



*Opções de Mitigação de Emissões
de Gases de Efeito Estufa em
Setores-Chave do Brasil*



**MODELAGEM SETORIAL
DE OPÇÕES DE BAIXO
CARBONO PARA O SETOR
DE BIOCOMBUSTÍVEIS**



MINISTÉRIO DA
CIÊNCIA, TECNOLOGIA,
INOVAÇÕES E COMUNICAÇÕES



RÉGIS RATHMANN
(ORGANIZADOR)

***MODELAGEM SETORIAL DE OPÇÕES
DE BAIXO CARBONO PARA O SETOR
DE BIOCOMBUSTÍVEIS***

Brasília
Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações
ONU Meio Ambiente
2017

M689 Modelagem setorial de opções de baixo carbono para o setor de biocombustíveis / organizador Régis Rathmann. - Brasília: Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações, ONU Meio Ambiente, 2017.

155 p.: il. - (Opções de mitigação de emissões de gases de efeito estufa em setores-chave do Brasil)

ISBN: 978-85-88063-46-4

1. Mudanças Climáticas. 2. Emissão de gases. 3. Biocombustível. 4. Políticas públicas - Emissão de gases. I. Rathmann, Régis. II. Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações. III. ONU Meio Ambiente. IV. Série.

CDU 551.583

Ficha catalográfica elaborada por: Lorena Nelza F. Silva - CRB-1/2474

Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações

Esplanada dos Ministérios, Bloco E
CEP: 70.067-900 - Brasília - DF
Tel.: +55 (61) 2033-7500
www.mcti.gov.br

ONU Meio Ambiente - Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente
Casa da ONU - Complexo Sérgio Vieira de Mello
Setor de Embaixadas Norte, Quadra 802, Conjunto C, Lote 17
CEP 70800-400 - Brasília/DF
Tel.: +55 (61) 3038-9233
web.unep.org/regions/brazil

República Federativa do Brasil

Presidente da República

Michel Temer

Ministro de Estado da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações

Gilberto Kassab

Secretário Executivo

Elton Santa Fé Zacarias

Secretário de Políticas e Programas de Pesquisa e Desenvolvimento

Jailson Bittencourt de Andrade

Diretor do Departamento de Políticas e Programas de Ciências

Sávio Túlio Oselieri Raeder

Coordenador-Geral do Clima

Márcio Rojas da Cruz

Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente – ONU Meio Ambiente

Diretor Executivo da ONU Meio Ambiente

Erik Solheim

Diretor Regional da ONU Meio Ambiente para América Latina e Caribe

Leo Heileman

Representante da ONU Meio Ambiente no Brasil

Denise Hamú

EQUIPE TÉCNICA DO MCTIC

Coordenador-Geral do Clima

Márcio Rojas da Cruz

Diretor Nacional do Projeto Opções de Mitigação de Emissões de Gases de Efeito Estufa em Setores-Chave do Brasil

Ricardo Vieira Araujo

Coordenador do Projeto Opções de Mitigação de Emissões de Gases de Efeito Estufa em Setores-Chave do Brasil

Antônio Marcos Mendonça

Coordenador Técnico do Projeto Opções de Mitigação de Emissões de Gases de Efeito Estufa em Setores-Chave do Brasil

Régis Rathmann

EQUIPE TÉCNICA

Andréa Nascimento de Araújo

Lidiane Rocha de Oliveira Melo

Marcela Cristina Rosas Aboim Raposo

Moema Vieira Gomes Corrêa (Diretora Nacional do Projeto até outubro de 2016)

Rodrigo Henrique Macedo Braga

Sonia Regina Mudrovitsch de Bittencourt

Susanna Erica Busch

EQUIPE ADMINISTRATIVA

Ana Carolina Pinheiro da Silva

Andréa Roberta dos Santos Campos

Maria do Socorro da Silva Lima

Ricardo Morão Alves da Costa

EQUIPE TÉCNICA DA ONU MEIO AMBIENTE

Francine Costa Vaurof

Patricia Taboada

Guilherme Sattamini

Maria Claudia Cambraia

AUTOR

Joana Portugal-Pereira

Bettina Susanne Hoffmann

Roberto Schaeffer

Alexandre Szklo

André Lucena

Pedro Rochedo

Revisão

Anna Cristina de Araújo Rodrigues

Projeto Gráfico

Capitular Design Editorial

Editoração

Phábrica de Produções

Alecsander Coelho, Daniela Bissiguini, Ércio Ribeiro, Icaro Bockmann, Marcel Casagrande, Marcelo Macedo, Paulo Ciola, Kauê Rodrigues e Rodrigo Alves

The background is a solid teal color. In the top left, there is a white horizontal bar. Above this bar, there is a teal graphic consisting of a series of peaks and valleys, resembling a stylized mountain range or a jagged line. In the bottom right corner, there is a light blue trapezoidal shape pointing towards the bottom right.

Sumário

SUMÁRIO

LISTA DE SIGLAS E ACRÔNIMOS.....	14
INTRODUÇÃO	19
1 METODOLOGIA GERAL.....	23
2 CONTEXTUALIZAÇÃO E CARACTERIZAÇÃO DAS ATIVIDADES PRODUTIVAS DO SETOR DE BIOCOMBUSTÍVEIS.....	27
2.1 BIODIESEL	27
2.1.1 Oleaginosas como matérias-primas no Brasil.....	28
2.1.2 Matérias-primas não oleaginosas e residuais.....	34
2.1.3 Rotas tecnológicas de conversão.....	36
2.1.4 Parque instalado e evolução histórica do biodiesel produzido e comercializado no Brasil.....	42
2.2 SETOR SUCROALCOOLEIRO	44
2.2.1 Perfil do cultivo de cana-de-açúcar no Brasil	46
2.2.2 Rotas tecnológicas de conversão	50
2.2.3 Parque instalado e produção de etanol e cogeração no Brasil.....	55
3 CENÁRIOS DE REFERÊNCIA E BAIXO CARBONO	63
3.1 CENÁRIO DE REFERÊNCIA	63
3.1.1 Biodiesel.....	63
3.1.2 Etanol e cogeração.....	65

3.2 CENÁRIO DE BAIXO CARBONO.....	66
3.2.1 Biodiesel	67
3.2.2 Etanol e cogeração.....	81
3.2.2.1.2 Rotas tecnológicas para a produção de etanol celulósico	85
4 PROPOSIÇÃO DE INSTRUMENTOS DE POLÍTICA PÚBLICA PARA A ADOÇÃO DE ATIVIDADES DE BAIXO CARBONO	113
4.1 BIODIESEL.....	115
4.1.1 Barreiras e cobenefícios à adoção das medidas de baixo carbono	115
4.1.2 Instrumentos de política pública para adoção das atividades de baixo carbono	118
4.2 ETANOL E COGERAÇÃO.....	122
4.2.1 Barreiras e cobenefícios à adoção das medidas de baixo carbono	122
4.2.2 Instrumentos de política pública para adoção das atividades de baixo carbono.....	126
CONSIDERAÇÕES FINAIS	131
REFERÊNCIAS.....	137



Listas de tabelas,
figuras, quadros e
siglas e acrônimos

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Distribuição das Matérias-Primas Utilizadas para a Produção de Biodiesel por Região (maio 2014)	30
Tabela 2 – Condições Típicas da Rota de Transesterificação Catalítica Ácida	41
Tabela 3 – Condições Típicas da Rota de Transesterificação Catalítica Alcalina	41
Tabela 4 – Produtividade Média da Cana-de-açúcar ao longo do Seu Ciclo Produtivo	47
Tabela 5 – Perdas e Rendimentos Médios das Unidades Sucroalcooleiras no Brasil	53
Tabela 6 – Demanda de Energia nos Processos de Produção de Etanol	54
Tabela 7 – Classificação de Caldeiras a Vapor do Setor Sucroalcooleiro	55
Tabela 8 – Principais Unidades de Produção de Cogeração de Energia Elétrica no Brasil.....	57
Tabela 9 – Destinação do Bagaço Queimado no Setor Sucroalcooleiro por Região.....	58
Tabela 10 – Destinação do Bagaço Queimado em Usinas Que Exportam Eletricidade	59
Tabela 11 – Consumo Específico de Bagaço em Unidades do Setor Sucroalcooleiro	59
Tabela 12 – Capacidade Instalada de Processamento de Biodiesel (milhões de litros).....	64
Tabela 13 – Comparação entre a Transesterificação por Rota Metílica e Etílica	68
Tabela 14 – Balanço de Insumos e Produtos Considerado para a Produção de Biodiesel.....	73
Tabela 15 – Balanço de Insumos e Produtos Considerado para a Produção de Biodiesel	74
Tabela 16 – Balanço de Insumos e Produtos Considerado para a Produção de H-Bio	75
Tabela 17 – Síntese dos Parâmetros das Trajetórias REF e AT	76
Tabela 18 – Parâmetros para a Avaliação Econômica	76

Tabela 19 – Síntese dos Custos de Investimento para as Trajetórias Consideradas.....	78
Tabela 20 – Síntese dos Custos de O&M das Trajetórias Consideradas.....	79
Tabela 21 – Consumo Energético para Diversas Tecnologias de Desidratação de Etanol Anidro	83
Tabela 22 – Alternativas Tecnológicas para o Pré-tratamento da Biomassa Lignocelulósica	86
Tabela 23 – Alternativas Tecnológicas para a Sacarificação da Biomassa Lignocelulósica	87
Tabela 24 – Comparação de Estimativas de Rendimentos e Custos de Produção de Etanol Celulósico.....	88
Tabela 25 – Projetos de Leito Fluidizado Realizados pela HPB.....	91
Tabela 26 – Projetos de Leito Fluidizado Realizados pela CBC Mitsubishi	92
Tabela 27 – Exemplos de Potência Instalada em Usinas	93
Tabela 28 – Síntese dos Parâmetros das Trajetórias REF, MTD1, MTD2 MTD3	98
Tabela 29 – Parâmetros para a Avaliação Econômica	99
Tabela 30 – Síntese dos Custos de Investimento para as Trajetórias Consideradas	100
Tabela 31 – Síntese dos Custos de O&M das Trajetórias Consideradas	101
Tabela 32 – Fatores de Emissão de CO ₂ do SIN no Período de 2010 a 2050	105
Tabela 33 – Fatores de Emissão Considerados nas Trajetórias REF, MTD1 e MTD3	106

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Fluxograma Básico do Procedimento Metodológico	23
Figura 2 – Matérias-primas Utilizadas para a Produção de Biodiesel em nível Nacional (janeiro 2015).....	29
Figura 3 – Principais Culturas para a Produção de Biodiesel no Brasil	31
Figura 4 – Evolução da Área Colhida de Soja no Brasil por Região.....	32
Figura 5 – Evolução da Área Colhida de Óleo de Palma no Brasil por Região.....	33
Figura 6 – Evolução da Área Colhida de Girassol no Brasil por Região	34
Figura 7 – Produção Anual de Biodiesel a partir de Óleos de Cozinha Usados.....	36
Figura 8 – Equação Genérica da Reação de Transesterificação	38
Figura 9 – Processo de Produção de Biodiesel por Transesterificação.....	39
Figura 10 – Classificação das Diferentes Rotas Tecnológicas da Conversão via Transesterificação.....	40
Figura 11 – Unidades Produtoras Autorizadas a Operar	42
Figura 12 – Evolução Anual da Produção, Demanda Compulsória e Capacidade Nominal Instalada	43
Figura 13 – Resumo dos Leilões Realizados e Homologados pela ANP entre 2005 e 2015 (fevereiro)	44
Figura 14 – Constituintes Principais da Cana-de-açúcar	47
Figura 15 – Evolução da Área Plantada de Cana-de-açúcar e Colheita.....	49
Figura 16 – Distribuição Regional da Área de Canaviais	49
Figura 17 – Evolução da Produtividade Média de Cana-de-açúcar em Diferentes Regiões do Brasil	50
Figura 18 – Rotas Tecnológicas para a Produção de Etanol a partir de Diferentes Tipos de Biomassa.....	51
Figura 19 – Rota Tecnológica de Produção de Etanol Convencional e Açúcar a partir de Cana-de-açúcar.....	53
Figura 20 – Distribuição da Produção de Etanol Hidratado (esquerda) e Anidro (direita) por Estado no Brasil em 2015	56
Figura 21 – Perfil das Caldeiras de Bagaço Instaladas no Brasil – Distribuição conforme a Pressão de Vapor na Caldeira	57
Figura 22 – Perfil das Caldeiras de Bagaço Instaladas no Brasil a partir de 2006 – Distribuição conforme a Pressão de Vapor na Caldeira.....	58
Figura 23 – Evolução da Produção de Etanol nas Diferentes Regiões do Brasil	60

Figura 24 – Demanda de Biodiesel no Cenário REF de 2010 a 2050	64
Figura 25 – Demanda de Etanol no Cenário REF de 2010 a 2050	65
Figura 26 – Oferta de Geração de Energia Elétrica a partir do Bagaço no Cenário REF de 2010 a 2050	66
Figura 27 – Processo de Produção de Biodiesel por Craqueamento	70
Figura 28 – Reação de Conversão de Triglicerídios em H-Bio via Hidrotratamento	71
Figura 29 – Custos Nivelados das Rotas Tecnológicas Consideradas na Trajetórias REF, AT1, AT2, AT3 e AT4	80
Figura 30 – Comparação Relativa do Custo Nivelado das Trajetórias REF, AT1, AT2, AT3 e AT4.....	81
Figura 31 – Processo de Extração do Caldo com Difusores.....	82
Figura 32 – Processo de Digestão Anaeróbia para a Produção de Biogás a partir de Vinhaça.....	84
Figura 33 – Processo de Produção de Etanol Lignocelulósico	85
Figura 34 – Fluxograma do Sistema Energético de uma Usina Típica.....	92
Figura 35 – Esquema do Processo de Geração de Energia numa Usina Sucroalcooleira, Utilizando uma Turbina de Condensação e Extração.....	94
Figura 36 – Custos Nivelados de Geração de Etanol nas Trajetórias REF, MTD1 e MTD2.....	102
Figura 37 – Custos Nivelados de Geração de Eletricidade dos Cenários REF, MTD1 e MTD3.....	103
Figura 38 – Produção de Etanol nos Cenários REF e de BC (MTD1 e MTD2)	104
Figura 39 – Geração de Energia Elétrica a partir do Bagaço nos Cenários REF e BC (MTD1 e MTD3)	106
Figura 40 – Custos de Geração de Energia Elétrica nos Cenários REF e BC (MTD1 e MTD3)	107
Figura 41 – Potencial de Abatimento de Emissões de CO ₂ e nos Cenários MTD1 e MTD3, sem e com Contabilização de CH ₄ e N ₂ O	108
Figura 42 – Custos de Abatimento para o Cenário BC (MTD1) de 2010 a 2050.....	109
Figura 43 – Custos de Abatimento para o Cenário BC (MTD3) de 2010 a 2050, sem e com Contabilização de CH ₄ e N ₂ O	110
Figura 44 – Classificação de Política de Promoção de Sistemas de Energia de Baixo Carbono	114

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Vantagens e Desvantagens das Rotas de Conversão de Óleos Crus	37
Quadro 2 - Barreiras e Cobenefícios à Implementação das Atividades de Baixo Carbono na Produção de Biodiesel	117
Quadro 3 - Instrumentos de Política Pública Propostos para Adoção de Atividades de Baixo Carbono na Produção de Biodiesel	121
Quadro 4 - Barreiras e Cobenefícios à Implementação das Atividades de Baixo Carbono pelo Setor de Etanol e Cogeração	125
Quadro 5 - Instrumentos de Política Pública Propostos para Adoção de Atividades de Baixo Carbono pelo Setor de Etanol e Cogeração.....	129

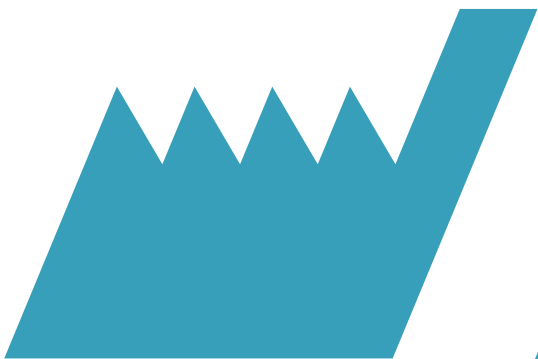
LISTA DE SIGLAS E ACRÔNIMOS

- ABIOVE – Associação Brasileira das Indústrias de Óleos Vegetais
- ABRA – Associação Brasileira de Reciclagem Animal
- AFOLU – Agricultura, florestas e outros usos do solo
- ANEC – Associação Brasileira dos Exportadores de Cereais
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
- ANFAVEA – Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores
- ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
- AT – Alternativas tecnológicas
- ATR – Açúcares totais recuperáveis
- BAT – Best available techniques
- BEN – Balanço Energético Nacional
- BETO – Bioenergy Technologies Office
- BIOEN – Programa de Pesquisa em Bioenergia
- BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
- BtL – Biomass-to-liquid
- CBP – Consolidated bioprocessing
- CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
- CCS – Captura e armazenamento de carbono
- CE – Comissão Europeia
- CENÁRIO BC – Cenário de baixo carbono
- CENÁRIO BC+I – Cenário de baixo carbono com inovação
- CENÁRIO REF – Cenário de referência
- CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
- CETESB – Companhia Ambiental do Estado de São Paulo
- CGEE – Centro de Gestão e Estudos Estratégicos
- CH₄ – Metano
- CNPES – Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Mello
- CNPq – Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico
- CO – Monóxido de carbono
- CO₂ – Dióxido de carbono

COFINS – Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CONAB – Companhia Nacional de Abastecimento
COP – Conferência das Partes
CTBE – Laboratório Nacional de Ciência e Tecnologia do Bioetanol
CTC – Centro de Tecnologia de Cana-de-açúcar
DOE – Departamento de Energia dos EUA
E&P – Extração e produção
EMBRAPA – Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
ESALQ – Escola Superior de Agricultura Luiz de Queiroz
EUA – Estados Unidos da América
FAO – Organização das Nações Unidas para Agricultura e Alimentação
FAPESP – Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo
FINEP – Financiadora de Estudos e Projetos
FIPE/USP – Fundação Instituto de Pesquisas Econômicas da Universidade de São Paulo
FOM – Custos fixos de operação e manutenção
FPOS – Unidades flutuantes de armazenamento e transferência
FT – Fischer-Tropsch
FURG – Universidade Federal do Rio Grande
FV – Fotovoltaico
GEE – Gases de efeito estufa
GWP – Potencial de aquecimento global
H₂ – Gás hidrogênio
H₂O – Água
HC – Hidrocarboneto
IAA – Instituto do Açúcar e do Alcool
IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IC – Custos de investimento
ICMS – Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IEA – Agência Internacional de Energia
IGCC – Integrated gasification combined cycle
INPE – Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais

IPCC – Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima
LCO – Óleo leve de reciclo
LCOE – Levelised cost of electricity
LCOF – Levelised cost of fuel
MCTI – Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação
MCTIC – Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações
MDA – Ministério do Desenvolvimento Agrário
MMA – Ministério do Meio Ambiente
MME – Ministério de Minas e Energia
MTD – Melhores tecnologias disponíveis
MYPP – Multi-Year Program Plan
N₂ – Gás nitrogênio
N₂O – Óxido nitroso
NaOH – Hidróxido de sódio
NH₃ – Amônia
NO_x – Óxido de nitrogênio
O&M – Operação e manutenção
OECD/OCDE – Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico
OVEG – Programa de Óleos Vegetais
P&D – Pesquisa e desenvolvimento
PD&D – Pesquisa, desenvolvimento e demonstração
PAISS – Programa de Apoio à Inovação Tecnológica Industrial dos Setores Sucroenergético e Sucroquímico
PCS – Poder calorífico superior
PD&I – Pesquisa, desenvolvimento e inovação
PIS/PASEP – Programa de Integração Social/Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público
PNE – Plano Nacional de Energia
PNPB – Programa Nacional de Produção e Uso de Biodiesel
PRO-ÓLEO – Programa Nacional de Óleo Vegetal para fins Energéticos
PROÁLCOOL – Programa Nacional do Alcool
PROBIODIESEL – Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel
PRONAF – Programa Nacional de Fortalecimento da Agricultura Familiar

QAV – Querosene para aviação
REFAP – Refinaria Alberto Pasqualini
REGAP – Refinaria Gabriel Passos
REPAR – Refinaria Presidente Getúlio Vargas
REPLAN – Refinaria de Paulínia
RFS – Renewable fuel standard
RSU – Resíduos sólidos urbanos
SABESP – Companhia de Saneamento Básico do Estado de São Paulo
SEC – U.S. Securities and Exchange Commission
SIN – Sistema Interligado Nacional
SOx – Óxido de enxofre
SPEE – Society of Petroleum Evaluation Engineers
SSCF – Simultaneous saccharification and co-fermentation
SSF – Sacarificação e fermentação simultâneas
TAG – Triglicerídios
TCN – Terceira Comunicação Nacional do Brasil à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima
UE – União Europeia
UFBA – Universidade Federal da Bahia
UFG – Universidade Federal de Goiás
UFPR – Universidade Federal do Paraná
UFRJ – Universidade Federal do Rio de Janeiro
UFRN – Universidade Federal do Rio Grande do Norte
UFSC – Universidade Federal de Santa Catarina
UNICA – União da Indústria de Cana-de-açúcar
URR – Ultimate Recoverable Resources
USDA – Departamento de Agricultura dos EUA
USGS – United States Geological Survey
UTE – Usina termelétrica
VOM – Custos variáveis de operação e manutenção
ZAE-Dendê – Zoneamento Agroecológico do Dendê para as Áreas Desmatadas da Amazônia Legal



Introdução



INTRODUÇÃO

O presente documento apresenta as opções de mitigação de gases de efeito estufa (GEE) que podem ser implementadas no setor de biocombustíveis, aqui representado pelas unidades de produção de ésteres alquilados de ácidos graxos (biodiesel) e pelas instalações de produção de etanol a partir da cana-de-açúcar, incluindo processos produtivos a partir de material lignocelulósico. Inclui, igualmente, a análise das centrais de geração elétrica a partir de coprodutos da cana-de-açúcar, enfatizando os diferentes perfis tecnológicos dessas centrais e os potenciais de abatimento de emissões de GEE que se lhes associam.

O setor de biocombustíveis trata de instalações energéticas (centros de produção de energia primária e centros de transformação de energia, segundo a terminologia do Balanço Energético Nacional (BEN), o que não é igual a tratar de emissões derivadas da combustão de biocombustíveis, que são contabilizadas na publicação *Modelagem setorial de opções de baixo carbono para o setor de transportes* (MCTIC, 2017a). Isso significa que não se trata aqui das emissões do consumo de energia final na economia brasileira, mas da parcela de emissões de GEE derivadas das instalações energéticas. Logo, este documento não abrange emissões provenientes do consumo de combustíveis fósseis nos setores de edificações, indústria, resíduos e transportes. Mais que isso, as emissões associadas ao uso do solo e combustíveis fósseis aplicados na produção agrícola não estão incluídas na análise na medida em que não se referem às instalações energéticas, mas à análise do setor de agricultura, florestas e outros usos do solo (Afolu). O mesmo ocorre com as emissões de resíduos sólidos e tratamento de efluentes, que compõem um relatório setorial à parte do estudo, como um todo. Finalmente, as centrais de cogeração industriais não estão incluídas entre as instalações energéticas aqui analisadas, sendo parte do relatório do setor industrial. A exceção a esse tratamento, no entanto, é a cogeração com bagaço de cana-de-açúcar e/ou palha, que é tratada explicitamente neste documento na medida em que está fortemente associada à indústria de produção de etanol (centro de transformação de energia).

Este relatório apresenta, inicialmente, um cenário de referência (REF) para o setor de biocombustíveis, a partir do qual são apresentadas melhores tecnologias disponíveis (MTD) com seus custos (US\$/tCO₂e) e potenciais de redução de emissões (tCO₂e) correspondentes, ora compreendidas nos cenários de baixo carbono (cenário BC). Finalmente, são propostos instrumentos de política pública que potencializariam, por meio da remoção de barreiras existentes, a implementação das MTD.

A análise aqui realizada se restringe às instalações citadas e avalia opções de mitigação de emissões de GEE a partir de MTD aplicadas de forma *ex post* sobre a expansão do setor de biocombustíveis, conforme será exposto no cenário REF. O cenário REF é detalhado neste documento de forma a permitir quantificar com maior precisão potenciais de abatimento setorial. Vale destacar que as opções

de captura de carbono na produção de biocombustíveis e geração de bioenergia não estão incluídas neste documento e compõem a publicação *Opções transversais para mitigação de emissões de gases de efeito estufa: captura, transporte e armazenamento de carbono* (MCTIC, 2017b).

Deve-se ressaltar que a definição do cenário REF e a avaliação de custos e potenciais de abatimento no setor de biocombustíveis acabam por revelar resultados não derivados de uma análise integrada para o sistema energético que abrange os setores de edificações, energético, gestão de resíduos, industrial e de transportes. De fato, o que se realiza é uma análise setorial de cenários que compreende uma visão parcial da sua evolução. Por desconsiderar, em particular, a competição de insumos energéticos que podem ser vislumbrados como estratégia para reduzir emissões de GEE (por exemplo, substituição de gasolina comum por etanol), é possível que os potenciais e custos de abatimento sejam super e subestimados, respectivamente. Por esse motivo, o projeto considera uma modelagem integrada das opções de abatimento de emissões de GEE que, todavia, não integra este documento. Os resultados dessa modelagem compõem a publicação intitulada *Modelagem integrada e impactos econômicos de opções setoriais de baixo carbono* (MCTIC, 2017c).

Este documento foi dividido em quatro capítulos, além das seções introdutória e de considerações finais. Inicialmente, serão descritos os procedimentos metodológicos gerais considerados na construção dos cenários REF e BC. O segundo e o terceiro capítulos tratam de caracterização, processos industriais e evolução, assim como construção dos referidos cenários para biocombustíveis e uso energético do bagaço, respectivamente. Finalmente, no quarto capítulo, avaliam-se barreiras e co-benefícios associados à adoção das atividades de baixo carbono pelo setor de biocombustíveis, para, partindo disso, serem propostos instrumentos de política pública visando à sua adoção.



Metodologia geral

Capítulo

1

1 METODOLOGIA GERAL

A construção dos cenários considera como procedimento metodológico básico, primeiramente, a identificação da trajetória de evolução do setor energético no curto para o médio prazo, a partir dos planos setoriais, dos projetos em construção e das plantas existentes. Definiu-se o período até 2025 como horizonte temporal, conforme o tempo de implementação de projetos novos e/ou de modificação de instalações energéticas, cuja decisão já está tomada e a implementação já está em curso (ainda que sob diferentes estágios de finalização). Percebe-se, assim, que, nesse caso, o cenário REF compreende um conjunto de plantas e projetos cuja incerteza tecnológica é relativamente reduzida.

Para o horizonte de longo prazo, compreendido de 2026 a 2050, o desafio se torna mais complexo na medida em que envolve a construção de cenários setoriais de demanda de energia. Assim, optou-se por construir um cenário REF de longo prazo a partir de uma modelagem da demanda de energia final elaborada pelos setores de agricultura, edificações, energia, indústria, resíduos e transportes. Em seguida, tornou-se necessário simular um cenário de oferta de energia no modelo integrado de otimização Message-Brasil 8000 (MSB8000), em versão desenvolvida para o projeto. Essa simulação serviu de esteio à definição do cenário REF para o setor energético no horizonte de 2050.

Algumas hipóteses assumidas são transversais à construção dos cenários de demanda e oferta de energia. Esse é o caso das projeções de crescimento econômico e trajetória de preços do petróleo no mercado internacional. Neste relatório, para composição dos cenário REF, foram consideradas projeções de variáveis macroeconômicas elaboradas para o projeto por Haddad (2015), no âmbito da Fundação Instituto de Pesquisas Econômicas da Universidade de São Paulo (Fipe/USP), e o preço médio do óleo marcador Brent, no período, que conforma descontos e prêmios para óleos crus e derivados de petróleo na ferramenta MSB8000, foi estabelecido em US\$ 70 por barril. Algumas hipóteses foram assumidas sobre desenvolvimento de tecnologias energéticas e mesmo associadas ao uso do solo para produção de bioenergia, as quais serão detalhadas neste estudo.

Cumprе enfatizar que, durante o período de elaboração deste estudo, fizeram-se necessários ajustes com vistas a considerar as atuais trajetórias de produto interno bruto (PIB) e preços dos óleos marcadores no mercado internacional. Para tratar essa questão, tendo em vista a transversalidade e a relevância dessas variáveis para a construção dos cenários de oferta e demanda de energia, conforme citado anteriormente, no âmbito da modelagem integrada, são reportados resultados que consideram a revisão dessas premissas (MCTIC, 2017c).

Finalmente, diante do cenário REF obtido para os horizontes de curto, médio e longo prazo, foram identificadas opções de mitigação de emissões de GEE e estimados seus potenciais e custos, segundo

taxas de desconto setoriais. Nesse caso, claramente, não se trata de uma análise integrada, mas de uma análise setorial parcial e não aditiva. A avaliação setorial das instalações energéticas ocorre *ex post* – i.e., se dá diante de instalações energéticas cuja decisão de implementação ou modificação ocorre conforme o cenário REF; não se dá *ex ante* – i.e., na própria simulação de um cenário integrado alternativo, em que as opções de mitigação podem afetar a decisão de expansão do setor energético (Figura 1).

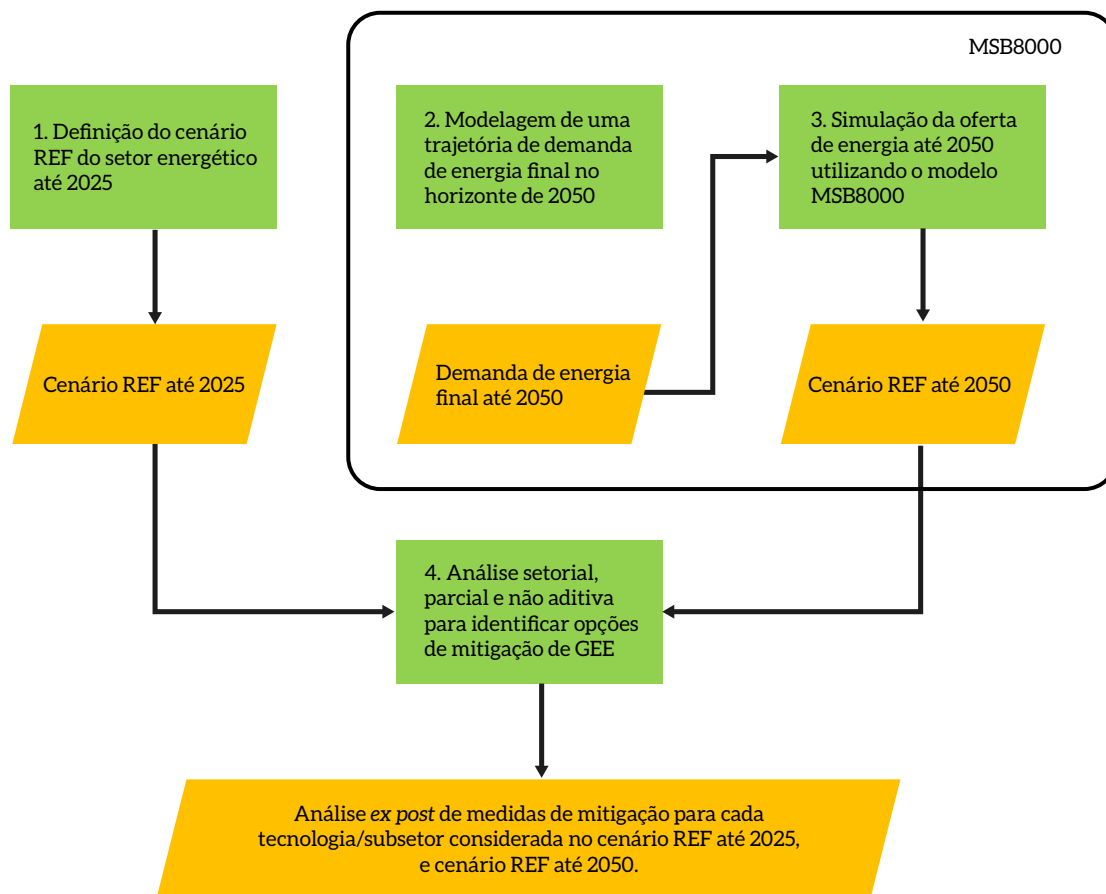


Figura 1 – Fluxograma Básico do Procedimento Metodológico

Um exemplo pode tornar mais clara essa explanação. Considere-se hipoteticamente que o cenário REF obtido no modelo MSB8000 indicou, conforme um cenário de demanda de energia final (sem medidas de mitigação associadas), em ordem de grandeza, a expansão de um conjunto de plantas de biocombustíveis no Brasil. Na análise setorial aqui realizada, avaliar-se-ão medidas de mitigação nessas plantas, assumindo-se que a decisão de implementação já ocorreu. Por sua vez, a análise integrada que está sendo realizada neste estudo avalia se, num cenário de mitigação de emissões de carbono, a própria expansão das plantas antes consideradas representa a opção de menor custo.

Note-se, finalmente, que o cenário REF desconsidera políticas energéticas associadas à mitigação de emissões de GEE, sendo que o sistema energético evolui para atender a demanda ao mínimo custo nivelado de oferta (geração e operação). É sobre esse cenário REF que são avaliados os potenciais e custos de medidas de abatimento de emissões. Importa notar, assim, que algumas alternativas tecnológicas, que podem representar menores emissões de GEE, serão selecionadas na otimização por seu menor

custo nivelado, e não por critérios de política ambiental. Tais opções serão incluídas no cenário REF na medida em que sua alternativa de implementação e operação não decorre de uma política climática.

No que se refere ao cálculo do potencial de mitigação de emissões de GEE, são projetadas as emissões a partir da calibração do ano-base considerado pelo projeto, qual seja, 2010. A Terceira Comunicação Nacional do Brasil à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (TCN) é utilizada como referência para fatores de emissão, e as emissões serão convertidas em termos de dióxido de carbono equivalente segundo a métrica GWP 100 anos do Assessment Report 5, do IPCC (GWP 100 - AR5) (MCTIC, 2016). As emissões exclusivas da produção de biocombustíveis consideradas neste relatório são provenientes do autoconsumo das plantas de produção de combustíveis e da cogeração a partir de resíduos dos processos de produção. Os gases considerados foram gás carbônico (CO_2), metano (CH_4) e óxido nitroso (N_2O). A partir do poder calorífico e do fator de emissão do gás natural e do potencial de aquecimento global (GWP 100 - AR5) para cada gás considerado (IPCC, 2006), chegou-se à emissão em CO_2 equivalente (CO_2e).



Contextualização e caracterização das atividades produtivas do setor de biocombustíveis

Capítulo

2

2 CONTEXTUALIZAÇÃO E CARACTERIZAÇÃO DAS ATIVIDADES PRODUTIVAS DO SETOR DE BIOCOMBUSTÍVEIS

Este capítulo objetiva contextualizar o setor de biocombustíveis no Brasil, apresentando um panorama histórico da produção de biodiesel, etanol e cogeração no país, seguindo-se de uma caracterização da produção de matérias-primas, parque instalado de unidades de produção de biocombustíveis e bioenergia e processos produtivos. Em seguida, apresenta-se a evolução histórica de produção e comercialização de biocombustíveis no país.

2.1 BODIESEL

No Brasil, os primeiros programas-piloto sobre óleos substitutos de combustíveis fósseis iniciaram-se no Instituto Nacional de Tecnologia do Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação, no Instituto de Óleos do Ministério da Agricultura e no Instituto de Tecnologia Industrial de Minas Gerais, na década de 1920. Porém, apenas na sequência do primeiro choque do petróleo, incentivos mais evidentes foram canalizados para a pesquisa da produção de biodiesel com o intuito de reduzir a dependência energética do país de importações de derivados de petróleo.

Em decorrência do segundo choque do petróleo, em 1979, os anos 1980 foram marcados por vários programas encorajadores da geração de óleos vegetais, designadamente o Programa Nacional de Óleo Vegetal para fins Energéticos (Pro-Óleo), o Dendiesel e o Programa de Óleos Vegetais (Oveg). Esses programas promoveram a pesquisa tanto de produção de óleos vegetais em diferentes regiões do Brasil quanto a sua performance de operação em motores de ciclo diesel. O Pro-Óleo previa, inclusive, a meta ambiciosa de substituição de 30% de óleo diesel por óleos derivados de palma em motores de ignição por compressão (POUSA et al., 2007). Essas iniciativas, no entanto, foram progressivamente abandonadas nos anos 1990 com a redução acentuada do preço internacional do barril do petróleo e com o subsídio governamental a combustíveis fósseis, o que inviabilizou a competitividade econômica dos óleos vegetais.

Nos últimos anos, o impulso do programa europeu de biodiesel e questões ambientais relacionadas às mudanças climáticas estimularam o interesse pela consolidação do programa de biodiesel brasileiro. Em 2002, o Ministério da Ciência e Tecnologia (hoje Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações), em parceria com outros ministérios e instituições acadêmicas, governamentais e da indústria automotiva, iniciou diversas diligências para avaliar as perspectivas de geração de biodiesel adequadas às condições edafoclimáticas do país por meio do programa Probiodiesel. Paralelamente,

no setor privado, houve avanços significativos no desenvolvimento do parque industrial de produção de biodiesel com a implementação de plantas de pequeno e médio portes.

Em dezembro de 2004, foi oficialmente lançado o Programa Nacional de Produção e Uso de Biodiesel (PNPB), que regula a introdução do biodiesel na matriz de combustíveis brasileira, segundo questões ambientais, sociais, econômicas e técnicas (MME, 2014a). Em vez do programa Proálcool, o programa de promoção de biodiesel apresentava um caráter social de destaque, com vistas a fomentar a agricultura familiar, criar postos de trabalho em meios rurais e promover a geração de renda, constituindo, assim, um motor para o desenvolvimento das regiões rurais de menor crescimento econômico (IICA, 2007; GARCEZ; VIANNA, 2009). Segundo o Ministério de Minas e Energia (MME, 2014a), cerca de 85 mil famílias foram beneficiadas pelo programa em 2013, gerando acréscimo médio de renda anual de aproximadamente R\$ 34 mil por família. No entanto, segundo Rathmann et al. (2012), as metas de desenvolvimento rural, geração de renda e criação de postos de trabalho do PNPB estão aquém dos resultados esperados. De acordo com esses autores, a geração de biodiesel concentra-se majoritariamente no Sul e no Centro-Oeste do Brasil, regiões com maior índice de desenvolvimento humano, o que evidencia que os incentivos do governo para promover a participação da agricultura familiar no PNPB são insuficientes. Ao comparar os índices de emprego e geração de renda do setor agrícola dos estados das regiões Norte e Nordeste, entre 2005 e 2009, os autores constataram redução de postos de trabalho. No tocante à geração de renda do setor agrícola, verificou-se ligeiro aumento de receitas. Porém, essa melhoria deve-se em grande parte ao programa federal de apoio a famílias carentes, o Bolsa Família.

Para incentivar as usinas refinadoras de biodiesel a adquirir matérias-primas originárias de fornecedores da agricultura familiar, o Ministério do Desenvolvimento Agrário (MDA) estabeleceu condições privilegiadas a partir de benefícios tributários e financiamentos. Assim, foi criado um sistema de certificação (Selo Combustível Social) que garante preferência de participação nos leilões da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustível (ANP) aos produtores cujas matérias-primas sejam oriundas de agricultores familiares (MDA, 2006).

Em 2005, a Lei nº 11.097 vinculou a obrigatoriedade da adição de um percentual mínimo, em volume, ao óleo diesel comercializado em todo o território nacional (com exceção do diesel hidroviário) (BRASIL, 2005). Em uma primeira fase, estipulou-se a comercialização de uma mistura combustível B2 (isto é, 2% em volume de biodiesel no *blend* com diesel mineral), que foi revista para B3 em julho de 2008, antecipando em três anos as metas inicialmente previstas pelo Conselho Nacional de Política Energética (MME/CNPE, 2008). Entre 2011 e 2013, foi comercializado o combustível B5. Em maio 2014, o governo federal definiu a obrigatoriedade de misturar 6% v/v de biodiesel no diesel. Por seu turno, em setembro do mesmo ano, o governo aprovou o aumento da mistura para 7% v/v a partir de 1º de novembro (Lei nº 13.033, de 24 de setembro) (MME, 2014b). Para incentivar o setor, a mistura passou para 10% v/v em 1º de março de 2018.

2.1.1 OLEAGINOSAS COMO MATÉRIAS-PRIMAS NO BRASIL

As matérias-primas utilizadas para a produção de biodiesel classificam-se, *grosso modo*, em óleos vegetais, animais e residuais, sendo os dois primeiros mais utilizados no Brasil. Os óleos

residuais, apesar de serem economicamente atrativos e solucionarem o problema ambiental associado ao seu descarte, encontram-se ainda em fase de amadurecimento. Isso porque sua heterogeneidade, suas impurezas e seu elevado teor de ácidos graxos e água dificultam o processo de transesterificação para a produção de biodiesel (YAAKOB et al., 2013; TORRES et al., 2013; TALEBIAN-KIAKALAIEH et al., 2013).

O Brasil revela vantagens competitivas particularmente atraentes à produção de oleaginosas, já que dispõe de vasta diversidade geográfica e condições edafoclimáticas favoráveis à prática agrícola. Tradicionalmente, o óleo de soja tem sido a matéria-prima mais utilizada para a geração de biodiesel, contribuindo com cerca de 74,7% do biodiesel produzido em 2014, seguido da gordura bovina (23%). Os óleos e gorduras de outras matérias-primas e outros materiais graxos, por seu turno, têm menor relevância na produção de biodiesel nacional (<3%) (Figura 2) (ANP, 2015a). A Tabela 1 apresenta a distribuição geográfica por estado das matérias-primas mais utilizadas no Brasil. Observa-se que o óleo de soja predomina em todas as regiões do país, com exceção do Sudeste, onde a gordura bovina constitui a principal matéria-prima para o biodiesel.

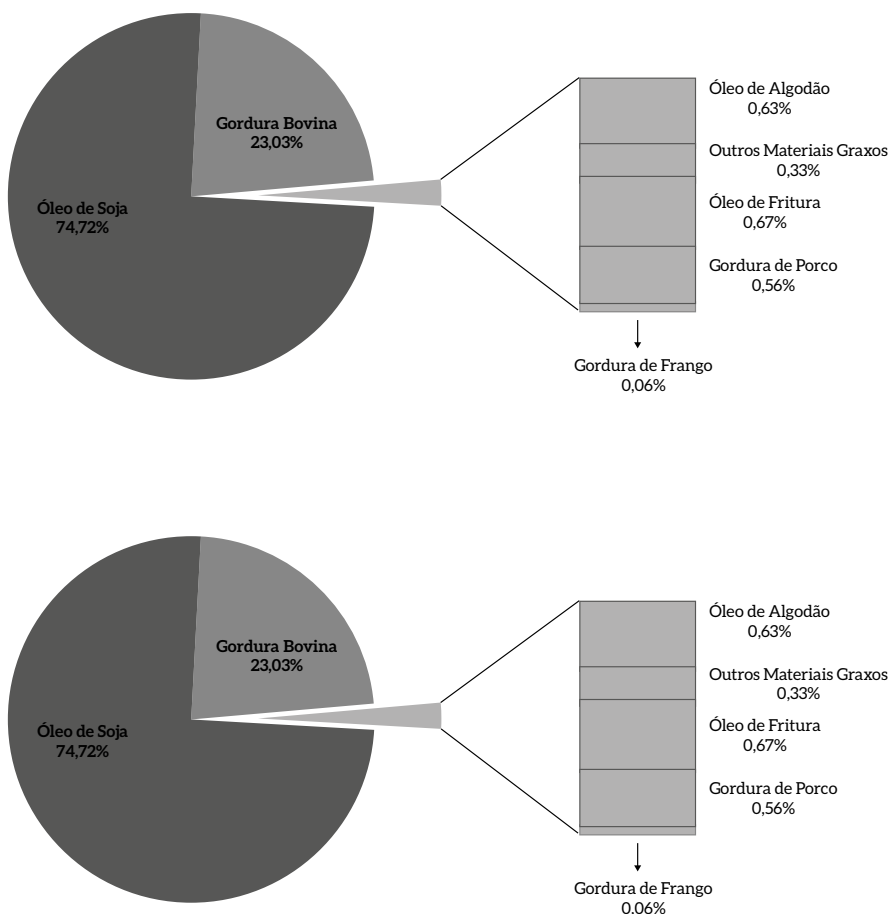


Figura 2 - Matérias-primas Utilizadas para a Produção de Biodiesel em nível Nacional (janeiro 2015)

Fonte: ANP, 2015a

Tabela 1 – Distribuição das Matérias-Primas Utilizadas para a Produção de Biodiesel por Região (maio 2014)

Matéria prima	Região				
	Norte	Nordeste	Centro-Oeste	Sudeste	Sul
Óleo de Soja	82,92%	63,11%	87,08%	31,18%	68,58%
Gordura Bovina	15,12%	36,89%	11,11%	60,85%	29,07%
Óleo de Algodão	-	-	0,68%	3,80%	-
Outros Materiais Graxos	1,96%	-	0,19%	-	0,46%
Óleo de Fritura usado	-	-	0,81%	1,17%	0,52%
Gordura de Porco	-	-	0,03%	-	1,43%
Gordura de Frango	-	-	0,10%	-	0,04%

Fonte: ANP, 2015a

A análise de ciclo de vida do plantio de soja revela que são consumidas elevadas quantidades de insumos químicos, incluindo fertilizantes e pesticidas, o que reduz a eficiência energética da produção de biodiesel e contribui, em grande parte, para as elevadas emissões de GEE do ciclo de vida da sua fase de produção (CAVALETTI; ORTEGA, 2010; MILAZZO et al., 2013).

Rocha et al. (2014) reviram recentemente a literatura disponível sobre a dependência de energia fóssil e emissão de poluentes globais e locais durante o ciclo de vida de vários biocombustíveis no Brasil. Relativamente ao biodiesel de óleo de soja, os autores concluíram que a fase agrícola contribui para o maior consumo de energia fóssil e impactos ambientais (potencial de aquecimento global, de acidificação e de eutrofização) devido ao elevado consumo de fertilizantes inorgânicos e à aplicação de pesticidas. Altamirano (2013) desenvolveu, igualmente, uma análise de ciclo de vida da produção de biodiesel de óleo de soja no Brasil a partir das rotas etílica e metílica, concluindo que, em ambas as rotas, a fase agrícola de cultivo de soja é responsável por grande parte das emissões de GEE e de poluentes locais (NO_x, NH₃, CO, HC e PM).

Acresce-se a isso o fato de que a expansão de áreas agrícolas dedicadas à soja no Brasil está associada ao desmatamento da floresta nativa da Amazônia, o que desencadeia a libertação de dióxido de carbono biogênico e de óxido nitroso, podendo o balanço de emissões de GEE do biodiesel de soja ser, inclusive, superior ao do óleo diesel (REIJNDERS; HUIJBREGTS, 2008).

Com a expansão da demanda de biodiesel no mercado interno e procurando atender normas europeias para a certificação ambiental de biocombustíveis,¹ o governo federal tem oferecido incentivos para promover a agricultura familiar de outras matérias-primas alternativas ao óleo de soja para a produção de biodiesel, com reduzidas necessidades de insumos energéticos e menor impacto ambiental. De acordo com Bergmann et al. (2013), as culturas mais favoráveis à produção de biodiesel no Brasil,

1 A Diretiva da UE referente energias renováveis (2009/28/EC) indica que todos os biocombustíveis consumidos na EU devem verificar critérios de sustentabilidade, incluindo a redução de até 35% de emissões de GEE em unidades geradoras posteriores a 2014 e até 60% em unidades geradoras posteriores a 2017 (UE, 2009).

além de soja, incluem girassol e algodão, na região Sudeste; coco, amendoim e mamona, no Nordeste; palma, nos estados da Bahia e do Pará; e babaçu, no Nordeste e Norte do país. Segundo um estudo anterior realizado pela Escola Superior de Agricultura Luiz de Queiroz (Esalq) e Dedini S/A Indústrias Base (MMA, 2005), o óleo de girassol apresenta as maiores vantagens competitivas para a produção de biodiesel nas regiões Sul e Sudeste. Contudo, o potencial de cultivo de girassol é limitado e insuficiente para abastecer uma unidade produtora de média escala. Por seu turno, no Nordeste, o caroço de algodão apresenta elevado potencial de produção a custos competitivos. No entanto, sua produção depende do mercado de pluma de algodão, o que compromete a confiabilidade de abastecimento. O óleo de mamona também se mostra atrativo, porém a possível competição com a cadeia de produção de alimentos e sua utilização por parte da indústria química remete essa matéria-prima para segundo plano. O óleo de palma revela, igualmente, alta produtividade agrícola a baixos custos, mas sua produção é sazonal, o que determina que sua disponibilidade não seja constante ao longo do ano. A Figura 3 apresenta as diferentes matérias-primas mencionadas e sua localização preferencial de cultivo. Os parágrafos seguintes apresentam breve descrição das principais culturas vegetais e óleos animais utilizados para a produção de biodiesel no Brasil.



Figura 3 – Principais Culturas para a Produção de Biodiesel no Brasil

Fonte: BERGMANN et al., 2013

O biodiesel produzido no Brasil é majoritariamente proveniente de óleo de soja. Apesar de apresentar baixa produtividade por hectare quando comparada à de outras culturas, a indústria da soja

produz subprodutos como farelos para ração animal com elevado teor proteico, o que viabiliza a cadeia de produção do biodiesel (VIDOR et al., 2003). Ademais, nos últimos anos, houve grandes avanços para a mecanização e modernização das práticas agrícolas, o que permitiu que o Brasil se tornasse o segundo maior produtor de soja do mundo (VIDOR et al., 2003; FAO, 2014).

A Figura 4 revela a evolução histórica da área colhida de soja nas cinco regiões do Brasil. Constatamos que, ao longo das últimas duas décadas, a área de cultivo de soja duplicou desde 1990 até a safra de 2012/13, principalmente nas regiões do Centro-Oeste, Nordeste e Norte do Brasil.

Na safra de 2014/2015, estimativas da Companhia Nacional de Abastecimento (Conab) indicam que a área de soja plantada foi cerca de 31,3 milhões de ha, produzindo 93,3 milhões de toneladas de soja, com produtividade média de 3,0 t/ha (CONAB, 2015).

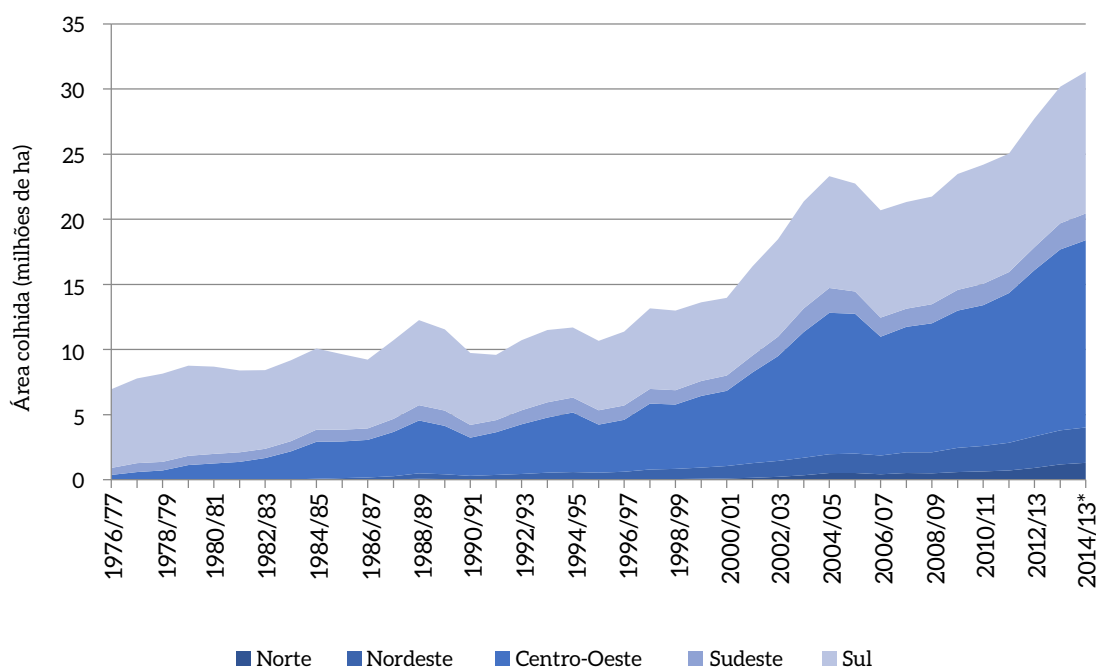


Figura 4 - Evolução da Área Colhida de Soja no Brasil por Região

* Dados preliminares de área colhida em agosto de 2015.

Fonte: Elaboração própria com base em CONAB, 2015

A rápida expansão das áreas de plantio de soja, principalmente na região Norte do país, apresenta sérias ressalvas ambientais, como descrito. Assim, em 2006, a Associação Brasileira das Indústrias de Óleos Vegetais (Abiove) e a Associação Brasileira dos Exportadores de Cereais (Anec) assinaram uma moratória, comprometendo-se a não comercializar nem financiar projetos de plantio de soja em áreas desmatadas no bioma Amazônia (INPE, 2014). O monitoramento das áreas de plantio e desmatamento da Amazônia revela que, após a moratória, a área desmatada da Amazônia reduziu-se consideravelmente. Entretanto, a soja continua a ser uma das responsáveis por mudanças de uso do solo no Norte do Brasil (GASPARRI et al., 2013).

O óleo de palma, vulgarmente denominado no Brasil por dendê, provém da espécie *Elaeis guineenses* Jacq. e apresenta uma das maiores produtividades de óleo vegetal, com médias anuais superiores a 4 toneladas por hectare (COSTA et al., 2013). Esse óleo constitui a base de um vasto leque de produtos da indústria alimentícia e do mercado de biocombustível mundial. Segundo as projeções da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico para o setor agrícola (FAO, 2014), o biodiesel de óleo de palma constitui cerca de 1/3 do total de biodiesel produzido no mundo e, em um horizonte até 2023, antevê-se que essa contribuição atinja 36%. A sua produção é fundamentalmente concentrada no sudoeste asiático, principalmente na Indonésia e na Malásia, que contam com 90% da produção mundial de óleo de palma (FAO, 2014). O Brasil, por seu turno, é o 11º maior produtor mundial de cachos de palma e o 14º em termos de área plantada, contando 113 milhares de hectares colhidos em 2012 (FAO, 2014; IBGE, 2014). As áreas de plantio concentram-se nas regiões Nordeste e Norte do país, como se observa na Figura 5. Nas últimas décadas, verificou-se expansão da área de plantio de palma, principalmente na região Norte, com acréscimo de 81% de área plantada e, no Nordeste, com aumento de aproximadamente 40%.

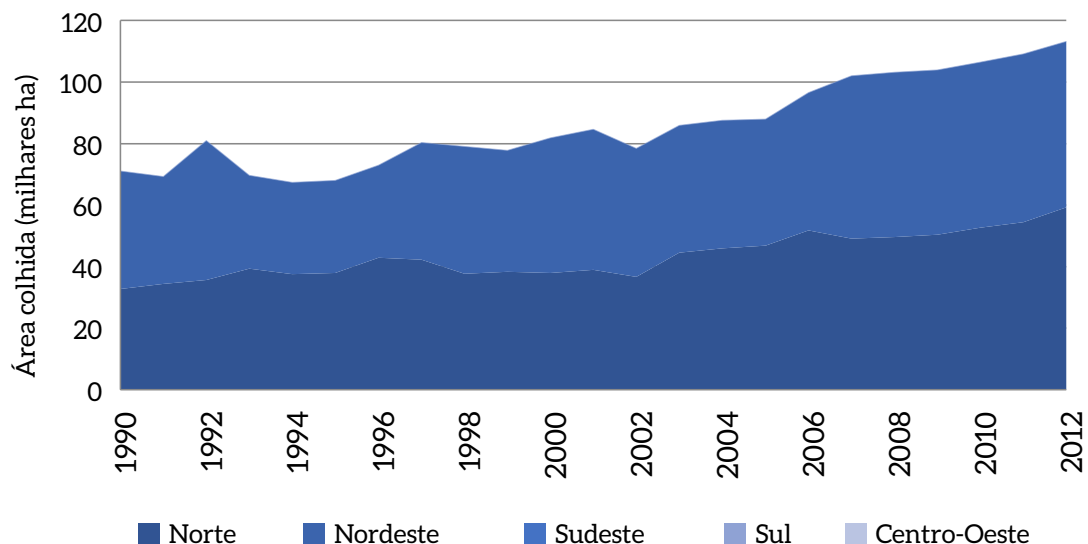


Figura 5 – Evolução da Área Colhida de Óleo de Palma no Brasil por Região

Fonte: Elaboração própria com base em IBGE, 2014

De forma a evitar potenciais consequências no desmatamento do bioma Amazônia e promover os benefícios ambientais do seu cultivo por meio de programas de agricultura familiar, o governo desenvolveu diversos programas para promover o cultivo sustentável de palma. Dentre eles, destacam-se o Programa de Produção Sustentável da Palma de Óleo (SENADO FEDERAL, 2013), o Zoneamento Agroecológico da Palma de Óleo (ZAE-Dendê) (BRASIL, 2010) e, em nível internacional, a Mesa-Redonda sobre Óleo de Palma Sustentável (RoundTable on Sustainable Palm Oil – RSPO). Esses programas pretendem garantir que as áreas disponíveis para cultivo de palma preencham pré-requisitos de sustentabilidade e preveem a proibição de desmatamento de biomassa vegetativa e utilização de áreas de conservação ambiental e reservas de populações indígenas para o plantio de palma. Nesse sentido, o ZAE-Dendê limitou o cultivo de palma a somente áreas com condições de clima e solo aptas e em regiões antropizadas sem restrições ambientais, contabilizando um total 31,8 milhões de hectares disponíveis, i.e., somente em 3,7% do território nacional (JARDINE et al., 2009).

No Brasil, essa cultura apresenta várias vantagens competitivas. Por ser uma cultura perene, a palma apresenta baixo custo de manutenção. Além do mais, tratando-se de cultivo com colheita manual, a criação de postos de trabalho (em média, dez trabalhadores por hectare) poderá ser um impulsionador de geração de renda e fixação de população em meios rurais desfavorecidos. No tocante aos impactos ambientais do ciclo de vida, o óleo de palma revela menor dependência de combustíveis fósseis e emissões de GEE do que o óleo de soja (ROCHA et al., 2014). Tal se verifica devido à elevada produtividade da palma em comparação com a da soja, o que permite maior produtividade de óleo por hectare com níveis semelhantes de insumos energéticos.

O óleo de girassol é outra matéria-prima utilizada para a produção de biodiesel, pois a semente de girassol apresenta elevado teor de óleo. Dentre os principais produtores mundiais, destacam-se Ucrânia, Rússia e países da União Europeia (FAO, 2014). No Brasil, a produção de óleo de girassol não é expressiva. Na safra de 2014/2015, previsões da Conab (2015) indicam área plantada de 119 mil hectares, contando com produção de 183 mil toneladas de semente de girassol. Como se observa na Figura 6, a cultura começou a ganhar mais expressão a partir de 1997 e, desde então, verifica-se aumento crescente de área plantada. A maior representatividade da cultura situa-se na região Centro-Oeste, contando com 89% do total da produção nacional.

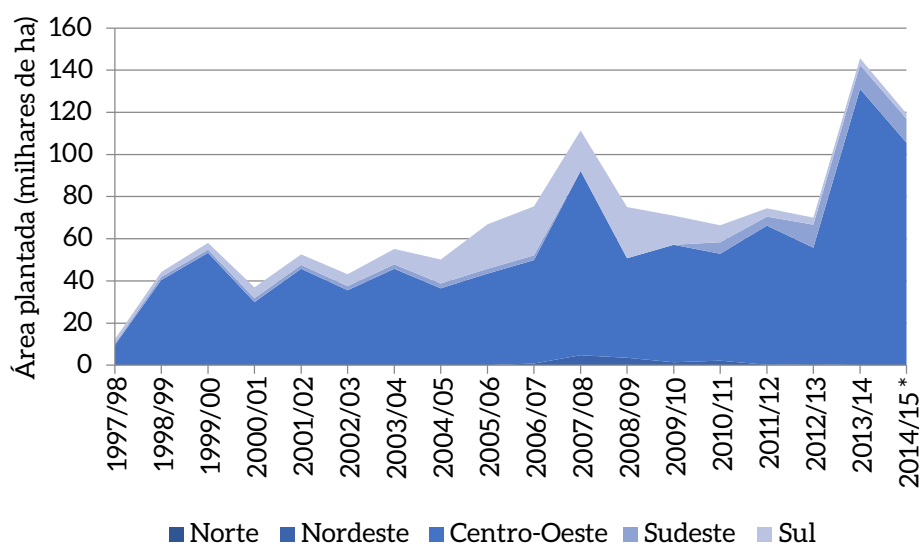


Figura 6 - Evolução da Área Colhida de Girassol no Brasil por Região

* Dados preliminares de área colhida em agosto de 2015.

Fonte: Elaboração própria com base em CONAB, 2015

2.1.2 MATÉRIAS-PRIMAS NÃO OLEAGINOSAS E RESIDUAIS

A gordura animal, proveniente de sebo bovino, banha de suínos, gordura de frango e óleo de peixe, entre outros, é também matéria-prima adequada para a produção de biodiesel. Em comparação aos óleos vegetais, esses subprodutos da agroindústria animal apresentam vantagens econômicas, pois são adquiridos a custo reduzido. Acresce que muitas vezes esses subprodutos são descartados

inadequadamente no meio ambiente, causando sérios problemas de contaminação de água. Assim, a valorização dos óleos animais, além de constituir matéria-prima acessível, evita os custos associados ao seu tratamento apropriado (BANKOVIĆ-ILIĆ et al., 2014). Além do mais, considerando o ciclo de vida da produção de biodiesel, o uso de subprodutos revela a vantagem de se evitarem insumos energéticos e emissões de poluentes durante a fase agrícola de cultivo das espécies oleaginosas. Em termos de qualidade do biodiesel produzido, essa matéria-prima também revela vantagens, já que o biodiesel de óleos animais apresenta elevado número de cetano, maior estabilidade à oxidação e menor índice de iodo (BARROS; JARDINE, 2014).

Porém, a produção de biodiesel a partir de gorduras animais apresenta algumas dificuldades técnicas, devido à presença de proteínas, fosfoglicerídeos, água, ácidos graxos e contaminantes que inibem a reação de transesterificação (JANAUN; ELLIS, 2010). De fato, a viscosidade da gordura animal e o elevado teor de ácidos graxos poderão constituir um problema em climas frios com a solidificação do biodiesel. Além do mais, o elevado teor de ácidos graxos nas gorduras animais promove a formação de sabões que competem com a reação de transesterificação para gerar biodiesel, o que diminui a eficiência da produção e interfere na purificação do produto final. No Brasil, em 2013, as gorduras animais contribuíram para a produção de cerca de 20% do total de biodiesel, dos quais 90% derivaram de sebo bovino e 10% de gorduras de aves (ANP, 2015a).

O Brasil apresenta, no entanto, potencial de geração de biodiesel a partir de gorduras animais bastante superior ao atualmente utilizado. De acordo com Barros e Jardine (2009), produz-se cerca de 0,8 milhão de toneladas de sebo bovino anualmente, das quais 50% são destinadas à produção de biodiesel, com potencial de geração entre 260 e 320 mil litros de biodiesel.² Porém, segundo Castanheira et al. (2014), o inventário oficial do número de bovinos criados no Brasil, em regra, subestima o número real de animais, visto que somente as criações certificadas por adequadas condições de saneamento são contabilizadas em estatísticas oficiais. Por outro lado, as projeções de agronegócio para 2022/23 preveem intenso crescimento do setor de pecuária, estimando a produção de 10,9 a 13,8 milhões de toneladas de carne bovina em 2022, aumento de 22%-55% em face da produção atual (MAPA, 2014). Nesse sentido, a Associação Brasileira de Reciclagem Animal (Abra) estima que, em 2020, se produzam 2,38 milhões de toneladas de gorduras animais no Brasil (MAPA, 2014).

Os óleos de cozinha usados são resíduos derivados de atividades industriais e dos setores residencial e comercial. Tal como as gorduras animais, quando descartados de forma incorreta, geram elevado passivo ambiental com altos custos de tratamento de águas residuais e contaminação de reservatórios de água naturais. Segundo a Companhia de Saneamento Básico do Estado de São Paulo (Sabesp), 1 litro de óleo pode contaminar até 25 mil de litros de água (MAPA, 2014). Acresce que, em contato com água, o óleo resulta em emissões de metano, GEE com potencial de aquecimento bastante superior ao do dióxido de carbono.

A indústria de produção de biodiesel surge, assim, como um mercado alternativo para a utilização desse resíduo, agregando-lhe valor e, simultaneamente, fornecendo alternativa ao seu descarte impróprio. Porém, esses resíduos têm localização difusa, e o custo de sua coleta é bastante elevado, o que, muitas vezes, torna a sua valorização desinteressante do ponto de vista econômico e logístico.

2 Um quilo de sebo bovino origina entre 0,65 e 0,80 litro de biodiesel (BARROS; JARDINE, 2014).

Segundo o boletim mensal disponibilizado pela ANP (2015a), a matéria-prima representou menos de 1% do total de biodiesel produzido, mas tem sofrido grande expansão nos últimos anos. Entre 2010 e 2014, a produção de biodiesel a partir de óleos usados cresceu de 5 para 38 milhões de litros (Figura 7).

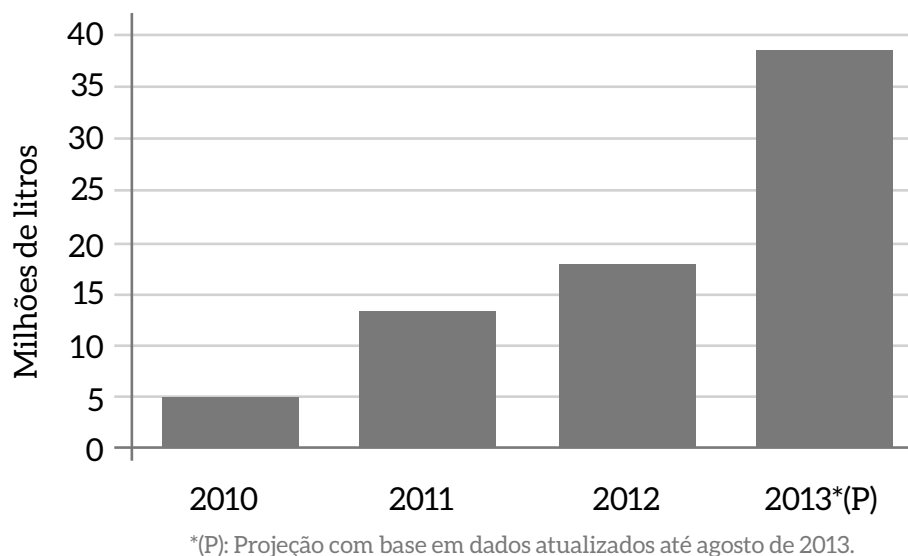


Figura 7 - Produção Anual de Biodiesel a partir de Óleos de Cozinha Usados

Fonte: MAPA, 2014

A produção de biodiesel a partir de óleos de cozinha usados seria significativamente inferior ao potencial de geração, caso a totalidade dos óleos usados fosse recuperada. Segundo a Oil World (apud MAPA, 2014), o Brasil consome anualmente quatro milhões de m³ de óleos vegetais. Assumindo a coleta da totalidade desse resíduo e eficiência de conversão de 90%, ter-se-ia um potencial de 3,6 milhões de m³ de biodiesel, superando a produção de biodiesel no Brasil em 2013.

De forma a incentivar a coleta de óleos de cozinha usados, os governos locais promoveram, em vários estados do Brasil, programas de reciclagem. Dentre outros, destaca-se o Programa Óleo Sustentável, que visa à conscientização dos consumidores sobre armazenamento e despejo correto do óleo usado em locais apropriados. Ao abrigo desse programa, 1.140 postos de coleta foram criados, onde os consumidores entregam voluntariamente os óleos usados (ABIOVE, 2014).

2.1.3 ROTAS TECNOLÓGICAS DE CONVERSÃO

O óleo cru extraído de espécies oleaginosas ou gordura animal pode ser diretamente aplicado em motores de combustão interna, substituindo o óleo diesel convencional. No entanto, foram reportados diversos problemas e danos aos motores, no longo prazo, que reduzem a vida útil do automóvel. De fato, comparativamente ao óleo diesel, o óleo cru (*in natura*) apresenta elevada viscosidade, densidade, teor de impurezas e ácidos graxos e baixa volatilidade (DEMIRBAS, 2009). Isso provoca problemas de injeção do combustível no motor e formação de depósitos de coque no motor que resultam em menor potência e aumento das emissões de poluentes atmosféricos, fruto, em parte, da combustão incompleta (MISRA; MURTHY, 2010; ABBASZADEH et al., 2012).

Assim, os óleos crus sofrem frequentemente uma transformação por meio de processos termoquímicos para melhorar seu desempenho nos motores de combustão interna e garantir maior estabilidade do combustível. Os processos convencionais mais frequentes incluem diluição com hidrocarbonetos, microemulsão e transesterificação (DEMIRBAS, 2009). O Quadro 1 lista as principais vantagens e desvantagens das rotas de conversão citadas. A diluição e a microemulsão, apesar de simples e econômicas, não são aplicadas em grande escala, visto não solucionarem na sua totalidade os problemas associados à viscosidade e à baixa volatilidade dos óleos crus. Assim, a transesterificação é o processo mais utilizado para a conversão de óleos crus em biodiesel. Nas próximas seções, os processos de diluição e microemulsão serão avaliados, assim como as rotas de transesterificação catalítica convencionais.

Quadro 1 – Vantagens e Desvantagens das Rotas de Conversão de Óleos Crus

Tecnologias	Vantagens	Desvantagens
Diluição com hidrocarbonetos	Processo simples	Elevada viscosidade, baixa volatilidade, produto instável.
Microemulsão	Processo simples	Elevada viscosidade, baixa volatilidade, produto instável.
Transesterificação catalítica	Produto final semelhante e compatível com óleo diesel; elevada eficiência de conversão; custo reduzido; disponível em escala industrial.	Baixa eficiência de conversão para óleos vegetais com elevado teor de ácidos graxos e água; produção de resíduos durante as reações de neutralização e lavagem do produto; reações paralelas podem reduzir a eficiência da transesterificação; dificuldade de purificação do produto final.

Fonte: Elaboração própria.

- Diluição com hidrocarbonetos

Os óleos crus podem ser diluídos com óleo diesel para reduzir sua viscosidade e melhorar o desempenho do motor, sem necessidade de proceder a qualquer processo químico. Singh e Singh (2010) reportaram o uso da mistura de 80% v/v de diesel e 20% v/v óleo cru de girassol em motores de combustão interna sem danos significativos. No entanto, sua aplicação, no longo prazo, pode causar danos irreparáveis devido à acumulação de impurezas no bico injetor e motor (YUSUF et al., 2011; ATABANI et al., 2012).

- Microemulsão

A microemulsão é também aplicada para reduzir a viscosidade dos óleos crus. Trata-se de adicionar um solvente, normalmente metanol, etanol, hexanol ou 1-butanol, para criar uma mistura homogênea e termodinamicamente estável de óleo e água. Em laboratório, foram obtidas emulsões de óleo de soja e girassol com propriedades semelhantes às do óleo diesel (SINGH; SINGH, 2010; ATABANI et al., 2012). No entanto, testes preliminares acusaram acumulação de coques no motor e redução da eficiência de combustão (ABBASZAADEH et al., 2012).

- Transesterificação catalítica homogênea

No processo de transesterificação, os triglicerídios presentes no óleo cru são transformados consecutivamente em moléculas menores e mais estáveis de ésteres de ácido graxo na presença de um agente transesterificante (um álcool de cadeia curta). Como coproduto, forma-se glicerol, ou glicerina, que pode ser utilizado na indústria de cosméticos ou como fonte de calor da reação. Alternativamente, estudos de P&D têm-se centrado na utilização de glicerol para produzir hidrogênio via decomposição térmica *steam reforming* com catalisadores metálicos. Esse processo consiste na reação de vapor a elevada temperatura (700°C-1.100°C) com o glicerol, libertando hidrogênio, monóxido de carbono e dióxido de carbono na presença de um catalisador metálico.

O etanol e o metanol são os álcoois mais utilizados como catalisadores devido aos custos reduzidos e às maiores reatividades (DEMIRBAS, 2009; ALTAMIRANO, 2013), sendo o último o mais aplicado em processos industriais. O metanol, além de custo competitivo, apresenta cadeia curta e polar, o que beneficia a reação de transesterificação e reduz a necessidade de reagentes. No entanto, a produção de metanol requer elevado consumo de gás natural e apresenta elevada toxicidade, o que poderá comprometer as vantagens ambientais do biodiesel. Assim, no Brasil, esforços têm sido canalizados para reforçar a rota etílica, visto que o etanol é um combustível nacional produzido a partir de cana-de-açúcar. Tratando-se de um combustível de origem renovável, a rota etílica poderá implicar menores impactos ambientais no ciclo de vida da produção de biodiesel e reduzir a dependência de recursos fósseis. Contudo, a rota etílica é mais complexa e menos eficiente do que a metílica, pois o aumento da cadeia de carbono do etanol dificulta a sua reação com a cadeia de triglicerídios do óleo cru. Desse modo, a rota etílica necessita de maior quantidade de álcool e temperatura mais elevada que a rota metílica para a produção de biodiesel. Assim, segundo Altamirano (2013), o ciclo de vida da produção de biodiesel de soja a partir da rota etílica se traduz em maior consumo de água (45%) e de uso de recursos naturais (1%).

A reação de transesterificação é de caráter reversível, por isso é necessário manter um excesso de álcool (1:6 molar no caso do metanol) na reação para deslocar o ponto de equilíbrio e aumentar o rendimento da reação, permitindo a formação de uma fase separada de glicerol e ésteres de ácido graxo. A equação a seguir esquematiza a reação genérica de transesterificação catalisada com um álcool.

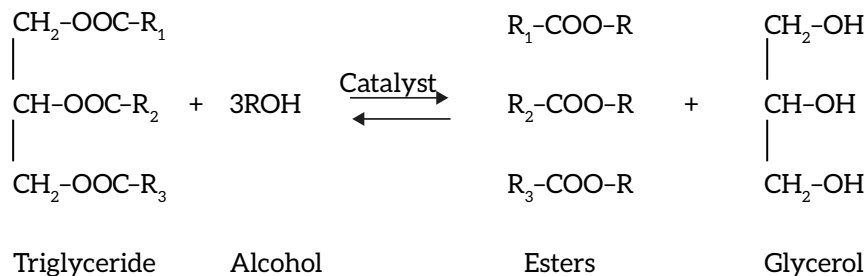


Figura 8 – Equação Genérica da Reação de Transesterificação

Fonte: DEMIRBAS, 2009

Grosso modo, a rota de transesterificação convencional inicia-se com pré-tratamento do óleo cru para evitar que impurezas inibam a reação dos ácidos graxos com o álcool. Após a transesterificação e geração de ésteres de cadeia simples, a glicerina e os ácidos graxos que não reagiram com o álcool são

separados do produto final. Posteriormente, procede-se à purificação de ésteres por meio de destilação, neutralização (no caso de se aplicar catalisador ácido ou alcalino) e lavagem com água ou a seco para remover sabões indesejados. Por fim, uma filtragem remove sais que ainda estavam presentes na mistura final de ésteres. A Figura 9 esquematiza as diferentes etapas do processo.

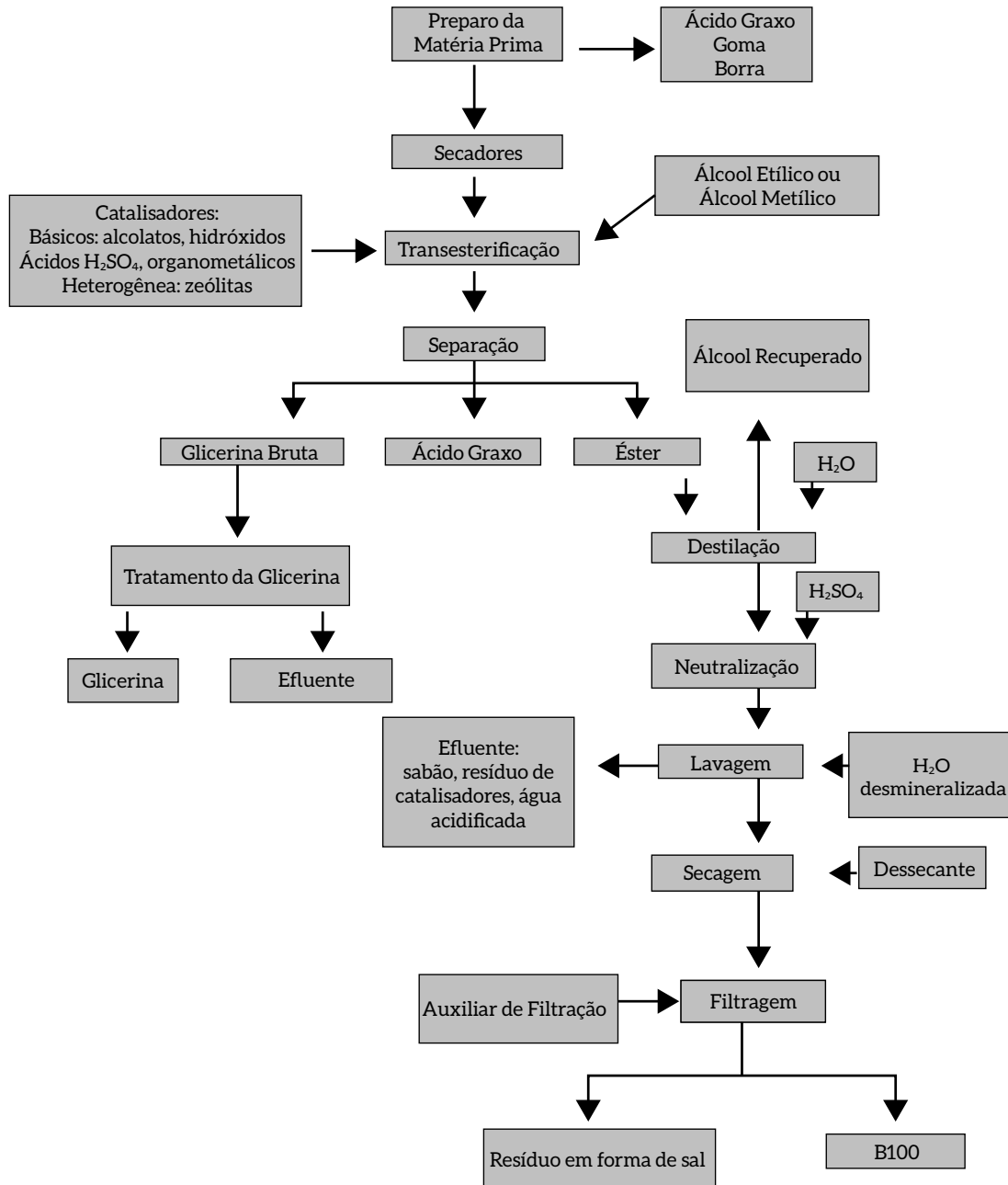


Figura 9 – Processo de Produção de Biodiesel por Transesterificação

Fonte: MMA, 2005

A reação de transesterificação pode ser catalisada com uma solução alcalina, ácida ou na presença de enzimas, ou ocorrer sem catalisador por processos supercríticos de álcool ou com um cossolvente. Porém, atualmente, apenas as rotas catalíticas alcalina e ácida estão disponíveis em escala comercial. A Figura 10 apresenta um diagrama com as diferentes rotas tecnológicas da reação de transesterificação. Os parágrafos seguintes descrevem sucintamente as rotas catalíticas alcalina e ácida e salientam suas vantagens e desvantagens.

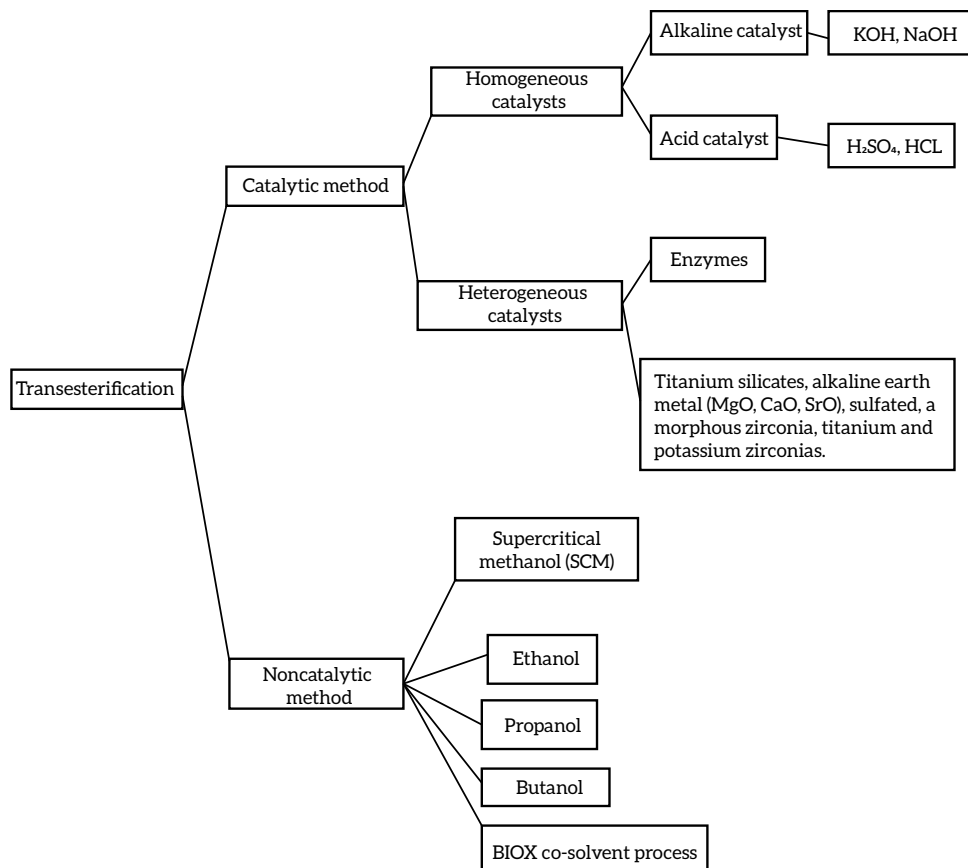


Figura 10 – Classificação das Diferentes Rotas Tecnológicas da Conversão via Transesterificação

Fonte: ATANABI et al., 2012

i) Rota catalítica ácida

Os catalisadores mais frequentes na rota catalítica ácida são o ácido sulfúrico, o ácido clorídrico e o ácido sulfônico. Essa rota traduz-se em rendimentos elevados visto que os catalisadores ácidos são mais tolerantes para óleos crus com elevado teor em ácidos graxos e água, designadamente gorduras animais e óleos de cozinha usados. A catálise ácida garante alta eficiência de conversão com consumo de energia relativamente baixo e custo reduzido de reagentes. No entanto, apresenta várias limitações que lhe retiram competitividade quando comparada com a catálise alcalina. A reação ácida é bastante demorada e requer condições de elevada temperatura. Por outro lado, utiliza maior número de reagentes para neutralizar o pH ácido dos catalisadores e a necessidade de maior proporção molar de álcool encarece o processo. Além do mais, durante a catálise ácida, formam-se coprodutos indesejados, como di-alquilos e ésteres de glicerol, o que dificulta a purificação do biodiesel (KHAN et al., 2014). A Tabela 2 lista as condições típicas de operação de transesterificação catalítica ácida.

Tabela 2 – Condições Típicas da Rota de Transesterificação Catalítica Ácida

Matérias-primas	Misturas de óleos crus (teor de ácidos graxos não constitui fator limitante)
Razão molar álcool/óleo cru	30:1-50:1
Temperatura	50-150°C
Pressão	0,4 MPa
Catalisador	H ₂ SO ₄
Concentração do catalisador (mol _{H₂SO₄} /mol _{óleo cru})	1,3:1
Tempo de reação	Aproximadamente 4h para conversão > 97%

Fonte: Adaptado de ABBASZAADEH et al., 2012

ii) Rota catalítica alcalina

A maior parte dos produtores de biodiesel utiliza hidróxido de sódio ou hidróxido de potássio para catalisar as reações alcalinas. As reações ocorrem de forma acelerada, a baixas temperaturas e com elevado rendimento. No entanto, a utilização de catalisadores alcalinos requer que o nível livre de ácidos graxos seja baixo (<0,5%*m/m*), caso contrário a reação de transesterificação é inibida e ocorre saponificação. Assim, essa rota só pode ser aplicada na presença de um óleo cru de elevada qualidade com reduzido teor de ácidos graxos, não sendo recomendada para óleos de gordura animal ou óleos de cozinha usados. Por esse motivo, a transesterificação de gorduras animais e óleos de cozinha usados é realizada com pré-tratamento com a rota catalítica ácida para reduzir a concentração de ácidos graxos livres a um nível suficientemente seguro para a transesterificação alcalina. As limitações desse processo estão associadas ao elevado consumo de energia, à dificuldade de recuperação de glicerol e à geração de águas residuais, cujo tratamento é dispendioso. A Tabela 3 apresenta as condições típicas de operação de transesterificação catalítica alcalina.

Tabela 3 – Condições Típicas da Rota de Transesterificação Catalítica Alcalina

Matérias-primas	Óleos cru, refinados anidros (teor de ácidos graxos < 0,5% <i>m/m</i> , H ₂ O<0,06% <i>m/m</i>)
Razão molar álcool/óleo cru	3:1-9:1
Temperatura	60-75C
Pressão	0,14-0,41 MPa
Catalisador	NaOH e KOH
Concentração do catalisador (% <i>m/m</i> _{óleo cru})	0,25-2% <i>m/m</i>
Velocidade do agitador	300-600 rpm
Tempo de reação	Aproximadamente 1h para conversão > 98%

Fonte: Adaptado de ABBASZAADEH et al., 2012

2.1.4 PARQUE INSTALADO E EVOLUÇÃO HISTÓRICA DO BIODIESEL PRODUZIDO E COMERCIALIZADO NO BRASIL

No Brasil, o mercado de biodiesel é determinado pela demanda por óleo diesel, já que todo o diesel consumido no país contém um percentual mínimo de biodiesel. Em 2013, o consumo final de óleo diesel foi de 57,4 milhões de m³, dos quais 83% foram demandados pelo setor de transportes, 12% pelo setor agropecuário, 3% pela geração de eletricidade em sistemas isolados e 2% pela indústria (EPE, 2017). No setor dos transportes, o modo rodoviário consome a quase totalidade do diesel (97%), sendo residuais os modos ferroviário (3%) e hidroviário (1%).

Para atender essa demanda, em 2015, o Brasil tinha em operação 59 plantas produtoras de biodiesel (ANP, 2015a), o que equivale a uma capacidade total compilada pela ANP de 21.507 m³/dia. Estavam em curso a construção de uma nova planta e a expansão de outras três. Após a sua conclusão, previa-se acréscimo de 5% da capacidade total de produção de biodiesel para um total de 22.532 m³/dia. A maior parte da capacidade instalada encontrava-se estrategicamente localizada nas regiões Centro-Oeste (45%) e Sul (34%), o que coincide com as maiores áreas de cultivo de soja e com os maiores centros urbanos, onde está localizada a maior parte da demanda de diesel no país (Figura 11).

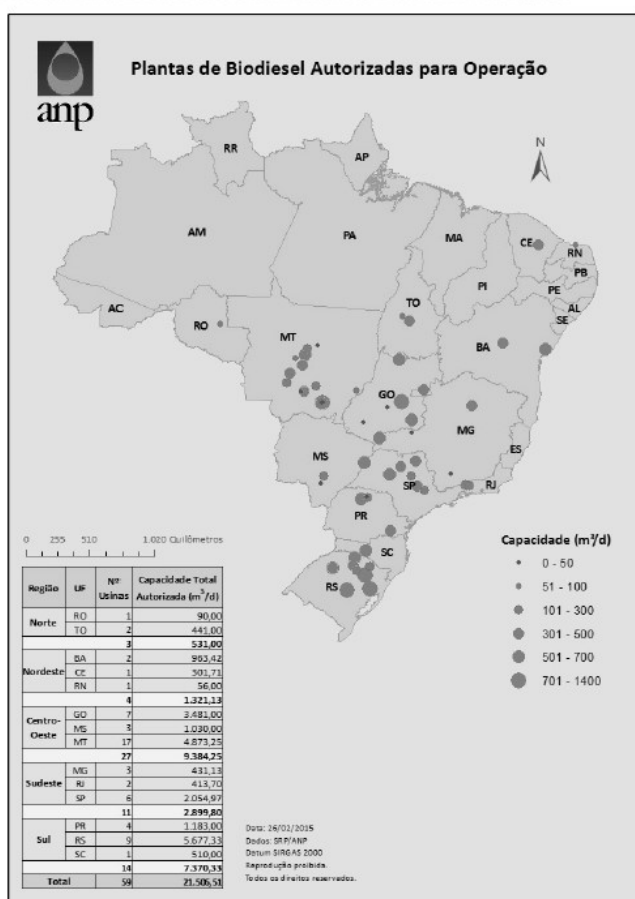


Figura 11 – Unidades Produtoras Autorizadas a Operar

Fonte: ANP, 2015a

Entre 2005 e 2013, a produção de biodiesel sofreu expansão acelerada, aumentando de 736 m³ para cerca de 3,4 milhões de m³ (EPE, 2017). Porém, essa produção estava aquém da capacidade efetiva geradora, prevendo-se que, no futuro, a produção de biodiesel continue a aumentar significativamente (BERGMANN et al., 2013). A Figura 12 revela a evolução histórica da produção, a demanda compulsória e a capacidade nominal instalada entre 2005 e 2013. Constatou-se, portanto, que a produção anual de biodiesel somente atendia a demanda compulsória definida pela ANP (2015a), sendo a capacidade instalada do setor 2,7 vezes superior. Assim, apesar de a demanda compulsória aumentar nos últimos anos, a capacidade instalada cresceu a um ritmo mais acelerado, principalmente nas regiões Norte e Nordeste. Inicialmente, o setor se mostrou muito otimista com relação à cadeia de produção de biodiesel nessas regiões e, com incentivos governamentais, foram instaladas unidades produtoras de biodiesel, antevendo-se a produção de oleaginosas na região. Contudo, como detalhado em Rathmann et al. (2012), nas regiões Norte e Nordeste, a reduzida escala de produção de oleaginosas inviabiliza econômica e tecnicamente a produção. Por esse motivo, verifica-se escassez de matérias-primas para o funcionamento das usinas instaladas na região.

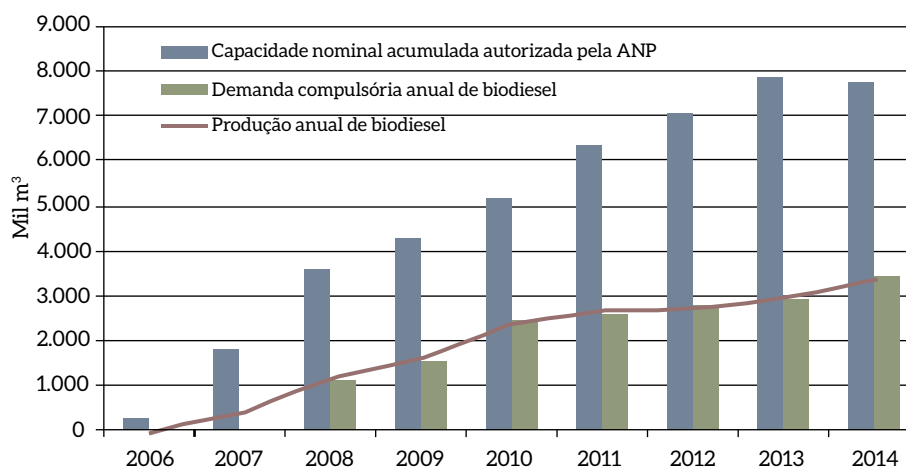


Figura 12 – Evolução Anual da Produção, Demanda Compulsória e Capacidade Nominal Instalada

Fonte: ANP, 2015a

A comercialização de biodiesel é realizada mediante leilões regulamentados pela ANP. Assim, seguindo diretrizes do governo federal, a ANP anuncia a ocorrência de leilões consoante as necessidades do mercado em obter maior quantidade de biodiesel em face do aumento de demanda por óleo diesel e de mistura obrigatória de biodiesel. Os critérios de seleção dos produtores vencedores levam em consideração preço de venda oferecido, questões logísticas de abastecimento e qualidade do biodiesel produzido.

Até fevereiro de 2015, realizaram-se 41 leilões, estando prevista a licitação de quatro outros até o final daquele ano. Segundo informações disponibilizadas pela ANP (2015b), o preço base dos leilões corresponde à tributação do governo federal sobre o biodiesel (PIS/Pasep e Cofins), mas sem ICMS, que varia de estado para estado. Por seu turno, o preço máximo não pode exceder um valor máximo estipulado pela ANP, tendo como referência o preço do óleo de soja cotado internacionalmente (principal matéria-prima utilizada para a produção de biodiesel). Assim, o participante que propuser

a compra do lote de produção a preço inferior adquire a concessão. Os produtores autorizados a participar dos leilões têm de estar credenciados pela ANP e autorizados a comercializar o biodiesel produzido (PRADO; VIEIRA, 2010). Assim se garante a qualidade de produção e distribuição do biodiesel até os centros de comercialização. A Figura 13 detalha os resultados homologados pela ANP referentes aos leilões anteriormente realizados, relativamente ao preço médio praticado e ao volume total arrematado. Após um período inicial de adaptação, verifica-se relativa estabilização dos preços médios praticados. No tocante ao volume, verifica-se gradual aumento da demanda, explicado pela maior adição mandatória de biodiesel ao óleo diesel consumido. A ANP lançou o 42º leilão em março de 2015 para fazer face às necessidades acrescidas de biodiesel com a obrigatoriedade da adição de B7 no óleo diesel consumido (ANP, 2015b).

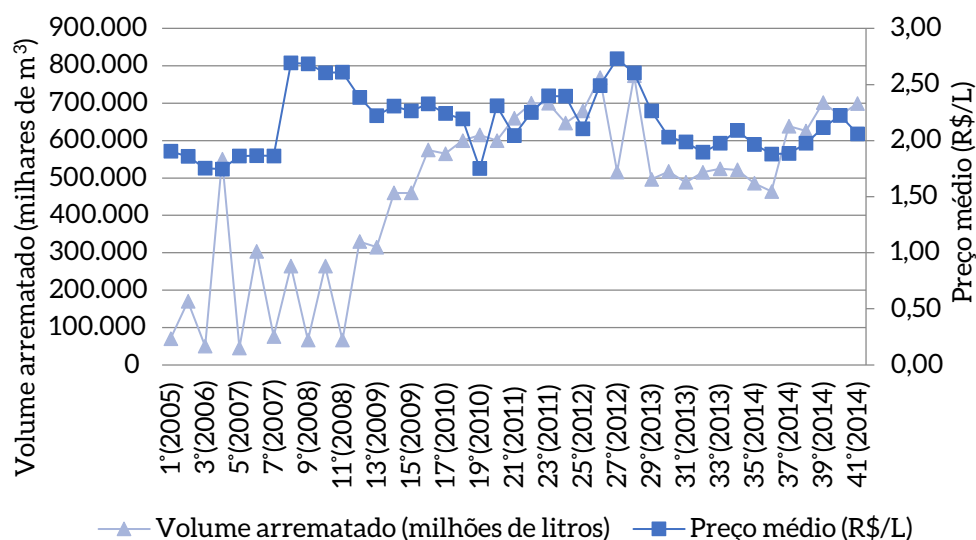


Figura 13 – Resumo dos Leilões Realizados e Homologados pela ANP entre 2005 e 2015 (fevereiro)

Fonte: Compilação dos autores com base em ANP, 2015b

2.2 SETOR SUCROALCOOLEIRO

O mercado de etanol surgiu no Brasil na sequência da primeira crise petrolífera de 1973, com a criação, em 1975, do Programa Nacional do Alcool, comumente denominado de Proálcool. Esse programa criou diversos incentivos para o desenvolvimento tecnológico da produção de etanol a partir de cana-de-açúcar e seu uso em veículos dedicados, *flexible (flex)* e de ciclo Otto como gasool³ (MOREIRA; GOLDEMBERG, 1999). O Proálcool pode ser avaliado em cinco etapas distintas:

- Etapa I: fase inicial – entre 1975 e 1979, esforços foram canalizados para aumentar consideravelmente a produção de etanol anidro⁴ e sua utilização como combustível misturado à gasolina. Assim,

3 Gasool é uma mistura de combustíveis de etanol e gasolina usada em motores a combustão interna. No Brasil, o gasool tem um teor de álcool que tipicamente varia entre 20% e 25%.

4 Etanol anidro apresenta um teor alcoólico máximo de 99,3% (INPM), sendo obtido através de uma destilação azeotrópica. É utilizado em veículos convencionais de ciclo Otto.

foram criados vários incentivos à implementação de destilarias anexas às unidades açucareiras. A produção alcooleira anual cresceu de 580 mil m³ (1975-1976) para 3,7 milhões de m³ (1979-1980) (NOGUEIRA, 2008);

- Etapa II: fase de afirmação – a segunda fase do programa (1980-1985) surgiu para reforçar o programa de incentivo ao setor sucroalcooleiro em face da segunda crise do petróleo. Durante esse período, houve fortes incentivos para a produção em massa de veículos dedicados a etanol hidratado.⁵ Entre 1979 e 1986, a proporção de carros a álcool no total de automóveis de ciclo Otto (passageiros e de uso misto) produzidos no país aumentou de 0,46% para 76,1%. Desse modo, no final de 1985, a produção combinada de etanol anidro e hidratado atingiu 11,7 mil m³;
- Etapa III: fase de estagnação – entre 1986 e 1995, o mercado de etanol no Brasil sofreu grande crise. A partir de 1986, o mercado internacional de petróleo estabilizou-se, com o preço do barril de óleo bruto reduzindo-se para o patamar de US\$ 12-20. Paralelamente, o governo determinou a redução de subsídios à indústria sucroalcooleira, o que resultou em decréscimo nos volumes de investimento e de produção de etanol. Assim, a oferta de etanol não acompanhou o crescimento da frota de veículos dedicados a etanol, dando-se uma crise de abastecimento na entressafra 1989-1990. Para atender a forte demanda, o governo viu-se obrigado a introduzir no mercado o combustível MEG, que substituiu o etanol hidratado. Essa mistura era constituída por 60% de etanol hidratado, 34% de metanol e 6% de gasolina, recorrendo a importações de etanol e de metanol para regularizar o abastecimento do mercado ao longo da década de 1990. Esse choque de oferta criou desconfiância por parte dos consumidores, por isso a venda de veículos dedicados reduziu-se substancialmente;
- Etapa IV: fase de refinação – durante a segunda metade da década de 1990, houve reestruturação dos agentes econômicos do setor sucroalcooleiro e do mercado de consumo de etanol. Consolidado em 1999, o preço do etanol foi progressivamente liberalizado nas fases de produção e distribuição, sendo os seus valores definidos pelas leis do mercado de oferta e demanda, sem intervenção de subsídios (GOLDEMBERG et al., 2004). Em regra, o etanol hidratado era vendido, em base volumétrica, a um preço equivalente a 60%-80% do preço de mercado da gasolina (GOLDEMBERG et al., 2008). Por seu turno, dadas as vantagens ambientais do etanol em face das dos combustíveis convencionais, o governo criou a Medida Provisória n° 1.662, que decretava a obrigatoriedade do consumo de misturas de etanol e gasolina entre E22 e E25. Foi também estabelecido um processo de transferência de receitas provenientes de combustíveis fósseis para incentivar a produção de etanol, de modo a viabilizá-lo como combustível. Assim, estabeleceu-se uma paridade entre preços de etanol e gasolina nos postos de revenda de modo a estimular o uso do combustível renovável;
- Etapa V: fase atual – desde os anos 2000, o Brasil vive a consolidação do programa de etanol. A partir de 2003, o mercado introduziu os veículos *flex*, que permitem a utilização de gasool e etanol hidratado em quaisquer proporções, flexibilizando, assim, o mercado e garantindo a confiança dos usuários. Segundo a Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores (ANP, 2014), a venda de veículos *flex* domina o mercado de compra de veículos leves, constituindo 88,5% do total de novos veículos adquiridos em 2013.

Durante o apogeu do Proálcool, a frota dedicada a etanol hidratado atingiu 2,5 milhões, com proporção de vendas realizadas de veículos novos de mais de 90%. Porém, após o choque da entressafra 1989-1990 e até o início da década 2000, a venda de veículos a etanol sofreu redução drástica. A partir de 2003, com a introdução dos veículos *flex*, os veículos abastecidos com etanol hidratado (dedicados e *flex*) voltaram a dominar o mercado de veículos leves no Brasil, alcançando vendas de 3,2 milhões de veículos apenas em 2013 (ANP, 2014).

5 O etanol hidratado contém um teor de água até 7,4% (INPM) e é utilizado em veículos *Flexible*.

Atualmente, o setor sucroalcooleiro atravessa uma de suas maiores crises nos últimos 30 anos. Nos últimos anos, as margens de comercialização do etanol tornaram-se negativas, pois o custo de produção de etanol tem sido superior ao seu preço de venda. Isso se deve, por um lado, à perda de competitividade de setor devido a condições climáticas adversas e à introdução das tecnologias de colheita mecanizada, que ainda estão passando por uma fase inicial de curva de aprendizado. Além disso, segundo analisado por Maroun et al. (2012), a expansão da demanda de áreas agrícolas, em particular na região do Centro-Oeste, precipitou a subida do custo de produção dos canaviais devido ao aumento do custo de arrendamento das terras. Acresce que, em face da crise, os produtores não estão substituindo os canaviais ao fim do período de seis anos, o que tem levado a uma redução da produtividade da cana. Por outro lado, o governo federal alterou a política de preços para alguns derivados de petróleo, em particular para a gasolina, levando a que, *ex refino*, estes sejam remunerados a valores inferiores que seus custos de produção e/ou importação, como forma de conter a subida da inflação. Assim, a margem de lucro da indústria de etanol sofreu redução significativa. Segundo a União da Indústria de Cana-de-açúcar (UNICA, 2014a), entre 2008 e 2014, sessenta e seis usinas suspenderam ou fecharam suas atividades na região Centro-Sul, com redução de oitenta mil postos de trabalho.

2.2.1 PERFIL DO CULTIVO DE CANA-DE-AÇÚCAR NO BRASIL

O cultivo de cana-de-açúcar (*Saccharum officinarum*) foi introduzido originalmente no Brasil pelos navegadores portugueses no início do século XVI, representando o segundo ciclo econômico após o declínio da madeira de pau-brasil. Ao longo dos séculos, o cultivo de cana sofreu várias crises, fruto da flutuação do preço do açúcar no mercado internacional (ROSILLO-CALLE et al., 2008).

Em 1931, o governo federal criou o Instituto do Açúcar e do Alcool (IAA) com o objetivo de controlar a produção e a exportação de açúcar e definiu a obrigatoriedade de consumo de combustível E5 nos veículos movidos a gasolina. Posteriormente, a partir de 1950, a área de cultivo de cana se expandiu da região Nordeste para o estado de São Paulo, com o declínio do cultivo de café. Na década de 1970, sob a tutela do IAA, desenvolveram-se diversos programas de apoio ao setor açucareiro e de aprimoramento das técnicas de cultivo e melhoramento das plantas de produção, designadamente o Programa de Racionalização do Setor Açucareiro, o Programa de Apoio ao Setor Açucareiro e o Programa de Melhoramento do Setor Açucareiro. Porém, somente a partir da implementação do Proálcool a cana-de-açúcar se tornou o principal pilar do setor agrícola nacional. Essa espécie foi escolhida por apresentar vantagens competitivas quanto a condições climáticas adequadas e domínio da tecnologia de extração de açúcar no país. De fato, o Brasil é o maior produtor mundial de cana-de-açúcar, prevendo-se para a safra de 2014/2015 a plantação de 9,0 milhões de hectares de canaviais que resultariam em cerca de 642 milhões de toneladas de cana-de-açúcar (CONAB, 2015).

A cana-de-açúcar, nativa das regiões tropicais do continente asiático, é uma planta semiperene da família das gramíneas com ciclo fotossintético C_4 .⁶ A planta é constituída por colmos, onde se

6 A via fotossintética C_4 é uma via metabólica de fotossíntese em que o dióxido de carbono é fixado em compostos de quatro átomos de carbono em vez de três (Ciclo de Calvin). Essa rota traduz-se em alta taxa fotossintética, ausência de fotorrespiração, alta eficiência na utilização da água e tolerância a salinidade, sendo, por isso, bastante competitiva e ideal para a produção de biomassa.

acumula maior concentração de sacarose e outros açúcares, e por pontas e folhas constituídas por celulose e hemicelulose (Figura 14).

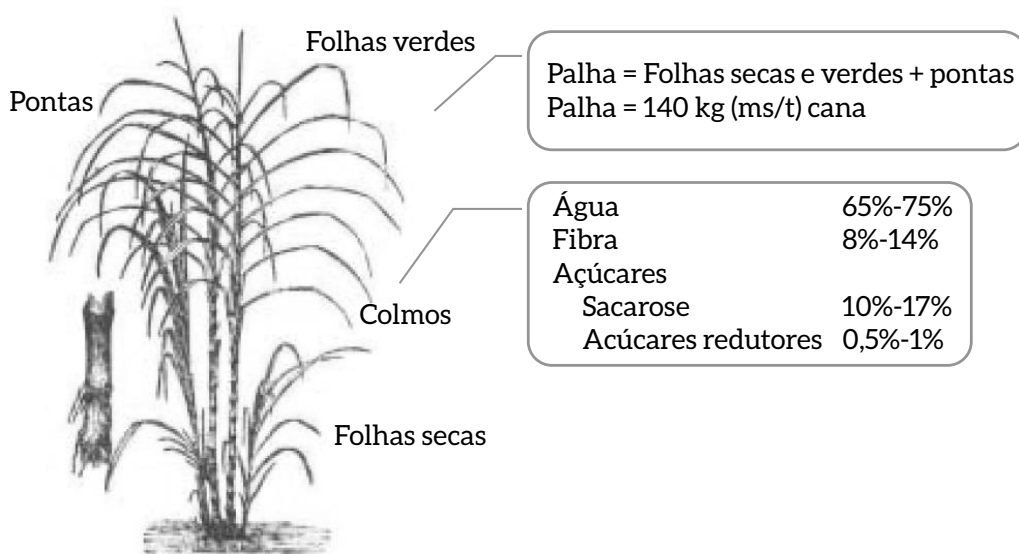


Figura 14 – Constituintes Principais da Cana-de-açúcar

Fonte: NOGUEIRA, 2008

No Brasil, o cultivo de cana ocorre em sistema de rebrotamento de caules em um ciclo de seis anos. Ao longo desse ciclo, são efetuados cinco cortes consecutivos com redução gradual da produtividade (Tabela 4), até que se torne economicamente viável plantar um novo canavial (MACEDO et al., 2008). O período de colheita da cana deve ocorrer após a estação úmida, altura em que se verifica maior maturação e acumulação de açúcares nos colmos. Assim, na região Centro-Sul, a colheita se dá geralmente entre abril e dezembro, enquanto, na região Nordeste, a colheita se dá de agosto a abril (NOGUEIRA, 2008).

Tabela 4 – Produtividade Média da Cana-de-açúcar ao longo do Seu Ciclo Produtivo

Corte	Produtividade (tc/ha)
1º Cana-planta (18 meses)	113 (80%)
1º Cana-planta (12 meses)	77 (20%)
2º – 1ª soca	90
3º – 2ª soca	78
4º – 3ª soca	71
5º – 4ª soca	67
Média de 5 cortes	82,4 t/ha (68,7 t/ha.ano ^a)

^a Considerando o ciclo completo da cana e as áreas com cana de 12 a 18 meses.

Fonte: SEABRA, 2008

Idealmente, o clima de cultivo de cana implica a existência de duas estações distintas: uma quente e úmida, para germinação, formação de brotos e desenvolvimento vegetativo; outra fria e seca, para promover maturação e acumulação de sacarose nos colmos (NOGUEIRA, 2008). Por esse motivo, a cana não se adapta a climas tropicais úmidos típicos da região da Amazônia e, por conseguinte, as plantações nessa região se limitam a pequenas áreas de cultivo de subsistência.

Tradicionalmente, a cana-de-açúcar era colhida manualmente após a queimada dos campos agrícolas, pois essa prática controlava animais selvagens perigosos e facilitava a colheita manual. Porém, as queimadas acarretam diversos problemas ambientais relacionados com emissão de poluentes locais, designadamente NO_x, PM e GEE, principalmente CO₂, N₂O e CH₄ (MACEDO et al., 2008; ROCHA et al., 2014). A queima da cana também reduz seu teor de sacarose e, por conseguinte, sua produtividade na produção de etanol (ROSILLO-CALLE et al., 2008). Ripoli et al. (1996 apud ROSILLO-CALLE et al., 2008) indicam perdas por exsudação da ordem de 59 a 135 litros de etanol por hectare.

Assim, o governo federal decretou a redução gradual da colheita de cana com queimada prévia, segundo o Decreto-lei nº 2.661/1998. Esse decreto define que a prática de queimada será proibida em áreas de declive inferior a 12% a partir de 2021 e em áreas com declives superiores a 12% a partir de 2031 (BRASIL, 1998). É digno de nota também o fato de que, no estado de São Paulo, em 2007, a Unica e a Companhia Ambiental do Estado de São Paulo (Cetesb) assinaram um protocolo voluntário que antecipa os prazos de eliminação de queimadas de cana para 2014 em áreas com declive inferior a 12% e 2017 em áreas com declive superior a 12% (MACEDO, 2007). Segundo dados do setor (UNICA, 2014b), na safra de 2013/2014, 83% dos canaviais foram colhidos mecanicamente, sem queimada.

Essa prática, além de evitar a emissão de poluentes nocivos para o meio ambiente, tem a vantagem de deixar nos campos agrícolas resíduos de palha de cana que protegem o solo de agentes erosivos e favorecem a reciclagem natural do ciclo de nitrogênio, resultando na redução de aplicação de agrotóxicos. Além disso, esses resíduos podem ser valorizados energeticamente, constituindo ganho no balanço energético do ciclo de vida da produção de etanol (MACEDO et al., 2008; SEABRA; DIAS et al., 2011). Segundo Portugal-Pereira et al. (2015), o potencial técnico sustentável de bioenergia de palha de cana no Brasil é de aproximadamente 33 TWh.

Estimava-se, relativamente à safra de 2014/15, colheita de 9,0 milhões de hectares, o que equivale a 642 milhões de toneladas de cana-de-açúcar, aumento de 193 milhares de hectares, equivalente a 2% relativamente à safra passada (CONAB, 2015) (Figura 15). Esse aumento concentrou-se principalmente nos estados com maior aumento de novas unidades geradoras, designadamente São Paulo, Mato Grosso do Sul, Goiás, Minas Gerais e Paraná.

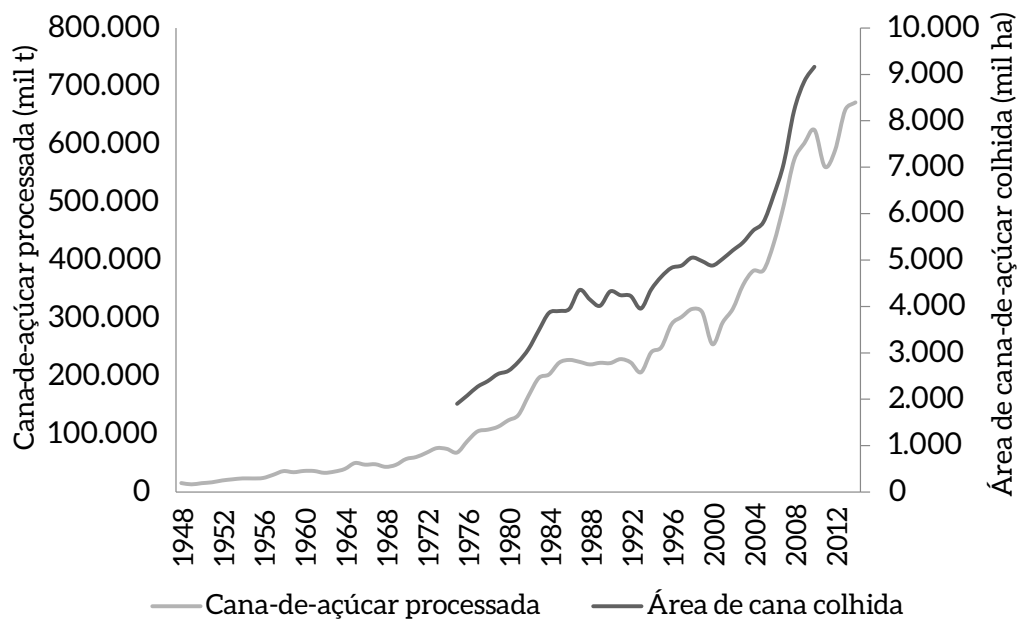


Figura 15 – Evolução da Área Plantada de Cana-de-açúcar e Colheita

Fonte: Elaboração própria com base em MAPA, 2014 e CONAB, 2015

A Figura 16 ilustra a distribuição regional dos canaviais plantados na safra de 2014/2015. Observa-se a predominância do agronegócio de cana nas regiões do Centro-Sudeste e Nordeste, especialmente no estado de São Paulo, no qual se concentram 51,7% da área plantada, seguido de Goiás, com 9,3%, Minas Gerais, com 8,9%, Mato Grosso do Sul, com 7,4%, Paraná, com 6,7%, Alagoas, com 4,7%, e Pernambuco, com 3,2%. Esses sete estados foram responsáveis por 91,9% da produção nacional. Os demais estados produtores têm áreas menores, com representações abaixo de 3,0% (CONAB, 2015).

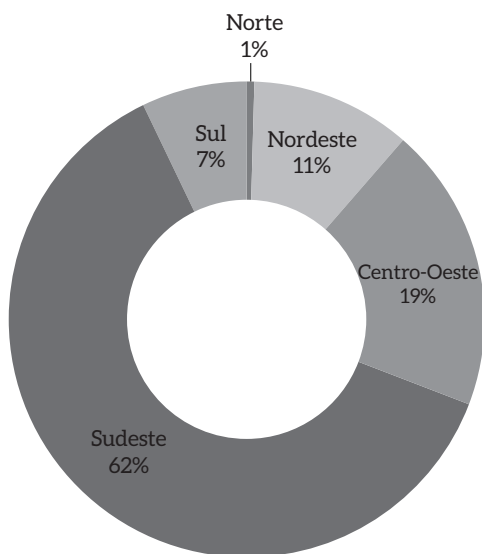


Figura 16 – Distribuição Regional da Área de Canaviais

Fonte: Elaboração própria com base em MAPA, 2014 e CONAB, 2015

A produtividade dos canaviais tem aumentado ao longo do tempo, fruto da otimização de práticas agrícolas e melhoria do genoma da espécie de cana. Entretanto, a produtividade prevista para a safra de 2014/15 apresentou decréscimo de 5%, contando com 71,3 t/ha em face de 74,8 t/ha na safra anterior. Essa queda se deu majoritariamente na região Centro-Sul devido às condições adversas de seca e envelhecimento dos canaviais. A Figura 17 apresenta a produtividade média da cana colhida entre as safras de 2005/2006 e 2014/2015.

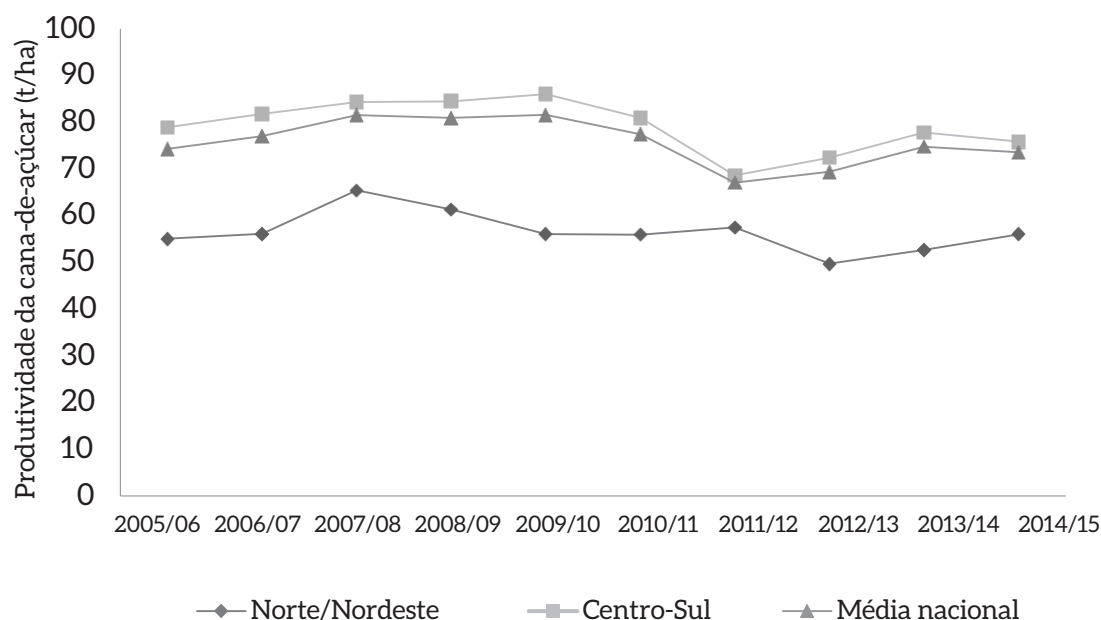


Figura 17 – Evolução da Produtividade Média de Cana-de-açúcar em Diferentes Regiões do Brasil

Fonte: Elaboração própria com base em MAPA, 2014 e CONAB, 2015

2.2.2 ROTAS TECNOLÓGICAS DE CONVERSÃO

2.2.2.1 PRODUÇÃO DE ETANOL

O processo de produção de etanol combustível é semelhante ao de produção de bebidas alcoólicas destiladas. Normalmente, o processo passa por um pré-tratamento para a extração de açúcares, seguido da fermentação destes e, por fim, destilação e purificação do produto final. A rota tecnológica específica, contudo, depende do tipo de matéria-prima a ser utilizada, como apresenta a Figura 18. Para a biomassa constituída por açúcares simples, como é o caso da cana-de-açúcar ou da beterraba, o processo de pré-tratamento é relativamente simples, visto que os açúcares já estão disponíveis para serem fermentados. No entanto, no caso de espécies cerealíferas, como milho ou sorgo, com elevado teor de amidos, o pré-tratamento envolve processo enzimático para sintetizar as longas cadeias de amido em açúcares simples. Por seu turno, no caso de materiais lignocelulósicos, designadamente resíduos de palhas agrícolas ou bagaço, o pré-tratamento envolve hidrólise ácida e enzimática para

liberar as longas cadeias de celulose e hemicelulose e extração dos açúcares simples. Esta seção enfatiza a rota tecnológica de geração de etanol a partir dos colmos de cana, como se apresenta nos parágrafos seguintes.

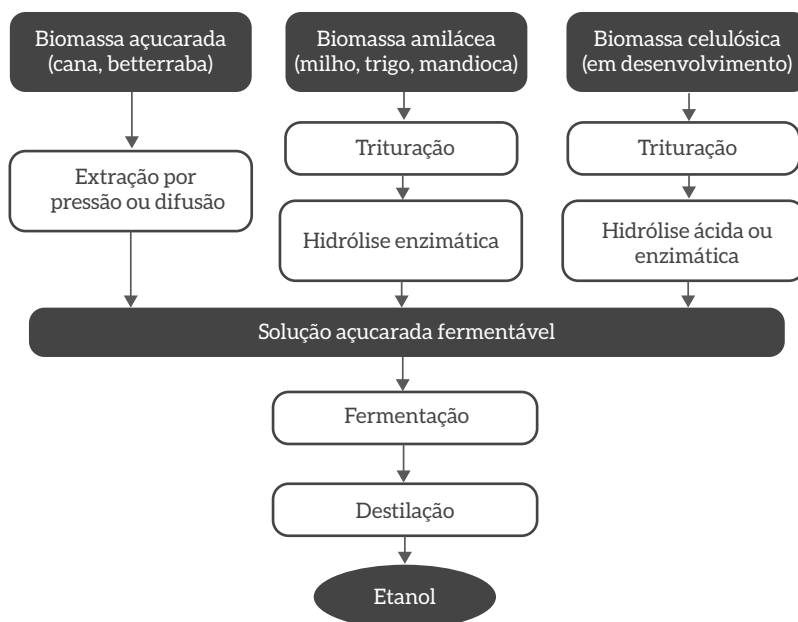


Figura 18 – Rotas Tecnológicas para a Produção de Etanol a partir de Diferentes Tipos de Biomassa

Fonte: NOGUEIRA, 2008

A produção de etanol ocorre em unidades anexas ou autônomas. No caso das usinas anexas, após o pré-tratamento, parte do caldo é canalizado para a rota de açúcar e o restante vai para a fermentação alcoólica. Os processos de fermentação do caldo de cana e do melaço (coproduto da produção de açúcar) são integrados, sem afetar o rendimento do processo. No caso das usinas autônomas dedicadas apenas à geração de etanol, a fermentação ocorre somente a partir do caldo de cana.

As diferentes etapas de processamento para etanol e açúcar incluem as seguintes operações: recepção, limpeza e preparo da cana-de-açúcar, extração dos açúcares, tratamento e concentração do caldo, fermentação; destilação e desidratação e produção de energia elétrica e térmica.

Após a entrega da cana nas unidades sucroalcooleiras, esta é imediatamente processada para evitar perdas do teor de açúcar dos colmos. O pré-tratamento, comum para a produção de etanol e açúcar, consiste em lavagem com água e cal e extração de açúcares para que estes fiquem disponíveis para serem fermentados. Contudo, a etapa da lavagem promove perdas consideráveis de açúcares e implica maiores gastos de energia nas fases de clarificação, neutralização e concentração do caldo. Segundo Macedo (2007), consomem-se 5,33 m³ de água por tonelada de cana processada, o que corresponde a aproximadamente um quarto do consumo de água total do processamento da cana.

Para evitar esse problema, agravado com a introdução da colheita mecanizada da cana, o Centro de Tecnologia de Cana-de-açúcar (CTC) tem avaliado o sistema de limpeza a seco, mediante a utilização

de ventiladores e rolos mecânicos que separam o palhiço e o solo dos colmos. A eficiência de remoção de partículas de solo é de cerca de 70% e as perdas de açúcar da ordem de 0,5% (DIAS et al., 2012a). Além disso, com a sucessiva introdução das técnicas mecanizadas de coleta da cana, a lavagem a seco torna-se fundamental para evitar a perda do teor de açúcar dos colmos. Contudo, a lavagem a seco não remove com tanta eficiência as impurezas e partículas do solo da cana, o que poderá ter implicações nos processos a jusante, nas propriedades do bagaço e na qualidade da sua cogeração.

Após a lavagem da cana inteira, esta é encaminhada para as unidades de extração. No Brasil, o sistema mais comum é a extração mecânica pela moagem sob pressão de rolos. Daí é extraído o caldo com elevado teor de sacarose e são separadas as fibras lignocelulósicas que não são fermentáveis, denominadas de bagaço. A moagem é um processo otimizado que praticamente atinge o limite de eficiência de extração (entre 97,0% e 97,5%).

Após a extração do caldo, é necessário remover impurezas e outros inertes por meio de pré-tratamentos físicos. Assim, o caldo extraído passa por processos de peneiramento e sedimentação para remoção de materiais fibrosos, areias e vestígios de terra. Segue-se um tratamento químico e térmico para ajustar sua temperatura e pH às condições ideais para as leveduras fermentadoras. Posteriormente, procede-se a uma evaporação e filtração para ajustar a concentração de açúcares e remover impurezas ainda existentes e, no caso de usinas mistas, adiciona-se o melaço proveniente dos processos de produção de açúcar. Nesse processo, se forma a torta de filtro, coproduto que, juntamente com o bagaço, é canalizado para a alimentação das caldeiras de geração de energia térmica e elétrica.

A mistura resultante, denominada de mosto, é encaminhada para as unidades de fermentação, onde leveduras (usualmente as *Saccharomyces cerevisiae*) degradam as moléculas de glicose durante um período de 8 a 12 horas (NOGUEIRA, 2008), dando origem ao mosto fermentado com teor alcoólico entre 7% e 10%. O rendimento teórico do processo de fermentação é de 51,1%.⁷ Após a fermentação, as leveduras são recuperadas por centrifugação (processo Melle-Boinot) e reprocessadas para nova utilização, enquanto o mosto é enviado para as colunas de destilação.

Na destilação, o etanol é primeiramente recuperado sob a forma hidratada, com um volume de 94% v/v de etanol e 6% de água, sendo gerado como resíduo o vinhoto ou vinhaça. Gera-se, por litro de etanol produzido, entre 10 e 15 litros de resíduo líquido (MACEDO, 2007). O etanol hidratado pode ser armazenado para ser consumido no mercado de combustíveis ou enviado para uma coluna de desidratação para a geração de etanol anidro (99,7% v/v).

Tratando-se de uma mistura azeotrópica,⁸ o etanol e a água não podem ser separados por simples destilação. Assim, recorre-se à desidratação por adição de cicloexano, formando-se uma mistura com ponto de ebulição inferior ao do etanol anidro. Desse modo, o etanol anidro é retirado do fundo da coluna com concentração de 99,7% v/v e o cicloexano é recuperado.

7 O rendimento teórico é dado pela seguinte equação Gay-Lussac: $C_6H_{12}O_6 \rightarrow 2C_2H_5OH + 2CO_2$.

8 Uma mistura azeotrópica apresenta um ponto de ebulição comum para todos os seus constituintes, não sendo possível proceder à sua purificação por destilação comum.

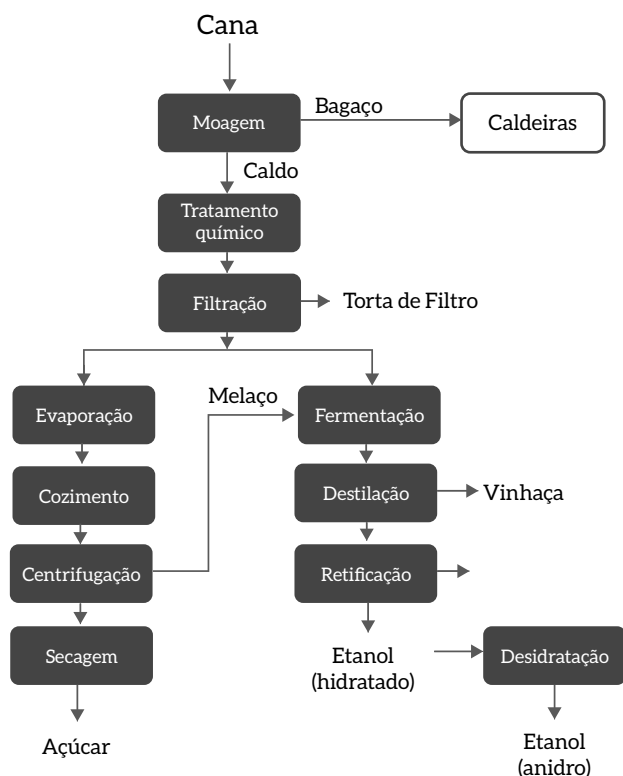


Figura 19 – Rota Tecnológica de Produção de Etanol Convencional e Açúcar a partir de Cana-de-açúcar

Fonte: NOGUEIRA, 2008; SEABRA et al., 2008

O rendimento industrial por tonelada de cana processada é, em média, de 100 kg de açúcar refinado e 23 litros de etanol hidratado produzido a partir de melão, no caso das usinas mistas. Considerando o processamento de etanol em usinas dedicadas, pode-se obter até 86 litros de etanol hidratado por tonelada de cana processada. As perdas totais de teor de açúcar são de cerca de 14%, principalmente durante a fase de extração e na lavagem da cana (Tabela 5).

Tabela 5 – Perdas e Rendimentos Médios das Unidades Sucroalcooleiras no Brasil

Item	Perda de açúcar ou rendimento
Lavagem de cana	0,7%
Extração	3,9%
Torta de filtro	0,5%
Indeterminada	3,5%
Destilação	0,2%
Rendimento fermentativo	90,0%
Rendimento global	
Açúcar	100 kg/t cana (+ 23 litros/t cana)
Bioetanol hidratado	86 litros/t cana

Fonte: NOGUEIRA, 2005

O processo de produção de etanol de cana-de-açúcar gera três tipos de resíduos: a vinhaça, a torta de filtro e o bagaço, como já referido. A vinhaça, que vem a ser o resíduo da destilação, é reciclada na sua totalidade e aplicada como fertilizante nos campos de plantio de cana-de-açúcar, pois apresenta elevado teor de matéria orgânica e potássio. Além do mais, a utilização da vinhaça traz benefícios vários na qualidade do uso do solo, notadamente elevação do pH, maior disponibilidade de nutrientes, aumento de retenção de água e desenvolvimento de comunidades de bactérias fixadoras de nitrogênio. Atualmente, os sistemas de fertirrigação de vinhaça mais aplicados são o caminhão-tanque convencional e a aplicação por aspersão de canhão. Estudos para a evolução dos procedimentos para aplicação de vinhaça têm incluído sistemas do tipo pivô central e gotejamento subsuperficial, pois garantem uma distribuição mais uniforme da vinhaça, apesar de os custos ainda serem elevados (MACEDO, 2007).

2.2.2.2 COGERAÇÃO

Por seu turno, o bagaço e o filtro de torta são canalizados para caldeiras de geração de vapor e eletricidade. A energia gerada alimenta toda a cadeia de produção de etanol, que inclui processos intensivos em energia, como apresentado na Tabela 6. Segundo Pizzala (1998 apud NOGUEIRA, 2008), por tonelada de cana processada, consomem-se entre 370-410 kg de vapor para produção de etanol hidratado e 500-580 kg para etanol anidro. O processo requer igualmente cerca de 12 kWh/t de energia elétrica, que alimenta as prensas da moagem e motores elétricos. Essa demanda de energia é fornecida pelo sistema de cogeração instalado na própria usina e alimentado a bagaço e torta de filtro. Em média, a energia gerada é suficiente para abastecer todo o processo de produção e ainda se gera um excedente de 10 kWh por tonelada de cana processada (MACEDO et al., 2008; SEABRA; MACEDO, 2011).

Porém, na maioria das usinas, as tecnologias atuais trabalham com caldeiras de baixa pressão e eficiência. As usinas brasileiras estão lentamente trocando as caldeiras convencionais por sistemas de alta pressão que permitem a conversão elétrica com maior eficiência. Assim, antecipa-se que, no futuro, o excedente elétrico gerado a partir da combustão de bagaço em usinas anexas possa atingir 135 kWh por tonelada de cana (MACEDO et al. 2008).

Tabela 6 – Demanda de Energia nos Processos de Produção de Etanol

Energia	Unidade	Açúcar	Bioetanol hidratado	Bioetanol anidro
Térmica Como vapor saturado a 1,5 bar (manométrico), para aquecedores, evaporadores e destilaria	kg/tc	470-500	370-410	500-580
Mecânica Acionamento dos sistemas de preparo e moagem da cana e motobombas	kWh/tc	16	16	16
Elétrica Motores elétricos diversos, iluminação e outras cargas	kWh/tc	12	12	12

Fonte: NOGUEIRA, 2008; MACEDO et al., 2008

O estado da arte para a queima de resíduos em usinas de açúcar e álcool é representado por caldeiras aquatubulares com sistema de queima em suspensão, complementado pela combustão em grelha das partículas mais grossas. Essas caldeiras são geralmente projetadas para operar com bagaço puro, que contém somente pequenas quantidades de palha e impurezas minerais. A umidade do bagaço se encontra tipicamente em 50%, o que representa também o máximo aceitável para essas caldeiras.

A quantidade e a temperatura máxima do vapor obtido dependem da capacidade e da resistência das caldeiras. A tradição brasileira definiu um padrão de caldeira com condições de operação de 22 bar e 300°C (PELLEGRINI, 2009), gerando energia a partir de turbinas de contrapressão de simples estágio. Essas caldeiras foram projetadas para suprir a demanda energética da usina e, ao mesmo tempo, incinerar todo o bagaço produzido, sem deixar excedentes para a safra subsequente, que tenderiam a se transformar em problemas ambientais. No Brasil, o setor sucroalcooleiro utilizou, durante muitos anos, turbinas a vapor de contrapressão de simples estágio operando à pressão e temperatura de 22 kgf/cm² e 290°C, respectivamente.

Quando as usinas sucroalcooleiras começaram a visar à geração de excedentes de energia elétrica para a venda, muitas projetaram a substituição de caldeiras mais antigas por unidades mais eficientes de maior pressão (>40 bar) (SEABRA, 2008). Sistemas de cogeração do atual estado da arte consistem em ciclos a vapor acima de 65 bar de pressão e 480°C de temperatura. A aplicação de opções atualmente comerciais já propiciaria a geração de excedentes de energia elétrica superiores a 140 kWh/tc para os casos de cogeração com alta pressão e uso de alguma palha em conjunto com o bagaço (SEABRA, 2008).

As caldeiras aplicadas no setor sucroalcooleiro são comumente classificadas em caldeiras de baixa, média e alta pressão. As condições realizadas nessas caldeiras são listadas na Tabela 7.

Tabela 7 – Classificação de Caldeiras a Vapor do Setor Sucroalcooleiro

Classe	Pressão (bar)	Temperatura (°C)
Baixa pressão	21 - 31	300 - 365
Média pressão	43 - 67	400 - 450
Alta pressão	67 - 99	470 - 540

Fonte: BRASIL, 2011

2.2.3 PARQUE INSTALADO E PRODUÇÃO DE ETANOL E COGERAÇÃO NO BRASIL

No Brasil, as unidades produtoras de etanol são classificadas em usinas anexas e usinas autônomas. As usinas anexas estão agregadas a unidades produtoras de açúcar, produzindo etanol a partir de melão e de caldo de cana. Por seu turno, as destilarias autônomas são unidades independentes dedicadas somente à produção de etanol. Em fevereiro de 2014, o Brasil contava com 373 unidades produtoras de etanol, das quais aproximadamente 230 eram anexas e as restantes eram autônomas (ANP, 2015c). Segundo a ANP (2015c), a capacidade total instalada e autorizada dessas usinas era de aproximadamente 197 mil m³ diários de etanol hidratado e 101 mil m³ de etanol anidro. A Figura 20 mostra a distribuição de etanol hidratado e anidro por estado em 2015. Observa-se que o estado de São Paulo apresentava cerca de metade da produção brasileira de etanol, seguindo-se Goiás e Minas Gerais.

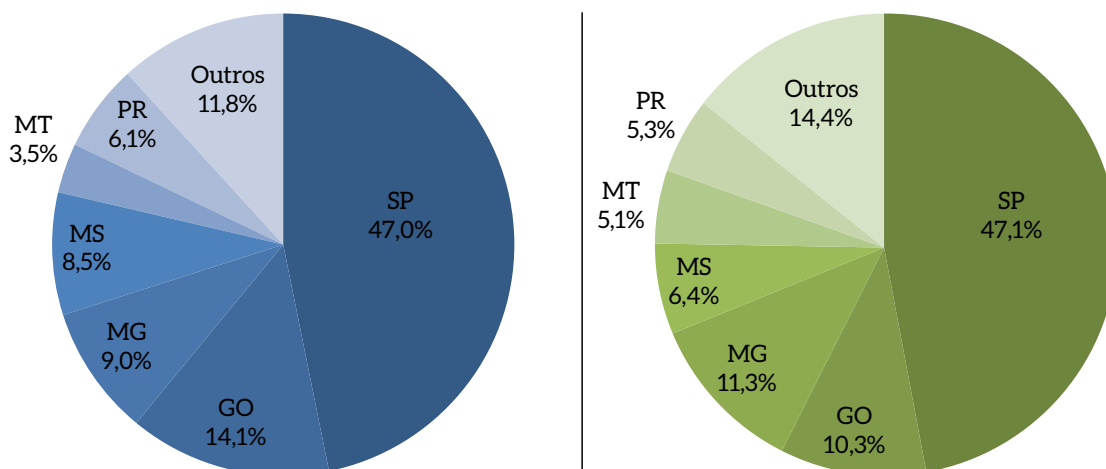


Figura 20 – Distribuição da Produção de Etanol Hidratado (esquerda) e Anidro (direita) por Estado no Brasil em 2015

Fonte: ANP, 2015c

A cana-de-açúcar é a matéria-prima utilizada na quase totalidade das usinas (97,4%), destacando-se uma nova unidade de segunda geração atualmente em construção. Essa usina explorada pela Bioflex Agroindustrial S/A, em São Miguel dos Campos, no estado de Alagoas, processa cerca de 250 m³ diários de etanol anidro a partir de excedentes de cana e bagaço.

A maioria das unidades produtoras de etanol é autossuficiente em energia elétrica e térmica mediante a cogeração do bagaço (coproduto decorrente das atividades de moenda). Contudo, o excedente de energia elétrica é limitado, correspondendo, em média, a até 10 kWh por tonelada de cana processada (MACEDO et al., 2008). Isso porque o parque mais antigo de caldeiras de cogeração de bagaço opera em condições de baixa pressão (2,2 MPa) e reduzida eficiência de conversão. Porém, a progressiva substituição de caldeiras convencionais por sistemas de geração de vapor e eletricidade em alta pressão (6,5-9,0 MPa e 480-500°C), associado à adoção de configurações de processo que requeiram menor consumo de vapor, poderia ser alternativa promissora para aumentar consideravelmente a eficiência de geração e excedentes de energia elétrica.

A Tabela 8 lista as principais unidades de cogeração instaladas e em operação na safra de 2012/2013. Todas as unidades estavam instaladas na região Centro-Sul, onde se verificam os maiores investimentos de renovação do parque de produção sucroalcooleiro. Os estados de São Paulo e Mato Grosso do Sul abrigam o maior número de investimentos.

Tabela 8 – Principais Unidades de Produção de Cogeração de Energia Elétrica no Brasil

Unidade de geração	UF	Geração de energia elétrica excedente (MWh/ano)
Renuka – Euipav	SP	138,4
EH – Rio Claro	GO	130,0
EH – Santa Luzia	MS	130,0
EH – Conquista do Pontal	SP	110,0
Colombo – Ariranha	SP	105,5
São Fernando	MS	104,0
Biosev – Vale Rosário	SP	97,0
Adecoagro – Vale do Ivinhema	MS	92,0
Biosev – Rio Brilhante	MS	90,0
Noble – Sebastianópolis	SP	90,0

Fonte: Elaboração própria com base em INVENTÁRIO CANA, 2012

A Figura 21 e a Figura 22. apresentam o atual perfil tecnológico das caldeiras de bagaço instaladas no Brasil em relação às condições de vapor realizadas. A Figura 16, que mostra os números para a totalidade das caldeiras, evidencia que a maior parte (>70%) opera ainda com unidades de baixa pressão. Na Figura 17, pode-se observar que as atividades recentes focam na instalação de caldeiras eficientes, sendo que mais de 50% das novas operam com pressões acima de 60 bar.

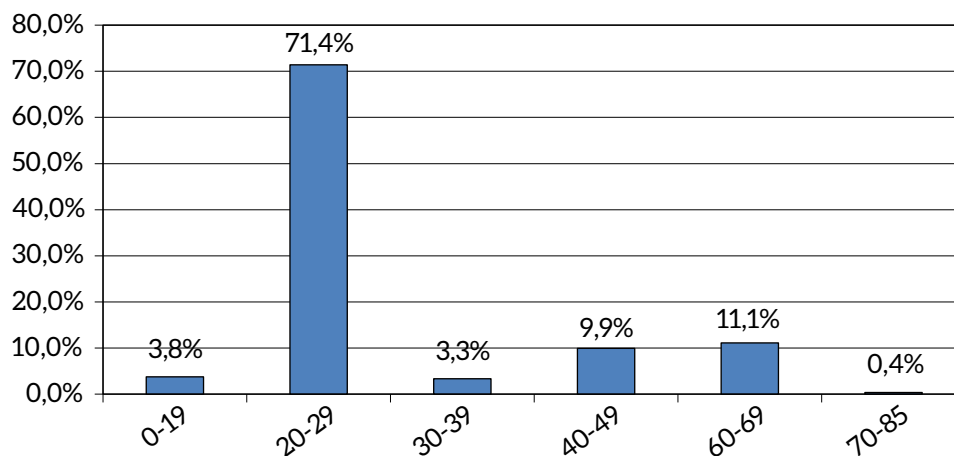


Figura 21 – Perfil das Caldeiras de Bagaço Instaladas no Brasil – Distribuição conforme a Pressão de Vapor na Caldeira

Fonte: OLIVERIO, 2008

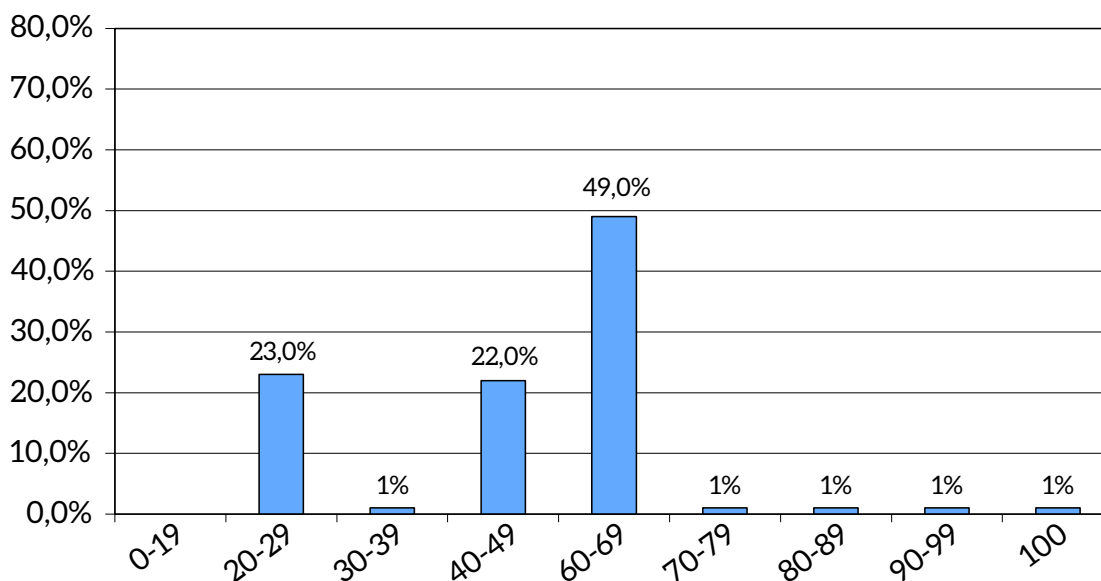


Figura 22 – Perfil das Caldeiras de Bagaço Instaladas no Brasil a partir de 2006 – Distribuição conforme a Pressão de Vapor na Caldeira

Fonte: OLIVERIO, 2008

O fato de a maioria das caldeiras ser de baixa pressão indica que a maioria das usinas ainda não foi equipada para a geração de excedentes de eletricidade. A Conab realizou um estudo extenso no período da safra de 2009/2010 sobre o estado da arte da cogeração no setor sucroalcooleiro (CONAB, 2011), no qual a situação de todas as usinas do setor foi levantada. Os resultados mostraram que 393 empreendimentos se encontravam em operação na época, dos quais somente 111, isto é, aproximadamente 30%, praticavam a geração de excedentes de energia. Os empreendimentos restantes geravam eletricidade exclusivamente para fins de autoconsumo. Ademais, o estudo revelou que 77% do bagaço queimado eram, à época, destinados à autoprodução. Esse número reflete a alta participação de usinas no setor que não geram excedente de eletricidade (Tabela 9).

Tabela 9 – Destinação do Bagaço Queimado no Setor Sucroalcooleiro por Região

Região	Geração para autoconsumo (%)	Geração para venda (%)
Centro-Sul	75,7	24,3
Norte-Nordeste	86,3	13,7
Brasil	76,9	23,1

Fonte: Elaboração própria a partir de CONAB, 2011

Observando somente as usinas que geram excedente de energia elétrica, os números obtidos por Conab (2011) mostram que, na média brasileira, aproximadamente 50% do bagaço são destinados à geração para a venda (Tabela 10). Nisso, as usinas na região Centro-Sul destinam mais bagaço para a exportação que as usinas na região Norte-Nordeste.

Tabela 10 – Destinação do Bagaço Queimado em Usinas Que Exportam Eletricidade

	Geração para autoconsumo (%)	Geração para venda (%)
Centro-Sul	50,9	49,0
Norte-Nordeste	65,5	34,5
Brasil	52,2	47,8

Fonte: Elaboração própria a partir de CONAB, 2011

Em 2010, a potência instalada nas unidades sucroalcooleiras totalizava 5.615 MW. Desse total, 3.844 MW se localizavam nas unidades que já se interligaram à rede geral e vendem energia, e 2.071 MW pertenciam às instalações das unidades que geram apenas para o próprio consumo. O fato de a capacidade instalada para exportação ser maior do que a capacidade do autoconsumo indica que a eficiência dos equipamentos em unidades de exportação ultrapassa a eficiência em unidades de exclusivo autoconsumo. A partir de uma análise mais detalhada da eficiência de geração, a Conab (2011) indica o consumo específico de bagaço por unidade de energia gerada, conforme destino de energia e tipo de usina. Os resultados, plotados na Tabela 11, explicitam uma consequência natural da presente situação: as unidades que reformam e/ou substituem equipamentos de geração elétrica passam a ter eficiência técnica na queima do bagaço muito maior do que suas congêneres que não operaram as transformações necessárias.

Tabela 11 – Consumo Específico de Bagaço em Unidades do Setor Sucroalcooleiro

Regiões	Eletricidade Gerada	Eletricidade para autoconsumo	Eletricidade para venda
	(kWh _{médio} /t _{bagaço})	(kWh _{médio} /t _{bagaço})	(kWh _{médio} /t _{bagaço})
Unidades com venda de eletricidade			
Centro-Sul	192	84	106
Norte-Nordeste	151	89	59
Brasil	188	85	102
Unidades sem venda de eletricidade			
Centro-Sul	85	-	-
Norte-Nordeste	95	-	-
Brasil	86	-	-
Média de todas as unidades			
Centro-Sul	138	84	53
Norte-Nordeste	117	89	23
Brasil	135	85	49

Fonte: Elaboração própria a partir de CONAB, 2011

A estimativa da produção de etanol na safra de 2014/2015 foi de 28,66 bilhões de litros, implicando aumento de aproximadamente 707 milhões de litros em face da safra 2013/2014 (CONAB, 2015). Do total, 11,79 bilhões de litros foram de etanol anidro e 16,87 bilhões de litros de etanol hidratado.

A produção de etanol manteve-se concentrada na região Centro-Sul, com 93% do total produzido no país, principalmente em São Paulo (48%), Goiás (15%) e Minas Gerais (9%). A Figura 23 ilustra a produção de etanol desde a safra de 2005/2006 até 2015. Observa-se tendência crescente moderada na produção de etanol em todas as regiões, com exceção do Sudeste. No Centro-Oeste, verifica-se crescimento mais acentuado do que em outras regiões devido aos recentes investimentos de instalação de novas unidades produtoras.

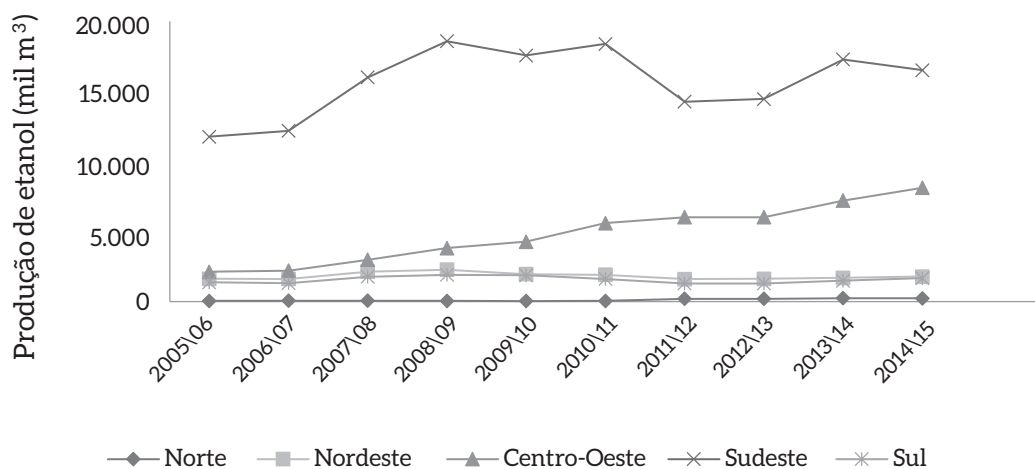


Figura 23 – Evolução da Produção de Etanol nas Diferentes Regiões do Brasil

Fonte: Elaboração própria com base em CONAB, 2015



Cenários de referência e baixo carbono

Capítulo

3

3 CENÁRIOS DE REFERÊNCIA E BAIXO CARBONO

Este capítulo apresenta os cenários de referência (REF) e baixo carbono (BC) construídos para o setor de biocombustíveis. O horizonte de projeção é de 2050, sendo considerado 2010 o ano-base para as projeções, tendo em vista a ampla disponibilidade de parâmetros, em particular relativos a produção, consumo de energia e emissões (MCTIC, 2016; EPE, 2017).

A técnica de cenários empregada neste estudo não objetiva a realização de previsões para o setor. Trata-se de analisar efeitos, em particular sobre custos nivelados de energia e emissões, de estados futuros possíveis derivados dos pressupostos considerados na modelagem.

O cenário REF considera uma evolução tendencial do setor, ou seja, com pequenas alterações estruturais em relação aos anos anteriores, e considera as tecnologias reportadas nas seções 2.1.3 e 2.2.2. Por sua vez, o cenário BC é construído considerando a penetração de tecnologias que levariam à mitigação de emissões, que serão discutidas posteriormente.

Inicialmente, serão descritas as tecnologias e demais premissas assumidas na construção dos cenários, e, em seguida, serão apresentados os resultados subdivididos em biodiesel e etanol e cogeração.

3.1 CENÁRIO DE REFERÊNCIA

3.1.1 BIODIESEL

A trajetória de referência de evolução de demanda de biodiesel considera somente as políticas energéticas vigentes no ano-base 2010. Assim, projeções mais ambiciosas de substituição de diesel por combustíveis de origem renovável serão apresentadas em cenários de mitigação (BC). Mesmo a evolução da mistura obrigatória ao diesel, que atualmente é de 10 v/v, é considerada apenas na publicação *Modelagem integrada e impactos econômicos de opções setoriais de baixo carbono* (MCTIC, 2017c).

O cenário de demanda apresentado deriva da análise setorial desenvolvida com o modelo MSB8000 e por Haddad (2015), discutido no primeiro capítulo deste estudo.

A demanda de biodiesel está associada à demanda de diesel já que o governo federal dita a obrigatoriedade de adicionar um percentual mínimo de biodiesel ao diesel no país. Assim, a projeção da demanda de biodiesel foi estimada de acordo com a adição obrigatória de 5% de B100 no diesel mineral, tal como vigente em 2010. Desse modo, antevê-se que a demanda de biodiesel no horizonte 2020-2025 varie entre 2,7 e 3,0 bilhões de litros, um acréscimo de 0,7 e 1,0 bilhão de litros em face da demanda em 2010. Em um horizonte até 2050, prevê-se que a demanda de biodiesel seja de cerca de 5,2 bilhões de litros, o que equivale a aumento de 157% com relação ao ano-base 2010 (Figura 24).

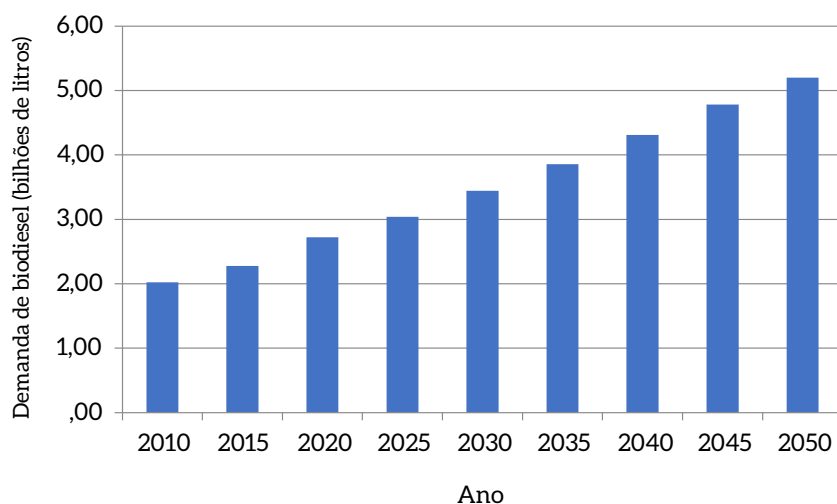


Figura 24 – Demanda de Biodiesel no Cenário REF de 2010 a 2050

Fonte: Elaboração própria

Assumindo-se que a mistura de biodiesel se mantenha em B5, o parque instalado e previsto em 2013, com capacidade diária de 22.532 m³, atenderia a demanda de biodiesel no Brasil tanto para o período 2010-2025 quanto no horizonte 2026-2050. Assim, as 60 plantas em operação e planejadas, com capacidade de operação instalada anual de 6,9 bilhões de litros, supririam o consumo nacional. Desse modo, não seria necessário expandir o parque produtor além das plantas já em operação, confirmadas para construção/expansão ou autorizadas para comercialização. Cumpre enfatizar que demanda diversa de biodiesel e etanol pode ser considerada no setor de transportes, o que implicará no âmbito da modelagem integrada em capacidade instalada de produção superior à apresentada a seguir (MCTIC, 2017a; 2017c).

Para alinhar com o Plano Decenal de Expansão 2023 – PDE 2023 (EPE, 2014b), a Tabela 12 apresenta a evolução da capacidade de processamento de biodiesel por região brasileira entre 2013 e o horizonte 2020-2025. A capacidade total de processamento em 2023 atinge 8,6 bilhões de litros, equivalente a uma expansão de aproximadamente 25%. As regiões Centro-Oeste e Sul concentram 79% da capacidade instalada, sendo que Norte, Nordeste e Sudeste apresentam reduzida disponibilidade para o processamento de biodiesel.

Tabela 12 – Capacidade Instalada de Processamento de Biodiesel (milhões de litros)

Região	Capacidade instalada (milhões de litros)	
	2013	2023
Norte	188	206
Nordeste	741	741
Sul	1.948	3.030
Sudeste	852	941
Centro-Oeste	3.196	3.726
Total	6.925	8.644

Fonte: Elaboração própria

3.1.2 ETANOL E COGERAÇÃO

O cenário de demanda apresentado deriva da análise setorial desenvolvida com o modelo MSB8000 e por Haddad (2015), discutido no primeiro capítulo deste estudo.

As projeções apresentadas se referem à demanda de etanol anidro e hidratado carburante no setor de transportes nacional, excluindo a demanda proveniente do mercado internacional. A demanda nacional de etanol carburante anidro e hidratado está diretamente condicionada pelo consumo de gasolina A e pela tipologia de veículos leves do setor de transportes. Para o período 2010-2025, estima-se redução da demanda de etanol para 27,0 bilhões em 2025. Essa projeção contrasta com as expectativas sugeridas no PDE 2023, que indica crescimento anual da demanda de etanol hidratado de 12,2%. No período 2026-2050, estima-se que a demanda de etanol retome uma linha ascendente, alcançando 43,3 bilhões de litros em 2050, acréscimo de 18% em comparação com o ano-base 2010.

Note-se, contudo, que, enquanto o PDE 2023 pressupõe a retomada dos investimentos no setor sucroalcooleiro e a revisão das políticas de precificação de combustíveis líquidos no Brasil, o cenário REF deste estudo não corresponde a um cenário de base, tratando-se de uma trajetória baseada na manutenção das políticas vigentes e não futuras. A Figura 25 apresenta o cenário de demanda de etanol carburante no mercado nacional entre 2010 e 2050.

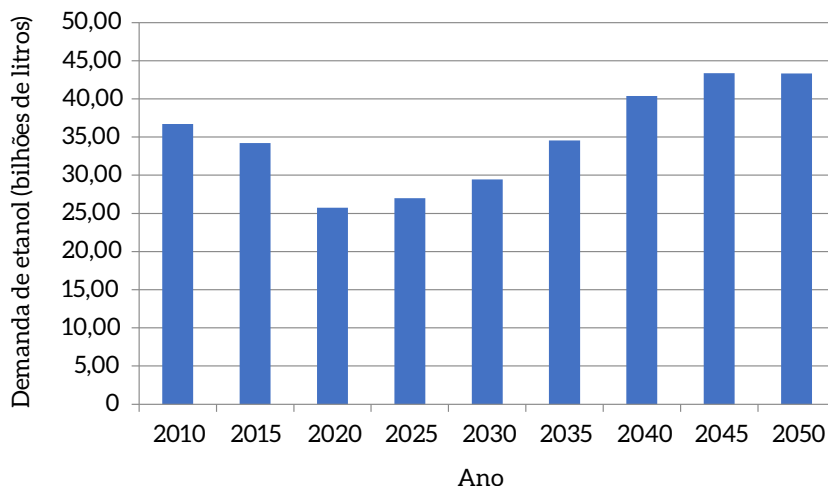


Figura 25 – Demanda de Etanol no Cenário REF de 2010 a 2050

Fonte: Elaboração própria

A oferta da bioeletricidade a partir do bagaço de cana depende diretamente da produção de etanol. Portanto, para a geração de energia elétrica a partir do bagaço, a trajetória indica o mesmo desenvolvimento modelado para a produção de etanol, tanto para o horizonte 2025 quanto para o horizonte 2050 (Figura 26). Haverá, portanto, redução na geração entre 2010 e 2020, de 12.897 GWh para 8.516 GWh, provocada pela redução da produção de etanol. A partir de 2020, a geração volta a crescer e supera o valor de 2010 entre 2035 e 2040, até chegar a 15.009 GWh em 2050.

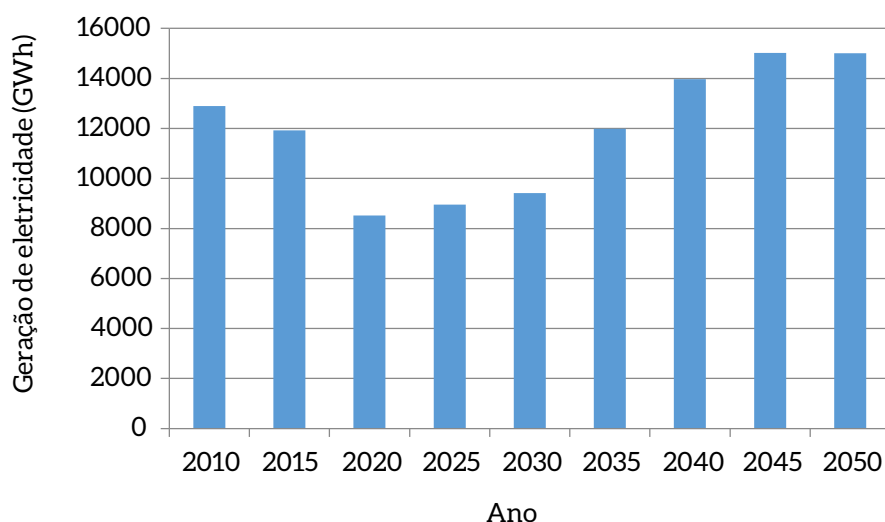


Figura 26 – Oferta de Geração de Energia Elétrica a partir do Bagaço no Cenário REF de 2010 a 2050

Fonte: Elaboração própria

Para acompanhar esse desenvolvimento, a capacidade instalada permanece estável entre 2010 e 2035 em 4,2 GW. Somente a partir do ano 2040 a modelagem aponta aumento na capacidade para 4,6 GW, que crescerá até 4,9 MW em 2045. Vale notar que o valor da capacidade instalada é menor do que a capacidade relatada por Aneel (2017), que indica 9,8 GW para o final de 2014. Essa diferença surge porque a Aneel observa o total da capacidade instalada, enquanto o modelo MSB8000 considera somente a parcela da capacidade que gera eletricidade excedente, ou seja, eletricidade que não é consumida na própria planta. Logo, os números aqui descritos se referem sempre à capacidade excedente de geração e não à capacidade total.

3.2 CENÁRIO DE BAIXO CARBONO

Esta seção aborda o cenário BC, no qual se assume a implementação de tecnologias que reduziram emissões do setor de biocombustíveis. Para tanto, serão estimados custos incrementais e potenciais de abatimento de emissões decorrentes da implementação de novas unidades de geração de biocombustíveis que adotem alternativas tecnológicas de baixo carbono a partir de 2015.

Inicialmente, serão descritas melhores tecnologias disponíveis (MTD) que poderiam ser consideradas na produção de biocombustíveis. Em seguida, serão apresentados procedimentos metodológicos e premissas consideradas no cenário. Por fim, tem-se os resultados decorrentes da implementação das MTD, com foco nos custos nivelados das diferentes rotas tecnológicas, assim como potenciais e custos de abatimento de emissões.

3.2.1 BIODIESEL

3.2.1.1 MELHORES TECNOLOGIAS DISPONÍVEIS

O processo convencional de produção de biodiesel via transesterificação catalítica homogênea em rota metílica, descrita anteriormente, apresenta uma série de limitações, associadas principalmente ao elevado custo de produção, consumo de energia e geração de coprodutos indesejados. Assim, processos mais avançados estão disponíveis comercialmente, visando aumentar a eficiência de conversão de biodiesel, melhorar sua qualidade e reduzir o impacto ambiental da sua produção. Para a rota de transesterificação e no contexto brasileiro, destaca-se a aplicação de álcool etílico em substituição à opção metílica e à purificação do biodiesel por membranas em vez de lavagem e filtração convencionais. Alternativamente à rota de transesterificação, surgiram no mercado, igualmente, unidades de conversão a partir do craqueamento térmico catalítico e hidrotratamento. Esses processos são descritos a seguir.

- Transesterificação por rota etílica

Alternativamente à transesterificação metílica, a aplicação de álcool etílico pode constituir vantagem no contexto brasileiro, já que o Brasil é o principal produtor mundial de etanol de cana-de-açúcar. Assim, a substituição de metanol derivado da reforma a vapor de gás natural poderia potencialmente reduzir a dependência de importações e mitigar as emissões de dióxido de carbono provenientes da queima de um biodiesel transesterificado com metanol.

Grosso modo, o sistema de produção é análogo ao da rota metílica. No entanto, segundo Altamirano (2013), trata-se de processo mais lento e com maior dificuldade de separação das fases dos produtos (biodiesel, etanol e glicerina). Desse modo, é necessária maior quantidade de etanol para que a transesterificação ocorra. No caso do processo convencional com rota metílica, o excesso de álcool varia de 6 a 9 moles, como referido anteriormente. Contudo, para o caso da rota etílica, a transesterificação é mais difícil, e o excesso de etanol pode atingir 20 moles por mol de triglicerídeo. Acresce que a rota etílica ocorre a temperaturas superiores às da rota metílica, o que implica maior consumo de energia durante a transesterificação. A Tabela 13 compara os principais parâmetros de operação e qualidade do biodiesel proveniente da rota metílica e etílica.

Tabela 13 – Comparação entre a Transesterificação por Rota Metílica e Etilica

Parâmetro	Rota metílica	Rota etílica
Conversão (óleo-biodiesel)	97,5	94,3
Glicerina total no biodiesel (%)	0,87	1,4
Viscosidade	3,9-5,6 cSt a 40°C	7,2 maior ao Ester metílico
Álcool por m ³ biodiesel	90,0	130,0
Preço médio do álcool	100	650
Excesso de álcool recomendado (%)	6:1	20:1
Relação molar recomendado	65	80
Temperatura recomendada (°C)	45	80
Varição da potência do motor com relação ao diesel	2,5	4,0
Varição do consumo do motor com relação ao diesel	10	12

Fonte: LORA; VENTURINI, 2012 apud ALTAMIRANO, 2013

Outra desvantagem da rota etílica está relacionada com a dificuldade de purificação do etanol. Segundo Altamirano (2013), o sistema de recuperação do álcool etílico é o processo mais energointensivo no processo de geração de biodiesel, potencialmente encarecendo o processo de produção. O etanol em excesso é recuperado por um processo de destilação simples e azeotrópica. Após a transesterificação, o etanol em excesso que não reagiu com os triglicerídios é canalizado para o efluente do glicerol. Na primeira fase, a mistura sofre duas destilações simples em série em que o etanol é recuperado primeiramente com concentração de aproximadamente 53% v/v e posteriormente em 96% v/v (ALTAMIRANO, 2013). Na segunda etapa, esse condensado é retificado em uma coluna azeotrópica na qual se obtém o etanol 99,3% v/v.

- Purificação do biodiesel por membranas

Como mencionado, após a transesterificação dos óleos crus, o biodiesel gerado contém água e diversas impurezas, designadamente vestígios de álcoois, catalisador, acilglicerídios, sabões e sais. Na maioria dos casos, a presença de impurezas reduz a qualidade do biodiesel, influenciando o desempenho do motor e as emissões de poluentes atmosféricos locais (STOJKOVIĆ et al., 2014). Assim, o biodiesel tem de obedecer a exigentes requisitos de qualidade definidos pela ANP. Em escala comercial, o biodiesel é purificado por uma lavagem com água desionizada ou solventes orgânicos. A lavagem a seco é também comumente utilizada por meio de processos de adsorção com gel de sílica ou troca iônica. Trata-se de processos simples e econômicos, porém nem sempre a qualidade do biodiesel é satisfatória (ATADASHI et al., 2011a; SHUIT et al., 2012). Por esse motivo, a separação por membranas pode ser aplicada com o intuito de melhorar a qualidade do biodiesel (ATADASHI et al., 2011a; STOJKOVIĆ et al., 2014).

A separação por membranas envolve a utilização de uma barreira seletiva para regular a taxa de transferência de massa de componentes presentes em substâncias por meio da sua permeabilidade

(ATADASHI et al., 2011a; SHUIT et al., 2012). No caso específico do biodiesel, a membrana tem papel importante ao remover o glicerol do produto final (biodiesel) e ao reter os triglicerídios dentro da barreira.

Existem dois princípios básicos de funcionamento na produção de biodiesel por meio da tecnologia de membrana: a separação com base no tamanho de gotículas de óleo e a membrana catalítica.

A membrana de separação com base na dimensão de gotícula de óleo requer uma membrana microporosa (normalmente, de cerâmica ou de carbono). O princípio básico de separação dessa membrana se baseia na imiscibilidade do metanol com a mistura de lipídios, constituintes dos óleos crus, devido a diferenças de polaridade. Apesar de a imiscibilidade do metanol ser um dos principais fatores limitantes da transferência de massa da transesterificação, o reator de membrana favorece a operação do sistema emulsionado na interface entre as gotículas de gordura e a fase de metanol contínuo em que estão dispersos (SHUIT et al., 2012). Por conseguinte, à medida que as longas cadeias de lipídios reagem com o metanol na presença de um catalisador para formar biodiesel e glicerol, seu tamanho molecular se reduz e são capazes de atravessar a membrana microporosa para a corrente de permeado, quando a pressão transmembranar (TMP) aumenta.

O reator de membrana catalítica, por outro lado, é constituído por uma membrana de polímero denso não poroso (por exemplo, de álcool polivinílico – PVA). A separação do biodiesel nesse tipo de reator se baseia na capacidade de o glicerol e o metanol formarem ligações de hidrogenia com os grupos OH na membrana de polímero. Portanto, o glicerol e o metanol são continuamente removidos da mistura durante a reação de transesterificação. Simultaneamente, os lipídios que não reagiram e o biodiesel produzido são retidos no interior da membrana. Nesse caso, a separação é levada a cabo sob pressão atmosférica.

Os reatores de membranas têm sido testados para a separação de glicerol de biodiesel sem decantação prévia. Quando aplicado para purificação de biodiesel, esse novo método simplifica os passos de separação e resulta em reduzidos volumes de águas residuais. Acrescente-se a isso o fato de que o reator de membranas opera em condições de temperatura entre 65°C e 70°C (SHUIT et al., 2012), o que reduz o consumo energético durante a transesterificação. Ademais, os reatores de membrana requerem menor consumo de catalisadores e de reagentes químicos para neutralização (SHUIT et al., 2012). Tratando-se de processo integrado em que as etapas de transesterificação e separação são integradas em uma única operação, o número de unidades de processo é menor do que o necessário na transesterificação convencional, o que torna a complexidade do sistema e seu custo de capital competitivos com o processo convencional (SHUIT et al., 2012; ATADASHI et al., 2011a). Porém, no caso da membrana de cerâmica, o sistema requer uma limpeza cuidadosa, pois o metanol remove o sabão com facilidade, e o glicerol livre acumula-se na superfície. Outra desvantagem dessa tecnologia está associada ao potencial aumento de custo de produção de biodiesel (SHUIT et al., 2012; BANKOVIĆ-ILIĆ et al., 2014).

- Craqueamento térmico catalítico

A pirólise ou craqueamento térmico é o processo de desoxigenação e isomerização com hidrogênio que sintetiza moléculas de triglicerídios a altas temperaturas (>450°C) na ausência de oxigênio, formando moléculas menores com propriedades muito semelhantes às dos hidrocarbonetos do óleo diesel. A caracterização dos produtos finais depende da temperatura de reação do catalisador e do

procedimento de coleta e armazenamento do produto. O combustível obtido pelo craqueamento de óleos vegetais e gorduras não é considerado biodiesel pela nomenclatura internacional e denomina-se frequentemente de *green diesel* ou óleo vegetal hidrogenado.

A Figura 27 sintetiza as principais etapas do processo. Primeiramente, dá-se o craqueamento primário, com o rompimento de ligações de carbono e oxigênio das cadeias de triglicerídios e formação de ácidos carboxílicos. Posteriormente, no craqueamento secundário, os ácidos carboxílicos são desoxigenados mediante reações de descarboxilação. Nessa etapa, formam-se dióxido de carbono, alcanos lineares, monóxido de carbono, água e alcenos terminais. Por fim, ocorre a purificação dos produtos finais em uma coluna de destilação e sua refinação, produzindo-se substitutos de gasolina e óleo diesel.

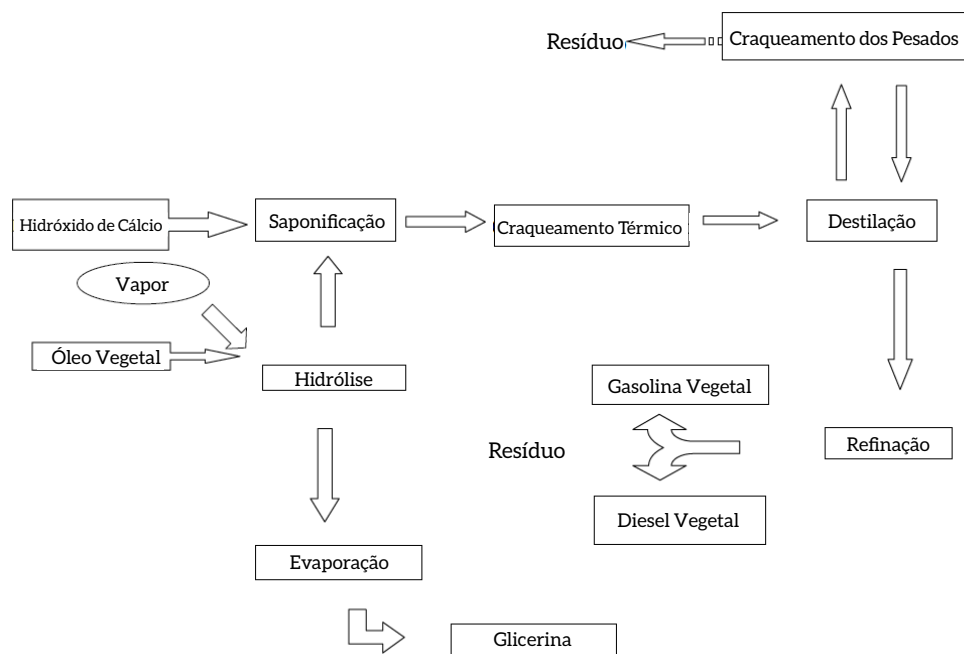


Figura 27 – Processo de Produção de Biodiesel por Craqueamento

Fonte: MMA, 2005

Diversos catalisadores, designadamente óxido de alumínio, óxidos de silício, óxidos de molibdênio, níquel suportado em alumina, zeólitas ácidas, ácido fosfórico suportado em sílica, alumina dopada com óxidos metálicos (estanho e zinco) e vários outros constituídos à base de sílica, estão sendo desenvolvidos com vistas a otimizar as condições do craqueamento e alterar a composição dos produtos finais (JARDINE et al., 2009). Assim, antevê-se que, no futuro, a demanda de energia pode vir a ser reduzida e, conseqüentemente, os custos de produção podem se tornar mais acessíveis.

No Brasil, a empresa Fibria desenvolve, em parceria com a Ensyn, rotas tecnológicas de aproveitamento de biomassa de florestas dedicadas de eucalipto para a produção de *green diesel* e espera-se que, até o final de 2014, tenha início o processo de licenciamento para a construção de uma usina em Aracruz, no estado do Espírito Santo.

- Hidrotratamento

Alternativamente ao craqueamento térmico, o óleo cru pode ser diretamente coprocessado com óleo diesel em unidades de refino convencionais. Nessa rota tecnológica, o óleo cru vegetal ou animal é misturado a uma corrente intermediária do refino, e a mistura é hidrogenada em uma unidade de hidrotratamento, resultando na geração de um diesel de qualidade e na produção de coprodutos (água, CO, CO₂ e hidrocarbonetos leves). Previamente ao hidrotratamento e à desoxigenação dos óleos vegetais, estes sofrem pré-tratamento para remover impurezas e metais alcalinos e hidrogenar as cadeias insaturadas de ácidos graxos (BEZERGIANNI; DIMITRIADIS, 2013). A Figura 28 esquematiza a reação de hidrotratamento a partir de triglicerídios para a produção de H-Bio.

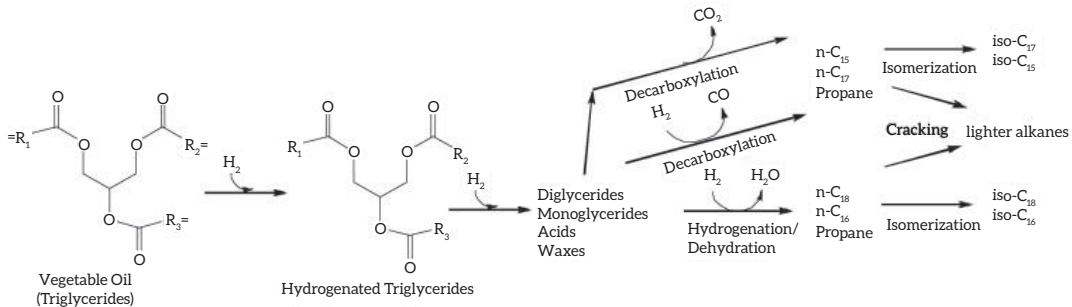


Figura 28 – Reação de Conversão de Triglicerídios em H-Bio via Hidrotratamento

Fonte: HUBER et al., 2007

As propriedades físico-químicas do diesel H-Bio dependem especificamente do tipo de óleo cru a ser processado e das condições de pressão e temperatura da unidade de hidrotratamento. Contudo, pode-se afirmar, de modo geral, que o diesel H-Bio apresenta elevado teor de cetanos (50-101), poder calorífico (entre 43,3 e 47 MJ/kg) e baixo teor de enxofre (3-13 ppm) e aromáticos livres (0,1-1,2%) (BEZERGIANNI; DIMITRIADIS, 2013). Por esse motivo, o H-Bio é um combustível de melhor qualidade, com menor fator de emissão de poluentes durante a sua combustão do que o diesel convencional.

A opção de coprocessamento permite que os óleos vegetais sejam processados em unidades convencionais de hidroprocessamento catalítico no parque já existente de refinarias de petróleo, o que reduz custos de capital inerentes à instalação de uma unidade processadora de óleos vegetais. Porém, a produção de diesel H-Bio em unidades convencionais de refino aumenta o consumo de hidrogênio e poderá ser necessário um *revamp* do sistema de gás de reciclo para garantir a hidrogenação da mistura.

No Brasil, essa rota tecnológica foi desenvolvida pela Petrobras e denominada de H-Bio. De acordo com o PDE 2022 (EPE, 2013), as refinarias Regap, Repar, Refap e Replan procederam a adaptações para produzir H-Bio a partir de óleos crus vegetais e animais. Contudo, essa rota tecnológica não está sendo adotada na atualidade, visto que há limite nas unidades de HDT-I para processar cargas além do óleo leve de reciclo (LCO) oriundo de unidades de FCC e gasóleo de coque oriundo de coqueamento retardado.

3.2.1.2 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS E PREMISSAS

Objetiva-se determinar o custo incremental da implementação de novas unidades de geração de biodiesel e outros substitutos de diesel mineral que adotem alternativas tecnológicas (AT) a partir

de 2015. Além de uma trajetória de referência (REF) que avalia a geração de biodiesel por processos químicos de transesterificação catalítica com rota metílica convencionais, desenvolveram-se quatro cenários que ponderam a aplicação de alternativas tecnológicas com maior eficiência de conversão e reduzidas emissões de GEE, incluindo: i) transesterificação por rota etílica (AT1); ii) purificação de biodiesel por separação por membranas (AT2); iii) craqueamento térmico catalítico (AT3); e iv) hidrotratamento (AT4).

A comparação entre a rota convencional de geração de biodiesel a partir de óleos vegetais e gorduras animais e as alternativas tecnológicas foi realizada pela avaliação do custo nivelado de geração de biodiesel. O custo nivelado da produção de biodiesel (LCOF - *levelised cost of fuel*) descreve o custo de investimento inicial canalizado para a implementação da unidade de geração e custos de operação e manutenção fixos e variáveis. Assim, o resultado do LCOF determina aproximadamente o preço mínimo a que o combustível deverá ser vendido de forma a recuperar os custos de investimento (IC) durante a construção da unidade de geração (T) e de operação e manutenção fixos (FOM) e variáveis (VOM) durante o tempo de vida da unidade de geração (T), considerando um fator de recuperação anual de capital de acordo com a taxa de desconto aplicada (D). O LCOF é apresentado por unidade volumétrica de combustível gerado, ou seja, R\$.L⁻¹. Neste estudo, o LCOF foi estimado de acordo com a Equação 1:

$$\text{LCOF} = \frac{\frac{\text{IC}}{T \cdot \sum_{1}^T (1 + D)^t} + \frac{\text{FOM} + \text{VOM}}{\sum_{1}^N (1 + D)^n}}{\frac{C}{\sum_{1}^N (1 + D)^n}} \quad (\text{Equação 1})$$

Em que:

LCOF	Custo nivelado de combustível (R\$.L ⁻¹)
IC	Custo de investimento (R\$)
FOM	Custos fixos de operação e manutenção (R\$.ano ⁻¹)
VOM	Custos variáveis de operação e manutenção (R\$.ano ⁻¹)
D	Taxa de desconto
C	Capacidade de geração da planta (L.ano ⁻¹)
T	Tempo de construção e implementação da unidade de geração
N	Vida útil da unidade de geração

Para a trajetória REF, considerou-se a implementação de uma unidade de geração de biodiesel a partir da transesterificação por rota metílica convencional. As matérias-primas avaliadas incluem o óleo vegetal de soja e gorduras animais, conforme a proporção estimada para o ano-base 2010. Assumiu-se que a unidade de processamento de biodiesel recebe diretamente óleos vegetais e gorduras animais processados. Assim, os óleos e as gorduras passam somente por um pré-tratamento, descartando, portanto, a componente agrícola da sua produção. A unidade de geração tem capacidade instalada de 100.000 toneladas de biodiesel anual, operando 8.000 horas por ano, ou seja, 11 meses por ano, o que equivale a um fator de capacidade de 91%.

Após a recepção, os óleos passam por uma unidade de pré-tratamento para remoção de gomas, desodorização, redução do seu teor de ácidos gordos livres e branqueamento. Em seguida, a

transesterificação ocorre em um processo de catálise básica, sendo o metanol o álcool escolhido para a reação. Essa opção permite redução de custos, tendo em conta que o metanol apresenta preço de mercado relativamente inferior ao de outros álcoois e resulta em elevada eficiência de transesterificação. Em termos de catalisador, avaliou-se a utilização do hidróxido de sódio (NaOH) por ser um reagente disponível a custo de mercado competitivo.

O balanço de massa considerado no processo de produção considera que os óleos vegetais têm teor médio de triglicerídios de cerca de 98% e que ao processo produtivo está associado um máximo de perdas da ordem de 0,5%. Por conseguinte, o rendimento de conversão da matéria-prima oleaginosa para biodiesel é de cerca de 97,5%. O esforço tecnológico para alcançar redução nos consumos energéticos permitiu estimar um consumo anual de cerca de 14 GWh/ano, dos quais 90% são utilizados para fins térmicos. A Tabela 14 apresenta o balanço de insumos e produtos para a produção de biodiesel na trajetória REF.

Tabela 14 – Balanço de Insumos e Produtos Considerado para a Produção de Biodiesel

Insumos	
Óleo vegetal (t)	1,01
Metanol (t)	0,14
Hidróxido de sódio (t)	0,03
Troca iônica (t)	0,01
Aditivos (t)	0,00
Consumo energético (GWh)	14
Produtos	
Biodiesel (t)	1,00
Glicerina bruta (t)	0,01

Fonte: RATHMANN et al., 2012

Por seu turno, a opção AT1 (biodiesel rota etílica) descreve a implantação de uma nova usina semelhante à da trajetória REF, onde a transesterificação ocorre por via etílica. Assim, o metanol utilizado na transesterificação é substituído pelo álcool etílico.

O balanço de massa considerado no processo de transesterificação etílica teve por base o balanço desenvolvido por Altamirano (2013), assumindo perdas de cerca de 5%. Como referido, a transesterificação com álcool etílico é mais demorada e complexa do que a rota metílica, por isso é necessário um volume 44% superior ao do álcool metílico, ou seja, 0,21t por tonelada de biodiesel processado. Admite-se, igualmente, consumo adicional de 30% de outros insumos e acréscimo de 70% do consumo energético comparativamente ao da trajetória REF, pois a transesterificação dos triglicerídios é menos eficiente na presença de etanol (ALTAMIRANO, 2013). Após a transesterificação, o etanol é reciclado e purificado por processos convencionais de destilação e desidratação azeotrópica para ser de novo aplicado na cadeia de produção.

O cenário AT2 (biodiesel purificação membranas) considera a introdução de um reator de membranas para a purificação do biodiesel em vez da convencional lavagem. Trata-se de um processo mais eficiente que se traduz em maior conversão de biodiesel e que produz menor volume de águas residuais (ATADASHI et al., 2011b; ATADASHI et al., 2011c). Adicione-se a isso o fato de que se trata de um processo integrado, em que as etapas de transesterificação e separação são unificadas em uma única operação, o número de unidades de processo é menor do que o necessário na transesterificação convencional e, como tal, a complexidade do sistema e seu custo capital são inferiores aos do processo convencional. No entanto, essa tecnologia requer maior atenção no sistema de limpeza, o que implica maiores custos de O&M.

O cenário AT3 (*green diesel*) descreve a geração de diesel por craqueamento térmico catalítico a partir de biomassa de eucalipto. O processo modelado tem por base considerações de Jones et al. (2009), assumindo que a pirólise tem rendimento de conversão de 41% e perdas da ordem dos 0,5%. A hipotética unidade de geração tem capacidade anual de 100.000 toneladas de combustível gerado, equivalente ao considerado para a trajetória REF.

O sistema de geração inclui os seguintes processos:

- Recepção da biomassa e pré-tratamento: secagem da biomassa para um teor de umidade de até 10% e redução do seu tamanho para dimensões entre 2 mm e 6 mm;
- Pirólise rápida: decomposição térmica da biomassa a 500°C na ausência de oxigênio em um reator de leito fluidizado circulante, seguido de arrefecimento brusco para produzir carvão vegetal, gás e o bio-óleo;
- Hidrotratamento e hidrocrackeamento do bio-óleo: reação catalítica com hidrogênio a uma temperatura de 240°C (fase I) e 370°C (fase II) para obtenção de um diesel estável com baixo teor de oxigênio, nitrogênio e enxofre. Por tonelada de produto gerado, consome-se 0,05 t de hidrogênio;
- Destilação do bio-óleo após o hidrotratamento e hidrocrackeamento para a purificação do produto final;
- Estocagem e condicionamento final do combustível.

A Tabela 15 apresenta o sumário do consumo energético e os rendimentos das operações constituintes do cenário AT3.

Tabela 15 – Balanço de Insumos e Produtos Considerado para a Produção de Biodiesel

Insumos	
Biomassa (t)	5,41
Catalisador (SiO ₂ /Al ₂ O ₃) (t)	0,02
Gás natural (GJ)	14,38
Energia elétrica (MWh)	0,83
Produtos	
Green diesel (t)	1,00
Nafta (t)	0,18

Fonte: Elaboração própria a partir de JONES et al., 2009

O cenário AT4 (H-Bio) descreve a possibilidade de se converterem óleos vegetais diretamente em óleo diesel em unidades de refino convencionais. Considerou-se uma unidade de geração com capacidade hipotética de produzir 100.000 toneladas de H-Bio a partir de óleo vegetal de soja e gorduras animais. Tal como na trajetória REF, a unidade de processamento recebe diretamente óleos vegetais e animais processados, não sendo, portanto, necessário proceder à extração destes das sementes oleaginosas.

- A unidade de geração pressuposta considera uma unidade de geração autônoma, isto é, uma refinaria otimizada para processar óleos vegetais. O sistema de geração inclui os seguintes processos:
- Recepção e pré-tratamento da matéria-prima: estocagem e acondicionamento dos óleos vegetais;
- Hidro-desoxigenação: redução do teor de oxigênio dos triglicerídios a partir da reação de hidrogênio (2,7%_{w/w}) na presença de um catalisador, resultando em uma cadeia simples de alcanos C₉-C₂₀;
- Craqueamento catalítico: craqueamento na presença de um catalisador para a obtenção de um diesel estável; como coprodutos, obtêm-se, igualmente, nafta e propano;
- Purificação e condicionamento do H-Bio: separação dos produtos líquidos e gasosos, assim como reciclagem do hidrogênio utilizado pelos reatores de hidro-desoxigenação.

Note-se que a unidade de geração de hidrogênio não é considerada nessa unidade de geração, pois se admite que o hidrogênio é abastecido por fonte externa.

A Tabela 16 apresenta o sumário do consumo energético e os rendimentos das operações constituintes do cenário AT4.

Tabela 16 – Balanço de Insumos e Produtos Considerado para a Produção de H-Bio

Insumos	
Óleos vegetais e gordura animal (t)	1,26
Catalisador (SiO ₂ /Al ₂ O ₃) (t)	0,03
Hidrogênio (t)	2,39
Gás natural (GJ)	27,18
Produtos	
H-Bio (t)	1,00
Propano (t)	0,02
Nafta (t)	0,06

Fonte: Elaboração própria a partir de PEARLSON e NOAH., 2011

A Tabela 17 sintetiza os parâmetros anteriormente apresentados relativamente às trajetórias REF e AT que são avaliadas no cenário BC.

Tabela 17 – Síntese dos Parâmetros das Trajetórias REF e AT

Parâmetros	Trajetórias				
	REF	AT1	AT2	AT3	AT4
Horas de operação (h/a)	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000
Capacidade de processamento (t _{produto} /a)	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
Eficiência de conversão (%)	98,0	95,0	99,0	41,0	80,0
Perdas (%)	0,5	5	0,2	0,5	0,5

Fonte: Elaboração própria

O custo nivelado da geração de biodiesel é influenciado principalmente pelo preço das matérias-primas, sobretudo no caso do biodiesel derivado de óleos vegetais (CREMONEZ et al., 2015; RINCÓN et al., 2014), em que o consumo de matérias-primas contribui em até 80% do custo nivelado de geração. Além do custo associado à aquisição das matérias-primas e outros insumos, a escala da planta, o processo de geração e o modelo de investimento e operação são fatores que condicionam o custo nivelado da produção. Desse modo, serão sumarizados os parâmetros técnico-econômicos necessários para mensurar custos nivelados.

Na avaliação conduzida, o custo nivelado inclui os custos de investimento iniciais e os custos de operação e manutenção fixos e variáveis. Note-se, porém, que, na presente análise, não se levaram em consideração os impactos intersetoriais e inter-regionais que decorreriam da instalação de usinas de biodiesel, nem a análise do custo financeiro do capital investido.

A Tabela 18 apresenta os parâmetros mais relevantes para a avaliação econômica dos cenários considerados. Considerou-se que a unidade de geração seria construída em um período de três anos e operaria durante 20 anos. Adotou-se a taxa de desconto de 12% a.a., que reflete o custo de oportunidade de investimento em projetos de biocombustíveis no país sugerido pelo BNDES.

Tabela 18 – Parâmetros para a Avaliação Econômica

Parâmetros	
Tempo de construção e implantação (anos)	3
Vida útil da planta (anos)	20
Preço do óleo de soja (R\$/t)	1.780
Preço do sebo bovino (R\$/t)	1.700
Preço de banha suína (R\$/t)	800
Taxa de desconto (%)	12

Fonte: Elaboração própria

A seguir, serão detalhados os demais parâmetros econômicos considerados para a avaliação do custo nivelado das trajetórias propostas.

- Custos de investimento

O plano de investimentos reflete os gastos necessários para a implementação da unidade de geração durante os primeiros três anos do projeto. Nessa fase, contabilizam-se os encargos associados à realização de estudos técnicos e de engenharia para elaboração e licenciamento do projeto e à construção e aquisição de equipamentos, assim como a prestação de serviços de assistência de construção (2,5% do custo de investimento total) e atividades de substituição de componentes com tempo útil de vida inferior ao do projeto (2% do custo de investimento total). Admitiu-se que equipamentos e tecnologias aplicadas na indústria de biodiesel e outros combustíveis substitutos de diesel para a trajetória de referência e cenários alternativos são de domínio nacional, não sendo, por isso, necessária a aplicação de um fator de localização que refletisse a internação da tecnologia para a realidade nacional.

A Tabela 19 lista o plano de investimento para a trajetória de referência e os três cenários alternativos. Os custos de investimento sugeridos assentam em literatura disponível sobre cotações de equipamento de fabricantes nacionais e sobre a introdução da unidade de geração de *green diesel* e H-Bio (JONES et al., 2009; PEARLSON; NOAH, 2011). Os custos obtidos na literatura foram atualizados para valores de 2013 e ajustados para representarem a configuração dos cenários analisados com base em um fator de escala por meio de uma relação de potência.⁹

Para a trajetória REF, é adotado custo de investimento de R\$ 46 milhões. No caso do biodiesel de rota etílica (cenário AT1), obteve-se custo de investimento semelhante ao da trajetória REF, pois a substituição de álcool metílico por etílico não exige modificações no equipamento de produção nem na implementação da usina. Por seu turno, a purificação de biodiesel por separação com membranas (cenário AT2) eleva o custo de investimento em aproximadamente 6% se comparado ao da trajetória de referência, totalizando R\$ 49 milhões. Isso se deve à aquisição de um reator por membranas para separação e purificação mais eficientes do biodiesel. Apesar de o reator por membranas ser mais dispendioso do que um convencional, essa opção integra em um único reator as operações de transesterificação e purificação do biodiesel, o que reduz a complexidade do sistema, tornando o custo total de investimento competitivo com o da linha base.

No que diz respeito ao cenário AT3 (*green diesel*), o custo de investimento é claramente superior ao da trajetória REF, atingindo R\$ 520 milhões, principalmente devido à aquisição e instalação das unidades de pirólise e hidrotreamento e à instrumentação de controle do sistema de operação.

Relativamente ao cenário AT4 (H-Bio), o custo de investimento é de cerca de R\$ 65 milhões, aproximadamente 22% superior ao do da trajetória REF. Os custos são repartidos entre a aquisição do reator do hidrotreamento, instrumentação de controle do sistema de operação e construção e instalação de equipamentos. Ressalva-se, porém, que esse cenário considera a implementação de uma usina unitária e dedicada ao refino de óleos vegetais.

⁹ Na indústria química, é comum aplicar um fator de escala que relaciona o custo de investimento de unidade de geração com diferentes capacidades instaladas, de acordo com a seguinte relação:

$$\text{Custo B} = \text{Custo A} \cdot \left(\frac{\text{Cap. Instalada B}}{\text{Cap. Instalada A}} \right)^{0,6}$$

Tabela 19 – Síntese dos Custos de Investimento para as Trajetórias Consideradas

Parâmetros	Custos de investimento (R\$)				
	REF	AT1	AT2	AT3	AT4
Investimento inicial	45.438.735	45.438.735	47.207.698	510.111.031	64.090.110
Assistência técnica e capacitação	75.000	75.000	75.000	75.000	75.000
Contingência e reposição de equipamentos	908.775	908.775	944.154	10.202.221	1.281.802
Total	46.422.510	46.422.510	49.129.024	520.388.251	65.446.912

Fonte: Elaboração própria a partir de JONES, 2009; PEARLSON e NOAH., 2011

- Custos de operação e manutenção

Os custos de operação e manutenção (O&M) da unidade geradora incluem o custeio fixo (FOM) associado à manutenção de equipamentos da planta e encargos com mão de obra, assim como os custos variáveis (VOM) relacionados com os insumos e as matérias-primas. O plano de operação foi avaliado por um período de 20 anos de atividade. A análise decorre a preços constantes, tendo-se admitido taxa de desconto de 12% a.a. tal como aplicado em outros projetos de investimento do setor no país.

Os custos de operação anuais da trajetória REF são de R\$ 207 milhões, sendo a maior parte dos encargos derivada da aquisição de matérias-primas (86%) e do consumo de metanol (4%) e outros insumos (8%). Por seu turno, o cenário AT1 (biodiesel rota etílica) apresenta custos de operação e manutenção de R\$ 249 milhões, o que equivale a aumento de 20%, quando comparado com os da trajetória REF. Isso se deve ao encargo maior pelo consumo de etanol, álcool com valor de mercado superior ao do metanol, e ao consumo acrescido de matérias-primas oleaginosas e outros insumos. Uma vez que a eficiência de conversão da rota etílica revela eficiência inferior à da rota convencional, é necessária maior proporção de insumos para produzir a mesma quantidade de produto final.

Relativamente ao cenário AT2 (biodiesel purificação membranas), os custos de operação e manutenção são de cerca de R\$ 203 milhões, correspondendo a um custo 20% inferior ao do da trajetória REF. A redução do custeio está relacionada com menores perdas e maior eficiência na purificação do biodiesel no reator de membranas e pelo menor consumo energético desse reator quando comparado com o do reator convencional adotado pela trajetória de referência.

No que diz respeito ao cenário AT3 (*green diesel*), os custos operacionais são de aproximadamente R\$ 130 milhões. Apesar de esse cenário apresentar custos fixos de operação e manutenção superiores aos da trajetória REF, os custos variáveis são consideravelmente inferiores, visto que nesse cenário se recorre à biomassa de eucalipto para alimentar o reator de pirólise rápida, cujo valor de mercado é consideravelmente inferior ao dos óleos vegetais. No entanto, os encargos relacionados com a matéria-prima continuam a ser o fator mais importante (63%) nos custos operacionais totais.

No tocante à rota de hidrotreatamento (AT4), os custos de operação são de cerca de R\$ 609 milhões, devido, principalmente, ao consumo de hidrogênio (57%) e à aquisição das matérias-primas oleaginosas (36%). Optou-se por considerar que o hidrogênio seria abastecido na usina a partir de

uma fonte externa, o que encarece o custo de operação da unidade de geração. Em uma segunda fase dessa avaliação, justificar-se-ia desenvolver análise de sensibilidade para averiguar como a produção interna ou externa de hidrogênio impacta os custos de produção.

Tabela 20 – Síntese dos Custos de O&M das Trajetórias Consideradas

Parâmetros	Custos de O&M (R\$/ano)				
	REF	AT1	AT2	AT3	AT4
Custos fixos de manutenção	2.445.825	2.445.825	2.481.375	20.745.244	3.245.698
Custos variáveis					
Óleos vegetais e gorduras animais	178.512.460	186.968.314	177.975.850	-	218.677.764
Biomassa de eucalipto	-	-	-	81.111.300	-
Etanol	-	34.033.235	-	-	-
Metanol	8.714.063	-	8.687.868	-	-
Hidrogênio	-	-	-	-	349.536.052
Outros insumos	17.101.938	25.162.559	14.069.932	27.683.039	37.950.787
Total	206.774.285	248.609.932	203.215.024	129.539.584	609.410.301

Fonte: Elaboração própria

3.2.1.3 RESULTADOS

A Figura 29 ilustra o custo nivelado da geração de biodiesel para as trajetórias REF, AT1, AT2, AT3 e AT4. No que diz respeito à trajetória REF, obteve-se custo médio nivelado de R\$ 1,90 por litro de biodiesel, sendo que os custos variáveis associados à aquisição de matérias-primas correspondem a 90% do custo total. Esse resultado se coaduna com os valores expressos nos leilões de biodiesel (ANP, 2015b), sugerindo que a adoção de matérias-primas cujo valor de mercado seja mais competitivo do que o do óleo vegetal de soja reduziria significativamente o custo nivelado de produção do biodiesel.

No tocante ao cenário AT1, que reflete a produção de biodiesel por rota etílica, o custo nivelado atingiu R\$ 2,28 por litro, cerca de 20% superior ao da trajetória REF. Analogamente à trajetória REF, os custos variáveis que refletem os custeios da aquisição de matérias-primas e outros insumos equivalem ao maior encargo do custo nivelado de produção. Por seu turno, o cenário AT2, que descreve a produção de biodiesel por purificação com membranas, teve custo nivelado de R\$ 1,87 por litro, mostrando-se competitivo com o custo da trajetória REF. Ressalva-se, no entanto, que o custo de investimento inicial é superior ao da rota convencional, o que leva a implantação dessa tecnologia a enfrentar entraves de disponibilidade de capital. Esse aspecto será analisado com maior detalhamento no capítulo 4 deste estudo.

A produção de *green diesel* a partir de biomassa (AT3) é também competitiva com a trajetória REF, sendo o custo nivelado por litro de R\$ 1,84. No entanto, o custo de investimento dessa opção é cerca

de dez vezes superior ao investimento da trajetória REF, assim constituindo barreira relevante à dessa tecnologia em escala comercial.

O cenário AT4 (H-Bio) é a opção tecnológica mais dispendiosa, com custo nivelado de R\$ 2,39 por litro. Os custos variáveis constituem a maior percentagem do custeio, especialmente devido à aquisição de matérias-primas de óleos vegetais e ao consumo de hidrogênio. No futuro, caso a geração de hidrogênio seja realizada na própria usina, os custos poderiam ser mais competitivos.

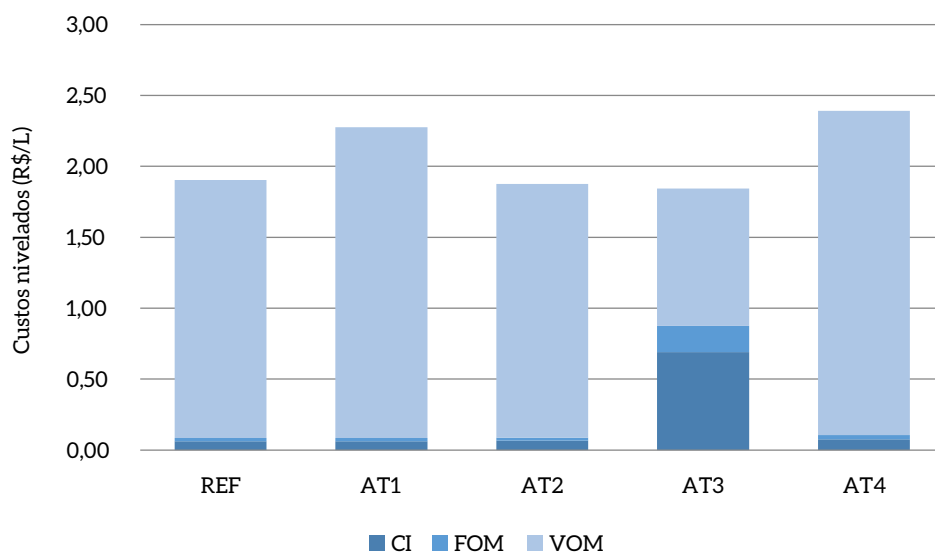


Figura 29 – Custos Nivelados das Rotas Tecnológicas Consideradas na Trajetórias REF, AT1, AT2, AT3 e AT4

Fonte: Elaboração própria

Por fim, a Figura 30 compara em termos percentuais o custo nivelado de geração das alternativas tecnológicas de baixo carbono com a trajetória REF. Relativamente à trajetória de referência, dentre as várias alternativas tecnológicas propostas, a opção AT3 (*green diesel*) revela ser a mais competitiva, com custo nivelado de produção 3% inferior ao da trajetória REF. Isso se deve aos seus reduzidos custos variáveis, pois essa tecnologia recorre à conversão de biomassa de eucalipto com menor preço de mercado do que o do óleo vegetal de soja. Na mesma linha, a alternativa tecnológica que descreve a purificação do biodiesel em reatores de membranas (AT2) demonstra também ser opção com viabilidade econômica, com custo nivelado 1% menor que o da trajetória REF. As opções AT2 e AT3 são, portanto, as únicas opções tecnológicas identificadas como MTD. Ressalva-se, porém, que essas alternativas apresentam custo de investimento superior ao da trajetória REF, o que justifica, em parte, a fraca presença que têm no mercado. As opções AT1 (biodiesel rota etílica) e AT4 (H-Bio) não apresentam competitividade econômica, pois seus custos nivelados de produção são, respectivamente, 20% e 26% superiores à trajetória REF.

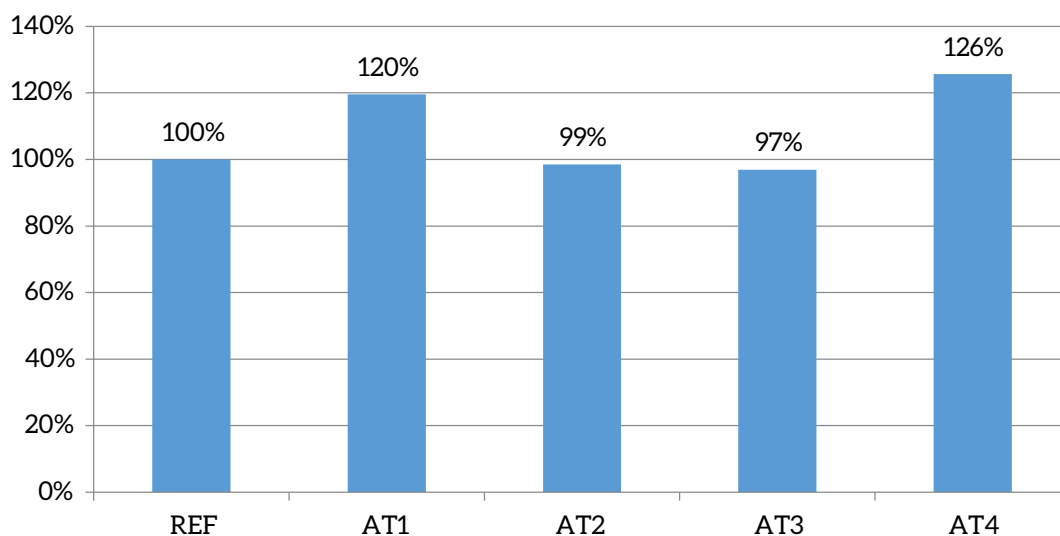


Figura 30 – Comparação Relativa do Custo Nivelado das Trajetórias REF, AT1, AT2, AT3 e AT4

Fonte: Elaboração própria

3.2.2 ETANOL E COGERAÇÃO

3.2.2.1 MELHORES TECNOLOGIAS DISPONÍVEIS

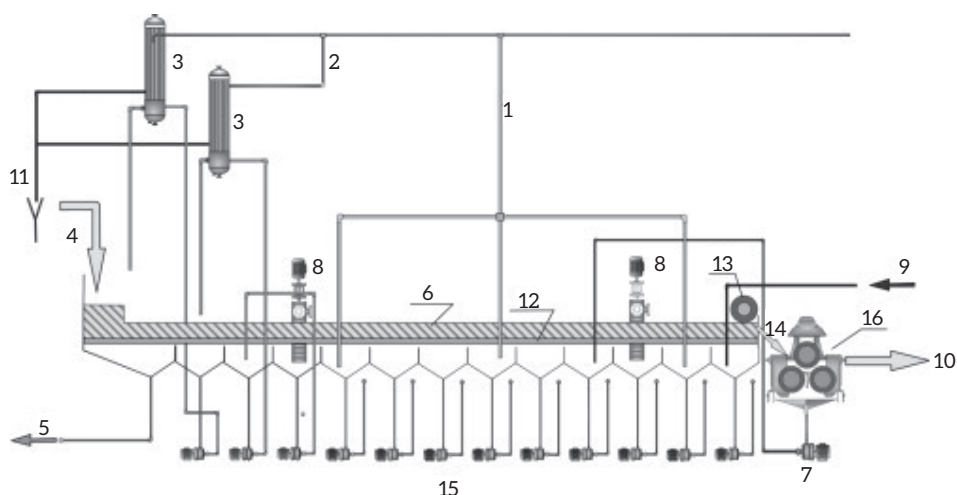
3.2.2.1.1 ROTAS TECNOLÓGICAS PARA A GERAÇÃO DE ETANOL DE CANA-DE-AÇÚCAR

A produção de etanol a partir da cana é um processo com maturidade tecnológica e cuja eficiência de conversão pode atingir aproximadamente 80%-90%. Porém, melhorias técnicas estão atualmente sendo avaliadas de forma a aperfeiçoar os processos, aumentar a eficiência de conversão de açúcares e reduzir o consumo energético. Essas melhorias poderão ser implementadas em usinas anexas e autônomas de forma gradativa a partir do ano 2015, pois se trata de tecnologias comprovadas e já disponíveis no mercado. Na sequência, apresentam-se sucintamente as MTD para a produção de etanol de cana-de-açúcar.

- Extração por difusão

Alternativamente à extração dos açúcares nas moendas para remover as fibras arrastadas e libertar os açúcares simples, a tecnologia de extração por difusão está sendo desenvolvida. Os difusores processam a cana picada e desfibrada em lavagens com água aquecida (75°C-80°C) (BIZZO et al., 2014) em contracorrente e, assim, o caldo é separado por difusão e lixiviação. Os difusores mais comumente utilizados são de percolação, em que a água e o caldo quente são recirculados na direção oposta à das impurezas a serem removidas.

Por seu turno, o bagaço é separado por um rolo de secagem. Essa alternativa acarreta vantagens do ponto de vista de eficiência de extração de açúcares, com extração de açúcar superior a 98% (REIN, 2007 apud DIAS, 2011). Além disso, os difusores apresentam menor consumo de energia, menor desgaste do equipamento e menor quantidade de sólidos no caldo. A Figura 31 mostra uma representação esquemática de um difusor utilizado para extrair o caldo da cana.



1. direct injection steam; 2. heating steam; 3. heaters; 4. prepared cane; 5. raw juice; 6. cane bed;
7. press water recirculation; 8. lifting screws; 9. imbibition water; 10. bagasse; 11. condensated water; 12. stage trays;
13. press roller; 14. precessed bagasse; 15. raw juice recirculation pumps; 16. dewatering three-roll mill

Figura 31 – Processo de Extração do Caldo com Difusores

Fonte: BIZZO, 2014

Apesar de essa técnica ser utilizada por outros países produtores de açúcar, no Brasil, a extração por difusão ainda não está em uso generalizado. Como tal, ainda não é conhecido o desempenho do bagaço produzido por difusores nas caldeiras a vapor. Sabe-se, porém, que o bagaço produzido por difusores apresenta uma quantidade de fibras mais longas do que o bagaço convencionalmente obtido nas moendas, o que poderá gerar maior quantidade de cinzas (DIAS et al., 2012b).

- Concentração do caldo em evaporadores de múltiplo efeito

Após decantação e filtração, o caldo passa por um processo de evaporação para se obter uma concentração do teor de açúcares adequada para o processo fermentativo (ENSINAS et al., 2007). No Brasil, comumente, se aplicam os evaporadores de simples efeito (DIAS et al., 2012b), contudo os evaporadores de efeito múltiplo com quatro a cinco estágios permitem a redução do consumo de vapor e aumentam a eficiência de geração do processo.

- Otimização da fermentação alcoólica

Apesar de a fermentação alcoólica ser um processo biológico amplamente conhecido, a maioria de perdas de açúcares durante o processo de conversão de etanol ocorre nessa etapa. Assim, em uma cadeia de produção otimizada, é possível rever a tecnologia existente e processamentos a montante que permitam atingir eficiência de conversão de até 91,5% em face da fermentação convencional com

eficiência de até 90,0% (CGEE, 2009). Segundo CGEE (2009), as melhorias incluem melhoramento do tratamento do caldo e remoção de impurezas, introdução de dupla centrifugação para eliminar microrganismos contaminantes, otimização dos sistemas de arrefecimento dos tanques fermentadores para manter a temperatura constante de 30°C, reativação do fermento para garantir maior estabilidade operacional, eliminação do uso de ácido sulfúrico e antibióticos que inibem a ação das leveduras.

- Purificação por adsorção com peneiras moleculares

A destilação azeotrópica com cicloexano é a forma mais usual de remover o teor de água do etanol hidratado e desidratá-lo, visando à obtenção de etanol anidro, até um ponto de pureza de 99,7%. Porém, essa tecnologia foi otimizada para a purificação de etanol industrial a partir de melaço de cana em pequena escala, tendo, por isso, baixo grau de automatização, capacidade reduzida e requerendo elevadas quantidades de vapor. Estudos estão sendo desenvolvidos para a implantação de tecnologias avançadas e mais eficientes, designadamente a adsorção com peneiras moleculares. Grosso modo, esse processo consiste na criação de um leito de zeólitas constituído por peneiras moleculares que absorvem a água presente no etanol hidratado.

As vantagens desse processo incluem um produto final de elevada quantidade sem contaminação por solventes e redução das perdas no processo de desidratação pela reciclagem da corrente hidroalcoólica. Some-se a isso o fato de que o consumo de vapor do processo é significativamente menor do que o da destilação azeotrópica, aproximadamente 0,6 kg de vapor (6 bar) por litro de etanol processado (DIAS et al., 2012a; 2012b).

Tabela 21 – Consumo Energético para Diversas Tecnologias de Desidratação de Etanol Anidro

Tecnologias	Vapor (kg/L etanol anidro)	Energia elétrica (kWh/L etanol anidro)	Energia primária (kcal/L etanol anidro)
Destilação azeotrópica com cicloexano (convencional)	1,75	-	1,27
Destilação azeotrópica com cicloexano (otimizada)	1,45	-	1,06
Peneiras moleculares	0,55	0,019	0,43

Fonte: CGEE, 2009

- Geração de biogás a partir de vinhaça

Cada litro de etanol processado gera entre 10 e 15 litros de vinhaça (MACEDO, 2007). Esse efluente líquido é rico em matéria orgânica (DOB aproximadamente de 5,0 g por litro), potássio, cálcio e magnésio, sendo, por isso, aplicado em campos de cultivo de cana-de-açúcar (CHRISTOFOLETTI et al., 2013). Uma forma alternativa de valorização da vinhaça é a biodigestão anaeróbia, que permite a geração de biogás que pode alimentar caldeiras a gás e gerar energia para o processo de produção de etanol. Além disso, as lamas produzidas durante o processo são ricas em nutrientes e podem ser aplicadas como fertilizantes orgânicos nos campos agrícolas.

Este é um processo biológico que ocorre na ausência de oxigênio quando bactérias decompõem matéria orgânica em uma mistura de metano, dióxido de carbono, hidrogênio, nitrogênio e sulfeto de hidrogênio. A decomposição anaeróbica ocorre em quatro fases distintas: hidrólise, acidogênese, acetogênese e metanogênese. Em uma primeira fase, as cadeias complexas de compostos orgânicos (lipídios, hidratos de carbono e proteínas) são hidrolisados até a forma de cadeias de carbono menores. Posteriormente, esses compostos de cadeias curtas (monossacarídeos, aminoácidos e cadeias de ácidos graxos) são biologicamente oxidados e convertidos em ácidos orgânicos, como ácido acético (CH_3COOH) e ácido propiônico ($\text{CH}_3\text{CH}_2\text{COOH}$), por bactérias anaeróbicas facultativas,¹⁰ isto é, ocorrendo, assim, redução significativa da carga orgânica do efluente (acidogênese) (MERLIN CHRISTY et al., 2014). Durante a acetogênese, bactérias acetogênicas estritamente anaeróbicas sintetizam acetatos. Por último, esses compostos são convertidos em metano, dióxido de carbono, hidrogênio e ácidos orgânicos. Essa é a fase mais lenta do processo e controla as taxas de conversão. Em regra, o teor de metano do produto final varia entre 55% e 70% (MACEDO, 2007). A Figura 32 esquematiza as quatro etapas da produção de biogás por digestão anaeróbica.

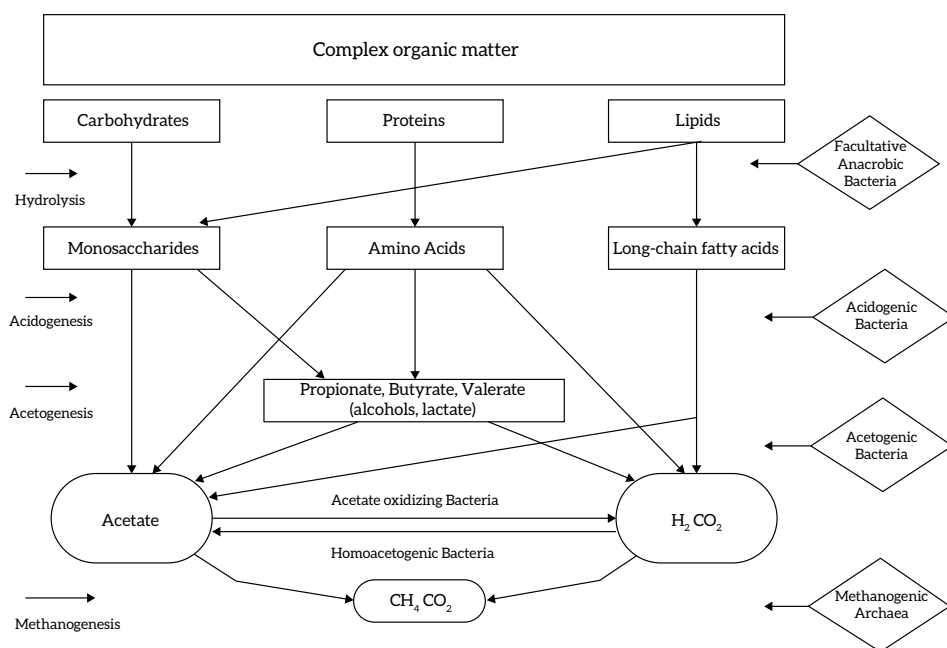


Figura 32 – Processo de Digestão Anaeróbica para a Produção de Biogás a partir de Vinhaça

Fonte: CHRISTY, 2014

A digestão anaeróbica da vinhaça gera lamas que são aplicadas como adubos orgânicos nos terrenos agrícolas adjacentes às usinas de etanol. Por outro lado, o biogás pode ser utilizado para a geração de energia térmica e elétrica ou pode ser purificado e aplicado em veículos com motor a gás. Cada tonelada de cana-de-açúcar processada pode gerar entre 14 e 16 kWh de energia elétrica. No Brasil, a maioria das plantas de produção de etanol aplica a vinhaça como fertilizante orgânico. Além disso, pode-se dizer que o potencial de geração de energia a partir da digestão anaeróbica da vinhaça é considerável.

10 Bactérias anaeróbicas facultativas têm a capacidade de sobreviver tanto em condições aeróbicas quanto anaeróbicas, pois conseguem realizar dois tipos de metabolismo: respiração e fermentação, na presença e ausência de oxigênio, respectivamente.

Na safra de 2014/2015, prevê-se a produção de 28,37 bilhões de litros de etanol, o que corresponde a cerca de 284-426 mil m³ de vinhaça. Assumindo-se que toda a vinhaça seria encaminhada para biodigestores, a geração de biogás poderia atingir 3,2 milhões de m³ de biogás, o que é equivalente à geração de 887 GWh de energia elétrica.¹¹

3.2.2.1.2 ROTAS TECNOLÓGICAS PARA A PRODUÇÃO DE ETANOL CELULÓSICO

Além do etanol produzido a partir de cana, os resíduos secos gerados, isto é, palhas agrícolas, bagaço e torta de filtro, podem ser canalizados para a geração de etanol celulósico, aumentando a produtividade da produção de etanol e agregando valor ao processo como um todo. As rotas tecnológicas de obtenção de etanol com base em biomassa lignocelulósica envolvem processos de pré-tratamento complexos para que os açúcares sejam liberados dos materiais linhosos e estejam disponíveis para a fermentação. Para tal, recorre-se à tecnologia de hidrólise de rota ácida e/ou enzimática para a separação dos açúcares e remoção da lignina, conforme se apresenta na Figura 33.

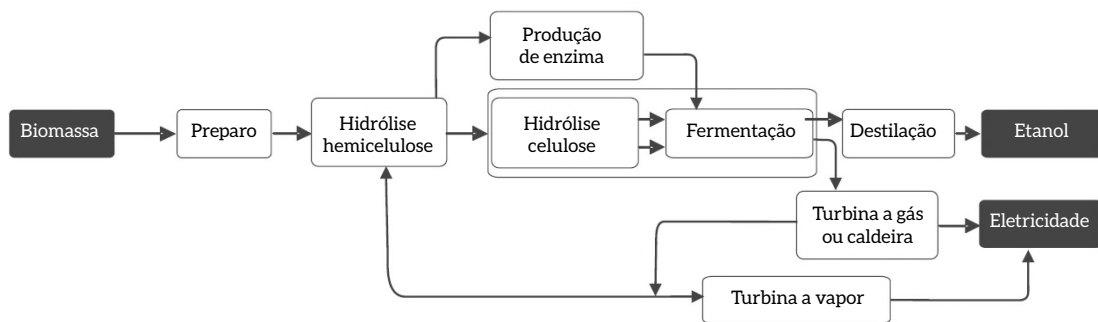


Figura 33 – Processo de Produção de Etanol Lignocelulósico

Fonte: NOGUEIRA, 2008; SEABRA, 2008

Palhas, bagaço e torta de filtro são constituídos por longas cadeias de polissacarídeos fermentáveis (celulose e hemicelulose) e pela lignina, polímero complexo que mantém a rigidez e impermeabilidade dos compostos. Enquanto a fração celulósica, composta por um açúcar de seis átomos de carbono (glicose), e a fração hemicelulósica, composta por açúcares de seis (glicose) e cinco átomos de carbono (o principal é a xilose), podem ser facilmente hidrolisadas e fermentadas, a lignina apresenta estrutura amorfa e totalmente resistente à degradação biológica. Assim, de forma geral, as primeiras etapas do processo consistem no pré-tratamento mecânico da matéria-prima para remover impurezas e contaminantes, para que esta esteja mais acessível a tratamentos químicos e biológicos posteriores. Em seguida, procede-se à remoção da lignina e à hidrólise da hemicelulose. A Tabela 22 lista os tipos de pré-tratamentos mais aplicados, incluindo os tratamentos físicos, químicos e os combinados.

11 Assumiu-se que cada m³ de etanol gera 185 m³ de biogás com potencial de geração de energia elétrica de 1,47 kWh/m³ biogás (POMPERMAYER, 2003).

Tabela 22 – Alternativas Tecnológicas para o Pré-tratamento da Biomassa Lignocelulósica

Processo	Descrição	Tempo de reação	Rendimento de xilose	Custo*
Físicos				
Explosão a vapor	A biomassa triturada é tratada com vapor (saturado, 160°-260° seguido de uma rápida descompressão)	1-10 min	45%-65%	-
Termoidrólise	Utiliza água quente a alta pressão (pressão acima do ponto de saturação) para hidrolisar a hemicelulose	30 min	88%-98%	-
Químico				
Hidrólise ácida	Por meio do uso de ácidos sulfúrico, clorídrico, ou nítrico, concentrados ou diluídos	2-10 min	75%-90%	+
Hidrólise alcalina	Pelo uso de bases, como hidróxidos de sódio ou cálcio	2 min	60%-75%	++
Organosolv	Uma mistura de um solvente orgânico (metanol, bioetanol e acetona, por exemplo) com um catalizador ácido (H ₂ SO ₄ , HCl) é usada para quebrar as ligações internas da lignina e da hemicelulose	40-60 min	70%-80%	
Biológicos	Utilização de fungos para solubilizar a lignina. Geralmente, é utilizado em combinação com outros processos			
Combinados				
Explosão de vapor catalisada	Adição de H ₂ SO ₄ (ou SO ₄) ou CO ₂ na explosão de vapor pode aumentar a eficiência da hidrólise enzimática, diminuir a produção de compostos inibidores e promover uma remoção mais completa da hemicelulose	1-4 min	88%	
Afex (<i>ammonia fiber explosion</i>)	Exposição de amônia líquida a alta temperatura e pressão por um certo período de tempo, seguida de uma rápida descompressão		50%-90%	
Explosão de CO ₂	Similar à explosão de vapor		75%	

* O sinal + indica efeito vantajoso (menor custo)

Fonte: NOGUEIRA, 2008

Na sequência, procede-se à etapa de sacarificação, quando se dá a hidrólise da celulose que é convertida em glicose. Atualmente, três rotas prioritárias estão sendo adotadas, como apresentado na Tabela 23. A hidrólise ácida diluída e concentrada decorre em duas etapas distintas para degradar as cadeias de hemicelulose e de celulose. A primeira envolve a catálise da hemicelulose, de acordo

com o descrito anteriormente. A segunda corresponde à hidrólise da fração celulósica, expondo as cadeias a temperatura e pressão altas. Para essa fase, existem duas alternativas: o processo diluído, que trabalha a temperaturas mais altas e menores tempos de reação, e a concentrada, com condições mais próximas das condições ambientais, mas com tempos de reação mais longos. Por seu turno, a hidrólise enzimática é processada com enzimas celulasas que sintetizam as longas cadeias polissacarídeas da celulose para produzir açúcares simples. Uma vez que as enzimas são altamente sensíveis às condições do meio, é necessário proceder a um ajuste de temperatura e pH para condições ótimas de pH 4,8 e 45°C-50°C (NOGUEIRA, 2008). Esse processo permite adicionalmente a cossacarificação e a cofermentação simultânea do caldo, por conseguinte, menor custo operacional e maior rendimento de produção de etanol. Assim, esse processo é visto como o mais promissor da escalização da geração de etanol celulósico (HAMELINCK et al., 2005).

Em comparação, a hidrólise ácida diluída apresenta estado de maturação mais avançado, mas revela déficits de rendimento (50%-70%); a hidrólise ácida concentrada apresenta rendimentos superiores, mas acarreta problemas relacionados com formação de inibidores à fermentação e corrosão de equipamento; e a hidrólise enzimática apresenta rendimentos altos (75%-85%) e antevê-se otimização do processo para atingir rendimento da ordem dos 85% a 95%. Ademais, ao se evitar a utilização de ácidos, obtêm-se vantagens econômicas e redução de impactos ambientais dos efluentes líquidos do processo.

Tabela 23 – Alternativas Tecnológicas para a Sacarificação da Biomassa Lignocelulósica

Processo	Insumo	Temperatura	Tempo	Sacarificação
Ácido diluído	< 1% H ₂ SO ₄	215°C	3 min	50%-70%
Ácido concentrado	30%-70% H ₂ SO ₄	40°C	2-6 h	90%
Enzimático	Celulase	70°C	1,5 dia	75%-95%

Fonte: HAMELINCK et al., 2005; NOGUEIRA, 2008

Outro desafio a ser considerado é a fermentação da xilose (uma pentose). Atualmente, as *S. Cerevisiae* apenas fermentam os açúcares de seis carbonos, sendo os restantes açúcares descartados, ou recorrendo-se a uma fermentação de duas etapas. Porém, essas alternativas são mais dispendiosas e não resultam em rendimentos atrativos. No futuro, prevê-se que surjam leveduras geneticamente modificadas capazes de degradar simultaneamente açúcares de cinco e de seis carbonos (LYND et al., 2005).

Nessa ótica, pretende-se, igualmente, que a hidrólise enzimática seja integrada com o processo de sacarificação e fermentação simultâneas (SSF). Em estado mais avançado, antevê-se a otimização do bioprocessamento consolidado (CBP), no qual as quatro transformações biológicas envolvidas na produção do etanol (produção de enzimas, sacarificação, fermentação de hexoses e fermentação de pentoses) ocorrem em etapa única. Nesse caso, seriam aplicados microrganismos termofílicos que produzem anaerobicamente complexos enzimáticos com melhor atividade celulolítica e fermentam todos os açúcares liberados no mesmo reator (WYMAN, 2007; XU et al., 2009).

Segundo Hamelinck et al. (2005), no futuro próximo, os custos de produção de etanol celulósico têm tendência a se reduzir com a otimização dos processos. No curto prazo, antevê-se que a hidrólise enzimática com pré-tratamento com ácido diluído estará em nível comercial. Os autores estimaram que esses processos poderão recuperar da biomassa celulósica aproximadamente 35% da energia sob a forma de etanol e 38% incluindo o aproveitamento de energia elétrica da lignina, com custos de cerca de € 22/GJ gerado. Por seu turno, no longo prazo e com configuração de CBP, a recuperação de etanol poderia atingir entre 47% e 52%, incluindo a valorização da lignina, a um custo de € 9/GJ.

A Tabela 24 sumariza os resultados de estudos realizados sobre as expectativas futuras de produtividade e custos da produção de etanol lignocelulósico, em termos de produtividade e custos. Constata-se que a rota tecnológica de sacarificação e cofermentação simultâneas (SSCF) com hidrólise ácida diluída apresenta maiores rendimentos a um custo competitivo. Nota-se também que o custo da matéria-prima contribui com aproximadamente 40% do custo total do etanol. Assim, no caso da indústria sucroalcooleira, o aproveitamento dos subprodutos de palha e bagaço, com custos bastante baixos, poderia ser uma vantagem competitiva da indústria para a implementação de programas de produção de etanol lignocelulósicos.

Tabela 24 – Comparação de Estimativas de Rendimentos e Custos de Produção de Etanol Celulósico

Referência	Processo	Rendimento (litro/t)	Custo da biomassa	Custo do etanol	Disponibilidade
Hamelinck et al. (2005)	SSF com pré-tratamento com ácido diluído	300	3 €/GJ	0,98 €/litro	Curto prazo
	SSCF com pré-tratamento com explosão de vapor	340	2,5 €/GJ	0,58 €/litro	Médio prazo
	CBP com termoidrólise	400	2 €/GJ	0,39 €/litro	Longo prazo
Aden et al. (2002)	SSCF com pré-tratamento com ácido diluído	374	33 US\$/t	0,28 US\$/litro (mínimo preço)	Curto prazo
Wooley et al. (1999)	SSCF com pré-tratamento com ácido diluído	283	44 US\$/t	0,38 US\$/litro	Curto prazo
	Idem	413	28 US\$/t	0,20 US\$/litro	Longo prazo

Fonte: NOGUEIRA, 2008; SEABRA, 2008

No Brasil, duas usinas iniciaram operações para produção de etanol celulósico em 2014. Uma unidade situa-se em São Miguel dos Campos, no estado de Alagoas, e a outra está localizada em Piracicaba, no estado de São Paulo. A capacidade total de produção é de aproximadamente 100 milhões de litros anuais (AGÊNCIA FAPESP, 2017).

3.2.2.1.3 ROTAS TECNOLÓGICAS PARA A COGERAÇÃO

Os esforços na área da cogeração acontecem em três dimensões diferentes. Primeiro, visa-se ao aumento da eficiência do ciclo a vapor do processo de cogeração por meio do aumento de temperatura e pressão nas caldeiras. Segundo, visa-se reduzir o consumo interno de energia para maximizar o excedente de energia que pode ser exportado. Por último, há esforços para aumentar a quantidade de biomassa disponível para a cogeração por meio da inclusão dos resíduos gerados na colheita da cana (palhas e pontas). O atual estado da arte e as MTD para esses processos são descritos a seguir, abrangendo as três dimensões mencionadas.

- Tecnologias de combustão

O setor sucroalcooleiro é submetido a contínuas alterações devido a melhoras na eficiência e no desempenho ambiental dos processos. Essas alterações, brevemente descritas nas seções precedentes, provocam mudanças na composição e na disponibilidade dos resíduos combustíveis que levam o setor à necessidade de adaptar as tecnologias de combustão. Os desenvolvimentos que tornam a combustão em leito fluidizado cada vez mais interessante para o setor são: i) fim das queimadas no processo da colheita e introdução da mecanização do processo da colheita; ii) substituição da moenda pelo difusor para a extração do açúcar; e iii) busca da continuação da operação durante o período de entressafra. Cada um desses pontos leva a alterações no combustível, comumente chamado de novo bagaço. Essas alterações levam o setor a cogitar substituir as caldeiras tradicionalmente aplicadas por caldeiras de leito fluidizado. Os motivos para essa tendência são explicados mais detalhadamente na sequência.

- i) Introdução da mecanização do processo da colheita

Como mencionado, a mecanização da colheita de cana tem sido gradualmente implementada no Brasil, o que origina resíduos de palha (os ponteiros e as folhas) que, na colheita manual, eram queimados. Assim, houve a necessidade de introduzir técnicas alternativas de separação dos resíduos de palha e os colmos ricos em açúcares. Até o final da década de 1990, o método mais comum para a colheita da cana-de-açúcar era o corte manual da planta, geralmente realizado na cana, sendo ponteiros e palha queimados. No corte manual, os colmos são retirados de forma inteira do campo e transportados para a usina. Para retirar as impurezas levadas do campo, como terra e restos de palha, a cana é lavada quando chega à usina. Na colheita mecanizada, por seu turno, a cana é removida com folhas e ponteiro por máquinas especialmente desenvolvidas para esse fim. A tecnologia mais aplicada no Brasil deriva de uma tecnologia australiana que se diferencia por picar a cana direto no campo, logo após o corte (BRAUNBECK et al., 2005). No processo de picagem, palhas e pontas podem ser parcialmente separadas dos colmos a partir de processos de classificação por gravidade ou misturados com os colmos e levados à usina para o uso energético. No processo da colheita de cana inteira, a cana é, geralmente, submetida a lavagem quando chega à usina para a remoção de impurezas, principalmente terra. A colheita de cana picada não permite a aplicação da lavagem, pois isso levaria a maiores perdas de açúcar. Assim, aplica-se uma lavagem a seco que reduz o consumo de água do processo e evita perdas do teor de açúcar. O bagaço oriundo de processos de colheita de cana picada leva, então, mais impurezas para a combustão que bagaço oriundo do processo convencional de colheita. Ademais, a adição das palhas e pontas diminui a homogeneidade e altera características como composição de cinzas e umidade.

ii) Substituição da moenda pelo difusor para a extração do açúcar

Como já descrito, existem dois processos de extração de açúcares da cana: o convencional da extração do açúcar por moendas e o inovador da lixiviação por difusores, chamado de difusor. Do processo de moagem, o bagaço sai geralmente com umidade de 60%. O difusor provoca umidade de 85%. Para poder utilizar esse bagaço energeticamente, um terno de moenda é adicionado ao processo, reduzindo a umidade do bagaço de 85% para 60%. Além disso, este contém, em geral, mais impurezas, sendo que, dentro do difusor, funciona como filtro e a maior parte das impurezas acaba sendo retida por ele.

iii) Continuidade da operação durante o período de entressafra

Usinas sucroalcooleiras operam, em média, de 180 a 210 dias por ano, ou seja, durante o período da safra (HASSUANI et al., 2005). O mesmo vale para as instalações de geração de energia elétrica de uma usina. A operação contínua do processo de geração de eletricidade, ou seja, durante safra e entressafra, poderia aumentar a economicidade do processo. Para isso, uma parcela dos resíduos do processo de produção de açúcar/álcool deve ser estocada para ser utilizada na entressafra. Assim, a mesma quantidade de combustível é processada por equipamento de capacidade menor, o que implica automaticamente menor custo de investimento. Todavia, espera-se que o armazenamento provoque modificações na qualidade do combustível. Caso o combustível seja estocado ao ar livre, deve-se contar com aumento significativo de umidade e processos de decomposição. Portanto, o aumento do período de operação levaria também à piora das propriedades de combustão do resíduo. Resumindo, espera-se redução da qualidade do resíduo utilizado no processo de cogeração, que consiste na redução da homogeneidade do combustível, no aumento da umidade e no aumento do teor de contaminantes, especialmente material inorgânico.

Devido às alterações na qualidade do combustível já mencionadas, há tendência de se introduzirem caldeiras de leito fluidizado no setor sucroalcooleiro. Essas caldeiras se distinguem pela sua aptidão de lidar com combustíveis heterogêneos, de baixo poder calorífico e alto teor de contaminantes (SPLIETHOFF, 2010). Dividem-se entre as tecnologias de leito fluidizado borbulhante (BFB) e de leito fluidizado circulante (CFB), sendo que a primeira se aplica mais a empreendimentos de menor capacidade ($<100 \text{ MW}_{\text{th}}$) que operam com biomassa. Caldeiras de leito fluidizado circulante podem atingir capacidades de até $500 \text{ MW}_{\text{el}}$ e são predominantemente aplicadas para carvão de baixa qualidade (HOFFMANN, 2013).

No Brasil, o leito fluidizado já foi aplicado para uma série de projetos de combustão de biomassa. O setor de papel e celulose e o setor sucroalcooleiro desempenham o papel mais importante nessa área. Empresas que já atuam no setor são a HPB Engenharia e Equipamentos Ltda., a Sermatec Indústria e Montagens Ltda., a CBC Indústrias Pesadas S/A e a Dedini Indústrias de Base.

A HPB representa atualmente a empresa com maior experiência na área de caldeiras de leito fluidizado. A engenharia dessas caldeiras foi realizada junto à Babcock & Wilcox Company. Os projetos abrangem plantas para a combustão de carvão e diversos resíduos de biomassa. O primeiro projeto para a combustão de cana-de-açúcar entrou em operação em 2012. As plantas apresentam capacidades de geração de vapor de 12 t/h a 340 t/h. Trata-se quase que exclusivamente de projetos de leito fluidizado borbulhante. Somente um projeto consiste numa caldeira de leito fluidizado circulante. Esse projeto foi realizado para a Alunorte e é o único que opera à base de carvão. Na Tabela 25 são listados os projetos de caldeiras em leito fluidizado da HPB.

Tabela 25 – Projetos de Leito Fluidizado Realizados pela HPB

Projetos	Parâmetros					
	Capacidade de geração de vapor (t/h)	Pressão (bar)	Temperatura (°C)	Combustível	Tecnologia	Início da Operação
Usina São Martinho	300	67	520	Bagaço de cana	BFB	2012
Guarani – Cruz Alta	150	66	525	Bagaço de cana	BFB	2012
Berneck	85	88	515	Biomassa, resíduos de madeira	BFB	2011
Papel Misionero	115	73	457	Resíduos de madeira	BFB	2012
Citrovita *	130	45	430	Bagaço de cana	BFB	2010
Rigesa *	160	63	480	Biomassa	BFB	2007
Cientec *	12	43	415	Biomassa	BFB	2003
Santalúcia *	40	44	430	Biomassa	BFB	2003
Alunorte *	340	87	390	Carvão betuminoso	CFB	2008

*Construídos pela Sermatec

Fonte: Elaboração própria com base em HPB, 2014

A atuação da Sermatec nessa área estava até agora atrelada à atuação da HPB, pois a Sermatec fazia construção e montagem dos projetos da HPB. Contudo, essa parceria foi dissolvida, e a Sermatec firmou parceria com a Foster Wheeler para a ampliação dos seus negócios na área da combustão em leito fluidizado, visando à realização de construção e montagem de projetos da engenharia.

A CBC já forneceu caldeiras de leito fluidizado no setor de papel e celulose. A engenharia da CBC se baseia em tecnologias desenvolvidas pela Mitsubishi Heavy Industries. Trata-se, exclusivamente, de caldeiras de leito fluidizado borbulhante, numa faixa de capacidade de geração de vapor de 70 a 150 t/h. A Tabela 26 mostra uma lista dos projetos realizados.

Tabela 26 – Projetos de Leito Fluidizado Realizados pela CBC Mitsubishi

Projetos	Parâmetros					
	Capacidade de geração de vapor (t/h)	Pressão (bar)	Temperatura (°C)	Combustível	Tecnologia	Início da Operação
Lençóis Paulista	90	85	480	Biomassa	BFB	2007
Correia Pinto	80	90	480	Biomassa	BFB	2010
Três Lagoas	70/120	85	485	Biomassa	BFB	2010
Candeias	150	85	490	Biomassa	BFB	2011
Citrovita	130	45	430	Bagaço de cana	BFB	2010

Fonte: Elaboração própria com base em CBC MITSUBISHI, 2014

- Geração de energia e consumo energético interno

O vapor gerado num sistema de cogeração convencional no setor sucroalcooleiro se destina a três diferentes finalidades: geração de energia elétrica numa turbina de extração e condensação, geração de energia mecânica para moendas de cana-de-açúcar e geração de energia térmica para processo de destilação. O processo de geração e uso de energia numa usina tradicional é visualizado na Figura 34.

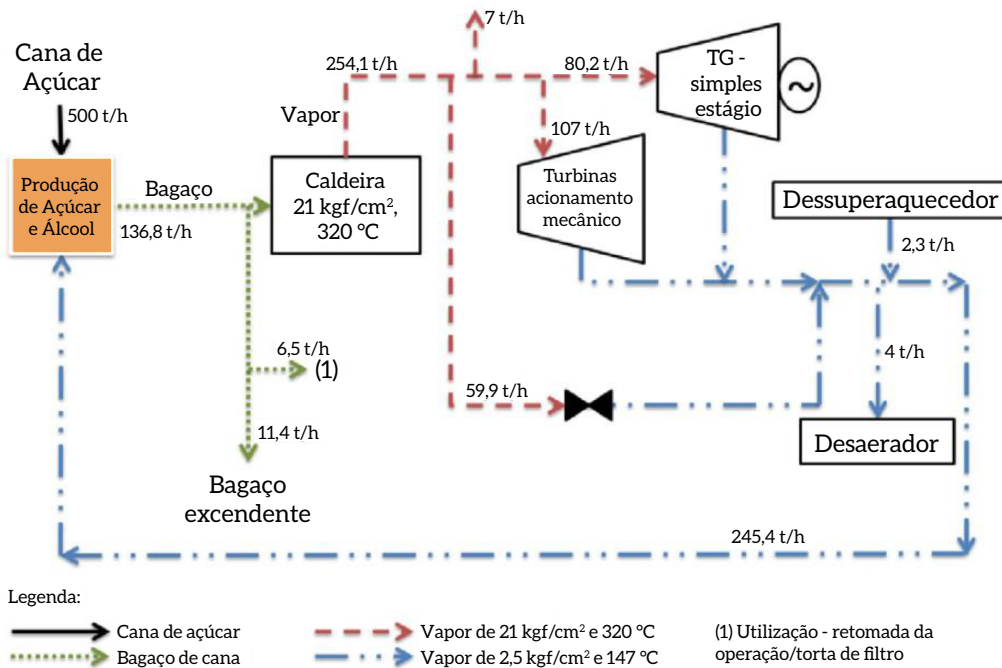


Figura 34 – Fluxograma do Sistema Energético de uma Usina Típica

Fonte: SANTOS, 2013

Nesse processo, utiliza-se caldeira de baixa pressão. Uma parte do vapor gerado segue para as turbinas de acionamento mecânico (moenda e desfibrador da cana) e para um turbogerador de contrapressão de simples estágio que gera $13 \text{ kWh/t}_{\text{cana}}$. O restante do vapor passa por uma válvula redutora que diminui a pressão desse vapor até 2,5 bar. Esse vapor, junto com o vapor utilizado nos turbogeradores, é utilizado para suprir a demanda por calor nas unidades de destilação e evaporação. O gerador para o acionamento mecânico disponibiliza 16 kWh/tc . O consumo interno de eletricidade contabiliza 12 kWh/tc e é utilizado para iluminação, funcionamento de motores e bombas d'água que movimentam todo o sistema fabril. Vale notar que a pesquisa da Conab (2011) indica autoconsumo de energia elétrica acima de 20 kWh/tc , o que significa que a média das usinas instaladas apresenta autoconsumo bastante maior que uma usina ideal.

Esse processo convencional pode ser otimizado do ponto de vista da eficiência energética tanto pelo lado da geração quanto pelo lado do consumo energético. As medidas tomadas conforme o atual estado da arte são: i) a substituição da válvula redutora por um turbogerador; ii) a substituição de caldeiras de baixa pressão por caldeiras de alta pressão; iii) a redução do consumo de energia térmica nas unidades de destilação e evaporação; e iv) a redução do consumo de energia mecânica no pré-tratamento da cana-de-açúcar (moenda e desfibradores).

Por meio das primeiras duas medidas listadas, obtém-se aumento significativo na disponibilidade de energia elétrica na usina que pode ser exportada para a rede elétrica. Conforme Olivério (2008), numa usina que consome $500 \text{ t}_{\text{cana}}/\text{h}$, uma caldeira tradicional a uma pressão de 21 bar gera tipicamente abaixo de 20 MW (somando a potência do acionamento mecânico e do turbogerador). Uma caldeira projetada para pressão de 100 bar pode disponibilizar até 60 MW em turbogeradores modernos. Alguns exemplos típicos para condições realizadas em caldeiras e a ordem de grandeza da potência que pode ser instalada numa usina de $500 \text{ t}_{\text{cana}}/\text{h}$ são indicados na Tabela 27.

Tabela 27 – Exemplos de Potência Instalada em Usinas

Condições de vapor (bar / °C)	Capacidade de geração de vapor (MW)
21 / 320	~20
42 / 420	~40
65 / 485	~50
100 / 530	~60

Fonte: Elaboração própria com base em OLIVERIO, 2008

Na aplicação de caldeiras de maior pressão e turbogeradores mais potentes, o vapor necessário para o acionamento mecânico e as unidades de destilação e evaporação são extraídos da turbina nas condições demandadas. A Figura 35 esquematiza um sistema moderno de cogeração com uma caldeira de alta pressão (85 bar, nesse caso) e uma turbina de expansão em três estágios.

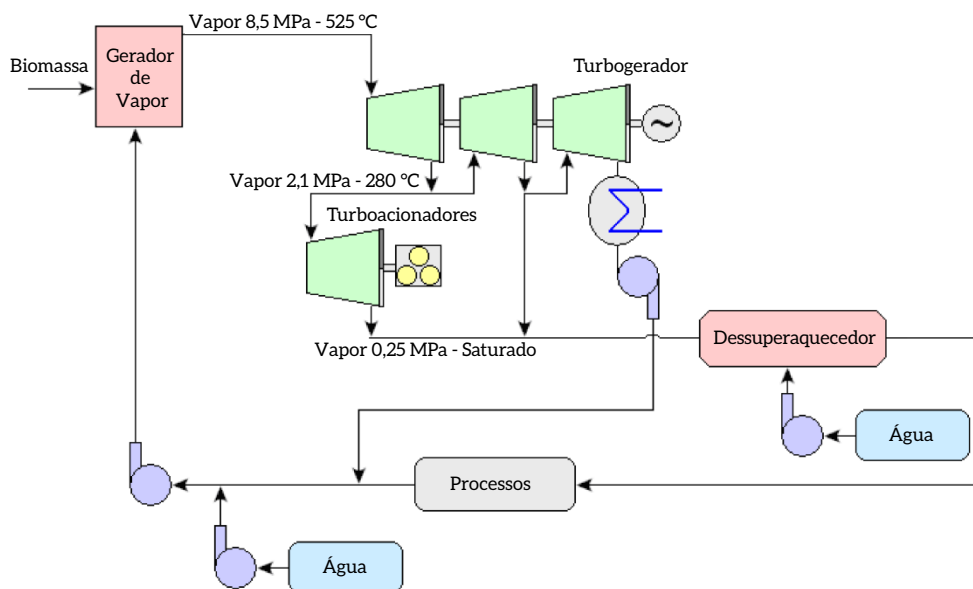


Figura 35 – Esquema do Processo de Geração de Energia numa Usina Sucroalcooleira, Utilizando uma Turbina de Condensação e Extração

Fonte: ROMÃO JÚNIOR, 2009

Para aumentar ainda mais a eficiência da usina, medidas pelo lado de consumo podem ser tomadas, abrangendo a redução do consumo de energia mecânica em moendas e o consumo de vapor de baixa pressão nas unidades de destilação e evaporação.

A diminuição do consumo de vapor pode ser alcançada pela implantação de medidas de conservação de energia. O mínimo consumo de vapor no processo para fins de aquecimento, com base na tecnologia atualmente disponível, pode variar entre 340 kg e 350 kg de vapor por tonelada de cana, com uso intensivo de integração de processos e aplicação de tecnologias novas, como peneiras moleculares para a desidratação do etanol hidratado. O patamar de 280 kg de vapor por tonelada de cana pode ser alcançado utilizando tecnologias em fase de implementação no Brasil (SEABRA, 2008).

Relativamente a medidas de eficiência energética na área do acionamento mecânico para o pré-tratamento, existem atualmente duas possibilidades relevantes. A primeira consiste na substituição do acionamento mecânico das unidades de moenda e desfibrador por sistemas de acionamento eletromecânico e eletro-hidráulico. Ou seja, em vez da extração de vapor para o acionamento mecânico direto, todo o vapor é aproveitado para a geração de energia elétrica e o acionamento do equipamento é realizado pelo consumo de eletricidade. Embora essa substituição provoque aumento na demanda de eletricidade, o ganho no saldo de energia elétrica é maior (OLIVÉRIO, 2008). Por último, deve-se mencionar a possibilidade da substituição da moenda de cana por um difusor. Conforme Sermatec (2014), o consumo de energia mecânica de um difusor corresponde a apenas 3% do consumo de uma moenda convencional. Vale notar que o consumo total do sistema corresponde, então, ao consumo de um terço de moenda, sendo que este se aplica tipicamente no final do processo de difusão para reduzir a umidade do bagaço (OLIVÉRIO, 2011).

3.2.2.2 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS E PREMISSAS

Tem-se como objetivo estimar o custo incremental da implementação de novas unidades de geração de etanol, a partir de 2015, com a adoção de MTD para: i) geração de etanol convencional a partir de cana-de-açúcar; ii) processamento de bagaço com tecnologias de hidrólise para a geração de etanol celulósico; iii) otimização da conversão de bagaço para gerar energia elétrica.

A comparação entre a rota convencional de geração de etanol de cana-de-açúcar (REF) e as alternativas tecnológicas (MTD) foi realizada a partir do custo nivelado de produção de etanol e energia elétrica. O custo nivelado da produção de etanol (LCOF) descreve o custo de investimento inicial canalizado para a implementação da unidade de geração e custos de manutenção e operação fixos e variáveis. Assim, o resultado do LCOF determina aproximadamente o preço mínimo a que o combustível deverá ser vendido de forma a recuperar os custos de investimento (IC) durante a construção da unidade de geração (T) e de operação e manutenção fixos (FOM) e variáveis (VOM) durante o tempo de vida da unidade de geração (T), considerando um fator de recuperação anual de capital de acordo com a taxa de desconto aplicada (D). Em regra, o LCOF é apresentado por unidade volumétrica de combustível gerado, ou seja, R\$.L⁻¹. Neste estudo, o LCOF foi estimado de acordo com a Equação 2:

$$\text{LCOF} = \frac{\frac{\text{IC}}{T \cdot \sum_1^T (1+D)^t} + \frac{\text{FOM} + \text{VOM}}{\sum_1^N (1+D)^n}}{\frac{C}{\sum_1^N (1+D)^n}} \quad (\text{Equação 2})$$

Em que:

LCOF	Custo nivelado de combustível (R\$.L ⁻¹)
IC	Custo de investimento (R\$)
FOM	Custos fixos de operação e manutenção (R\$.ano ⁻¹)
VOM	Custos variáveis de operação e manutenção (R\$.ano ⁻¹)
D	Taxa de desconto
C	Capacidade de geração da planta (L.ano ⁻¹)
T	Tempo de construção e implementação da unidade de geração
N	Vida útil da unidade de geração

De forma semelhante, o custo nivelado de eletricidade (LCOE - *levelised cost of electricity*) gerada em excesso a partir da combustão do bagaço e vendida à rede foi estimado de acordo com a Equação 3:

$$\text{LCOE} = \frac{\text{IC} * \text{FRC}}{\text{CF}} + \frac{\text{FOM}}{\text{CF}} + \text{VOM} + \text{HR} * \text{FC}$$

Em que:

LCOE	custo nivelado de eletricidade (R\$ kWh ⁻¹)
IC	custo de investimento (R\$)
FRC	fator de recuperação anual de capital (fração ano ⁻¹)

CF	fator de capacidade (kWh ano ⁻¹)
FOM	custos de operação fixos (R\$ ano ⁻¹)
VOM	custos de operação variáveis (R\$ kWh ⁻¹)
HR	heat rate da UTE (kJ kWh ⁻¹)
FC	custo de combustível (R\$ kJ ⁻¹)

A configuração das tecnologias escolhidas para a implementação de unidades de produção de etanol a partir do ano 2015 teve por base as opções descritas anteriormente. Assim, como trajetória REF, considerou-se a implementação de uma usina autônoma com recurso a tecnologias convencionais de conversão de etanol anidro e hidratado a partir de cana-de-açúcar e capacidade de processamento de 2 Mt de cana/ano.

Após a recepção, a cana sofre processos de limpeza e lavagem convencionais e é submetida ao procedimento padrão de nivelamento em picadores e desfibramento para abrir as células em desfibradores de martelos oscilantes (CGEE, 2009). Em seguida, os açúcares são extraídos via moendas padrão com rolos de pressão. Posteriormente, o caldo é processado e concentrado por evaporadores de efeito simples. Em seguida, os açúcares são fermentados por leveduras, e o mosto resultante é destilado. Por fim, o destilado é desidratado por uma destilação azeotrópica para atingir grau de pureza superior a 99%. Considerou-se por tonelada de cana processada a geração de 85 L de etanol (CGEE, 2009).

As necessidades energéticas da destilaria são realizadas a partir de sistemas de ciclos de vapor de água com queima direta de bagaço, não sendo valorizada a palha da cana. O sistema de combustão caracteriza-se por uma unidade convencional de caldeiras a bagaço e turbinas de contrapressão que geram energia térmica, mecânica e elétrica necessárias para o processamento do etanol anidro e hidratado. O vapor em excesso é canalizado para um sistema de cogeração, no qual se gera energia elétrica excedente, que é vendida à rede. Considerou-se uma configuração de caldeira a uma pressão de 65 bar e temperatura de 480°C. Apesar de a maioria das caldeiras atualmente em operação no setor sucroalcooleiro trabalharem com pressões de 22 bar, as novas usinas que estão sendo implementadas, principalmente no estados de São Paulo e Mato Grosso do Sul, já dispõem de caldeiras de 65 bar. Assim, considera-se realista que a implantação de uma usina autônoma a partir de 2015 adote essa configuração. Para a conversão de etanol a partir de processos convencionais, considera-se que a geração de energia elétrica excedente seja em torno de 42 kWh por tonelada de cana processada.

Por seu turno, o cenário MTD1 (etanol otimizado) descreve a implantação de uma nova usina autônoma projetada para atingir alta eficiência de conversão de açúcares da cana e redução de consumo energético a partir da otimização de tecnologias de ponta. Com base na avaliação do CGEE (2009), avaliaram-se as seguintes alternativas tecnológicas:

- Eliminação da lavagem de cana com introdução de procedimentos de limpeza a seco, resultando em menores perdas de açúcar associadas à lavagem;
- Substituição de moendas mecânicas por difusores com maior potencial de extração;
- Introdução de concentradores de múltiplo efeito que garantem a maior concentração do caldo e menor consumo de vapor;
- Aprimoramento da tecnologia de fermentação e atividades a montante existentes com aumento de eficiência de conversão de etanol até 91,5%;

- Substituição da destilação azeotrópica por desidratação por peneiras moleculares que permitem redução significativa do consumo de vapor do processo (redução até 69%) e garantem a maior pureza do etanol anidro.

O sistema de energia a partir da queima direta de bagaço é semelhante ao do cenário REF. Porém, devido ao uso do difusor, não há mais necessidade de acionamento de uma moenda. Portanto, a turbina de contrapressão é substituída por um sistema de extração e condensação, o que leva a aumento na geração de eletricidade por unidade de cana processada, resultando em um excedente de 91 kWh por tonelada de cana processada. Vale notar que não foram contabilizadas alterações no consumo de vapor, sendo que os efeitos das medidas aplicadas se contrabalançam. O uso do difusor leva a aumento do consumo do vapor por unidade de bagaço processada por gerar um caldo de açúcar mais diluído. O aprimoramento da fermentação também leva a aumento do consumo de vapor por unidade de cana processada. Os concentradores de múltiplo efeito e a substituição da destilação azeotrópica reduzem o consumo de vapor por unidade de cana processada. Portanto, assumiu-se que não haverá alterações significativas no consumo de vapor.

O cenário MTD2 (etanol celulósico) considera que parte do bagaço disponível é canalizado para uma unidade anexa de geração de etanol celulósico. Diversas tecnologias estão atualmente em desenvolvimento para a otimização da extração de açúcares da celulose e hemicelulose e fermentação de pentoses, tal como descrito. Assim, considerando a implantação de uma unidade em 2015, selecionaram-se processos já desenvolvidos em escala comercial internacionalmente, mas ainda com eficiências modestas.

Para uma destilaria anexa a ser implantada em 2015, optou-se por selecionar um pré-tratamento com explosão de vapor catalisado com ácido sulfúrico em que a biomassa é triturada e tratada com vapor para libertar as cadeias de lignina e degradar as cadeias de hemicelulose. Posteriormente, a celulose é sintetizada a partir de uma hidrólise enzimática por enzimas celulases. Segue-se a fermentação dos açúcares simples, porém optou-se por considerar somente a fermentação das hexoses, já que as pentoses requerem um desafio tecnológico que ainda está em fase de P&D. Por fim, a destilação e desidratação do etanol seguem as tecnologias apresentadas na trajetória de referência. O sistema de geração de energia elétrica da usina anexa é semelhante ao do cenário MTD1, com a particularidade de ser também considerada a geração de vapor com lignina, em complemento à combustão direta do bagaço. Note-se, porém, que menos bagaço está disponível para a geração de energia elétrica, logo, a energia excedente é reduzida, quando comparada com a do cenário MTD1.

No cenário MTD3 (otimização energia elétrica), considera-se aumento de geração de energia elétrica a partir do uso de condições mais severas na caldeira (90 bar, 520°C) e do coprocessamento da palha (assumindo que 60% da palha permaneçam no campo). Admite-se que a geração de eletricidade ocorra não só durante a safra, mas ao longo de todo o ano. Portanto, uma parte do resíduo gerado precisa ser estocada. Supõe-se, ademais, que se aplica uma caldeira de leite fluidizado que representa uma tecnologia mais adequada para processar a biomassa, que, nesse caso, contém teores maiores de cinzas e umidade, e que não haja redução na eficiência da combustão devido à pior qualidade do combustível. A partir dessa configuração, gera-se um excedente de 163 kWh por tonelada de cana processada.

A Tabela 28 apresenta resumidamente o perfil dos cenários tecnológicos para etanol e cogeração.

Tabela 28 – Síntese dos Parâmetros das Trajetórias REF, MTD1, MTD2 MTD3

Parâmetros	Trajetórias			
	REF	MTD1	MTD2	MTD3
Período de geração	Safra	Safra	Safra & Entressafra	Safra & Entressafra
Capacidade de processamento (t)	2.000.000	2.000.000	2.000.000	2.000.000
Dias de operação	167	167	350	350
Eficiência de limpeza (%)	99,3	100,0	100,0	99,3
Eficiência de extração de açúcares (%)	96,0	98,0	90,0	96,0
Eficiência de concentração do caldo (%)	97,0	99,5	99,5	97,0
Eficiência da fermentação (%)	89,3	92,0	70,5	89,3
Eficiência da destilação (%)	99,0	99,5	99,0	99,0
Fração de bagaço consumida na cogeração (%)	90	90	50	90
Fração de palha consumida na cogeração (%)	0	0	100	100
Pressão da caldeira (bar)	65	65	65	90
Temperatura (°C)	480	480	480	520
Tipo de turbina	Contrapressão	Extração/ Condensação	Extração/ Condensação	Extração/ Condensação
Energia elétrica excedente gerada (kWh/t)	42	91	45	163
Produção de etanol (L/t)	85	88	132	88

Fonte: Elaboração própria

De forma a comparar o custo nivelado de geração de energia final das trajetórias REF, MTD1, MTD2 e MTD3, foi necessário parametrizar plantas de geração padrão para que a comparação de custos fosse estabelecida em padrões similares, designadamente no que diz respeito ao período de construção, tempo de operação e custo de matérias-primas.

A Tabela 29 revela os parâmetros mais relevantes para a avaliação econômica dos cenários considerados. Considerou-se um tempo de implantação de três anos, período mais longo do que os aplicados na literatura (por exemplo, DIAS et al., 2012a; 2012b), que reflete um cenário conservador, em que o período de implementação de projetos no Brasil é relativamente mais estendido do que o apresentado internacionalmente. Por seu turno, a vida útil de operação das unidades geradoras é de 20 anos. Os custos das matérias-primas foram ajustados aos valores atuais de mercado, considerando o ano-base de 2010. Assume-se que o bagaço tem custo nulo, pois se trata de um resíduo que já se encontra na usina pronto para ser processado. Por sua vez, o custo da palha de cana reflete o custo da sua coleta do campo agrícola até a usina.

Um vetor determinante para a avaliação de viabilidade econômica de projetos é a taxa de desconto adotada. Internacionalmente, o Banco Mundial considera taxas de desconto entre 8% e 12% a.a. para empréstimos de projetos de inovação de baixo carbono em economias emergentes. Adotou-se uma taxa de 12% a.a., que reflete o custo de oportunidade de investimento em projetos de biocombustíveis.

Tabela 29 – Parâmetros para a Avaliação Econômica

Parâmetros	Trajetórias			
	REF	MTD1	MTD2	MTD3
Tempo de construção e implantação (anos)	3	3	3	3
Vida útil da planta (anos)	20	20	20	20
Custo da cana-de-açúcar (R\$/t)	75	75	75	75
Custo do bagaço (R\$/t)	0	0	0	0
Custo da palha (R\$/t)	30	30	30	30
Taxa de desconto (% a.a.)	12	12	12	12

Fonte: Elaboração própria

A seguir serão detalhados os demais parâmetros econômicos considerados para a avaliação do custo nivelado das trajetórias propostas.

- Custos de investimento

A realização de investimentos ocorre durante os primeiros três anos de implementação, incluindo gastos com construção e equipamento *per se*, estudos técnicos de engenharia e prestação de serviços de assistência de construção (2,5% do custo de investimento total) e atividades de substituição de componentes com tempo útil de vida inferior ao do projeto (2,0% do custo de investimento total). Ao contrário do setor de biodiesel, os equipamentos e as tecnologias aplicadas na indústria sucroalcooleira são do domínio nacional, logo, não foi necessária a aplicação de nenhum fator de *internação* de tecnologia, comumente descrito como fator de localização.

A Tabela 30 lista o plano de investimentos para as trajetórias REF, MTD1, MTD2 e MTD3. Os custos de investimento apresentados têm por base indicações do CGEE (2009) referentes ao ano de 2007 e balizados por literatura referente à análise técnico-econômica e ambiental da produção de etanol no Brasil. Tais valores foram atualizados para valores de 2013 e ajustados para representarem a configuração dos cenários analisados por meio de dados em literatura disponível (MACEDO et al., 2008; SEABRA et al., 2010; SEABRA; MACEDO, 2011; DIAS et al., 2011; DIAS; et al., 2012a) sobre o melhoramento de sistemas de geração de etanol e energia elétrica no setor sucroalcooleiro e cotações de equipamento de fabricantes nacionais.

Desse modo, para a trajetória REF, obtém-se custo de investimento que totaliza R\$ 268 milhões. No caso da destilaria otimizada (cenário MTD1), o custo de investimento é aproximadamente 10% superior ao da trajetória REF. Isso se deve à introdução de equipamentos mais eficientes, incluindo os difusores para a extração de açúcares, a substituição de uma turbina de contrapressão por uma

turbina de extração e condensação, os concentradores de múltiplo efeito e as peneiras moleculares para a desidratação do etanol hidratado. Trata-se, no entanto, de um investimento de menor relevo, quando comparado com as vantagens de eficiência da geração de etanol.

No que diz respeito ao custo de investimento da implantação de uma usina anexa de geração de etanol celulósico a partir do processamento de bagaço e palha (MTD2), os custos são de R\$ 159 milhões, cerca de 60% do custo de investimento da trajetória REF. Note-se, porém, que a usina anexa tem capacidade reduzida quando comparada com a da destilaria padrão da trajetória REF (somente 50% do bagaço gerado são canalizados para a geração de etanol).

No tocante ao cenário MTD3, os custos de investimento são 13% superiores ao da trajetória REF, especificamente devido à introdução de caldeiras de alta pressão (90 bar), à substituição da turbina de contrapressão por uma turbina de extração e condensação e ao aumento da capacidade para o coprocessamento da palha.

Tabela 30 – Síntese dos Custos de Investimento para as Trajetórias Consideradas

Parâmetros	Custos de investimento (R\$)			
	REF	MTD1	MTD2	MTD3
Investimento inicial	262.393.229	288.151.445	155.480.327	297.600.761
Assistência técnica e capacitação	75.000	75.000	75.000	75.000
Contingência e reposição de equipamentos	5.247.865	5.763.029	3.109.607	5.952.015
Total	267.716.093	293.989.474	158.664.933	303.627.776

Fonte: Elaboração própria

Adicionalmente aos custos listados na Tabela 30, considerou-se um custo de conexão à rede elétrica para os cenários que contam com a venda de energia elétrica excedente. Esse custo foi definido em 35% do custo de investimento.

- Custos de operação e manutenção

Os custos de operação da unidade geradora incluem custos fixos de manutenção da planta e encargos com mão de obra, assim como custos variáveis relacionados com custos de insumos e matérias-primas. O plano de operação foi estruturado para um período de 20 anos de atividade. A análise decorre a preços constantes, tendo sido considerada uma taxa de atualização de 12% a.a., como aplicada em outros projetos de investimento do setor.

Os custos de operação anuais da trajetória de referência são de aproximadamente R\$ 160 milhões, sendo que os custos variáveis da aquisição de cana-de-açúcar contribuem para a maior parcela. O cenário MTD1 (etanol otimizado), que reflete a introdução de tecnologias de processamento de cana mais eficientes, apresenta custos de operação de R\$ 148 milhões, sensivelmente inferiores aos da trajetória de referência. Apesar de esse cenário revelar custos fixos superiores aos da trajetória de referência, as receitas obtidas pela venda de energia elétrica excedente contrabalançam o aumento dos gastos. De fato, como já referido, a introdução de medidas de maior eficiência de extração de

açúcares e processamento do etanol permite reduzir o consumo de energia térmica do processo, logo, maior quantidade de bagaço está disponível para a geração de energia elétrica.

Relativamente ao cenário MTD2 (etanol celulósico), os custos de operação são de cerca de R\$ 27 milhões, significativamente inferiores aos da trajetória de referência. Isso se deve à redução de gasto com matéria-prima, pois esse cenário não recorre ao processamento de cana-de-açúcar, mas somente de bagaço. Outro fator relevante para a redução de custos de operação é a reduzida capacidade da usina anexa, que só opera com bagaço excedente. Os encargos com outros insumos são, no entanto, superiores aos do cenário REF devido ao recurso de enzimas celulases ainda em fase de maturação e cuja tecnologia não está disponível no Brasil. Segundo Kazi et al. (2010)³⁵ technologies were reviewed, then a two-step down selection was performed to choose scenarios to be evaluated in a more detailed economic analysis. The lignocellulosic ethanol process was selected because it is well studied and portions of the process have been tested at pilot scales. Seven process variations were selected and examined in detail. Process designs were constrained to public data published in 2007 or earlier, without projecting for future process improvements. Economic analysis was performed for an \u201cnth plant\u201d (mature technology, a hidrólise enzimática mediante o consumo das enzimas celulases é o processo mais dispendioso do processamento de etanol celulósico.

No que diz respeito ao cenário MTD3 (otimização de energia elétrica), os custos operacionais são de aproximadamente R\$ 125 milhões. Apesar de esse cenário apresentar custos fixos de operação e manutenção ligeiramente superiores aos da trajetória de referência, devido aos encargos operacionais e de manutenção de caldeiras de combustão de alta pressão e extração de calor, o sistema modificado resulta em maior eficiência de geração de energia elétrica. Logo, as receitas derivadas da eletricidade excedente reduzem significativamente os encargos operacionais. Assim, os custos de operação do cenário MTD3 são competitivos com os da trajetória de referência.

Tabela 31 – Síntese dos Custos de O&M das Trajetórias Consideradas

Parâmetros	Custos de O&M (R\$/ano)			
	REF	MTD1	MTD2	MTD3
Custos fixos de manutenção	23.440.591	31.638.312	21.424.745	31.638.312
Custos variáveis				
Cana-de-açúcar	149.237.900	149.237.900	-	155.033.768
Palha	-	-	3.360.000	3.360.000
Bagaço	-	-	-	-
Outros insumos	3.717.900	4.012.188	6.292.145	3.862.242
Receitas de venda de energia elétrica excedente ¹	-16.777.778	-36.311.111	-1.111.032	-65.088.889
Total	159.618.613	148.579.215	26.607.784	142.356.380

¹ Como receita, presumiu-se o valor de 200 R\$/MWh, o que corresponde ao valor aproximado obtido no leilão A5 de 2014 por UTE a bagaço.

Fonte: Elaboração própria

3.2.2.3 RESULTADOS

A Figura 36 ilustra o custo nivelado da geração de etanol das trajetórias avaliadas. No que diz respeito à trajetória REF, obteve-se custo médio nivelado de R\$ 1,17 por litro de etanol anidro, o que está em linha com os dados disponibilizados pela União dos Produtores de Bioenergia (PECEGE, 2012), que referem custo de produção de R\$ 1,22 por litro de etanol. Os custos de operação, principalmente devido à aquisição de cana-de-açúcar, contribuem com cerca de 80% do custo total.

No tocante ao cenário MTD1, que retrata a otimização da produção de etanol de cana-de-açúcar, o custo nivelado é 7% inferior ao custo da trajetória REF, porém o custo de investimento inicial é superior ao do cenário REF. Logo, a implantação dessas tecnologias enfrenta entraves de disponibilidade de capital, especialmente em um período de crise do setor, como o que se verifica atualmente.

O cenário MTD2 é cerca de três vezes mais dispendioso do que a trajetória REF. Apesar de os custos de operação do sistema serem significativamente inferiores aos da trajetória de base, a geração de etanol celulósico é ainda um processo em vias de maturação com eficiência reduzida de extração de açúcares e fermentação. Logo, os custos nivelados por unidade de energia gerada não são competitivos. Note-se, porém, que no futuro se esperam desenvolvimentos tecnológicos (designadamente a cofermentação de hexoses e pentoses) que poderão ampliar a competitividade do etanol celulósico. Outro aspecto a ter em consideração é a escala industrial do projeto. Uma vez que no presente trabalho se considerou somente a implantação de uma usina anexa, a sua capacidade de processamento é reduzida quando comparada com uma usina padrão. Espera-se que, no médio prazo, ganhos de escala industrial permitam a redução do custo nivelado do etanol celulósico.

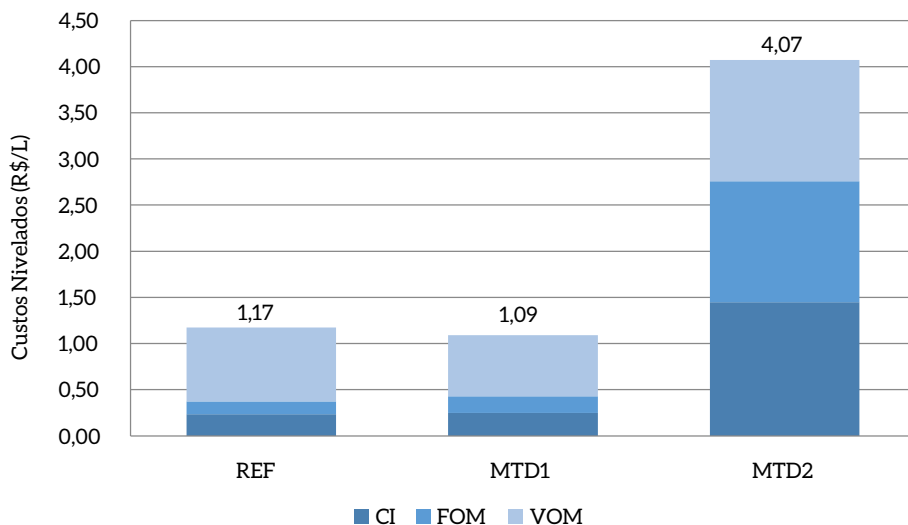


Figura 36 – Custos Nivelados de Geração de Etanol nas Trajetórias REF, MTD1 e MTD2

Fonte: Elaboração própria

No que diz respeito à geração de energia elétrica, observou-se que o LCOE aumenta de forma significativa, comparando-se o cenário MTD1 com a trajetória REF, devido ao aumento no custo de investimento provocado especialmente pela turbina. Nas condições presumidas, o LCOE da trajetória de referência totalizaria R\$ 146/MWh, enquanto o LCOE do cenário MTD1 chega a R\$ 216/MWh.

Todavia, essa medida pode se mostrar viável economicamente se o custo de conexão for menor do que o definido nesse cálculo. Reduzindo o custo de conexão de 35% do custo de investimento para 25% do custo de investimento, o LCOE se reduziria para R\$ 200/MWh. Tal resultado é sobretudo importante na medida em que a um LCOE de R\$ 200/MWh a geração de energia elétrica se tornaria viável para uma usina do setor, dado que o preço de venda de energia elétrica a partir de biomassa situou-se acima de R\$ 200/MWh no leilão A5 de 2014.

O cenário MTD3 apresenta redução significativa do LCOE, o que se deve ao aumento de geração de energia sem que haja aumento da capacidade. Isso se alcança pela distribuição do uso dos resíduos (bagaço e palha) ao longo do ano. Assim, o fator de capacidade da planta de geração aumenta de 46% para 83%. A modelagem do sistema indica LCOE de R\$ 144/MWh e de R\$ 134/MWh para custos de conexão de 35% e 25%, respectivamente, do custo de investimento. Esse resultado indica que a medida da cocombustão da palha e a distribuição do uso dos resíduos sobre o ano inteiro podem trazer vantagens econômicas relevantes para uma usina do setor sucroalcooleiro. Todavia uma análise mais detalhada deve ser realizada para averiguar eventuais custos adicionais devido à estocagem do resíduo e à aplicação de caldeiras de leito fluidizado, sendo que este estudo não assumiu custos adicionais para esses itens.

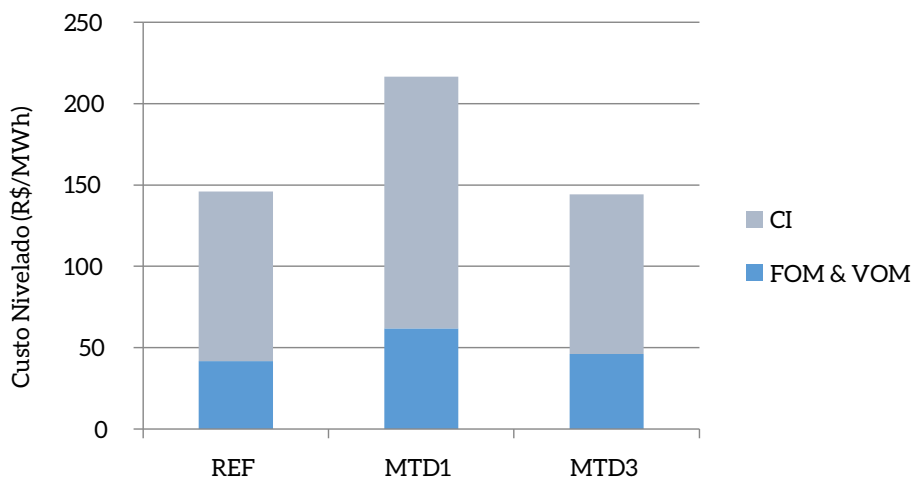


Figura 37 – Custos Nivelados de Geração de Eletricidade dos Cenários REF, MTD1 e MTD3

Fonte: Elaboração própria

A expansão na produção de etanol como estratégia de mitigação deve ser avaliada com cuidado, visto que, estritamente falando, esta não se traduz diretamente em redução de emissões de GEE para o setor de energia. Isso se dá porque, mesmo que se recorra à energia, na sua maioria, de origem renovável para a produção de etanol, os insumos energéticos de origem fóssil e o consumo de energia durante transporte, coleta e estocagem de combustíveis tornam a produção de etanol uma medida de emissão de GEE para o setor energético, e não de abatimento – i.e., as emissões de GEE das instalações energéticas aumentam, ainda que o aumento da oferta de etanol tenha efeitos positivos sistêmicos na redução de emissões de GEE, quando se consideram as emissões do setor de transportes.

De fato, em uma abordagem de ciclo de vida e consoante uma modelagem integrada (MCTIC, 2017c), em que todos os setores de oferta e consumo de energia final são otimizados simultaneamente, a

produção de etanol em substituição à gasolina tipo A acarreta diversas vantagens não só no tocante à segurança energética de abastecimento, mas também ao abatimento de GEE durante a combustão do etanol em veículos convencionais de ciclo Otto ou veículos *flex*. De fato, as emissões de dióxido de carbono emitidas durante a combustão do etanol nos motores veiculares serão absorvidas por processos de fotossíntese durante o crescimento da cana-de-açúcar. Assim, o dióxido de carbono de origem biogênica apresenta emissão nula de CO₂ e, como tal, o uso de etanol em substituição a combustíveis fósseis por parte do setor transportes pode ser considerado uma medida de abatimento.

Em seguida, partindo da trajetória REF e relacionando o fator de geração de etanol às diferentes tecnologias avaliadas em MTD1 e MTD2, estimou-se o potencial de produção de etanol de 2010 a 2050 (Figura 38). Relativamente à conversão de etanol convencional descrita na trajetória REF, as tecnologias de conversão otimizada de etanol (MTD1) resultam em incremento médio de 4% na produção. Por seu turno, o aproveitamento de parte do bagaço disponível para a geração de etanol celulósico (MTD2) garante produção adicional média de 10%. Assim, o cenário MTD1 indica a produção de 28 bilhões de litros em 2025, que aumenta até 45 bilhões de litros em 2050. No tocante ao cenário MTD2, a produção de etanol atinge 30 bilhões de litros em 2025, e expande até 47 bilhões de litros em 2050.

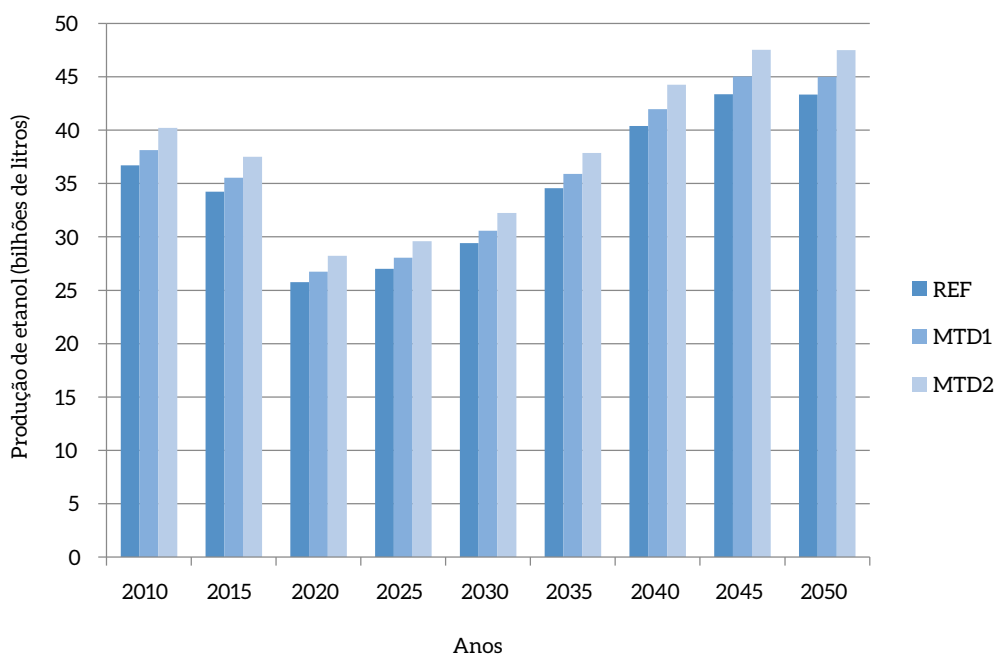


Figura 38 – Produção de Etanol nos Cenários REF e de BC (MTD1 e MTD2)

Fonte: Elaboração própria

Para o segmento de geração de energia elétrica, por sua vez, podem-se definir o potencial e o custo de abatimento de emissões de GEE para o horizonte de 2010 a 2050. Para tanto, assumiu-se que as emissões de CO₂ na geração de eletricidade a partir do bagaço são nulas, conforme a lógica descrita no parágrafo acima. A redução de emissão que poderia ser alcançada por unidade de energia gerada consiste, então, no fator de emissão médio do sistema elétrico (Tabela 32), em que a usina está conectada.

Para a eletricidade proveniente do Sistema Interligado Nacional (SIN), foram utilizados os fatores de emissão informados pelo MCTI (2015) (Tabela 32). Para o período de 2017 a 2050, os valores são oriundos da modelagem integrada dos cenários de emissões do projeto. Esses fatores de emissão serão apresentados em valores médios por períodos, entre 2017 e 2050 (MCTIC, 2017a; 2017b).

Percebe-se significativo aumento do fator de emissão do *grid* elétrico a partir 2035, o qual decorre do deplecionamento do potencial hidrelétrico remanescente. Assim, a geração elétrica excedente, em um cenário REF, no qual inexistem políticas adicionais de baixo carbono, passa a ser atendida por fontes de energia mais baratas e com maior intensidade carbônica, em particular, carvão mineral (MCTIC, 2017c).

Tabela 32 – Fatores de Emissão de CO₂ do SIN no Período de 2010 a 2050

Anos ou Períodos	Fatores de emissão (tCO ₂ /MWh)
2010	0,0512
2011	0,0292
2012	0,0653
2013	0,0960
2014	0,1355
2015	0,1244
2016	0,0817
2017-2020	0,0492
2021-2025	0,0468
2026-2030	0,0906
2031-2035	0,0993
2036-2040	0,1333
2041-2045	0,1920
2046-2050	0,2525

Fonte: Elaboração própria a partir de MCTI, 2015; MCTIC, 2017c

Há ainda emissões de CH₄ e de N₂O em processos de combustão de biomassa. Trata-se de pequenas quantidades, quando comparadas à emissão de CO₂. Porém, como esses gases têm potencial de aquecimento global mais alto do que o CO₂, sua emissão pode ser relevante e será contemplada neste estudo.

Relativamente aos coeficientes de emissão das UTE, foram adotados valores indicados nas diretrizes sobre inventários de GEE do IPCC (2006). Para as emissões de CH₄ e N₂O, foram considerados valores padrão médios para as caldeiras que correspondem à tecnologia aplicada na trajetória REF. Para caldeiras da tecnologia MTD3, os valores padrão mínimos foram assumidos, na medida em que caldeiras de leito fluidizado com alta eficiência realizam uma combustão mais completa, o que deve minimizar emissões de CH₄ e N₂O. Os valores aplicados são indicados na Tabela 33. Vale ressaltar que essa assunção não se baseia em valores extraídos da literatura científica, mas deve ser lida como uma análise de sensibilidade. Ou seja, a avaliação das emissões de CH₄ e N₂O mostra como a tecnologia

MTD3 influenciaria as emissões do sistema se a combustão em leito fluidizado realmente reduzisse as emissões, conforme indicado na Tabela 33.

Tabela 33 – Fatores de Emissão Considerados nas Trajetórias REF, MTD1 e MTD3

Gases	Fatores de emissão por trajetória (kg/TJ)	
	REF/MTD1	MTD3
CH ₄	30	10
N ₂ O	4	1,5

Fonte: Elaboração própria a partir de IPCC, 2006

O custo de abatimento se calcula, então, pela diferença entre o custo gerado pela tecnologia REF e as tecnologias declaradas para os casos MDT1 e MDT3. A quantidade de CO₂ abatida corresponde às emissões do sistema elétrico que a mesma quantidade de energia elétrica provocaria, mais a diferença nas emissões de CH₄ e N₂O. O fator de emissão foi definido em 23 kg/MWh para a tecnologia REF e MDT1 e 8 kg/MWh para a tecnologia MDT3. Essa diferença se deve, por um lado, aos diferentes fatores de emissão admitidos e, por outro, à diferença nas eficiências das tecnologias. A quantidade de geração de energia elétrica foi deduzida a partir da produção de etanol, que foi indicada para cada ano em MCTIC (2017c).

A geração e os custos de eletricidade podem ser visualizados na Figura 39 e na Figura 40, respectivamente. Relativamente ao custo de geração, deve-se mencionar que esse cálculo não considera que o sistema operará entre 2010 e 2035 com sobrecapacidade. Portanto, em análise mais detalhada, o custo do sistema se reduziria menos no período em que o sistema não opera no fator de capacidade médio estipulado, dado que a parte mais importante do custo de geração consiste no custo de investimento.

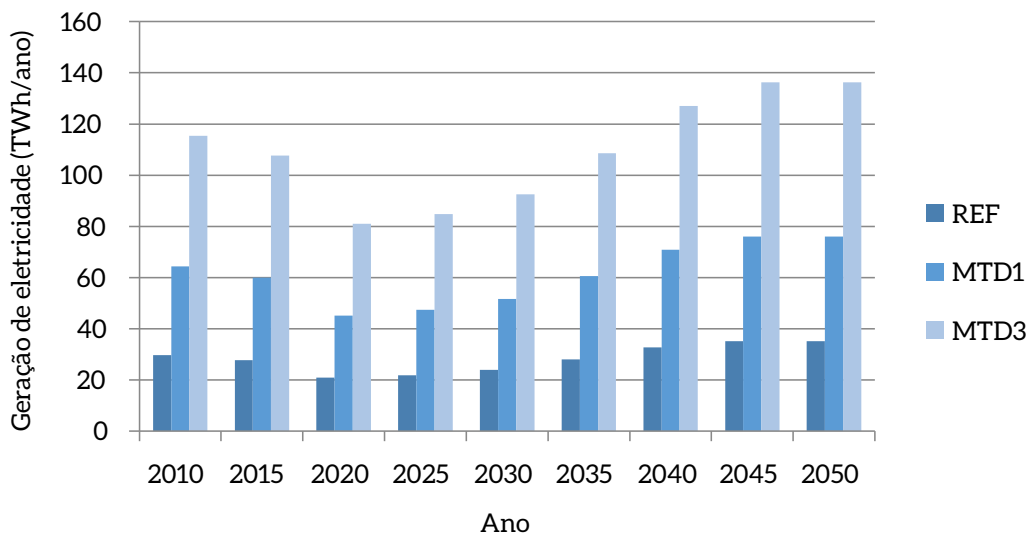


Figura 39 – Geração de Energia Elétrica a partir do Bagaço nos Cenários REF e BC (MTD1 e MTD3)

Fonte: Elaboração própria

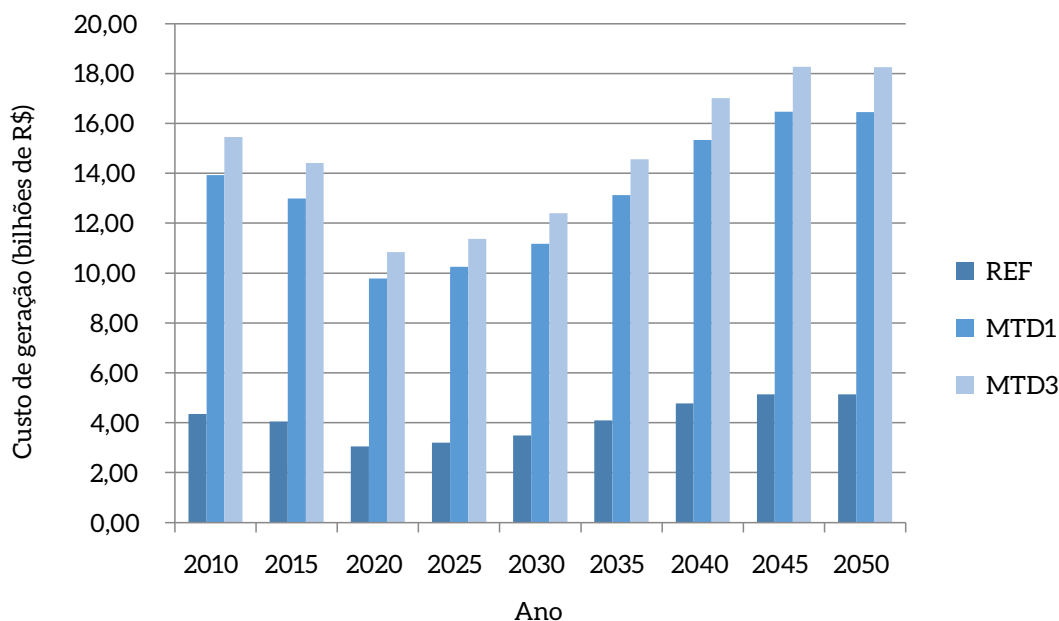


Figura 40 – Custos de Geração de Energia Elétrica nos Cenários REF e BC (MTD1 e MTD3)

Fonte: Elaboração própria

O potencial de abatimento de emissões, comparando os cenários MTD1 e MTD3 com o cenário REF, apontam, para o ano 2020, um potencial de abatimento de CO₂e de 0,7 Mt e 1,7 Mt para os cenários MTD1 e MTD3, respectivamente, sem contabilização de CH₄ e N₂O, e de 0,1 Mt e 1,5 Mt com contabilização de CH₄ e N₂O. Para o ano 2050, esse potencial aumenta para 14,4 Mt e 35,7 Mt sem contabilização de CH₄ e N₂O, e 13,5 Mt e 35,4 Mt com contabilização de CH₄ e N₂O.

O fato de o aumento do potencial de abatimento superar o crescimento de geração de eletricidade à base do bagaço se explica pelo aumento do fator de emissão médio do setor elétrico (Tabela 32). Ademais, os números evidenciam que as emissões de CH₄ e N₂O podem ter relevância quando o fator de emissão do *grid* está baixo. Em 2020, por exemplo, quando o fator médio de emissão se encontra em 0,049 tCO₂/MWh, a contabilização de CH₄ e N₂O reduz o potencial de abatimento em aproximadamente 80% para a tecnologia MTD1. Para a tecnologia MTD3, a contabilização de CH₄ e N₂O apresenta impacto menor, dado que o fator de emissão dessa tecnologia está muito mais baixo e o aumento de geração, em comparação com a trajetória de referência, é mais significativo. Nesse caso, a contabilização leva a uma redução de somente 10% do potencial de abatimento.

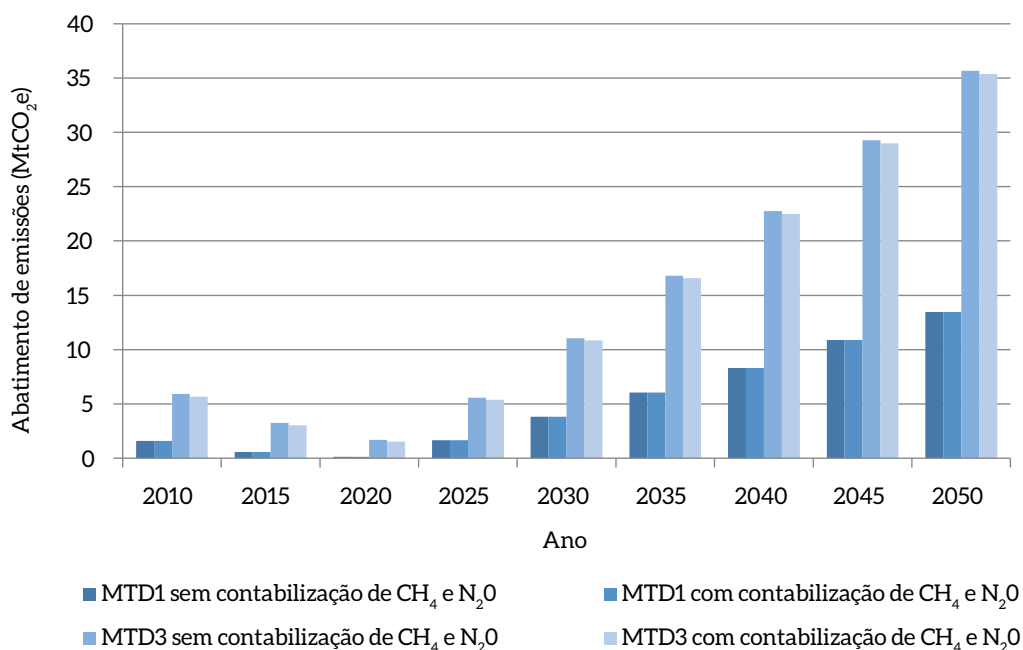


Figura 41 – Potencial de Abatimento de Emissões de CO₂e nos Cenários MTD1 e MTD3, sem e com Contabilização de CH₄ e N₂O

Fonte: Elaboração própria

Relativamente aos custos de abatimento, observam-se valores muito diferentes para os cenários MTD1 e MTD3 (Figura 42 e Figura 43). O cenário MTD1 apresenta custos de abatimento extremamente altos no início do período contemplado que chegam, em 2020, a R\$ 2.500/tCO₂e. O patamar elevado de custo se deve ao baixo fator médio de emissão do sistema elétrico naquele ano, comparativamente ao período de 2026 a 2050. Como esse fator de emissão cresce ao longo do tempo até o valor de 0,252 t/MWh, o custo de abatimento se reduz para R\$ 200/tCO₂e em 2050. É importante destacar também, nesse caso, que o principal impacto da MTD1 não se verifica na geração elétrica excedente em relação à trajetória REF, mas, sim, em relação à redução do LCOF do etanol de 1,19 R\$/L para 1,07 R\$/L - i.e., em cerca de 10% relativamente à trajetória REF. De fato, os custos de abatimento identificados se encontram num nível extremamente alto, o que evidencia que tais medidas não seriam consideradas para a mitigação de GEE no setor elétrico. Porém, é importante não perder de vista que o foco das medidas do cenário MTD1 não se encontra no aumento da eficiência da geração elétrica, mas no aumento da eficiência da produção de etanol. Portanto, seu potencial como medida mitigadora não se deve avaliar somente pela dimensão dos efeitos no setor elétrico.

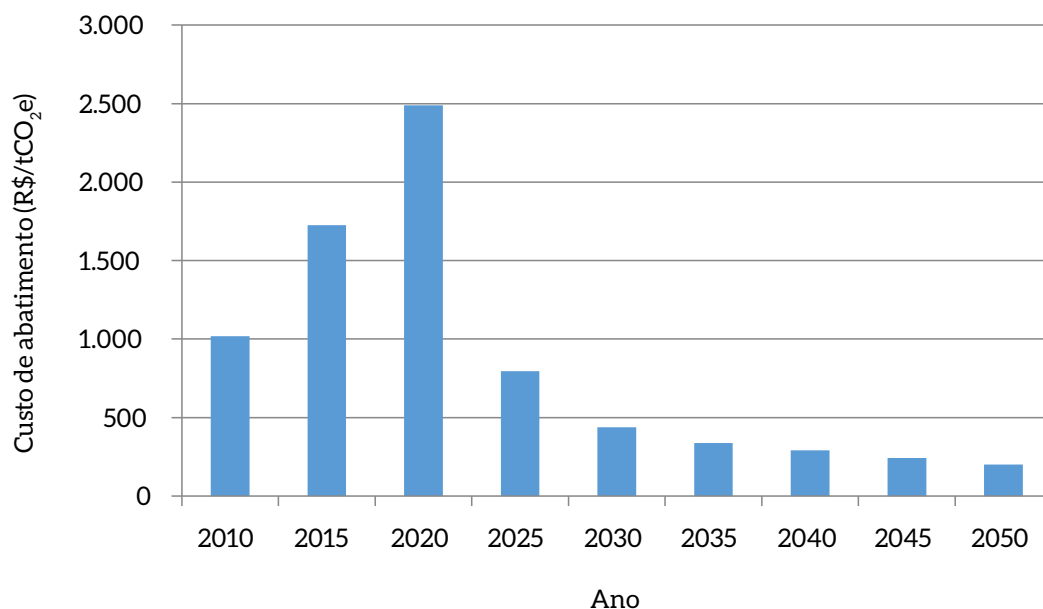


Figura 42 – Custos de Abatimento para o Cenário BC (MTD1) de 2010 a 2050

Fonte: Elaboração própria

O cenário MTD3 apresenta custo de abatimento negativo, dado que o LCOE da tecnologia aplicada nesse cenário está abaixo do LCOE da tecnologia aplicada na trajetória REF. Esse custo de abatimento estava em R\$ -28/tCO₂e em 2010, cai para R\$ -68/tCO₂e em 2020 e chega, em 2050, a R\$ -5/tCO₂e, se emissões de CH₄ e N₂O não são contabilizadas. A contabilização desses custos eleva o potencial de abatimento, dado que o fator de emissão dessa tecnologia é menor que o fator de emissão da tecnologia da trajetória REF. Portanto, o ganho por unidade de GEE abatida está mais diluído. Em anos com menores fatores médios de emissão, o efeito da contabilização de CH₄ e N₂O tem impacto claro. Todavia, com aumento do fator médio de emissão do sistema elétrico, esse impacto se reduz. Dessa forma, em 2050, o custo de abatimento se encontra em R\$ -5//tCO₂e, com e sem contabilização dos gases CH₄ e N₂O. Em linhas gerais, percebe-se que a otimização da geração elétrica no setor sucroalcooleiro é uma medida de custo negativo, à taxa de desconto setorial, o que indica medida do tipo *no regret*.

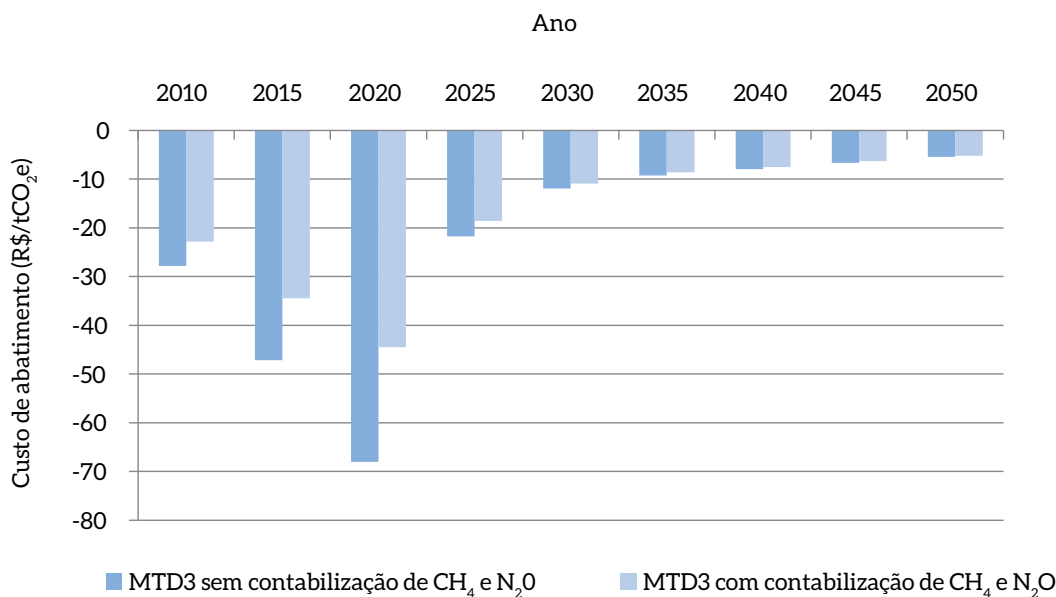


Figura 43 – Custos de Abatimento para o Cenário BC (MTD3) de 2010 a 2050, sem e com Contabilização de CH₄ e N₂O

Fonte: Elaboração própria

Essa análise mostra que a contabilização dos gases CH₄ e N₂O altera os resultados obtidos para o potencial e o custo de abatimento. Todavia, essa diferença ganha maior relevância somente nos anos em que o potencial de redução ainda é muito baixo – i.e., no início da série, quando a geração elétrica brasileira ainda é bastante dependente da geração hidrelétrica. Ademais, como os valores adotados para a contabilização de CH₄ e N₂O derivam de uma conjectura não comprovada por testes em plantas reais, recomenda-se utilizar, para os próximos passos deste estudo, os valores que não consideram a contabilização de CH₄ e N₂O.

Ainda que o potencial de mitigação dos cenários de baixo carbono sejam relevantes, e no caso da opção MTD3 custo-efetivo, não devem ser desconsideradas as barreiras à adoção das tecnologias, que são tecnológicas, regulatórias e econômicas, sobretudo. No próximo capítulo, serão tratados, de forma mais detalhada, barreiras existentes para a entrada das tecnologias e seus cobenefícios, assim como instrumentos de política capazes de removê-las e potencializá-los, respectivamente.



Proposição de instrumentos de política pública para a adoção de atividades de baixo carbono

Capítulo

4

4 PROPOSIÇÃO DE INSTRUMENTOS DE POLÍTICA PÚBLICA PARA A ADOÇÃO DE ATIVIDADES DE BAIXO CARBONO

Este capítulo objetiva propor instrumentos de política pública capazes de remover barreiras e potencializar cobenefícios associados à adoção das atividades de baixo carbono aplicáveis ao setor de biocombustíveis. A análise será feita por segmento, na seguinte ordem: biodiesel, etanol e cogeração.

Desconsiderando potenciais cobenefícios econômicos advindos da implementação das atividades de baixo carbono pelo setor, que não foram avaliados neste estudo, grande parte das medidas apresenta alto custo de implementação. Esse aspecto indica barreiras econômicas para a sua adoção. Todavia, mesmo medidas com custos de abatimento negativos, como é o caso do aumento de geração de energia elétrica nas destilarias, enfrentam barreiras para sua implementação, como desconhecimento dos benefícios econômicos e ambientais da medida, dificuldade de acesso a crédito para a realização de investimentos, suprimento de biomassa, entre outras. Tais aspectos exigem a formulação de instrumentos de política pública para remover barreiras à adoção das atividades de baixo carbono, o que potencializaria a eficácia de políticas de mitigação de emissões de GEE no setor.

Com o objetivo de fornecer elementos para que os formuladores de política pública possam implementar, efetivamente, políticas adicionais de baixo carbono no setor, inicialmente, serão discutidos barreiras e cobenefícios associados à implementação das MTD identificadas na análise setorial. Por fim, serão propostos instrumentos que seguirão a estrutura metodológica adotada pela Agência Internacional de Energia (IEA, 2015). A classificação se baseia nos seguintes tipos de instrumentos:

- i)** Informação e educação – visam aumentar o grau de conhecimento e a capacitação em medidas de baixo carbono. De fato, parte importante das barreiras de mercado se relaciona a custos de transação associados à capacitação dos agentes e assimetrias de informação. Da mesma forma, instrumentos de certificação de produtos e processos se enquadram nessa categoria de política;
- ii)** Econômicos – estimulam certas atividades, modificam comportamentos dos agentes econômicos via sinais de preço (por exemplo, internalização do custo-carbono) ou incentivo fiscal ou financiamento. Buscam também lidar com os diferentes custos de oportunidade de capital que existem na economia, em grande medida decorrentes das diferentes condições de acesso ao capital (associados também à envergadura dos agentes econômicos). Esses instrumentos incluem financiamento direto, taxas de carbono e mercados de carbono (associados a quotas e certificados). Quanto a mercados de carbono, claro está que não se trata normalmente de uma política setorial, mas de política intersetorial, em que quotas são alocadas entre setores, conforme diferentes critérios, e há possibilidade de trocas de certificados de emissão entre instalações industriais e/ou energéticas incluídas no mercado de carbono (o chamado *cap-and-trade*);
- iii)** Institucionais – consideram a criação de arcabouço institucional capaz de orientar e apoiar a implementação de determinadas medidas de abatimento de emissões. Exemplos incluem agências de fomento, planos setoriais, órgãos reguladores etc.;

- iv) Pesquisa, desenvolvimento e demonstração – tratam do apoio ao desenvolvimento tecnológico de medidas inovadoras disruptivas e de medidas que dependem de demonstração e aprendizado tecnológico. Incluem investimento direto, incentivos fiscais, criação de nichos de mercado mediante compras governamentais etc.;
- v) Regulatórios – são instrumentos de comando e controle, visando definir padrões ou metas de emissão, ou desempenho, em termos de produto ou de processo. Exemplos incluem padrões mínimos de eficiência, padrões máximos de emissão, definição de valores mínimos de participação de determinadas opções tecnológicas no portfólio de tecnologias de empresas (por exemplo, participações mínimas de eletricidade decorrente de fontes renováveis nas compras de concessionárias de distribuição de eletricidade) etc. Também se inclui a obrigação de manter e atualizar inventários de emissões atmosféricas;
- vi) Acordos voluntários – são adotados voluntariamente por órgãos públicos e pelo setor privado, unilateralmente ou por meio de negociação. No primeiro caso, trata-se de antecipar-se a mudanças tecnológicas ou gerar valor para acionista (por exemplo, valor de imagem). No segundo caso, trata-se de aderir a propostas de acordo voluntário para metas específicas (por exemplo, ganhos de produtividade, redução de intensidade de emissão etc.) de agente público.

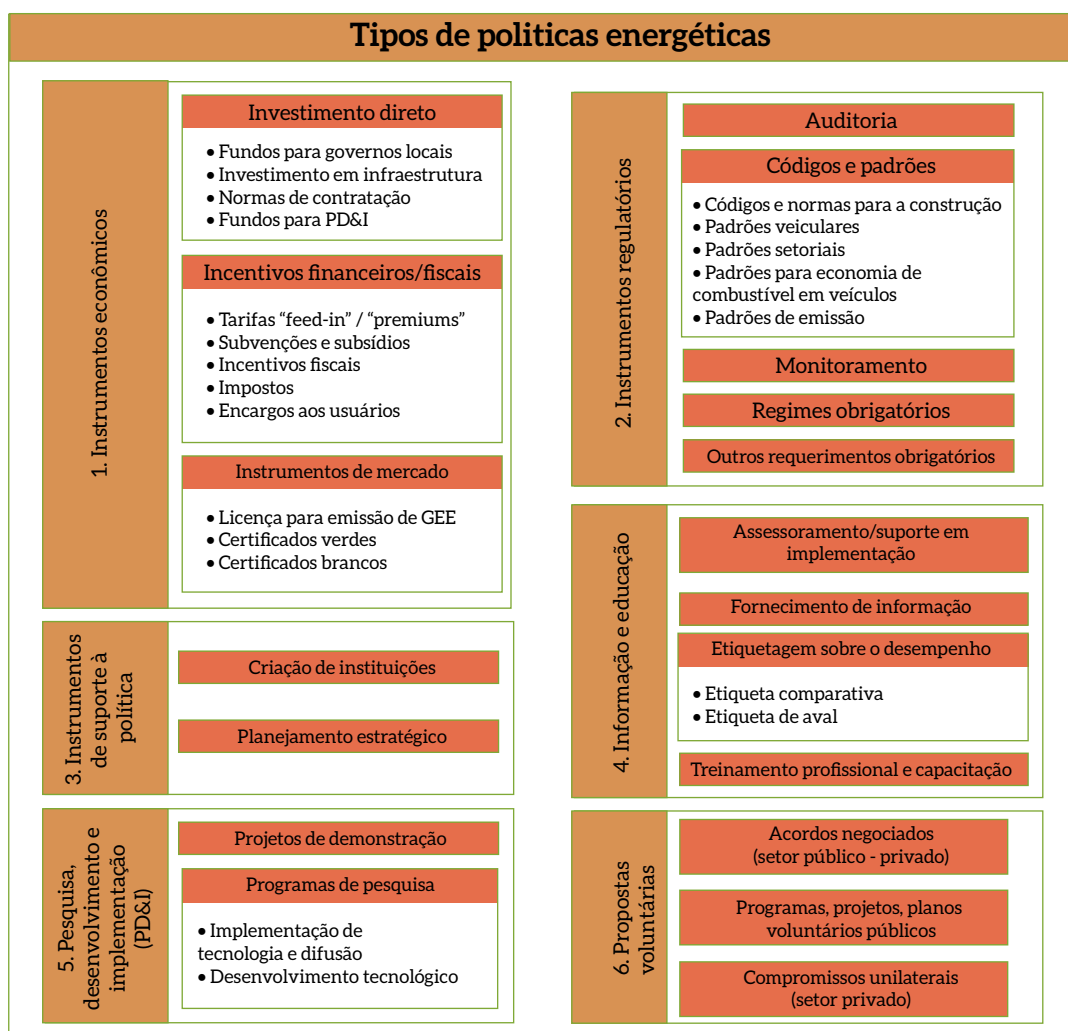


Figura 44 – Classificação de Política de Promoção de Sistemas de Energia de Baixo Carbono

Fonte: Elaboração própria a partir de IEA, 2015

Ressalva-se que os instrumentos propostos não são exaustivos e limitam-se às tecnologias de baixo carbono avaliadas para biodiesel, etanol e cogeração. As políticas voltadas para a demanda de biocombustíveis, por seu turno, são abordadas no relatório *Modelagem setorial de opções de baixo carbono para o setor de transportes* (MCTIC, 2017a).

4.1 BIODIESEL

4.1.1 BARREIRAS E COBENEFÍCIOS À ADOÇÃO DAS MEDIDAS DE BAIXO CARBONO

O Brasil é líder mundial na produção de bioenergia a partir de tecnologias convencionais. O país apresenta vantagens edafoclimáticas únicas para a prática agrícola e dispõe de vasta área propícia para culturas energéticas sem ocorrência direta de competição com a cadeia alimentar (GOLDEMBERG et al., 2008; WALTER et al., 2011). Acresce que a produção de etanol de cana-de-açúcar apresenta longo aprendizado iniciado com os primeiros programas-piloto durante a década de 1930 e com a introdução do Proálcool na década de 1970. Recentemente, a partir de 2008, foi lançado um programa de fomento de biodiesel fortemente impulsionado por objetivos de desenvolvimento socioeconômico, de desenvolvimento rural e de promoção da agricultura familiar (RATHMANN et al., 2012).

Os biocombustíveis são considerados alternativas aos combustíveis fósseis de baixo carbono e, por isso, agentes de mitigação das mudanças climáticas (SIMS, 2004; TILMAN et al., 2006). Derivam de matérias-primas de biomassa que absorvem carbono atmosférico durante o seu crescimento por processos de fotossíntese equivalente ao dióxido de carbono emitido durante combustão dos biocombustíveis em motores veiculares ou estacionários. Desse modo, o balanço mássico do ciclo de carbono das cadeias de bioenergia é fechado. No entanto, a produção de biocombustíveis convencionais, como é o caso do biodiesel obtido pela rota metílica, requer elevados insumos fósseis.

Outra crítica à produção de biocombustíveis em grande escala é referente à eventual competição das cadeias de bioenergia com produção de alimentos e implicações no preço de alimentos (WANG et al., 2009; ZHANG et al., 2010). A perspectiva do aumento da produção de biocombustíveis convencionais, associada à expansão das fronteiras agrícolas para alimentação da população mundial, suscita problemas quanto à disponibilidade de solo arável para abastecer cadeias energéticas e necessidades alimentares. Acresce que a ampliação da fronteira agrícola para fins energéticos desperta também problemas relacionados com mudança do uso do solo e efeitos diretos com a produção de alimentos, além de efeitos indiretos com o deslocamento de outras culturas agrícolas para ecossistemas de elevado valor ecológico, podendo potencializar o desmatamento de florestas nativas. No particular da transesterificação por rota etílica (AT1) e hidrotratamento (AT4), poderá ser exigida maior destinação de áreas agrícolas para a produção de etanol e oleaginosas, o que se constitui em barreira adicional à falta de viabilidade econômica revelada pelos custos nivelados.

Algumas barreiras transversais à adoção de tecnologias de baixo carbono na produção de biodiesel podem ser destacadas. CNI (2009) identificou barreiras comuns entre os diversos setores que impedem o aproveitamento dos potenciais de eficiência energética:

- Não existem linhas de financiamento ou as existentes são inadequadas para as ações de eficiência energética;
- Existe competição entre a racionalização do uso de energia e prioridades de investimento;
- Existe necessidade de capacitação de pessoal para a correta identificação de oportunidades de eficiência energética e para a gestão dos projetos que se mostrarem viáveis;
- Novas tecnologias de eficiência podem significar riscos técnicos na visão da empresa.

O atual patamar de preços de petróleo reduz a competitividade em face do diesel, refletindo em preço médio praticado no 58º leilão de biodiesel, qual seja, R\$ 2,6/litro (ANP, 2017), superior ao preço de aquisição do combustível fóssil pelas distribuidoras. Ademais, a atual situação econômica do país leva a que o governo promova ajustes fiscais que dificultam o acesso a crédito por parte do setor. Esse aspecto influencia a decisão de investimento nas medidas, pois a conjuntura econômica recessiva afeta a capacidade financeira das empresas e impede que o governo conceda crédito com taxas de juro atrativas junto aos bancos públicos de fomento. Essas restrições são percebidas em termos da disponibilidade de capital no mercado de crédito, bem como do aumento da taxa de juros para a concessão de financiamentos. Existe assimetria no acesso ao crédito associado ao porte das empresas, o que inibe investimentos em ações de eficiência energética por médias e pequenas empresas, bem como custos de transação que precisariam ser removidos para a realização desses investimentos.

Ainda que a barreira de acesso ao capital possa ser removida, não necessariamente, os recursos seriam integralmente destinados a esse propósito, em face da competição com outros investimentos, como os necessários para expandir a capacidade de produção. Em geral, todos os acionistas estão inclinados a seguir o *status quo*, que tende a ser menos eficiente e mais conservador, respondendo em termos de eficiência energética apenas em situações críticas, como escassez de recursos. Por isso, investimentos no incremento da capacidade de produção e na penetração de mercado tendem a ser priorizados (UNIDO, 2011a; 2011b; 2013).

No nível institucional e regulatório, a obtenção de crédito para o financiamento das atividades de baixo carbono está condicionada a uma série de exigências burocráticas, dentre as quais se destaca a elaboração de projetos para o acesso a linhas de crédito de programas governamentais. Ainda no âmbito regulatório, a inexistência de padrões de efficientização energética e/ou limites de emissões constituem barreiras às atividades de baixo carbono.

Quanto à implementação das atividades, nem sempre é possível a incorporação de novas tecnologias nos processos produtivos do setor, visto que o *layout* do processo pode não permitir a adaptação das tecnologias à configuração das plantas industriais existentes (ZILAHY, 2004). Mais que isso, o *lock-in* tecnológico desincentiva a substituição de processos que ainda não apresentaram retorno de investimento.

No tocante aos cobenefícios relacionados à implementação das atividades de baixo carbono, inicialmente, podem-se destacar a diminuição na demanda de áreas de cultivo e a redução nos custos variáveis de energia decorrentes da efficientização produtiva proveniente das tecnologias AT2 e AT3. Ainda podem ser destacados outros efeitos indiretos associados à adoção das atividades:

- Difusão de conhecimento e diversificação produtiva no setor;
- Diversificação da matriz e maior segurança no abastecimento energético;
- Geração de emprego e renda por meio do aumento da competitividade dos polos de produção e associadas à fase de implementação das tecnologias de baixo carbono;
- Melhoria na conversão de energia em serviços energéticos;
- Melhoria na saúde pública associada à redução das emissões;
- Promoção ao uso de fontes menos energointensivas de energia;
- Utilização eficiente dos recursos naturais.

Quadro 2 – Barreiras e Cobenefícios à Implementação das Atividades de Baixo Carbono na Produção de Biodiesel

Medidas	Barreiras	Cobenefícios
Transesterificação por rota etílica (AT1)	<ul style="list-style-type: none"> • Ausência de padrões de eficiência energética e/ou limite de emissões; • Ausência de viabilidade econômica; • Competição com a produção de alimentos; • Competição com investimentos alternativos; • Conjuntura econômica e setorial recessiva; • Dificuldade de acesso a crédito; • Falta de conhecimento técnico para identificar, implementar e operar as rotas, em particular, em empresas de médio e pequeno porte; • Falta de garantia de suprimento de etanol; • <i>Lock-in</i> associado aos empreendimentos atuais; • Patamar reduzido de preços do petróleo; • Restrições à instalação pelo <i>layout</i> das plantas. 	<ul style="list-style-type: none"> • Difusão de conhecimento e diversificação produtiva no setor; • Diversificação da matriz e maior segurança no abastecimento energético; • Geração de emprego e renda associada à implementação da atividade e cadeia produtiva; • Melhoria na saúde pública associada à redução das emissões; • Promoção ao uso de fontes menos intensivas em energia; • Utilização eficiente de recursos naturais.
Purificação de biodiesel por separação por membranas (AT2)	<ul style="list-style-type: none"> • Alto custo de capital e dificuldade de acesso a crédito; • Ausência de padrões de eficiência energética e/ou limite de emissões; • Competição com investimentos alternativos; • Conjuntura econômica e setorial recessiva; • Falta de conhecimento técnico para identificar, implementar e operar as rotas, em particular, em empresas de médio e pequeno porte; • <i>Lock-in</i> associado aos empreendimentos atuais; • Patamar reduzido de preços do petróleo; • Restrições à instalação pelo <i>layout</i> das plantas. 	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento na disponibilidade de terra para produção de alimentos; • Difusão de conhecimento e diversificação produtiva no setor; • Diversificação da matriz e maior segurança no abastecimento energético; • Geração de emprego e renda associada à implementação da atividade e cadeia produtiva;
Craqueamento térmico catalítico (AT3)	<ul style="list-style-type: none"> • Alto custo de capital e dificuldade de acesso a crédito; • Ausência de padrões de eficiência energética e/ou limite de emissões; • Competição com investimentos alternativos; • Conjuntura econômica e setorial recessiva; • Falta de conhecimento técnico para identificar, implementar e operar as rotas, em particular, em empresas de médio e pequeno porte; • <i>Lock-in</i> associado aos empreendimentos atuais; • Patamar reduzido de preços do petróleo; • Restrições à instalação pelo <i>layout</i> das plantas. 	<ul style="list-style-type: none"> • Melhoria na conversão de energia em serviços energéticos; • Melhoria na saúde pública associada à redução das emissões; • Promoção ao uso de fontes menos intensivas em energia; • Redução nos custos variáveis associados ao consumo de energia; • Utilização eficiente de recursos naturais.

Medidas	Barreiras	Cobenefícios
Hidrotratamento – H-Bio (AT4)	<ul style="list-style-type: none"> • Alto custo de capital e dificuldade de acesso a crédito; • Ausência de padrões de eficiência energética e/ou limite de emissões; • Ausência de viabilidade econômica; • Competição com investimentos alternativos; • Conjuntura econômica e setorial recessiva; • Falta de conhecimento técnico para identificar, implementar e operar as rotas, em particular, em empresas de médio e pequeno porte; • Falta de garantia de suprimento de oleaginosas; • <i>Lock-in</i> associado aos empreendimentos atuais; • Patamar reduzido de preços do petróleo; • Restrições à instalação pelo <i>layout</i> das plantas. 	<ul style="list-style-type: none"> • Difusão de conhecimento e diversificação produtiva no setor; • Diversificação da matriz e maior segurança no abastecimento energético; • Geração de emprego e renda associada à implantação da atividade e cadeia produtiva; • Melhoria na conversão de energia em serviços energéticos; • Melhoria na saúde pública associada à redução das emissões; • Promoção ao uso de fontes menos intensivas em energia; • Utilização eficiente de recursos naturais.

Fonte: Elaboração própria

4.1.2 INSTRUMENTOS DE POLÍTICA PÚBLICA PARA ADOÇÃO DAS ATIVIDADES DE BAIXO CARBONO

Para garantir que a aplicação das tecnologias convencionais se reduza e, simultaneamente, a penetração das medidas de abatimento avaliadas neste relatório aumente no médio e no longo prazo, diferentes instrumentos de política pública poderiam ser implementados.

A remoção de barreiras econômicas e de mercado – tendo em vista que a disponibilização de crédito e subvenção econômica é suscetível e associada às políticas fiscal e monetária e que a adoção de tecnologias de baixo carbono requer fluxos significativos e constantes de crédito para investimentos – exige a ampliação da estrutura de captação de recursos por bancos públicos de fomento. Para tanto, os organismos gestores do Fundo Clima, e/ou aqueles que vierem a ser criados, visando ao cumprimento da NDC, deveriam procurar recursos junto ao Green Climate Fund (GCF), ao Global Environmental Facility (GEF) e ao Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID), entre outros. Mais que isso, os portfólios de crédito das instituições financeiras devem ser diversificados para pequenas, médias e grandes empresas, visando estabelecer igualdade na obtenção de financiamentos. No particular das pequenas empresas, que enfrentarem dificuldade de mão de obra qualificada para adoção de tecnologias de baixo carbono, também cabe o acesso a recursos de assistência técnica do Climate Technology Centre Network (CTCN).

A linha de financiamento do Finem – Eficiência Energética do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), com recursos do Fundo Clima e demais fontes de alavancagem mencionadas, poderia custear, com taxas subsidiadas de juros, a aquisição de equipamentos de baixo carbono. Em virtude do patamar de recursos necessário para adoção das medidas, poderiam ser criadas, pelo BNDES, as linhas de crédito “Financiamento a empreendimentos – Finem Eficiência Energética na Indústria” e “Financiamento à Transição de Mobilidade de Baixo Carbono”, com portfólios subdivididos por porte de empresa e visando a investimentos na implementação das rotas de baixo carbono propostas e à ampliação da capacidade produtiva, respectivamente. A concessão de crédito ao setor deve estar prevista na Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio), devendo-se condicionar que 10% do montante contratado na linha “Financiamento a empreendimentos

- Finem Eficiência Energética na Indústria” sejam destinados a desenvolvimento e aplicação das rotas AT1, AT2, AT3 e AT4.

A adoção dessas medidas exigiria a mobilização de atores do BNDES, de bancos comerciais, do Ministério da Fazenda (MF), do Ministério do Meio Ambiente (MMA) e do Ministério da Indústria, Comércio Exterior e Serviços (MDIC), e sua implementação poderia ocorrer a partir de 2020, condicionada a estudos de impactos orçamentários pelo governo no curto prazo (2018 a 2020).

É preciso minimizar custos de transação decorrentes da burocracia exigida pelas instituições financeiras, que solicitam documentos e projetos que podem afastar o interessado pela aplicação de uma atividade de baixo carbono. Para tanto, poder-se-ia propor a desburocratização da análise de financiamento por bancos públicos de fomento para ações que visam mitigar emissões de GEE e que estejam correlacionadas a atividades-chave mapeadas no âmbito deste estudo. Todavia, os procedimentos burocráticos objetivam proteger o setor financeiro do risco de inadimplência, motivo pelo qual a desburocratização deve respeitar limites mínimos de análise de crédito. Uma maneira de gerar reciprocidade na concessão de crédito seria a exigência de contrapartidas para contratação por meio de linhas de crédito propostas, como apresentação de inventários corporativos para médias e grandes empresas e cumprimento de metas de eficiência energética e/ou emissões de GEE. Tais instrumentos poderiam ser implementados em parceria entre MMA, MF e MDIC, com horizonte de implementação de médio prazo.

Em termos regulatórios e institucionais, podem ser estabelecidos padrões máximos de emissão e/ou padrões mínimos de eficiência. O cumprimento dos padrões poderia ser atestado mediante a criação e a concessão do Selo Eficiência Industrial (MCTIC, 2017c). Outros instrumentos regulatórios relevantes obrigariam auditorias energéticas e inventários de emissões para o acesso a financiamento em bancos públicos de fomento. O cumprimento desses pré-requisitos permitiria o acesso a condições especiais de crédito junto às linhas “Financiamento a empreendimentos - Finem Eficiência Energética na Indústria” e “Financiamento à Transição de Mobilidade de Baixo Carbono”. Esses instrumentos, em conjunto com a precificação de carbono, especificamente requerida para o caso das tecnologias AT1 e AT4, viabilizariam as atividades de baixo carbono propostas neste estudo.

É importante indicar, junto à Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio), metas de curto, médio e longo prazo acerca da ampliação no mandato de mistura de biodiesel ao diesel, bem como adoção de mandatos de adição de biodiesel ao *bunker* marítimo. Adicionalmente, a criação do “Plano Transportes de Baixo Carbono”, que visa à adoção de metas de redução de emissões nos diferentes modais de transporte (MCTIC, 2017c), incentivaria a produção de biodiesel.

Esse conjunto de instrumentos regulatórios poderia ser adotado a partir de 2020, precedido de amplo debate com os *stakeholders* para definição do escopo, forma e abrangência das metas e condições necessárias para o cumprimento. A elaboração dos instrumentos exigirá a mobilização de órgãos como Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), BNDES, Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento (MAPA), Ministério de Minas e Energia (MME), Ministério da Indústria, Comércio Exterior e Serviços (MDIC), Ministério do Meio Ambiente (MMA), Associação de Produtores de Biodiesel (Aprobio) e União Brasileira do Biodiesel e Bioquerosene (Ubrabio).

A implementação das rotas AT1 e AT4, particularmente, depende do suprimento constante de etanol e oleaginosas, respectivamente. Para garantir os patamares de oferta, faz-se necessária a elaboração de contratos e seguros de suprimento de oleaginosas e etanol entre produtores agrícolas, cooperativas agrícolas e usinas, o que poderia ser considerado pré-requisito para a concessão de crédito agrícola e de custeio de capital no âmbito das linhas de crédito existentes e propostas neste estudo. A elaboração desse instrumento deve envolver MAPA, MDIC, MF, MME, BNDES, bancos comerciais, Aprobio, Ubrabio e cooperativas agrícolas, com implementação a partir de 2020.

Adicionalmente, devem ser efetuados investimentos em capacitação para a formação de cooperativas agrícolas e de resíduos de gordura vegetal e animal dedicadas à produção de biodiesel. Nesse caso, sugere-se direcionamento de recursos para esse propósito junto ao Crédito Rural e Plano ABC, o que exige a mobilização do MAPA, do MF e do MMA, com implementação a partir de 2020.

Para superar as barreiras comportamentais e informacionais, os instrumentos de política pública devem buscar a minimização da resistência à entrada de novas tecnologias. Em particular, a barreira associada à falta de conhecimento técnico para implementar e operar as rotas poderia ser superada por meio de ações de sensibilização, informação e capacitação. O monitoramento de emissões de GEE também seria necessário, o que permitiria verificar, por exemplo, se os pré-requisitos exigíveis para obtenção de financiamento estão sendo cumpridos. O presente projeto, no qual este estudo está inserido, desenvolveu uma série de atividades com esse propósito, as quais poderiam ser aplicadas no setor por meio do estabelecimento de acordo de cooperação técnica entre MAPA, MDIC, MCTIC, Aprobio e Ubrabio.

Um parceiro adicional relevante, em particular no que se refere à superação de barreiras comportamentais e culturais, seria o Serviço Brasileiro de Apoio às Micro e Pequenas Empresas (Sebrae). Além da *expertise* em atividades de sensibilização e capacitação, a inserção nas micro e pequenas empresas facilitaria a execução de ações nesse sentido. Todas as atividades mencionadas poderiam ser implementadas a partir de 2018.

Para superar a barreira relativa à especificidade das plantas industriais (*layout*), que muitas vezes limita a adoção de tecnologias de baixo carbono, poderiam ser elaborados estudos detalhados da aplicabilidade das atividades mapeadas pelo projeto para as plantas de biodiesel existentes e planejadas no Brasil. Esses projetos indicariam o que poderia ser feito em termos de engenharia de processos para adaptar as plantas às referidas tecnologias, em termos de reformas de unidades de equipamentos (*revamp*), assim como de projetos de novas unidades industriais. Para tanto, deveriam ser acessadas linhas de financiamento específicas junto à Empresa Brasileira de Pesquisa e Inovação Industrial (Embrapii), e as propostas deveriam permitir o estabelecimento de parcerias público-privadas, devendo Aprobio e Ubrabio oferecer suporte para elaboração das propostas e acompanhar, em conjunto com a Embrapii, a elaboração dos estudos e a implementação dos projetos. O custeio de elaboração dos estudos pode derivar do GCF e CTCN e priorizar a opção pelas rotas de baixo carbono AT1, AT2, AT3 e AT4.

No Quadro 3, encontra-se a consolidação da proposta de instrumentos que deveriam ser aprimorados e/ou implementados com vistas a remover as barreiras associadas à transição do setor para uma economia de baixo carbono. É importante destacar que esses mecanismos são complementares e mutuamente dependentes, o que leva à conclusão de que seu sucesso depende da mobilização de inúmeros atores públicos e privados.

Quadro 3 – Instrumentos de Política Pública Propostos para Adoção de Atividades de Baixo Carbono na Produção de Biodiesel

Medidas	Instrumentos
Transesterificação por rota etílica (AT1)	<ul style="list-style-type: none"> • Ampliação no mandato de mistura de biodiesel ao diesel e adoção de mandatos de adição de biodiesel ao <i>bunker</i> no âmbito da Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio); • Captação de recursos para investimento em ações de mitigação junto a GCF, GEF e BID, e CTCN para pequenas empresas; • Concessão de crédito ao setor, no escopo da Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio), condicionado ao investimento de 10% dos recursos para desenvolvimento e adoção das rotas AT2 e AT3; • Concessão de crédito para realização de atividades de capacitação para a formação de cooperativas agrícolas de oleaginosas e gorduras residuais;
Purificação de biodiesel por separação por membranas (AT2)	<ul style="list-style-type: none"> • Criação da linha de crédito “Financiamento a empreendimentos – Finem Eficiência Energética na Indústria”; • Criação da linha de crédito “Financiamento à Transição de Mobilidade de Baixo Carbono”, com taxas subsidiadas de juros para instalação de plantas de produção de biodiesel; • Criação do “Plano Transportes de Baixo Carbono”; • Criação e concessão do Selo Eficiência Energética Industrial; • Desburocratização da análise de financiamento por bancos públicos de fomento, tendo como contrapartida o cumprimento do arcabouço regulatório de baixo carbono e a realização de inventários de emissões e auditorias energéticas nas usinas de biodiesel; • Diversificação das linhas de crédito em bancos públicos de fomento para atender pequenas, médias e grandes empresas;
Craqueamento térmico catalítico (AT3)	<ul style="list-style-type: none"> • Elaboração de contratos e seguros de suprimento de oleaginosas e etanol entre produtores agrícolas, cooperativas e usinas, como critério para concessão de crédito agrícola e de custeio de capital; • Estabelecimento de limites máximos de emissão e/ou padrões mínimos de eficiência energética por unidades industriais; • Incentivo à elaboração de projetos para acesso a recursos do GCF, visando à construção de usinas de biodiesel e bioquerosene próximas a cidades com mais de 500 mil habitantes, com previsão da adoção da rota de baixo carbono; • Obrigatoriedade de realização e apresentação de inventários de emissões e auditorias energéticas como pré-requisito para a liberação de crédito proveniente de banco públicos de fomento; • Precificação de carbono a partir de 2025; • Promoção de atividades de capacitação de técnicos, em parceria público-privada, para a coleta de dados de emissão das plantas industriais e implementação das rotas de baixo carbono.
Hidrotratamento – H-Bio (AT4)	<ul style="list-style-type: none"> • Ampliação no mandato de mistura de biodiesel ao diesel e adoção de mandatos de adição de biodiesel ao <i>bunker</i> no âmbito de Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio); • Captação de recursos para investimento em ações de mitigação junto a GCF, GEF e BID, e CTCN para pequenas empresas; • Concessão de crédito para atividades de capacitação que visem à formação de cooperativas agrícolas de oleaginosas e gorduras residuais; • Criação da linha de crédito “Financiamento a empreendimentos – Finem Eficiência Energética na Indústria”; • Criação da linha de crédito “Financiamento à Transição de Mobilidade de Baixo Carbono”, com taxas subsidiadas de juros para instalação de plantas de produção de biodiesel; • Criação do “Plano Transportes de Baixo Carbono”; • Criação e concessão do Selo Eficiência Energética Industrial; • Desburocratização da análise de financiamento por bancos públicos de fomento, tendo como contrapartida o cumprimento do arcabouço regulatório de baixo carbono e a realização de inventários de emissões e auditorias energéticas nas usinas de biodiesel; • Diversificação das linhas de crédito em bancos públicos de fomento para atender pequenas, médias e grandes empresas; • Elaboração de contratos e seguros de suprimento de oleaginosas e etanol entre produtores agrícolas, cooperativas agrícolas e usinas, como critério para concessão de crédito agrícola e de custeio de capital; • Estabelecimento de limites máximos de emissão e/ou padrões mínimos de eficiência energética por unidades industriais; • Incentivo à elaboração de projetos para acesso a recursos do GCF, visando à construção de usinas de biodiesel e bioquerosene próximas a cidades com mais de 500 mil habitantes, com previsão da adoção da rota de baixo carbono; • Obrigatoriedade de realização e apresentação de inventários de emissões e auditorias energéticas como pré-requisito para a liberação de crédito proveniente de banco públicos de fomento; • Precificação de carbono a partir de 2025. • Promoção de atividades de capacitação de técnicos, em parceria público-privada, para a coleta de dados de emissão das plantas industriais e implementação das rotas de baixo carbono;

Fonte: Elaboração própria

4.2 ETANOL E COGERAÇÃO

4.2.1 BARREIRAS E COBENEFÍCIOS À ADOÇÃO DAS MEDIDAS DE BAIXO CARBONO

Foram avaliadas três rotas de produção aplicáveis ao setor de etanol que permitiriam mitigar, direta e/ou indiretamente, emissões de GEE: i) etanol otimizado (MTD1), que considera a implantação de uma nova usina autônoma, projetada para atingir alta eficiência de conversão de açúcares; ii) etanol celulósico (MTD2), na qual é canalizado parte do bagaço disponível para uma unidade anexa de geração de etanol celulósico; iii) otimização de energia elétrica (MTD3), na qual obtém-se aumento na geração de eletricidade a partir do uso de condições mais severas na caldeira e do coprocessamento da palha, assim como geração ao longo de todo o ano.

Grande parte dos entraves enfrentados para adoção de MTD no setor de biodiesel também constitui obstáculo para o segmento sucroalcooleiro. Podem ser destacados:

- Ausência de padrões de eficiência energética e/ou limite de emissões;
- Competição com investimentos alternativos;
- Conjuntura econômica e setorial recessiva;
- Dificuldade e assimetria no acesso a crédito;
- Falta de conhecimento técnico para identificar, implementar e operar as rotas, em particular em empresas de médio e pequeno porte;
- *Lock-in* associado aos empreendimentos atuais;
- Patamar reduzido de preços do petróleo;
- Restrições à instalação pelo *layout* das plantas.

A implementação das rotas demanda significativos investimentos em capital e O&M, crédito que frequentemente não pode ser acessado em face de assimetrias, custos de transação e taxas de juros praticadas mediante conjuntura econômica e setorial recessiva.

Embora aumentem a produção de etanol e de eletricidade, as rotas MTD1 e MTD3, respectivamente, apresentam entraves adicionais. Os custos nivelados e de abatimento revelaram que a otimização de produção de etanol não apresenta viabilidade econômica, enquanto a otimização por meio da cogeração, tendo em vista a necessidade de biomassa, fica condicionada à garantia de suprimento nos períodos de safra e entressafra de cana-de-açúcar. Essa barreira também é verificada na cadeia de produção de etanol celulósico (MTD2).

A cogeração de eletricidade via uso do bagaço, gerando excedentes de energia elétrica, já pode ser considerada estado da arte. Porém, grande parte dos empreendimentos gera eletricidade por meio dessa MTD exclusivamente para fins de autoconsumo, o que pode ser explicado pela localização das usinas em áreas remotas com difícil acesso à rede elétrica. Portanto, as dificuldades enfrentadas para o *retrofitting* dessas usinas para se tornarem geradoras de excedentes e exportadoras de energia elétrica para o *grid* são de natureza econômica e regulatória.

As barreiras para a aplicação de tecnologias de conversão mais eficientes consideradas neste estudo também são de natureza tecnológica. Embora já existam soluções tecnológicas para produção de etanol por rota celulósica e caldeiras de 90 bar, a viabilidade ainda não foi demonstrada em escala adequada para empreendimentos de menor porte, como é o caso das usinas de etanol. Ademais, merecem ser enfatizados riscos técnicos e operacionais à implementação das MTD (BERGH, 2012), ou seja, riscos associados a uma nova tecnologia que demanda tempo de aprendizagem dos que a utilizam para que

estes não operem sobre ou subdimensionados. Finalmente, a falta de conteúdo local de componentes das rotas analisadas pode constituir barreira a sua adoção. Custos e procedimentos de importação das tecnologias, frequentemente, retardam ou impedem sua introdução, inviabilizando ganhos em termos de produtividade, economia de energia e mitigação de emissões de GEE (CURRÁS, 2010).

Um fator que condiciona a implementação da produção de biocombustíveis avançados em larga escala, como é o caso do etanol celulósico (MTD2), está associado ao desconhecimento dos seus benefícios e da cadeia de produção por parte dos produtores de combustíveis convencionais. O setor agrícola é por natureza conservador, focado no seu negócio tradicional. Essa falta de percepção traduz-se em elevados custos financeiros e riscos para qualquer projeto. Ademais, os decisores corporativos, muitas vezes, não têm conhecimento do potencial de recursos disponíveis, dos custos associados, nem do desempenho dos sistemas de conversão de energia de biomassa avançada. E ainda, os fazendeiros de culturas alimentares ou do setor sucroalcooleiro estão pouco familiarizados com mercados de combustíveis avançados e mesmo de energia elétrica.

Apesar dos esforços que têm sido canalizados em programas de pesquisa, desenvolvimento e demonstração (PD&D) mundialmente e também no Brasil, a cadeia de produção de biocombustíveis avançados, na qual está abrangida a rota MTD2, encontra-se ainda em estado incipiente de desenvolvimento. Assim, trata-se de processos que necessitam de maior amadurecimento para serem comprovados em escala comercial. Além disso, os custos de investimento e de operação e manutenção são superiores a tecnologias comerciais convencionais. Portanto, o investimento em biocombustíveis avançados não é atrativo para atores privados sem o fomento de políticas e incentivos governamentais. Existem, ainda, restrições financeiras quanto à disponibilidade de capital de risco para tecnologias emergentes (COSTELLO; FINNELL, 1998; RÖSCH; KALTSCHMITT, 1999). Quanto maior o risco, maior a taxa de retorno exigida sobre o capital, o que impacta na taxa de investimento nas tecnologias emergentes. Outros constrangimentos financeiros envolvem elevado montante de subsídios fiscais a combustíveis fósseis, colocando as cadeias de renováveis, entre as quais, a bioenergia, em desvantagem em um ambiente competitivo. De acordo com Redman et al. (2015), os subsídios do Banco Mundial para programas de infraestrutura de combustíveis fósseis superaram US\$ 9 bilhões, ao passo que os subsídios a programas de energia renovável são sensivelmente menores, equivalendo a US\$ 5 bilhões. Se esses subsídios fossem canalizados para investimentos em energias renováveis, impulsionariam o desenvolvimento de tecnologias ainda em fase de maturação. Além disso, a legislação fiscal permite que os produtores de combustíveis fósseis amortizem determinados custos de exploração e desenvolvimento em vez de capitalizar e depreciá-los ao longo do tempo. Apesar de essa opção resultar em maior produção interna e preços mais baixos de combustíveis, geram-se constrangimentos para a formação de capital de atividades promotoras do crescimento das energias renováveis.

Outro obstáculo à bioenergia, em especial para biocombustíveis líquidos, é a opinião crítica quanto aos impactos ambientais no desmatamento de ecossistemas, competição com cadeia alimentar e baixa eficiência de conversão de algumas cadeias de produção convencional. Apesar de a produção de biocombustíveis no Brasil se colocar à margem desses problemas, em nível internacional, há ainda grande inconsistência quanto a essa temática.

Incentivar o uso de outros combustíveis para a geração de energia elétrica ainda é uma medida que encontra uma série de barreiras. Atualmente, conforme informações publicadas pela Aneel (2017), há um pequeno número de empreendimentos à base de casca de arroz e resíduos de madeira. Nos casos de casca de arroz, trata-se de empreendimentos de autoprodução de pequeno porte na indústria alimentar que utilizam como combustíveis resíduos do processo produtivo. O primeiro obstáculo para aumento do uso dessa fonte é o desconhecimento sobre o potencial de resíduos. Embora estudos, como Portugal-Pereira et al. (2015), definam, a partir da produção agrícola e florestal, a quantidade de resíduos que deve ser gerada nas respectivas áreas, um conhecimento mais detalhado precisa ser produzido de

modo a especificar: i) a quantidade de resíduos que realmente poderia ser destinada à cogeração sem comprometer outras áreas em que esses resíduos vêm sendo aplicados; ii) a viabilidade técnico-econômica da colheita; iii) a necessidade de pré-tratamento e adequação para tecnologias de combustão.

Ademais, nota-se uma barreira cultural no setor agrícola parecida com a barreira enfrentada no setor sucroalcooleiro no início da introdução da cogeração: agentes do setor agroindustrial focam geralmente no seu *core business* sem levar em consideração possibilidades inovadoras de aumentar a renda e eficiência do seu negócio. Finalmente, existem barreiras técnicas e econômicas no setor. A viabilidade técnico-econômica do uso de resíduos agroindustriais pode estar comprometida devido a processos complexos de colheita e de manuseio de resíduos, dificuldades de tratamento de cinzas no processo de combustão e necessidade de equipamentos de purificação do gás de exaustão. Mesmo que existam soluções técnicas para tais questões, os custos de investimento e operação de processos mais complexos podem ser proibitivos. Por último, a falta de disponibilidade de linhas de financiamento para empreendimentos de autoprodução e cogeração representa mais uma barreira econômica.

As cadeias de produção de biocombustíveis convencionais têm eficiência de conversão reduzida, visto que os resíduos lignocelulósicos são descartados sem que seu teor energético seja valorizado. Assim, se se considerarem os insumos energéticos e as matérias-primas consumidas durante o ciclo de vida dos biocombustíveis convencionais, designadamente óleo diesel nas atividades agrícolas e no transporte, na irrigação e em fertilizantes, os recursos fósseis consumidos podem ser superiores aos recursos evitados pelas cadeias de bioenergia (PORTUGAL-PEREIRA et al., 2015). Esta é, aliás, uma das principais críticas associadas à geração de biocombustíveis convencionais, designadamente etanol de milho dos EUA (PIMENTEL; PATZEK, 2005; PATZEK; PIMENTEL, 2005; PIMENTEL; PATZEK, 2007). Logo, a difusão da rota MTD2 apresenta os cobenefícios de redução de emissões, redução de custos associada ao tratamento de resíduos, eficiência energética e aumento na produção e valor agregado ao etanol. Praticamente, os mesmos cobenefícios são observados na otimização de energia elétrica, que também apresenta a possibilidade de aumento de receitas proveniente da comercialização da eletricidade.

Os potenciais problemas ambientais e de uso do solo decorrentes da produção de biocombustíveis convencionais podem ser minimizados pelo desenvolvimento da produção de biocombustíveis avançados. A maioria dos biocombustíveis avançados deriva de materiais lignocelulósicos, cuja cadeia de produção valoriza a maioria dos materiais e aplica princípios de simbiose industrial para o aproveitamento da maioria dos materiais em cadeias tecnológicas com múltiplos produtos (MARTIN; EKLUND, 2011; GONELA; ZHANG, 2014; PORTUGAL-PEREIRA et al., 2016). Assim, seu balanço de GEE é, regra geral, mais vantajoso do que os biocombustíveis convencionais. Acresce que, em se tratando de materiais lignocelulósicos, em muitos casos, as matérias-primas são resíduos industriais e agrícolas, o que não se traduz em competição direta com mudança de uso do solo.

Além das vantagens ambientais associadas à produção de biocombustíveis avançados e reduzidos conflitos entre produção de alimentos e mudança de uso do solo, os biocombustíveis avançados apresentam benefícios quanto à segurança de abastecimento energético.

É também relevante salientar os benefícios ambientais e socioeconômicos decorrentes da implementação de tecnologias avançadas, sobretudo, a criação de novos postos de trabalho em regiões rurais e a criação de maior valor agregado mediante o uso produtivo de biomassa.

Finalmente, podem ser destacados cobenefícios transversais decorrentes da adoção das rotas MTD1, MTD2 e MTD3, relativamente à opção considerada no cenário REF: i) aumento na disponibilidade de terra para produção de alimentos; ii) melhoria na saúde associada à redução das emissões; iii) produção de maior valor agregado; iv) difusão de conhecimento acerca do setor.

Quadro 4 – Barreiras e Cobenefícios à Implementação das Atividades de Baixo Carbono pelo Setor de Etanol e Geração

Medidas	Barreiras	Cobenefícios
Etanol otimizado (MTD1)	<ul style="list-style-type: none"> • Altos custos de capital e de O&M; • Ausência de padrões de eficiência energética e/ou limite de emissões; • Competição com investimentos alternativos; • Conjuntura econômica e setorial recessiva; • Dificuldade e assimetria no acesso ao crédito; • Falta de conteúdo local de componentes da tecnologia; • Falta de conhecimento técnico para identificar, implementar e operar as rotas, em particular, em empresas de médio e pequeno porte; • Falta de viabilidade econômica; • <i>Lock-in</i> associado aos empreendimentos atuais; • Opinião crítica quanto a efeitos adversos em âmbito ambiental, alimentar e energético da produção de biocombustíveis; • Patamar reduzido de preços do petróleo; • Risco do sobre ou subdimensionamento da tecnologia. 	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento na disponibilidade de terra para produção de alimentos; • Difusão de conhecimento acerca do setor; • Diversificação da matriz e maior segurança no abastecimento energético; • Geração de emprego e renda associada à implantação da atividade; • Maior produção de etanol; • Melhoria na saúde pública associada à redução das emissões.
Etanol celulósico (MTD2)	<ul style="list-style-type: none"> • Altos custos de capital e de O&M; • Ausência de padrões de eficiência energética e/ou limite de emissões; • Competição com investimentos alternativos; • Conjuntura econômica e setorial recessiva; • Desconhecimento dos benefícios e da cadeia de produção de etanol celulósico; • Dificuldade e assimetria no acesso ao crédito; • Falta de conteúdo local de componentes da tecnologia; • Falta de conhecimento técnico para identificar, implementar e operar as rotas, em particular, em empresas de médio e pequeno porte; • Falta de garantia de suprimento de biomassa; • <i>Lock-in</i> associado aos empreendimentos atuais; • Opinião crítica quanto a efeitos adversos em âmbito ambiental, alimentar e energético da produção de biocombustíveis; • Patamar reduzido de preços do petróleo; • Risco do sobre ou subdimensionamento da tecnologia. 	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento na disponibilidade de terra para produção de alimentos; • Difusão de conhecimento acerca do setor; • Diversificação da matriz e maior segurança no abastecimento energético; • Geração de emprego e renda associada à implantação da atividade, particularmente na coleta de biomassa; • Maior produção de etanol; • Melhoria na saúde pública associada à redução das emissões; • Produção de maior valor agregado; • Redução de custos associados ao tratamento de resíduos; • Redução na emissão de CH₄ e N₂O decorrentes da degradação anaeróbica de biomassa.
Otimização energia elétrica (MTD3)	<ul style="list-style-type: none"> • Altos custos de capital e de O&M; • Ausência de padrões de eficiência energética e/ou limite de emissões; • Competição com investimentos alternativos; • Conjuntura econômica e setorial recessiva; • Dificuldade e assimetria no acesso ao crédito; • Falta de conhecimento técnico para identificar e implementar a medida; • Falta de conteúdo local de componentes da tecnologia; • Falta de estudos acerca das potencialidades e custos do aproveitamento energético de resíduos lignocelulósicos; • Falta de garantia de suprimento de biomassa; • Falta de infraestrutura para exportação do excedente de eletricidade; • <i>Lock-in</i> associado aos empreendimentos atuais; • Opinião crítica quanto a efeitos adversos em âmbito ambiental, alimentar e energético da produção de biocombustíveis; • Risco do sobre ou subdimensionamento da tecnologia. 	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento na disponibilidade de terra para produção de alimentos; • Difusão de conhecimento acerca do setor; • Diversificação da matriz e maior segurança no abastecimento energético; • Geração de emprego e renda associada à implantação da atividade, particularmente na coleta de biomassa; • Maior produção de etanol; • Melhoria na saúde pública associada à redução das emissões; • Produção de maior valor agregado; • Receita proveniente da comercialização de eletricidade; • Redução de custos associados ao tratamento de resíduos; • Redução na emissão de CH₄ e N₂O decorrentes da degradação anaeróbica de biomassa.

Fonte: Elaboração própria

4.2.2 INSTRUMENTOS DE POLÍTICA PÚBLICA PARA ADOÇÃO DAS ATIVIDADES DE BAIXO CARBONO

Entraves transversais à viabilização de rotas de baixo carbono no setor de biocombustíveis demandam que um conjunto comum de instrumentos de política pública sejam adotados. Podem ser destacados:

- Ampliação no mandato de mistura de etanol anidro à gasolina;
- Captação de recursos para investimento em ações de mitigação junto a GCF, GEF e BID, e CTCN para pequenas empresas;
- Criação da linha de crédito “Financiamento a empreendimentos – Finem Eficiência Energética na Indústria”;
- Criação da linha de crédito “Financiamento à Transição de Mobilidade de Baixo Carbono”, com taxas subsidiadas de juros para instalação de plantas de produção de etanol;
- Desburocratização da análise de financiamento por bancos públicos de fomento, tendo como contrapartida o cumprimento do arcabouço regulatório de baixo carbono;
- Diversificação das linhas de crédito em bancos públicos de fomento para atender pequenas, médias e grandes empresas;
- Elaboração de contratos e seguros de suprimento de biomassa entre cooperativas e usinas como critério para concessão de crédito em bancos públicos de fomento;
- Estabelecimento de limites máximos de emissão e/ou padrões mínimos de eficiência energética por unidades industriais;
- Obrigatoriedade de realização e apresentação de inventários de emissões e auditorias energéticas como pré-requisito para a liberação de crédito proveniente de banco públicos de fomento;
- Precificação de carbono a partir de 2025;
- Criação do “Plano Transportes de Baixo Carbono”.

No âmbito dos instrumentos econômicos, também podem ser oferecidas condições facilitadas de crédito, como menores taxas de juros e prazos para amortização do capital, no âmbito do RenovaBio, condicionadas ao investimento de 10% da operação contratada nas rotas MTD1, MTD2 e/ou MTD3. No particular da geração de eletricidade e exportação para o *grid*, faz-se necessário destinar recursos para a ampliação de linhas de transmissão. Para tanto, podem ser preparados projetos visando solicitar recursos ao GCF, atividade que deve estar prevista no âmbito do RenovaBio.

A adoção dessas medidas exigiria a mobilização de atores do BNDES, de bancos comerciais, do MF, do MMA, do MDIC e do MME, e sua implementação poderia ocorrer a partir de 2020, condicionada a estudos de impactos orçamentários pelo governo no curto prazo (2018 a 2020).

Os instrumentos econômicos visam contornar a distorção dos mercados no sentido de alterar o preço de produção de cadeias de bioenergia avançada, beneficiando suas vantagens ambientais. Tais instrumentos podem surgir na forma de taxas e impostos sobre atividades nocivas para o ambiente e dependentes de recursos fósseis e mediante isenção fiscal e incentivos para a operação e o investimentos em tecnologias de baixo carbono. Embora a isenção de impostos e subsídios para a produção de energia limpa seja uma forma de distorção de mercado não necessariamente fomentadora de implementação de processos eficientes, esses instrumentos são importantes para desenvolver tecnologias emergentes.

Na vigência do Proálcool, na década de 1970, o preço de mercado de etanol hidratado foi fixado pelo governo federal como forma de torná-lo competitivo em comparação com a gasolina. Porém, após o colapso do programa e a maturação da indústria sucroalcooleira, a medida foi interrompida. Atualmente, para as cadeias de produção de bioenergia avançadas, poderia ser vantajoso retomar um programa de incentivos, não por meio do controle direto do preço de mercado, mas por meio de mecanismos

facilitadores de aquisição de equipamentos e financiamento público para melhorar a situação econômica de usinas de bioenergia. Assim, poder-se-ia pensar em oferta de subsídios para a implementação de novas tecnologias de geração de biocombustíveis e bioeletricidade, conforme rotas MTD1, MTd2 e MTD3. Nesse sentido, em nível internacional, vários programas já foram implementados na União Europeia e nos EUA como forma de incentivar a implementação de biorrefinarias. Por exemplo, nos EUA, foi oferecido crédito tributário no valor de US\$ 0,50 por galão para combustíveis avançados. Foi também garantido subsídio aos distribuidores de combustíveis que misturarem etanol com gasolina.

Além de incentivos fiscais e isenção de impostos para a aquisição de novos equipamentos, é necessário promover o financiamento privado das usinas de bioenergia mediante promoção de crédito de bancos privados de fomento ou outras instituições financeiras. No entanto, tal como já referido, esses créditos de empresas comerciais não são fáceis de obter em condições aceitáveis devido ao risco associado às tecnologias avançadas de conversão de biomassa. Logo, os programas de financiamento de bancos privados não são tão favoráveis a tecnologias de energia de biomassa em comparação com tecnologias comprovadas e bem conhecidas de energia com base em combustíveis fósseis. A gasificação da biomassa em combinação com motores a gás ou turbinas a gás para a produção eficiente de energia é um exemplo de tal tecnologia. A falta de confiança para esse tipo de conversão de energia deve-se à sua fase inicial de desenvolvimento. Apesar do progresso considerável alcançado nos últimos anos, a gasificação da biomassa está em estágio de demonstração, e poucas instalações de gasificação de biomassa em nível mundial estão em operação contínua. Para garantir maior financiamento de crédito, poder-se-ia pensar na criação de fundos de capital de risco ou participações de compartilhamento de riscos a partir da criação de *joint ventures*. Além disso, a criação de seguros que salvaguardem despesas adicionais e perdas de lucro operacional devido a imprevistos técnicos seria outra forma de garantir segurança aos empreendedores privados. Outra opção seria a criação de um fundo de sustentabilidade com receitas advindas de combustíveis fósseis, à imagem do que é realizado na Noruega ou nos Países Baixos, e canalizar recursos para programas de inovação de baixo carbono. Nesse caso, a precificação de carbono, mediante uma taxa, pode ter parte de seus recursos reciclados para esse propósito.

O mercado de etanol é, muitas vezes, sazonal devido às características da produção agrícola das culturas energéticas. Assim, para garantir maior segurança de abastecimento, poder-se-ia implementar a linha de crédito “Financiamento a Estoques de Biocombustíveis”, com recursos provenientes da taxa de carbono sobre combustíveis fósseis, para a criação de fundos privados de abastecimento como forma de evitar a sazonalidade de produção durante os períodos de entressafra.

A complexidade do pacote de instrumentos econômicos exige amplo debate entre atores, que deve iniciar no curto prazo, visando à implementação a partir de 2023. Idealmente, deve envolver Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão (MP), MF, MDIC, MMA, MME, União da Indústria de Cana-de-Açúcar (Unica), BNDES, bancos comerciais, entre outros.

Como referido, um dos principais entraves para a difusão do etanol celulósico está associado à falta de competitividade econômica das cadeias de conversão quando comparada com cadeias convencionais. Acresce que a maioria dos projetos de inovação tecnológica é classificada como capital de risco e enfrenta dificuldades para adquirir capital de investimento em entidades privadas. Financiamentos em ações de PD&D poderão apoiar e acelerar a transição das cadeias de produção convencional e utilização de cadeias avançadas em escala comercial.

Atualmente, já existem vários modelos de financiamento de PD&D no Brasil, sobretudo por meio da Finep e do BNDES, e em nível internacional. No entanto, as condições de financiamento desses programas nem sempre são claras e podem variar durante o período de aplicação. Além disso, os procedimentos de aplicação requerem normalmente elevado custo de transação com trâmites

complexos. Os procedimentos de aprovação são, por vezes, longos e podem resultar em um lapso de tempo significativo entre o pedido de financiamento e a decisão final. De forma a melhorar os processos de candidatura a financiamento, seria aconselhável o lançamento de editais mais simples e de curto intervalo de tempo, articulando e coordenando diferentes instituições de financiamento, o que evitaria a redundância de programas de financiamento sem que estes tragam melhorias de resultados. Esses editais também poderiam financiar a elaboração de estudos que mensurem o potencial de aproveitamento de resíduos de biomassa com vistas à produção de etanol e eletricidade.

Os instrumentos regulatórios objetivam a definição de procedimentos legais que criem e regularizem um mercado para a demanda de bioenergia e reduzam as incertezas de mercado. O Brasil é, em nível mundial, um dos países com um sistema regulatório de bioenergia mais integrado e maduro. Desde a década de 1970, existe uma norma mandatária de adição de etanol anidro na gasolina tipo C que atingiu 27% em 2015. Também para o caso do biodiesel, uma norma mandatária exige a adição de biodiesel ao diesel mineral. Porém, essa medida não garante o mercado para combustíveis avançados. Assim, nos EUA, foi implementado o *renewable fuel standard* (RFS), garantindo o consumo mínimo de biocombustíveis celulósicos ou com baixa emissão de dióxido de carbono. De acordo com o programa RFS2, os combustíveis renováveis com emissão de GEE inferior a 60%, quando comparados com combustíveis fósseis, devem ser misturados em E25, equivalente a 136 bilhões de litros em 2022. No Brasil, tal medida poderia ser imposta na forma de leilões dedicados para biocombustíveis avançados. Assim, seria garantida a criação de um mercado para a produção de biocombustíveis avançados cuja tecnologia ainda não está consolidada.

Para garantir que biocombustíveis avançados sejam beneficiados, é necessária a criação de uma certificação ambiental, tal como foi realizado na norma de qualidade Selo Combustível Social para biodiesel de óleos vegetais. Tal programa de certificação poderia ser desenvolvido para empresas produtoras de biocombustíveis avançados, criando leilões dedicados a biocombustíveis celulósicos. Esse instrumento exige a mobilização de ANP e MME, podendo ser implementado a partir de 2020.

Para superar a barreira relativa à especificidade das plantas industriais (*layout*), poderiam ser elaborados estudos detalhados da aplicabilidade das atividades mapeadas pelo projeto para as plantas de etanol existentes e planejadas no Brasil. Esses projetos indicariam o que poderia ser feito em termos de engenharia de processos para adaptar as plantas às referidas tecnologias, em termos de reformas de unidades de equipamentos (*revamp*), assim como elaboração de projetos de novas unidades industriais. Para tanto, deveriam ser acessadas linhas de financiamento específicas junto à Embrapii, e as propostas deveriam permitir o estabelecimento de parcerias público-privadas, devendo a Unica servir de suporte para elaboração das propostas e acompanhar, em conjunto com a Embrapii, a elaboração dos estudos e a implementação dos projetos. O custeio de elaboração dos estudos pode derivar do GCF e do CTCN e priorizar a opção pelas rotas de baixo carbono MTD1, MTD2 e MTD3.

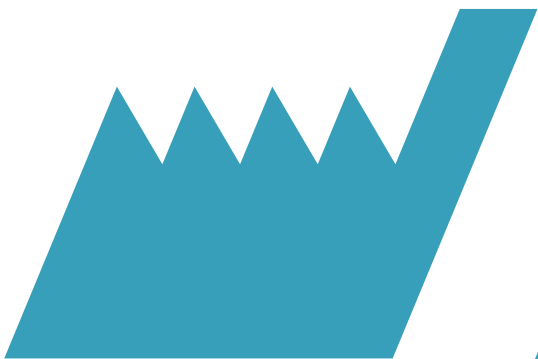
Por fim, instrumentos de capacitação à formulação de políticas seriam especialmente importantes para o apoio ao uso de resíduos agroindustriais no setor. Como mencionado, para o aproveitamento dessa fonte, devem-se, primeiramente, realizar pesquisas concretas sobre os empecilhos técnicos e estruturais junto aos agentes do setor agroindustrial. A partir dos resultados dessas pesquisas, recomenda-se a instalação de uma associação de agentes do setor agroindustrial que foque no apoio da inserção da geração de energia a partir de biomassa no setor da mesma forma que existem associações dos agentes do setor solar (Absolar) ou do setor eólico (Abeólica). Esse instrumento poderia ser implementado por atores do setor, com a liderança da Unica, no curto prazo.

No Quadro 5, encontra-se a consolidação da proposta de instrumentos de política pública propostos para etanol e cogeração. Os instrumentos são complementares e mutuamente dependentes, o que leva à conclusão de que seu sucesso depende da mobilização de inúmeros atores públicos e privados.

Quadro 5 – Instrumentos de Política Pública Propostos para Adoção de Atividades de Baixo Carbono pelo Setor de Etanol e Cogeração

Medidas	Instrumentos
Etanol otimizado (MTD1)	<ul style="list-style-type: none"> • Ampliação no mandato de mistura de etanol anidro à gasolina; • Captação de recursos para investimento em ações de mitigação junto a GCF, GEF e BID, e CTN para pequenas empresas; • Concessão de condições facilitadas de crédito ao setor, no escopo da Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio), condicionadas ao investimento de 10% dos recursos para o desenvolvimento e a adoção da opção de baixo carbono; • Criação da linha de crédito “Financiamento a Empreendimentos – Finem Eficiência Energética na Indústria”; • Criação da linha de crédito “Financiamento a Estoques de Biocombustíveis”, com recursos oriundos da taxação de combustíveis fósseis; • Criação da linha de crédito “Financiamento à Transição de Mobilidade de Baixo Carbono”, com taxas subsidiadas de juros para instalação de plantas de produção de etanol; • Criação do “Plano Transportes de Baixo Carbono”; • Criação e concessão do Selo Eficiência Energética Industrial; • Desburocratização da análise de financiamento por bancos públicos de fomento, tendo como contrapartida o cumprimento do arcabouço regulatório de baixo carbono; • Diversificação das linhas de crédito em bancos públicos de fomento para atender pequenas, médias e grandes empresas; • Estabelecimento de limites máximos de emissão e/ou padrões mínimos de eficiência energética por unidades industriais; • Obrigatoriedade de realização e apresentação de inventários de emissões e auditorias energéticas como pré-requisito para a liberação de crédito proveniente de banco públicos de fomento; • Precificação de carbono a partir de 2025; • Promoção de atividades de capacitação de técnicos, em parceria público-privada, para a coleta de dados de emissão das plantas industriais e implementação das rotas de baixo carbono.
Etanol celulósico (MTD2)	<ul style="list-style-type: none"> • Ampliação no mandato de mistura de etanol anidro à gasolina; • Captação de recursos para investimento em ações de mitigação junto a GCF, GEF e BID, e CTN para pequenas empresas; • Concessão de condições facilitadas de crédito ao setor, no escopo da Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio), condicionadas ao investimento de 10% dos recursos para o desenvolvimento e a adoção da opção de baixo carbono; • Criação da linha de crédito “Financiamento a Empreendimentos – Finem Eficiência Energética na Indústria”; • Criação da linha de crédito “Financiamento a Estoques de Biocombustíveis”, com recursos provenientes da taxação de combustíveis fósseis; • Criação da linha de crédito “Financiamento à Transição de Mobilidade de Baixo Carbono”, com taxas subsidiadas de juros para instalação de plantas de produção de etanol; • Criação de leilões dedicados para a comercialização de etanol celulósico; • Criação do “Plano Transportes de Baixo Carbono”; • Criação e concessão do Selo Eficiência Energética Industrial; • Criação do Selo Biocombustível Avançado, associado à concessão de condições facilitadas de créditos nas linhas de financiamento de baixo carbono propostas; • Desburocratização da análise de financiamento por bancos públicos de fomento, tendo como contrapartida o cumprimento do arcabouço regulatório de baixo carbono; • Diversificação das linhas de crédito em bancos públicos de fomento para atender pequenas, médias e grandes empresas; • Elaboração de contratos e seguros de suprimento de biomassa entre cooperativas de coleta de biomassa e usinas de etanol, como critério para concessão de crédito em bancos públicos de fomento; • Estabelecimento de limites máximos de emissão e/ou padrões mínimos de eficiência energética por unidades industriais; • Financiamento facilitado, por meio de agências do fomento à pesquisa, para a elaboração de projetos de pesquisa, desenvolvimento, demonstração e aplicação da tecnologia em escala comercial; • Incentivo à elaboração de projetos para acesso a recursos do GCF, visando à formação da cadeia de suprimento de biomassa, incluindo cooperativas de coleta de biomassa; • Obrigatoriedade de realização e apresentação de inventários de emissões e auditorias energéticas como pré-requisito para a liberação de crédito proveniente de banco públicos de fomento; • Precificação de carbono a partir de 2025; • Promoção de atividades de capacitação de técnicos, em parceria público-privada, para a coleta de dados de emissão das plantas industriais e implementação das rotas de baixo carbono.
Otimização energia elétrica (MTD3)	<ul style="list-style-type: none"> • Captação de recursos para investimento em ações de mitigação junto a GCF, GEF e BID, e CTN para pequenas empresas; • Concessão de condições facilitadas de crédito ao setor, no escopo da Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio), condicionadas ao investimento de 10% dos recursos para o desenvolvimento e a adoção da opção de baixo carbono; • Criação da linha de crédito “Financiamento a Empreendimentos – Finem Eficiência Energética na Indústria”; • Criação da linha de crédito “Financiamento a Estoques de Biocombustíveis”, com recursos provenientes da taxação de combustíveis fósseis; • Criação da linha de crédito “Financiamento à Transição de Mobilidade de Baixo Carbono”, com taxas subsidiadas de juros para instalação de plantas de produção de etanol; • Criação do “Plano Transportes de Baixo Carbono”; • Criação e concessão do Selo Eficiência Energética Industrial; • Desburocratização da análise de financiamento por bancos públicos de fomento, tendo como contrapartida o cumprimento do arcabouço regulatório de baixo carbono; • Diversificação das linhas de crédito em bancos públicos de fomento para atender pequenas, médias e grandes empresas; • Elaboração de contratos e seguros de suprimento de biomassa entre cooperativas de coleta de biomassa e usinas de etanol, como critério para concessão de crédito em bancos públicos de fomento; • Elaboração de projetos para captação de recursos junto ao GCF, visando à expansão das linhas de transmissão de eletricidade; • Estabelecimento de limites máximos de emissão e/ou padrões mínimos de eficiência energética por unidades industriais; • Incentivo à elaboração de projetos para acesso a recursos do GCF, visando à formação da cadeia de suprimento de biomassa, incluindo cooperativas de coleta de biomassa; • Obrigatoriedade de realização e apresentação de inventários de emissões e auditorias energéticas como pré-requisito para a liberação de crédito proveniente de banco públicos de fomento; • Precificação de carbono a partir de 2025; • Promoção de atividades de capacitação de técnicos, em parceria público-privada, para a coleta de dados de emissão das plantas industriais e implementação das rotas de baixo carbono.

Fonte: Elaboração própria



Considerações finais



CONSIDERAÇÕES FINAIS

O relatório avaliou as possibilidades de implementação de melhores tecnologias disponíveis (MTD) para instalações energéticas que reduzam as emissões de GEE no longo prazo no setor de biocombustíveis.

Em termos gerais, as MTD identificadas com relevância no desenvolvimento de baixo carbono no Brasil são, em parte, economicamente competitivas com tecnologias convencionais. No entanto, no caso específico dos biocombustíveis líquidos, sua competitividade, *vis-à-vis* demais combustíveis convencionais, está diretamente condicionada pelo preço do petróleo, cuja flutuação deriva de complexos fatores. Portanto, a estimativa da sua viabilidade econômica depende também de fatores externos, sendo, por isso, uma avaliação com grande incerteza associada.

No caso do biodiesel, além de um cenário REF, que avalia a geração de biodiesel por processos químicos de transesterificação catalítica com rota metílica convencionais, foram elaborados quatro cenários BC que ponderaram a aplicação de alternativas tecnológicas com maior eficiência de conversão e reduzidas emissões de GEE, incluindo: i) transesterificação por rota etílica (AT1); ii) purificação de biodiesel por separação por membranas (AT2); iii) craqueamento térmico catalítico (AT3); e iv) hidrotratamento - H-Bio (AT4).

A opção de produção de *green diesel* a partir da rota AT3 revelou ser a mais competitiva, com custo nivelado de produção 3% inferior ao cenário REF. Isso se deve aos seus reduzidos custos variáveis, pois essa tecnologia recorre à conversão de biomassa de eucalipto com menor preço de mercado do que o do óleo vegetal de soja. Na mesma linha, a alternativa tecnológica AT2 demonstrou ser opção com viabilidade econômica, com custo nivelado 1% menor que ao cenário REF. As opções AT1 e AT4 não apresentaram competitividade econômica, pois seus custos nivelados de produção são, respectivamente, 20% e 26% superiores ao cenário REF. As opções AT2 e AT3 são, portanto, as únicas opções custo-efetivas. Ressalva-se, porém, que essas alternativas apresentam custo de investimento superior ao cenário REF, o que demonstra barreiras econômicas à adoção.

Além da necessidade de crédito, que tem acesso assimétrico e significativos custos de transação, destacam-se os seguintes entraves: i) competição com outros investimentos, como é o caso da expansão de capacidade produtiva; ii) falta de conhecimento técnico para identificar, implementar e operar as rotas, em particular em empresas de médio e pequeno porte; iii) *lock-in* tecnológico associado à configuração atual das plantas de produção de biodiesel.

Para removê-las, poderiam ser implementados os seguintes instrumentos: i) concessão de crédito ao setor, no escopo da Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio), condicionado ao investimento

de 10% dos recursos para o desenvolvimento e adoção das rotas AT2 e AT3 em usinas de biodiesel; ii) desburocratização da análise de financiamento, por bancos públicos de fomento, a rotas inovadoras de produção de biocombustíveis, tendo como contrapartida o cumprimento do arcabouço regulatório de baixo carbono, incluindo a realização de inventários de emissões e auditorias energéticas nas usinas de biodiesel; iii) diversificação das linhas de crédito em bancos públicos de fomento para atender pequenas, médias e grandes empresas; iv) concessão de crédito e realização de atividades de capacitação para a formação de cooperativas agrícolas de oleaginosas e gorduras residuais; v) elaboração de contratos e seguros de suprimento de oleaginosas entre produtores agrícolas, cooperativas agrícolas e usinas de biodiesel, como critério para concessão de crédito agrícola e de custeio de capital.

A produção de etanol como estratégia de mitigação deve ser avaliada com cuidado, visto que não se traduz diretamente em redução de emissões de GEE para o setor de energia. Isso se dá porque, mesmo que se recorra à energia, na sua maioria, de origem renovável para a produção de etanol, os insumos energéticos de origem fóssil e o consumo de energia durante transporte, coleta e estocagem de combustíveis tornam a produção de etanol uma medida de emissão de GEE para o setor energético, e não de abatimento – i.e., as emissões de GEE das instalações energéticas aumentam, ainda que o aumento da oferta de etanol tenha efeitos positivos sistêmicos na redução de emissões de GEE, quando se consideram as emissões do setor de transportes.

De fato, em uma abordagem de ciclo de vida e consoante uma modelagem integrada, em que todos os setores de oferta e consumo de energia final são otimizados simultaneamente (MCTIC, 2017c), a produção de etanol em substituição à gasolina tipo A acarreta diversas vantagens não só no tocante à segurança energética de abastecimento, mas também ao abatimento de GEE durante a combustão do etanol em veículos convencionais de ciclo Otto ou veículos *flex*. As emissões de dióxido de carbono emitidas durante a combustão do etanol nos motores veiculares serão absorvidas por processos de fotossíntese durante o crescimento da cana-de-açúcar. Assim, o dióxido de carbono de origem biogênica apresenta emissão nula de CO₂ e, como tal, o uso de etanol em substituição a combustíveis fósseis por parte do setor transportes pode ser considerado uma medida de abatimento.

Para os cenários REF e BC de geração de etanol, apresentaram-se, assim, somente os potenciais de expansão na produção de energia. Relativamente à conversão de etanol convencional (cenário REF), foram consideradas as seguintes MTD no cenário BC:

- i)** Implantação de uma nova usina autônoma, projetada para atingir alta eficiência de conversão de açúcares da cana e redução de consumo energético a partir da otimização de tecnologias de ponta, como: eliminação da lavagem de cana; substituição de moendas mecânicas por difusores com maior potencial de extração; introdução de concentradores de múltiplo efeito que aumentam a concentração de caldo e minimizam o consumo de vapor; entre outras (MTD1);
- ii)** Canalização de parte do bagaço disponível para uma unidade anexa de geração de etanol celulósico, visando à otimização da extração de açúcares da celulose e hemicelulose e fermentação de pentoses (MTD2);
- iii)** Aumento de geração de energia elétrica nas destilarias a partir do uso de condições mais severas na caldeira (90 bar, 520°C) e do coprocessamento da palha (assumindo que 60% da palha permaneçam no campo). Além disso, admitiu-se que a geração de eletricidade ocorra não só durante a safra, mas ao longo de todo o ano (MTD3).

As tecnologias de conversão otimizada de etanol (MTD1) resultariam em geração adicional de 4% de energia. Por seu turno, o aproveitamento de parte do bagaço disponível para a geração de etanol celulósico garante produção adicional de 10% (MTD2). Assim, a configuração MTD1 indica a produção de 28 bilhões de litros em 2025, que aumenta até 45 bilhões de litros em 2050. No tocante à configuração MTD2, a produção de etanol atinge 30 bilhões de litros em 2025, expandindo até 47 bilhões de litros em 2050.

Para o segmento de geração de energia elétrica, que envolve a situação MTD3, puderam ser mensurados o potencial e o custo de abatimento de emissões de GEE até 2050. Para tanto, assumiu-se que as emissões de CO₂ na geração de eletricidade a partir do bagaço são nulas. A redução de emissão que poderia ser alcançada por unidade de energia gerada consiste, então, no fator de emissão médio do sistema elétrico, a que a usina está conectada. Esse fator foi definido a partir do cenário REF de modelagem integrada realizada no modelo MSB8000 (MCTIC, 2017c). Além disso, foram contabilizadas emissões de CH₄ e de N₂O em processos de combustão de biomassa. O potencial de abatimento de emissões do cenário MTD3, com relação ao cenário REF, é de 35,7 MtCO₂ em 2050, sem contabilização das emissões de CH₄ e N₂O. Mesmo contabilizando as emissões destes gases, o potencial de mitigação até 2050 permaneceria significativo, qual seja, 35,4 MtCO₂e. O custo de abatimento da medida de baixo carbono é negativo em todo o período e varia de -12 US\$/tCO₂, em 2030, a -5 US\$/tCO₂, em 2050, com e sem contabilização dos gases CH₄ e N₂O. Em linhas gerais, percebe-se que a otimização da geração elétrica no setor sucroalcooleiro é uma medida custo-efetiva à taxa de desconto setorial, o que demonstra que é uma medida do tipo *no regret*.

O alto custo de capital e O&M, assim como assimetria e dificuldade no acesso a crédito, são entraves que afetam transversalmente as medidas de baixo carbono. Para removê-los, foram propostos os seguintes instrumentos de política pública: i) concessão de condições facilitadas de crédito ao setor, no escopo da Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio), condicionadas ao investimento de 10% dos recursos para o desenvolvimento e adoção das opções de baixo carbono; ii) desburocratização da análise de financiamento, por bancos públicos de fomento, a rotas inovadoras de produção de biocombustíveis, tendo como contrapartida o cumprimento do arcabouço regulatório de baixo carbono, incluindo a realização de inventários de emissões e auditorias energéticas nas destilarias de etanol; iii) diversificação das linhas de crédito em bancos públicos de fomento para atender pequenas, médias e grandes empresas.

A precificação de carbono fomentaria o setor de etanol e cogeração, na medida em que, dependendo do patamar de preços, garantiria vantagens competitivas à atividade. Consequentemente, facilitaria a realização de investimentos nas atividades de baixo carbono. Caso a opção pela precificação seja a taxação de carbono, idealmente, parte dos recursos poderia ser direcionada para a expansão da capacidade instalada e adoção das trajetórias MTD1, MTD2 e MTD3 pelo setor. No particular da medida MTD1, a precificação também atenderia o propósito de viabilizá-la economicamente.

Para garantir o suprimento de biomassa para a produção de etanol celulósico e otimização da geração elétrica, faz-se necessário implementar arcabouço regulatório e econômico, destacando-se os seguintes instrumentos: i) fomento à criação de cooperativas de coleta de biomassa; ii) elaboração de contratos e seguros de suprimento de biomassa entre cooperativas de coleta de biomassa e usinas de etanol, como critério para concessão de crédito agrícola e de custeio de capital; iii) incentivo à elaboração de projetos para acesso a recursos do GCF, visando à formação da cadeia de suprimento de biomassa.

É importante ressaltar que este estudo apresenta algumas limitações. Primeiramente, por se tratar de uma modelagem setorial, os potenciais de mitigação das medidas apresentadas não podem ser vistos como potenciais aditivos, ou seja, a soma do potencial de mitigação de cada medida não pode ser designada como o potencial de mitigação total do setor. Para analisar o potencial de cada medida, é preciso definir um ponto de partida, que, no caso deste estudo, foi o cenário REF. No entanto, ao se implementar uma nova medida, obtém-se um novo cenário, diferente do cenário inicial. Dessa forma, o potencial de mitigação para a implementação de qualquer nova medida parte de um novo referencial. Uma análise mais aprofundada e completa acerca dos potenciais reais de mitigação só é possível por meio de uma modelagem integrada (MCTIC, 2017c).

Além disso, esse projeto destaca opções tecnológicas de mitigação de GEE que muitas vezes são consideradas tecnologias de ponta, ou tecnologias de bancada, cujo desenvolvimento ainda é feito por apenas alguns países e cujo custo ainda é considerado proibitivo. Sendo assim, algumas questões, como a aplicabilidade dessas tecnologias no cenário nacional e o custo-Brasil, não foram consideradas aqui. Devido à necessidade de importação de diversas tecnologias, ou mesmo de componentes para que se inicie uma indústria local, às altas taxas de juros para a realização de financiamentos e às constantes variações cambiais, a implementação dessas tecnologias de mitigação se torna difícil. Visando contornar essas questões, procurou-se elencar as principais barreiras e propor políticas públicas que fomentem a implementação dessas tecnologias. Procurou-se destacar as MTD mundialmente para o setor de biocombustíveis, a fim de entender como poderiam contribuir para a mitigação do setor.

Por fim, outra limitação resulta das projeções econômicas consideradas na construção dos cenários. Para tratar essa questão, tendo em vista a transversalidade e a relevância das variáveis macroeconômicas para os cenários setoriais de emissões, é considerada uma segunda visão de crescimento setorial do PIB no âmbito da modelagem integrada, a qual considera os efeitos de curto e médio prazo do recente contexto econômico nacional. Esta tem resultados que fazem parte da publicação *Modelagem integrada e impactos econômicos de opções setoriais de baixo carbono* (MCTIC, 2017c).



Referências

REFERÊNCIAS

ABBASZAADEH, A. et al. Current biodiesel production technologies: a comparative review. *Energy Conversion and Management*, 63, p. 138-148, 2012.

ABDOULMOUMINE, N. et al. A review on biomass gasification syngas cleanup. *Applied Energy*, 155, p. 294-307, 2015.

AGÊNCIA FAPESP. *Etanol de segunda geração poderá ser economicamente viável a partir de 2025*. 2017. Disponível em: <http://agencia.fapesp.br/etanol_de_segunda_geracao_podera_ser_economicamente_viavel_a_partir_de_2025/26272/>. Acesso em: 15 jan. 2018.

AGUDO ROMÃO JÚNIOR, R. *Análise da viabilidade do aproveitamento da palha da cana-de-açúcar para cogeração de energia numa usina sucroalcooleira*. 2009. 165 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, SP, 2009.

ALOTTO, P.; GUARNIERI, M.; MORO, F. Redox flow batteries for the storage of renewable energy: a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 29, p. 325-335, 2014.

ALTAMIRANO, A. *Análise de ciclo de vida do biodiesel de soja: uma comparação entre as rotas metilica e etilica*. 2013. 276 f. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2013.

ANGRISANI, G. et al. Development of a new concept solar-biomass cogeneration system. *Energy Conversion and Management*, 75, p. 552-560, 2013.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS INDÚSTRIAS DE ÓLEOS VEGETAIS – ABIOVE (Brasil). *Programa óleo sustentável*. 2014. Disponível em: <<http://www.oleosustentavel.org.br/#postos-coleta>>. Acesso em: 7 ago. 2014.

ATABANI, A. E. et al. A comprehensive review on biodiesel as an alternative energy resource and its characteristics. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(4), p. 2070-2093, 2012.

ATADASHI, I. M. et al. Membrane biodiesel production and refining technology: a critical review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(9), p. 5051-5062, 2011a.

_____. Refining technologies for the purification of crude biodiesel. *Applied Energy*, 88(12), p. 4239-4251, 2011b.

_____. Biodiesel separation and purification: a review. *Renewable Energy*, 36(2), p. 437-443, 2011c.

AUGUSTIN, T. Small scale biomass co-generation with modern steam engines. Presented at the IEA-workshop, Copenhagen, Denmark, 2010.

BANKOVIĆ-ILIĆ, I. B. et al. Waste animal fats as feedstocks for biodiesel production. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 32, p. 238-254, 2014.

BARRETO, L.; KEMP, R. Inclusion of technology diffusion in energy-systems models: some gaps and needs. *Journal of Cleaner Production*, 16(1 SUPPL. 1), p. 95-101, 2008.

BARROS, T.; JARDINE, J. Árvore do conhecimento: gordura animal. 2009. Disponível em: <<http://www.agencia.cnptia.embrapa.br/gestor/agroenergia/arvore/CONT000fj1om7kf02wyiv802hvm3jholyoom.html>>. Acesso em: 7 ago. 2014.

BEHAR, O.; KHELLAF, A.; MOHAMMEDI, K. A review of studies on central receiver solar thermal power plants. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 23, p. 12-39, 2013.

BERGH, C. *Energy efficiency in the South African crude oil refining industry: Drivers, barriers and opportunities* (MSc Sustainable Energy Engineering). University of Cape Town, South Africa. 2012. Disponível em: <http://www.crses.sun.ac.za/files/research/completed-research/other/thesis_bergh_energyefficiency.pdf>. Acesso em: 12 jan. 2016.

BERGMANN, J. et al. Biodiesel production in Brazil and alternative biomass feedstocks. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 21, p. 411-420, 2013.

BEZERGIANNI, S.; DIMITRIADIS, A. Comparison between different types of renewable diesel. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 21, p. 110-116, 2013.

BIZZO, W. A. et al. The generation of residual biomass during the production of bio-ethanol from sugarcane, its characterization and its use in energy production. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 29, p. 589-603, 2014.

BORBA, B. S. M. S.; SZKLO, A.; SCHAEFFER, R. Plug-in hybrid electric vehicles as a way to maximize the integration of variable renewable energy in power systems: the case of wind generation in northeastern Brazil. *Energy* 37, p. 469-481, 2012.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. *BIG - Banco de Informações de Geração*. 2017. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 31 ago. 2017.

BRASIL. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP. *Boletim do Etanol* n.1, 2014. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/wwwanp/images/publicacoes/boletins-anp/Boletim_do_Etanol/Boletim_do_Etanol_No01_FEVEREIRO_2014.pdf>. Acesso em: 30 out. 2017

_____. *Boletim do Etanol* n. 3, 2015c. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/wwwanp/images/publicacoes/boletins-anp/Boletim_do_Etanol/Boletim_do_Etanol_No03_JANEIRO_2015.pdf>. Acesso em: 30 out. 2017.

_____. *Boletim mensal do biodiesel*. 2015a. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/wwwanp/publicacoes/boletins-anp/2386-boletim-mensal-do-biodiesel>>. Acesso em: 31 ago. 2017.

_____. *Leilões de biodiesel realizados*. 2015b. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?p-g=75057&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1429214939933>>. Acesso em: 13 mar. 2015.

_____. *Leilões de biodiesel realizados*. 2017. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/wwwanp/distribuicao-e-revenda/leiloes-de-biodiesel>>. Acesso em: 14 mar. 2018.

BRASIL. Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES. *Bioetanol de cana-de-açúcar: energia para o desenvolvimento sustentável*. Rio de Janeiro: BNDES, 2008.

BRASIL. Companhia Nacional de Abastecimento – CONAB. *A geração termoelétrica com a queima do bagaço de cana-de-açúcar no Brasil*. Análise do desempenho da safra 2009-2010. Março de 2011. Disponível em: <http://www.conab.gov.br/OlalaCMS/uploads/arquivos/11_05_05_15_45_40_geracao_termo_baixa_res.pdf>. Acesso em: 13 abr. 2015.

_____. *Levantamentos de safra de grãos, café, cana-de-açúcar e laranja* (área plantada, produtividade e produção). 2015. Disponível em: <<http://www.conab.gov.br/conteudos.php?a=1253&>>. Acesso em: 13 abr. 2015.

BRASIL. Empresa de Pesquisa Energética – EPE. *Avaliação preliminar do aproveitamento energético dos resíduos sólidos urbanos de Campo Grande, MS*. Nota Técnica DEN 06/08. Rio de Janeiro: EPE, 2008.

_____. *Cálculo da garantia física da UHE Belo Monte*. Rio de Janeiro: EPE, 2010.

_____. *Demanda de energia 2050*. Rio de Janeiro: EPE, 2014a.

_____. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2013-2022*. Rio de Janeiro: EPE, 2013.

_____. *Metodologia de cálculo da garantia física das usinas*. Rio de Janeiro: EPE, 2008b

_____. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2023*. Rio de Janeiro: EPE, 2014b.

_____. *Plano Nacional de Energia 2030*. Rio de Janeiro: EPE, 2007.

_____. *Balanço Energético Nacional 2017: Ano-base 2016*. Brasília: EPE, 2017.

BRASIL. Empresa de Pesquisa Energética/Ministério de Minas e Energia – EPE/MME. *Análise de conjuntura dos biocombustíveis 2013*. Brasília: EPE/MME, 2014, p. 64.

BRASIL. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE. *Base de dados de produção agrícola municipal*. 2014. Disponível em: <<http://www.sidra.ibge.gov.br/bda/tabela/listabl.asp?c=1612&z=p&o=18>>. Acesso em: 7 ago. 2014.

BRASIL. Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada – IPEA. *Diagnóstico dos resíduos orgânicos do setor agrossilvopastoril e agroindústrias associadas*. 2012. Disponível em: <http://www.ipea.gov.br/agencia/images/stories/PDFs/relatoriopesquisa/120917_relatorio_residuos_organicos.pdf>. Acesso em 07 out. 2017.

BRASIL. Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais – INPE. *Moratória da soja: mapeamento e monitoramento do plantio de soja no bioma Amazônia*. Brasília: Inpe, 2013.

_____. *Projeto Prodes – Monitoramento da floresta amazônica brasileira por satélite*. 2014. Disponível em: <<http://www.obt.inpe.br/prodes/index.php>>. Acesso em: 7 ago. 2014.

BRASIL. Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento – MAPA. *Portaria n. 75, de março de 2015*. Brasília: MAPA, 2015.

_____. *Projeções do agronegócio: Brasil 2013/2014 a 2023/2024. Projeções de longo prazo*. Brasília, DF: AGE/Mapa, 2014. 100p. Disponível em: <<http://www.agricultura.gov.br/assuntos/politica-agricola/todas-publicacoes-de-politica-agricola/projecoes-do-agronegocio/projecoes-do-agronegocio--brasil-2013-2014-a-2023-2024.pdf/view>>. Acesso em: 12 dez. 2015.

BRASIL. Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação – MCTI. *Fatores de emissão de CO₂ pela geração de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional do Brasil*. 2015. Disponível em: <<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/72764.html>>. Acesso em: 5 mar. 2016.

BRASIL. Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações – MCTIC. *Modelagem setorial de opções de baixo carbono para o setor de transportes*. MCTIC, 2017a.

_____. *Opções transversais para mitigação de emissões de gases de efeito estufa: captura, transporte e armazenamento de carbono*. MCTIC, 2017b.

_____. *Modelagem integrada e impactos econômicos de opções setoriais de baixo carbono*. MCTIC, 2017c.

_____. *Terceira Comunicação Nacional do Brasil à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima*. Brasília: MCTIC, 2016.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia – Conselho Nacional de Política Energética – MME/CNPE. *Resolução n. 2, de 13 de março de 2008*. Brasília. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/mme/menu/conselhos_comite/cnpe/CNPE_2008.html>. Acesso em: 7 ago. 2014.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia – MME. *Boletim Mensal de Biocombustíveis* (Junho). Brasília: MME, 2014b.

_____. *Programa Nacional de Produção e Uso de Biodiesel*. 2014a. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/programas/biodiesel/menu/programa/historico.html>>. Acesso em: 7 ago. 2014.

BRASIL. Ministério do Meio Ambiente – MMA. *Diagnóstico da produção do Biodiesel no Brasil*. 2005. Disponível em: <http://www.mma.gov.br/estruturas/sqa_pnla/_arquivos/item_4.pdf>. Acesso em: 31 ago. 2017.

BRASIL. Ministério do Desenvolvimento Agrário – MDA. *O futuro da indústria: biodiesel*. Brasília: MDA, 2006.

BRASIL. Presidência da República. *Decreto n. 2.661*, de 7 de agosto de 1998. Brasília. Disponível em: <http://legislacao.planalto.gov.br/legisla/legislacao.nsf/Viw_Identificacao/DEC%202.661-1998?OpenDocument>. Acesso em: 9 ago. 2014.

_____. *Decreto n. 7.172*, de 7 de maio de 2010. Brasília. <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2010/Decreto/D7172.htm>. Acesso em: 7 ago. 2014.

_____. *Lei n. 11.097*, de 13 de janeiro de 2005. Brasília. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2005/Lei/L11097.htm>. Acesso em: 7 ago. 2014.

BRASIL. Senado Federal. Comissão de Constituição, Justiça e Cidadania. *Projeto de Lei da Câmara n. 119 de 2013*. Disponível em: <http://www.senado.gov.br/atividade/materia/detalhes.asp?p_cod_mate=115670>. Acesso em: 7 ago. 2014.

BRAUNBECK, O.; MACEDO, I.; CORTEZ, L. A. B. Modernizing cane production to enhance the biomass base in Brazil. In: SILVEIRA, S. (ed.). *Bioenergy – Realizing o Potential*. Elsevier, 2005.

BRIDGWATER, A.V. Review of fast pyrolysis of biomass and product upgrading. *Biomass and Bioenergy*, 38, p. 68-94, 2012.

BURGI, A. *Avaliação do potencial técnico de geração elétrica termossolar no Brasil a partir de modelagem em SIG e simulação de plantas virtuais*. 2013. 157 f. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) – Programa de Pós-Graduação em Planejamento Energético – COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2013.

CABEZA, L. F. et al. Lithium in thermal energy storage: a state-of-the-art review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 42, p. 1106-1112, 2015.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CCEE. *Leilões – Consulta de resultados consolidados*. São Paulo, CCEE, 2014.

CASATI, E.; CASELLA, F.; COLONNA, P. Design of CSP plants with optimally operated thermal storage. *Solar Energy*, 116, p. 371-387, 2015.

CASTANHEIRA, E. G. et al. Environmental sustainability of biodiesel in Brazil. *Energy Policy*, 65, p. 680-691, 2014.

CASTELO BRANCO, D. A. et al. Emissions reduction potential from CO₂ capture: a life-cycle assessment of a Brazilian coal-fired power plant. *Energy Policy*, 61, p. 1221-1235, 2013.

CAVALETTI, O.; ORTEGA, E. Integrated environmental assessment of biodiesel production from soybean in Brazil. *Journal of Cleaner Production*, 18(1), p. 55-70, 2010.

CBC MITSUBISHI. Boilers supply list. Comunicação pessoal. 2014

CENTRO DE GESTÃO E ESTUDOS ESTRATÉGICOS – CGEE (Brasil). *Bioetanol combustível: uma oportunidade para o Brasil*. Brasília: CGEE, 2009.

CHRISTOFOLETTI, C. A. et al. Sugarcane vinasse: environmental implications of its use. *Waste management (New York, N.Y.)*, 33(12), p. 2752-61, 2013.

COELHO, B. et al. Biomass and central receiver system (CRS) hybridization: integration of syngas/ biogas on the atmospheric air volumetric CRS heat recovery steam generator duct burner. *Renewable Energy*, 75, p. 665-674, 2015.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA – CNI (Brasil). *Eficiência energética na indústria: o que foi feito no Brasil, oportunidades de redução de custos e experiência internacional*. Brasília: CNI, 2009.

CORONA, B.; SAN MIGUEL, G. Environmental analysis of a concentrated solar power (CSP) plant hybridised with different fossil and renewable fuels. *Fuel*, 145, p. 63-69, 2015.

COSTA, A. O. et al. Sustainability analysis of biodiesel production: a review on different resources in Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 27, p. 407-412, 2013.

COSTELLO, R. U. S. D. OF E.; FINNELL, J. Technology and M.S. Institutional Opportunities and Constraints To Biomass Development. *Biomass and Bioenergy*, 15(3), p. 201-204, 1998.

CREMONEZ, P. A. et al. Biodiesel production in Brazil: current scenario and perspectives. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 42, p. 415-428, 2015.

CURRÁS, T. A. *Barriers to investment in energy saving technologies: Case study for the energy intensive chemical industry in the Netherlands (MSc Sustainable Development)*. University of Utrecht, Netherlands. 2010. Disponível em: <ftp://ftp.ecn.nl/pub/www/library/report/2010/o10022.pdf>. Acesso em: 12 mar. 2010.

DEMIRBAS, A. Progress and recent trends in biodiesel fuels. *Energy Conversion and Management*, 50(1), p. 14-34, 2009.

DIAS, M. O. S. et al. Improving second generation ethanol production through optimization of first generation production process from sugarcane. *Energy*, 43(1), p. 246-252, 2012a.

_____. Integrated versus stand-alone second generation ethanol production from sugarcane bagasse and trash. *Bioresource technology*, 103(1), p. 152-61, 2012b.

_____. Second generation ethanol in Brazil: can it compete with electricity production? *Bioresource Technology*, 102(19), p. 8964-71, 2011.

DUDDA, B.; SHIN, D. Effect of nanoparticle dispersion on specific heat capacity of a binary nitrate salt eutectic for concentrated solar power applications. *International Journal of Thermal Sciences*, 69, p. 37-42, 2013.

DUNHAM, M. T.; IVERSON, B. D. High-efficiency thermodynamic power cycles for concentrated solar power systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 30, p. 758-770, 2014.

ENSINAS, A. V et al. Analysis of process steam demand reduction and electricity generation in sugar and ethanol production from sugarcane. *Energy Conversion and Management*, 48, p. 2978-2987, 2007.

ESPOSITO, A. S.; FUCHS, P. G. Desenvolvimento tecnológico e inserção da energia solar no Brasil. *Revista BNDES*, 40, 2013.

GARCEZ, C. A. G.; VIANNA, J. N. D. S. Brazilian biodiesel policy: social and environmental considerations of sustainability. *Energy*, 34(5), p. 645-654, 2009.

GARCIA, R.; CALANTONE, R. A critical look at technological innovation typology and innovativeness terminology: a literature review. *The Journal of Product Innovation Management*, 19, p. 110-132, 2002.

GASPARRI, N. I.; GRAU, H. R.; GUTIÉRREZ ANGONESE, J. Linkages between soybean and neotropical deforestation: Coupling and transient decoupling dynamics in a multi-decadal analysis. *Global Environmental Change*, 23(6), p. 1605-1614, 2013.

GEORGHIOU, L.; CASSINGENA HARPER, J. From priority-setting to articulation of demand: Foresight for research and innovation policy and strategy. *Futures*, 43(3), p. 243-251, 2011.

GIL, A. et al. State of the art on high temperature thermal energy storage for power generation. Part 1 - Concepts, materials and modellization. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14(1), p. 31-55, 2010.

GoB. Intended Nationally Determined Contribution (INDC) towards achieving the objective of the UNFCCC, EPE, 2012. Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira. 2015.

GOLDEMBERG, J. et al. Ethanol learning curve – the Brazilian experience. *Biomass and Bioenergy*, 26(3), p. 301-304, 2004.

GOLDEMBERG, J.; COELHO, S. T.; GUARDABASSI, P. The sustainability of ethanol production from sugarcane. *Energy Policy*, 36(6), p. 2086-2097, 2008.

GÓMEZ-BAREA, A. et al. Improving the performance of fluidized bed biomass/waste gasifiers for distributed electricity: A new three-stage gasification system. *Applied Thermal Engineering*, 50(2), p. 1453-1462, 2013.

GONELA, V.; ZHANG, J. Design of the optimal industrial symbiosis system to improve bioethanol production. *Journal of Cleaner Production*, 64, p. 513-534, 2014.

GREEN, A. et al. High Capacity Factor CSP-PV Hybrid Systems. *Energy Procedia*, 69, p. 2049-2059, 2015.

HADDAD, E. Projeções macrossetoriais para o Brasil: 2010-2050. Projeto Opções de Mitigação de Emissões de GEE em Setores-Chave do Brasil. Subprojeto econômico. Coordenação: Eduardo Haddad. São Paulo: Fipe, 2015. Disponível em: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/354029/Opcoes_de_Mitigacao_de_Emissoes_de_Gases_de_Efeito_Estufa_GEE_em_Setores_Chave_do_Brasil.html%20=#lista>. Acesso em: 18 jul. 2017.

HAMELINCK, C. N. et al. Ethanol from lignocellulosic biomass: techno-economic performance in short-, middle- and long-term. *Biomass and Bioenergy*, 28(4), p. 384-410, 2005.

_____. Production of FT transportation fuels from biomass: technical options, process analysis and optimisation, and development potential. *Energy*, 29(11), p. 1743-1771, 2004.

HASSUANI, S. J.; LEAL, M. R. L. V.; MACEDO, I. C. *Biomass power generation: sugar cane bagasse and trash*. Piracicaba/Brasília: CTC/PNUD, 2005.

HPB. HPB Energia – Casos. Disponível em: <<http://www.hpbenergia.com.br/produtos/casos/detalhes/>> Acesso em: 19 ago. 2014.

HOFFMANN, B. S. *O potencial termelétrico a carvão no Rio Grande do Sul diante de restrições de disponibilidade de água e objetivos de redução de emissões de CO₂, aplicando a queima em leito fluidizado*. 2013. 226 f. Tese. (Doutorado em Planejamento Energético) – Programa de Planejamento Energético PPE/Coppe, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2013.

HOFFMANN, B. S.; SZKLO, A.; SCHAEFFER, R. Limits to co-combustion of coal and eucalyptus due to water availability in the state of Rio Grande do Sul, Brazil. *Energy Conversion and Management*, 2014.

INSTITUTO INTERAMERICANO DE COOPERAÇÃO PARA A AGRICULTURA – IICA. *Informe sobre a situação e perspectivas da agroenergia e dos biocombustíveis no Brasil*. 2007. Disponível em: <<http://www.iica.org.br/docs/publicacoes/agronegocio/situacaoperspectivasbiocombustivelbrasil.pdf>>. Acesso em: 30 out. 2017.

INSTITUTO PECEGE. *Custos de produção de cana-de-açúcar, açúcar e etanol no Brasil: acompanhamento da safra 2011/12 – Centro-Sul*. Piracicaba: Pecege, 2012.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – IEA. *Energy technology perspectives: scenarios and strategies to 2050*, Paris: IEA, 2008.

_____. *Energy technology perspectives 2012 – pathways to a clean energy system*. Paris: IEA, 2012a.

_____. *IEA Energy Technology Essentials – Nuclear Power*. Paris: IEA, 2007.

_____. *Projected costs of generating electricity*. Paris: IEA, 2010.

_____. *Policies and Measures Database – Energy Efficiency*. 2015. Disponível em: <<http://www.iea.org/policiesandmeasures/energyefficiency/>>. Acesso em: 14 abr. 2014.

_____. *Technology roadmap bioenergy for heat and power*. Paris: IEA, 2012b.

_____. *Technology roadmap energy storage*. Paris: IEA, 2014a.

_____. *Technology roadmap solar photovoltaic energy*. Paris: IEA, 2014b.

_____. *The power of transformation: wind, sun and the economics of flexible power systems*. Paris: IEA, 2014c.

INTERNATIONAL INSTITUTE FOR LABOUR STUDIES. Green stimulus measures. *EC-IILS Joint Discussion Paper Series*, (15). 2011. Disponível em: <http://www.ilo.org/wcmsp5/groups/public/---d-greports/---inst/documents/publication/wcms_194185.pdf>. Acesso em: 30 out. 2017.

JANAUN, J.; ELLIS, N. Perspectives on biodiesel as a sustainable fuel. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14(4), p. 1312-1320, 2010.

JARDINE, J. G.; DISPATCHO, I.; PERES, M. R. *Considerações sobre biodiesel como combustível alternativo ao diesel*. Brasília: Embrapa, 2009.

JONES, S. B. et al. *Production of Gasoline and Diesel from Biomass via Fast Pyrolysis, Hydrotreating and Hydrocracking: A Design Case*. 2009. Disponível em: <https://www.pnnl.gov/main/publications/external/technical_reports/PNNL-18284.pdf>. Acesso em: 15 out. 2015.

_____. *Entrevista com Oswaldo Godoy, gerente de engenharia do CTC*. 2015b. Disponível em: <<http://www.jornalcana.com.br/entrevista-com-oswaldo-godoy-gerente-de-engenharia-do-ctc/>>. Acesso em: 10 ago. 2015.

KAZI, F. K.; FORTMAN, J.; ANEX, R. *Techno-economic analysis of biochemical scenarios for production of cellulosic ethanol*. Washinton, DC: NREL, 2010.

KEMP, R.; VOLPI, M. The diffusion of clean technologies: a review with suggestions for future diffusion analysis. *Journal of Cleaner Production*, 16(1 SUPPL. 1), p. 14-21, 2008.

KHAN, T. M. Y. et al. Recent scenario and technologies to utilize non-edible oils for biodiesel production. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 37, p. 840-851, 2014.

KNOOPE, M. M. J. et al. Future technological and economic performance of IGCC and FT production facilities with and without CO₂ capture: combining component based learning curve and bottom-up analysis. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 16, p. 287-310, 2013.

KÖNNÖLÄ, T. et al. Foresight tackling societal challenges: impacts and implications on policy-making. *Futures*, 43(3), p. 252-264, 2011.

KÖNNÖLÄ, T.; BRUMMER, V.; SALO, A. Diversity in foresight: insights from the fostering of innovation ideas. *Technological Forecasting and Social Change*, 74(5), p. 608-626, 2007.

LAGE, E. S.; PROCESSI, L. Panorama do setor de energia eólica. *Revista do BNDES*, 39, 2013.

LATZER, M. ICT innovations: radical & disruptive? Vague concepts – delicate choices – conflicting results. *New Media & Society*, 11(4), p. 599-619, 2009.

LUO, X. et al. Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. *Applied Energy*, 137, p. 511-536, 2015.

LYND, L. R. et al. Consolidated bioprocessing of cellulosic biomass: an update. *Current opinion in biotechnology*, 16(5), p. 577-83, 2005.

MACEDO, I. C. *A energia da cana-de-açúcar*. 2. ed. São Paulo: Unica, 2007.

MACEDO, I. C.; SEABRA, J. E. A.; SILVA, J. E. A. R. Green house gases emissions in the production and use of ethanol from sugarcane in Brazil: the 2005/2006 averages and a prediction for 2020. *Biomass and Bioenergy*, 32(7), p. 582-595, 2008.

MARINO, E. *Limpeza da cana crua e qualidade da matéria-prima*. Workshop sobre Limpeza de cana crua e qualidade da matéria-prima. Piracicaba, STAB, 2014.

MAROUN, C. et al.. *Brazilian Biofuels Programmes from the WEL Nexus Perspective*. In: European Union. (Org.). *Confronting Scarcity: Managing water, energy and land for inclusive and sustainable growth*. Bélgica: Overseas Development Institute (ODI), p. 1-48, 2012.

MASSACHUSETTS INSTITUTE OF TECHNOLOGY – MIT. *Carbon capture and sequestration Technologies – Power Plant CCS projects*. 2015. Disponível em: <<https://sequestration.mit.edu/>>. Acesso em: 28 out. 2015.

MERLIN CHRISTY, P.; GOPINATH, L. R.; DIVYA, D. A review on anaerobic decomposition and enhancement of biogas production through enzymes and microorganisms. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 34, p. 167-173, 2014.

MILAZZO, M. F. et al. Soy biodiesel pathways: global prospects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 26, p. 579-624, 2013.

MILES, I. The development of technology foresight: a review. *Technological Forecasting and Social Change*, 77(9), p. 1448-1456, 2010.

MISRA, R. D.; MURTHY, M. S. Straight vegetable oils usage in a compression ignition engine: a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14(9), p. 3005-3013, 2010.

MOORE, C. R. K. Perspectives on the valuation of upstream oil and gas interests. *Journal of World Energy Law & Business*, Vol. 2, n.1, 2009.

MOREIRA, J. R.; GOLDEMBERG, J. The alcohol program. *Energy Policy*, 27, p. 229-245, 1999.

NOGUEIRA, L. A. H. *Sugarcane-based bioethanol energy for sustainable development*. Rio de Janeiro: BNDES; CGEE, 2008.

NOGUEIRA, L. P. P. et al. *Critical technologies for sustainable energy development in Brazil: technological foresight based on scenario modelling*. *Cleaner Production*, (in press). 2015.

OLIVÉRIO, J. L. *Cogeração – uma nova fonte de renda para usinas de açúcar e etanol*. Piracicaba: SIMTEC, 2008.

_____. *Sistemas de extração do caldo – moenda ou difusor*. Piracicaba: SIMTEC, 2011.

O'SULLIVAN, D.; DOOLEY, L. *Applying innovation*. Thousand Oaks, CA: Sage Publications, Inc. 2009.

ORGANISATION FOR ECONOMIC CO-OPERATION AND DEVELOPMENT – OECD. *Better policies to support eco-innovation*. Paris: OECD, 2011a.

_____. *Energy and climate policy*. Paris: OECD, 2012a.

_____. *Fostering innovation for green growth*. Paris: OECD, 2011b.

_____. *Green growth and the future of aviation*. Paris: OECD, 2012b.

_____. *Innovation for development: a discussion of the issues and an overview of work of the oecd directorate for science, technology and industry*. Paris: OECD, 2012c.

_____. *Oslo Manual*. Paris: OECD, 2005.

ORGANIZAÇÃO DAS NAÇÕES UNIDAS PARA AGRICULTURA E ALIMENTAÇÃO – FAO. FAOSTAT: Perfil de países. 2014. Disponível em: <<http://faostat3.fao.org/faostat-gateway/go/to/compare/Q/QC/E>>. Acesso em: 7 ago. 2014.

ORGANIZAÇÃO DAS NAÇÕES UNIDAS PARA O DESENVOLVIMENTO INDUSTRIAL – UNIDO. *Policy options to overcome barriers to industrial energy efficiency in developing countries*. Viena: Unido, 2011a.

_____. *Barriers to industrial energy efficiency: A literature review*. Viena: Unido, 2011b.

_____. *Energy efficiency technologies and benefits*. Sustainable energy regulation and policymaking for Africa. Viena: Unido, 2013.

PAINEL INTERGOVERNAMENTAL SOBRE MUDANÇA DO CLIMA – IPCC. *Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*, Prepared by the National Greenhouse Gas Inventories Programme, Eggleston H.S., et al. (eds), IGES, Japan, 2006.

PARDO, P. et al. A review on high temperature thermochemical heat energy storage. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 32, p. 591-610, 2014.

PATZEK, T. W.; PIMENTEL, D. Thermodynamics of energy production from biomass. *Critical Reviews in Plant Sciences*, 24(5-6), p. 327-364, 2005.

PAUL, T. C.; MORSHED, A. M.; KHAN, J. A. Nanoparticle enhanced ionic liquids (NEILS) as working fluid for the next generation solar collector. *Procedia Engineering*, 56, p. 631-636, 2013.

PEARLSON, M. N.; NOAH, M. *A techno-economic and environmental assessment of hydroprocessed renewable distillate fuels by*. Boston, Massachusetts Institute of Technology, Thesis (S.M. in Technology and Policy), 2011.

PELLEGRINI, L. F. *Análise e otimização termo-econômica-ambiental aplicada à produção combinada de açúcar, álcool e eletricidade*. 2009. 349 f. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) – Departamento de Engenharia da Escola Politécnica Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009.

PEREIRA, E. G. et al. Sustainable energy: a review of gasification technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(7), p. 4753-4762, 2012.

PETERSEIM, J. H. et al. Concentrated solar power hybrid plants, which technologies are best suited for hybridisation? *Renewable Energy*, 57, p. 520-532, 2013.

_____. Hybridisation optimization of concentrating solar thermal and biomass power generation facilities. *Solar Energy*, 99, p. 203-214, 2014.

_____. Solar tower-biomass hybrid plants – maximizing plant performance. *Proceedings of the Solar PACES 2013 International Conference*, 49(0), p. 1197-1206, 2014.

PIMENTEL, D.; PATZEK, T. Ethanol production: energy and economic issues related to U.S. and Brazilian sugarcane. *Natural Resources Research*, 16(3), p. 235-242, 2007.

_____. Ethanol production using corn, switchgrass, and wood; biodiesel production using soybean and sunflower. *Natural Resources Research*, 14(1), p. 65-76, 2005.

PORTO, G.; KANNEBLEY JR, S. *Rotas tecnológicas e sistemas de inovação*. Ribeirão Preto: Núcleo de Estudos de Baixo Carbono, 2012.

PORTUGAL-PEREIRA, J. et al. Agricultural and agro-industrial residues-to-energy: Techno-economic and environmental assessment in Brazil. *Biomass and Bioenergy*, v. 81, p. 521-533, 2015.

_____. Life cycle assessment of conventional and optimised *Jatropha* biodiesel fuels. *Renewable Energy*, 86(x), p. 585-593, 2016.

POUSA, G. P. A. G.; SANTOS, A. L. F.; SUAREZ, P. A. Z. History and policy of biodiesel in Brazil. *Energy Policy*, 35(11), p. 5393-5398, 2007.

PRADO, J. N.; VIEIRA, W. C. Leilões de biodiesel conduzidos pela ANP: uma avaliação preliminar. *Nexus Econômicos*, IV, p. 67-88, 2010.

PWC. *Die Deutsche Photovoltaik am Scheideweg – Herausforderungen und Chancen fuer Unternehmen entlang der Wertschoepfungskette*. 2010.

PY, X.; AZOUMAH, Y.; OLIVES, R. Concentrated solar power: current technologies, major innovative issues and applicability to West African countries. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 18, p. 306-315, 2013.

RASK, M. Foresight – balancing between increasing variety and productive convergence. *Technological Forecasting and Social Change*, 75(8), p. 1157-1175, 2008.

RATHMANN, R.; SZKLO, A.; SCHAEFFER, R. Targets and results of the Brazilian biodiesel incentive program – has it reached the promised land? *Applied Energy*, 97, p. 91-100, 2012.

REDMAN, J. et al. *Walking the talk? World Bank energy-related policies and financing 200-2004 and 2010-2014*, 2015.

REIJNDERS, L.; HUIJBREGTS, M. A. J. Biogenic greenhouse gas emissions linked to the life cycles of biodiesel derived from European rapeseed and Brazilian soybeans. *Journal of Cleaner Production*, 16(18), p. 1943-1948, 2008.

RINCÓN, L. E.; JARAMILLO, J. J.; CARDONA, C. A. Comparison of feedstocks and technologies for biodiesel production: an environmental and techno-economic evaluation. *Renewable Energy*, 69, p. 479-487, 2014.

ROCHA, M. H. et al. Life cycle assessment (LCA) for biofuels in Brazilian conditions: a meta-analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 37, p. 435-459, 2014.

ROCHEDO, P. R. et al. How a very detailed representation of energy efficiency options in the objective-function of Message-Brazil (MSB8000) can affect the penetration of renewables (VRE) into the Brazilian power grid. In *Integrated Assessment Modelling Conference*. Potsdam. 2015.

RODRIGUES, S. et al. Trends of offshore wind projects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 49, p. 1114-1135, 2015.

RÖSCH, C.; KALTSCHMITT, M. Energy from biomass – Do non-technical barriers prevent an increased use? *Biomass and Bioenergy*, 16(5), p. 347-356, 1999.

ROSILLO-CALLE, F.; BAJAY, S. V.; ROTHMAN. (Eds.). *Uso da biomassa para produção de energia na indústria brasileira*. Campinas: Unicamp, 2008.

RUBIN, E. S. et al. Use of experience curves to estimate the future cost of power plants with CO₂ capture. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 1(2), p. 188-197, 2007.

SÃO PAULO. Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo – FAPESP. BION-FAPESP. 2011. Disponível em: <<http://www.fapesp.br/6258>>. Acesso em: 10 ago. 2015.

SCHNEIDER, G.; MAIER, H. Status of the development of a new high temperature thermal energy storage system (HTTESS) for CSP-power plants. *Energy Procedia*, 49, p. 965-972, 2014.

SCHOEN, A. et al. Tailoring foresight to field specificities. *Futures*, 43(3), p. 232-242, 2011.

SEABRA, J. *Avaliação técnico-econômica de opções para o aproveitamento integral da biomassa de cana no Brasil*. 2008. 298 f. Tese (Doutorado em Planejamento de Sistemas Energéticos) – Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2008.

SEABRA, J. E. A. et al. A techno-economic evaluation of the effects of centralized cellulosic ethanol and co-products refinery options with sugarcane mill clustering. *Biomass and Bioenergy*, 34(8), p. 1065-1078, 2010.

SEABRA, J. E. A.; MACEDO, I. C. Comparative analysis for power generation and ethanol production from sugarcane residual biomass in Brazil. *Energy Policy*, 39(1), p. 421-428, 2011.

SERMATEC. *Evolução tecnológica com maior rendimento*. Disponível em: <<http://www.sermatec.com.br/produtos/segmentos/bioenergia/>>. Acesso em: 19 ago. 2014.

SHARAF, O. Z.; ORHAN, M. F. Concentrated photovoltaic thermal (CPVT) solar collector systems: Part I – Fundamentals, design considerations and current technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 50, p. 1500-1565, 2015a.

_____. Concentrated photovoltaic thermal (CPVT) solar collector systems: Part II – Implemented systems, performance assessment, and future directions. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 50, p. 1566-1633, 2015b.

SHARMA, R. K. et al. Developments in organic solid-liquid phase change materials and their applications in thermal energy storage. *Energy Conversion and Management*, 95, p. 193-228, 2015.

SHUIT, S. H. et al. Membrane technology as a promising alternative in biodiesel production: a review. *Biotechnology advances*, 30(6), p. 1364-80, 2012.

SIMS, R. E. H. *Bioenergy options for a cleaner environment* – in developed and developing countries. Oxford, UK: Elsevier Science, 2003.

SINGH, S. P.; SINGH, D. Biodiesel production through the use of different sources and characterization of oils and their esters as the substitute of diesel: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 14, p. 200-216, 2010.

SKUMANICH, A. CSP: Developments in heat transfer and storage materials. *Renewable Energy Focus*, 11(5), p. 40-43, 2010.

SMITH, K. Climate change and radical energy innovation: the policy issues. *TIK Working Papers on Innovation Studies*, (20090101), 2009.

SOCIETY OF PETROLEUM EVALUATION ENGINEERS – SPEE. *Guidelines for application of the petroleum resources management system*, SPE/AAPG/WPC/SPEE/SEG, novembro de 2011.

SOLÉ, A.; MARTORELL, I.; CABEZA, L. F. State of the art on gas-solid thermochemical energy storage systems and reactors for building applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 47, p. 386-398, 2015.

SORIA, R. et al. Hybrid concentrated solar power (CSP) – biomass plants in a semiarid region: A strategy for CSP deployment in Brazil. *Energy Policy*, 86(March 2014), p. 57-72, 2015.

SPLIETHOFF, H. *Power generation from solid fuels*. Heidelberg [Germany]. New York: Springer. 2010.

STOJKOVIĆ, I. J. et al. Purification technologies for crude biodiesel obtained by alkali-catalyzed transesterification. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 32, p. 1-15, 2014.

SYNGASCO. *Polygeneration* – Technical Data. 2009. Disponível em: <<http://www.syngasco.com/>>. Acesso em: 7 set. 2017.

SZKLO, A. et al. Assessing incentive policies for integrating centralized solar power generation in the Brazilian electric power system. *Energy Pol.* 59, 198-212, 2013.

_____. Forecasting Brazil's crude oil production using a multi-Hubbert model variant. *Fuel* 115, p. 24-31, 2013.

TALEBIAN-KIAKALAIEH, A.; AMIN, N. A. S.; MAZAHERI, H. A review on novel processes of biodiesel production from waste cooking oil. *Applied Energy*, 104, p. 683-710, 2013.

TANAKA, Y. et al. Performance of a hybrid power generation system using biomass gasification and concentrated solar thermal processes. *Energy Procedia*, 61, p. 2149-2153, 2014.

TILMAN, D.; HILL, J.; LEHMAN, C. Carbon-negative biofuels from low-input high-diversity grassland biomass. *Science (New York, N.Y.)*, 314(5805), p. 1598-1600, 2006.

TIZNOBAIK, H.; SHIN, D. Enhanced specific heat capacity of high-temperature molten salt-based nanofluids. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 57(2), p. 542-548, 2013.

TOOR, S. S.; ROSENDAHL, L.; RUDOLF, A. Hydrothermal liquefaction of biomass: a review of subcritical water technologies. *Energy*, 36(5), p. 2328-2342, 2011.

TORRES, E. A. et al. Recovery of different waste vegetable oils for biodiesel production: a pilot experience in Bahia State, Brazil. *Waste management (New York, N.Y.)*, 33(12), p. 2670-4, 2013.

TURCHI, C. *Parabolic trough reference plant for cost modeling with the solar advisor model (SAM)*. Colorado: NREL, 2010.

UNIÃO DA INDÚSTRIA DE CANA-DE-AÇÚCAR – ÚNICA (Brasil). *Fórum Nacional Sucreenergético: setor atravessa pior crise*. 2014a. Disponível em: <<http://www.unica.com.br/noticias/>>. Acesso em: 9 ago. 2014.

_____. *São Paulo atinge mecanização de 83% da colheita da cana em 2013/14*. 2014b. Disponível em: <<http://www.unica.com.br/na-midia>>. Acesso em: 9 ago. 2014.

UPADHYAYA, H. M. et al. Recent progress and the status of dye-sensitised solar cell (DSSC) technology with state-of-the-art conversion efficiencies. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 119, p. 291-295, 2013.

VIDOR, C. et al. *Tecnologias de produção de soja – Região Central do Brasil*. 2003. Disponível em: <<http://sistemasdeproducao.cnptia.embrapa.br/FontesHTML/Soja/SojaCentralBrasil2003/importancia.htm>>. Acesso em: 7 ago. 2014.

WALTER, A. et al. Sustainability assessment of bio-ethanol production in Brazil considering land use change, GHG emissions and socio-economic aspects. *Energy Policy*, 39(10), p. 5703-5716, 2011.

WANG, J. H. et al. Relation of biofuel to bioelectricity and agriculture: food security, fuel security, and reducing greenhouse emissions. *Chemical Engineering Research and Design*, 87(9), p.1140-1146, 2009.

WEINBERGER, N.; JÖRISSEN, J.; SCHIPPL, J. Foresight on environmental technologies: Options for the prioritisation of future research funding – Lessons learned from the project “Roadmap Environmental Technologies 2020+.” *Journal of Cleaner Production*, 27, p. 32-41, 2012.

WYMAN, C. E. What is (and is not) vital to advancing cellulosic ethanol. *Trends in Biotechnology*, 25(4), p. 153-7, 2007.

XU, J.; YAO, L.; LU, Y. *Innovative approaches towards low carbon economics: regional development cybernetics*, Springer 2014.

XU, Q.; SINGH, A.; HIMMEL, M. E. Perspectives and new directions for the production of bioethanol using consolidated bioprocessing of lignocellulose. *Current Opinion in Biotechnology*, 20(3), p. 364-371, 2009.

YAAKOB, Z. et al. Overview of the production of biodiesel from Waste cooking oil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 18, p. 184-193, 2013.

YUSUF, N. N. A. N.; KAMARUDIN, S. K.; YAAKUB, Z. Overview on the current trends in biodiesel production. *Energy Conversion and Management*, 52(7), p. 2741-2751, 2011.

ZHANG, Z. et al. Food versus fuel: what do prices tell us? *Energy Policy*, 38(1), p. 445-451, 2010.

ZILAHY, G. Organisational factors determining the implementation of cleaner production measures in the corporate sector. *Journal of Cleaner Production*, v. 12, n. 4. p. 311, 2004.



MINISTÉRIO DA
CIÊNCIA, TECNOLOGIA,
INOVAÇÕES E COMUNICAÇÕES

