um gás o mais puro possível em metano, ou seja, de elevado poder calorífico com baixo nível de impurezas. Para isso, é necessário combinar o processo de limpeza das impurezas danosas com a remoção do CO₂, no chamado processo de *upgrading* – cujo produto resultante é chamado de biometano. Segundo definição da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), é um “gás constituído essencialmente de metano, derivado da purificação do biogás” (ANP, 2017).

As características do biometano o fazem similar a outro combustível, este de origem fóssil e amplamente

utilizado no mundo: o gás natural, responsável por 21,6% da oferta de energia global (IEA, 2017). Para torná-los intercambiáveis, ou seja, permitir a mistura, a comercialização sem distinção e o uso da mesma infraestrutura, a ANP recentemente definiu a especificação da qualidade do biometano, que é comparada à do gás natural na *Tabela II. 5*.

Com o processo de digestão anaeróbia, portanto, obtém-se o biogás. A limpeza é uma etapa importante para garantir seu aproveitamento energético, enquanto o upgrading permite a obtenção de um gás de maior qualidade, o biometano. Esses diferentes produtos, combinados às diferentes escalas de produção, abrem possibilidades de utilização dessa fonte de energia.

Uma opção é o uso do biogás, com simples ou nenhum tratamento, para suprir uma demanda térmica, ou seja, sua queima como fonte de calor. Essa é uma solução empregada em unidades de pequeno porte e/ou em casos que essa demanda está próxima à produção.

O biogás também pode ser aproveitado como combustível em motores ou microturbinas para a geração de energia elétrica. Possível em várias escalas, trata-se de uma alternativa que agrega valor e permite a comercialização da energia inicialmente contida na biomassa, já que a eletricidade é um produto homogêneo com mercado e regulações próprios. Valendo-se de incentivos e possibilidades como a geração distribuída, além dos mercados livres e leilões de energia, é uma alternativa de fonte de receitas ao produtor de biogás (PROBIOGÁS, 2016).

Mais e detalhadas informações sobre as tecnologias envolvidas podem ser encontradas na recente publicação do GBIO/IEE/USP: *Tecnologias para produção e uso de biogás e biometano* (Coelho et al., 2018), no âmbito do Research Center for Gas Innovation (FAPESP/SHELL – www.usp.br/rcgi), disponível em versão eletrônica no site www.iee.usp.br/GBIO.

Apesar dos avanços recentes na regulamentação como biocombustíveis e em termos de comercialização, o biometano encontra mais barreiras à sua introdução no mercado. No entanto, trata-se de um biocombustível promissor, já que tem a mesma flexibilidade de aproveitamento que o gás natural – com potencial de mercado nos setores residencial, comercial, industrial e veicular –, com a vantagem de ser renovável e a possibilidade de reduzir emissões e impacto ambiental no ciclo de vida.

Característica ⁽¹⁾	Unidades	Regiões do Brasil					
		Gás Natural			Biometano ⁽²⁾		
		N	NE	S; SE; CO	N	NE	S; SE; CO
Poder calorífico superior	MJ/m ³	34,0-38,4	35,0-43,0		34,0-38,4	35,0-43,0	
	kWh/m ³	9,47-10,67	9,72-11,94		9,47-10,67	9,72-11,94	
Índice de Wobbe	MJ/m ³	40,5-45,0	46,5-53,5		40,5-45,0	46,5-53,5	
Número de metano, mín.		Anotar ⁽³⁾	65	65	-	-	-
Metano, mín.	% mol	68	85	85	90	90	90
Etano, máx.	% mol	12	12	12	anotar ⁽⁴⁾	anotar ⁽⁴⁾	
Propano, máx.	% mol	3	6	6	anotar ⁽⁴⁾	anotar ⁽⁴⁾	
Butanos e mais pesados, máx.	% mol	1,5	3	3	anotar ⁽⁴⁾	anotar ⁽⁴⁾	
Oxigênio, máx.	% mol	0,8	0,5	0,5	0,8	0,8	0,8
CO ₂ + O ₂ + N ₂ , máx.	% mol	-	-	-	10	10	10
Inertes (N ₂ +CO ₂), máx.	% mol	18	8	6	-	-	-
CO ₂ , máx.	mg/m ³	3	3	3	3	3	3
Enxofre Total, máx.	mg/m ³	70	70	70	70	70	70
Gás Sulfídrico (H ₂ S), máx.	mg/m ³	10	13	10	10	10	10
Ponto de orvalho H ₂ O a 1atm, máx.	°C	-39	-39	-45	-39	-39	-45
Ponto de orvalho de Hidrocarboneto	°C	15	15	0	15	15	0
Teor de siloxanos, máx.	mgSi/m ³	-	-	-	0,3	0,3	0,3
Clorados, máx.	mg Cl/m ³	-	-	-	5	5	5
Fluorados, máx.	mg F/m ³	-	-	-	5	5	5

(1) Os limites especificados são valores referidos a 293,15K (20 oC) e 101,325kPa (1atm) em base seca, exceto os pontos de orvalho de hidrocarbonetos e de água.

(2) A especificação refere-se a biometano produzido a partir de biogás de aterro sanitário e ETE. Para biometano gerado a partir de produtos e resíduos agrossilvopastoris e comerciais não há controle para compostos como siloxanos, clorados e fluoretos.

(3) A aplicação veicular do gás natural de urucu se destina exclusivamente a veículos dotados de motores ou sistemas de conversão de gás natural veicular que atendam a legislação ambiental específica. O revendedor deverá afixar em local visível de seu estabelecimento comercial o seguinte aviso: “GÁS NATURAL VEICULAR DE URUCU - EXCLUSIVO PARA VEÍCULOS ADAPTADOS AO SEU USO”.

(4) A determinação somente deve ser realizada quando houver a adição de gás natural, GLP ou propano

A transformação do biogás em biometano permite a disponibilização dessa energia em locais distantes da produção, com o uso da infraestrutura disponível para o gás natural e o transporte em cilindros. O biometano também tem sido avaliado como combustível para frotas próprias — como no abastecimento de caminhões de coleta de lixo e caminhões de transporte no setor sucroalcooleiro —, fechando um ciclo que usa biomassa para a produção da própria energia, de forma autossustentável.

II.3.4.1. BIOGÁS E BIOMETANO NO MUNDO

As oportunidades que o biogás abre, em termos de fontes, escalas e utilização, fazem com que cada região ou país tenha seu próprio modelo ou sistemas relacionados a essa fonte. A *Figura II.22* mostra essa diferença em relação ao aproveitamento energético nos principais produtores mundiais. A *Figura II.23* mostra a diferença em relação ao aproveitamento energético nos principais produtores mundiais.

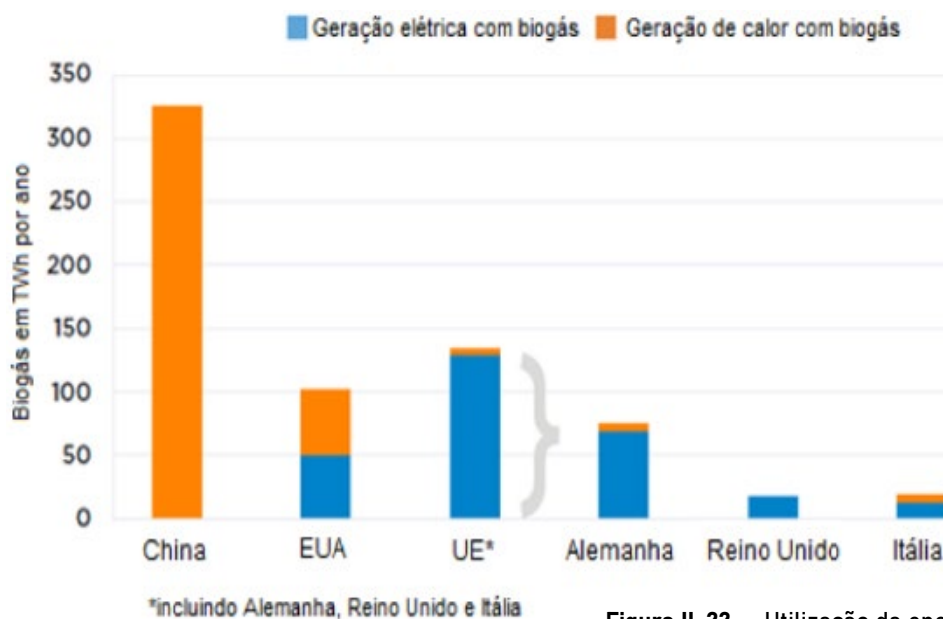


Figura II. 22 — Utilização da energia do biogás nos principais produtores mundiais.

Fonte: Adaptado de IRENA (2017).

A China, seguindo estratégias nacionais iniciadas nos anos 2000, tem um modelo baseado em plantas domésticas, principalmente rurais, de pequeno porte, passando de 40 milhões de digestores construídos. Com essa geração descentralizada, o biogás é amplamente utilizado como fonte de calor para cocção. Nos últimos anos, o governo chinês passou a ter como estratégia o desenvolvimento de unidades de grande escala (Chen & Liu, 2017).

Os Estados Unidos têm uma produção diversa, com diferenças regionais, mas basicamente concentrada na captura de gás de aterro e estações de tratamento de esgoto, com estímulos ao desenvolvimento no setor agropecuário (Shen et al., 2015; REN21, 2018).

Os países da União Europeia apresentam modelos muito distintos, com a maior parte do biogás produzida de atividades agropecuárias. A Alemanha, maior produtora, baseia-se na produção agrícola com o objetivo específico de gerar biogás e energia elétrica. O governo estimulou essa produção por um sistema de tarifas feed-in, que garantiu remuneração da eletricidade gerada por contratos de até 20 anos. Outros países também têm seu setor de biogás ligado à atividade agropecuária, como a Itália (EUROSERV'ER, 2017; EBA, 2014).

O Reino Unido, por sua vez, tem a maior parte do seu biogás captada de aterros sanitários, da mesma forma que a França. A Suécia, que transforma a maior parte do seu biogás em biometano e o utiliza como combustível veicular, tem sua produção majoritariamente associada a estações de tratamento de esgoto e efluentes industriais (EUROSERV'ER, 2017; EBA, 2014).

Verificam-se, nesses países, diversas políticas de incentivo e fixação de metas para o desenvolvimento do biogás e, em menor grau, para o biometano, que têm respondido com aumento de capacidade. A principal forma de estímulo são os incentivos via setor elétrico, mas cada país, com seu contexto do setor energético, opta por caminhos próprios (EUROSERV'ER, 2017; EBA, 2014).

II.3.4.2. BIOGÁS E BIOMETANO NO BRASIL

O setor de biogás no Brasil, apesar de incipiente em diversas frentes, tem casos de sucesso e tem avançado nos últimos anos.

Entre os bons exemplos, pode-se citar as unidades estabelecidas de geração de energia elétrica que usam o gás captado de aterros sanitários. A potência total, correspondente a 20 usinas, soma 137,6 MW (ANEEL, 2018).

As três maiores, a Termoverde Caieiras (29,5 MW, em São Paulo), a São João Biogás (24,6 MW, em São Paulo), e a Termoverde Salvador (19,7 MW, na Bahia), são experiências importantes que demonstram capacidade de instalar unidades de grande porte movidas a biogás.

Essas importantes experiências com aterros sanitários se estendem à produção de biometano. Há duas unidades, a GNR Dois Arcos, no Rio de Janeiro, e a GNR Fortaleza, no Ceará, que purificam o gás captado para comercialização (ECOMETANO, 2018).

O setor agropecuário e as indústrias associadas, por sua vez, têm apresentado desenvolvimento mais recente. O aproveitamento de resíduos animais, especialmente da suinocultura, já apresenta diversas unidades instaladas de produção de biogás, inclusive no Mato Grosso, que conta com sete (CIBIOGÁS, 2018).

É da atividade agroindustrial o maior potencial energético do biogás, segundo a Associação Brasileira de Biogás e de Biometano (ABiogás). A vinhaça e a torta de filtro, resíduos da produção de açúcar e álcool, são responsáveis por uma estimativa de potencial de geração de biogás de 12 bilhões de Nm³/ano, enquanto o potencial total seria de 23 bilhões de Nm³/ano (ABIOGÁS, 2015).

Com esse cenário promissor, a perspectiva é que o setor sucroenergético lidere a expansão da fonte. Em 2012, uma unidade de produção de biogás a partir desses resíduos foi instalada no Paraná, pela empresa GEO Energética², que recebeu recursos da Financiadora de Estudos e Projetos (Finep) para o desenvolvimento das suas atividades (O GLOBO, 2014). A unidade iniciou com uma potência de 4 MW e está sendo ampliada para gerar 16 MW de energia e produzir biometano, que poderá ser usado na substituição do óleo diesel. Os substratos usados são a vinhaça, torta de filtro, palha e bagaço fornecidos pela usina COPCANA³.

Em 2016, a empresa Raízen foi vencedora do 23º Leilão de Energia Nova A-5, comprometendo-se com um projeto de geração de energia elétrica a biogás, de 20,9 MW de potência, a um Índice de custo-benefício de R\$ 251,00 – valor do período do leilão (CCEE, 2016). Em agosto de 2018 foi anunciada a *joint-venture* entre a Raízen e a GEO Energética para a execução desse projeto na usina Bonfim, em Guariba (SP), usando os subprodutos do processo (REUTERS, 2018). Com capacidade instalada de 21 MW, a usina Bonfim inaugurou em 2020 sua planta de biogás, uma das maiores plantas do mundo. A expectativa é que essa planta atinja uma produção na ordem de 138 mil MWh (RAIZEN, 2020).

A evolução e o potencial do setor de biogás, somados à demanda de setores interessados no seu desenvolvimento, têm impulsionado a atividade regulatória associada a esse segmento. Em 2017, a ANP alterou uma resolução anterior, de 2015, estabelecendo a especificação, além do biometano de origens agrossilvopastoris regulado inicialmente, para o biometano oriundo de aterros sanitários e estações de tratamento de esgoto (ANP, 2017). Respeitando os requisitos estabelecidos, portanto, foi permitida recentemente a mistura de biometano ao gás natural e a sua comercialização.

Por serem de competência estadual as questões relacionadas ao transporte e distribuição de gás natural, há iniciativas nessa esfera buscando o desenvolvimento do biometano. Em São Paulo, por exemplo, foi instituído em 2012 o *Programa Paulista de Biogás*, com meta de “estabelecer a adição de um percentual mínimo de biometano ao gás canalizado e comercializado no Estado” (ALESP, 2012). No intuito de avançar nesse sentido, a Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo (Arseps) publicou, em julho de 2017, a *Deliberação nº 744*, que estabelece “condições e critérios para distribuição de biometano na rede de gás canalizado, no âmbito do Estado de São Paulo”. A Arseps definiu responsabilidades e tratou de questões como cláusulas de contratos de compra e venda de biometano e solicitação pública de propostas de compra de biometano pelas concessionárias, que deve ser realizada anualmente para atingir o percentual mínimo de aquisição de biometano, assim que estabelecido (ARSESP, 2017). A grande discussão atualmente em curso se refere à porcentagem obrigatória e ao preço

² <http://www.geoenergetica.com.br/perfil.php>

³ S. Coelho (GBIO/IEE/USP). Visita Pessoal. 2018.

pago pelas concessionárias de gás. Nesse contexto, é importante a experiência da planta de biometano no aterro de Caucaia, em Fortaleza (GNR – Gás Natural Renovável), produzindo 85 mil Nm³/d de biometano, vendidos à Companhia de Gás do Ceará (CEGAS)⁴.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), por sua vez, estabeleceu a *Resolução Normativa (RN) nº 482 de 2012*, alterada pela *RN nº 687 de 2015*, regulamentando a geração distribuída. Mesmo com foco na energia solar fotovoltaica, o biogás está contemplado para unidades de até 5 MW, sendo permitida a geração de créditos para abatimento do consumo de energia elétrica (ANEEL, 2015). Outro incentivo para o biogás, estabelecido em 2007 com a *RN nº 77*, é a isenção das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição incidentes na produção (ANEEL, 2007).

Os avanços recentes mostram o estado atual de efervescência do setor de biogás e indicam seu potencial de crescimento no Brasil. O GBIO/IEE/USP desenvolveu recentemente o *Projeto 27 – Perspectivas para o biogás e biometano para o aumento da oferta de gás natural no Estado de São Paulo*, onde foi avaliado o potencial de biogás e biometano no Estado, a partir das diferentes fontes. Desenvolveu também o *Atlas de Bioenergia do Estado de São Paulo*, cujo objetivo é apresentar espacialmente, por meio de mapas georreferenciados, o potencial de geração de eletricidade a partir de resíduos de biomassa nos municípios do Estado de São Paulo. Mais detalhes de ambos os projetos podem ser verificados no site do GBIO/IEE/USP (<http://www.iee.usp.br/GBIO>).

II.3.5. BIOMASSA SÓLIDA

A biomassa tem e terá papel muito importante entre as fontes renováveis no objetivo de sanar as necessidades energéticas humanas. Existem inúmeras fontes de biomassa disponíveis ao redor do mundo, podendo ser provenientes de florestas (florestas energéticas ou resíduos florestais), cultivos agrícolas (milho, soja, arroz, coco etc.), resíduos rurais, urbanos e de subprodutos herbáceos (WBA, 2016).

Há muitas definições de biomassa na literatura, mas todos convergem para o mesmo ponto. Ermice (2016) define biomassa como um material orgânico, proveniente de plantas e animais, sendo uma fonte de energia renovável. McKendry (2002) também afirma que a biomassa é todo material orgânico, mas quando proveniente de plantas, origina-se da fotossíntese. A biomassa é tida como uma das principais fontes de energia para países em desenvolvimento, sendo que dentre os combustíveis renováveis é a mais utilizada no mundo. Mesmo tendo uma demanda crescente, sua utilização ainda é baixa se comparada à dos combustíveis não renováveis (Dantas, 2010).

De acordo com IFC (2017), podem ser considerados biomassa sólida lenha, carvão vegetal, resíduos de agricultura e de processos florestais e esterco animal. São bastante utilizadas em áreas rurais nos países em desenvolvimento como fonte de energia. A utilização de fontes de biomassa garante a sustentabilidade e também a redução dos gases de efeito estufa. As biomassas sólidas, oriundas de rejeitos (biomassa residual) mais utilizadas nos dias de hoje são bagaço e palha de cana-de-açúcar e resíduos de atividades florestais e de indústrias florestais (serragem, costaneira, aparas etc.). A Tabela II. 7 apresenta os tipos de biomassa direcionados especificamente para energia e de onde são provenientes.

⁴Gramas de CO₂ equivalente por MJ de biocombustível

Tabela II. 2 – Porcentagem das matérias-primas usadas na produção de biodiesel, por região, Jan/2017.

Fonte: Adaptado ANP (2017).

Principais Setores	Subsetores	Exemplos
Agricultura	Culturas — principais produtos	Culturas de biocombustíveis (milho, cana-de-açúcar, soja, girassol, colza, oleaginosa, <i>jatrofa</i> , sorgo, mandioca etc.), gramíneas energéticas (<i>miscanthus</i> , <i>switchgrass</i>) e outras culturas dedicadas à energia.
	Subprodutos e resíduos	Subprodutos herbáceos: palha de cereais, arroz, milho, bagaço, cachos de frutas vazias e de dendê, podas de palha, vagem de milho vazia etc. <i>Outras formas:</i> processamento de resíduos como grãos, cascas de girassol, cascas de arroz, esterco animal etc.
Floresta	Principais produtos	Caules, madeira como combustível, biomassa lenhosa da limpeza (podas em cidades ou supressão por risco de queda) etc.
	Subprodutos e resíduos	Resíduos de colheita florestal (galhos vivos, galhos mortos, ponteira e tocos), resíduos da indústria madeireira (casca, serragem, outros pedaços de madeira, licor negro, resina líquida [<i>tall oil</i>], madeira reciclada etc.).
Resíduos orgânicos		Resíduos sólidos urbanos (RSU), resíduos alimentícios de lojas, restaurantes e domicílios, óleo de cozinha usado, resíduos da indústria alimentícia (de laticínios, açúcar, cerveja, vinho, indústria de sucos de fruta, de matadouros), lodo de esgoto etc.

De acordo com Kumamuru (2014), a utilização da biomassa sólida no mundo possui um valor expressivo se comparada com as outras fontes de bioenergia (biocombustíveis líquidos, biogás, resíduos de indústrias etc.). Ela representou em 2014 por volta de 89% de toda bioenergia fornecida — o biogás representou somente 2% e os biocombustíveis líquidos, 6%. De 2000 para 2014 houve um acréscimo de 22% no fornecimento de energia utilizando biomassa sólida, sendo que em 2000 foram fornecidos 41,1 EJ e em 2014, 52,6 EJ (Figura II. 23).



Figura II. 23 — Fornecimento global de energia de biomassa sólida.

Fonte: Kumamuru (2014).

Com as novas tecnologias aplicadas no campo e na cidade, o aproveitamento da biomassa residual hoje é uma realidade. Esse material que antigamente era descartado de forma irregular, prejudicando o meio ambiente como um todo, vem sendo utilizado na geração de energia (calorífica e/ou elétrica). Os dois maiores problemas enfrentados na utilização dessa biomassa, de acordo com Cortez et al. (2008), são os custos e a eficiência energética. Goldemberg (2017) afirma que o uso da biomassa de hoje ainda se assemelha com a de 167 anos atrás; a vantagem

é que atualmente existem muitas pesquisas relacionadas com a combustão para geração de energia e com outras tecnologias mais recentes, como na produção de biocombustíveis.

II.3.5.1. PELLETS E RESÍDUOS DE MADEIRA NO MUNDO E NO BRASIL

A biomassa apresenta duas características principais: a primeira é que deve ser originada de uma fonte sustentável; e a segunda é que deve diminuir ou mitigar os resíduos produzidos na transformação, tanto de gases do efeito estufa, como do teor de cinzas emitidos. A otimização do uso da biomassa também possui um valor importante, levando a um menor consumo de combustível (Kummamuru, 2016). Em geral, a biomassa florestal é utilizada na geração de energia, na cocção de alimentos (países subdesenvolvidos) e na produção de vapor para a indústria. Na geração de eletricidade – dentre todas as biomassas – a florestal foi responsável por 85% do total. Em 2012, a disponibilidade de biomassa florestal como energia primária no âmbito mundial chegou ao valor de 48,9 EJ. No continente africano (excluindo África do Sul), 70% da madeira utilizada é direcionada para fins energéticos. Suécia (40% da bioenergia é oriunda de florestas) e Finlândia (60% da bioenergia também de florestas) apontam que a utilização da biomassa florestal deve ser acompanhada por uma produção crescente, pois rotações mais curtas tendem a produzir mais, visto que o crescimento juvenil é exponencial (WBA, 2016).

O setor florestal brasileiro, em 2016, foi responsável por produzir 47,8 t de resíduos sólidos, 70,5% em atividades florestais e 29,5% pelo setor industrial. Os resíduos florestais produzidos no período pós-colheita (galho vivo, galho morto, ponteiros e tocos) possuem um grande potencial ainda mal-explorado (99,7% desse resíduo é abandonado no campo). Nas indústrias do segmento florestal foram gerados 14,1 milhões de t de resíduos, sendo utilizados quase em sua totalidade: 66%, na geração de energia (queima em cadeira); 30,5% reutilizados pelas indústrias; e somente 3,5% encaminhados para aterros sanitários (IBÁ, 2017). De 2007 a 2016 (Figura II. 24) houve um acréscimo de 50% (216 MW) na capacidade instalada de geração de energia elétrica utilizando biomassa de resíduos de atividades florestais na matriz energética brasileira, ou seja, em oito anos a utilização desse tipo de resíduo duplicou (EPE, 2016).

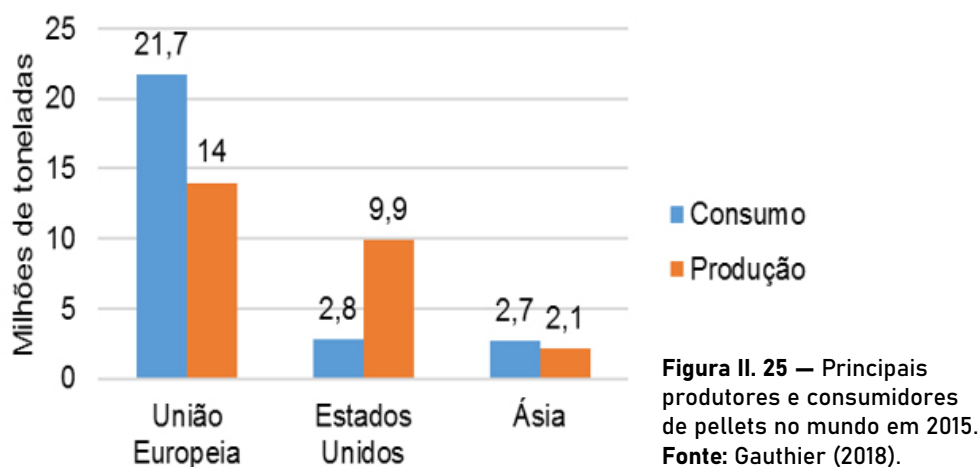


Figura II. 24 – Evolução da capacidade instalada de geração de energia elétrica no Brasil utilizando resíduo de madeira.
Fonte: MME (2017a).

Praticamente todo resíduo florestal produzido no pós-colheita é abandonado no campo, justificando a utilização dessa biomassa que representa um grande potencial energético. Como todas as indústrias necessitam de eletricidade, e algumas precisam de vapor para sua linha de processo, pode-se adaptar a caldeira com o intuito de cogeração de energia (WBA, 2016). Para a indústria de celulose, a cogeração pode suprir energeticamente toda a expansão da capacidade produtiva, utilizando resíduos sólidos e, principalmente, licor negro. Há casos em que a indústria não somente pode suprir suas necessidades, mas também disponibilizar uma oferta líquida de energia na rede, gerando capital (EPE, 2016).

Para maior eficiência, esses resíduos podem ser beneficiados via fabricação de *pellets*. De acordo com AEBIOM (2015), os *pellets* se caracterizam por ser um combustível renovável e são fabricados principalmente a partir de compactação de resíduos de biomassa de serraria, mas podem ser fabricados com outros tipos de material. Escobar (2016) afirma que os *pellets* possuem poder calorífico elevado, baixo teor de umidade, preço de mercado atrativo se comparado aos combustíveis fósseis, e por isso, podem reduzir custos de grandes consumidores de energia térmica.

Devido às exigências da UE em atender as metas ambientais fixadas, em 2016 a produção mundial de *pellets* cresceu 6% em relação a 2012 — o Reino Unido foi responsável por importar 1,5 milhão de t. A UE e os EUA são responsáveis por quase toda a produção mundial de *pellets* (58% e 32%, respectivamente) e também os que mais os consumiram (81% e 8%), conforme ilustrado pela Figura II. 25. A Ásia vem se destacando no consumo e produção de, posicionando-se em 3º lugar: em 2016, teve um aumento no consumo de 17%. Com relação às importações, a República da Coreia, que antes estava em 4º lugar em 2015, em 2016 foi o 3º maior importador do produto. Também é possível notar um avanço na importação de *pellets* pelo Japão e China (FAO, 2016).



Apenas os Estados Unidos estão entre os países produtores que mais fabricam pellets e mais consomem. Os outros que mais consumiram foram Reino Unido, Dinamarca, Itália e República da Coreia. No total, esses países consumiram 15 milhões de t em 2016, totalizando 53% do consumo total, sendo o Reino Unido responsável por 26% do consumo global, com acréscimo de 9% se comparado com 2012 (FAO, 2015).

Há um grande potencial em termos de bioenergia florestal e agrícola no Brasil. Existem muitos tipos de resíduo nesse segmento, mas o principal problema é não possuir características químicas para o mercado externo e ainda a utilização em residências é limitada, pois esses resíduos possuem alto teor de cinzas e cloro, dependendo de tratamento prévio para atender as normas (Escobar, 2016).

II.3.5.2. RESÍDUOS NO SETOR SUCROALCOOLEIRO NO BRASIL

Em 2016, o Brasil contabilizou 378 usinas sucroalcooleiras em operação, dentre as quais 166 (44%) comercializaram energia elétrica e 212 (66%) direcionaram a produção energética para a própria linha de processo. Usinas que utilizam cana-de-açúcar como biomassa podem ser adaptadas para cogeração de energia, trazendo ganhos econômicos com o aproveitamento da vinhaça (produção de biogás), bagaço (combustão ou etanol de 2ª geração) e da palhada (EPE, 2016; MME, 2017b).

Com relação à produção de etanol, existem três maneiras que se destacam. A primeira é por destilação (não é economicamente viável no Brasil); a segunda é a via sintética (obtida por meio de hidrocarbonetos, gases de petróleo e hulha); e a última, por fermentação (mais importante forma de fermentação para o País). Para o pro-

cesso de fermentação, a cana passa pela moagem onde é extraído o mosto, o qual é clarificado, filtrado e decantado para otimizar a fermentação (Mezzomo, 2014).

O bagaço de cana-de-açúcar é considerado um combustível residual sólido produzido por meio da fabricação de açúcar, etanol de cana e grãos. No caso da cana, a etapa da moagem gera dois produtos: o bagaço (direcionado à combustão e/ou etanol de 2ª geração) e o caldo misto ou mosto (utilizado na fabricação de etanol e/ou açúcar). Para utilizar o bagaço na geração de energia, não se fazem necessárias grandes adaptações no leiaute do fluxo de produção (Donke, 2016).

O bagaço de cana possui um valor expressivo em termos energéticos no Brasil. Existem vários estudos relacionados à geração de energia com resíduos de processos sucroalcooleiros, tanto resíduos de colheita (palhada), como resíduos de processo (bagaço), podendo ser utilizado na fabricação de etanol de 2ª geração ou diretamente queimado em caldeira (combustão).

De 2007 a 2016 o crescimento em capacidade instalada no Brasil de geração de energia elétrica utilizando o bagaço-de-cana foi de quase 73%, totalizando um acréscimo de mais de 7,9 GW em nove anos (Figura II. 26).

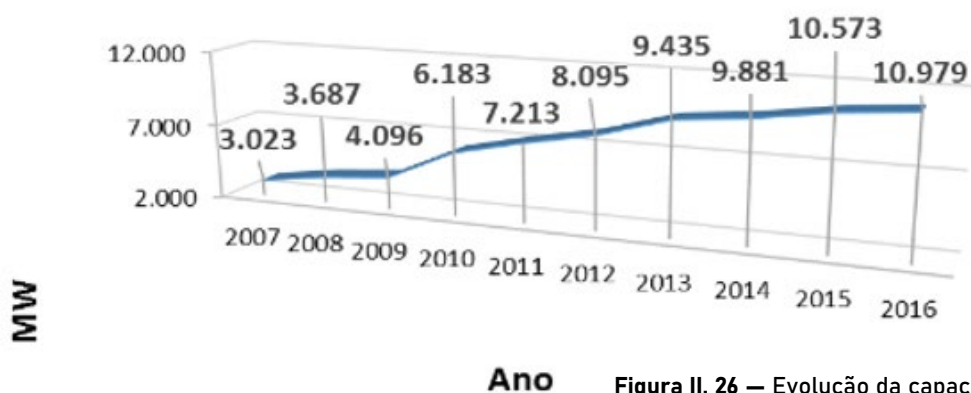


Figura II. 26 — Evolução da capacidade instalada de geração de energia elétrica no Brasil utilizando bagaço de cana.
Fonte: MME (2017a).

Dentre as espécies utilizadas para geração de biocombustíveis (milho, sorgo e cana), a cana-de-açúcar apresenta um desempenho econômico mais atrativo, mesmo utilizando cavaco de madeira na fabricação de etanol de milho e sorgo que garante um ganho energético. O fato de a cana-de-açúcar possuir resíduos que permitem economia na utilização de energia (no caso do milho, todo o resíduo é utilizado na alimentação animal) garante uma economia de capital no processo fabril. O Mato Grosso é um grande produtor de milho. Como a disponibilidade desse recurso é mais abundante do que a cana-de-açúcar no Estado, justifica-se sua utilização na fabricação de etanol (Donke, 2016). Em São Paulo, onde praticamente não há sobra de bagaço devido à significativa geração de excedentes pela cogeração das indústrias, existe uma vantagem em função das redes de distribuição de eletricidade serem acessíveis e perto dos centros produtores. Já a situação no Centro-Oeste é diferente, pois as usinas são afastadas da rede do sistema interligado, dificultando o escoamento da energia excedente.

II.4. REFERÊNCIAS

ALESP. Decreto nº 58.659, de 4.12.2012. Assembleia Legislativa do Estado de São Paulo, 2012.

AMARAL, D. O RenovaBio e o Programa Nacional de Produção e Uso de Biodiesel. Congresso Internacional de Biomassa – CIBIO: Curitiba, 2018.

ANEEL. BIG - Banco de Informações de Geração. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 2018. Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/CombustivelPorClasse_fn2.cfm>. Acesso em: 12 out. 2018.

- ANEEL. Resolução Normativa nº 271, de 3 de julho de 2007. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). 2007.
- ANEEL. Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). 2015.
- ANP. Agência Nacional do Petróleo. Dados Estatísticos Mensais. 2015. Disponível em <<http://www.anp.gov.br/?Pg=14685>>. Acesso em 4 de maio de 2015
- ANP. Agência Nacional do Petróleo. Boletim Mensal do Biodiesel. 2017. Disponível em <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em 2 de outubro de 2018
- ANP. Agência Nacional do Petróleo. Boletim Mensal do Biodiesel. Produção Nacional de Biodiesel Puro B100 (m3). 2018. Disponível em <<http://www.anp.gov.br/wwwanp/dados-estatisticos>>. Acesso em 2 de outubro de 2018
- ANP. Agência Nacional do Petróleo. Resolução ANP nº 16, de 17.6.2008 - DOU 18-6-2008. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), 2008.
- ANP. Agência Nacional do Petróleo. Resolução ANP nº 685, de 29.6.2017 - DOU 30-6-2017. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), 2017.
- ANP. Agência Nacional do Petróleo. Resolução ANP nº 8, de 30-1-2015 - DOU 2-2-2015. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), 2015.
- ARSESP. Deliberação Arsesp nº 744 de 2017. Dispõe sobre as condições de distribuição de Biometano na rede de gás canalizado no âmbito do Estado de São Paulo, e dá outras providências. Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo (ARSESP). 2017.
- BRASILAGRO (2018). Brasil começa a usar B10. Disponível em <https://www.brasilagro.com.br/conteudo/-brasil-comeca-a-usar-b10-.html>. Acesso em setembro de 2019.
- CCEE. 23º Leilão de Energia Nova A-5 - Resultado Completo. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), 2016. Disponível em <<https://www.ccee.org.br>>. Acesso em 12 de outubro de 2018.
- CHEN, Q.; LIU, T. Biogas system in rural China: Upgrading from decentralized to centralized? Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 78, p. 933-944, 2017.
- CIBIOGÁS. BiogasMap. Centro Internacional de Energias Renováveis–Biogás (CIBiogás), 2018. Disponível em <<http://mapbiogas.cibiogas.org/>>. Acesso em 12 de outubro de 2018.
- COELHO, S. T.; GARCILASSO, V.P.; FERRAZ JR, A. D. N.; SANTOS, M. M.; JOPPERT, C. L. Tecnologias de produção e uso de biogás e biometano. Part. I Biogás; Part. II Biometano. São Paulo: IEE-USP, 2018. 218 p; 16cm x 23cm. ISBN: 978-85-86923-53-1
- COELHO, S.; GOLDEMBERG, J. Global Energy Policy: A view from Brazil. In: Goldthau, A. (ed.) The Handbook of Global Energy Policy. John Wiley & Sons, 2013. pp. 457-476.
- CONAB. Companhia Nacional de Abastecimento. Acompanhamento da safra brasileira de cana-de-açúcar. v.4 Safra 2017/2018, nr. 3, Terceiro levantamento. Dez, 2017. Brasília, 2017.
- CORTEZ, L. A. B.; LORA, E. E. S.; GÓMES, E. O. Biomassa para energia (UNICAMP, Ed.) Editora Unicamp. Campinas: Universidade Estadual de Campinas, 2008. Disponível em <<https://www.nipe.unicamp.br/docs/publicacoes/inte-biomassa-energia070814.pdf>>. Acesso em 7 de outubro de 2018.
- COSTA, L. Amendoim: excelente potencial para biodiesel. O Estado de S. Paulo 2010.

CRESTANA S. Matérias-primas para a produção do biodiesel: priorizando alternativas 2005.

DANTAS, D. N. Uso da biomassa da cana-de-açúcar para geração de energia elétrica: análise energética, exergética e ambiental de sistemas de cogeração em sucroalcooleiras do interior paulista. 2010. Escola de Engenharia de São Carlos, São Carlos, 2010. Disponível em <http://www.cnpf.embrapa.br/pfb/index.php/pfb/article/view/253/210%5Cnhttp://www.deag.ufcg.edu.br/rbpa/rev143/Art14312.pdf%5Cnhttp://www.misereor.org/fileadmin/redaktion/PositionspapierBioenergie_portugiesisch.pdf>. Acesso em 8 de outubro de 2018.

DE LUCCA, M. Evolução e futuro do RenovaBio – As expectativas do setor produtivo. Congresso Internacional de Biomassa. CIBIO: Curitiba, 2018. Apresentação Powerpoint. Disponível em <www.unicadata.com.br>. Acesso em 5 de outubro de 2018

DE OLIVEIRA, F. C.; COELHO, S. T. History, evolution, and environmental impact of biodiesel in Brazil: A review. Renew Sustain Energy Rev 2017. doi:10.1016/j.rser.2016-10-060.

DONKE, A. C. G. Avaliação de desempenho ambiental e energético da produção de etanol de cana, milho e sorgo em uma unidade integrada, segundo a abordagem do ciclo de vida. 2016. Universidade de São Paulo, São Paulo, 2016. Disponível em <<http://www.iee.usp.br/sites/default/files/AnaCristinaGuimaraesDonke.pdf>>. Acesso em 5 de outubro de 2018.

EBA. Biogas Report 2014. Brussels: European Biogas Association, 2014.

ECOMETANO. Projetos. 2018. Disponível em <<http://www.ecometano.com.br/ecometano/projetos.html>>. Acesso em 12 de outubro de 2018.

EIA. United States Energy Information Administration. International Energy Statistics - Renewables - Biofuels Production. 2014. Disponível em <<http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/iedindex3.cfm?Tid=79 & pid=81 & aid=1 & cid=ww, & syid=2000 & eyid=2012 & unit=TBPD>>. Acesso em 1º de maio de 2015.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. Demanda de Energia 2050. Rio de Janeiro: Ministério de Minas e Energia, 2016. Disponível em: <[http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-202/DEA13-15 Demanda de Energia 2050.pdf](http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-202/DEA13-15%20Demanda%20de%20Energia%202050.pdf)>. Acesso em 6 de outubro de 2018.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. O Compromisso do Brasil no Combate às Mudanças Climáticas: Produção e Uso de Energia. 2017. Disponível em <<http://www.epe.gov.br>>. Acesso em 5 de outubro de 2018.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética (2018). BEN – Balanço Energético Nacional. Brasília: EPE, 2018 – Ano base 2017. Disponíveis em https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-303/topico-419/BEN2018__Int.pdf

EPE. Empresa de Pesquisa Energética (2019). BEN – Balanço Energético Nacional. Brasília: EPE, 2019 – Ano base 2018. Disponíveis em <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-377/topico-494/BEN%202019%20Completo%20WEB.pdf>

EPE. Empresa de Pesquisa Energética (2020a). BEN – Balanço Energético Nacional. Brasília: EPE, 2020 – Ano base 2019. Disponíveis em https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-479/topico-528/BEN2020_sp.pdf

EPE. Empresa de Pesquisa Energética (2020b). BEN – Balanço Energético Nacional. Relatório Síntese / Ano Base 2019. Brasília: EPE, 2020 – Ano base 2019. Disponível em https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-479/topico-521/Relato%CC%81rio%20Si%CC%81ntese%20BEN%202020-ab%202019_Final.pdf

ERMICI, F. Biomass and Biogas. Itália: Istituto Statale di Istruzione Superiore “Isaac Newton”, 2016.. Disponível em: <<http://www.isisvarese.gov.it/wp-content/uploads/2015/08/BIOGAS.BIOMASS.ERMICI-Copia.pdf%0Ahttp://4planetenergy.com/index.php/products/biogas-biomass-generation>>. Acesso em 6 de outubro de 2018.

ESCOBAR, J. F. A produção sustentável de biomassa florestal para energia no Brasil: O caso dos pellets de madeira. 2016. Universidade de São Paulo, São Paulo, 2016. Disponível em <<http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/106/106131/tde-23032017-171758/es.php>>. Acesso em 6 de outubro de 2018.

EUROBSERV'ER. Biogas Barometer. EurObserv'ER. 2017. Disponível em <<https://www.eurobserv-er.org/biogas-barometer-2017/>>. Acesso em 12 de outubro de 2018.

EUROPEAN BIOMASS ASSOCIATION (AEBIOM). EN plus For Wood Pellets EN plus Handbook Part 3 : Pellet Quality Requirements. Bélgica: European Pellet Council (EPC), 2015. Disponível em <https://enplus-pellets.eu/en-in/?option=com_attachments&task=download&id=103:ENplusHandbook_part3_V3>. Acesso em 5 de outubro de 2018.

FAGERSTRÖM, A.; AI SEADI, T.; RASI, S.; BRISEID, T. The role of Anaerobic Digestion and Biogas in the Circular Economy. Murphy, J.D. (Ed.) International Energy Agency (IEA) Bioenergy Task 37, 2018.

FAO. Global Forest Resources Assessment 2015: Desk Reference. Roma: FOOD AND AGRICULTURE ORGANIZATION OF THE UNITED NATIONS, 2015. Disponível em <<http://www.fao.org/3/a-i4808e.pdf>>. Acesso em 10 de outubro de 2018.

FAO. Global Forest Products Facts and Figures 2016. Nações Unidas: Food and Agriculture Organization of the United Nations, 2016. Disponível em <<http://www.fao.org/3/i7034EN/i7034en.pdf>>. Acesso em 6 de outubro de 2018.

GARCILASSO, V.; DE OLIVEIRA, F.C.; COELHO, S. Produção e uso do biodiesel no Brasil: Análise de barreiras e políticas. 10º AGRENER – Congresso sobre Geração Distribuída e Energia no Meio Rural. Universidade de São Paulo. São Paulo: IEE, 2015.

GAUTHIER, G. Pellet market overview report. Bélgica, 2018.. Disponível em <<https://www.svebio.se/app/uploads/2018/02/Gilles-Gauthier-European-Pellet-Council.pdf>>. Acesso em 4 de outubro de 2018.

GOLDEMBERG, J. Atualidade e Perspectivas no Uso de Biomassa para Geração de Energia. Revista Virtual de Química, v. 9, n. 1, p. 15–28, 2017. Disponível em: <<http://rvq.sbq.org.br/imagebank/pdf/GoldembergNoPrelo.pdf>>. Acesso em: 6 out. 2018.

IEA. Key World Energy Statistics. Paris: International Energy Agency (IEA). 2017.

IBÁ. INDÚSTRIA BRASILEIRA DE ÁRVORES. Relatório 2017. São Paulo: Indústria Brasileira de Árvores - IBÁ, 2017. Disponível em <http://iba.org/images/shared/Biblioteca/IBA_RelatorioAnual2017.pdf>. Acesso em 13 de julho de 2018.

IFC. International Finance Corporation. Austrian Federal Ministry of Finance. Converting Biomass to Energy: A Guide for Developers and Investors Energy and Water Advisory. Austrian, 2017. Disponível em: <https://www.ifc.org/wps/wcm/connect/7a1813bc-b6e-8-4139-a7fc-cee8c5c61f64/BioMass_report_06+2017.pdf?MOD=AJPERES>. Acesso em: 8 out. 2018.

IPCC. Anthropogenic and Natural Radiative Forcing. In: CHANGE, I. P. O. C. Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA: Cambridge University Press, 2013.

IRENA. Biogas for road vehicles: Technology brief. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency (IRENA). 2017.

KUMMAMURU, B. WBA Global Bioenergy Statistics 2014 World Bioenergy Association. WBA, 2014. Disponível em <<http://www.uabio.org/img/files/docs/140526-wba-gbs-2014.pdf>>. Acesso em 12 de outubro de 2018.

KUMMAMURU, B. World Energy Resources: Bioenergy 2016. World Energy Council, p. 60, 2016. Disponível em <<https://books.google.com/books?id=WLC7CdLOZosC&pgis=1>>.

KUNZIG, R. Climate Milestone: Earth's CO2 Level Passes 400 ppm. 2013. Disponível em <<http://news.nationalgeographic.com/news/energy/2013/05/130510-earth-co2-milestone-400-ppm/>>. Acesso em 5 de outubro de 2018.

- LANDAU, E. CO2 levels hit new peak at key observatory. CO2 levels hit new peak at key observatory. 2013. Disponível em <<http://edition.cnn.com/2013/05/10/us/climate-change/index.html?iref=allsearch>>. Acesso em 5 de outubro de 2018.
- LOBATO, L. C. D. S. Aproveitamento energético do biogás gerado em reatores UASB tratando esgoto doméstico. Tese de Doutorado da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte. 2011.
- MCKENDRY, P. Energy production from biomass (part 1): overview of biomass. *Bioresource Technol*, v. 83, n. 1, p. 37–46, 2002. Disponível em <[http://dx.doi.org/10.1016/S0960-8524\(01\)00118-3](http://dx.doi.org/10.1016/S0960-8524(01)00118-3)>.
- MDIC. Ministério de Desenvolvimento, Indústria e Comércio. 2015. Disponível em <<http://aliceweb.mdic.gov.br//consulta-ncm/consultar>>. Acesso em 3 de junho de 2015.
- MEZZOMO, H. DESTILAÇÃO EXTRATIVA DE ETANOL UTILIZANDO GLICEROL - MODELAGEM TERMODINÂMICA, OTIMIZAÇÃO E DETERMINAÇÃO DE UMA CONFIGURAÇÃO ÓTIMA. 2014. Disponível em <<https://www.lume.ufrgs.br/bitstream/handle/10183/118879/000967034.pdf?sequence=1>>.
- MINELLI, J. Biodiesel: desafios e projeções. 9º Congresso Internacional de Bioenergia. São Paulo, 2014.
- MMA. Ministério do Meio Ambiente. Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC). 2018. Disponível em: <<http://mma.gov.br/clima/convencao-das-nacoes-unidas>>. Acesso em: 5.out.2018
- MME. Ministério de Minas e Energia. Plano Nacional de Energia 2030. Rio de Janeiro: EPE, 2007. 408p.
- MME. Ministério das Minas e Energia. Balanço Energético Nacional. Rio de Janeiro: EPE – Empresa de Pesquisa Energética, 2017a. Disponível em <<http://www.epe.gov.br>>. Acesso em: 10 de outubro de 2018.
- MME. Ministério das Minas e Energia. Plano decenal de expansão de energia. Brasília, 2017b. Disponível em <<http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-40/PDE2026.pdf>>. Acesso em 9 de outubro de 2018.
- NASTARI, P. Abastecimento e Meio-Ambiente: O Papel dos Biocombustíveis. Ethanol Summit. 2017a. Apresentação Power Point. Disponível em <<https://www.datagro.com/>>. Acesso em 27 de junho de 2017.
- NASTARI, P. RenovaBio – Justificativas. GT Biocombustíveis. 2017b. Apresentação Power Point. Disponível em: <<https://www.data-gro.com/>>. Acesso em 5 de outubro de 2018.
- O GLOBO. GEO Energética recebe R\$ 160 milhões da FINEP para pesquisa em biogás. O Globo, 17 mar. 2014. Disponível em <<https://oglobo.globo.com/economia/geo-energetica-recebe-160-milhoes-da-finep-para-pesquisa-em-biogas-11901432>>. Acesso em 12 de outubro de 2017.
- PADULA, A.; SANTOS, M.; FERREIRA, L.; BORENSTEIN, D. The emergence of the biodiesel industry in Brazil: Current figures and future prospects. *Energy Policy* 44 (2012), 395-405.
- PALÁCIO, J.C.; LORA, E. E. S.; VENTURINI, O. J.; OLMO, O. A. Biocombustíveis, meio ambiente, tecnologia e segurança alimentar. In: Lora EES, Venturini O, editors. *Biocombustíveis - Vol. 1*. 1st ed., Rio de Janeiro: Interciência; 2012, p. 1–46.
- PETTERSON, A.; WELLINGER, A. Biogas Upgrading Technologies - Developments and innovations. International Energy Agency (IEA) Bioenergy Task 37. 2009.
- PROBIOGÁS. Barreiras e propostas de soluções para o mercado de biogás no Brasil. Probiogás, Ministério das Cidades, Deutsche Gesellschaft fur Internationale Zusammenarbeit GmbH (GIZ). Brasília, DF. 2016.

PROBIOGÁS. Guia Prático do Biogás - Geração e Utilização. Probiogás, Ministério das Cidades, Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit GmbH (GIZ). Brasília, DF. 2010.

POUSA, G.; SANTOS, A.; SUAREZ, P. History and policy of biodiesel in Brazil. *Energy Policy* 2007; 35:5393–8. doi:10.1016/j.enpol.2007.05.010.

PWC. PricewarehouseCoopers. Análise Setorial. Disponível em <www.pwc.com.br/agribusiness>. Acesso em 2 de outubro de 2018.

RAE. Royal Academy of Engineering. Sustainability of liquid biofuels. 2017. Disponível em <www.raeng.org.uk/biofuels>. Acesso em 3 de outubro de 2018.

RAÍZEN (2020). Raízen inaugura planta de biogás e consolida portfólio de energias renováveis. Disponível em <https://www.raizen.com.br/sala-de-imprensa/raizen-inaugura-planta-de-biogas-e-consolida-portfolio-de-energias-renovaveis>. Acesso em dezembro de 2020.

REN21. Renewables 2018 Global Status Report. (2018) Paris: REN21 Secretariat. ISBN 978-3-9818107-6-9 Disponível em https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR2018_Full-Report_English.pdf. Acesso em março de 2019.

REN21. Renewables 2018 Global Status Report. (2018) Paris: REN21 Secretariat. ISBN 978-3-9818911-3-3. Disponível em https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR2018_Full-Report_English.pdf. Acesso em março de 2019.

REN21. Renewables 2020 Global Status Report. (2020) Paris: REN21 Secretariat. ISBN 978-3-948393-00-7. Disponível em https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/gsr_2020_full_report_en.pdf. Acesso em dezembro de 2020.

REUTERS. Raízen e Geo Energética firmam parceria para construir usina a biogás de R\$153 mi. Reuters, 23 ago. 2018. Disponível em <<https://br.reuters.com/article/businessNews/idBRKCN1L826O-OBRBS>>. Acesso em 12 de outubro de 2018.

SCOTT, A. Large-scale biofuels programmes in Africa - Who benefits? Environment and Development International Symposium: Rethink biomass energy in Sub-Saharan Africa. Venro: Bonn, 2009.

SHEN, Y.; LINVILLE, J. L.; URGUN-DEMIRTAS, M.; MINTZ, M. M.; SNYDER, S. W. An overview of biogas production and utilization at full-scale wastewater treatment plants (WWTPs) in the United States: Challenges and opportunities towards energy-neutral WWTPs. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 50, p. 346-362, 2015.

SIMÕES MOREIRA, J. R. Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética. Editora: Gen / LTC. ISBN: 9788521630258, 412 pag. São Paulo, 2017.

SOUZA, J. D. F.; PAULILLO, L. F. O Biodiesel Brasileiro: matérias-primas, agroindústrias e a agricultura familiar. *Soc. Bras. Econ. Adm. e Sociol. Rural, Campo Grande: SOBER*; 2010, p. 1–17.

UFOP. Union zur Förderung von Oel und Proteinpflanzen. Biofuels advantage - on average 60 percent better than fossil fuels. Berlin, 2015. Disponível em <http://www.ufop.de/english/news/biofuel-advantage-on-average-60-percent-better-than-fossil-fuels/>. Acesso em 4 de outubro de 2018.

UNFCCC. United Nations Framework Convention on Climate Change. Communication of first Nationally Determined Contributions under the Paris Agreement. 2016. Disponível em <<https://unfccc.int/>>. Acesso em 5 de outubro de 2018.

VACCARO, G.; POHLMANN, C.; LIMA, A.; DOS SANTOS, M.; DE SOUZA, C.; AZEVEDO, D. Prospective scenarios for a biodiesel chain of a Brazilian state. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14 (2010),1263-1272.

VIOLANTE, A. Avaliação dos indicadores de sustentabilidade de usinas sucroalcooleiras da região de Sertãozinho, São Paulo, Brasil: estudo de caso. Tese de doutorado. Universidade de São Paulo. Piracicaba: ESALQ, 2018.

WBA. Global Biomass Potential Towards 2035. Suécia: World Bioenergy Association, 2016.. Disponível em <[http://www.worldbioenergy.org/sites/default/files/WBA Factsheet - Biomass potential_160303_Topprint.pdf](http://www.worldbioenergy.org/sites/default/files/WBA_Factsheet_-_Biomass_potential_160303_Topprint.pdf)>. Acesso em 6 de outubro de 2018.

YANG, L.; Ge, X.; Wan, C.; Yu, F.; Li, Y. Progress and perspectives in converting biogas to transportation fuels. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, n. 40, p. 1133-1152, 2014.

ZONIN, V. Potenciais e Limitações da Indústria de Biodiesel no Brasil: um Estudo de Caso. Dissertação de Mestrado. São Leopoldo: PPGEPS-UNISINOS; 2008. 275 pp.



Seção III

Biocombustíveis

líquidos no

Mato Grosso

III.1 OFERTA ATUAL E NOVAS PLANTAS DE BIODIESEL NO MATO GROSSO

O Estado do Mato Grosso apresenta uma expressiva produção de biocombustíveis. De acordo com dados estatísticos de 2019, da Agência Nacional de Petróleo (ANP), em dezembro de 2018 existiam 51 usinas de biodiesel autorizadas para operação em todo o Brasil – desse total, 17 estavam instaladas no Mato Grosso. Embora 5 das 17 estivessem sem produção de biodiesel há um bom tempo, o Estado ainda é o que possui o maior número de usinas instaladas, seguido do Rio Grande do Sul, que conta com um total de 9 autorizadas para a produção, e Goiás, com 7 usinas autorizadas.

Juntas, as usinas do Mato Grosso tinham, em 2018, capacidade total autorizada de produção em torno de 5,5 milhões de litros por dia, o que corresponde à 2ª maior capacidade produtiva de biodiesel no País, seguindo de perto o Rio Grande do Sul, com 6,5 milhões de litros diários (ANP, 2019a).

No Brasil, a oferta de biodiesel vem crescendo ano após ano. A produção nacional do biodiesel puro, o B100, passou de 4,2 milhões de m³, em 2017, para 5,3 milhões em 2018, enquanto a capacidade nominal autorizada pela ANP foi de 8,2 milhões de m³. No mesmo período, a produção mato-grossense aumentou de 900 mil para 1,1 milhão de m³ (ANP, 2019b), contribuindo, assim, para o fortalecimento do valor bruto da produção (VBP) do Estado, de R\$ 69 bilhões – dos quais a agricultura é responsável por 78%, sendo que 46% referem-se aos negócios relacionados com a soja (IMEA, 2019). Ou seja, o VBP da soja no Estado representa mais da metade da fatia atribuída à agricultura.

Com a implementação da *Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio)*, o governo brasileiro sinalizou a intenção de aumentar exponencialmente a produção e uso de biodiesel – e de outros biocombustíveis no Brasil – de maneira a garantir a segurança energética em todo o País, movimentar a economia, criar novos empregos e ajudar o Brasil a cumprir os compromissos assumidos perante o *Acordo de Paris* para atingir as metas de redução das emissões de gases de efeito estufa (Planalto, 2017). Assim, vislumbra-se um cenário promissor não somente para o Brasil, mas também para o Mato Grosso, visto que a produção de biocombustíveis terá reais condições de decolar de uma vez por todas (De Oliveira & Coelho, 2019).

Portanto, em função da implementação do *RenovaBio*, espera-se que a capacidade instalada das 109 plantas de biodiesel estimadas para o ano de 2030 alcance a marca de 22,5 milhões de m³ anuais. Essa produção seria suficiente para cobrir a previsão de produção estimada em 18 milhões de m³ para o mesmo ano (Trigueirinho et al., 2016) e gerar oportunidades de negócios para os grandes e pequenos produtores, mas também para novos empreendedores que queiram aproveitar a expansão do agronegócio no Estado e no País.

A ANP em seu *Boletim Mensal do Biodiesel*, de 24-4-2019, informa que havia duas novas plantas autorizadas para a construção no Brasil: uma no Rio Grande do Sul e outra – FRCB Biocombustíveis – na cidade de Várzea Grande, no Mato Grosso (ANP, 2019a). Entretanto, existe mais uma nova planta de biodiesel a caminho para o Mato Grosso: essa usina terá base na cidade de Lucas do Rio Verde e pertencerá ao Grupo Amaggi. Essa usina tinha investimento previsto de R\$ 75 milhões para uma capacidade instalada de esmagamento de 3,6 mil t diárias de soja voltadas para a produção de biodiesel (Forbes, 2018).

Assim, estima-se que a capacidade total de produção de biodiesel das duas novas usinas, somando-se às 51 já existentes no País, será de quase 9 milhões de m³ anuais (ANP, 2019b). Por sua vez, a previsão de produção anual do Mato Grosso, incluindo a das duas novas plantas de biodiesel, passará de, aproximadamente, 1,3 milhão, para uma capacidade autorizada de cerca de 2,6 milhões de m³ anuais nos próximos anos.

De acordo com o consumo projetado de óleo diesel para 2030 de, aproximadamente, 100 bilhões de litros por ano (EPE, 2007), a estimativa de produção será de 20 bilhões de litros de biodiesel, caso o percentual de mistura desse biocombustível no diesel tenha alcançado o B20 (mistura de 20% de biodiesel no óleo diesel). Considerando que a fatia de mercado que Mato Grosso tem da produção nacional de biodiesel continue sendo de 20,75%, a oferta de biodiesel no Estado seria em torno de 4 bilhões de litros anuais.

Ressalte-se que o *Plano Decenal de Expansão de Energia 2030* reporta que, dentre os biocombustíveis, o biodiesel é o combustível que mais cresce de importância no consumo final de energia no período de 2019 a 2030, atingindo a taxa de 5,8% ao ano. Esse crescimento tem como premissa o aumento da participação do biodiesel no óleo diesel comercializado, que salta de 10,2%, em volume, em 2019, para 15%, em 2030 (EPE, 2020). As novas projeções da EPE indicam que em 2030 não será atingida a meta de 20% de biodiesel no diesel.

III.2 OFERTA E NOVAS PLANTAS DE ETANOL NO MATO GROSSO

Segundo os dados estatísticos da ANP, no ano de 2019 existiam no Brasil 333 usinas de etanol autorizadas para operação, com capacidade de produção diária de 222 mil m³ de etanol hidratado e 121 mil m³ de etanol anidro.

Por sua vez, o Estado do Mato Grosso apresentava 13 plantas de etanol, sendo 4 usinas flex (cana e milho) e 3 processando apenas etanol de milho (Rangel, 2019). Juntas, as 13 usinas têm capacidade para produzir 9,9 mil m³ de etanol hidratado e 7,2 mil m³ de etanol anidro por dia (ANP, 2019a).

Enquanto a produção total de etanol (hidratado e anidro) no Brasil teve queda de 0,3% de 2016 para 2017, no Mato Grosso ela teve aumento de 16,8% para o mesmo período (ANP, 2018). Como o Brasil ainda continuou importando etanol – principalmente dos EUA (99%), cuja quantidade em 2017 representou 1,8 milhão de m³ – os produtores do Mato Grosso acabaram contribuindo de forma positiva para o saldo da balança comercial brasileira, uma vez que a produção do Estado cresceu em contrapartida à queda que o País teve na produção interna e também nas exportações dessa *commodity* em 2017, cujo patamar foi de 20,2% (ANP, 2018). Já na safra 2018/2019, a produção brasileira de etanol total (anidro e hidratado) foi de 33 bilhões de litros – um recorde de produção –, sendo que o volume do hidratado foi de 23,6 bilhões de litros e o anidro, de 9,4 bilhões de litros (ANP, 2019c).

No Mato Grosso, a área colhida de cana na última safra praticamente se manteve igual à da anterior, embora a produção tenha aumentado, alcançando o volume aproximado de 137 milhões de t (CONAB, 2019a). Segundo dados do Sindalcool, a produção total de etanol (cana e milho) no Mato Grosso, na safra 2018/2019, foi de 1,71 milhão de m³ (Santos, 2019).

A safra 2018/2019 teve dois fatores importantes para a boa produção: primeiro, os altos índices pluviométricos registrados tanto no início como no fim da colheita geraram altas concentrações de umidade, as quais foram fundamentais para que as lavouras do Estado pudessem se desenvolver; segundo, o uso correto de fertilizantes contribuiu para o aumento de 6,8% na produtividade dessa cultura, nessa safra, quando comparada com a anterior (CONAB, 2019a).

Embora a produção mato-grossense de etanol ainda contemple a cana-de-açúcar como a principal matéria-

-prima, o etanol de milho (todo ele produzido com milho de segunda safra) vem ganhando espaço a cada ano. O Mato Grosso é o maior produtor nacional do cereal e, portanto, concentra grandes investimentos na produção de etanol de milho no País, cuja matéria-prima, além de gerar o etanol, produz também o farelo (DDG – *Dried Distillers Grains*), óleo de milho bruto e eletricidade, cujo diagrama do sistema de produção é mostrado na *Figura- III. 1*.

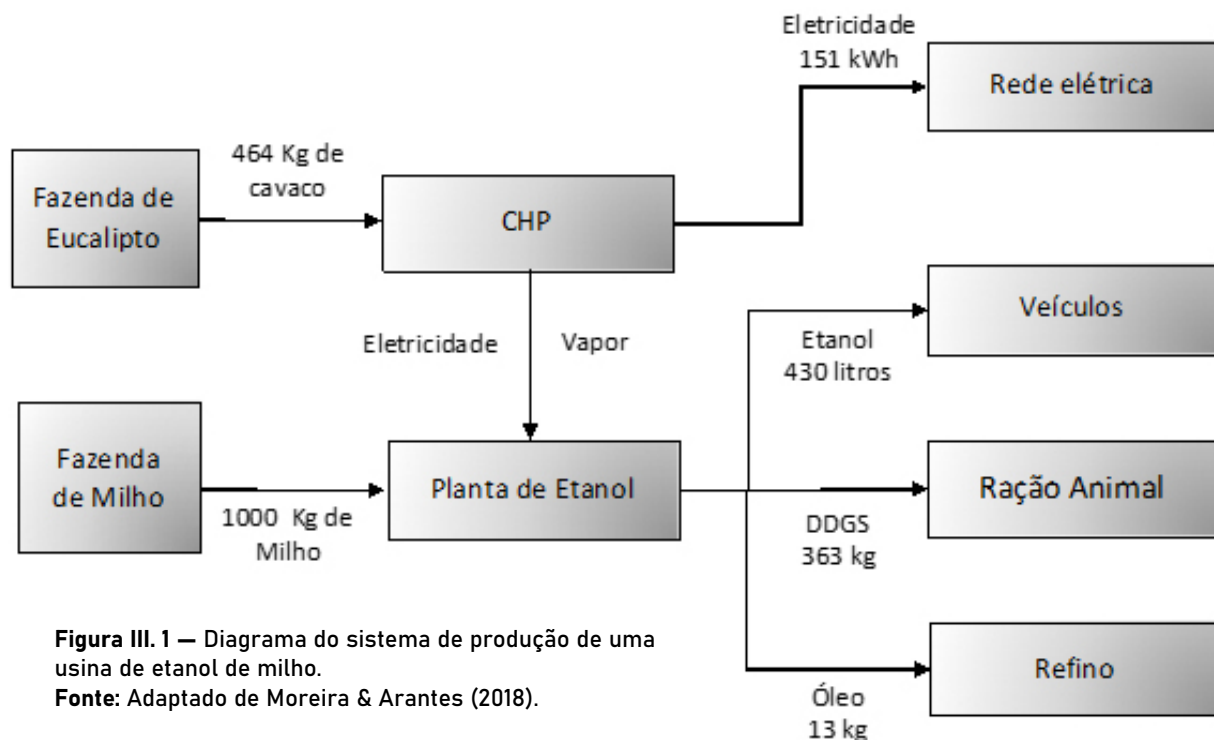


Figura III. 1 – Diagrama do sistema de produção de uma usina de etanol de milho.

Fonte: Adaptado de Moreira & Arantes (2018).

Em 2018, a produção nacional de etanol de milho foi de 800 milhões de litros, dos quais o Mato Grosso contribuiu com 660 milhões, o que representa quase 75% do total produzido (Canal, 2019a).

Diante dos avanços tecnológicos que o Brasil teve na área agrícola, fundamentais para o produtor de etanol de milho, os agricultores brasileiros conseguem, por exemplo, produzir biocombustíveis no sistema de “soja de ciclo curto e milho de segunda safra”, ao passo que, nos Estados Unidos, a tecnologia de conversão de milho em etanol é “caracterizada pelo uso de milho de primeira safra” (Moreira & Arantes, 2018). Portanto, além dessa vantagem tecnológica de múltiplas safras que o sistema brasileiro de produção de etanol de milho tem sobre o do americano, há mais duas outras: uma, as usinas de lá usam no processo de produção uma energia que, em sua maioria, tem origem fóssil, como o carvão e o gás natural (Moreira & Arantes, 2018); outra, se realizado um estudo de avaliação de ciclo de vida, a pegada de carbono do etanol de milho brasileiro – entre 18 e 25,5 g CO₂eq/MJ – é consideravelmente menor do que a do americano, visto que na nossa produção usa-se o “eucalipto como fonte de energia do milho de segunda safra [otimizand]o recursos na sua rotação com a soja”, além dessa pegada de carbono de etanol de milho ser 70% menor quando comparada com a pegada de carbono da gasolina (Moreira & Arantes, 2018). Portanto, a produção de etanol de milho mato-grossense confere aos produtores brasileiros três vantagens sobre os produtores americanos.

No Mato Grosso, a produção de etanol total (anidro e hidratado), oriunda do milho, alcançou a marca de 1,4 bilhão de litros anuais, de acordo com dados levantados no mês de maio de 2019 e divulgados pela Companhia Nacional de Abastecimento – Conab (Canal, 2019b).

Além de auxiliar o mercado de biocombustíveis como um todo, é esperado que o programa *RenovaBio* colabore especificamente com a indústria do etanol e a balança comercial do País, uma vez que essa política diminuirá a dependência que o Brasil ainda tem em relação à importação de etanol de milho dos Estados Unidos (De Oliveira &

Coelho, 2019). Portanto, o *RenovaBio* se torna um instrumento que proverá as bases para que os produtores de biocombustíveis do Mato Grosso possam aumentar a produção para atender a futura demanda nacional.

Com a diminuição da safra da cana da Índia, aliada à queda do preço do açúcar no mercado internacional, a produção dessa *commodity* acabou sendo desestimulada. Assim, a tendência é de que a produção de etanol no Brasil aumente ainda mais (Pecege, 2019; CONAB, 2019b).

Entretanto, como a rentabilidade do setor alcooleiro ainda continua relativamente baixa, parte em função de endividamentos contraídos há poucos anos, a renovação dos canaviais e tratos culturais será afetada (Pecege, 2019). Dessa forma, é esperado que a indústria do etanol tenha um crescimento aquém das expectativas. De qualquer modo, oportunidades existem para a oferta futura de etanol no Mato Grosso, principalmente o de milho.

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) estima que o consumo de petróleo no Brasil passe dos atuais 500 mil para 700 mil barris diários em 2030, e que a produção de etanol aumente de 33 bilhões para 49 bilhões de litros no Brasil (Fava Neto, 2019).

Atualmente, a produção de etanol do Mato Grosso ainda é modesta se comparada com a produção de São Paulo, maior produtor do Brasil. Entretanto, com o alto volume de capital investido na construção de usinas de etanol de milho, o Estado tem chamado a atenção não somente dos atores desse mercado, mas sobretudo de investidores dos mais variados setores da economia brasileira.

Está em curso a construção de três novas usinas de etanol de milho no Mato Grosso: a Etamil, em Campo Novo do Parecis; a Inpasa, na cidade de Sinop; e a FS Bioenergia, em Sorriso (Santos, 2019; Rangel, 2019). Esta última tem planos para construir um total de cinco usinas de etanol de milho no Estado, as quais se juntarão às outras em construção. Após a conclusão, existe a expectativa de que o setor possa produzir, em 2028, entre 17 milhões e 20 milhões de t de milho no Brasil, rendendo um volume aproximado de 8 bilhões de litros de etanol (Canal, 2019a).

Somente da produção de etanol de milho, a arrecadação do *Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS)* no Estado deve saltar de R\$ 25 milhões, em 2015, para cerca de R\$ 400 milhões até o final de 2020 (G1, 2019), após a entrada em operação das cinco usinas de etanol de milho que a FS Bioenergia planeja ter no Mato Grosso (Rangel, 2019). Ou seja, ao final desse ciclo de investimentos em usinas de etanol de milho e usinas *flex*, o Mato Grosso dará um salto estimado na produção de etanol total de 2,86 bilhões de litros para 2030 (EPE, 2018).

III.3 LEVANTAMENTO DA DEMANDA E CONSUMO DE COMBUSTÍVEIS LÍQUIDOS NO ESTADO DO MATO GROSSO

Com relação ao consumo de combustíveis líquidos no Brasil, o *Plano Nacional de Energia 2030* preconiza que a prioridade será o incentivo ao uso do etanol e do biodiesel no País.

A diretriz básica, intrinsecamente considerada na projeção do consumo final de energia, foi priorizar o uso de energia renovável. Assim, em todos os cenários poderá se perceber o crescimento do biodiesel e do etanol, tomando o lugar dos combustíveis líquidos derivados do petróleo, especialmente os médios (diesel) e leves (gasolina) (EPE, 2007, p.64).

Portanto, diante dessa diretriz básica que estimula a bioenergia no País, aliado às premissas da política de biocombustíveis (*RenovaBio*), espera-se que a oferta e, por extensão, a demanda de biocombustíveis líquidos no Brasil e no Mato Grosso cresçam de forma mais rápida do que a ocorrida desde 2005 com a introdução do Programa Nacional de *Produção e Uso do Biodiesel no Brasil (PNBP)* até o presente momento.

III.3.1. CONSUMO DE BIODIESEL

Em 2018, o consumo de biodiesel no Brasil foi de 5,39 bilhões de litros enquanto o do Mato Grosso chegou a 274 milhões de litros (ANP, 2019c). Com a implementação da *RenovaBio*, o uso de biodiesel no Mato Grosso

tende a crescer, uma vez que aumentará o volume de produção desse combustível, o qual precisará ser escoado para outros Estados do Brasil, aumentando, assim, o emprego de diesel e, conseqüentemente, o do biocombustível.

III.3.2. CONSUMO DE ETANOL

De acordo com os dados estatísticos da ANP, a demanda de etanol total (anidro e hidratado) no Brasil, em 2018, foi de 30,83 bilhões de litros, enquanto no Mato Grosso foi de 1,5 bilhão de litros (ANP, 2019c). O *Plano Decenal de Expansão de Energia 2027* faz uma previsão de que haja aumento expressivo do consumo final do etanol no País – boa parte, do hidratado – no período de 2018 a 2027, muito provavelmente em função do preço desse combustível em comparação com o do combustível fóssil usado nos veículos de ciclo Otto (MME, 2027).

III.3.3. OFERTA E DEMANDA DE BIODIESEL

Considerando que em 2018 a oferta de biodiesel no Mato Grosso foi de 1,1 bilhão de litros e a demanda desse biocombustível no mesmo ano foi de 270 milhões de litros, percebe-se que 75% do óleo produzido localmente foi consumido em outros Estados brasileiros. Isso significa que a maior parte da produção de biodiesel, correspondente a 825 milhões de litros, precisou ser escoada por um sistema de logística que se apresenta ineficiente e custoso para os produtores dessa *commodity*.

A previsão de aumento, tanto da produção local quanto da demanda nacional por biodiesel, em função do estímulo trazido pela implementação da *Política Nacional de Biocombustíveis*, aumentará também a proporção entre o que é produzido e consumido no Estado, agravando ainda mais os problemas causados para escoar a produção do Mato Grosso.

III.3.4. OFERTA E DEMANDA DE ETANOL (CANA E MILHO)

No caso do etanol, o cruzamento da oferta versus demanda em 2018 mostra que a proporção do que foi consumido localmente é bem maior do que no caso do biodiesel. Enquanto a oferta de etanol atingiu 1,7 bilhão de litros, a demanda alcançou 1,5 bilhão de litros, o que representa cerca de 88% de todo o etanol produzido no Estado. Ou seja, os produtores de etanol do Mato Grosso enviaram para fora do Estado apenas 12% do volume produzido, o que corresponde a pouco mais de 200 milhões de litros.

Diante da evolução da frota automotiva brasileira, a qual passará de cerca de 39 milhões de veículos em 2018 para aproximadamente 45 milhões em 2025 (*Figura III. 2*), bem como da evolução do balanço entre a oferta e a demanda por combustíveis para veículos do Ciclo Otto no Brasil (*Figura III. 2*), o volume de biocombustíveis (biodiesel e etanol) a ser enviado para fora do Mato Grosso será considerável. Como o principal meio para seu escoamento é o transporte rodoviário, que trafega em estradas em condições precárias – na maior parte, esburacadas, e muitas delas precisando de asfalto, como é o caso das rodovias do Estado – os custos logísticos para os produtores serão igualmente altos, considerando as longas distâncias percorridas até os portos de Santos, em São Paulo, e Barcarena, no Pará, os dois principais portos de destino dos cereais mato-grossenses que, em média, estão a 2 mil km de distância.

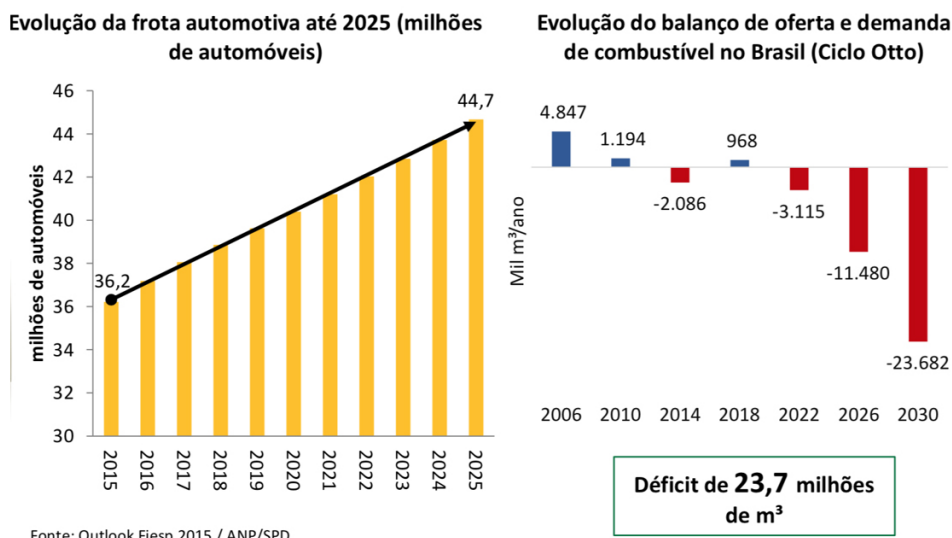


Figura III. 2 — Evolução da frota automotiva e do balanço de oferta e demanda de combustíveis no Brasil.
Fonte: IMEA (2018).

III.4 OFERTA DE DDG PARA ALIMENTAÇÃO ANIMAL VS DEMANDA ATUAL DE DDG

Com estimativa (maio/2019) de 4,8 milhões de ha de área destinada para a plantação de milho total (1ª e 2ª safras), e produção de 29,7 milhões de t, o Mato Grosso foi, disparadamente, o Estado com a maior área plantada na safra 2018/2019 e com a maior produção de *DDG* (*dried distillers grains*) no Brasil (CONAB, 2019c). Sendo o maior produtor brasileiro de milho e de etanol de milho, além de ser o que tem o maior rebanho bovino do País, o Mato Grosso é também o Estado que mais tem gerado receita com a produção de DDG, um subproduto da indústria do etanol de milho com alto teor proteico, mas que no Estado está sendo considerado como o principal produto da industrialização do grão (Santos, 2019).

De acordo com o Departamento de Agricultura dos Estados Unidos (USDA), o consumo global de milho para a produção de ração vem crescendo a cada ano (*Figura III. 3*).

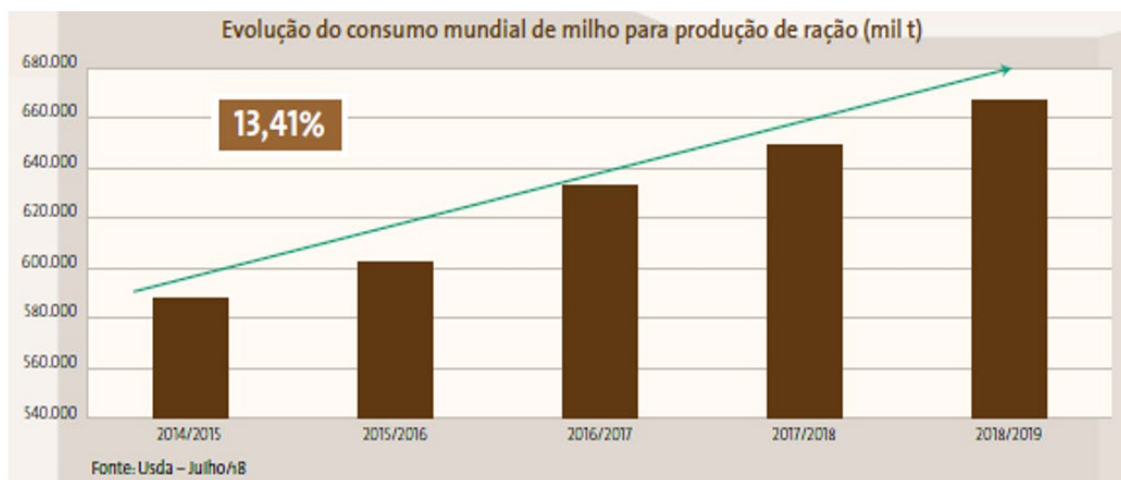


Figura III. 3 — Evolução do consumo mundial de milho para produção de ração.
Fonte: CONAB (2018).

Em sintonia com a evolução do consumo mundial de milho para a produção de ração animal, a produção de *DDG* no Mato Grosso terá um incremento significativo nos próximos anos em função do consequente aumento na produção de etanol de milho no Estado. A empresa FS Bioenergia, por exemplo, com investimentos da ordem de R\$ 1 bilhão, planeja ter cinco usinas voltadas para a oferta de etanol de milho no Mato Grosso com capacidade anual para produzir 2,5 bilhões de litros e 1 milhão de t de farelo (Canal, 2019c).

Considerando que existem no Mato Grosso cerca de 30 milhões de cabeças de gado (IBGE, 2018a) e um rebanho total de 2,6 milhões de suínos (IBGE, 2018b), é provável que toda a produção de *DDG* seja consumida dentro do Estado (G1, 2019), devido ao próprio estímulo ao confinamento gerado pelo aumento da oferta do produto. Já o excedente de etanol será enviado para outras partes do Brasil.

Portanto, diante do cenário que se desenha para o milho e para o etanol de milho no Mato Grosso, estima-se que a oferta de *DDG* em 2023 chegue a 1,2 milhão de t, enquanto a demanda pelo farelo alcance 1,1 milhão (PortalDBO, 2018).

III.5 BARREIRAS À EXPANSÃO DOS COMBUSTÍVEIS LÍQUIDOS NO MATO GROSSO

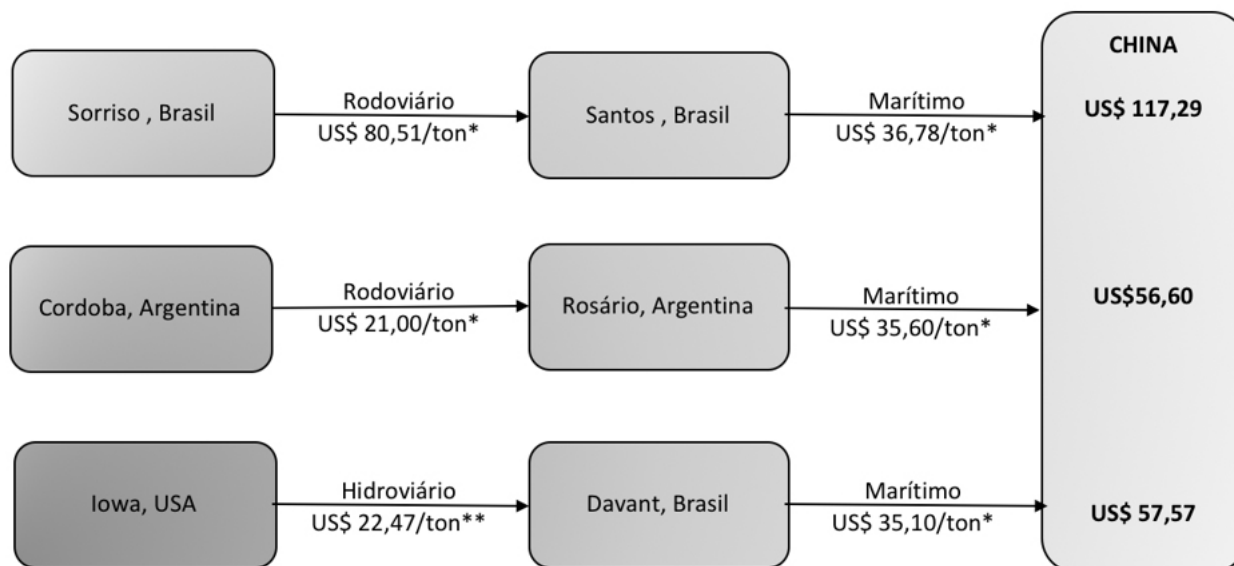
Os produtores de biocombustíveis líquidos (biodiesel e etanol) no Mato Grosso enfrentam vários tipos de barreira, verdadeiros entraves para desenvolvimento do setor. Muitos dos problemas existentes atualmente já são velhos conhecidos, mas, por motivos diversos, ainda não foram solucionados e acabam elevando os custos das empresas e diminuindo a competitividade da indústria local (PwC, 2017).

O Instituto Mato-grossense de Economia Aplicada (Imea), por exemplo, desenvolveu um estudo no qual são citadas várias barreiras existentes no agronegócio no Estado, dentre as quais figuram a burocracia, a falta de mão de obra qualificada, os tributos, a insegurança jurídica, as longas distâncias do Estado até os principais portos do País e a logística (IMEA, 2019b). Esta última, a logística ineficiente para o escoamento da produção local, foi praticamente unanimidade entre as barreiras citadas pelos profissionais presentes no *workshop* promovido em abril deste ano pelo Sebrae-Mato Grosso, em Cuiabá, em parceria com o Instituto de Energia e Ambiente, da Universidade de São Paulo.

Moreira & Arantes (2018) dizem o seguinte com relação ao problema da logística no Estado:

A adoção e aprimoramento desse pacote tecnológico levou à rápida expansão dos volumes produzidos de grãos no Centro-Oeste do Brasil, que não foi acompanhada por sistemas de escoamento logístico. Como resultado, observou-se o acúmulo de estoques e a necessidade de acionar políticas para manutenção de preços (Moreira & Arantes, 2018). As distâncias entre Sorriso (MT) e o porto de Santos (SP), é de cerca de 2.100 km. E se for de Sorriso para Barcarena, no Pará, ela é maior ainda: em torno de 2.400 km. Como o principal meio de transporte de carga no Brasil é o rodoviário, distâncias tão longas oneram o frete e, conseqüentemente, o valor do cereal do produtor mato-grossense, tornando-o menos competitivo. Segundo o IMEA (2019b), o Mato Grosso é considerado o Estado que tem o frete mais alto do Brasil.

A análise de competitividade do IMEA (Figura III. 4) mostra que o valor do frete em 2019, de Sorriso até Santos e de lá até a China, ficou em torno de US\$ 117, enquanto da cidade de Iowa, nos Estados Unidos, para o porto mais próximo, na cidade de Davant, ainda nos EUA e de lá para a China, ficou em torno de US\$ 57. Na Argentina, de Córdoba para Rosário e de lá para a China, o valor do frete ficou em torno de US\$ 56 (IMEA, 2019b).



*Referente a janeiro/19
 **Referente a junho/17

Figura III. 4 – Competitividade: Logística – Frete Total
Fonte: Adaptado de IMEA (2019b). Dados em US\$ por t

A falta de mão de obra local qualificada, por exemplo, tem feito os empreendedores do Estado recrutar profissionais de outras regiões brasileiras, quando o ideal seria que fossem encontrados e aproveitados dentro do próprio Estado, oriundos das universidades locais, as quais devem ser os celeiros dessa mão de obra qualificada, mediante capacitação técnica e treinamento pelos cursos afins.

Se esses e outros problemas que os produtores do Mato Grosso enfrentam para poder tornar seus produtos competitivos no mercado não forem resolvidos, é provável que parte deles opte por empreender fora do Estado, ou mesmo fora do Brasil. Um artigo da revista *Dinheiro Rural*, de 2018, menciona “as razões que levam produtores, empresas e cooperativas a investir no agronegócio no exterior”. Dentre os motivos, estão: “Diversificar os riscos do negócio; há menos burocracia governamental; é possível sinergias com o negócio local; há mais mão de obra qualificada; os tributos do setor, em geral, são menores; há incentivos para o setor” etc. (*Dinheiro Rural*, 2018).

III.6. POLÍTICAS RELATIVAS AOS BIOCOMBUSTÍVEIS – RENOVABIO

Em 26 de dezembro de 2017, o governo federal implementou a *Política Nacional de Biocombustíveis (Renova-Bio)*, por meio da *Lei nº 13.576*, com o intuito de torná-la parte integral da política nacional de energia. O principal objetivo é consolidar de uma vez por todas a produção e o uso dos biocombustíveis no País, entre eles, biodiesel, etanol e biometano, promovendo a criação de empregos e renda por intermédio de maior inserção social da agricultura familiar. Além disso, ela também intenciona contribuir para que o Brasil possa cumprir as metas de diminuição de GEEs, assumidas durante o *Acordo de Paris (COP21)*, no final de dezembro de 2015 (Planalto, 2017).

Além de ajudar o mercado dos biocombustíveis no âmbito regional e, conseqüentemente, no nacional, essa política pública também veio para reforçar a indústria do etanol, uma vez que, aumentando a produção doméstica desse biocombustível, diminuirá a dependência que o País ainda tem pelo etanol importado, principalmente dos Estados Unidos (De Oliveira & Coelho, 2019).

Com a sanção do *Decreto nº 9.308*, em março de 2018, que trata das metas obrigatórias para a redução dos GEEs que o Brasil assumiu, coube à ANP a tarefa de quebrar essas metas nacionais em metas individuais e atribuí-las a cada distribuidor de biocombustíveis no País, o qual pagará uma multa pelo não cumprimento de sua meta individual (Planalto, 2018).

Uma grande novidade do *RenovaBio*, ausente em outras políticas públicas nacionais voltadas para os biocombustíveis, foi a criação de dois mecanismos importantes também para a economia de mercado desse setor: *Certificado de Produção Eficiente de Biocombustíveis* (CPEB) e Créditos de Descarbonização (CBios) (De Oliveira & Coelho, 2019).

O capítulo II da *Lei RenovaBio* define os CPEBs como sendo documentos emitidos exclusivamente por empresas inspetoras – altamente qualificadas e aprovadas pelo governo – em função da certificação dos biocombustíveis, cujo processo de produção será avaliado (*Figura III. 5*) em função de sua emissão de GEEs e eficiência energético-ambiental, por meio da avaliação do ciclo de vida (ACV).

Após a inspeção, a ANP fará uma auditoria em todo o processo para verificar sua legitimidade e transparência. Caso não haja problema, será aprovado e a nota de eficiência será atribuída no certificado de produção eficiente de biocombustíveis, emitido em nome do produtor/importador do biocombustível após a publicação no *Diário Oficial*. Em caso de não conformidade no processo de inspeção, a ANP o reavalia inteiramente para determinar se houve fraude ou incompletude. Se estiver incompleto, a ANP reenvia toda a documentação para uma nova inspeção. Se o motivo for por causa de fraude, a ANP estabelece um processo para descredenciar a empresa inspetora (Planalto, 2018; Amaral, 2018).

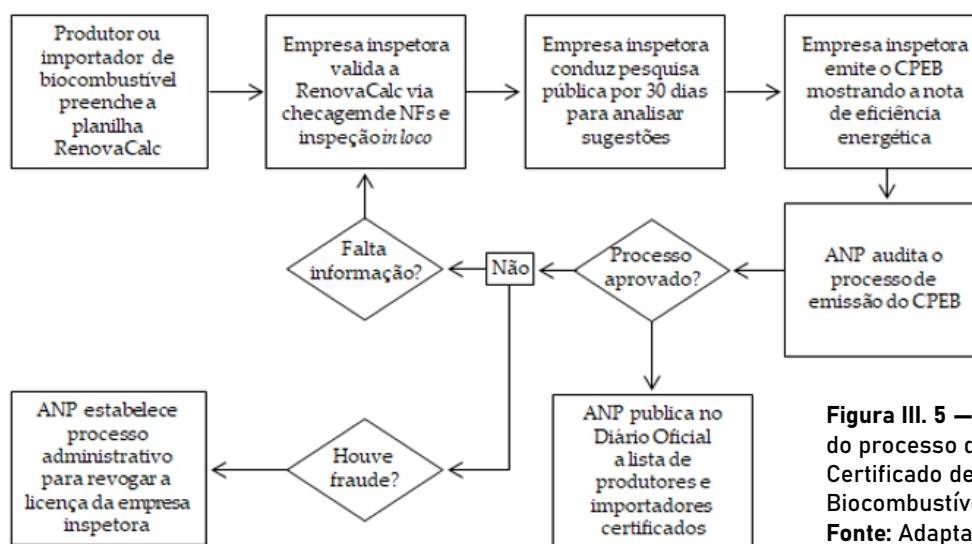


Figura III. 5 – Fluxograma do processo de emissão do Certificado de Produção Eficiente de Biocombustíveis.
Fonte: Adaptado de Amaral (2018).

Os CBios também são definidos no capítulo II da mesma lei como sendo instrumentos registrados na forma de escritura cujo propósito é atestar as metas individuais dos distribuidores de biocombustíveis (Planalto, 2018).

Assim, os valores das metas anuais obrigatórias são estabelecidos em unidades de CBio, cada uma correspondente a 1 t CO₂eq¹, e calculados pela diferença entre as emissões de GEEs no ciclo de vida do biocombustível e as emissões de GEEs no ciclo de vida de seu substituto fóssil (Planalto, 2018). Estes cálculos vão levar em consideração a eficiência energética em MJ/t ou cbm e o impacto ambiental em gCO₂eq/t² ou cbm (Nastari, 2017), e processados pela *RenovaCalc*, ferramenta adotada para contabilizar a intensidade de carbono de um biocombustível, medida em gCO₂eq/MJ³ (Matsuura et al., 2018).

A *Figura VII. 6* mostra as conexões entre os CBios e os produtores e distribuidores de biocombustíveis, bem como a interação entre eles e as agências governamentais e empresas certificadoras.

¹ Tonelada equivalente de CO₂

² Gramas de CO₂ equivalente por t de biocombustível

³ Gramas de CO₂ equivalente por MJ de biocombustível

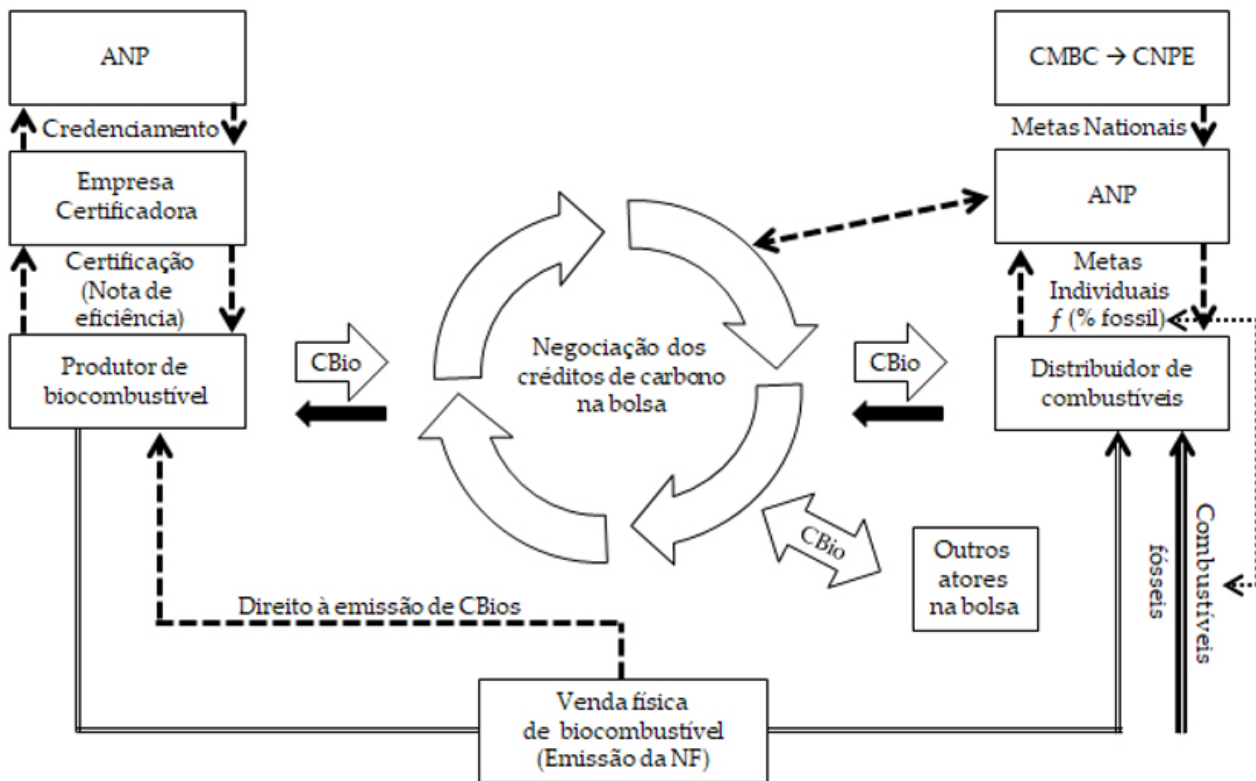


Figura III. 6 – Fluxograma dos Créditos de Descarbonização.
Fonte: Adaptado de Amaral (2018).

Para os produtores de biocombustíveis do Mato Grosso, cujas expectativas de oferta e demanda têm sido projetadas para registrar um aumento considerável, principalmente com relação ao etanol de milho – em função dos investimentos já feitos e dos que estão para acontecer – a política dos biocombustíveis oferecerá condições reais aos produtores mato-grossenses de alavancar de vez esse setor no Estado, aproveitando para aumentar também a inserção social da agricultura familiar e novos postos de trabalho, além de movimentar a economia por meio da geração de renda.

O que não pode e nem deve acontecer é a desunião entre os principais atores dessa mudança de patamar de produção e consumo que se delineia no horizonte do Estado, sob pena de perda financeira para ambos os lados. A ideia, então, é pensar uníssono e procurar harmonizar os interesses, tanto dos produtores de etanol como dos de biodiesel, tornando-os conscientes de que devem somar forças porque estão do mesmo lado para combater os combustíveis fósseis e as ameaças ambientais que estes representam.

III.7. DEMANDA DE ELETRICIDADE

O Brasil é o país que tem a matriz elétrica mais limpa do mundo. As fontes renováveis (hídrica, biomassa, eólica e solar) são responsáveis por 80,6% dessa matriz, gerando cerca de 119,4 GW de potência instalada (fiscalizada), espalhadas por 2.194 usinas em operação (*Figura VII. 7*), enquanto as não renováveis (nuclear e fóssil) respondem por 19,4%, equivalente a 28,8 GW de potência instalada (fiscalizada), espalhadas por 2.400 usinas (MME, 2016).

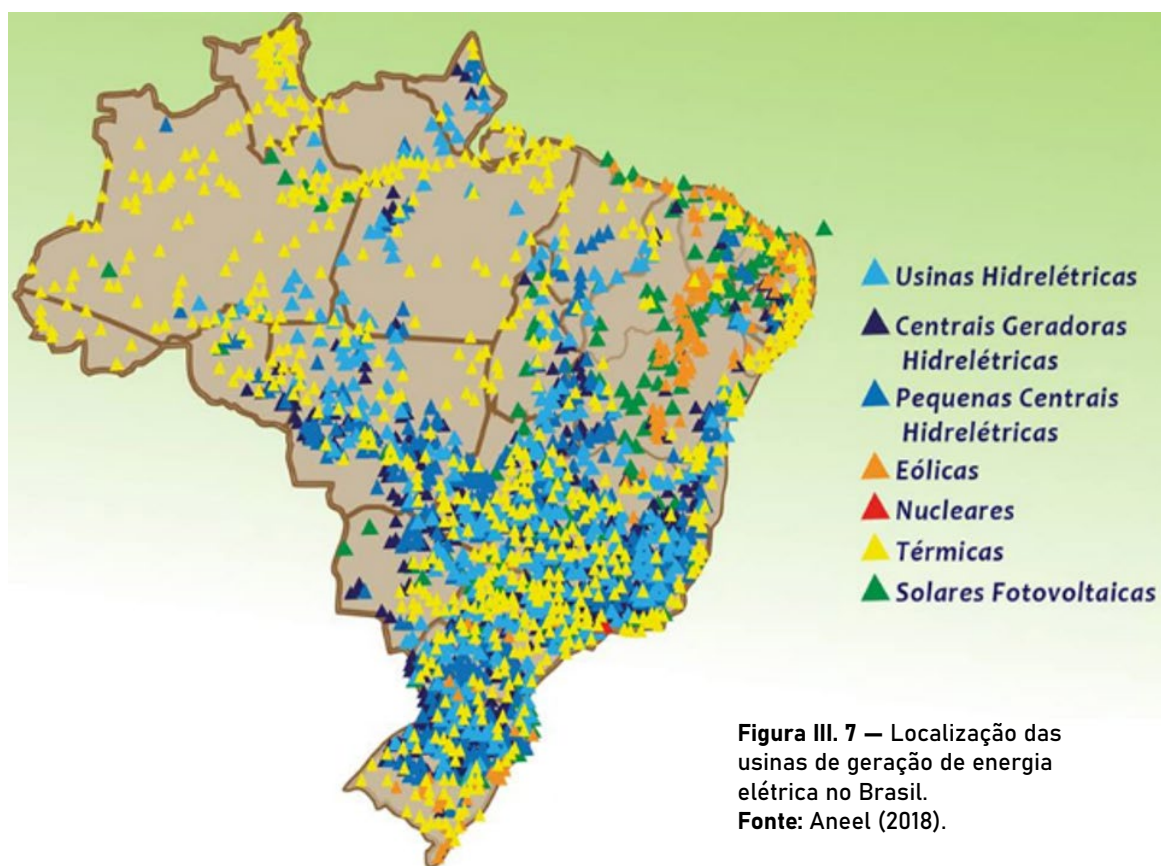


Figura III. 7 — Localização das usinas de geração de energia elétrica no Brasil.
Fonte: Aneel (2018).

De acordo com a Aneel, há no momento 12 Centrais Geradoras de Energia Elétrica (*Tabela VII. 1*) para entrar em operação no Mato Grosso no período de junho/2019 a abril/2021, com potência total de 557 mil kW. Dessas 12 usinas, 3 são Hidrelétricas (UHE), 7 são Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) e 2 são Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGH), ou seja, não há usina termelétrica pronta para entrar em operação no Estado (Aneel, 2019).

Tabela II. 2 — Porcentagem das matérias-primas usadas na produção de biodiesel, por região, Jan/2017.
Fonte: Adaptado ANP (2017).

Id	Lelão	Tipo	Usina	UF	Indicador	Viabilidade	UG	Potência (KW)	Previsão de Operação	Justifica da Previsão
30422	03/2010	UHE	Colider	MT	●	Alta	03	100,000	20/07/2019	Estágio atual das obras.
31428	06/2013	UHE	Sinop	MT	●	Alta	01	204,000	30/06/2019	Estágio atual das obras.
31428	06/2013	UHE	Sinop	MT	●	Alta	02	204,000	30/06/2019	Estágio atual das obras.
32151	Nenhum	PCH	Caramujo	MT	●	Alta	01	3,520	21/09/2020	Estágio atual das obras.
34865	01/2016	PCH	Recanto	MT	●	Alta	1	4,555	03/09/2020	Estágio atual das obras.
34865	01/2016	PCH	Recanto	MT	●	Alta	2	4,555	03/09/2020	Estágio atual das obras.
34966	03/2016	PCH	Jui 117	MT	●	Alta	1	8,333	21/02/2020	Estágio atual das obras.
34966	03/2016	PCH	Jui 117	MT	●	Alta	2	8,333	21/02/2020	Estágio atual das obras.
34966	03/2016	PCH	Jui 117	MT	●	Alta	3	8,333	21/02/2020	Estágio atual das obras.
37309	Nenhum	PCH	Beleza	MT	●	Alta	1 e 2	6,500	18/04/2021	Estágio atual das obras.
37358	01/2018	CGH	Bunitzal	MT	●	Alta	1	2,500	31/12/2019	Estágio atual das obras.
37358	01/2018	CGH	Bunitzal	MT	●	Alta	2	2,500	31/12/2019	Estágio atual das obras.

A *Figura VII. 8* mostra que o Mato Grosso está entre os Estados brasileiros que possuem as menores capacidades instaladas de energia elétrica.

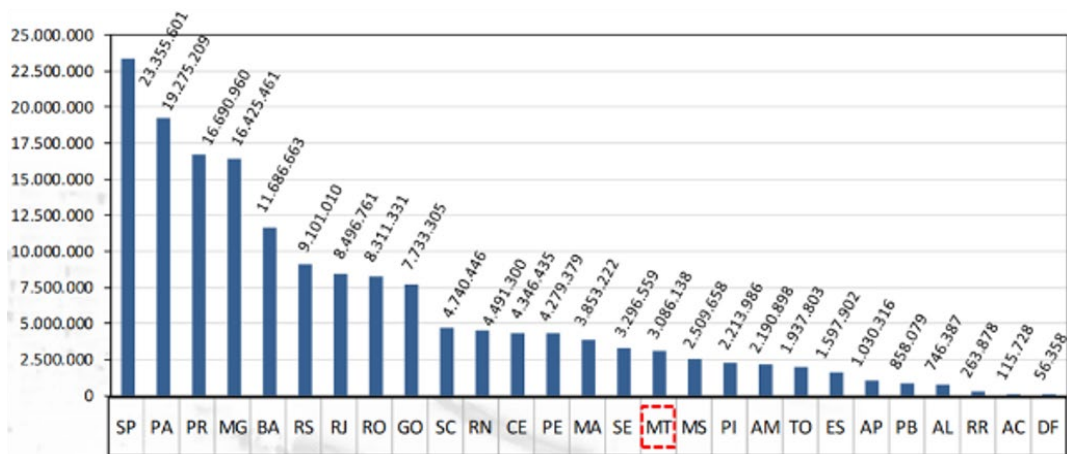


Figura III. 8 – Capacidade instalada por UF (em kW).
Fonte: Aneel (2018).

O *Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2017*, da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), mostra que o consumo total (cativo + livre) de eletricidade do Mato Grosso (*Figura VII. 9*) foi de 8.575 GWh, dos quais 2.734 GWh foi consumo residencial; 1.998 GWh, industrial; 1.706 GWh, comercial; 1.192 GWh rural; e o restante foi dividido entre outros tipos de consumo (EPE, 2018).

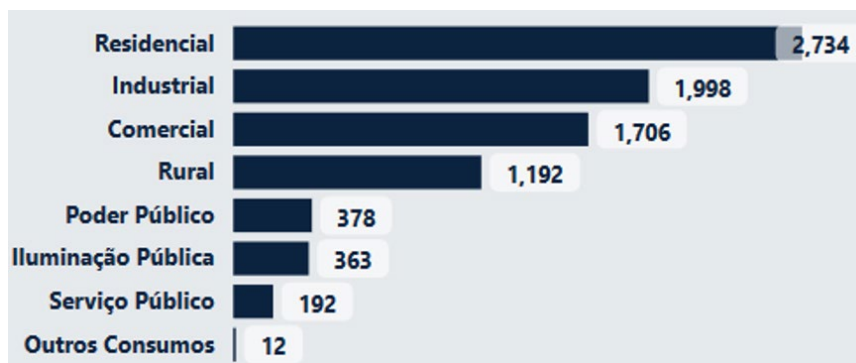


Figura III. 9 – Panorama do Consumo Livre (GWh) do Mato Grosso em 2017, por classe de consumo.
Fonte: EPE (2018).

Exceto pela pequena queda em 2016, o consumo do Estado vem crescendo a cada ano. De 2013 a 2017 ele aumentou de 7.510 para 8.575 GWh, ao passo que, no mesmo período, o número de consumidores também aumentou de 1,20 milhão para 1,36 milhão, sendo que, desse total, a grande maioria é formada por consumidores residenciais (1,06 milhão), seguidos dos consumidores rurais (175 mil), comerciais (94 mil) e industriais (12 mil), somente para citar os maiores (EPE, 2018).

Nos últimos cinco anos, o consumo médio total (cativo + livre) de eletricidade do Mato Grosso tem se mantido entre 500-525 kWh/mês, o que o coloca atrás apenas de Brasília, dentre os Estados da Região Centro-Oeste mais o Distrito Federal. Entretanto, quando se leva em consideração a média do consumo *per capita* (em kWh/habitante), o Mato Grosso foi o Estado dessa região que mais consumiu eletricidade nos últimos cinco anos: 2.373 kWh contra 2.265 kWh do Distrito Federal, em 2º lugar (EPE, 2017).

A exportação para a rede elétrica da energia produzida pelo setor sucroenergético no Brasil quase dobrou de 2012 a 2016 (*Figura VII. 10*), permitindo que o excedente atendesse 11 milhões de residências em todo o ano de 2016, além de poupar 15% da água consumida pelas regiões Sudeste e Centro-Oeste – justamente no período mais seco do ano – e evitar a emissão de 9,3 milhões de tCO₂ que seriam lançadas na atmosfera terrestre (PwC, 2017).

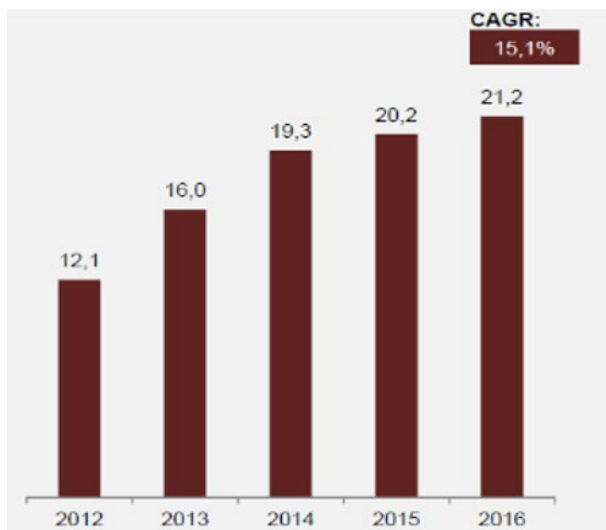


Figura III. 10 – Bioeletricidade produzida pelo setor sucroenergético exportada para a rede elétrica (TWh), 2012-2016.

Fonte: PwC (2017).

III.8 REFERÊNCIAS

AMARAL, AURÉLIO. Regulação do RenovaBio (Palestra). In: RenovaBio - Próximos Passos. Rio de Janeiro: Centro Cultural FGV, 2018. Disponível em <http://www.anp.gov.br/palestra/4309-regulacao-do-renovabio>

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Boletim de Informações Gerenciais – Quarto Trimestre de 2018. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/publicacoes>

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Acompanhamento da Expansão da Oferta de Geração de Energia Elétrica. Implantação das Centrais Geradoras de Energia Elétrica. Previsão para liberação de operação comercial. 2019. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/acompanhamento-da-expansao-da-oferta-de-geracao-de-energia-eletrica>

ANP. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis: 2018. Rio de Janeiro: ANP, 2018.

ANP. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Autorização para produção de biocombustíveis. 2019a. Disponível em <http://www.anp.gov.br/producao-de-biocombustiveis/autorizacao-para-producao-de-biocombustiveis>.

ANP. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Informações de mercado. Boletim Mensal do Biodiesel. 2019b. Disponível em <http://www.anp.gov.br/producao-de-biocombustiveis/biodiesel/informacoes-de-mercado>.

ANP. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Dados estatísticos. 2019c. Disponível em <http://www.anp.gov.br/dados-estatisticos>

CANAL. JORNAL DA BIOENERGIA. Etanol de milho – Investimentos Bilionários. Caminho Consolidado. n.146, maio 2019. 2019a. Disponível em <http://www.canalbioenergia.com.br/edicao-146/>

CANAL. JORNAL DA BIOENERGIA. Conab divulga dados sobre a produção de etanol de milho. 2019b. Disponível em <http://www.canalbioenergia.com.br/conab-divulga-dados-sobre-a-producao-de-etanol-de-milho/>

CANAL. JORNAL DA BIOENERGIA. Mato Grosso terá novas usinas de etanol de milho. 2019c. Disponível em <http://www.canalbioenergia.com.br/mato-grosso-tera-novas-usinas-de-etanol-de-milho/>

CONAB. COMPANHIA NACIONAL DE ABASTECIMENTO. Perspectivas para a agropecuária. v. 6 – Safra 2018/2019. Brasília: Conab, 2018. p. 1-104. ISBN 2318-3241.

CONAB. COMPANHIA NACIONAL DE ABASTECIMENTO. Acompanhamento da safra brasileira cana-de-açúcar, v. 5 – Safra 2018/2019, n. 4 – Quarto levantamento. Brasília: Conab, 2019a. p. 1-75. ISBN 2318-7921.

CONAB. COMPANHIA NACIONAL DE ABASTECIMENTO. Safra Brasileira de Cana-de-Açúcar. 2019b. Disponível em <https://www.conab.gov.br/info-agro/safra/cana> ou em https://cast.conab.gov.br/?name=2019-04-23_4_levantamento_cana_2018-2019.mp3.

CONAB. COMPANHIA NACIONAL DE ABASTECIMENTO. Série histórica das safras. 2019c. Disponível em <https://www.conab.gov.br/info-agro/safra/serie-historica-das-safra>

DE OLIVEIRA, FERNANDO C.; COELHO, SUANI T. Biodiesel in Brazil Should Take Off with the Newly Introduced Domestic Biofuels Policy: RenovaBio. In: Biofuels: Challenges and Opportunities. Qubeissi, M. (ed). London: IntechOpen, 2019. doi:10.5772/intechopen.79670. Disponível em <https://www.intechopen.com/books/biofuels-challenges-and-opportunities/biodiesel-in-brazil-should-take-off-with-the-newly-introduced-domestic-biofuels-policy-renovabio>.

DINHEIRO RURAL. A CONQUISTA DO MUNDO. 2018. Disponível em <https://www.dinheirorural.com.br/a-conquista-do-mundo/>

EPE. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Plano Nacional de Energia 2030. Rio de Janeiro: EPE, 2007. 408p.

EPE. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. ANUÁRIO ESTATÍSTICO DE ENERGIA ELÉTRICA 2017. Panorama do Consumo (GWh). Rio de Janeiro: EPE, 2018. Disponível em <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/anuario-estatistico-de-energia-eletrica-interativo>

EPE. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. CENÁRIOS DE OFERTA DE ETANOL E DEMANDA DO CICLO OTTO. Rio de Janeiro: EPE, 2018. Disponível em <http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/cenarios-oferta-etanol-e-demanda-ciclo-otto>

EPE. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Plano Decenal de Expansão de Energia 2030. Rio de Janeiro: EPE, 2020. Disponível em https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/topico-564/Minuta_do_Plano_Decenal_de_Expansao_de_Energia_2030__PDE_2030.pdf.

FAVA NETO, MARCOS. Um dos cenários é de boa melhoria nos preços. 2019. Disponível em <http://www.canalbioenergia.com.br/artigo-um-dos-cenarios-e-de-boa-melhoria-nos-precos/>

FORBES. Amaggi anuncia R\$ 75 milhões para a produção de biodiesel. Forbes Brasil. 2018. Disponível em <https://forbes.uol.com.br/last/2018/10/amaggi-anuncia-r-75-mi-para-producao-de-biodiesel/>

G1. Produção de etanol à base milho deve gerar R\$ 400 milhões em ICMS aos cofres de Mato Grosso até 2020, prevê Sindalcool. 2019. Disponível em <https://g1.globo.com/Mato>

Grosso/mato-grosso/noticia/2019/02/22/producao-de-etanol-a-base-milho-deve-arrecadar-r-400-milhoes-em-icms-aos-cofres-de-Mato Grosso-ate-2020-preve-sindalcool.ghtml

IBGE. PRODUÇÃO DA PECUÁRIA MUNICIPAL (PPM) 2017. Rio de Janeiro: Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), v. 45, p. 1-8, 2018a.

IBGE. TABELA 3339 – Efetivo dos rebanhos, por tipo de rebanho. Produção da Pecuária Municipal (PPM) 2017. Rio de Janeiro: Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), 2018b. Disponível em <https://sidra.ibge.gov.br/tabela/3939>. Acesso em 19 de setembro de 2019.

IMEA. INSTITUTO MATO-GROSSENSE DE ECONOMIA APLICADA. Clusters de etanol de milho em Mato Grosso. 2018. Disponível em <http://www.imea.com.br/imea-site/estudos-customizados>

IMEA. INSTITUTO MATO-GROSSENSE DE ECONOMIA APLICADA. Valor Bruto da Produção Agropecuária de Mato Grosso. 2019. Disponível em <http://www.imea.com.br/imea-site/relatorios-mercado>.

IMEA. Instituto Mato-grossense de Economia Aplicada. Agronegócio no Brasil e em Mato Grosso. 2019b. <http://www.imea.com.br/imea-site/relatorios-mercado>

MATSUURA, M.; SCACHETTI, M.; CHAGAS, M.; SEABRA, J., MOREIRA, M. ET AL. RenovaCalc: Método e ferramenta para a contabilidade da intensidade de carbono e biocombustíveis no programa RenovaBio. 2018. Disponível em <http://www.anp.gov.br/consultas-audiencias-publicas/em-andamento/4469-consulta-e-audiencia-publicas-n-10-2018>

MME. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Banco de Informações de Geração (out/2016). Atlas de Energia Elétrica. 3ª ed. Brasília: MME, 2016. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/informacoes-gerenciais> ou em: <http://www.aneel.gov.br/infografico>

MOREIRA, MARCELO MR; ARANTES, SOFIA M. Análise socioeconômica e ambiental da produção de etanol de milho no Centro Oeste brasileiro. Policy Brief (maio). Agroicone: São Paulo, 2018.

NASTARI, P. Overcoming current challenges and framing the policy options ahead: Brazil's new proposal for a biofuels national policy RenovaBio. In: Congress Biofuture Summit 17; 24-25 outubro de 2017; São Paulo: Biofuture Platform, 2017.

PECEGE. Boletim de Insumos: Fertilizantes. Abril/2019. Disponível em: <https://pecege.com/>

PLANALTO. LEI NRO. 13.576 – Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio). 2017. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2017/Lei/L13576.htm.

PLANALTO. DECRETO NRO. 9.308 – Definição de Metas Compulsórias Anuais de Redução de Emissões de Gases de Efeito Estufa. 2018. Disponível em http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2018/Decreto/D9308.htm

PLURAL. PROCESSOS DE CONTROLE DE QUALIDADE DE PRODUTO EM BASES DE DISTRIBUIÇÃO. In: Workshop Qualidade de Biodiesel e suas Misturas. 2019. Brasília, 18.abr.2019. Disponível em <http://www.anp.gov.br/palestra/5177-workshop-qualidade-biodiesel>

PORTALDBO. DEMANDA POR DDGS EM MATO GROSSO DEVE CHEGAR A 1,1 MILHÃO DE T EM 2023. 2018. Disponível em <https://www.portaldbo.com.br/demanda-por-ddgs-em-Mato-Grosso-deve-chegar-a-11-milhao-de-t-em-2023/>

PWC. PRICEWATERHOUSECOOPERS BRASIL. Cana-de-açúcar. Análise Setorial. 2017. Disponível em www.pwc.com.br/agribusiness

RANGEL, SILVIO. JORNAL DA BIOENERGIA. ENTREVISTA SILVIO RANGEL, PRESIDENTE DO SINDALCOOL/MATO GROSSO. 2019. Disponível em <http://www.canalbioenergia.com.br/entrevista-silvio-rangel-presidente-sindalcool-Mato-Grosso/>

SANTOS, JORGE. SETOR SUCROALCOOLEIRO NO ESTADO DE MATO GROSSO (PALESTRA). In: Workshop Uso da Biomassa como Fonte de Energia Renovável. Cuiabá, 2 de abril de 2019.

SIGEL. BANCO DE INFORMAÇÕES DE GERAÇÃO (OUT/2016). FONTES DE ENERGIA NO BRASIL. 2019. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/infografico>

TRIGUEIRINHO, F.; MINELLI, J.; TOKARSKI, D. BIODIESEL: OPORTUNIDADES E DESAFIOS NO LONGO PRAZO. 2016. Disponível em [http://www.abiove.org.br/site/_FILES/Portugues/07102016-131231-07_10_2016_n-_cenario_para_o_biodiesel_em_2030\(2\).pdf](http://www.abiove.org.br/site/_FILES/Portugues/07102016-131231-07_10_2016_n-_cenario_para_o_biodiesel_em_2030(2).pdf)



Seção IV

Biomassa sólida no Mato Grosso

IV.1 OFERTA DE BAGAÇO DE CANA-DE-AÇÚCAR

No Brasil, o potencial do bagaço de cana-de-açúcar já é bem consolidado e corresponde à maior capacidade instalada de biomassa. A maior oferta desse combustível é no período de safra, quando é utilizado quase sempre em sua totalidade, sendo que, após a moagem é direcionado para queima em caldeira (ciclo Rankine). Utilizado principalmente na geração de energia térmica e elétrica, salvo alguns casos para produção de etanol 2G (na Usina Costa Pinto, Raizen, São Paulo, e na Granbio, Alagoas), o bagaço também pode ser empregado na produção de *pellets* (Cosan Biomassa), em alimentação animal e até mesmo em criações de cogumelos. Observe-se, porém, que parte das usinas do Mato Grosso ainda não gera excedentes para a rede, pela falta de interligação com a rede elétrica. Há, portanto, uma significativa sobra de bagaço a ser aproveitada. Há também a questão da palha de cana, que poderia ser aproveitada para geração de energia, mas isso não ocorre, pois, no Estado, a cana é ainda queimada para colheita manual.

Embora, a maior oferta de bagaço seja no período da safra, a demanda por biomassa continua. Por sua vez, as plantas de etanol de milho também necessitam de energia para seu funcionamento. Assim, a solução encontrada é a utilização de cavaco de madeira¹. O plantio de espécies de rápido crescimento como o gênero *Eucalyptus* seria um ótimo investimento a longo prazo para o Mato Grosso. Pesquisas estão sendo realizadas visando à produção de biomassa utilizando capim-elefante (*Pennisetum purpureum*) e *Brachiaria* sp, a maior parte coordenada pela Embrapa Agrossilvipastoril, em Mato Grosso.

IV.2 Oferta de florestas plantadas

Nos levantamentos realizados, observou-se uma carência em oferta de madeira certificada no Estado, devido à falta de reflorestamentos de espécie de rápido crescimento.

Na verdade, a expansão das culturas agrícolas demanda grande quantidade de biomassa florestal, principalmente na secagem de grãos. Conforme apontado por IBÁ (2017), entre os anos de 2010 e 2015, aproximadamente 35 mil ha de eucalipto foram plantados no Mato Grosso. Nota-se uma queda em área plantada de eucalipto para

¹Salvo algumas usinas flex que utilizam também o bagaço de cana

os anos de 2014 e 2015, mantendo-se até 2016 (Figura IV. 1). Atualmente, o eucalipto ocupa quase 190 mil ha de área plantada no Mato Grosso, e a previsão é de que, em dez anos, o seu cultivo ganhe mais 400 mil ha no Estado. Esse crescimento é impulsionado principalmente pela demanda das agroindústrias, incluindo a necessidade de biomassa sustentável, mais barata e que possa ser utilizada na geração de calor para secagem de grãos, sobretudo devido à expansão na produção de grãos prevista para o Mato Grosso (CanalRural, 2020).

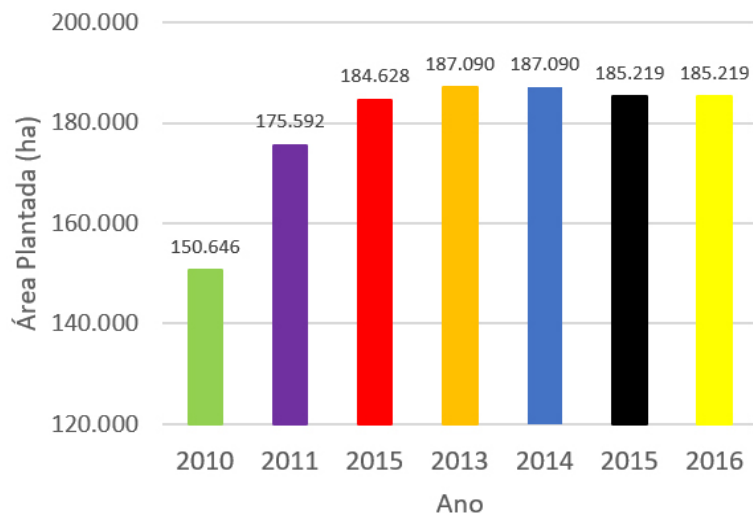


Figura IV. 1 – Evolução anual dos plantios de *Eucalyptus sp.* para o Mato Grosso.
Fonte: (IBÁ, 2017).

De acordo com o IBÁ (2017), nas atividades florestais (poda, desbaste e colheita), quase 100% desses resíduos não são aproveitados, apesar de ser uma opção renovável de biomassa para o Mato Grosso. No Norte do Estado, há empresas que aproveitam o resíduo de manejo de florestas nativas para geração de energia. O grande problema é que nessa mesma localidade há, concomitantemente, exploração de madeira ilegal.

IV.3 MANEJO DE FLORESTAS NATIVAS

O Mato Grosso possui muitas áreas de manejo de floresta nativa com autorização; são quase 270 mil ha direcionados ao manejo, conforme apontado por Monteiro et. al. (2012) (Figura IV. 2), localizadas, em sua maioria, na Região Noroeste do Estado. O grande problema é que, ao mesmo tempo, aparecem os desmatamentos não autorizados nas mesmas regiões. Segundo estudos anteriores, há 10 municípios do Estado que são os que mais desmatam ilegalmente: em 1º lugar, o município de Marcelândia (24 mil ha), seguidas por União do Sul (17 mil ha), Aripuanã (8 mil ha), Nova Maringá (7.500 ha), Itanhangá (7.300 ha), Paranatinga (4.400 ha), Porto dos Gaúchos (4.300 ha), Feliz Natal (4.200 ha), Santa Carmem (4.200 ha) e Juara (3.600 ha) (MONTEIRO et al., 2012).

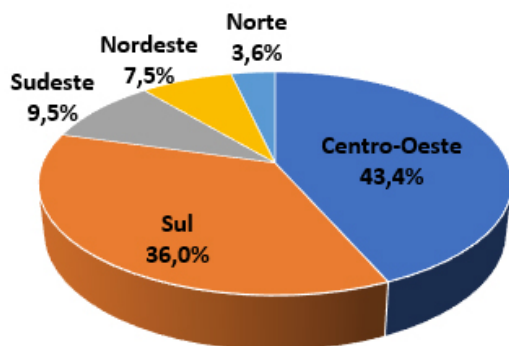


Figura IV. 2 – a) Distribuição espacial de áreas autorizadas e não autorizadas para exploração florestal no Mato Grosso. b) Localização dos 10 municípios com maiores áreas de exploração de floresta nativa sem autorização.
Fonte: MONTEIRO et al., 2012

Para o ano de 2017 (Figura VII. 12), a situação não parece ser muito diferente. Ao comparar a tendência de desmatamento no Estado ao longo do tempo, nota-se que sua distribuição continua praticamente a mesma. Normalmente ocorrendo em áreas da Amazônia legal onde se encontram o maior número de árvores com alto valor econômico (*Mezilaurus itauba*, *Tabebuia* sp., *Manilkara amazônica*, *Qualea* sp. etc.).

Na Figura IV. 3, estão sobrepostas as termelétricas legalizadas pela Aneel em 2018 e a concentração de desmatamento na Amazônia legal para o Mato Grosso, detectado entre agosto de 2016 e julho de 2017. De acordo com o Banco de Informação de Geração da Aneel (2019), a maioria das usinas produtoras de energia no Noroeste do Estado, funciona com resíduos de operações em florestas nativas e resíduos de serraria.

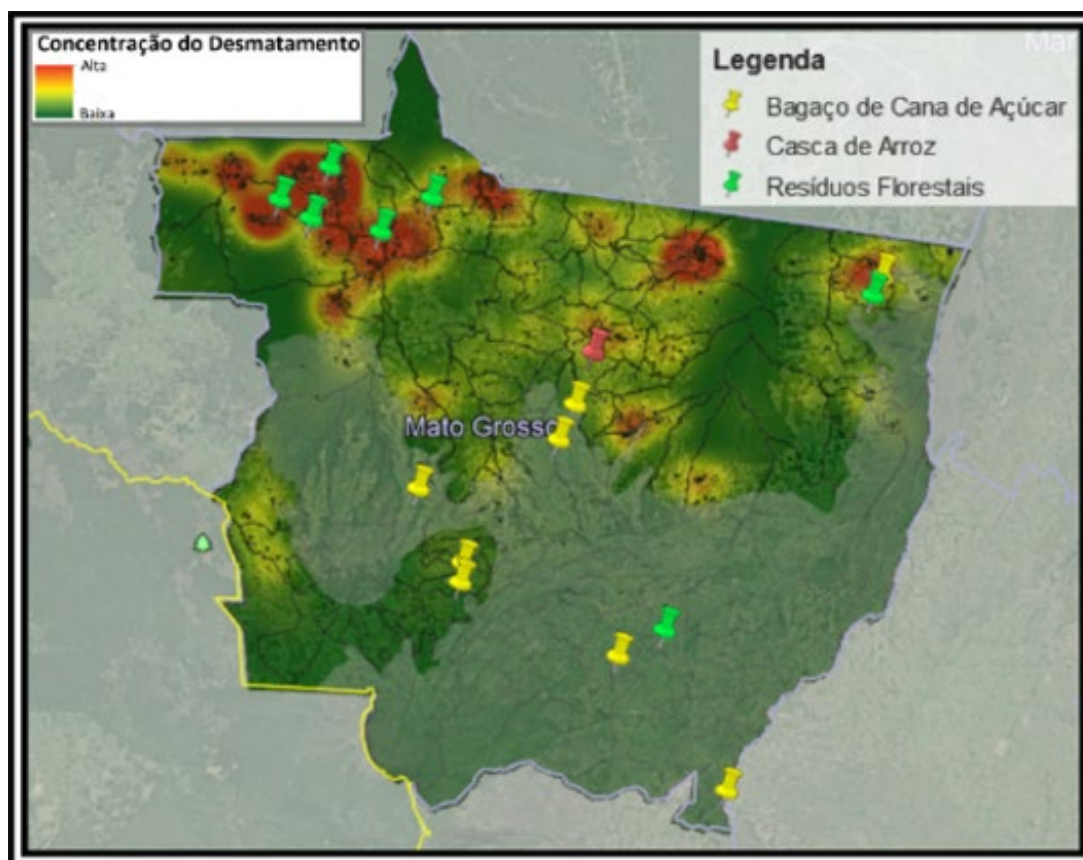


Figura IV. 3 – Imagem sobreposta dos desmatamentos próximos às usinas termelétricas movidas a resíduo de madeira no Estado do Mato Grosso.

Fonte – BIG ANELL (2019) e Valdiones et al. (2017)

De acordo com o IBGE (2009), os solos da parte norte do Estado (Amazônia legal) é predominantemente argissolo vermelho-amarelo distrófico e pontos de neossolo litólico distrófico. Sendo que, de acordo com Moraes e Sales (2017), são solos extremamente suscetíveis à erosão.

IV.4. Levantamento da demanda de bioenergia

De acordo com o IBGE (2017), a Região Centro-Oeste contribui com a maior produção de grãos do Brasil, sendo responsável por 43,4% do total do País, seguida pela Região Sul, com 36%. O Mato Grosso possui a maior participação na produção de grãos do Brasil, seguido pelo Paraná, Rio Grande do Sul e Goiás (Figura IV. 4).

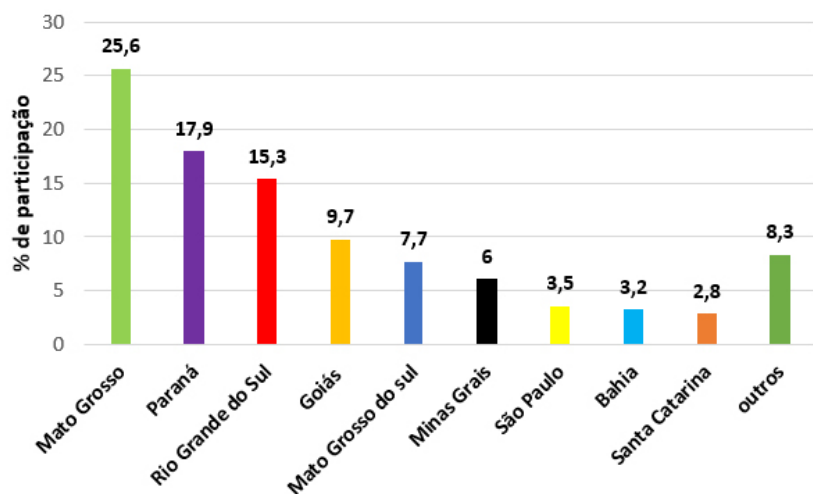
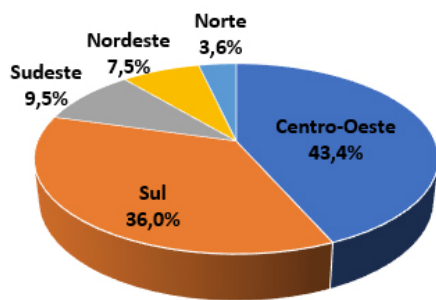


Figura IV. 4 – Porcentagem de participação na produção de grãos, leguminosas e oleaginosas, por região e por Estado.
Fonte – IBGE (2017).

O Mato Grosso é o maior produtor de soja, algodão e milho do País (*Figura IV. 5*). Somando-se as áreas de cultivo de milho e soja, são mais de 14 milhões de ha. Tanto o milho como a soja necessitam de secagem no pós-colheita, dependendo da época do ano. Isso corrobora para a utilização de novas tecnologias na secagem de grãos, diversificando as fontes de biocombustíveis (*pellet*, briquete, biogás etc.).

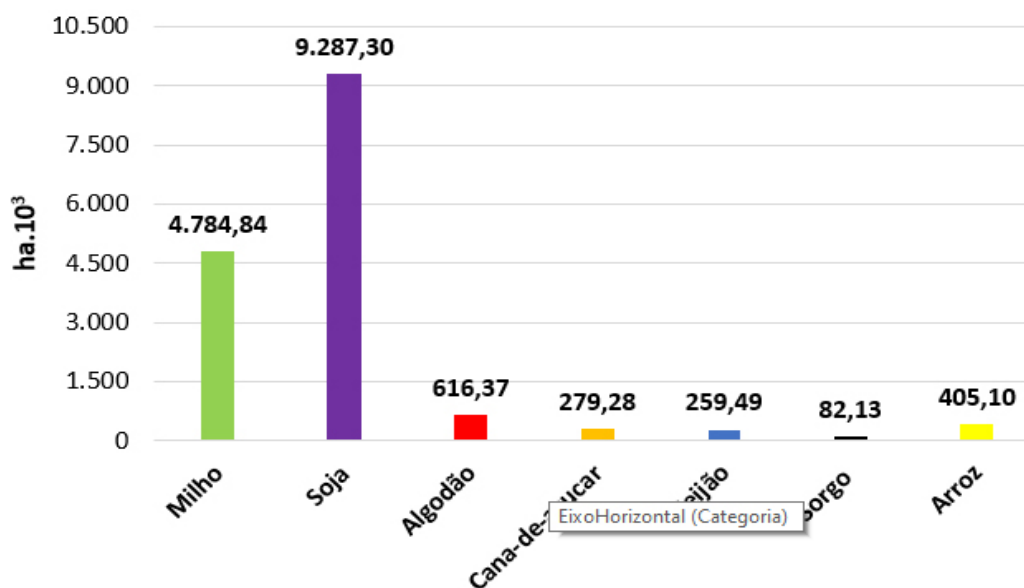


Figura IV. 5 – Principais culturas plantadas no Mato Grosso e suas respectivas áreas de plantio.
Fonte – IBGE, 2017

Há uma demanda enorme por armazenamento de grãos no Mato Grosso. Em 2018, quase 25 milhões de t foram depositadas a céu aberto, sem cuidado de estocagem (PETROLI, 2018). Entretanto, para garantir a longevidade e a qualidade do grão, é necessária sua secagem. De acordo com Bell (2012), para secar 1 t de milho, soja e trigo utiliza-se 0,078; 0,043; e 0,060 m³ de lenha, respectivamente.

Segundo a Conab, o Mato Grosso colheu, no ano de 2017, cerca de 31 milhões de t de soja. Calculando-se, aproximadamente, que para a soja foram necessários por volta de 1,4 milhão de m³ de madeira, sendo que o estoque total do gênero *Eucalyptus* no Estado é de, aproximadamente, 1,5 milhão de m³ para o mesmo ano (considerando um IMA de 40 m³ ha.ano⁻¹ e 1/5 da área de eucalipto do Mato Grosso em estágio de corte raso). A demanda por madeira de reflorestamento no Mato Grosso deve duplicar para os próximos anos, devido à alta demanda pelo biocombustível (secagem de grãos, geração de energia, plantas de etanol de milho e a nova indústria de papel e celulose na cidade do Alto Araguaia).

IV.5 Demanda por lenha

O processo de secagem de grão consiste em retirar a umidade da semente. Por consequência, eles podem ser armazenados em silos por mais tempo, evitando ataque de fungos e bactérias, sem prejudicar sua estrutura química. Na *Tabela VII. 2* encontram-se valores de umidade em porcentagem aceitáveis para o período de armazenamento.

Tabela VII. 2 — Grau de umidade dos grãos para armazenamento.
Fonte — Adaptado (PORTELLA; EICHELBERGER, 2001).

Espécies	Até 1 ano de estocagem	Mais de 1 ano de estocagem
Milho	12,5%	10,5%
Arroz	13,5%	11,5%
Soja	11,0%	9,5%
Sorgo	12,0%	10,5%
Algodão	11,0%	9,5%
Feijão	12,0%	10,5%
Trigo	12,5%	11,0%
Aveia	13,5%	12,0%
Cevada	13,0%	11,0%
Amendoim	9,0%	7,5%
Girassol	9,0%	8,0%
Café	12,0%	11,0%
Canola	9,0%	8,0%

As instalações de um sistema de secagem são essencialmente formadas por equipamentos de limpeza, coluna de secagem (evaporação do excesso de umidade) e grupo aerotérmico para a criação do fluxo de ar quente (PORTELLA; EICHELBERGER, 2001).

Dependendo da época do ano, o grão é retirado com mais ou menos umidade do campo. De acordo com reportagem do *G1* de 2018, o déficit de armazenamento e secagem de grãos chega a 41% no Mato Grosso. Outro bom investimento para o cenário econômico atual do Estado, focando na construção de pátio de secagem e silos

de armazenamento. Novamente, entra-se na questão biomassa para secagem.

Segundo o *Balço Energético do Estado de Mato Grosso e Mesorregiões* (NIEPE/BEEMT, 2018), o consumo final energético de lenha foi de 239 mil tep em 2017, representando 4,7% do total do Estado. Como comparação, o consumo de etanol hidratado foi de 344, enquanto o de GLP foi de 134 mil tep. No setor agropecuário, o consumo de lenha caiu nos últimos anos, de 56 mil, em 2010, para 11 mil tep, em 2017. Já no setor industrial, o consumo é errático, variando entre os valores de 209 mil a 270 mil tep entre os mesmos anos.

A nova fábrica de papel e celulose, em fase de construção no Alto Araguaia – Mato Grosso, irá consumir por volta de 180 mil há por ano de eucalipto, mais que a produção total do Estado. De acordo com as informações prestadas por Gilberto Goellner (*CEO da Euca Energy*) para o *site tissue online*², a fábrica irá gerar por volta de 1.200 empregos, com investimento aproximado de 9,5 bilhões.

Considerando as principais demandas para a madeira no Mato Grosso, a *Figura IV. 6* apresenta um esquema ilustrativo das fontes e dos usos que competem pela matéria-prima.

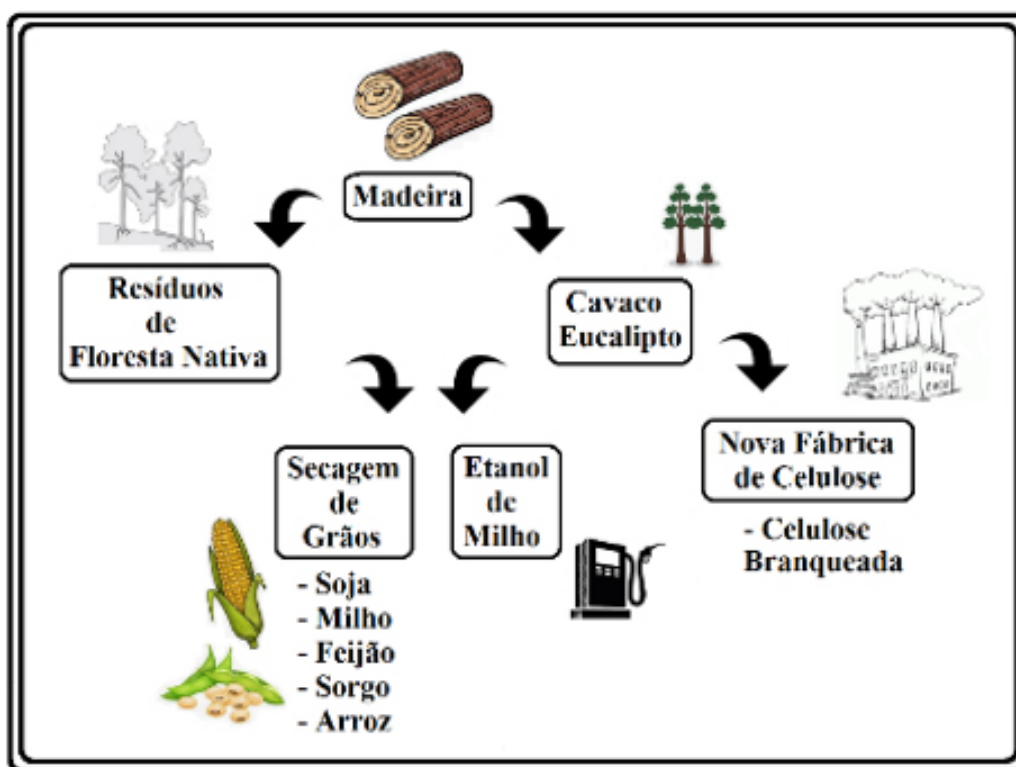


Figura IV. 6 – Fluxograma de demanda de madeira nos setores industrial e agropecuário.

Fonte – Elaboração própria.

IV.6 Barreiras para biomassa sólida no Mato Grosso

As barreiras encontradas pela biomassa sólida no Mato Grosso estão relacionadas, principalmente, aos reduzidos investimentos em infraestrutura viária, os quais dificultam o seu escoamento para outras regiões. Há também a necessidade de investimentos em equipamentos para beneficiamento dos resíduos (*pellets* e *briquetes*)

² <https://tissueonline.com.br/nova-fabrica-de-celulose-no-mt-tera-investimento-de-95-bi-podendo-gerar-12-mil-em-empregos/>

e investimentos em novas áreas de espécie de rápido crescimento (culturas anuais e arbóreas). Um dos maiores problemas do Estado é que a madeira proveniente de floresta nativa é maior que a de florestas plantadas, indicando muitas vezes desmatamentos ilegais.

Verificou-se que, com frequência, a madeira *in natura* é usada para secagem de grãos por queima direta, sem maiores acompanhamentos com relação à sua sustentabilidade. Além da questão da pressão sobre o desmatamento, há os impactos negativos da queima direta para a secagem de grãos. No presente projeto, verificou-se ser relevante a ideia de usar biogás de resíduos animais para esse processo, sendo necessários mais estudos a respeito.

IV.7 Referências

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica (2019). BIG – Banco de Informação de Geração. Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/ResumoEstadual/GeracaoTipoFase.asp>.

BELL, R. A. DE O. (2012). Demanda de lenha para secagem de grãos no Estado do Paraná. Curitiba - PR: UFPR, 2012.

CANALRURAL (2020). Na terra da soja, cultivo de eucalipto deve ganhar espaço com demanda por biomassa. Disponível em <https://blogs.canalrural.com.br/canalruralmatogrosso/2020/07/24/soja-biomassa/>. Acesso em agosto de 2021.

IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (2009). Mapa temático de solos do Brasil. Disponível em <https://mapas.ibge.gov.br/tematicos/solos.html>. Acesso em agosto de 2019.

IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (2017). Produção Agrícola, Mato Grosso. Disponível em [https://cidades.ibge.gov.br/brasil/Mato Grosso/pesquisa/14/10366](https://cidades.ibge.gov.br/brasil/Mato%20Grosso/pesquisa/14/10366). Acesso em maio de 2019.

CONAB – Companhia Nacional de Abastecimento (2017). Observatório agrícola – Acompanhamento da safra brasileira de grãos. V. 4 - SAFRA 2016/17 - N. 11 - Décimo primeiro levantamento, Brasília, p. 1-171, agosto 2017. Monitoramento agrícola – Safra 2016/17. ISSN 2318-6852. Disponível em https://www.conab.gov.br/info-agro/safras/graos/boletim-da-safra-de-graos/item/download/1316_fd96602705a70b5dab263909b0209ad4. Acesso em agosto de 2021.

IBÁ - INDÚSTRIA BRASILEIRA DE ÁRVORES(2017). Relatório 2017. São Paulo: Indústria Brasileira de Árvores - IBÁ, 2017. Disponível em http://iba.org/images/shared/Biblioteca/IBA_RelatorioAnual2017.pdf. Acesso em: 13 jul. 2018.

MONTEIRO, A. et al. Transparência: Manejo Florestal. Imazon, p. 1–14, 2012.

MORAIS, R. C. DE S.; SALES, M. C. L. Levantamento de informações socioambientais na comunidade da praia de Macapá - Luís Correia - Piauí - Brasil: contribuições ao gerenciamento costeiro participativo. Caderno de Geografia, v. 27, n. 1, p. 138–158, 2017.

NIEPE – Núcleo Interdisciplinar de Estudos em Planejamento Energético (2018). Balanço Energético do Estado de Mato Grosso e Mesorregiões – BEEMT 2018: ano base 2017. Cuiabá: Núcleo Interdisciplinar de Estudos em Planejamento Energético (NIEPE), 2018. Disponível em <http://www.sedec.mt.gov.br/documents/195466/0/Balan%C3%A7o+Energético+2018/81d4baf1-a374-d6b8-cba4-e6e2b3b3bd6f>. Acesso em agosto de 2021.

PETROLI, V. (2018). Empresa traz para Mato Grosso novo sistema de armazenagem de grãos. Disponível em <http://www.maissafra.com.br/>. Acesso em maio de 2021.. wwPORTELLA, J. A.; EICHELBERGER, L. (2001). Secagem de grãos. Empresa Br ed. Passo Fundo - RS: Ministério da Agricultura, Pecuário e Abastecimento, 2001.

VALDIONES, A. et al. (2017). Análise do Desmatamento em Mato Grosso (Prodes/2017). Instituto Centro de Vida - ICV, 2017.



Seção V

Biogás no Mato Grosso

V.1. OFERTA ATUAL DE BIOGÁS

Apesar de apresentar potencial expressivo de aproveitamento energético no Brasil, o biogás ainda tem participação reduzida na matriz energética do País. No Mato Grosso a situação é semelhante.

No Estado, as plantas de produção de biogás cadastradas na Aneel e, portanto, produtoras de energia elétrica, eram apenas oito em 2019: cinco de resíduos animais, somando 3,1 MW, sendo três delas registradas como geração distribuída; e três de produtos agroindustriais em geração distribuída, somando 0,8 MW instalado.

Há dois tipos de informação disponíveis via Aneel sobre as unidades de geração: o Banco de Dados de Geração Distribuída (GD) e o Banco de Informações de Geração (BIG) [atual Sistema de Informações de Geração (Siga)]. Na forma de GD eram seis plantas cadastradas a biogás no Mato Grosso, com um total instalado de 1,6 MW. Contando todas as fontes, somavam 3.463 instalações de geração distribuída no Estado, com 83,4 MW de potência. No Brasil, eram 83.622 usinas, totalizando 1.015,7 MW. O Mato Grosso figurava como a 4ª unidade da federação em potência instalada de geração distribuída, atrás apenas de Minas Gerais, Rio Grande do Sul e São Paulo, correspondendo a 8,2% do total em capacidade instalada. No País, 86,5% das instalações em GD eram de painéis solares fotovoltaicos (Aneel, 2019a).

A Tabela V. 1 apresenta as unidades cadastradas como geração distribuída a biogás no estado, incluindo diferentes matérias-primas.

Tabela V. 1 — Instalações cadastradas no sistema de geração distribuída da Aneel em 2019.

Fonte: elaboração a partir de Aneel (2019a).

Município	CEP	Data Conexão	Fonte	Potência Instalada (kW)
Tapurah	78573-000	07/12/2016	Biogás – Resíduos Animais	500,00
Tapurah	78000-000	10/05/2019	Biogás – Resíduos Animais	230,00
Sorriso	78890-000	08/12/2015	Biogás – Resíduos Animais	67,50
Sorriso	78890-000	27/08/2018	Biogás - Agroindustriais	276,00
Tapurah	78573-000	22/08/2018	Biogás - Agroindustriais	276,00
Santa Rita do Trivelato	78463-000	04/05/2018	Biogás – Agroindustriais	252,00
Vera	78880-000	04/09/2018	Gás de alto-forno – Biomassa ¹	276,00

As instalações registradas no BIG eram duas, ambas a resíduos animais e pertencentes ao mesmo proprietário (Inovagrid Energia Ltda., que detém apenas essas duas usinas). Trata-se da Usina Ipiranga do Norte I, de 1.560 kW, e da Nossa Senhora Aparecida I, de 780 kW de potência (ANEEL, 2019b).

Cabe ainda apresentar o levantamento do CIBiogás, que apontava sete plantas a biogás no Estado apresentadas em forma de mapa, cujas informações foram reunidas e estão detalhadas na *Tabela V. 2*.

Tabela V. 2 — Unidades de produção de biogás no Mato Grosso, segundo levantamento do CIBiogás (2019).

Região	Fonte	Tamanho	Capacidade	Equivalente em potência elétrica ²	Geração
Diamantino	Suinocultura	Grande	216.075 m ³ /dia	14.855 kW	Elétrica
Ipiranga do Norte	Suinocultura	Grande	28.233 m ³ /dia	1.941 kW	Elétrica e mecânica
Vera	Suinocultura	Grande	20.000 m ³ /dia	1.375 kW	Elétrica
Campo Verde	Suinocultura	Médio	3.457 m ³ /dia	238 kW	Térmica
Rondonópolis/Sonora	Suinocultura	Pequeno	2.500 m ³ /dia	172 kW	Elétrica e mecânica
Tapurah	Suinocultura	Pequeno	1.210 m ³ /dia	83 kW	Elétrica
Rondonópolis/Anhumas	Suinocultura	Pequeno	1.200 m ³ /dia	82 kW	Elétrica e mecânica

A comparação entre os dados permite concluir que havia pelo menos uma planta, a de Campo Verde, que não estaria cadastrada na Aneel, por ter geração apenas térmica. A discrepância na forma de apresentar os dados, com produção de biogás em m³ e não a capacidade instalada de geração elétrica da planta, além da incompatibilidade entre os municípios na Aneel e as regiões identificadas no mapa, não permite confirmar a identidade das unidades uma a uma, e elas podem ainda se tratar de plantas diferentes (não há, na Aneel, nenhum cadastro de plantas na região de Rondonópolis, por exemplo, que tem duas unidades no banco de dados do CIBiogás).

Uma diferença notável nas duas bases de dados, no entanto, era a origem do biogás: enquanto o CIBiogás reportava todas as unidades da suinocultura e, portanto, resíduos animais, a Aneel cadastrava três plantas de produtos agroindustriais, o que pode revelar falha em algum dos sistemas. Avaliando os proprietários das três plantas tidas no cadastro de GD Aneel como agroindustriais, nota-se que todos têm entre suas atividades a suinocultura; isso sugere que o erro estava no cadastro da Aneel, assim como verificado no caso da planta de Vera, do Frigorífico Nutribras.

O perfil da oferta de biogás no Mato Grosso divergia da nacional. Enquanto o Estado aproveitava os resíduos das atividades agropecuárias, a fonte mais utilizada no País em termos de geração elétrica a biogás, os resíduos urbanos, ainda não possuía unidades no Mato Grosso. Com capacidade instalada cadastrada total a biogás no BIG em 2019 de 167 MW, os resíduos sólidos urbanos eram responsáveis por 92%, enquanto produtos agroindustriais somavam 5% e os resíduos animais, apenas 3% (ANEEL, 2019b).

Portanto, o biogás ainda se limitava a poucas plantas no Estado, sendo que a produção estava concentrada a partir de resíduos da suinocultura. Cabe ressaltar o papel dos créditos de carbono no âmbito do *Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL)* no início dessa solução (Bernstorff, 2009; Machado, 2009; Ribeiro, 2013), bem como estudos e trabalhos de disseminação de conhecimento realizados, por exemplo, pela Embrapa Suínos e Aves, inclusive *in loco*, no Mato Grosso, o que revela a importância de mecanismos de apoio técnico e financeiro no desenvolvimento do setor de biogás.

¹ A unidade que, segundo o cadastro, tem como combustível Gás de alto-forno – Biomassa é localizada em Vera/Mato Grosso e tem como proprietário o Frigorífico Nutribras. Trata-se de um grupo do setor de suinocultura, cuja fazenda foi visitada no âmbito do projeto e verificou-se a existência de aproveitamento dos dejetos para produção de biogás e geração de energia elétrica, no sistema GD.

² Cálculo do equivalente em capacidade de geração de energia elétrica realizado pelos autores considerando a produção em m³ de biogás por dia e os seguintes parâmetros: biogás com 55% de metano; 1 m³ de metano = 10 kWh de conteúdo energético; eficiência da conversão de 30%.

V.2 OFERTA FUTURA DE BIOGÁS

As visitas realizadas pela equipe do projeto permitiram avaliar que havia interesse em expandir a produção de biogás no Mato Grosso.

Foram identificados dois setores que poderiam liderar, no curto e médio prazos, a expansão da fonte:

1) a suinocultura, que já contava com exemplos consolidados no Estado de sistemas combinando o aproveitamento dos dejetos animais, a fertirrigação das áreas de cultivo destinadas à ração animal, e a geração do biogás com aproveitamento em motores para geração de energia elétrica no modelo de geração distribuída (como a unidade visitada em Vera/Mato Grosso);

2) e o setor sucroenergético, em que as duas empresas visitadas já estavam em estudos iniciais dos projetos de aproveitamento de resíduos (vinhaça e torta de filtro) para produção de biogás. Essa solução ainda não apresenta exemplos concretos no Estado, mas está em rápida evolução no País em busca do aproveitamento desse grande potencial energético. A Associação Brasileira de Biogás e Biometano considera que cerca de metade do potencial de produção de biogás no Brasil tem origem no setor sucroenergético, superando 41 bilhões de m³ anuais (ABiogás, 2018).

Mesmo na suinocultura, a atividade que liderava o setor de biogás no Estado e contava com projetos avançados em termos de integração e sustentabilidade, os estudos realizados permitiram verificar que a utilização do potencial dessa fonte ainda era baixa. A unidade visitada em Vera, região de Sorriso, reportou capacidade para instalar 3 mil kW de geração a biogás dos dejetos da suinocultura. Como, em 2019, eram responsáveis por cerca de 10% da produção de suínos do Estado, permitiu-se estimar em 30 mil kW o potencial de capacidade instalada só dos resíduos dessa atividade no Mato Grosso. Destaque-se, nesses casos, que se trata de uma solução para estabilização dos resíduos que, posteriormente, podem ser utilizados como substitutos de fertilizantes orgânicos na lavoura com experiências de aumento de produtividade.

O caso do setor sucroenergético é distinto. Apesar de o potencial estimado ser de grande escala, a experiência em termos de projetos é menor. A usina da GeoEnergética no Paraná, de 7 MW cadastrados na Aneel, foi base do projeto da Raízen, na Usina Bonfim, de 20,9 MW de potência aprovado no 23º Leilão de Energia Nova A-5, em 2016, que ainda não havia entrado em operação (CCEE, 2016). O projeto anunciado pela GasBrasiliiano e Usina Cocal, por outro lado, pretende produzir biometano a partir do biogás de resíduos do processamento da cana-de-açúcar e abastecer uma rede de gasodutos dedicada na região de Presidente Prudente (G1, 2019). Haveria ainda uma terceira opção: suprir com biometano a frota de caminhões ou máquinas agrícolas da própria usina. Trata-se de uma solução com potencial de ganhos econômicos ao substituir um insumo de alto custo e responsável por grande parte das emissões de gases de efeito estufa na cadeia de produção do etanol, permitindo a geração de mais CBios – e maiores receitas – no âmbito do RenovaBio.

O biogás também se apresenta como opção no setor de saneamento. Conforme apresentado, os resíduos sólidos urbanos são a principal fonte de biogás para geração elétrica no País, sendo que a maior parte é captada da decomposição anaeróbia dos resíduos em aterros sanitários. A maior termoelétrica a biogás é associada ao aterro de Caieiras, próximo a São Paulo, de 29,5 MW (ANEEL, 2019b). Já se reportava também projetos de produção de biometano a partir do gás de aterro em operação, como no caso de Caucaia, Ceará (Ecometano, 2019). No entanto, o Mato Grosso ainda não se aproveitava dessa alternativa.

É especialmente relevante, nesse cenário, a aplicação da Política Nacional de Resíduos Sólidos (PNRS), a Lei nº 12.305/2010. Trata-se de um marco legal que inclui a recuperação energética dos resíduos e o aproveitamento energético dos gases gerados na disposição final como estratégias centrais de gerenciamento (Brasil, 2010), sendo uma oportunidade para a geração de biogás. A Figura V. 1 mostra a situação da Região Centro-Oeste em termos de disposição final de resíduos sólidos urbanos, mostrando um avanço de 2016 para 2017 mas, de forma geral, nota-se uma situação precária que exige investimentos.

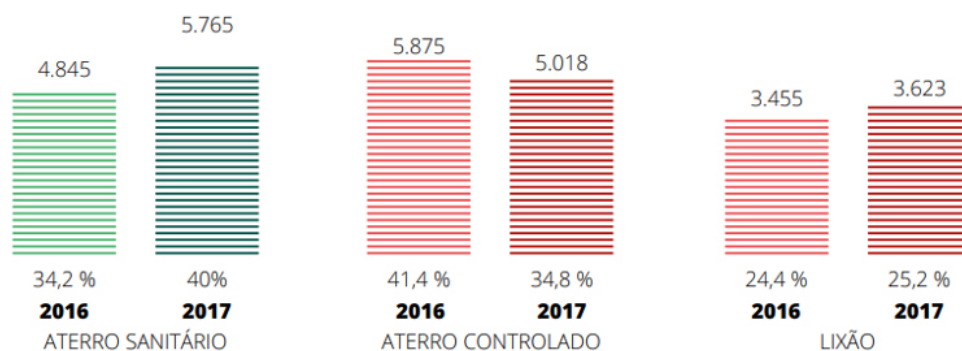


Figura V. 1 — Disposição final de resíduos sólidos urbanos na região Centro-Oeste (em toneladas/dia).

Fonte — Abrelpe (2018).

A *PNRS* coloca como instrumentos a cooperação técnica e financeira entre as diferentes esferas do poder público e com o setor privado, além de incentivos fiscais, financeiros e de crédito, para cumprir seus objetivos (Brasil, 2010). Cabem a implementação desses mecanismos e a divulgação e meios de facilitar o acesso a eles, dos quais o setor de biogás também pode se aproveitar.

É importante notar que um dos sistemas que viabilizaram a captura e o aproveitamento do gás de aterro ao longo dos últimos anos no País foi o *MDL* e os créditos de carbono. No entanto, essa alternativa de remuneração adicional se tornou pouco atrativa com os baixos preços dos créditos no mercado internacional, em parte devido à mudança no formato de negociação global em relação às mudanças climáticas. Assim, faz-se necessário buscar alternativas para contribuir para a viabilidade dos projetos, como mecanismos nacionais para remuneração de redução de emissões – sejam eles abrangentes ou específicos para o setor de resíduos e/ou energia. Faz-se necessária também a presença dos órgãos ambientais, exigindo desde a expansão da adequada disposição dos resíduos no Estado até o controle da emissão de gases em aterros.

Assim como a destinação de resíduos sólidos, a coleta e tratamento de esgoto é outra área do saneamento que tem sinergia com a geração de energia. Segundo dados da Agência Nacional de Águas (ANA, 2017), o Mato Grosso tinha apenas 25% da população urbana com coleta de esgoto. Do que era coletado, 91% recebia tratamento, ou seja, somente 22% do total. A situação do Estado era pior do que a do Brasil, em que 61% do esgoto era coletado, e 43% tratado.

A produção de biogás em estações de tratamento de esgoto (ETE) é uma alternativa com viabilidade técnica. A viabilidade econômica, de acordo com estudos de Probiogás (2016b) e Valente (2015), se dá em escalas de unidades para tratamento dos efluentes de ao menos 100 mil habitantes, com melhores resultados a cerca de 150 mil. Sendo os custos com energia elétrica uma das maiores despesas de uma ETE – a segunda maior, atrás dos custos com pessoal (Probiogás, 2016b) –, ter uma solução de geração própria que a torne protegida das flutuações e do alto custo da energia elétrica no País pode atrair interesse das empresas, sejam públicas ou privadas.

É característica do Estado do Mato Grosso, no entanto, ter municípios distantes entre si e de grande área territorial – o que dificulta arranjos conjuntos – e pouco populosos, o que inviabiliza economicamente soluções locais.

Nesse contexto, identificou-se um esforço para a abordagem associativa visando à gestão do saneamento básico no Mato Grosso. Uma delas proveniente do convênio Funasa/UFMT, projeto que elaborou diagnósticos e planos municipais de saneamento básico de 106 municípios, e produziu relatórios considerando uma divisão estratégica destes em 15 consórcios intermunicipais predefinidos. Os trabalhos propõem planos de ação e quantificam necessidades de investimento para atendimento da população (PMSB, 2017). Ações conjuntas entre o órgão ambiental estadual e os municípios, bem como apoio federal, podem criar condições para avanços que contemplem a geração de energia como forma de viabilizar investimentos.

Por fim, o potencial para oferta futura de biogás no setor agropecuário vai além da suinocultura.

O Mato Grosso é o 7º produtor de ovos do País (5,46% em 2018) e o 7º em produção de frangos de corte (3,87% em 2018) (Embrapa, 2019). A cama de frango tem viabilidade técnica de produção de biogás reconhecida (Palhares, 2004), inclusive com estudos no Mato Grosso em busca da sustentabilidade da produção de aves (Dornelas, 2016). Portanto, caberia a avaliação quantitativa do potencial e da viabilidade econômica do aproveitamento desses resíduos.

Há também o potencial da pecuária bovina de corte e leite. Nesse caso, o Mato Grosso tem o maior rebanho efetivo do País, com 29,7 milhões de cabeças (13,8% do país) (IBGE, 2018). Os dejetos bovinos podem ser utilizados para geração de biogás, e o biofertilizante, isto é, o efluente dos biodigestores, pode ser utilizado como substituto de fertilizantes inorgânicos se observada a segurança microbiológica na aplicação (Resende et al., 2015). A produção extensiva, no entanto, impede a viabilidade da coleta dos dejetos; a produção de leite, especialmente, que vem passando para a criação com confinamento, está mais adaptada à produção de biogás e apresenta estudos e casos práticos, além do apoio do *Plano de Agricultura de Baixa Emissão de Carbono* (MAPA, 2018; CIBiogás, 2019). A estimativa desse potencial energético, tanto para o Estado de forma geral como para instalações específicas, pode ajudar a desenvolver o setor e avaliar sua viabilidade.

Ainda no contexto agropecuário, o estudo do setor de etanol demonstrou a tendência de aumento da produção de etanol de milho e, conseqüentemente, o aumento da oferta de DDG. Esse novo cenário pode estimular a criação bovina em confinamento, concentrando os dejetos e melhorando o potencial com viabilidade técnica de produção de biogás.

Caberia, por fim, um estudo detalhado para avaliar os resíduos agrícolas disponíveis para a geração de biogás, por cultura e região. Não se pode descartar também a possibilidade de produzir biogás a partir de culturas dedicadas, ou seja, plantadas justamente com o propósito de produzi-lo. Esse é o modelo de produção de biogás para energia elétrica na Alemanha, baseado no cultivo de milho para alimentar biodigestores e geração de energia elétrica. O país tem 4.800 MW instalados a biogás, sendo ao menos um terço da produção baseada em silagem de milho (FNR, 2019). O sistema alemão foi viabilizado pela garantia de compra de longo prazo da energia por tarifas fixas (*feed-in tariffs*); no Brasil e especificamente no Mato Grosso, o alto custo da energia elétrica das distribuidoras e a modalidade de geração distribuída (GD), além da falta de infraestrutura em áreas rurais, podem viabilizar esse tipo de investimento.

V.3 DEMANDA ATUAL DE GÁS LIQUEFEITO DE PETRÓLEO (GLP) E GÁS NATURAL

Cabe considerar, neste estudo, a demanda por GLP e gás natural, pois podem ser substituídos por alternativas oriundas da biomassa, como o biometano.

O Mato Grosso respondeu por 1,6% do consumo de GLP do Brasil em 2017, o equivalente a 219,8 mil m³. A demanda pelo combustível cresceu, em 10 anos, 22,1% (171,2 mil m³ em 2008), mantendo a tendência de aumento em todo o período, como mostra a *Figura V. 2*. Trata-se de um consumo sem oscilações drásticas. O perfil do consumo de GLP no País é residencial (79,5% em 2017) (ANP, 2018), assim como no Estado: em 2014, o setor correspondeu a 85,8% do combustível, seguido do comercial (9,1%), industrial (4,8%) e agropecuário, que consumiu apenas 0,3% do total (NIEPE, 2017).

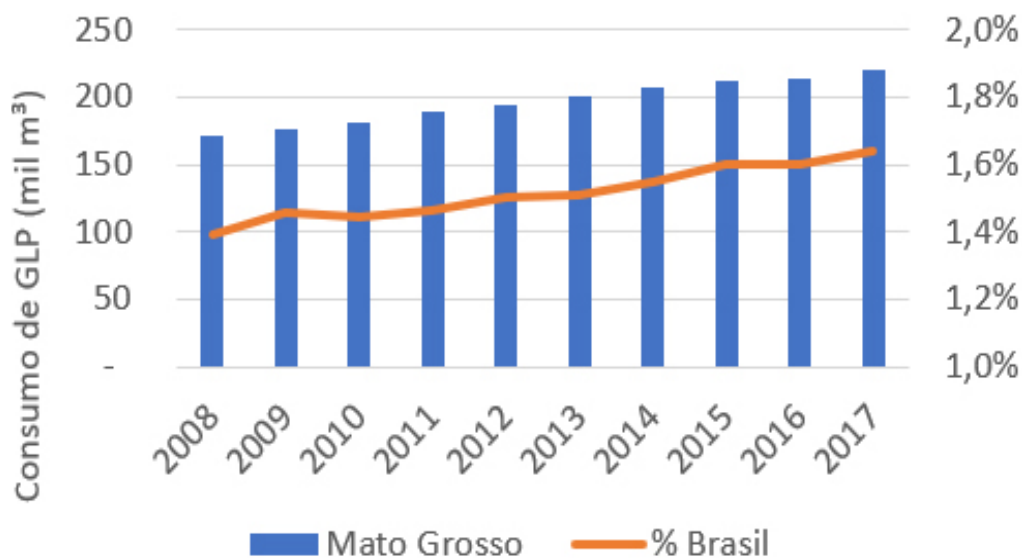
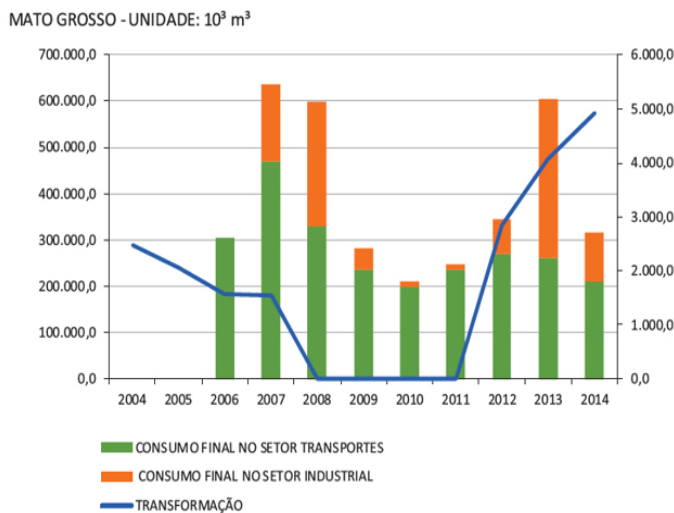


Figura V. 2 – Consumo de GLP no Mato Grosso e participação no consumo brasileiro, de 2008 a 2017.
Fonte – elaboração a partir de ANP (2018).

O perfil de consumo de gás natural é totalmente diferente. O consumo é dividido entre três setores: industrial, transportes e geração termoelétrica. Os setores industrial e de transportes apresentam baixo consumo (2,7 milhões de m³ em 2014), relativamente constante, enquanto a geração termoelétrica no Estado apresenta variações bruscas ano a ano – com anos de consumo nulo (2011) ao consumo de 574 milhões de m³ (2014), como mostra a *Figura V. 3* (NIEPE, 2017).



Observação: Valores dos consumos dos setores transportes e industrial estão no eixo à direita.

Figura V. 3 – Consumo de gás natural no Mato Grosso nos setores de transportes, industrial e transformação (geração de energia elétrica).
Fonte – NIEPE, 2017.

Os principais responsáveis por esse comportamento da demanda são: a usina Cuiabá, de 529 MW cadastrados (Aneel, 2019b), que apresenta problemas judiciais e a falta de um contrato de fornecimento de gás – dados de consumo de gás no Estado mostram que a usina está parada desde 2016 (ANP, 2018); e a limitação da rede de gasodutos do Estado, que impede o desenvolvimento do consumo.

A normalização do fornecimento de gás para a termoelétrica é relevante para o Mato Grosso e para o Sistema Interligado Nacional, segundo o especialista em energia Adriano Pires, devido ao papel das termoelétricas, de flexibilidade operativa, na regularização de um sistema baseado em recursos naturais imprevisíveis – ou seja, proporcionando armazenamento adicional ao sistema. Sua importância também se deve à capacidade de fornecer quase metade da energia consumida no Mato Grosso e por estar próxima a um grande centro consumidor (Pires, 2018).

A grande capacidade da usina, no entanto, torna seu abastecimento com biometano pouco viável, a não ser que houvesse grandes investimentos para aproveitar diversos recursos e construir a infraestrutura necessária para o suprimento. Cabe lembrar que a maior termoelétrica a biogás do País tem capacidade de 29,5 MW (Aneel, 2019b), 5,6% da capacidade da termoelétrica Cuiabá, mesmo recebendo resíduos de um grande centro urbano, a cidade de São Paulo. Um levantamento de potencial na região poderia indicar as possibilidades desse suprimento.

A infraestrutura atual de gás no Estado é muito limitada, apenas ligando a Bolívia a Cuiabá, sendo o ponto final o único de entrega do gás natural – retratada na *Figura V. 4*. Isso impede o desenvolvimento do consumo de gás no Estado e uma possível oferta de biometano no interior.



Figura V. 4 — Infraestrutura de gás natural no Mato Grosso.

Fonte — adaptado de EPE (2016).

V.4 Demanda de Energia Descentralizada

A necessidade de alternativas para a geração de energia em locais isolados, pouco servidos pela rede elétrica ou que dependem de madeira, com todas as questões que suscita referentes ao seu suprimento, é preocupação recorrente entre os produtores e atores que pensam o desenvolvimento do Estado. Apesar de não se encontrar estudos detalhados sobre o tema— talvez pela dificuldade de mapear as áreas que têm demanda reprimida por energia ou que consomem madeira para energia —, não se pode deixar de comentá-la pela frequência com que apareceu durante a pesquisa, junto com outros problemas crônicos do Estado, como a logística. Pode-se citar, como atores relevantes que apontaram o déficit e o custo da energia como barreiras ao desenvolvimento da atividade produtiva, representantes da Famato, do IMEA, da suinocultura e de culturas irrigadas, por exemplo.

Sabe-se que a energia solar fotovoltaica tem sido oferecida como solução, mas depende da rede para funcionamento como geração distribuída ou de sistemas, ainda pouco viáveis, de baterias para suprimento contínuo de eletricidade.

Demandas térmicas e de energia elétrica podem ser supridas pelo biogás de forma contínua, caso garantido o suprimento de biomassa, podendo funcionar mesmo de forma isolada da rede elétrica (*off-grid*). A diversidade de resíduos das atividades agropecuárias e a possibilidade de culturas dedicadas devem ser estudadas em detalhes, em conjunto com as demandas isoladas, em avaliações caso a caso.

V.5. Barreiras ao Setor de Biogás

As barreiras à expansão da produção e consumo do biogás no Mato Grosso podem ser diferenciadas entre as específicas para cada fonte de matéria-prima no contexto estadual e os problemas mais generalizados do setor no País.

Mesmo na suinocultura, o mais avançado no Estado, há dificuldades de acesso para apresentar estratégias de saneamento e energia aos pequenos produtores, inviabilizando o aproveitamento total do potencial da atividade. A solução para esse problema passa por capacitação, profissionalização e apoio ao desenvolvimento, sendo relevante não só para a geração de energia, mas também sob o ponto de vista ambiental, sanitário e de imagem da suinocultura. O acompanhamento técnico da produção de biogás também tem se mostrado uma questão relevante, pois há relatos de problemas com unidades já instaladas e que ficam em funcionamento parcial ou desativadas por longos períodos.

O setor sucroenergético, por sua vez, apesar do interesse demonstrado e de apresentar estudos iniciais sobre o aproveitamento dos resíduos (vinhaça e torta de filtro) para geração do biogás, depara-se com o desconhecimento do processo — que ainda é novidade mesmo considerando todo o País — e incertezas para o investimento. A entrada de empresas com expertise e modelos de negócio que reduzam os riscos das usinas podem ser solução para avanços no setor.

No caso do saneamento há uma situação de falta de investimentos em toda a cadeia, gerando um quadro de baixo atendimento e tratamento dos resíduos sólidos urbanos e do esgoto. A falta de exigência de cumprimento de metas de atendimento e de planos de ação pelos órgãos responsáveis por implementação e monitoramento são umas das barreiras, impedindo a geração de energia de fazer parte da solução da viabilização de projetos. O baixo volume dos resíduos pela pequena população dos municípios pode inviabilizar alternativas que apresentam ganho de escala, enquanto a coordenação técnica e política para a formação de consórcios pode enfrentar dificuldades em se concretizar.

Há ainda as barreiras não específicas ao Estado, ou seja, características do setor em todo o País, que serão discutidas a seguir, baseado em conclusões de outros estudos.

- i.** Relação incerta entre custos e benefícios: os custos elevados de implantação e operação (Capex e Opex), devido à necessidade de importação de equipamentos, tecnologia e conhecimento e a cobrança de impostos sobre estes, consequência do mercado nacional incipiente e poucas alternativas de fornecedores locais (Probiogás, 2016a).
- ii.** Inexistência de políticas específicas relacionadas ao biogás, que não teria sua importância estratégica reconhecida (Probiogás, 2016a).
- iii.** Experiências negativas e a limitação de projetos viáveis comercialmente de referência (Probiogás, 2016a);
- iv.** A falta de informações técnicas, comerciais e legais (Probiogás, 2016a), de estudos, de uma base de dados e de publicações periódicas do setor, e de capacitação profissional (ABiogás, 2018).

As questões listadas estão diretamente relacionadas. A existência de poucas experiências bem-sucedidas em um setor que permite diversos arranjos técnicos e modelos de negócio – talvez por falta de diretrizes estratégicas – gera incerteza nas empresas nacionais sem expertise e nas estrangeiras, as quais desconhecem o mercado, a regulamentação e as oportunidades locais. Por sua vez, a busca por informações não sistematizadas e a limitação de especialistas que as conheçam ou tenham acesso a elas, até mesmo sobre os incentivos e fontes de financiamento, por exemplo, encarecem ou inviabilizam os projetos e a própria atividade de pesquisa e desenvolvimento, formando um ciclo vicioso.

V.6. Políticas – Geração Distribuída de Energia Elétrica

No setor elétrico há diversos mecanismos para a comercialização da energia gerada pelo biogás. Uma das formas é o enquadramento na regulação de geração distribuída (GD), estabelecida pela *Resolução Normativa (RN) da Aneel nº 482 de 2012*, e alterada pela *RN nº 687 de 2015*, válida para micro e minigeração.

Nesses casos é permitido o abatimento do consumo da unidade geradora (sistema de compensação ou *net metering*) e possibilitado o acúmulo de crédito para consumo futuro, em prazo de até 60 meses. Esses créditos também podem ser transferidos para outra unidade consumidora, caso seja de mesma titularidade e esteja na mesma área de concessão – o chamado “autoconsumo remoto” (ANEEL, 2015).

O modelo de GD inviabiliza a comercialização de excedentes da geração a biogás. Portanto, o sistema de créditos contribui para viabilizar alguns projetos de pequeno porte para fins de abater o próprio consumo, mas ainda não se iguala à condição, por exemplo, de uma tarifa *feed-in*, modelo que remunera diretamente a energia gerada – como estabelecido por anos no sistema alemão de incentivo à geração renovável e em diversos países europeus.

No conceito de geração distribuída se enquadram a microgeração, para unidades geradoras de potência menor ou igual a 75 kW, e a minigeração, para potências superiores a 75 kW e até o limite de 5 MW, no caso do biogás. Plantas maiores do que 5 MW não são autorizadas no âmbito da geração distribuída; para esses casos, outros modelos são necessários.

Para isso, o Ambiente de Contratação Livre (ACL) é uma das alternativas. Trata-se de um mercado que permite a realização de contratos de compra e venda de energia com consumidores livres. Os contratos devem ser registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), com preços negociados e em quantidade limitada à garantia física da planta. A intermediação ou o próprio contrato de venda podem ser realizados com uma empresa comercializadora. No ACL os preços estão sujeitos à competição e à variação no mercado e podem acrescentar incerteza no planejamento da receita de longo prazo do empreendedor, além de exigir custos de gerenciamento dos contratos ou com um intermediador.

Outra opção é o Ambiente de Contratação Regulado (ACR), que permite a contratação de energia por meio de leilões realizados pela CCEE, geralmente direcionados para o tipo de fonte. São estipulados preços-teto específicos para competição pelo oferecimento de preço mais baixo de fornecimento. Os contratos são de longo prazo com a tarifa sendo reajustada anualmente pelo IPCA. O único empreendimento de geração a biogás a comercializar energia no ACR foi da empresa Raízen, na Usina Bonfim, com resíduos da usina de cana-de-açúcar. O projeto de 20,9 MW de potência foi aprovado no 23º Leilão de Energia Nova A-5, em 2016, no valor, à época, de R\$ 251,00/MWh (CCEE, 2016).

Na *Resolução Normativa (RN) da ANEEL nº 271 de 2007*, alterando a *RN nº 77 de 2004*, foi assegurado um incentivo a empreendimentos de geração de energia elétrica a partir do biogás: o direito a 100% de redução nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão (Tust) e distribuição (Tusd). As condições são: que utilize, no mínimo, 50% de biomassa de resíduos sólidos urbanos ou gás de aterro sanitário, de biodigestores de resíduos vegetais ou animais, ou de lodos de estações de tratamento de esgoto; e que a potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja de, no máximo, 30 mil kW. Outros empreendimentos de mesma potência, como de pequenas centrais hidrelétricas, de fonte solar, eólica, ou biomassa, têm direito a 50% de redução nas tarifas (ANEEL, 2007).

V.7 Políticas – Regulação e Comercialização do Biometano

A produção do biometano é uma das alternativas para o aproveitamento da energia do biogás. O biometano é um combustível derivado da purificação do biogás, sendo concentrado em metano, com maior densidade energética e com baixa quantidade de impurezas em relação ao biogás.

Portanto, o processo de produção de biometano exige a limpeza (remoção de contaminantes) e o *upgrading* (remoção do CO₂) do biogás para níveis que são regulados pela ANP, caso seja produzido para comercialização destinada ao uso veicular e às instalações residenciais, industriais e comerciais. A comercialização exclusivamente para fins de geração de energia elétrica, uso experimental e específico é dispensada do atendimento às especificações e obrigações do controle de qualidade (ANP, 2015; ANP, 2017).

O biometano tem a característica de ter composição similar à do gás natural, combustível de origem fóssil também baseado em metano (que contém hidrocarbonetos mais pesados em menor proporção). Abre-se para o biometano, portanto, a possibilidade de compartilhar a infraestrutura de transporte e distribuição e ser utilizado como substituto nos usos finais do gás natural, sem adaptações – segundo a ANP, o biometano que atenda as especificações é “intercambiável” com o gás natural, ou seja, pode ser misturado e comercializado sob as mesmas condições (ANP, 2015).

A ANP tem uma exigência única de composição do biometano, independentemente da matéria-prima de produção. No entanto, o biometano proveniente de aterros sanitários e de estações de tratamento de esgoto requer acompanhamento de componentes em linha e a apresentação de uma análise de risco (ANP, 2017), devido à impossibilidade de controle da matéria-prima e a possibilidade da presença de contaminantes danosos e de custosa remoção, como siloxanos e compostos orgânicos voláteis.

Uma das opções promissoras do uso do biometano é como combustível veicular, substituindo o diesel, considerado um produto de custo elevado, que gera déficits na balança comercial brasileira, e de altos níveis de emissões de gases de efeito estufa e poluentes locais. Em frotas próprias, ou seja, nos casos em que o consumo é realizado pelo próprio produtor, não há comercialização e, portanto, não há cobrança de impostos – ajudando na viabilidade econômica do combustível, que é comparada ao custo total do diesel, com impostos. De qualquer forma, diversas iniciativas vêm abrindo oportunidades para a comercialização do biometano.

A) Mistura Obrigatória à Rede de Gás

No ano de 2012, os Estados do Rio de Janeiro e de São Paulo foram pioneiros em aprovar legislações que propõem a mistura do biometano ao gás natural. Passados sete anos, as iniciativas ainda não se tornaram obrigatórias às concessionárias.

Usando o termo “gás natural renovável” para o biometano, no Rio de Janeiro foi estabelecida a intenção de obrigar as concessionárias de distribuição “a adquirir, de forma compulsória, todo o Gás Natural Renovável – GNR, produzido no Estado até o limite de 10% do volume de gás natural convencional distribuído por cada uma delas, não incluído o volume destinado ao mercado termelétrico” (ALERJ, 2012). Apesar de decretos posteriores (44.855 de 2014 e 46.476 de 2018) com o objetivo de regulamentar a lei, a iniciativa ainda não se concretizou.

O Estado de São Paulo avançou na regulamentação da legislação do *Programa Paulista de Biogás* de 2012, que tem como meta “estabelecer a adição de um percentual mínimo de biometano ao gás canalizado e comercializado no Estado” (ALESP, 2012). Em julho de 2017, a Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo (ARSESP, 2016) publicou a *Deliberação nº 744*, que estabelece “condições e critérios para distribuição de biometano na rede de gás canalizado”. A regulação trata de diversos aspectos da comercialização do biometano, incluindo a solicitação pública de propostas de compra de biometano pelas concessionárias, que deve ser realizada anualmente até atingido percentual mínimo para aquisição de biometano, quando este for estabelecido.

Segundo a Arsesp (2017), o estabelecimento de percentual mínimo de biometano e do preço teto de aquisição deve ser tratado pelo governo, e não pela agência reguladora. O responsável, o Comitê Gestor do Programa Paulista de Biogás, estabeleceu que, em três anos, a Comgás precisará adquirir e adicionar 0,5% de biometano em sua rede, enquanto as outras concessionárias do Estado, a GasBrasiliano e Gás Natural Fenosa, 1%. Essa decisão ainda está sujeita a um processo legislativo e sanção do Poder Executivo (ABEGÁS, 2018).

A GasBrasiliiano já anunciou o investimento em biometano produzido a partir de resíduos de cana-de-açúcar da Usina Cocal. O projeto indica a construção, na região de Presidente Prudente – não servida pela rede atual de gasodutos –, de infraestrutura de cerca de 65 km de rede de distribuição que deve ser abastecida exclusivamente com biometano. O total de investimentos anunciado é estimado em R\$ 160 milhões (G1, 2019).

B) Chamadas Públicas por Concessionárias

Além da iniciativa – ainda não efetivada – do Estado de São Paulo, que associou ao percentual mínimo a contratação de biometano por chamadas públicas, a estratégia também foi usada pela Companhia de Gás do Rio Grande do Sul (Sulgás). No caso da Sulgás já houve abertura de edital para o recebimento de “propostas de suprimento de biometano” com prazo de entrega em maio de 2019, posteriormente prorrogado para junho.

O edital prevê que as propostas devem conter o projeto de produção do biometano, incluindo tecnologias e estimativas de custos, declaração de matéria-prima/biomassa suficiente e necessária para a produção de, no mínimo, 80% da quantidade de biometano ofertada, as condições da formação do preço do biometano ofertado. O prazo mínimo para início do suprimento é 2021 por um período de 10 anos, com volumes definidos para três pontos de entrega (localizações) específicas (SULGÁS, 2019). A experiência da Sulgás com a chamada pública poderá contribuir para a compreensão da efetividade do instrumento em estimular empreendedores a desenvolver projetos e da disposição da própria concessionária em contratá-los.

V.8 Referências

ABEGÁS. SP define percentual mínimo de biometano na rede de gás. Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (ABEGÁS), 2018. Disponível em <https://www.abegas.org.br/arquivos/69270>. Acesso em: 16 jun. 2019.

ABIOGÁS. Proposta de Programa Nacional de Biogás e Biometano. Associação Brasileira de Biogás e Biometano (ABiogás), 2ª Edição, 2018.

ABRELPE. Panorama de resíduos sólidos no Brasil 2017. Associação Brasileira de Empresas de Limpeza Pública e Resíduos Especiais (Abrelpe), 2018.

ALERJ. Lei nº 6.361, de 18.12.2012. Dispõe sobre a Política Estadual de Gás Natural Renovável - GNR. Assembleia Legislativa do Estado do Rio de Janeiro (ALERJ). 2012.

ALESP. Decreto nº 58.659, de 4.12.2012. Assembleia Legislativa do Estado de São Paulo, 2012.

ANA. Atlas esgotos: despoluição de bacias hidrográficas. Brasília: Agência Nacional de Águas (ANA), 2017.

ANEEL, 2019a. Unidades consumidoras com geração distribuída. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 2019. Disponível em http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Estadual.asp. Acesso em: 14 jun. 2019.

ANEEL, 2019b. Banco de Informações de Geração. Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. Acesso em: 14 jun. 2019.

ANEEL. Resolução Normativa nº 271, de 3 de julho de 2007. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). 2007.

ANEEL. Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). 2015.

ANP. Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis. Rio de Janeiro: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), 2018.

ANP. Resolução ANP nº 685, de 29.6.2017 - DOU 30.6.2017. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2017.

ANP. Resolução ANP nº 8, de 30.1.2015 - DOU 2.2.2015. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2015.

ARSESP. Deliberação Arsesp nº 744 de 2017. Dispõe sobre as condições de distribuição de Biometano na rede de gás canalizado no âmbito do Estado de São Paulo, e dá outras providências. Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo (ARSESP). 2017.

BERNSTOFF, Cynthia. Créditos de Carbono e Mecanismo de Desenvolvimento Limpo – MDL: Captura de metano no tratamento de dejetos suínos. Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia do Meio Ambiente, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2009.

BRASIL. Lei nº 12.305, de 2 de agosto de 2010. Institui a Política Nacional de Resíduos Sólidos. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/lei/l12305.htm. Acesso em: 16 jun. 2019.

CIBIOGÁS, 2019. BiogasMap. Disponível em <http://mapbiogas.cibiogas.org/>. Acesso em: 16 jun. 2019.

CIBIOGÁS. Nota Técnica: N° 03/2019 – Produção de biogás a partir de dejetos da bovinocultura de leite e corte. Foz do Iguaçu: Centro Internacional de Energias Renováveis – Biogás (CIBiogás), 2019.

DORNELAS, Karoline Carvalho. A biodigestão como ferramenta para a sustentabilidade avícola. Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Ciências Ambientais, Universidade Federal de Mato Grosso, 2016.

ECOMETANO, Projetos – GNR Fortaleza. Disponível em <http://www.ecometano.com.br/ecometano/projetos.html>. Acesso em: 16 jun. 2019.

EMBRAPA. Estatísticas. Embrapa Suínos e Aves, 2019. Disponível em: <https://www.embrapa.br/suinos-e-aves/cias/estatisticas>. Acesso em 16 de junho de 2019.

EPE. Mapa da Infraestrutura de Gasodutos de Transporte no Brasil. Empresa de Pesquisa Energética, 2016. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/mapa-da-infraestrutura-de-gasodutos-de-transporte>. Acesso em 16 junho de 2019.

FNR. Bioenergy in Germany: Facts and figures. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR), Agency for Renewable Resources, 2019.

G1. Com gás, gasto com combustível pode cair até 45% em Presidente Prudente e Pirapozinho. G1 Presidente Prudente, 2019. Disponível em: <https://g1.globo.com/sp/presidente-prudente-regiao/noticia/2019/04/30/com-gas-gasto-com-combustivel-pode-cair-ate-45percent-em-presidente-prudente-e-pirapozinho.ghtml>. Acesso em 16 de junho de 2019.

IBGE. Produção da Pecuária Municipal (PPM) 2017. Rio de Janeiro: Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), v. 45, p. 1-8, 2018.

MACHADO, Mariana Gomes. Tratamento e aproveitamento de dejetos suínos com ênfase na produção de biogás. Estudo de caso: Suinutri Indústria e Comércio de Carnes e Derivados Ltda – Campo Verde, Mato Grosso. Trabalho de Conclusão de Curso, Universidade do Extremo Sul Catarinense – UNESC, 2009.

MAPA. Pecuária de baixa emissão de carbono: Tecnologias de produção mais limpa e aproveitamento econômico dos resíduos da produção de bovinos de corte e leite em sistemas confinados. Brasília: Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento (MAPA), 2018.

NIEPE. Balanço Energético do Estado de Mato Grosso e Mesorregiões – BEEMT 2015: ano base 2014. Cuiabá: Núcleo Interdisciplinar de Estudos em Planejamento Energético (NIEPE), 2017.

PALHARES, J. Uso da cama de frango na produção de biogás. Circular Técnica 41, Embrapa Suínos e Aves, 2004.

PIRES, Adriano. Termelétrica Cuiabá: relevante para o Estado e para o SIN, diz Adriano Pires. Poder360, 2018. Disponível em <https://www.poder360.com.br/opiniao/economia/termelétrica-cuiaba-relevante-para-o-estado-e-para-o-sin-diz-adriano-pires/>. Acesso em: 16 jun. 2019.

PMSB. Plano Municipal de Saneamento Básico de 106 município de Mato Grosso. Disponível em <http://pmsb106.ic.ufMato Grosso.br/>. Acesso em: 16 jun. 2019.

PROBIOGÁS. Barreiras e propostas de soluções para o mercado de biogás no Brasil. Brasília: Ministério das Cidades, 2016a.

PROBIOGÁS. Viabilidade técnico-econômica de produção de energia elétrica em ETEs a partir do biogás. Brasília: Ministério das Cidades, 2016b.

RESENDE, J.; DINIZ, C.; SILVA, V.; CARNEIRO, J.; RIBEIRO, M.; LIMA, J.; OTENIO, M. Dejetos bovinos para produção de biogás e biofertilizante por biodigestão anaeróbica. Circular Técnica 110, Embrapa Gado de Leite, 2015.

RIBEIRO, Claudio Moises. Análise energética, econômica e ambiental da biodigestão de resíduos agropecuários gerados por pequenos e médios produtores rurais da região sul do Espírito Santo. Tese de Doutorado, Programa de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo - USP, 2013.

SULGÁS. Sulgás lança chamada pública para aquisição de biometano. 2019. Disponível em <http://sulgas.rs.gov.br/sulgas/noticias-sala/1229-sulgas-lanca-chamada-publica-para-aquisicao-de-biometano>. Acesso em: 16 jun. 2019.

VALENTE, Victor Bustani. Análise de viabilidade econômica e escala mínima de uso do biogás de reatores anaeróbios em Estações de Tratamento de Esgoto no Brasil. Dissertação de Mestrado, Programa de Planejamento Energético, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2015.



Seção VI

Conclusões

Nesta *Seção VI – Conclusões* é apresentado um resumo das atividades realizadas ao longo do projeto BIOMAT, os resultados obtidos, bem como uma análise crítica das limitações e propostas de próximas etapas.

VI.1. CONCLUSÕES DO PROJETO BIOMAT – BIOCOMBUSTÍVEIS LÍQUIDOS

Apesar de apresentar uma tendência de crescimento significativo, o setor de biocombustíveis líquidos no Mato Grosso ainda tem entraves. Além do problema de logística para escoamento da produção, os produtores enfrentam vários outros tipos de barreiras que são verdadeiros entraves para o bom desenvolvimento do setor, dentre os quais se destacam a burocracia, falta de mão de obra qualificada, tributos, insegurança jurídica, longas distâncias do Estado até os principais portos do País, bem como o alto custo do frete, considerado o mais alto do Brasil.

VI.1.1. SETOR DE BIODIESEL

Das 17 usinas de biodiesel instaladas no Estado do Mato Grosso, em 2018, somente 12 estavam produzindo biocombustível, cujo total foi 1,1 bilhão de litros do B100 (biodiesel puro), dos quais 274 milhões de litros foram consumidos internamente, e o restante enviado para fora do Estado.

Considerando a oferta e a demanda de biodiesel em 2018, percebe-se que 75% do óleo produzido localmente foi consumido em outros Estados brasileiros. Isso significa que a maior parte da produção de biodiesel, correspondente a 825 milhões de litros, precisou ser escoada por um sistema de logística que se apresenta ineficiente e custoso para os produtores dessa *commodity*.

Com a construção de duas novas plantas – e após a autorização da ANP para operação, a capacidade autorizada de todas as usinas do Estado será de 2,6 bilhões de litros anuais, suficiente para atender a previsão de oferta de 1,3 bilhão de litros para os próximos anos, porém insuficiente para cobrir a previsão de, aproximadamente, 4 bilhões de litros anuais, a partir de 2030. Assim, com a entrada em vigor, em janeiro de 2020, da *Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio)*, a ociosidade nacional das usinas de biodiesel, atualmente em torno de 42%, deve diminuir bastante.

Por outro lado, os produtores desse biocombustível devem delinear planos para a expansão da capacidade produtiva dos complexos industriais no sentido de poderem atender a nova demanda que essa política de biocombustíveis exigirá – algo em torno de 16 bilhões de litros de biodiesel a partir de 2030, o que significa triplicar a produção atual. Dessa forma, as oportunidades serão grandes não somente para o mercado existente e já estabelecido, como

para novos empreendimentos, tais como as possibilidades que aparecerão com a criação do mercado de carbono por meio dos CBios, ou Créditos de Descarbonização (1 CBio equivale à emissão de 1 t de carbono evitada na atmosfera; especula-se que o preço de cada CBio fique em torno de US\$10), seja para empreender em outras oportunidades, como, por exemplo, as que estejam voltadas para o incentivo ao uso de novas tecnologias, tanto no lado do *hardware* como no lado do *software*, ou mesmo naquelas que incentivem o uso de transporte coletivo que rode com biocombustíveis. Na *Seção V* estão incluídas na *Tabela V. 1* os recentes valores de redução de emissão definidos pela ANP para as distribuidoras brasileiras e, em particular, para as do Mato Grosso.

VI.1.2. SETOR DE ETANOL

A oferta de etanol no Estado na safra 2018/2019 atingiu 1,7 bilhão de litros e a demanda alcançou 1,5 bilhão de litros, o que representa cerca de 88% de todo o etanol produzido no Estado. Isso significa que os produtores de etanol do Mato Grosso enviaram para outros Estados apenas 12% do volume produzido, o que corresponde a pouco mais de 200 milhões de litros.

Diante da evolução da frota automotiva brasileira, que passará de cerca de 39 milhões de veículos em 2018 para, aproximadamente, 45 milhões de automóveis em 2025, bem como da evolução do balanço entre a oferta e a demanda por combustíveis para veículos do Ciclo Otto no Brasil, o volume de biocombustíveis (biodiesel e etanol) a ser enviado para fora do Mato Grosso será considerável.

Em sintonia com a evolução do consumo mundial de milho para a produção de ração animal, a produção de DDG no Mato Grosso terá um incremento significativo nos próximos anos em função do consequente aumento na produção de etanol de milho no Estado.

Considerando que, em 2017, havia no Mato Grosso cerca de 30 milhões de cabeças de gado e um rebanho total de 2,6 milhões de suínos, é provável que toda a produção de DDG seja consumida dentro do Estado, devido ao próprio estímulo ao confinamento gerado pelo aumento da oferta do produto. Já o excedente de etanol será enviado para outras partes do Brasil. Portanto, diante do cenário que se desenha para o milho e para o etanol de milho no Mato Grosso, estima-se que a oferta de DDG em 2023 chegue a 1,2 milhão de t, enquanto a demanda pelo farelo alcance 1,1 milhão.

Além disso, outros dois fatores contribuirão ainda mais para o aumento da produção de etanol, tanto no Brasil como no Mato Grosso. Primeiro, o preço do açúcar no mercado internacional tem estado num patamar muito baixo, fazendo com que o agricultor passe a direcionar sua plantação de cana-de-açúcar para a produção de etanol. Segundo, o *RenovaBio* trará um reforço adicional para a indústria do etanol, uma vez que, aumentando a produção doméstica desse biocombustível, diminuirá a dependência que o País ainda tem pelo etanol importado, principalmente dos Estados Unidos.

A sanção do *Decreto Nº 9.308*, em março de 2018, que trata das metas obrigatórias para a redução dos GEEs que o Brasil assumiu, confere à ANP a tarefa de quebrar essas metas nacionais em metas individuais e atribuí-las a cada distribuidor de biocombustíveis no País, o qual pagará multa pelo não cumprimento de sua meta individual.

Para os produtores de biocombustíveis do Mato Grosso, cujas expectativas de oferta e demanda têm sido projetadas para registrar um aumento considerável, principalmente com relação ao etanol de milho – em função dos investimentos já feitos e dos que estão por vir – o *RenovaBio* oferecerá condições reais de alavancar de vez esse setor no Estado, aproveitando para aumentar também a inserção social da agricultura familiar, novos postos de trabalho e movimentar a economia por meio da geração de renda, trazendo novos investidores e criando novos empreendedores. Ressalte-se a particularidade de que o etanol de milho produzido no Estado não utiliza combustíveis fósseis na sua produção, sendo as caldeiras alimentadas com cavaco de madeira. Esse fato é uma questão positiva considerando o balanço de carbono do etanol de milho (diferentemente do etanol de milho nos EUA, que utiliza combustíveis fósseis); entretanto, sem dúvida esse fato é responsável pela maior demanda por cavaco de madeira no Estado.

Além disso, com o recente recuo dos Estados Unidos com relação ao *Acordo de Paris*, o Brasil passa a ter a oportunidade de se posicionar como a principal liderança global na área de biocombustíveis líquidos, tornando-se definitivamente uma economia verde, gerando um número considerável de empregos diretos e indiretos, como no caso da indústria de etanol.

Em contrapartida ao aumento da produção de biocombustíveis, há preocupações com a parte ambiental, uma vez que existe também a possibilidade de a plantação se expandir por áreas de mata nativa, resultando em desmatamento e consequente aumento nas taxas de emissão de GEE. Assim, o crescimento iminente do setor de biocombustíveis no Mato Grosso precisa ser acompanhado com certo cuidado para que ocorra de forma insustentável.

VI.2. CONCLUSÕES DO PROJETO BIOMAT – BIOMASSA SÓLIDA

Com relação à biomassa sólida, deu-se foco, principalmente, nas biomassas florestais (nativa e plantada) e no bagaço de cana-de-açúcar. Conclui-se que, no caso da cana-de-açúcar, a maior oferta de bagaço é no período da safra, mas sempre há demanda. Todas as usinas de etanol de cana geram sua própria energia por cogeração e também algum excedente para a rede. Certamente poderiam gerar muito mais se as questões de interligação com a rede de distribuição estivessem resolvidas, como foi discutido durante o Workshop Final. Há dificuldades econômicas referente aos custos da interligação que precisam ser solucionadas.

Por sua vez, as plantas de etanol de milho também necessitam de energia para o funcionamento. E, nesse caso, a solução encontrada é a utilização de cavaco de madeira. A opção é bastante interessante e coloca o etanol de milho em vantagem ambiental quando comparado com o etanol de milho em outros países que usam combustíveis fósseis nas suas caldeiras.

Para tal, e considerando as perspectivas de expansão do setor de etanol de milho, o plantio de espécies de rápido crescimento, como o gênero *Eucalyptus*, seria um ótimo investimento a longo prazo para o Estado. Pesquisas estão sendo realizadas visando à produção de biomassa utilizando capim-elefante (*Pennisetum purpureum*) e *Brachiaria sp.*, a maior parte coordenada pela Embrapa Agrossilvipastoril do Mato Grosso.

Outro aspecto importante relacionado à biomassa sólida é a questão do armazenamento de grãos. O Estado tem grande importância na produção de grãos, sendo o maior produtor de soja, algodão e milho do País. Há uma demanda enorme por armazenamentos de grãos no Mato Grosso, mas isso deve ser realizado com os cuidados necessários.

Em 2018, aproximadamente 25 milhões de t de grãos foram depositadas a céu aberto, sem nenhum cuidado de estocagem. Para garantir a longevidade e a qualidade do grão, é necessária sua secagem, que já é realizada com cavacos, mas, em muitos casos, com madeira de procedência não garantida e por queima direta, com impactos negativos pela formação de alcatrão no processo de queima, o que pode prejudicar a qualidade do grão¹.

Assim, estima-se que a demanda por madeira (necessariamente sustentável) de reflorestamento no Mato Grosso deva duplicar durante os próximos anos, devido à alta procura pelo biocombustível (para os diferentes usos, como secagem de grãos, geração de energia, plantas de etanol de milho e a nova indústria de papel e celulose na cidade de Alto Araguaia). Essa biomassa também pode ser proveniente de manejo de florestas nativas, desde que utilizada com responsabilidade e com estudos sobre a dinâmica de florestas naturais. O grande risco no Estado é que as autorizações dos manejos sejam acompanhadas por desmatamentos ilegais.

Na verdade, verifica-se uma carência em oferta de madeira certificada no Mato Grosso, devido à falta de mais reflorestamentos de espécie de rápido crescimento. A expansão das culturas agrícolas demanda grandes quantidades de biomassa florestal, principalmente para a secagem de grãos. O Mato Grosso possui muitas áreas de manejo de floresta nativa com autorização, com quase 270 mil ha direcionados ao manejo.

O grande problema é que, concomitantemente, verificam-se também os desmatamentos não autorizados nas mesmas regiões. Há informações de municípios do Estado onde ocorre desmatamento ilegal: em primeiro

lugar, o município de Marcelândia, seguido por União do Sul, Aripuanã, Nova Maringá, e outros (MONTEIRO et al., 2012).

Para que as florestas naturais sejam manejadas com responsabilidade, a capacitação técnica é de suma importância. Antes de qualquer intervenção, estudos intensivos devem ser realizados nas seguintes áreas:

- *Manejo de florestas tropicais e exóticas;*
- *Mensuração e Inventário Florestal;*
- *SIG – Sistema de Informação geográfica;*
- *Biomassa florestal.*

Ao se utilizar espécie de rápido crescimento para geração de energia, como o gênero *Eucalyptus*, as florestas naturais tendem a ser preservadas. O manejo é uma realidade e merece a devida atenção, já que um dos grandes problemas no Brasil é a gestão desordenada dos recursos naturais.

VI.3. CONCLUSÕES DO PROJETO BIOMAT – BIOGÁS

VI.3.1. SETOR DE RESÍDUOS ANIMAIS

O Mato Grosso) tem papel de destaque na produção animal brasileira. É o Estado com maior rebanho bovino efetivo do País, o 5º em produção de carne suína, e o 7º em produção de ovos e de frangos de corte. Foi possível constatar, entre as visitas feitas pelo projeto, que a suinocultura no Mato Grosso tem projetos de produção de biogás a partir dos dejetos da atividade operando, os quais revelam se tratar de uma opção viável economicamente. São projetos caracterizados pela disposição dos resíduos animais em lagoas cobertas, incluindo o reaproveitamento do digestato com sua aplicação como biofertilizantes — foram relatados efeitos positivos na produtividade agrícola.

O modelo preferencial para aproveitamento da energia é a geração de energia elétrica, operando na forma de geração distribuída² para abatimento do consumo. O sucesso da produção de biogás na suinocultura se deve a uma conjunção de fatores, tais como:

- i)** a presença de órgãos técnicos com conhecimento da tecnologia e que participaram iniciativas de disseminação de conhecimento apoiadas por governos e associações (destacam-se a Embrapa Suínos e Aves/SC, o MAPA³, o CIBiogás e a intermediação do governo estadual);
- ii)** as regras para geração distribuída de energia elétrica, que se mostrou simples e rentável para os produtores de suínos e possibilitou a formação de um modelo de negócios típico, facilitando empresas que fornecem soluções completas;
- iii)** a demanda pelo tratamento dos dejetos, percebidos pelos produtores – especialmente os maiores – como um problema de impacto ambiental local;
- iv)** a iniciativa empreendedora de alguns produtores, os quais, posteriormente, funcionam como estímulo ao investimento dos demais;
- v)** as oportunidades de remuneração pelos créditos de carbono e mecanismos de financiamento específicos, entre outros.

¹ Informações obtidas em reuniões com a ONG Earth Foundation.

² As resoluções normativas ANEEL n° 482/2012 e n° 685/2015 definem as regras atuais da geração distribuída (GD) no Sistema de Compensação de Energia Elétrica, em que a geração abate o consumo de todos os componentes das tarifas de energia (TE) e do uso do sistema de distribuição (TUSD). O atual modelo, com o qual o Mato Grosso se tornou o 4º em capacidade instalada, está em revisão: na alternativa menos favorável ao desenvolvimento entre as propostas, a energia injetada abateria apenas a componente energia da TE, realizando a cobrança, sobre o consumo total, dos encargos da TE e de todos os componentes da TUSD (Nota Técnica n° 0062/2018).

³ Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento, coordenador do projeto “Suinocultura de Baixa Emissão de Carbono”, no âmbito do Plano de Agricultura de Baixo Carbono (Plano ABC).

Em resumo, há um ambiente propício ao desenvolvimento do setor, em vista não apenas do domínio da tecnologia, mas também devido à sua disseminação, além de políticas públicas e de oportunidades de lucro para os empresários. Esses pilares devem ser fortalecidos visando a incluir mais produtores e aproveitar todo o potencial energético da suinocultura no Estado, realidade ainda distante. Entre os especialistas ouvidos no âmbito do projeto, há preocupação com os pequenos produtores (praticantes da chamada — até de forma pejorativa — “*porcicultura*”, na linguagem utilizada na região). Esses são considerados em geral mais resistentes a modernizar sua produção e mesmo a receber consultorias técnicas, conhecer novas soluções e discutir o impacto ambiental de suas atividades.

Outras cadeias de criação animal, como frangos e bovinos, que já possuem estudos que comprovam viabilidade técnica, poderiam usar como modelo o caso da suinocultura para estruturar comercialmente o seu aproveitamento de dejetos e a produção de biogás. A própria Embrapa Suínos e Aves desenvolve trabalhos relacionados ao biogás a partir da “cama de frango”. Também foram identificados trabalhos acadêmicos com esse tema no Mato Grosso. O projeto Pecuária de Baixa Emissão de Carbono do MAPA e iniciativas de outras unidades da Embrapa, por sua vez, apresentam soluções para os resíduos do gado confinado. O aumento da concentração de animais por unidade de área é crucial para a redução das emissões de gases de efeito estufa na pecuária por diversos motivos, e pode viabilizar a coleta dos resíduos para produção de biogás.

VI.3.2. AGROINDÚSTRIA

O maior potencial energético para produção de biogás do País é o de resíduos do setor sucroenergético (a partir da cana-de-açúcar), especialmente a vinhaça e a torta de filtro, segundo a Associação Brasileira de Biogás e Biometano (ABiogás). Pelas características da atividade, o potencial no Mato Grosso também seria expressivo, apesar de representar apenas cerca de 2,8% da cana-de-açúcar moída no País.

As visitas realizadas durante o estudo revelaram grande interesse de atores da indústria no aproveitamento dos resíduos da atividade para produção de biogás. Foram relatados projetos em estágio inicial, caracterização da vinhaça em laboratórios terceirizados, e busca por conhecimento da tecnologia e por empresas fornecedoras de equipamentos e soluções.

No entanto, o estágio de maturidade tecnológica e comercial da biodigestão da vinhaça é inicial no Brasil. Há experiências de projetos já instalados, alguns com dificuldades operacionais. A unidade da GeoEnergética, no Paraná, ganhou destaque e é a base para a construção da planta da Raízen, na Usina Bonfim (SP), de 20,9 MW, primeira termoeletrica a biogás a comercializar energia elétrica em leilão. Já o projeto anunciado pela Usina Cocal prevê a produção do biometano pela purificação do biogás para distribuição na região de Presidente Prudente (SP), em parceria com a concessionária Gas Brasileiro⁴ e também utilizando a tecnologia da GeoEnergética.

O setor agrícola apresenta de igual modo a oportunidade de produção de biogás a partir de culturas dedicadas. O modelo que pode inspirar essa possibilidade é o da Alemanha, que se desenvolveu baseado em tarifas fixas de energia elétrica de longo prazo para o gerador, resultando em mais de 4.800 MW instalados a biogás — cuja principal matéria-prima é a silagem de milho, com uma área de 900 mil ha plantados para esse fim. O milho, cultivado que vem ganhando espaço no Mato Grosso para a produção de etanol, poderia viabilizar a produção de gás e eletricidade para locais com baixa qualidade ou alto custo de energia. Esses problemas foram reportados por diversos atores consultados no projeto, especialmente em locais distantes dos principais eixos de desenvolvimento do Estado.

⁴ O biometano pode ser estimulado, por exemplo, por meio de chamadas públicas de compra (caso da Sulgas/RS), por políticas de mistura obrigatória, a serem efetivadas em SP e RJ, e com a possibilidade de o consumidor escolher seu fornecedor com o mercado livre de gás. A produção de biometano também está apta a gerar CBios no âmbito do *RenovaBio*. Também foi discutido o uso de biometano como combustível para a Termoeletrica Cuiabá, de 529 MW: pode não ser suficiente como solução única, mas complementar outras alternativas. Como comparação, a maior termoeletrica a biogás do Brasil, a partir de resíduos urbanos na região de São Paulo, tem capacidade de 29,5 MW.

VI.3.3. SANEAMENTO BÁSICO

A situação atual do saneamento, especificamente da coleta e disposição dos resíduos sólidos urbanos e da coleta e tratamento do esgoto, mostra-se preocupante no Mato Grosso⁵. Nota-se a dificuldade de se encontrar soluções pela distância e pelo tamanho reduzido dos municípios, o que também pode frustrar o aproveitamento energético, cuja viabilidade depende da escala dos projetos.

Identificaram-se iniciativas importantes no setor, como o desenvolvimento de Planos Municipais de Saneamento Básico por equipe da Universidade Federal de Mato Grosso com o apoio do governo estadual. O arranjo em consórcios foi considerado e pode ser levado em conta na prática, apesar das dificuldades técnicas e políticas dessa alternativa.

O *Projeto BIOMAT/SEBRAE* apresentou soluções para os resíduos sólidos urbanos, como a tecnologia apresentada pela empresa Carbogás no *Workshop Inicial* com seu projeto de aproveitamento energético de combustível derivado de resíduo (CDR) em Boa Esperança, Estado de Minas Gerais.

Na ocasião foi também apresentado que o biogás de aterro sanitário corresponde a cerca de 92% da capacidade instalada de geração elétrica a biogás no País, que se soma a outros projetos de produção de biometano a partir da coleta deste gás.

Em termos de tratamento de esgoto, a empresa Águas Cuiabá, que atende o principal centro urbano do Estado, recebeu comentários positivos por suas iniciativas. O apoio do órgão ambiental para disseminar boas práticas e contribuir no planejamento é essencial, e pode ser decisivo para viabilizar o aproveitamento energético, já que estudos mostram que pode ser viável no tratamento do volume correspondente de 100 mil a 150 mil habitantes.

Entretanto, é importante considerar a necessidade de aplicação da *Resolução Conama de 2006* (Conselho Nacional do Meio Ambiente – *Resolução Nº 375*, de 29 de agosto de 2006), que dispõe sobre o uso de logo de ETE em culturas agrícolas.

VI.4. CONCLUSÕES GERAIS

De forma geral, um dos grandes gargalos de energia verificados no Mato Grosso se refere à oferta de eletricidade. A elevada quantidade de geradores diesel no Estado (ANEEL, 2019), aliada à crescente disseminação das plantas de energia fotovoltaica (UFMT/NIEPE, 2018) ilustra a dificuldade do acesso à energia no Estado, não apenas nas regiões do SIN existentes no Estado, mas também em regiões afastadas da rede e sem o acesso a ela. Informações recebidas relatam as necessidades de energia para garantir a demanda para o setor de irrigação de alimentos.

No entanto, verifica-se que a expansão de energia fotovoltaica ocorre principalmente nos setores residencial e comercial, e em menor escala no setor agropecuário. Nesse setor, a opção não parece ser encarada como muito viável, o que obriga a pesquisa por outras opções de geração de energia.

Com exceção de uma pequena queda em 2016, o consumo total de eletricidade (cativo + livre) do Mato Grosso vem crescendo a cada ano. De 2013 a 2017 aumentou de 7.510 para 8.575 GWh, sendo que a maior parte dessa eletricidade foi de consumo residencial (1.998 GWh). O número de consumidores também aumentou no mesmo período (de 1,20 milhão para 1,36 milhão), sendo que a maior parte foi também formada por consumidores residenciais (1,06 milhão). Por outro lado, o consumo médio total de eletricidade (cativo + livre) tem se mantido entre 500-525 kWh/mês nos últimos cinco anos. Está prevista a entrada em operação de 12 centrais geradoras

⁵ Segundo dados da Abrelpe e do SNIS, a Região Centro-Oeste destina apenas cerca de 1/3 dos seus resíduos a aterros sanitários, cuja presença é reportada em poucos municípios do Mato Grosso. Dados da ANA mostram que 75% do esgoto urbano do Estado não é coletado, revelando situação pior do que a nacional, que é de 39% sem coleta.

de energia elétrica no período de junho de 2019 a abril de 2021, com potência total de 557 MW para dar suporte à crescente demanda por energia elétrica no Estado.

Por outro lado, deve ser considerada a enorme disponibilidade de biomassa no Estado, como analisado neste *Projeto BIOMAT*. Os diferentes resíduos existentes e frequentemente não dispostos de forma adequada poderiam ser usados para geração de energia, com as vantagens ambientais decorrentes.

Nesse contexto, seria importante a avaliação do potencial de aproveitamento energético dessa biomassa, principalmente na forma de biogás (com enorme potencial na suinocultura, de vinhaça e de resíduos agrícolas e urbanos) e de biomassa sólida (de manejo, de florestas plantadas e também a partir de resíduos de processamento nas inúmeras empresas existentes).

Há também a questão de energia térmica, principalmente para secagem de grãos, atualmente realizada com cavaco de madeira e de forma não tecnicamente adequada. Estes poderiam ser substituídos por biogás produzido localmente. Estudos adicionais são necessários para georreferenciar a disponibilidade de biogás e a demanda por secagem de grãos.

Assim sendo, há as seguintes prioridades a serem exploradas a seguir, relacionadas a levantamento do potencial de aproveitamento energético descentralizado nos seguintes setores:

- *Biogás de resíduos animais e de saneamento básico;*
- *Biomassa sólida, em particular os resíduos das empresas de processamento de madeira, os potenciais de manejo sustentável em florestas nativas e a questão de madeira plantada (crescimento rápido).*

Uma outra dificuldade levantada no *Projeto BIOMAT* se refere à adequada capacitação de mão de obra para o Estado. Verificou-se que nas universidades locais não há cursos específicos para a formação de recursos humanos em bioenergia, nem cursos técnicos na mesma área.

VI.4.1. LIMITAÇÕES DO ESTUDO

O presente estudo é de caráter informativo e tem algumas limitações do ponto de vista metodológico. Ele se baseou na análise e interpretação de:

- *Informações fornecidas por instituições governamentais;*
- *Informações disponíveis publicamente em sites da Internet;*
- *Revisão da literatura científica;*
- *Informações divulgadas por outros tipos de mídia comercial;*
- *Informações obtidas diretamente por meio de visitas técnicas, conversas informais, pessoalmente ou por telefone, com alguns dos players do mercado de bioenergia do Mato Grosso, assim como por intermédio dos sindicatos que os representam.*

Uma limitação importante se refere às incertezas com relação aos resultados das visitas técnicas, já que nem todas as informações previamente obtidas (em levantamentos e pesquisas bibliográficas) puderam ser confirmadas com visitas (muitas das solicitações de visitas não foram aceitas).

No caso do setor de biogás, é importante notar que não há uma base oficial com dados de plantas. O levantamento do CIBiogás⁶ busca mapeá-las e é, inclusive, utilizado pela EPE, enquanto a ANEEL tem dois cadastros em que constam apenas unidades de geração de energia elétrica, que são o *Banco de Informações de Geração* e o de *Geração Distribuída*. Importante notar que no mapa disponibilizado pelo CIBiogás as informações são fornecidas voluntariamente pelos interessados e não há garantia de que todos responderam ao questionário disponibilizado.

⁶ <https://cibiogas.org/biogasmap>

Assim, os dados não são coincidentes: enquanto o CIBiogás aponta que todas as unidades no Mato Grosso se referem à suinocultura, a Aneel informa que, além de cinco plantas de resíduos animais, há três da agricultura, sendo que estas estão cadastradas em nome de produtores de suínos. Há, ainda, uma cadastrada com a fonte como Gás de Alto Forno – Biomassa, em Vera/Mato Grosso, em nome da empresa Nutribras, também da suinocultura. Portanto, há indícios de imprecisões no cadastro da Aneel no Mato Grosso⁷. As duas bases usam também unidades diferentes para registrar a capacidade das plantas (Nm³ de biogás produzido, no CIBiogás e kW_e na Aneel).

Cabe notar que há uma reivindicação da AABiogás para que haja um levantamento com informações completas e atualizadas das plantas de biogás no País, do qual o Mato Grosso poderia participar como pioneiro, de forma a diagnosticar o setor, identificar exemplos positivos e ajudar a desenvolvê-lo.

Outra limitação foi a impossibilidade de avaliar em detalhes os resíduos de diversas cadeias agrícolas, em que pode haver potenciais energéticos relevantes. Nesse trabalho se optou por focar nas fontes de biogás mais dominadas e disponíveis comercialmente ou de vasta produção acadêmica. Uma das cadeias que não foram avaliadas — cujos representantes revelaram interesse em estudar a possibilidade de aproveitamento dos resíduos — foi a piscicultura.

Com a proposta de se avaliar a produção de biogás do milho, que parece ser uma importante oportunidade para o Mato Grosso, notou-se a dificuldade de encontrar estudos contemplando essa possibilidade no Brasil, apesar do desenvolvimento similar na Alemanha e da capacidade de produção da cultura no País. O Mato Grosso poderia liderar uma iniciativa nesse sentido, devido à vantagem de ser grande produtor de milho e ter possíveis demandas para seu desenvolvimento comercial.

Por fim, não foi incluído no escopo deste projeto o levantamento quantitativo do potencial energético da energia de biomassa no Mato Grosso. Em um eventual futuro estudo, seria importante realizá-lo para diferentes fontes, baseado em metodologias disponíveis e de domínio do Grupo de Pesquisa em Bioenergia (GBIO), e em possíveis parcerias de equipes como do Instituto Matogrossense de Economia Agropecuária (Imea), que demonstrou interesse em estudar as diferentes cadeias de bioenergia em termos de potencial e custos de produção.

VI.5. REFERÊNCIAS

MONTEIRO, A. et al. Transparência: Manejo Florestal. **Imazon**, p. 1–14, 2012

⁷ Não se sabe se os erros são originários do repasse de informações da concessionária Energisa ou se de responsabilidade da própria Aneel – os erros foram comunicados a um representante da Energisa no *Workshop Final*. Observe-se que, até onde se tem conhecimento, o cadastro na Aneel deve ser realizado com informações do próprio empreendedor.