



Basisinformationen

zur Entwicklung des
Biokraftstoffsektors bis 2011



**Energetische
Biomassenutzung**



Energetische Biomassenutzung

Schriftenreihe des BMU-Förderprogramms
„Energetische Biomassenutzung“

BAND 3

Basisinformationen zur Entwicklung des Biokraftstoffsektors bis 2011

Herausgegeben von Daniela Thrän, Diana Pfeiffer

Autoren

Karin Naumann
Katja Oehmichen
Martin Zeymer
Franziska Müller-Langer
Michael Kröger
Stefan Majer

Gefördert vom



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit

Ein Förderprogramm der



DIE BMU
KLIMASCHUTZ-
INITIATIVE

Koordiniert vom



Wissenschaftlich
begleitet vom



Impressum

Autoren

Karin Naumann
Katja Oehmichen
Martin Zeymer
Franziska Müller-Langer
Michael Kröger
Stefan Majer

Herausgeber

Daniela Thrän, Diana Pfeiffer
DBFZ – Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
Torgauer Str. 116
04347 Leipzig
Tel.: +49(0)341 2434-554
Fax: +49(0)341 2434-133
www.dbfz.de

Redaktion

Programmbegleitung des BMU-Förderprogramms
„Energetische Biomassenutzung“
www.energetische-biomassenutzung.de

Fotos

DBFZ, pixelio, TLL, Verbio

Layout & Herstellung

Steffen Kronberg
Angela Gröber
Nora Wiesner

Druck

Fischer Druck, Leipzig,
www.fischerdruck.com

Förderung

Erstellt mit finanziellen Mitteln des Bundesministeriums
für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit,
Berlin (BMU)

ISSN 2192-1806

Für die Ergebnisdarstellung mit entsprechenden Konzepten, Schlussfolgerungen und fachlichen Empfehlungen sind ausschließlich die Autoren zuständig. Dies beinhaltet auch die Wahrung etwaiger Autorenrechte Dritter. Daher können mögliche Fragen, Beanstandungen, Rechtsansprüche u.ä.m. nur von den Autoren bearbeitet werden. Die aufgeführten Meinungen, Bewertungen oder Vorschläge geben nicht die Meinung des Herausgebers wieder.

Alle Rechte vorbehalten.

© DBFZ 2011

Inhaltsverzeichnis

Impressum	3
Inhaltsverzeichnis	4
Grußwort	6
Der Biokraftstoffsektor im Wandel	6
Hintergrund und Projektziele	8
Biokraftstoffe im Verkehrssektor	8
Forschungsziele des Vorhabens	8
Biokraftstoffoptionen im Überblick	10
Pflanzenöl	13
Biodiesel	14
Hydrierte Öle und Fette (HVO/ HEFA)	15
Bioethanol	16
Biomethan	18
Fischer-Tropsch-Diesel	20
Biokraftstoffe auf Basis innovativer Rohstoffe	22
Biokraftstoffe auf Basis innovativer Technologien	23
Politische Rahmenbedingungen	24
Ziele und Vorgaben auf EU-Ebene	24
Vorgaben der Bundesregierung	28
Biokraftstoffquoten weltweit	30
Produktion und Handel von Biokraftstoffen	32
Der weltweite Markt	32
Europa	36
Deutschland	40
Ökonomische und ökologische Charakteristika von Biokraftstoffen	45
Kurzbeschreibung ausgewählter Biokraftstoffkonzepte	45
Gestehungskosten für Biokraftstoffe	49
Treibhausgasbilanzierung von Biokraftstoffen	56
Landnutzungsänderungen	62
Abkürzungsverzeichnis	66
Tabellenverzeichnis	66
Abbildungsverzeichnis	67
Literaturverzeichnis	68

Grußwort

Der Biokraftstoffsektor im Wandel

Liebe Leserinnen, liebe Leser,



die Gesamtenergienachfrage des weltweiten Transportsektors und damit insbesondere die Nachfrage nach Kraftstoffen werden in den kommenden Jahren weiterhin stark ansteigen. Mit dem Ziel, einen nachhaltigen Beitrag zur Versorgungssicherheit der Energieträger sowie zum Klimaschutz und zur Reduzierung anthropogener Treibhausgase zu leisten, haben weltweit viele Nationen obligatorische Ziele zur Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien für den Verkehrssektor festgelegt; z. B. in der EU 10 % des Transportenergieverbrauchs aus erneuerbaren Energieträgern im Jahr 2020. Diese werden einen wichtigen und unerlässlichen Teil des erwarteten Mehrenergieverbrauches decken müssen. Hierbei spielen Kraftstoffe auf der Basis von Biomasse eine wichtige Rolle.

Die Nutzung von Biokraftstoffen war in der Vergangenheit Gegenstand teils kontrovers geführter Diskussionen. Ausgelöst durch Tank-versus-Teller- und Klimaeffizienz-Debatten ist es gelungen, innerhalb weniger Jahre definierte Nachhaltigkeitsanforderungen einschließlich Mindestvorgaben für Treibhausgasminderungspotenziale in europäischen und nationalen Richtlinien zu verankern und schrittweise in einem international sehr dynamischen Biokraftstoffmarkt zu implementieren. Biokraftstoffe sind damit vom Sündenbock zum Vorreiter für eine zügige Umsetzung, Weiterentwicklung und Ausweitung von Nachhaltigkeitskriterien sowie deren schrittweise Erweiterung der Anwendung auf andere Energieträger aus Biomasse und anderen alternativen Ressourcen geworden. Dies stellt einen entscheidenden Baustein für die gesellschaftliche Akzeptanz und den weiteren Ausbau der Bioenergie dar.



Abhängig von den regionalen Rand- und Rahmenbedingungen (z. B. in Bezug auf geographische Gegebenheiten, Land-, Rohstoff- und Infrastrukturverfügbarkeit, erforderliche Kraftstoff- und Emissionsstandards, lokale Marktstrukturierung) müssen Biokraftstoffe jedoch eine Reihe weiterer Anforderungen erfüllen. Entsprechende technische Weiterentwicklungen und Innovationen sind dafür unerlässlich. Zudem verstärkt eine steigende Nachfrage zur Nahrungsmittelproduktion sowie der energetischen und stofflichen Sektoren die Nutzungskonkurrenz um die Ressource Biomasse und die Flächen für deren Anbau. Gleiches gilt für zusätzlich entstehenden Wettbewerb zwischen den Biokraftstoffnutzern (z. B. Straßenverkehr versus Luftfahrt). Die Entwicklung des Biokraftstoffsektors wird also auch zukünftig sich beständig ändernden Randbedingungen ausgesetzt sein. Die nachfolgende Broschüre soll Ihnen einen Überblick zu den aktuellen Entwicklungen im Biokraftstoffsektor einschließlich der typischen Kosten und Treibhausgasminderungspotenzialen für Biokraftstoffe vermitteln.

Ich wünsche Ihnen eine angenehme Lektüre.

Frank Scholwin
Wissenschaftlicher Geschäftsführer
Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH

Hintergrund und Projektziele

Biokraftstoffe im Verkehrssektor

Der Verkehrssektor ist europa- und weltweit charakterisiert durch einen deutlich steigenden Energieverbrauch. In der Europäischen Union (EU) verursacht er ca. 22 % aller Treibhausgas-Emissionen [1]. Dadurch gilt der Verkehrssektor als einer der wesentlichen Klimagasemittenten und damit als einer der Hauptverursacher für den anthropogenen Treibhauseffekt. Überdies ist er abhängig von limitierten fossilen Ressourcen.

Neben der Vermeidung und Verlagerung von Verkehr sowie der Effizienzsteigerung von Fahrzeugen sowie alternativen Antriebskonzepten eignet sich der Einsatz von Biokraftstoffen kurz- und mittelfristig zur Verringerung der Treibhausgas-Emissionen (THG-Emissionen). Deshalb ist das Ziel der Europäischen Union neben Erneuerbaren Energien den Anteil an Biokraftstoffen am Gesamtkraftstoffverbrauch im Verkehrssektor signifikant zu steigern.

Um dies zu erreichen wurden energie-, steuer- und umweltpolitische Rahmenbedingungen auf nationaler und EU-Ebene geschaffen.



Forschungsziele des Vorhabens

Das Vorhaben „Monitoring zur Wirkung nationaler und internationaler gesetzlicher Rahmenbedingungen auf die Marktentwicklung im Biokraftstoffsektor“ (FKZ: 03KB008) wurde im Rahmen des Programms „Optimierung der energetischen Biomassennutzung“ vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit gefördert. Als Ergebnis dieses Projektes wird diese Broschüre veröffentlicht.

Ziel des Vorhabens war es, die Auswirkungen dieser energie-, steuer- und umweltpolitischen Rahmenbedingungen auf die Entwicklungen des Biokraftstoffsektors, d. h. der Biokraftstoffproduktion und -verwendung zu erfassen, zu analysieren und hinsichtlich ihrer Effekte zu bewerten.

Des Weiteren wurde die Marktentwicklung des deutschen Biokraftstoffsektors und die Lenkungswirkung der politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen analysiert und bewertet. Dazu wurden sowohl die Biokraftstoffziele der EU berücksichtigt als auch globale Wechselwirkungen.

Darüber hinaus galt es, die gesetzlichen Regelungen und deren Rückkopplungseffekte auf den Markt zu erfassen. Bewertungen erfolgen unter der Berücksichtigung der vom Gesetz-

geber formulierten Zwecke. Aufbauend auf den Ergebnissen des vorliegenden Vorhabens wurden Aussagen und Handlungsempfehlungen für die zukünftige Ausrichtung der umwelt- und energiepolitischen Randbedingungen zur verstärkten Biokraftstoffnutzung erarbeitet. Dazu wurden die notwendigen Hintergrunddaten erhoben und ausgewertet.

Im Rahmen des Forschungsvorhabens erfolgte weiterhin eine Erfassung von Daten (z. B. Anlagenbestand, Produktionsmengen, Handelsbilanzen, Preisentwicklungen) des nationalen und internationalen Biokraftstoffsektors. Neben der Dokumentation innovativer Rohstoffe und Technologien entlang der Bereitstellungskette wurden für ausgewählte Modellanlagen verschiedener Biokraftstoffoptionen Kosten und Wirtschaftlichkeit sowie die THG-Minderungspotenziale analysiert und bewertet. Projektbegleitend wurden Expertenworkshops durchgeführt, durch die eine praxisnahe Rückkopplung zur Qualitätssicherung der Methodik gewährleistet wurde. Damit trägt dieses unabhängige Forschungsvorhaben zu einer transparenten und objektiven Analyse und Bewertung des nationalen und internationalen Biokraftstoffsektors bei und ermöglicht es gleichzeitig, die Ergebnisse einer breiten Öffentlichkeit zur Verfügung zu stellen.

In dieser Broschüre werden zunächst kurz die aus gegenwärtiger Sicht relevanten Biokraftstoffoptionen und im Folgenden wesentliche politische Rahmenbedingungen weltweit, in der Europäischen Union sowie in Deutschland überblickshaft dargestellt. Anschließend wird die Entwicklung von Biokraftstoffproduktion und -nutzung sowie -handel aufgezeigt. Zur Darstellung der Wirtschaftlichkeit der Biokraftstoffproduktion in Deutschland wurden Berechnungen für exemplarische Modellanlagen zur Produktion von Biokraftstoffen durchgeführt. Gleiches gilt für die Treibhausgasbilanzierung, deren Ergebnisse abschließend dargestellt und den Standardwerten der EU-Direktive gegenübergestellt werden.



Biokraftstoffoptionen im Überblick

Biokraftstoffe, die bereits in bedeutenden Mengen am Markt verfügbar sind, sind vor allem Bioethanol bzw. Ethyl-*tert*-butylether (ETBE) und Biodiesel. In Deutschland spielt außerdem reines Pflanzenöl als Kraftstoff eine, wenn auch stark abnehmende, Rolle. Die Produktionstechniken für diese Biokraftstoffe sind ausgereift und etabliert. Es werden meist spezifische Pflanzenteile (bzw. für Biodiesel auch tierische Abfälle) verwendet. Bei der Produktion von Biokraftstoffen auf pflanzlicher Basis entstehen Koppelprodukte, die als Tierfutter, in der chemischen Industrie, als Düngemittel oder zur weiteren Energieerzeugung dienen können.

Einige Technologien zur Herstellung zukünftiger Biokraftstoffe sind grundsätzlich verfügbar, sie werden allerdings noch nicht in signifikanten Mengen zur Verfügung gestellt. Weiterhin werden Technologien für zukünftige Biokraftstoffe entwickelt und weiterentwickelt. In Abbildung 1 sind die Bereitstellungsketten von Biokraftstoffen vereinfacht dargestellt. Geeignete Biomasse wird direkt oder indirekt durch landwirtschaftliche Produktion erzeugt und bereitgestellt. Anschließend wird die aufbereitete Biomasse über eine der dargestellten Konversionsrouten zu Biokraftstoff umgewandelt.



Foto: Verbio

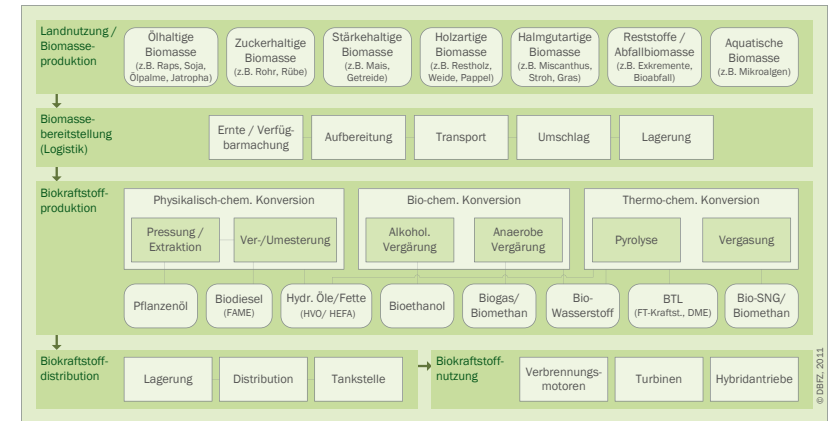


Abbildung 1: Übersicht Bereitstellungsoptionen für Biokraftstoffe, Quelle DBFZ

Die Umwandlung der Ausgangsrohstoffe zu flüssigen und gasförmigen Biokraftstoffen kann generell über drei verschiedene Konversionspfade erfolgen (Abbildung 1).

- Physikalisch-chemische Konversion, d. h. die Umwandlung ölhaltiger Pflanzenbestandteile in Pflanzenöle sowie deren weitere Verarbeitung bei vergleichsweise niedrigen Temperatur- und Druckniveaus,
- Bio-chemische Konversion, d. h. dass die Umwandlung der biogenen Energieträger über den gezielten Einsatz von Mikroorganismen erfolgt (z. B. Bakterien, Hefen),
- Thermo-chemische Konversion, d. h. die Umwandlung der biogenen Energieträger unter dem Einfluss erhöhter Temperatur- und Druckniveaus.

Abhängig von Biokraftstoff und eingesetzter Biomasse gibt es generell mehrere Produktionsrouten, die z. T. verschiedene Konversionsschritte beinhalten.

Anders als bei konventionellem Biodiesel und Bioethanol ermöglichen zukünftige Biokraftstoffe prinzipiell den Einsatz einer breiteren Rohstoffbasis (d. h. auch Lignocellulosebiomasse wie Holz und Halmgut); allerdings sind die Konversionsverfahren im Regelfall technologieeitig anspruchsvoller und komplexer. Gleiches gilt für die Logistik der Biomassebereitstellung, die mit zunehmender Anlagengröße aufwendiger wird. Wesentliche verfügbare und zukünftige Optionen werden nachfolgend näher erläutert.

Im Vergleich der einzelnen Biokraftstoffoptionen (Tabelle 1) wird deutlich, dass die jeweiligen Optionen unterschiedliche Vor- und Nachteile aufweisen. Ein Vergleich der Kraftstoffoptionen im Hinblick auf die relative Vorteilhaftigkeit zeigt v. a., dass aus systemtechnischer Sicht (z. B. Technologiestatus, Anlagenkapazitäten, Gesamtwirkungsgrade, Integrierbarkeit in bestehende Infrastruktur) die bereits etablierten Kraftstoffe deutliche Vorteile aufweisen; dies gilt insbesondere hinsichtlich der Verfügbarkeit der Produktions- und Nutzungstechnologien. Bei den zukünftigen Biokraftstoffoptionen sind neben einer verbesserten Kraftstoffqualität bei gleichzeitig im Regelfall komplexerer Prozessführung ebenso die Bandbreite der einsetzbaren limitierten biogenen Rohstoffe wichtige Kriterien.

Tabelle 1: Zeithorizonte der Markteinführung von Biokraftstoffoptionen, Quelle: DBFZ

Erzeugung Biokraftstoffe	Grundlagenforschung	Angewandte Forschung	Integration und Demonstration	Markteintritt / Kommerzielle Verfügbarkeit
Technologieentwicklung	Labor-/ Technikversuche; Grundlagen ermittelt, Unsicherheiten identifiziert	Pilottests, Verständnis für Unsicherheiten der Teilsystemen, Anbieter für neue / nicht-kommerzielle Technologien identifiziert	Demonstration integrierter Gesamtprozess; Produktion für Tests	Kommerzielle / industrielle Anlage installiert und in Betrieb genommen; Optionen für weitere Kostenreduktion identifiziert
Typische Realisierungszeiträume	5 bis 15 Jahre	3 bis 8 Jahre	1 bis 4 Jahre	0 bis 2 Jahre
Flüssige Biokraftstoffe	Biodiesel/ Bioethanol/BTL: Laborversuche mit Algen als Rohstoffbasis Bioethanol: Laboranlagen für Synthesegasfermentation (USA) sowie Vergasung und Ethanol synthese (ES, USA) aus Lignocellulosebiomasse Biobutanol: Laboranlage in USA	Bioethanol: Pilotanlage Fermentation auf Stroh-basis in Straubing/DE im Bau; Pilotanlage auf Holzbasis in Örnsköldsvik/S BTL/DME: Inbetriebnahme Pilotanlage in Piteå/SE, schrittweise Umsetzung der Pilotanlage auf Stroh-basis am KIT in Karlsruhe/DE	Biodiesel, HVO/HEFA: erste Tests mit alternativen Pflanzenölen (z.B. Jatropha, Camelina) Bioethanol: Demoanlage Fermentation auf Stroh-basis in Kalundborg/DK BTL/FT-Kraftstoffe: Inbetriebnahme Demoanlage in Freiberg/DE (derzeit ruhend)	Biodiesel: Stand der Technik für konventionelle Pflanzenöle (z.B. Raps, Ölpalme, Soja) und tierische Fette HVO/HEFA: Erste Anlagen in Porvoo/FL, Singapur und Rotterdam/NL Bioethanol: Fermentation, Stand der Technik für zucker- und stärkehaltige Rohstoffe (z.B. Zuckerrübe/-rohr, Getreide)
Gasförmige Biokraftstoffe	Biomethan/ Biowasserstoff: Laborversuche mit Algen als Rohstoffbasis bzw. Algen als Erzeuger	Biowasserstoff: via Biomassevergasung: z.B. Pilotanlage bei ZSW in Stuttgart/DE sowie via hydrothormaler Biomassekonversion: z.B. KIT in Karlsruhe/DE	Biomethan via Bio-SNG: Demoanlage in Güssing/A	Biomethan via Biogas: Stand der Technik Biomethan via Bio-SNG: Anlagen im Bau, z.B. Göteborg/S

Pflanzenöl

Pflanzenöl stellt eine mögliche Kraftstoffalternative aus regenerativen Quellen dar. Es ist sowohl für regionale Kreisläufe als auch für großtechnische Anlagen geeignet und nutzt Technologien, die ausgereift und weltweit verfügbar sind.

Je nach Anlagengröße kommen zwei Verfahren zur Anwendung:

- die dezentrale Ölgewinnung in Kleinanlagen, welche sich in die Prozessschritte Rohstoffaufbereitung (Reinigung, Zerkleinerung), Kaltpressung (mechanisch bei Temperaturen bis zu 40 °C), Filtration/Sedimentation und Sicherheitsfiltration gliedert, sowie
- die Ölgewinnung im industriellen Maßstab in großen Ölmühlen, wobei die Pressung bei höheren Temperaturen stattfindet und auch das im Presskuchen verbliebene Öl durch einen weiteren Prozessschritt, die Lösungsmittel extraktion, gewonnen wird.

Im industriellen Maßstab kann zudem eine Raffination des rohen Pflanzen- bzw. Rapsöls erfolgen, um unerwünschte Begleitstoffe zu entziehen und eine konstant hohe Qualität zu gewährleisten. Für die industrielle Ölraffination kommen zwei Verfahren zum Einsatz, deren Prozessschritte jeweils verschieden technologisch umgesetzt sind und mitunter fließend ineinander übergehen:

- die chemische Raffination, bestehend aus den Prozessschritten Entschleimung, Entsäuerung durch Neutralisation, Bleichung und Desodorierung, sowie
- die physikalische Raffination, bestehend aus Entschleimung, Bleichung, destillativer Entsäuerung und Desodorierung.

Die Nutzung von Pflanzenöl als Kraftstoff hat sich vor allem in Deutschland etabliert und erfolgt hier vornehmlich im Bereich der land- und forstwirtschaftlichen Nutzfahrzeuge. Bei der Umrüstung eines Fahrzeugs ohne Herstellerfreigabe sind Anpassungen verschiedener Fahrzeugkomponenten notwendig. Vorteile hinsichtlich Lagerung und Transport hat Pflanzenöl durch seinen hohen Flammpunkt und seine biologische Abbaubarkeit. [2]

Tabelle 2: Steckbrief Pflanzenöl

Rohstoff	Ölhaltige Pflanzenteile (z. B. Raps, Soja, Ölpalme, Sonnenblume)
Hauptschritte der Biokraftstoffproduktion	Vorbehandlung (Reinigung, Schädlung, Pressung), mechanische/chemische Extraktion, Raffination
Koppelprodukte	Presskuchen, Extraktionsschrot (als Futtermittel)
Stand der Technik	Weltweit kommerziell verfügbar
Forschungs- und Entwicklungsbedarf	Anlagen, die gleichzeitig mehrere Rohstoffe verarbeiten, Entwicklung geeigneter Abgasnachbehandlungssysteme für die motorische Verwendung
Typische Produktionskapazitäten je Anlage	Dezentral: bis zu 3 Tsd. t/a bzw. 114.000 GJ/a Zentral: bis zu 400 Tsd. t/a bzw. 15,2 Mio. GJ/a
Kraftstoffspezifikation	Rapsölkraftstoff: DIN 51605
Kompatibilität Infrastruktur	Meist dezentrale Erzeugung und Nutzung in Landmaschinen und BHKWs, bei Ausweitung auf andere Sektoren motorische Anpassungen nötig

Biodiesel

Biodiesel oder Fettsäuremethylester (Fatty acid methyl ester FAME) wird aus Pflanzenölen oder tierischen Fetten durch eine katalytische Reaktion und Ver- bzw. Umesterung gewonnen, wobei hauptsächlich pflanzliche Öle als Rohstoff zum Einsatz kommen. Regionalspezifisch sind dies v. a. Rapsöl (Europa), Sojaöl (Amerika) und Palmöl (Südostasien). Zudem ist der Einsatz von Altspeiseölen bzw. -fetten und tierischen Fetten möglich.

Bei der Biodieselproduktion erfolgt eine schrittweise Umesterung der Öle mit Methanol, ergänzt durch eine anschließende Reinigung der Produkte (Glycerinaufbereitung und Esterreinigung). Die physikalischen und chemischen Eigenschaften des Biodiesels sind maßgeblich vom eingesetzten Rohstoff abhängig.

Die Herstellung von Biodiesel kann grundsätzlich

- diskontinuierlich (Batch-Prozess), aufgrund der einfacheren Prozesstechnik zu meist in kleinen Anlagen bis 10.000 t/a, oder
- als kontinuierliche Prozessführung erfolgen. Diese ist gekennzeichnet durch eine hohe Produktionsleistung bei gleichmäßiger Produktqualität sowie einen hohen Automatisierungsgrad und wird bevorzugt bei Anlagen im industriellen Maßstab angewandt. [2]

Normgerechter Biodiesel (DIN EN 14214:2008) kann entsprechend Herstellerfreigabe in den meisten Dieselmotoren eingesetzt werden. Bei der Nutzung biogener Kraftstoffe spielt heute in Deutschland maßgeblich Rapsmethylester (RME) eine Rolle. [3]

Tabelle 3: Steckbrief Biodiesel (FAME)

Rohstoff	Ölhaltige Pflanzenteile (z.B. Raps, Soja, Ölpalme, Sonnenblume), Altspeiseöle/-fette und tierische Fette
Hauptschritte der Biokraftstoffproduktion	Vorbehandlung (Reinigung, Schälung, Pressung), mechanische/chemische Extraktion, Raffination, Ver-/Umesterung, Biodieselreinigung, Glycerinaufbereitung
Koppelprodukte	Presskuchen, Extraktionsschrot, Glycerin (Futtermittel, Pharma- oder chem. Industrie)
Stand der Technik	Weltweit kommerziell verfügbar
Forschungs- und Entwicklungsbedarf	Prozessoptimierung hinsichtlich Katalysatoren und Trennverfahren, Substitution von Methanol durch Ethanol (FAEE)
Typische Produktionskapazitäten je Anlage	500 t/a bzw. 18.500 GJ/a (Kleinanlagen), bis zu 650.000 t/a bzw. 24.050.000 GJ/a (Industrieanlagen)
Kraftstoffspezifikation	Als Reinkraftstoff: EN 14214 (EU), als Beimischung im Diesel bis 5 %: EN 590 (EU) als Beimischung im Diesel bis 7 %: DIN 51628 (D)
Kompatibilität Infrastruktur	Nutzung vorhandener Infrastruktur, Straßenverkehr: derzeit überwiegend Beimischung im Dieselmotorkraftstoff, Nutzfahrzeugbereich: Reinkraftstoff, erhöhte Anforderungen an Abgasnachbehandlung

Hydroprocessed Öle und Fette (HVO/ HEFA)

Zumeist wird dieser synthetische Kraftstoff als HVO für „Hydrotreated vegetable oil/ Hydrierte Pflanzenöle“ bezeichnet, inzwischen findet sich aufgrund der breiteren Rohstoffbasis in Veröffentlichungen auch die Bezeichnung HEFA für „Hydroprocessed Esters and Fatty Acids“.

Die Technologie ist weitgehend ausgereift, jedoch bisher nicht weit verbreitet. Die erste kommerzielle Anlage ist seit 2007 in Finnland in Betrieb, weitere sind in Singapur und Rotterdam in Produktion gegangen. Darüber hinaus werden Pflanzenöle in einigen bestehenden Mineralölraffinerien mit umgesetzt, um den auf Biomasse basierenden Anteil im Kraftstoff zu erhöhen („Co-Processing“).

Obschon die gleiche Rohstoffbasis wie für die konventionelle Biodieselproduktion (Ver-/Umesterung des Pflanzenöls) zum Einsatz kommt, erfolgt durch das katalytische Hydrotreating mit Wasserstoff (Hydrotreating/ Hydrogenation unter Sauerstoffentzug) die Herstellung langkettiger n-Alkane, die sich in ihrer chemischen Struktur nicht von fossilen Dieselkomponenten unterscheiden.

Tabelle 4: Steckbrief Hydroprocessed Öle und Fette (HVO/ HEFA)

Rohstoff	Pflanzliche Öle und tierische Fette (siehe auch FAME)
Hauptschritte der Biokraftstoffproduktion	Raffination, Hydrotreating, Destillation
Koppelprodukte	Brenngas, Benzinfraktionen
Stand der Technik	Technologie verfügbar, HVO-/ HEFA-Kraftstoffe bisher noch kein signifikanter Marktanteil, wenige Anlagen vorhanden/ geplant
Forschungs- und Entwicklungsbedarf	Erweiterung der Rohstoffbasis (z. B. Pyrolyseöl, Algenöl) und der Integration in den Erdölraffinationsprozess; Prozessoptimierung hinsichtlich Wasserstoffverbrauch und Katalysator
Typische Produktionskapazitäten je Anlage	170.000 – 800.000 t/a bzw. 7.500.000 – 35.000.000 GJ/a
Kraftstoffspezifikation	Diesel: ASTM D975, EN 590 Jet Fuel: ASTM D7566, In Testflügen Gemische mit bis zu 50 % volumetrisch HVO/HEFA eingesetzt
Kompatibilität Infrastruktur	Kompatibel zu bestehenden Infrastrukturen; Fahrzeug-, Luftfahrt-, Marinekraftstoffe, Anlagen v.a. in Nähe zu Raffinerien zur Nutzung von Wasserstoff und Betriebsstoffen

Bioethanol

Bioethanol wird durch Fermentation von stärke- oder zuckerhaltiger Biomasse (z. B. Getreide, Zuckerrüben, Zuckerrohr) gewonnen und ist derzeit der mit Abstand vorherrschende Biokraftstoff weltweit. Des Weiteren wird Ethyl-Tertiär-Butyl-Ether (ETBE) als Bioethanol-basierte Kraftstoffkomponente hergestellt und als Additiv im Ottokraftstoff verwendet.

Tabelle 5: Steckbrief konventionelles Bioethanol

Rohstoff	Zuckerhaltige Pflanzen (z. B. Zuckerrübe, Zuckerrohr), stärkehaltige Pflanzen (z. B. Mais, Weizen, Roggen)
Hauptschritte der Biokraftstoffproduktion	Vorbehandlung, Zuckerextraktion oder Hydrolyse/ Verzuckerung, C6-Fermentation, Destillation, Absolutierung
Koppelprodukte	In Abhängigkeit von Prozessführung ein oder mehrere von: Bagasse/Vinasse, Futtermittel (DDGS, evtl. Gluten), Düngemittel (Schlempe), Biogas
Stand der Technik	Weltweit kommerziell verfügbar
Forschungs- und Entwicklungsbedarf	Prozessoptimierung bestehender Verfahren, insbes. im Hinblick auf Prozessintegration sowie energetische Optimierung, Aufwertung von Koppelprodukten und Schlempeverwertung (z.B. Recycling, Biogas, Nährstoffrückgewinnung)
Typische Produktionskapazitäten je Anlage	40.000 bis 480.000 t/a bzw. 1.080.000 bis 12.960.000 GJ/a
Kraftstoffspezifikation	DIN EN 51625: Ethanolkraftstoff – Anforderungen und Prüfverfahren DIN EN 15376: Ethanol zur Verwendung als Blendkomponente in Ottokraftstoff DIN EN 228: Unverbleite Ottokraftstoffe
Kompatibilität Infrastruktur	Einsatz in Ottomotoren als E85, bis mindestens E10 weitgehend kompatibel mit bestehender Infrastruktur, bei Ethanol Konzentrationen größer 20 % motorische Anpassungen notwendig. Derzeit Verwendung v.a. im Individualverkehr, andere Sektoren bislang wenig relevant.

Für die Ethanolerzeugung aus Lignocellulose ist eine Vielzahl unterschiedlicher Verfahren in der Entwicklung. Ein Pfad ist dabei die Umsetzung der Rohstoffe über die bio-chemische Fermentation, wobei der Einsatz von Lignocellulose im Vergleich zur Umsetzung von stärke- und zuckerhaltigen Rohstoffen deutlich aufwendiger ist. Während die mittels Hydrolyse gewonnenen Einfachzucker (sog. C5 und C6) aus Cellulose und Hemicellulose prinzipiell bio-chemisch in einer alkoholischen Gärung mit Hefe zu Rohethanol umsetzbar sind, kann Lignin nur thermo-chemisch (z. B. mittels Vergasung) umgesetzt werden. Gegenstand bisheriger Forschungsprojekte ist neben Entwicklungen zu einem geeigneten Aufschluss der Lignocellulose (sog. Hydrolyse) ebenso die Umsetzung von bislang kaum fermentierbaren C5-Zuckern durch geeignete Hefen. Erste Demonstrationsanlagen stehen z. B. in Dänemark, Spanien und Schweden.

Tabelle 6: Steckbrief Bioethanol auf Lignocellulose-Basis

Rohstoff	Lignocellulosehaltige Biomasse (z. B. Stroh, Bagasse, Holz)
Hauptschritte der Biokraftstoffproduktion	Rohstoffaufschluss (thermisch, evtl. Einsatz von Säuren), Verzuckerung mit Enzymen, Vergärung mittels Hefen, Destillation, Schlempeverwertung (z. B. Brennmaterial, Düngemittel, Futtermittel, Biogas)
Koppelprodukte	Ligninhaltige Koppelprodukte, Pentosen, Schlempe
Stand der Technik	Mehrere vollintegrierte Demonstrationsanlagen weltweit betrieben und gebaut (v. a. USA, EU). Kommerzielle Anlagen in Planung
Forschungs- und Entwicklungsbedarf	Upscaling von Rohstoffaufschluss, Weiterentwicklung der Nutzung von Pentosen und Lignin sowie Enzymen und damit Effizienzsteigerung
Typische Produktionskapazitäten je Anlage	z. Z. 500 bis 4.500 t/a bzw. 13.350 bis 120.150 GJ/a
Kraftstoffspezifikation und Kompatibilität Infrastruktur	Analog konventionelles Bioethanol



Biomethan

Biomethan ist Methan, das in technischen Prozessen aus biogenen Rohstoffen erzeugt wird. Biomethan kann durch bio-chemische (über Biogas) oder thermo-chemische Umwandlung (über Bio-SNG) generiert werden. Es wird durch entsprechende Aufbereitung in der Gaszusammensetzung und insbesondere dem Methangehalt an Erdgasqualität angepasst.

Biogas kann aus einer großen Palette organischer Substanzen hergestellt werden. Neben den typischen landwirtschaftlichen Ressourcen (tierische Exkremente und nachwachsende Rohstoffe) bieten auch Reststoffe aus Landwirtschaft, Industrie und Gewerbe ein breites Spektrum an einsetzbaren Substraten. Die zur Produktion von Biogas notwendigen Anlagen sind verfügbar und Stand der Technik, allerdings wird das derzeit gewonnene Biogas in der Regel direkt an der Anlage zur Gewinnung von Strom und Wärme eingesetzt. Um Biogas in das Erdgasnetz einspeisen bzw. als Treibstoff im Verkehrsbereich nutzen zu können, muss eine Anpassung der Brennstoff- bzw. Kraftstoffqualität an die von Erdgas erfolgen (DIN 51624). In erster Linie müssen Kohlendioxid und Schwefelwasserstoff entfernt und der Methangehalt somit erhöht werden. Zusätzlich ist das Gas zu trocknen. Für die unterschiedlichen Aufbereitungsschritte des Biogases stehen verschiedene Verfahren zur Verfügung. Technologien zur Nutzung von Erdgas sind erprobt und deren Verbreitung im stationären und mobilen Bereich wird momentan stark forciert.

Tabelle 7: Steckbrief Biomethan über Biogas

Rohstoff	Tierische Exkremente, zucker- und stärkehaltige Pflanzen(-bestandteile), Abfälle aus der Lebensmittelbe- und -verarbeitenden Industrie; kommunale Abfälle
Hauptschritte der Biokraftstoffproduktion	Silierung (bei Energiepflanzen), Hydrolyse (optional), Fermentation, Schwefelrohabtrennung, Rohgastrocknung, Schwefelfeinabtrennung, CO ₂ -Abtrennung, Trocknung, Gaskonditionierung (Zugabe von Propan, Butan), Verdichtung
Koppelprodukte	Gärrest, Strom bei Wärmebereitstellung über KWK
Stand der Technik	Kommerziell (Europa)
Forschungs- und Entwicklungsbedarf	Lignocellulosebiomasse als Cosubstrat, Erhöhung Faulraumbelastung und Verkürzung Verweilzeit, allg. Prozessoptimierung und Gaskonditionierung
Typische Produktionskapazitäten je Anlage	2 bis 24 Mio. m ³ /a bzw. 57.600 bis 864.000 GJ/a
Kraftstoffspezifikation	DIN 51624 – Kraftstoffnorm für Erdgas CEN/TC 408 – Vorbereitung der Norm für die Nutzung von Biomethan als Kraftstoff
Kompatibilität Infrastruktur	Einspeisung und Distribution über vorhandene Erdgasinfrastruktur, Verwendung als Reinkraftstoff oder Beimischung im Erdgas

Eine weitere Option zur Bereitstellung von Biomethan ist der thermo-chemische Konversionspfad. Für die thermo-chemische Herstellung von Bio-SNG (Synthetic Natural Gas) aus Lignocellulose wurde 2008 erstmalig eine Demonstrationsanlage in Güssing/Österreich in Betrieb genommen. Weitere Anlagen für den kommerziellen Betrieb befinden sich in der Planung bzw. im Bau (z. B. in Schweden).

Der Herstellungsprozess von Bio-SNG kann in folgende Prozessschritte untergliedert werden: Biomassevorbehandlung, Vergasung, Gasreinigung, Synthese und Roh-SNG-Aufbereitung.

Die Biomassevorbehandlung umfasst im Wesentlichen die Trocknung und Größenkonditionierung der Biomasse, um den Anforderungen der Vergasung gerecht zu werden. Nach der Vorbehandlung wird die Biomasse im Vergasungsreaktor unter Anwesenheit eines Vergasungsmittels (z. B. Sauerstoff, Wasserdampf) in Rohgas mit den Hauptkomponenten Kohlenstoffdioxid, Kohlenstoffmonoxid, Wasser, Wasserstoff und – in Abhängigkeit von den Vergasungsbedingungen – Methan umgewandelt. Um eine Beschädigung der in der nachfolgenden Synthese (Methanisierung) verwendeten Katalysatoren und anderer Anlagenkomponenten zu verhindern, muss das Rohgas von Verunreinigungen wie Partikeln, Teeren, Schwefelverbindungen, Stickstoffverbindungen, Alkalien und Halogenverbindungen gereinigt werden. Im nachfolgenden Prozessschritt – der Methanisierung – werden Kohlenstoffmonoxid und Wasserstoff aus dem gereinigten Rohgas katalysatorgestützt zu Methan und Wasser umgesetzt. Schließlich wird das Roh-SNG getrocknet, von Kohlenstoffdioxid und weiteren Gasbestandteilen (z. B. Wasserstoff) befreit und an die Spezifikationen des Gasnetzes angepasst. [4]

Tabelle 8: Steckbrief Bio-SNG

Rohstoff	Lignocellulosehaltige Biomasse (v.a. Holz)
Hauptschritte der Biokraftstoffproduktion	Biomassevorbehandlung, Vergasung, Gasreinigung/ Gasaufbereitung, Synthese (Methanisierung), Roh-SNG-Aufbereitung (z.B. CO ₂ -Entfernung und Gastrocknung)
Koppelprodukte	Strom und Wärme
Stand der Technik	Demonstrationsanlage (Österreich), Planung kommerzieller Anlagen in Schweden, Niederlande
Forschungs- und Entwicklungsbedarf	Upscaling von existierenden Anlagenkonzepten, Gasreinigung, Erweiterung Rohstoffbasis (z.B. Stroh)
Typische Produktionskapazitäten je Anlage	11 bis 156 Mio. m ³ /a bzw. 412.200 bis 5.616.000 GJ/a 12 – 120 Tsd. m ³ _N /a
Kraftstoffspezifikation und Kompatibilität Infrastruktur	Analog Biomethan über Biogas



Fischer-Tropsch-Diesel

Unter sog. Biomass-to-Liquid-Kraftstoffen (BTL) werden im wesentlichen Fischer-Tropsch-Diesel (benannt nach dem Syntheseverfahren, entwickelt von den Chemikern Fischer und Tropsch im Jahr 1923), Dimethylether (DME) und Methanol subsummiert, deren Herstellung folgende Hauptschritte beinhaltet:

- Thermo-chemische Vergasung von zuvor konditionierter Lignocellulose (z. B. auch über Pyrolyse),
- Gasreinigung und -konditionierung,
- Katalytische Synthese und
- Produktaufbereitung.

Die Aufbereitung der Biomasse beinhaltet deren Vorbereitung und Anpassung an die Besonderheiten des jeweiligen Vergasungsverfahrens. Dabei kommen mechanische und thermische sowie ggf. thermo-chemische Verfahren zur Anwendung.

Die anschließende Vergasung ist ein thermo-chemischer Prozess, bei dem die Biomasse in hochkalorisches Gas umgewandelt wird. Dies geschieht bei hohen Temperaturen, wobei ein sauerstoffhaltiges Vergasungsmittel zugeführt wird.

Es entsteht ein Produktgas, das hauptsächlich aus CO , CO_2 , H_2 , CH_4 sowie H_2O besteht. Die Gaszusammensetzung ist abhängig von der Art der Vergasung, dem Vergasungsmittel und den Reaktionsbedingungen, also von Temperatur und Druck. Nach der Gasreinigung (Entfernung von Schadkomponenten) und der anschließenden Gaskonditionierung (Anpassung der Gaszusammensetzung an die Anforderungen des Syntheseprozesses), erfolgt die Fischer-Tropsch-Synthese. Bei diesem Polymerisationsprozess wird das Synthesegas zu kettenförmigen Kohlenwasserstoffen umgesetzt. [2]

Die Syntheseprodukte werden nach einzelnen Fraktionen getrennt und in gebrauchsfertige Benzin- und Dieselmotorkraftstoffe umgewandelt. Wenngleich basierend auf Coal-to-Liquid (CTL)- und Gas-to-Liquid (GTL)-Technologien Komponenten für die Kraftstoffsynthese und Konditionierung prinzipiell kommerziell zur Verfügung stehen, besteht noch erheblicher Forschungs- und Entwicklungs- sowie Demonstrationsbedarf, bevor mit großtechnischen Anlagen für die Umsetzung von Biomasse gerechnet werden kann.

Tabelle 9: Steckbrief FT-Diesel

Rohstoff	Holz (Industrierestholz, Altholz, KUP); Halmgut (z.B. Stroh, Triticaleganzpflanzen, Miscanthus); Schwarzlaug auf Holzbasis
Hauptschritte der Biokraftstoffproduktion	Mechanische Behandlung (z.B. Mahlen, Zerkleinerung), Thermische Vorbehandlung (z.B. Pyrolyse, Trocknung, Verschwelung), Vergasung, Gasreinigung und -aufbereitung (z.B. Wäscher, Filter, Adsorption, Reformierung, Shift-Reaktion), Fischer-Tropsch-Synthese, Produktkonditionierung (z.B. Hydrocracken, Destillation, Isomerisierung, Additivierung)
Koppelprodukte	Wachse, Naphtha, Strom und Wärme
Stand der Technik	Kommerzieller Betrieb auf Basis von Kohle, Pilotanlagen in Betrieb, Demonstrationsanlagen im Bau bzw. Planung (v.a. EU, USA)
Forschungs- und Entwicklungsbedarf	Ausbeutesteigerung des FT-Prozesses (z.B. Katalysatorforschung), Abstimmung der einzelnen Prozessschritte des komplexen Gesamtprozesses aufeinander (z.B. Heißgasreinigung), Diversifizierung des Biomasseinputs
Typische Produktionskapazitäten je Anlage	z. Z. 600 bis 3.500 t/a (26.400 – 154.000 GJ/a) Angestrebt: 30.000 bis 200.000 t/a bzw. 1.320.000 – 8.500.000 GJ/a
Kraftstoffspezifikation	EN 590 (Diesel), EN 228 (Benzin) ASTM D7566 (50% FT fuel in Jet-A1)
Kompatibilität Infrastruktur	Nutzung in vorhandenen Infrastrukturen und Motoren möglich



Biokraftstoffe auf Basis innovativer Rohstoffe

Die Nutzung fruchtbarer Flächen für die Bereitstellung von Agrarrohstoffen für die Biokraftstoffproduktion hat Diskussionen zur Folge, da infolge von Landnutzungsänderungen Konkurrenzen zur Nahrungs- und Futtermittelproduktion auftreten können. Um diesen Auswirkungen der weltweit verstärkten Biokraftstoffnutzung entgegen zu wirken, werden alternative Wege der Biomassebereitstellung untersucht.

Algen

Ein vielversprechender Ansatz ist die Nutzung von aquatischer Biomasse in Form von Algen. Die Wachstumsrate von Algen ist bis zu 10-mal höher als die auf dem Land wachsender Pflanzen [5]. Einige Algenarten enthalten bis zu 55 % Lipide. Diese bestehen bei vielen Algenarten zu einem Teil aus Triglyceriden und weisen damit ähnliche Eigenschaften wie Pflanzenöle auf. Die in den Algen enthaltenen Öle können mit bereits etablierter und weltweit verfügbarer Technologie zu Biodiesel verarbeitet werden. Bio-chemische oder thermo-chemische Konversionsrouten zur Biokraftstoffgewinnung sind ebenso möglich [6]. Forschungsbedarf besteht sowohl bei der eigentlichen Produktion von Algen, bisher ist es nicht gelungen Algen effizient und kostengünstig in relevanten Mengen für den Biokraftstoffmarkt zu produzieren, als auch bei der Ernte bzw. Extraktion der Algen aus dem Algenmedium respektive der relevanten Stoffe (z. B. Öl) aus den Algen. Sowohl international als auch in Deutschland werden derzeit in vielen Forschungsprojekten die Produktion von Algen und die stoffliche als auch energetische Nutzung weiterentwickelt.

Aufgrund der aktuell niedrigen Produktionskapazitäten von ca. 5.000 Tonnen (TM) Algen weltweit [7] und damit einhergehenden hohen Biomassepreisen von 15 bis über 500 €/kg ist ein Durchbruch bei der Nutzung von Algen als Energieträger erst langfristig zu erwarten.



Foto: TLL, Florian Gerlach

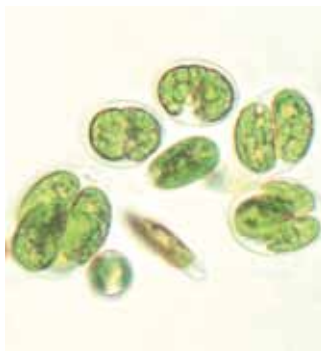


Foto: DBFZ, Sascha Förster



Foto: DBFZ, Andreas Clements

Biokraftstoffe auf Basis innovativer Technologien

Neben den schon aufgeführten thermo-chemischen Verfahren gibt es noch die Verfahrensgruppe der hydrothermalen Biomasseaufbereitung. Abhängig von Reaktionstemperatur und verwendeter Art des Katalysators ist ein festes, flüssiges oder gasförmiges Produkt erzielbar. Vorteil der Verfahrensgruppe allgemein ist die Tatsache, dass Wasser das Reaktionsmedium ist. Dies ermöglicht den Einsatz von feuchter Biomasse ohne eine vorherige Trocknung. Der Einsatz von bisher nicht genutzten Biomassen wie z.B. Grünschnitt, Makroalgen etc. wird damit ermöglicht.

Die hydrothermale Karbonisierung (HTC) führt zu einem meist Braunkohle ähnlichem Produkt und kann über einen BtL-Pprozess zu Kraftstoffen synthetisiert werden. Die Karbonisierung findet bei Temperaturen bis 220 °C und Drücken bis 10 MPa statt [8]. Im Vergleich dazu erfolgt die hydrothermale Verflüssigung (HTL) bei Temperaturen bis 370 °C und 25 MPa [9], also noch unterhalb des kritischen Punktes von Wasser. Als Produkt entstehen flüssige Kohlenwasserstoffe, welche durch eine weiterführende Aufbereitung, wie z.B. eine Hydrierung, zu kraftstoffartigen Flüssigkeiten veredelt werden können. Daneben besteht noch die Möglichkeit der hydrothermalen Vergasung, welche sowohl katalytisch im unterkritischen Bereich als auch nicht katalytisch im überkritischen Bereich, bei bis zu 700 °C erfolgen kann [10]. Das Produkt ist ein Synthesegas, hauptsächlich bestehend aus Wasserstoff und Kohlenstoffmonoxid. Dieses Synthesegas wäre damit wiederum für den Einsatz in einem Kraftstoffsyntheseprozess (z. B. Fischer-Tropsch-Verfahren) geeignet.

Im Vergleich zu den in den vorigen Kapiteln aufgeführten thermo-chemischen Verfahren ist der Entwicklungsstand vor allem der Verflüssigung und der Vergasung noch nicht weit fortgeschritten.



Foto: DBFZ

Politische Rahmenbedingungen

Im Folgenden sind wesentliche politische Ziele der vergangenen Jahre, deren Modifizierungen und daraus resultierende rechtliche Festlegungen auf internationaler, europäischer und nationaler Ebene zusammenfassend dargestellt.

Biokraftstoffquoten weltweit

Die globale Energienachfrage des Transportsektors und damit insbesondere die Nachfrage nach Kraftstoffen haben in den letzten Jahrzehnten deutlich zugenommen und werden auch zukünftig weiter stark ansteigen. Wenn auch aus teils unterschiedlicher primärer Motivation (u. a. Versorgungssicherheit, Stützung der heimischen Landwirtschaft, Klimaschutz und Reduzierung anthropogener Treibhausgase) haben viele Nationen obligatorische Ziele zur Erhöhung des Biokraftstoffanteils im Transportsektor festgelegt. Damit soll zumindest ein Teil des in den kommenden Jahren zu erwartenden Mehrenergieverbrauchs gedeckt werden.

In der Übersicht (Abbildung 2) sind die Biokraftstoffziele ausgewählter Länder dargestellt, dabei steht E5 beispielsweise für eine Beimischung von 5 % (volumetrisch) Ethanol zum Ottokraftstoff bzw. B7 für eine Beimischung von 7 % (volumetrisch) Biodiesel zum fossilen Diesellochstoff. Viele dieser Länder, wie z.B. Brasilien und Argentinien, verfügen bereits über eine signifikante Biokraftstoffproduktion.

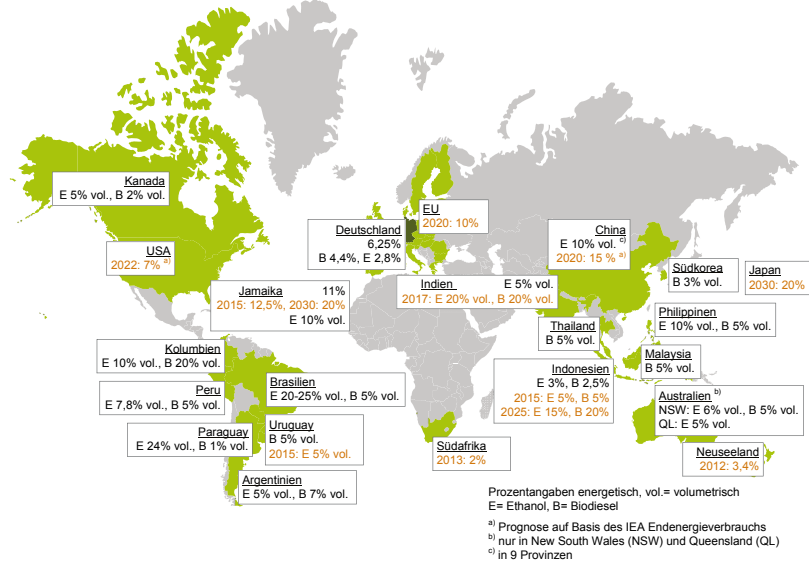


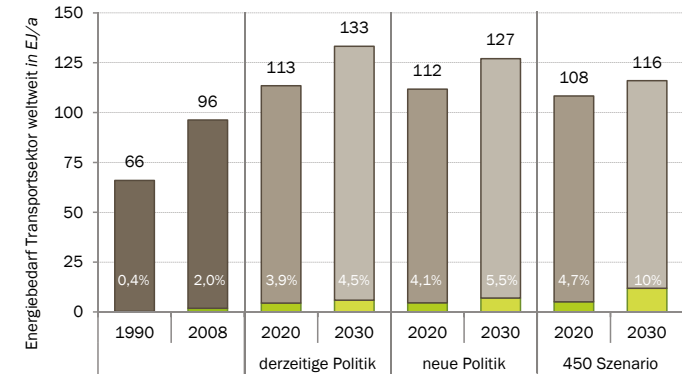
Abbildung 2: Ausgewählte Biokraftstoffquoten/ -anteile weltweit 2011 (DBFZ auf Basis von u. a. Regierungsdokumenten, [11])



Foto: Pixelio

Die globale Biokraftstoffproduktion wuchs von 16 Milliarden Litern im Jahr 2000 auf über 100 Milliarden Liter in 2010. Damit werden etwa 3 % des globalen Energiebedarfs im Straßenverkehr abgedeckt. Bereits 2008 erreichte Brasilien beispielsweise einen Anteil von etwa 21 %, die USA etwa 4 % und die EU etwa 3 % Biokraftstoffen im Straßenverkehr. [11]

Wie in Abbildung 3 dargestellt, kann bei Fortsetzung der derzeitigen Politik mit einer gleich bleibenden Steigerung des Energiebedarfs im Verkehrssektor gerechnet werden. Dieser würde sich von 1990 bis 2030 verdoppeln und ein Niveau von 133 EJ mit einem Biokraftstoffanteil von 4,5 % (energetisch) erreichen. In Abhängigkeit von veränderten politischen Rahmenbedingungen kann diese Steigerung auch weniger steil verlaufen und u.U. kann in 2030 ein Energiebedarf von 116 EJ weltweit mit einem Biokraftstoffanteil von 10 % (energetisch) im Verkehrssektor erreicht werden. [12]



^{a)} Szenario und Annahmen entsprechend IEA
^{b)} Temperaturanstieg limitiert bei 2 °C, THG-Konzentr. in der Atmosphäre limitiert bei 450 ppm CO₂-Äq.

Abbildung 3: Entwicklung des weltweiten Energiebedarfs im Transportsektor bis 2030 und des Anteils an Biokraftstoffen (DBFZ auf Basis von [12])

Ziele und Vorgaben auf EU-Ebene

Richtlinie zur Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen oder anderen erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehrssektor (2003)

In dem „Vorschlag für eine Richtlinie zur Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen“ (KOM (2001) 547) wurde eine Mindestquote von 2 % Biokraftstoffanteil empfohlen. Dies sollte einen stabilen Markt für die Produzenten schaffen. Da bei diesem Anteil nicht von einer signifikanten Verringerung der THG-Emissionen im Verkehrsbereich ausgegangen wurde, sollte der Anteil auf über 5 % erhöht und ein Beimischungszwang eingeführt werden. Ausgehend davon trat am 08.05.2003 die Richtlinie 2003/30/EG, zur Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen oder anderen erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehrssektor, in Kraft. Darin wurden die europäischen Mitgliedsstaaten aufgefordert 2005 2 % der benötigten Kraftstoffe im Verkehrssektor mit Biokraftstoffen zu decken. Bis 2010 sollte dieser Anteil auf 5,75 % erhöht werden [13].

Richtlinie zur Restrukturierung der gemeinschaftlichen Rahmenvorschriften zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischen Strom (2003)

Um die Nutzung von Biokraftstoffen auszuweiten wurde mit der Richtlinie 2003/96/EG vom 27.10.2003 den Mitgliedstaaten der EU erlaubt Steuerbefreiungen und -ermäßigungen zugunsten von Biokraftstoffen zu erlassen. Dadurch sollte die Nutzung von Biokraftstoffen gefördert und Rechtssicherheit für die Erzeuger geschaffen werden. Die steuerlichen Vergünstigungen sollten sich entsprechend der Entwicklung der Rohstoffpreise anpassen [14].

Aktionsplan für Biomasse (2005)

Wie im Aktionsplan Biomasse KOM (2005) 628 festgestellt, wird der Anteil von 2 % Biokraftstoff am Verbrauch im Verkehrssektor im Jahr 2005 vermutlich nicht erreicht, da das Umsetzen der weniger ambitionierten Ziele der Einzelstaaten lediglich einen gesamteuropäischen Biokraftstoffanteil von ca. 1,4 % zur Folge hätte. Die Einhaltung von Mindestnormen für die nachhaltige Erzeugung von Biokraftstoffen wurde ebenfalls empfohlen. Außerdem wurde festgestellt, dass Biokraftstoffe den höchsten Nutzen in Bezug auf Versorgungssicherheit haben [15].

EU-Strategie für Biokraftstoffe (2006)

In Ergänzung der Ziele des 2005 verabschiedeten Aktionsplans für Biomasse wurden in der Mitteilung der Kommission KOM (2006) 34 die Biokraftstoffziele konkreter gefasst. Biokraftstoffe sollen in der EU und in Entwicklungsländern stärker gefördert werden. Weiterhin soll die Wettbewerbsfähigkeit durch optimierten Rohstoffanbau, Forschung zu Biokraftstoffen der „zweiten Generation“, Förderung von Demonstrationsprojekten und Beseitigung von nichttechnischen Hindernissen erhöht werden [16].

Fahrplan für Erneuerbare Energien (2007)

Im Fahrplan für Erneuerbare Energien „Erneuerbare Energien im 21. Jahrhundert: Größere Nachhaltigkeit in der Zukunft“ wurde festgestellt, dass die Ausbauziele der Erneuerbaren

Energien von den Mitgliedstaaten nur unzureichend erfüllt werden. Statt des angestrebten Biokraftstoffanteils von 2 % in 2005 wurde nur ein Anteil von 1 % erreicht. Für 2020 wurde unter der Annahme der Verfügbarkeit von nachhaltig erzeugten Rohstoffen das Ziel festgelegt 10 % des Gesamtverbrauchs von Benzin und Diesel im Verkehrssektor mit Biokraftstoffen zu ersetzen [17].

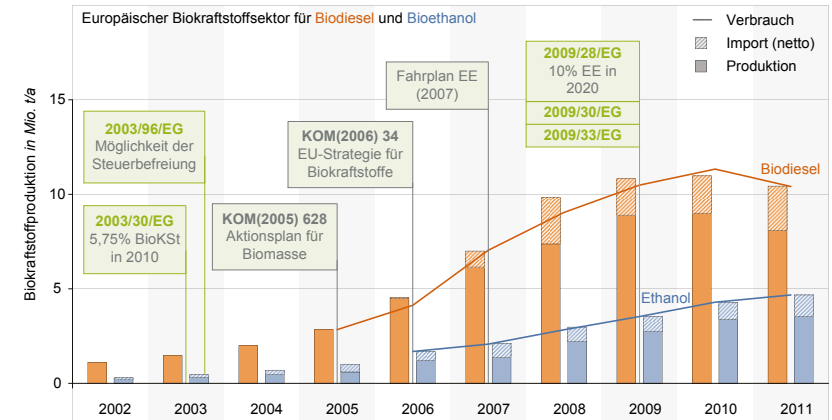


Abbildung 4: Europäischer Biokraftstoffsektor (Kraftstoffmengen auf Basis von [18])

Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen 2009/28/EG

Die Richtlinie 2003/30/EG wurde im April 2009 durch die Richtlinie 2009/28/EG ersetzt. In der derzeit gültigen Richtlinie 2009/28/EG ist das gemeinsame Ziel der EU von 10 % Erneuerbaren Energien im Verkehrssektor im Jahr 2020 definiert. Biokraftstoffe müssen, um auf die zu erreichende Biokraftstoffquote anrechenbar zu sein, verschiedene Kriterien der Nachhaltigkeit erfüllen. Die entsprechenden Kriterien sind ebenfalls in der Richtlinie 2009/28/EG enthalten (Tabelle 10).

Biokraftstoffe müssen demnach ein THG-Minderungspotenzial von mindestens 35 % gegenüber fossilen Kraftstoffen aufweisen. Diese erforderliche Mindesteinsparung an THG-Emissionen gegenüber der fossilen Referenz erhöht sich auf 50 % ab 2017 bzw. 60 % ab 2018 für Neuanlagen. Rohstoffe für die Biokraftstoffproduktion dürfen nicht auf Flächen angebaut werden, die bis 2008 den Status von Feuchtgebieten/Sumpfland, Wald oder Dauergrünland hatten. Um die THG-Bilanz zu erstellen, enthält die Richtlinie Standardwerte für die typischen Treibhausgasemissionen in g CO₂-Äq./MJ für die verschiedenen Biokraftstoffoptionen. Die Systemgrenze umfasst die gesamte Kette vom Anbau bis zur Nutzung der Kraftstoffe. Zudem soll die Europäische Kommission eine konkrete Methodologie entwickeln, um die Treibhausgasemissionen durch indirekte Landnutzungsänderungen zu begrenzen [19].

Tabelle 10: Kriterien für die Biokraftstoffbereitstellung nach 2009/28/EG

Nachhaltige Landwirtschaft	Schutz von Lebensräumen	THG-Minderungspotenzial
<ul style="list-style-type: none"> ■ Kriterien zur Einhaltung der guten fachlichen Praxis (z. B. Cross Compliance) ■ Keine Verschlechterung von Artenvielfalt und Lebensräumen, Bodenfunktion und Bodenfruchtbarkeit, Gewässerqualität und Wasserangebot ■ Umweltgerechter Einsatz von Düngemitteln und Pflanzenschutzmitteln ■ Keine wesentliche Zunahme von versauernden oder toxischen Stoffen 	<p>Kein Rohstoffanbau auf Flächen, die bis zum Januar 2008 folgenden Status innehatten:</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ hoher Kohlenstoffbestand: <ul style="list-style-type: none"> - Feuchtgebiete - kontinuierlich bewaldete Gebiete ■ hohe Biodiversität: <ul style="list-style-type: none"> - Primärwald - Naturschutzflächen - Grünland - Torfmoor 	<p>35 % ab Inkrafttreten bzw. 50 % ab 2017 bzw. 60 % ab 2018 für Neuinstallationen mit Inbetriebnahme nach 2016 im Vergleich zum fossilen Referenzkraftstoff (Diesel oder Ottokraftstoff) mit 83,8 g CO₂-Äq./MJ</p>

Richtlinie zur Kraftstoffqualität 2009/30/EG

Die Richtlinie 2009/30/EG ändert die Richtlinie 98/70/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 1998 über die Qualität von Otto- und Dieselmotorkraftstoffen und regelt u.a. Spezifikationen für Otto-, Diesel- und Gasölkraftstoffe. Mit der Richtlinie 2009/30/EG sollen die Lebenszyklustreibhausgasemissionen von Kraftstoffen kontrolliert und verringert werden. Zu diesem Zweck wird ein System eingeführt, das die Kraftstoffanbieter dazu verpflichtet, die Treibhausgasemissionen für die von ihnen gelieferten Kraftstoffe mitzuteilen und diese Emissionen ab 2011 zu senken [20].



Foto: Pixello

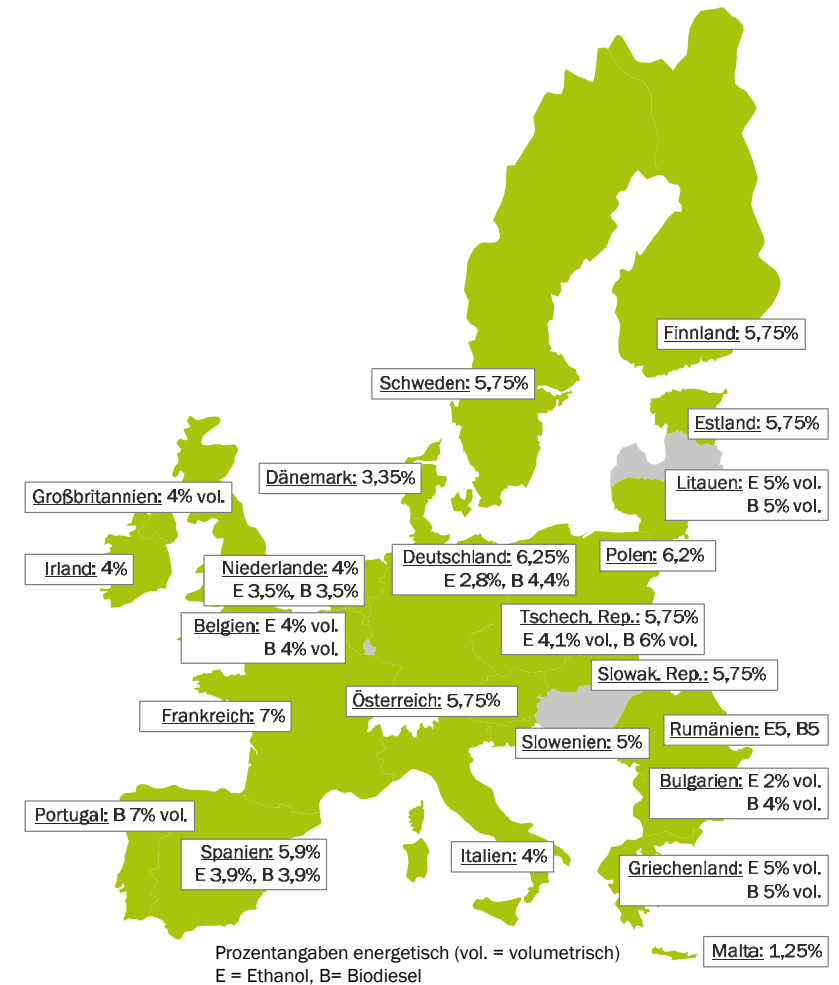


Abbildung 5: Nationale Biokraftstoffquoten/ -anteile in Europa 2011 (DBFZ auf Basis [18])

Innerhalb der EU sollte eine Biokraftstoffquote von 5,75 % bis 2010 erreicht werden. Dieser Anteil kann sowohl über die Verwendung von reinen Biokraftstoffen als auch über deren Beimischung zu fossilen Otto- und Dieselmotorkraftstoffen erreicht werden. Einige der Mitgliedsländer über- oder unterschreiten diese Vorgabe (Abbildung 5). Durch Einführung der Quoten ist der Biokraftstoffverbrauch angestiegen. Lettland und Ungarn haben bisher keine verbindliche Biokraftstoffquote.

Vorgaben der deutschen Bundesregierung

Biokraftstoffquotengesetz (2006)

Zur Umsetzung der EU-Richtlinie 2003/30/EG zur Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen oder anderen erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehrssektor und der EU-Richtlinie 2003/96/EG zur Restrukturierung der gemeinschaftlichen Rahmenvorschriften zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom wurde 2006 das Gesetz zur Einführung einer Biokraftstoffquote durch Änderung des Bundesimmissionschutzgesetzes (BImSchG) und zur Änderung energie- und stromsteuerrechtlicher Vorschriften (Biokraftstoffquotengesetz – BioKraftQuG) erlassen. Dadurch wurden im Bundesimmissionschutzgesetz steigende Mindestanteile von Biokraftstoffen in Benzin und Diesel vorgeschrieben. Zusätzlich zu den Mindestquoten für die Beimischung wurde eine Gesamtquote für Biokraftstoffe festgelegt, die bis 2015 auf 8 % steigen sollte. Außerdem wurde durch das BioKraftQuG § 50 im Energiesteuer-Gesetz (EnergieStG) die Steuerentlastung für Biokraftstoffe neu geregelt. Für Biodiesel und reines Pflanzenöl wurden bis 2012 jährlich sinkende Steuerentlastungen festgelegt.

Integriertes Energie- und Klimaprogramm

Der weitere Ausbau der Nutzung von erneuerbaren Energien in Form von Biokraftstoffen wurde durch das integrierte Energie und Klimaprogramm (IEKP) 2007 bestätigt. Um zum Erreichen der klimapolitischen Ziele beizutragen soll ab 2015 die Nutzung von Biokraftstoffen stärker auf die THG-Minderungspotenziale ausgerichtet werden. Außerdem sollten in einer entsprechenden Verordnung Regelungen für eine nachhaltige Erzeugung von Biomasse geschaffen werden.

Nationaler Biomasseaktionsplan für Deutschland (2009)

Im Nationalen Biomasseaktionsplan für Deutschland (2009) wurde festgelegt die Förderung von Biokraftstoffen von einer energetischen Quote auf ihren Netto-Beitrag zum Klimaschutz umzustellen. Bis 2020 soll der Biokraftstoffanteil am Gesamtkraftstoffverbrauch eine Netto-THG-Minderung von 7 % erreichen [15]. Um subventionierte Importe zu unterbinden, sollen Biokraftstoffe, die bereits im Ausland gefördert wurden und für die keine Ausgleichs- oder Antidumpingzölle erhoben wurden, künftig von den Quoten und Steuervergünstigungen ausgenommen werden. Gleichzeitig sollen international anerkannte Mindeststandards für die Qualität von Biokraftstoffen geschaffen werden. Um die EU-Kraftstoffrichtlinie umzusetzen, müssen auch in Deutschland zukünftig Ottokraftstoffe mit einer Beimischung von 10 % Ethanol zugelassen werden. Die Forschung auf dem Gebiet von Biokraftstoffen der zukünftigen Generation



soll ausgebaut werden. Biokraftstoffe sollen zukünftig nur noch gefördert werden, wenn ihre Treibhausgasemission gegenüber fossilen Kraftstoffen (i) für Neuanlagen mindestens 35 % (gilt für Bestandsanlagen, die bis zum Januar 2008 in Betrieb waren erst ab April 2013), (ii) mindestens 50 % ab 2017, sowie (iii) mindestens 60 % für Anlagen, die ab 2015 in Betrieb gehen, beträgt [15]. Anstelle des energetischen Anteils sollen Biokraftstoffe ab 2015 entsprechend ihrer THG-Minderung auf die Biokraftstoffquote angerechnet werden. Außerdem soll der Einsatz von Biomethan als Kraftstoff gefördert werden und zukünftig auf die Quote anrechenbar sein, ebenso wie hydrierte Pflanzenöle (auf 3 Vol.-% begrenzt) [21].

Energiesteuergesetz (EnergieStG, 2006)

Im § 50 des Energiesteuergesetzes werden die Steuerentlastungen für Biokraftstoffe (Pflanzenöl und Biodiesel) festgelegt, die seit 2007 gestaffelt angehoben werden. Weiterhin sind besonders förderungswürdige Biokraftstoffe definiert, die von der Energiesteuer befreit sind: „synthetische Kohlenwasserstoffe oder synthetische Kohlenwasserstoffgemische, die durch thermo-chemische Umwandlung von Biomasse gewonnen werden“ (Fischer-Tropsch-Diesel), „Alkohole, die durch biotechnologische Verfahren zum Aufschluss von Zellulose gewonnen werden“ sowie „Energieerzeugnisse, die einen Bioethanolanteil von mindestens 70 Volumenprozent enthalten“. Kraftstoffgemische die einen geringeren Bioethanolanteil enthalten werden voll besteuert [22].

Gesetz zur Änderung der Förderung von Biokraftstoffen (2009)

Durch das Gesetz zur Änderung der Förderung von Biokraftstoffen vom 15. Juli 2009 wurde die Quote für Biokraftstoffe verringert. Für das Jahr 2009 war demnach eine energiebezogene Gesamtquote von 5,25 % zu erfüllen. Von 2010 bis 2014 ist die Biokraftstoffquote auf 6,25 % festgelegt. Die Mindestquote für den Anteil Biokraftstoffe an Ottokraftstoffen liegt statt wie bisher bei 3,6 % nun bei 2,8 %. Die Mindestquote Biodiesel bleibt konstant bei 4,4 %. Zudem ist es zukünftig möglich die Quote für als Kraftstoff genutztes Erdgas mit Biomethan zu erfüllen.

Ab 2015 muss durch die Beimischung von Biokraftstoffen zu Otto- und Dieselmotorkraftstoff eine THG-Minderung für den Kraftstoffsektor um 3 % erreicht werden. Diese THG-Minderung soll ab 2017 4,5 % und 2020 7 % betragen [23].

Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung von Biokraftstoffen (Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung – Biokraft-NachV, 2009)

Um die Vorgaben der EU-Richtlinien 2009/30/EG und 2009/28/EG zu erfüllen, ist seit dem 30.09.2009 eine entsprechende Nachhaltigkeitsverordnung auf nationaler Ebene in Kraft. Biokraftstoffe, die auf die Biokraftstoffquote angerechnet werden, müssen die in der Verordnung enthaltenen Kriterien (Tabelle 10) erfüllen. Die Berechnung der THG-Emission erfolgt nach der in der Verordnung festgelegten Methodik. Der Nachweis über die Einhaltung dieser Anforderungen erfolgt über dafür installierte Zertifizierungssysteme [24]. Seit Januar 2011 müssen alle in Deutschland auf die Quote angerechneten Biokraftstoffe entsprechend den Anforderungen der Biokraft-NachV zertifiziert sein. Der Nachweis über die Erfüllung der Anforderungen erfolgt über Zertifizierungssysteme, welche auf nationaler Ebene durch die Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) bzw. auf europäischer Ebene durch die Europäische Kommission zugelassen sein müssen.

Produktion und Handel von Biokraftstoffen

Der weltweite Markt

Die weltweit überwiegende Produktion und Nutzung von Biokraftstoffen entfällt auf Bioethanol. Hauptproduzenten sind Brasilien und die USA. Außerhalb Brasiliens und der USA gibt es erst seit wenigen Jahren eine langsam wachsende Produktion von Ethanol. Die größten Zuwächse, wenn auch gering im Vergleich zu den Hauptproduzenten, gab es in der EU und in asiatischen Ländern (z. B. China).

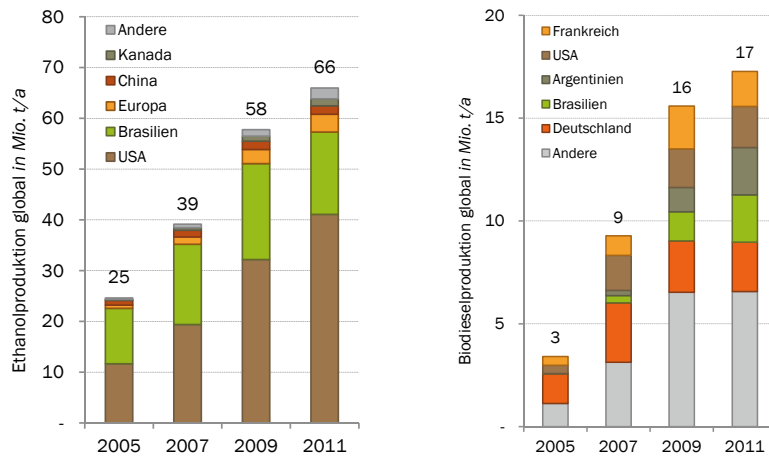


Abbildung 6: Weltweite Produktion von Ethanol und Biodiesel (DBFZ auf Basis von [18])

Die weltweite Produktion von Bioethanol ist in den letzten Jahren stetig gestiegen, wobei der stärkste Zuwachs in den USA zu verzeichnen war. Aber auch in Brasilien wurde die Produktion ausgeweitet. Im Jahr 2008 konnte mit der produzierten Menge Bioethanol in Höhe von 67 Mio. t/a und der produzierten Menge Biodiesel in Höhe von 16,6 Mio. t/a ca. 3 % des globalen Energiebedarfs im Verkehrssektor gedeckt werden [18] [11].

Größter Produzent von Biodiesel in 2010 war Deutschland, dicht gefolgt von den rasch wachsenden Produktionskapazitäten in Brasilien und Argentinien. Auch Frankreich und die USA haben eine vergleichsweise hohe Biodieselproduktion. Der Schwerpunkt der Biodieselproduktion liegt jedoch in Europa. Hier wurden in 2011 etwa 9 von 18 Mio. t/a, d. h. 50 % der globalen Produktion realisiert.

Der Biokraftstoffhandel ist im Biodieselsbereich seit 2008 tendenziell rückläufig. Wurden 2008 noch ca. 2,5 Mio. t Biodiesel gehandelt, waren es 2010 nur noch ca. 2,0 Mio. t. Diese Entwicklung resultiert aus dem Rückgang subventionsbedingter Exporte aus den USA. Im Jahr 2008 bezog Europa noch 90 % seiner Biodieselimporte aus Nordamerika, inzwischen

spielen diese aufgrund von Antidumpingzöllen der EU [25] nur noch eine untergeordnete Rolle. Der überwiegende Teil des gehandelten Biodiesels stammt inzwischen aus Argentinien.

Für den Handel mit Bioethanol als Kraftstoff im Verkehrssektor liegen derzeit keine verfügbaren Daten im weltweiten Maßstab vor. Die insgesamt produzierten und gehandelten Ethanolmengen (einschließlich technischem Alkohol) sind in Abbildung 9 zusammenfassend dargestellt.

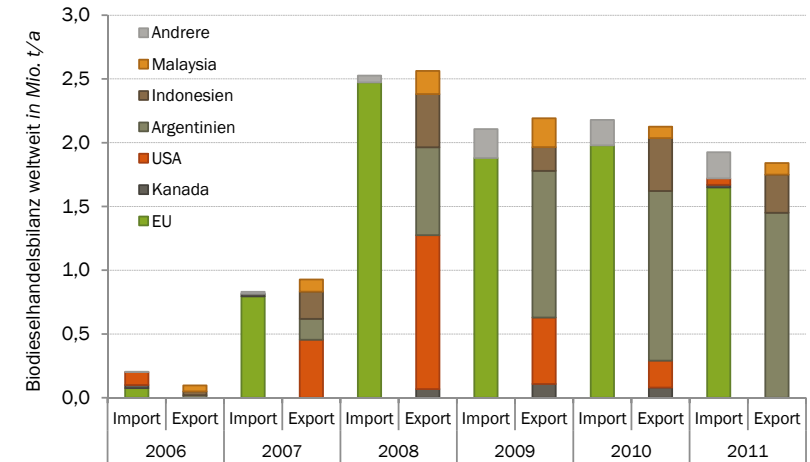


Abbildung 7: Weltweite Handelsbilanz/ Netto-Im- und Netto-Export von Biodiesel (DBFZ auf Basis von [18])

Nach einem starken Wachstum ist seit 2009 eine Verlangsamung des Ausbaus der weltweiten Produktionskapazitäten für Biokraftstoffe zu verzeichnen. Die Finanzkrise führte zum einen zu finanziellen Schwierigkeiten für viele Investoren und zum anderen zu einer geringeren Nachfrage nach Öl, wodurch sich die Ölpreise wieder auf einem niedrigeren Niveau stabilisierten. Gleichzeitig entspannte sich die Lage für Biokraftstoffproduzenten etwas, da die Rohstoffpreise im Jahr 2009 für Getreide und Pflanzenöle ebenfalls unter dem Niveau von 2008 lagen. Damit war für viele Produzenten wieder ein wirtschaftlicher Anlagenbetrieb möglich. Seit Mitte des Jahres 2010 ziehen die Rohstoffpreise für Getreide und Ölsaaten/ Pflanzenöl wieder deutlich an. Der Weizenpreis hat sich bis Februar 2011 nahezu verdoppelt, der Preis für Rapssaat stieg im gleichen Zeitraum von 350 auf etwa 500 EUR/t [26].

Rohstoffbasis für Biodiesel ist vorwiegend Raps-, Soja- und Palmöl. Biodiesel auf Rapsölbasis wird vor allem in Europa hergestellt. Sojaöl kommt hauptsächlich in Süd- und Nordamerika zum Einsatz. Für Südamerika können außerdem zukünftig steigende Anteile von Palmöl erwartet werden, da in einigen Ländern zurzeit große Ölpalmenplantagen angelegt werden. Der Schwerpunkt der Biodieselproduktion auf Palmölbasis liegt in Südostasien vor allem in Indonesien und Malaysia.

Während in Brasilien Bioethanol aus Zuckerrohr hergestellt wird, kommt in den USA zum gegenwärtigen Zeitpunkt vor allem Maisstärke zum Einsatz. Entsprechend seiner politischen Ziele möchte die USA zukünftige Produktionssteigerungen über Ethanol aus Lignocellulose (v.a. Stroh) realisieren [27].



Foto: Linda Bausch

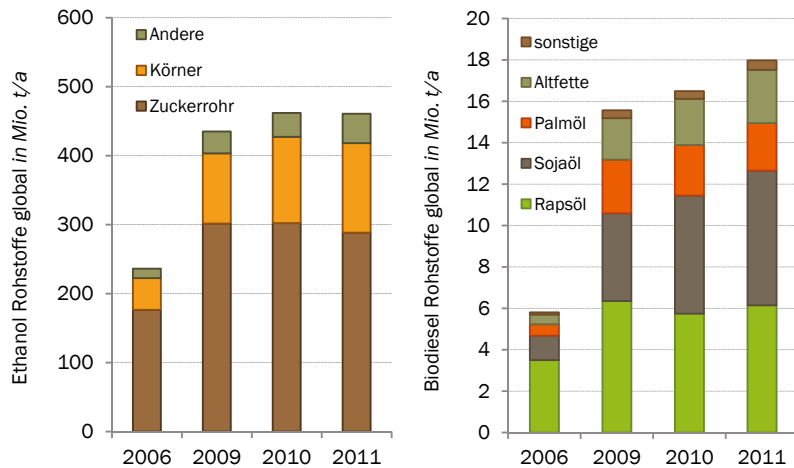


Abbildung 8: Weltweite Rohstoffbasis für Biokraftstoff 2006 bis 2011 (DBFZ auf Basis von [18])

Maßgeblich gesteuert durch sich verändernde politische Rahmenbedingungen, vollziehen sich auch in den weltweiten Handelsströmen von Biokraftstoffen Veränderungen.

2008 bezog Europa noch 90 % seiner Biodieselimporte aus Nordamerika, was inzwischen nur noch eine untergeordnete Rolle spielt. Stark zugenommen haben zeitgleich die Biodieselimporte aus Argentinien und auch aus Indonesien. Ein gegenläufiger Trend ist beim Ethanolhandel zu beobachten, hier steigen die EU-Importe aus den USA während die aus Argentinien abnehmen.

Brasilien als einer der größten Biokraftstoffproduzenten handelt mit vergleichsweise geringen Mengen, da die Kapazitäten vor allem zur Deckung der Binnennachfrage genutzt werden.

Es ist damit zu rechnen, dass sich die Europäische Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen 2009/28/EG auch auf die Entwicklung der weltweiten Handelsströme von Biokraftstoffen und deren Rohstoffen auswirken wird. Mit zunehmendem Anteil von als nachhaltig zertifizierten Biokraftstoffen und -rohstoffen an den EU-Importen können sich derzeitige Schwerpunkte auch wieder verschieben.



Abbildung 9: Weltweite Produktion und Handel (gewichtet) von Biodiesel (grün) und Ethanol (blau, inkl. techn. Alkohol) in 2010 (DBFZ auf Basis von [18])

Europa

Biodiesel

Produktionskapazitäten für Biodiesel sind in der EU derzeit im Umfang von ca. 22 Mio. t/a installiert, wobei aufgrund der in der Kraftstoffnorm EN 14214 erforderlichen Winter-tauglichkeit vor allem Rapsöl und Sojaöl zum Einsatz kommen. Deutschland hat mit ca. 5 Mio. t/a die größten Kapazitäten, gefolgt von ca. 3,6 Mio. t/a in Spanien und 2,5 Mio. t/a in Frankreich. Weitere wichtige Erzeugerländer sind Italien, Polen und die Niederlande. Die Biodieselproduktion in Europa stieg von 2,8 Mio. t/a im Jahr 2005 auf 9,0 Mio. t/a im Jahr 2010 an.

Den seit 2009 etwa stagnierenden Produktionsmengen von Biodiesel in der EU stehen eine stetig wachsende Produktionskapazität und damit eine entsprechend niedrige Auslastung der Anlagen gegenüber. In der Grafik wird deutlich, dass die europäischen Biodieselanlagen durchschnittlich mit weniger als 50 % ihrer Kapazität ausgelastet sind. Diese variiert allerdings zwischen den einzelnen Staaten stark, so waren die Anlagen in Frankreich in 2009 beispielsweise zu 78 % ausgelastet, die Anlagen in Spanien hingegen lediglich zu 23 %. Die Biodieselanlagen in Deutschland waren 2009 und 2010 zu etwa 50 % ausgelastet und die installierte Anlagenkapazität nahm in 2010 ebenso wie bereits in 2009 leicht ab (Abbildung 14) [28].

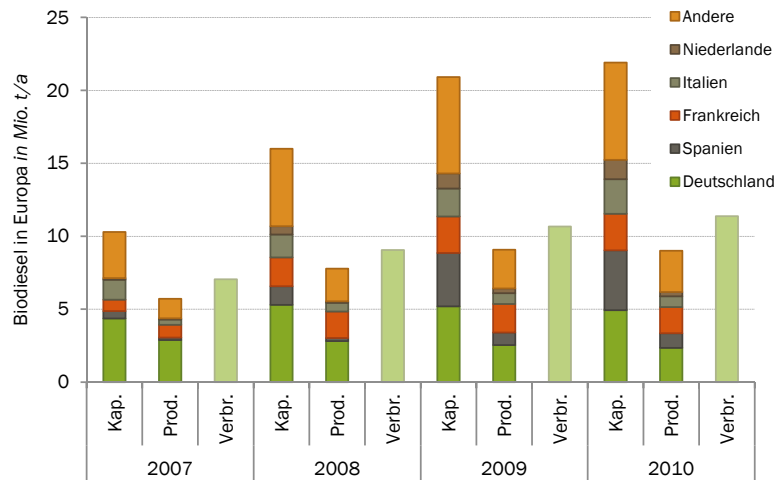


Abbildung 10: Produktionskapazität (Kap.) Produktion (Prod.) und Verbrauch (Verbr.) von Biodiesel in Europa (DBFZ, u. a. auf Basis von [18], [29])

In die EU werden große Mengen Biokraftstoff, Biodiesel und Bioethanol, importiert und gleichzeitig bedeutend kleinere Mengen Biokraftstoff exportiert.

In 2010 wurden ca. 2 Mio. t/a Biodiesel in die EU importiert. Die Exportmenge ist mit 0,1 Mio. t/a (2010) auf vergleichsweise niedrigem Niveau und geht überwiegend nach Norwegen. In 2008 waren die USA mit über 2,2 Mio. t/a wichtigster Biodiesellieferant für die EU. Durch Veränderungen in der Steuerpolitik der USA und der Zollpolitik der EU ging die Menge deutlich auf nur noch etwa 0,2 Mio. t/a in 2010 zurück. Dahingegen sind die aus Argentinien bezogenen Importmengen von 0,08 Mio. t/a in 2008 auf etwa 1,2 Mio. t/a in 2010 gestiegen, womit Argentinien wichtigster Handelspartner für Biodiesel geworden ist.

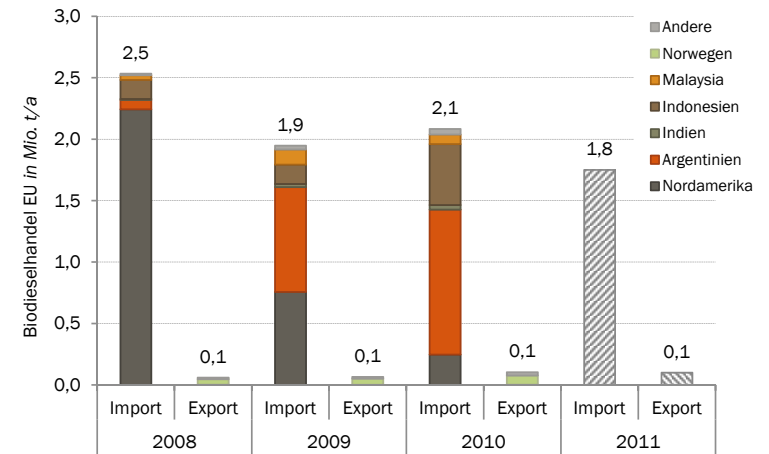


Abbildung 11: Im- und Export von Biodiesel in der Europäischen Union (DBFZ auf Basis von [18])



Bioethanol

Die derzeitigen Produktionskapazitäten für Bioethanol zur Kraftstoffverwendung belaufen sich in der Europäischen Union auf etwa 5,8 Mio. t/a. In Frankreich sind mit ca. 1,4 Mio. t/a die größten Produktionskapazitäten installiert, gefolgt von ca. 1 Mio. t/a in Deutschland und 0,6 sowie 0,5 Mio. t/a in Spanien und Polen (Abbildung 12). In Frankreich, Deutschland und Großbritannien erfolgte in den vergangenen fünf Jahren auch der stärkste Ausbau der Produktionskapazitäten.

Für die Herstellung von Bioethanol wird im Gegensatz zu der Produktion in den USA, wo hauptsächlich Maisstärke verwendet wird, in Europa vor allem Getreide wie Weizen oder Roggen genutzt. Außerdem werden in zunehmendem Maße Zuckerrüben eingesetzt.

Die Produktion von Bioethanol stieg in Europa von 1,1 Mio. t im Jahr 2005 auf ca. 4 Mio t im Jahr 2011.

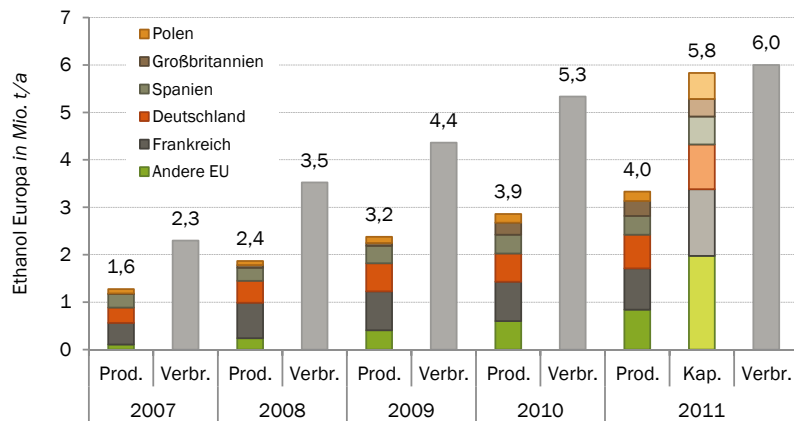
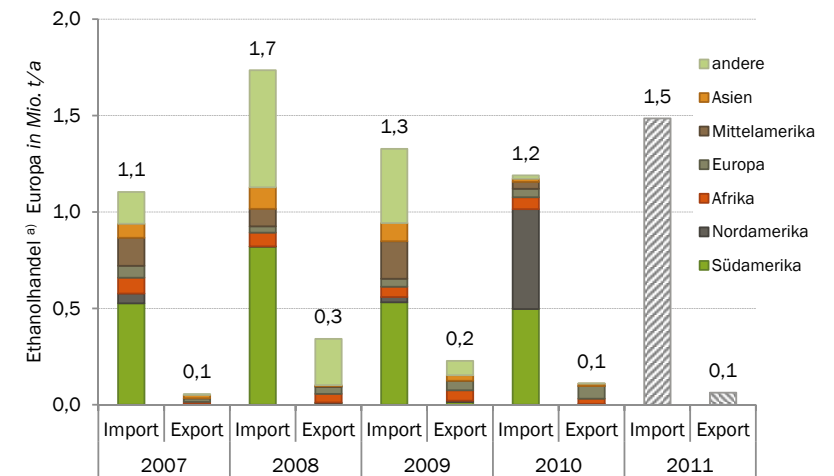


Abbildung 12: Produktion (Prod.), Produktionskapazität (Kap.) und Verbrauch (Verbr.) von Bioethanol in Europa (DBFZ, auch auf Basis von [18])

Im Jahr 2010 wurden 1,2 Mio. t importiert und 0,1 Mio. t exportiert. Der größte Anteil an der Importmenge entfiel bisher auf Brasilien, in 2010 hat die Importmenge aus den USA stark zugenommen und liegt mit 650 Tsd. m³ leicht über den Importen aus Brasilien (Abbildung 13). Die europäischen Importmengen von Ethanol sind seit 2008 tendenziell rückläufig. Da der Export zeitgleich ebenfalls abgenommen hat, ist der Nettoimport kaum zurückgegangen. In den hier dargestellten Handelsmengen sind neben Bioethanol zur Kraftstoffnutzung auch technischer Alkohol und z. T. Trinkalkohol enthalten. Eine genaue Aufschlüsselung der Verwendungszwecke ist zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht möglich.



^{a)} beinhaltet auch technischen Alkohol

Abbildung 13: Im- und Export von Bioethanol in der Europäischen Union (DBFZ auf Basis von [18])

Deutschland

Biokraftstoffproduktion

Die Produktionskapazitäten für Biodiesel wurden in Deutschland beständig ausgebaut. Sie beliefen sich im Jahr 2000 noch auf ca. 0,35 Mio. t/a. Nach einer mäßigen Wachstumssphase erfolgte durch die Festlegung der Biokraftstoffquote besonders im Jahr 2006 ein starker Zubau, so dass 2007 eine Produktionskapazität von über 5 Mio. t/a erreicht wurde. Von den über 50 Biodieselanlagen in Deutschland sind derzeit noch etwa 37 in Betrieb. Ihre Produktionskapazitäten reichen von 2.000 t/a bis 580.000 t/a Biodiesel und ihre Auslastung liegt gegenwärtig bei durchschnittlich 50 %, was verschiedene Ursachen hat. Zum einen gab es für Kraftstoffhändler in der Vergangenheit die Möglichkeit vergleichsweise billiger Importe. Zu erwähnen ist hier vor allem Biodiesel B99 aus den USA, der mithilfe von Subventionen zu einem niedrigen Preis auf den europäischen Markt kam. Zudem sind die deutschen Produktionskapazitäten für Biodiesel höher als die Nachfrage auf dem deutschen Markt. Derzeit sind Produktions- und Verbrauchsmengen von Biodiesel in Deutschland etwa ausgeglichen (Abbildung 14).

Die wesentlichen Produzenten für Rapsöl als Reinkraftstoff sind dezentrale Ölmöhlen. Ein großer Teil der dezentralen Ölmöhlen hat dauerhaft oder teilweise den Betrieb eingestellt und ist zunehmend weniger ausgelastet. Derzeit (2011) sind noch 274 von ursprünglich 585 (2007) dezentralen Ölmöhlen in Betrieb [30].

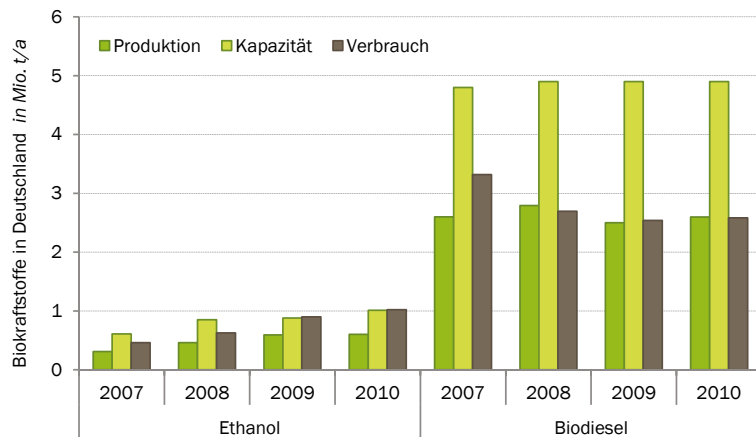


Abbildung 14: Produktion, Produktionskapazität und Verbrauch von Biokraftstoffen in Deutschland (DBFZ, u. a. auf Basis von [18], [31], [32])

Für Bioethanol existieren in Deutschland seit 2005 Produktionskapazitäten im industriellen Maßstab. Diese wurden von 0,48 Mio. t/a im Jahr 2005 auf etwa 1 Mio. t/a im Jahr 2011 ausgebaut. Die Auslastung der deutschen Bioethanolanlagen hat in 2010 zum Vorjahr wieder abgenommen und liegt durchschnittlich bei etwa 60 %.

Bioethanol zur Kraftstoffnutzung wird in Deutschland derzeit in acht Anlagen erzeugt, die zwischen 5.000 t/a und 285.000 t/a produzieren können. Die größeren Anlagen verfügen über einen Gleis- oder Hafenananschluss. Damit können die von den Mineralölraffinerien geforderten Mindestliefermengen für die Biokraftstoffbeimischung realisiert und zeitgleich die logistischen Voraussetzungen für die benötigten Rohstoffmengen geschaffen werden.

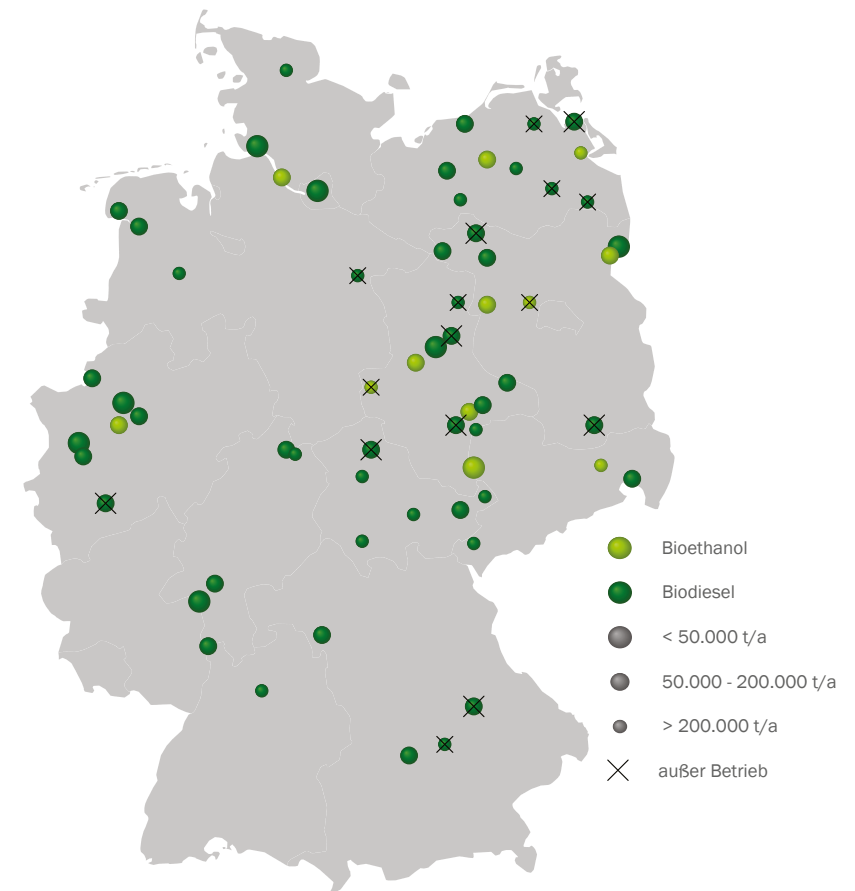


Abbildung 15: Kommerzielle Produktionsanlagen für Biokraftstoffe 2011

Rohstoffbasis

Die Rohstoffbasis für den in Deutschland produzierten Biodiesel ist überwiegend Rapsöl, aber auch Soja- und Palmöl sowie tierische Fette und Altspeseöle/-fette werden eingesetzt. Eine Befragung der deutschen Biodieselhersteller im Rahmen des Vorhabens, über die nahezu 50 % der installierten Leistung abgedeckt werden konnten, ergab folgende Verteilung: 90 % Rapsöl, 3 % Sojaöl sowie 0,2 % Palmöl. Hauptabsatzgebiet der befragten Biodieselproduzenten war in 2009 mit 56 % der deutsche Beimischungsmarkt. Weitere 5 % wurden im Reinkraftstoffmarkt abgesetzt und 18 % exportiert. Für 20 % der Produktionsmenge wurden keine Angaben zu den Absatzgebieten gemacht.

Hinsichtlich des in Europa verbrauchten Biodiesels wurden im Rahmen einer Untersuchung von Greenpeace (GP) 2011 unter anderem 14 Proben deutscher Tankstellen ausgewertet. Hinsichtlich der Rohstoffbasis ergab sich dabei folgende Verteilung: 76 % Rapsöl, jeweils 8 % Soja- und Palmöl, 2 % tierische Fette sowie 7 % Altspesefette (volumetrisch) [33]. Im Vorjahr wurde durch Greenpeace ein deutlich höherer Anteil Soja- und Palmöl festgestellt und der Anteil des Rapsbiodiesels lag bei lediglich 65 % [34].

Die vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit veröffentlichten Zahlen (Abbildung 16) bilden wiederum einen höheren Anteil Rapsöl, hingegen mit 0,4 % kaum Altspeseöle und -fette ab. Die Produktion von Bioethanol erfolgt in Deutschland zum überwiegenden Teil auf Getreidebasis (d. h. Weizen, Roggen, Gerste und Triticale). 2009 wurden etwa 64 % des Bioethanols aus Getreide und 33 % aus Zuckerrüben erzeugt [35].

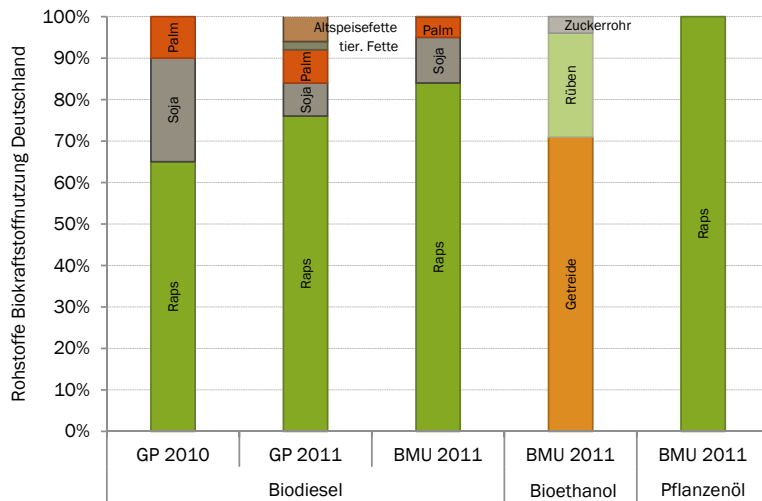


Abbildung 16: Rohstoffbasis für in Deutschland verbrauchte Biokraftstoffe (DBFZ auf Basis von [33-35])

Biokraftstoffverbrauch

Der Absatz von Biodiesel für den Reinkraftstoff- und Beimischungsmarkt stieg auf 3,3 Mio. t/a in 2007. Seit 2008 sinkt der Absatz von reinem Biodiesel, während sich der Absatz auf dem Beimischungsmarkt erhöht. Insgesamt nahm der Biodieselverbrauch in Deutschland ab und lag 2010 bei etwa 2,5 Mio. t/a. Der Anteil Bioethanol als Beimischung hat sich vor allem seit 2009 wesentlich erhöht, während der absolute Anteil ETBE in 2010 um 60 % gegenüber 2008 zurückgegangen ist. Bioethanol mit 85 % Ethanolanteil (E85) wird in Deutschland nicht in nennenswertem Umfang eingesetzt [31].

Deutlich zu erkennen ist der Einbruch der Nutzung von Pflanzenöl als Reinkraftstoff. Zum einen ist dies auf die in diesem Zeitraum stark gestiegenen Weltmarktpreise für Pflanzenöle zurückzuführen. Zum anderen erfolgte 2008 ein weiterer Anstieg der Besteuerung für Reinkraftstoffe, bei gleichzeitigem Rückgang der Preise für fossile Kraftstoffe. Der Einsatz von Reinkraftstoffen verlor dadurch stark an ökonomischer Attraktivität.

Der größte Anteil an Reinkraftstoffen wurde in 2007 mit ca. 1,4 Mio. t/a Biodiesel im Bereich der Nutzfahrzeuge durch Speditionen abgesetzt sowie zu einem weitaus geringeren Anteil direkt in landwirtschaftlichen Nutzfahrzeugen eingesetzt. Auch Pflanzenöl wurde 2007 mit über 838 Tsd. t/a noch in erheblicher Menge als Reinkraftstoff eingesetzt, dieser Anteil sank bis 2010 auf nur 61 Tsd. t/a.

Der Biokraftstoffanteil am gesamten Kraftstoffverbrauch in Deutschland sank von 7,3 % in 2007 auf 5,6 % (volumetrisch) in 2010.

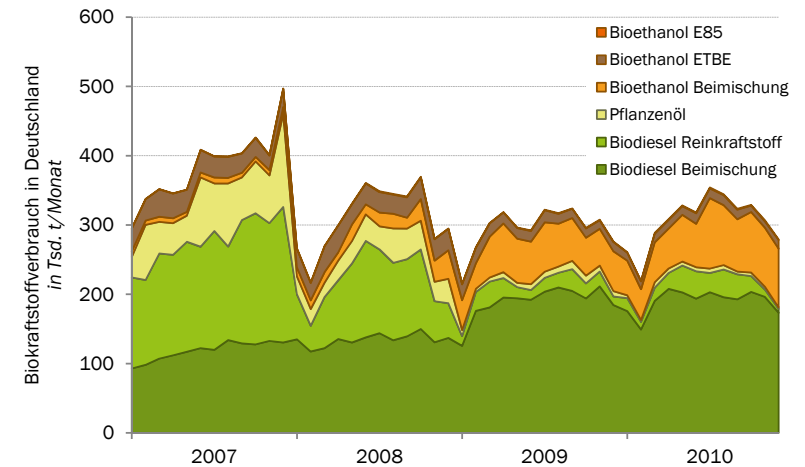


Abbildung 17: Deutscher Biokraftstoffverbrauch (DBFZ auf Basis von [31])

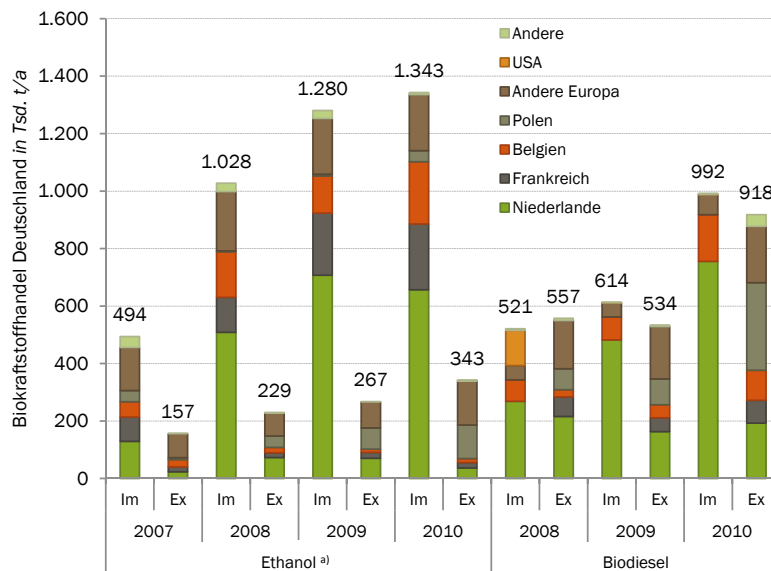
Biokraftstoffhandel

Zusätzlich zu den in Deutschland produzierten Biokraftstoffmengen wurden und werden zum Teil erhebliche Mengen Biodiesel und Bioethanol im- und exportiert.

Ein Großteil des Handels von Biokraftstoffen, sowohl für Import als auch Export, erfolgt über die Niederlande, dort maßgeblich über den Hafen Rotterdam, den größten Tiefseehafen Europas. Wichtigste Handelspartner der Niederlande für Biodiesel sind Argentinien und für Bioethanol Brasilien.

Mit dem steigenden Verbrauch von Ethanolkraftstoff in Deutschland steigen auch dessen Importmengen. In 2010 wurde ein Defizit von etwa 400 Tsd. t/a über Importe abgedeckt, was etwa 40 % des Verbrauchs entspricht. Die dargestellten Handelsmengen beinhalten auch Ethanol, der in technischen oder anderen Bereichen verwendet wird.

Die deutsche Handelsbilanz für Biodiesel ist weitgehend ausgeglichen. In 2009 und 2010 lag der Import etwa 100 Tsd. t/a über dem Export von Biodiesel. Neben den Niederlanden wurden wesentliche Mengen Biodiesel von Deutschland aus nach Polen, Großbritannien, Frankreich und Belgien exportiert und aus Belgien, Großbritannien und den USA importiert.



a) Ethanol Handelsmengen enthalten neben Bioethanol zur Kraftstoffnutzung auch technischen Alkohol und z.T. Trinkalkohol

Abbildung 18: Deutscher Im- und Export (kurz Im, Ex) von Ethanol und Biodiesel (DBFZ, u.a. auf Basis von [18])

Ökonomische und ökologische Charakteristika von Biokraftstoffen

Für eine nachhaltige Nutzung der limitierten biogenen Ressourcen muss der weitere Ausbau der biogenen Kraftstoffbereitstellung möglichst effizient, ökologisch vorteilhaft und wirtschaftlich erfolgen. Zudem ist es wegen der großen Bandbreite biogener Rohstoffe erforderlich, verschiedene Biokraftstoffrouten zu analysieren, diese untereinander und gegenüber der jeweiligen fossilen Referenz zu vergleichen. Dazu werden nachfolgend typische modellhafte Anlagenkonzepte für ausgewählte Biokraftstoffe hinsichtlich ihrer jeweiligen Gestehungskosten und Treibhausgasemissionen untersucht. Diese Querschnittsanalyse marktrelevanter Biokraftstoffe deckt dabei sowohl dezentrale als auch zentrale Anlagenkonzepte auf Basis unterschiedlicher Roh- und Reststoffe ab.

Kurzbeschreibung ausgewählter Biokraftstoffkonzepte

Derzeit können biogene Rohstoffe in eine Vielzahl von Biokraftstoffen mit unterschiedlichen Qualitäten umgewandelt werden. Damit ist es möglich, nahezu jedes Kraftstoffsegment mit einem biogenen Substitut zu bedienen. Um einen breitgefächerten Überblick hinsichtlich ökonomischer und ökologischer Effekte verschiedener Biokraftstoffrouten zu bekommen, werden exemplarisch sechs Konzepte auf Basis realistischer Rahmenbedingungen, die jedoch standortspezifisch stark variieren können, analysiert. Diese im Vorhaben ausgewählten Modellfälle sind in Tabelle 11 kurz charakterisiert.

Tabelle 11: Parameter ausgewählter modellhafter Anlagenkonzepte zur Biokraftstoffbereitstellung (DBFZ Datenbank unter Einbindung von [36], [37], [38], [39])

Konzept	Anlagenleistung/ -kapazität	Rohstoff	Rohstoff- bedarf	Koppelprodukte	Koppelprodukt- menge
Biodiesel (Raps)	322 MW _{KS} 255.000 t _{KS} /a	Rapssaat	625.000 t/a	Rohglycerin Rapspress- kuchen	25.000 t/a 377.750 t/a
HVO (Palm)	297 MW _{KS} 207.000 t _{KS} /a	zertifiziertes Palmöl	236.240 t/a	Biopropan Biobenzin	7,4 Mio. m ³ /a 5.000 t/a
HVO (Raps)	297 MW _{KS} 207.000 t _{KS} /a	zertifiziertes Rapsöl	238.200 t/a	Biopropan Biobenzin	7,4 Mio. m ³ /a 5.000 t/a
Bioethanol (Weizen)	110 MW _{KS} 119.000 t _{KS} /a	Weizenkörner	411.100 t/a	DDGS	108.486 t/a
Bioethanol (Triticale)	1,3 MWKS 1.450 tKS/a	Triticale Triticalestroh	4.640 t/a 1.540 t/a	Strom (Wärme)	2,7 GWh/a 3,2 GWh/a
Biomethan (Bioabfall)	2,9 MW _{KS} 2.314.000 m ³ _{KS} /a	Speiseabfall Bioabfall	12.600 t/a 12.600 t/a	Gärreste	19.227 t/a

Biodiesel (Raps). Rapsmethylester (RME) als ein mögliches Substitut von fossilem Diesel wird fast ausschließlich in großtechnischen Anlagen bereitgestellt. Im Konzept Biodiesel RME muss der Rohstoff Rapssaat zunächst vorbehandelt werden. Dazu erfolgt nach der Reinigung die Zerkleinerung der Rapssaat, um schon durch das mechanische Abpressen eine hohe Ausbeute zu erzielen. Danach schließt sich ein zusätzliches Extraktionsverfahren mit einem organischen Lösungsmittel an. Die Abtrennung des Lösungsmittels vom Rohöl erfolgt durch Vakuumdestillation, wobei maximal 0,1% des Lösungsmittels zurückbleiben. Der abgetrennte Rückstand, der Rapsextraktionsschrot, wird mit überhitztem Wasserdampf behandelt, um noch vorhandenes Lösungsmittel zu entziehen. Bei einer installierten Kraftstoffkapazität von 255.000 t_{RME}/a entstehen dabei jährlich etwa 380.000 t Rapsextraktionsschrot. Wegen des hohen Eiweißgehalts und der guten Futtermiteileignung ist die Aufarbeitung zu einem transportfähigen Koppelprodukt entgegen einer energetischen Nutzung vorgesehen. Das bei der Umesterung von Rapsöl zu RME entstehende Rohglycerin lässt sich ebenfalls aus dem Prozess ausschleusen und als Koppelprodukt verkaufen. Die Verbrennung von Erdgas stellt die notwendige Prozesswärme zur Destillation bereit, ebenso werden das für die Umesterung benötigte Methanol und die gesamte Hilfsenergie zugekauft.

HVO/HEFA (Palm, Raps). Hydroprocessed Pflanzenöle (HVO oder „hydrotreated vegetable oil“) kann nicht nur als Substitut von fossilem Diesel, sondern auch aufgrund frei konfigurierbarer Produkteigenschaften als Flugzeugkraftstoff eingesetzt werden. Beim Hydrotreating von Pflanzenölen (i. d. R. Palmöl) entstehen durch eine katalytische Reaktion mit Wasserstoff reine Kohlenwasserstoffe. Im Konzept HVO (Palm, Raps) mit einer installierten Kraftstoffkapazität von etwa 207.000 t_{HVO}/a sind als Ausgangssubstrate gemäß der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung zertifizierte Pflanzenöle vorgesehen. Die Verarbeitung des vorraffinierten Pflanzenöls erfolgt dann in einer Stand-Alone-Anlage und ist nicht in eine bestehende Raffinerie integriert, womit die Herkunft des HVO eindeutig zugeordnet werden kann. Bei der Vorbehandlung des zugekauften Rohpflanzenöls ist zunächst eine Entschleimung vorgesehen. Durch den Zusatz von Alkaliphosphaten und Phosphorsäure lassen sich im Öl gelöste Lecithine, Kohlenhydrate und Proteine ausfällen. Die ausgeflockten Verbindungen setzen sich ab und werden durch Zentrifugieren abgetrennt. Danach wird mittels katalytisch gestützter Reaktionen und Wasserstoff der Glycerinrest abgespalten, aus dem sich Propan bildet, Doppelbindungen zu Einfachbindungen aufgespalten, Heteroatome aus den Fettsäuren entfernt und eine Isomerisierung erzwungen. Durch Destillation wird das Produktgemisch in verschiedene Produkte aufgetrennt.

Bioethanol (Weizen). Für die Bereitstellung von Bioethanol wird ein großtechnisches Anlagenkonzept auf der Basis von Weizenkornvergärung analysiert. Das entstehende Bioethanol kann als Teilsubstitut von Ottokraftstoff oder als Reinkraftstoff (E85) in den Verkehr gebracht werden. Die Kapazität des modellhaft untersuchten Anlagenkonzepts beträgt 119.000 t/a Bioethanol und benötigt dafür ca. 410.000 t/a Weizenkörner. Die enzymatische Spaltung der Stärkemoleküle in Einfachzucker und die anschließende



Foto: DBFZ

Fermentation erfolgen in einer kontinuierlichen Prozessführung. Die Aufkonzentration zu 99,5%igen Bioethanol geschieht über eine Mehrfachdestillation/Rektifikation und nachgeschaltete Dehydrierung mittels Molekularsieve, wobei die Prozesswärme (Dampf) über Erdgas und die Hilfsenergie über Netzstrom bereitgestellt werden. Als Koppelprodukt fällt Schlempe bei der Fermentation an. Vom Prozesswasser abgepresst und über eine mehrstufige Verdampfung aufkonzentriert, schließt sich die Trocknung und eine abschließende Pelletierung an. Das so gewonnene proteinhaltige Koppelprodukt nennt sich DDGS und kann als hochwertiges Tierfutter verkauft werden.

Bioethanol (Triticale). Bioethanol (Triticale). In diesem Konzept wird eine dezentrale Anlage mit anschließender Schlempe-Stroh-Vergärung unter der Verwendung von Triticalekorn und -stroh untersucht. Die Kapazität des modellhaft untersuchten Anlagenkonzepts beträgt 1.450 t/a Bioethanol und benötigt dafür ca. 4.64 t/a Triticalekörner. Zudem ist eine Biogaserzeugung und Nutzung aus der nachgeschalteten Schlempevergärung vorgesehen, die auf den Wärmebedarf des Anlagenkonzepts ausgelegt ist – die Wärme wird dabei in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt. Eine zusätzliche Beimischung von Triticalestroh zur Schlempevergärung ist notwendig, da nur so genügend Biogas bzw. Prozesswärme für die Fermentation und Destillation bereitgestellt werden kann. Neben der internen Wärmeversorgung und internen Hilfsenergiebereitstellung über ein BHKW mit einer installierten elektrischen Leistung von 350 kW, ist die Einspeisung überschüssiger elektrischer Energie (ca. 2.000 MWh/a) in das Netz vorgesehen. Da theoretisch ca. 50 % des Biogases aus der Vergärung der Schlempe stammt, der Rest über die Co-Fermentation von Triticalestroh, kann für die eingespeiste elektrische Energie der Nawaro-Bonus nur anteilig gewährt werden. Dennoch beträgt die durchschnittliche Vergütung 17 €/t/kWh und die Kosten der externen Energieversorgung entfallen nahezu gänzlich. Jedoch führen die zusätzlichen Anlagenkomponenten zu sehr hohen spezifischen Investitionssummen und zu einer Verringerung der Anlagenverfügbarkeit.



Foto: TLL

Biomethan (Bioabfall). Das Biomethankonzept sieht für die Biogaserzeugung eine kontinuierliche Trockenfermentation vor, die vor allem für große Verarbeitungskapazitäten (> 20.000 t/a) geeignet ist. Durch die Fermentation von ca. 25.000 t Reststoffen können somit 2.314.000 m³/a Biomethan bereitgestellt werden. Bei diesem Verfahren sind im Gegensatz zur Nassvergärung die Ansprüche an das Ausgangssubstrat gering. Schüttfähige, organische Feststoffe wie etwa Bio- und Speiseabfälle mit bis zu 60 % Trockensubstanzanteil können somit vergärt werden. Neben einer groben Aussortierung von Störstoffen ist keine Vorbehandlung der Biomasse erforderlich. Die für den Vergärungsprozess benötigte Prozesswärme wird über eine Verbrennung von Biogas in einer Brennwerttherme bereitgestellt, wobei die Bereitstellung der Hilfsenergie der gesamten Anlage aus dem Netz erfolgt. Für die Aufbereitung von Biogas zu Biomethan ist eine Druckwasserwäsche vorgesehen, die einen Methanverlust von ca. 2 % aufweist. Der anfallende Gärrest lässt sich als hochwertiger organischer Dünger einsetzen, ist aber zuvor entsprechend nachzu-kompostieren. Bis auf die Vorsortierung, Beschickung und Entnahme der Biomasse wird die Anlage vollautomatisch geregelt. Aufgrund des höheren Technologieaufwands und der Rohstoffverfügbarkeit spielt die reine Vergärung von Speise- und Bioabfällen jedoch am Markt bisher nur eine untergeordnete Rolle.



Gestehungskosten für Biokraftstoffe

Die Gestehungskosten von Biokraftstoffen können nur als Indikator für die Wirtschaftlichkeit einer Produktion solcher sein. Hinzu kommen gesetzliche Regelungen, die die ökonomischen Nachteile der Biokraftstoffe ausgleichen und die Wettbewerbsfähigkeit gewährleisten sollen. Zum einen regelt das Energiesteuergesetz die steuerliche Entlastung biogener Reinkraftstoffe gegenüber fossilen und zum anderen legt das Biokraftstoffquotengesetz die verbindlichen Beimischungsquoten (§ 37a BImSchG) sowie die Höhe der Strafzahlungen („Pönale“, § 37c BImSchG), die bei Nichterfüllung drohen, fest. Die Strafabgaben in Höhe von 19 €/GJ (0,60 €/l Biodieselfehlmenge) für entsprechende Fehlmengen zur Quotenerfüllung beim Dieselmotorkraftstoff und 43 €/GJ (0,90 €/l Bioethanolfehlmenge) beim Ottokraftstoff [40].

Methodik

Um die wirtschaftlichen Folgen einer Investition beurteilen zu können, werden basierend auf gleichen Systemgrenzen die Anlagenkonzepte einzeln geprüft und anschließend gegenübergestellt. Als Systemgrenze der Berechnungen ist jeweils die Konversionsanlage inklusive der Rohstoffkonditionierung zu betrachten. Die Kosten der Vorkette (Rohstoffbereitstellung) finden über Rohstoffpreise Eingang.

Zur Abschätzung der Wirtschaftlichkeit einer geplanten Anlage werden die Kraftstoffgestehungskosten basierend auf der VDI 6025 ermittelt und anschließend mit möglichen Opportunitätskosten verglichen. Dazu werden auf der Basis der Kosten (Produktionskosten) und abzüglich der Erlöse für Koppelprodukte die jährlichen Gestehungskosten des Hauptprodukts (Kraftstoff) ermittelt. Bei der Annuitätsmethode werden nichtperiodische Zahlungen sowie periodische Zahlungen mit veränderlichen Beträgen während eines Betrachtungszeitraumes in periodisch konstante Zahlungen transformiert und mit der Division durch die jährliche Kraftstoffbereitstellung in die finanzmathematischen Durchschnittskosten überführt (Abbildung 19). Für alle Berechnungen der Gestehungskosten sind der untere Heiz-

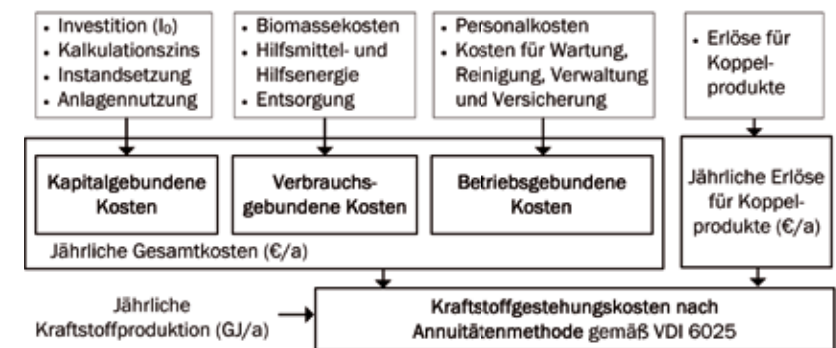


Abbildung 19: Kalkulationsmodell zur Berechnung der Kraftstoffgestehungskosten (DBFZ auf Basis von [41])

wert (H_i) und das Basisjahr 2010 angesetzt. Für die Rohstoffpreise wurden Jahresmittelwerte angenommen. Auf ihre Anpassung hinsichtlich möglicher Preissteigerungen während des Betrachtungszeitraums wird verzichtet, da sie den derzeitigen Bereitstellungskosten fossiler Referenzen gegenübergestellt werden sollen.

Die relative Vorteilhaftigkeit der untersuchten Biokraftstoffkonzepte untereinander bestimmt sich durch den direkten Vergleich der einzelnen Kraftstoffgestehungskosten. Faktoren wie gesellschaftliche Akzeptanz, Verfügbarkeit oder mögliche technische Hemmnisse, die bei einer verstärkten Biokraftstoffnutzung auftreten könnten, werden bei dieser Betrachtung nicht mit einbezogen. Eine Einschätzung der Vorteilhaftigkeit eines Biokraftstoffes gegenüber der fossilen Referenz kann jedoch nicht ausschließlich durch den Vergleich der Kraftstoffgestehungskosten getroffen werden, da z. B. Gesetze eine Biokraftstoffquote oder unterschiedliche Besteuerungen der Kraftstoffe vorschreiben. Liegen die Differenzkosten der Biokraftstoffe und der fossilen Referenz (frei Raffinerie) unterhalb der Strafabgaben, kann dies ein Indikator für die Wirtschaftlichkeit von Biokraftstoffen sein. Dieser Anreiz gilt aber nur für die Mengen an Biokraftstoff, die zur Quotenerfüllung notwendig sind.

Gestehungskosten der Biokraftstoffkonzepte

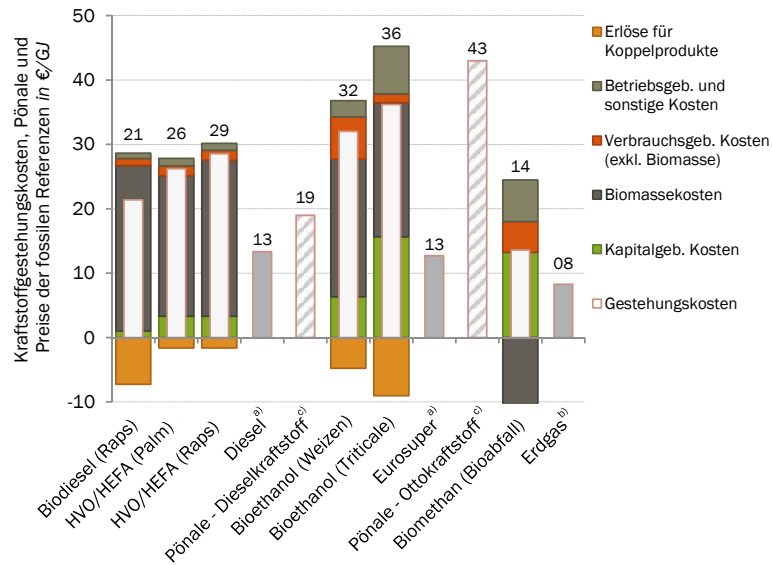
Für die Berechnung der Kraftstoffgestehungskosten sind die Annahmen der nachfolgenden Wirtschaftlichkeitsbetrachtung in Tabelle 12 zusammengefasst. Die Investitionssummen inklusive aller direkten Kosten (Mess-, Steuerung- und Regelungstechnik, Elektrik, Rohrleitungen, Installation) und indirekten Kosten (Engineering, Risikozuschlag, Generalunternehmer, Inbetriebnahme) basieren auf Angaben realisierter Anlagen, kombiniert mit Literaturwerten. Des Weiteren spiegeln die Jahresvolllaststunden die durchschnittliche technische Verfügbarkeit der Anlagenkonzepte wider. Eine besonders stark integrierte Anlagentechnik, wie die Schlempevergärung zur internen Wärmebereitstellung des Bioethanolkonzepts (Triticale) oder die inhomogene Substratbasis des Biomethan-Konzepts, führen daher zu einer geringeren technischen Verfügbarkeit.

Tabelle 12: Annahmen zur Berechnung der Kraftstoffgestehungskosten (DBFZ unter Einbindung von u. a. [42], [43], [37])

Parameter	Biodiesel (Raps)	HVO/HEFA (Palm)	HVO/HEFA (Raps)	Bioethanol (Weizen)	Bioethanol (Triticale)	Biomethan (Bioabfall)
Investitionssumme I_0 (Mio.€)	77	221	221	163	4,5	8,5
Jahresvolllaststunden (h/a)	8.200	8.200	8.200	8.200	8.000	7.800
Instandsetzungskosten ((%· I_0)/a)	2,5	3,0	3,0	2,5	3,0	2,5
Rohstoffkosten (€/t)	371	811 (Öl)	892 (Öl)	165	155 (Korn) 40 (Stroh)	-35
Strompreis (€/kWh)	0,08	0,08	0,08	0,08	0,12	0,12
Mitarbeiteranzahl (MA)	81	35	35	28	2	2
Personalkosten (€/MA·a)	60.000	60.000	60.000	60.000	50.000	50.000
Kosten für Wartung und Reinigung ((%· I_0)/a)	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	3,0
Versicherung ((%· I_0)/a)	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Verwaltung ((%· I_0)/a)	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Unerwartete Kosten ((%· I_0)/a)	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5



In Abbildung 20 sind die Kraftstoffgestehungskosten der Konzepte sowie der fossilen Referenzen dargestellt. Während die biogenen Kraftstoffe Produktionskosten zwischen 14 und 36 €/GJ aufweisen, liegen die der fossilen Referenz zwischen 9 und 17 €/GJ.



a) MWV. Notierung Rotterdam (Jahresmittel 2010)

b) BAFA. Grenzübergangspreis (H₂) (Jahresmittel 2010), zzgl. vermiedener Netznutzungsentgelte (1,9 €/GJ)

c) Bundes-Immissionsschutzgesetz (Strafgebühren für entsprechende Fehlmengen zur Quotenerfüllung)

Abbildung 20: Biokraftstoffgestehungskosten im Vergleich zu fossilen Referenzen

Die Biomethanbereitstellung über das Konzept der Bioabfallvergärung mit anschließender Biogasaufbereitung stellt das günstigste aller betrachteten Biokraftstoffkonzepte dar. Trotz der hohen spezifischen Investitionssumme, die einen Anteil von 54 % an den Produktionskosten verursachen und des hohen Strombedarfs (verbrauchsgebundenen Kosten), der sich aus der Aufbereitung von Biogas zu Biomethan ergibt, können Gestehungskosten in Höhe von 14 €/GJ (4,9 €/kWh) erzielt werden. Diese sind auch geringer als die von der Bundesnetzagentur für Biomethan ermittelten Gestehungskosten, die für das Jahr 2010 im Durchschnitt bezogen auf den Heizwert bei 19,1 €/GJ (6,8 €/kWh) lagen [44]. Der Grund dafür ist der Erlös, der für die Verwertung von Bioabfällen (35 €/tFM) erzielt werden kann und die damit einhergehende Einsparung der Substratkosten. Da ein gewinnbringender Verkauf der nachkompostierten Gärreste nicht zweifelsfrei angenommen werden kann, wird in der Kalkulation nach dem Vorsichtsprinzip eine kostenneutrale Entsorgung angesetzt. Für einen besseren Vergleich der biogenen Kraftstoffe untereinander beziehen

sich hier alle Angaben zu Biomethan, entgegen des in der Gaswirtschaft üblichen Vorgehens, auf den unteren Heizwert (H₁).

Aufgrund der hohen kapitalgebundenen Kosten sind zum einen die Auslastung und zum anderen die Erlöse für die eingesetzte Biomasse die sensibelsten Faktoren dieses Konzepts. Würde sich die Auslastung um 50 % reduzieren, stiegen die Gestehungskosten um 140 %, da aus der Bioabfallentsorgung ein zusätzlicher Erlös generiert wird.

Unter den getroffenen Annahmen wäre jedoch auch Biomethan aus Bioabfällen gegenüber fossilem Erdgas nicht konkurrenzfähig, sondern wegen des geringen Erdgaspreises 35 % teurer.

Als kostengünstigstes aller betrachteten Konzepte für flüssige Kraftstoffe stellt sich die großtechnische Biodieselproduktion mit Gestehungskosten von 21 €/GJ (0,70 €/l) dar, wobei die HVO-Konzepte (26 (0,78) bzw. 29 €/GJ (0,85 €/l)) nur unwesentlich schlechter abschneiden. Die Unterschiede zwischen den beiden HVO-Konzepten ergeben sich dabei hauptsächlich aus der Preisdifferenz der Ausgangsrohstoffe. Alle drei Konzepte profitieren von einer etablierten und günstigen Anlagentechnik, die ihren Ursprung in der chemischen Industrie hat, wodurch die wesentlichen Technologiesprünge schon erfolgt sind und das Kostensenkungspotenzial weitestgehend ausgeschöpft ist. Zudem spiegeln sich die Skaleneffekte thermochemischer Anlagentechnik besonders stark wider: Bei einem Upscale sinken z. B. sowohl die spezifischen Materialkosten als auch die spezifischen Installationskosten deutlich. Daher spielen die kapitalgebundenen Kosten bei großtechnischen Anlagen bezogen auf die Produktionskosten nur eine untergeordnete Rolle, weshalb auch eine Reduktion der Jahresvolllaststunden beim Biodieselmethan-Konzept um 50 % nur eine Teuerung von 8 % nach sich ziehen würde. Demzufolge hat die Auslastung nur einen geringen Einfluss auf die Kraftstoffgestehungskosten. Als dominanter Kostentreiber sind die hohen Biomassekosten zu nennen, da diese 80 bis 90 % der Gesamtkosten verursachen und somit den sensibelsten Faktor dieser Kraftstoffkonzepte darstellen.

Die Biodiesel- und HVO-Konzepte sind gegenüber der fossilen Referenz – hier Diesel – 60 bis 110 % teurer und daher unter den hier zugrunde gelegten Randbedingungen nicht ökonomisch vorteilhaft.

Foto: ecoMotion, Lünen





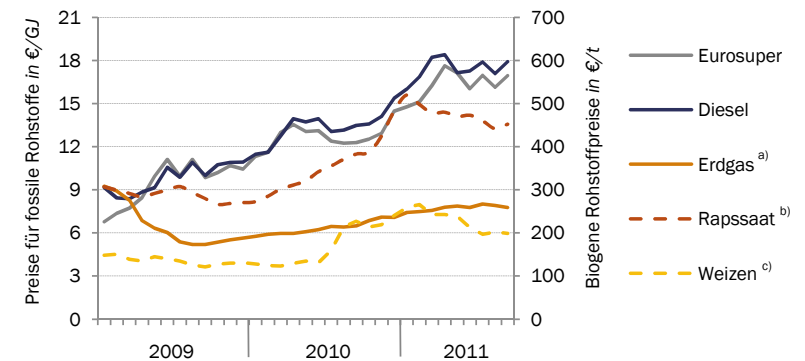
Foto: Martin Jehnichen, cropenergies

Die Gestehungskosten der Bioethanolkonzepte liegen in einem engen Bereich zwischen 32 (0,68) und 36 €/GJ (0,76 €/l). Das großtechnische Bioethanolkonzept (Weizen) weist aufgrund von Skaleneffekten eine relativ geringe spezifische Investitionssumme auf. Hingegen sind die Kosten für die Energieversorgung (siehe verbrauchsgebundene Kosten exkl. Biomasse) deutlich höher als bei dem integrierten Bioethanolkonzept (Triticale), da die Wärmeversorgung über Erdgas erfolgt und nicht über Abwärme eines BHKW bereitgestellt wird. Zudem sind die spezifischen Erlöse über DDGS deutlich geringer als die des Konzeptes mit Triticale. Durch die Biogasverstromung bei der Schlempevergärung kann überschüssiger Strom in das Netz eingespeist und gemäß EEG vergütet werden. Da eine nahezu ganzjährige Abwärmenutzung erfolgt, liegt der Vergütungssatz für eingespeiste elektrische Energie bei ca. 17 € ct/kWh und ein zusätzlicher Bedarf an Erdgas entfällt. Dies führt dazu, dass beide Ethanolkonzepte ähnliche Gestehungskosten aufweisen, die mit derzeitigen Bioethanolpreisen in Höhe von 30 €/GJ (0,64 €/l) durchaus vergleichbar sind [45].

Eine Verringerung der Auslastung der Bioethanolanlagen würde die Gestehungskosten deutlicher erhöhen, als das bei der Biodieselproduktion der Fall wäre, da die kapitalgebundenen Kosten einen deutlich größeren Anteil an den Produktionskosten ausmachen. Diese Kosten sind fixe Kosten, d. h. dass produktionsunabhängig Kosten anfallen und sich bei geringerer Auslastung auf eine geringere Produktionsmenge verteilen. Bei einer Verringerung der Jahresvolllaststunden um 60 % würden beispielsweise die Gestehungskosten um 35 % steigen. Eine ähnliche Teuerung würde sich ergeben, falls sich der Weizenpreis um 60 % erhöhen würde.

Gegenüber dem fossilen Substitut Eurosuper entstehen jedoch deutliche Mehrkosten, die bei 150 % für Bioethanol (Weizen) und 180 % für Bioethanol (Triticale) liegen. Zwar besteht, besonders für das großtechnische Bioethanolkonzept, durch eine optimierte Prozessenergiebereitstellung ein Kostensenkungspotenzial von 15 bis 20 %, aber auch bei vollständiger Umsetzung müssten die fossilen Kraftstoffpreise um ca. 90 % deutlich steigen, um europäisches Bioethanol vollständig konkurrenzfähig zu machen.

Da die Gestehungskosten von Biokraftstoffen stark von den Rohstoffkosten abhängig sind und besonders bei der Produktion in großtechnischen Anlagen 80 bis 90 % der gesamten Kosten verursachen, kann eine genaue Kalkulation nur für einen begrenzten Zeitraum vorgenommen werden. In Abbildung 21 ist die Preisentwicklung fossiler Kraftstoffe und ausgewählter biogener Rohstoffe dargestellt. Die parallele Preisentwicklung der fossilen und biogenen Energieträger führt bei zukünftig zu erwartenden Preissteigerungen jedoch zu einer Verringerung der relativen Preisunterschiede, die die Wettbewerbsfähigkeit der Biokraftstoffe verbessert.



^{a)} Grenzübergangspreis bezogen auf den Heizwert (H_i)

^{b)} Großhandelspreis, Notierung der Börse Hamburg

^{c)} Großhandelspreis für Brotweizen (1 Kontrakt = 50 Tonnen) aus EU-Herkunft (Euronext Paris)

Abbildung 21: Preisentwicklung fossiler Kraftstoffe und biogener Rohstoffe

Die ökonomische Analyse der ausgewählten Kraftstoffkonzepte zeigt, dass im Allgemeinen großtechnische Konversionsanlagen aufgrund der „economy of scale“ zu einem geringeren spezifischen Kapitalbedarf und somit zu geringeren Produktionskosten als dezentrale Anlagen neigen, aber auch stark von der Substratpreisentwicklung abhängig sind. Dagegen kann eine innovative Prozessführung, wie am Beispiel des Bioethanolkonzeptes (Triticale) mit nachgeschalteter Schlempevergärung gezeigt, auch für dezentrale Anlagen zu ähnlichen Gestehungskosten führen. Des Weiteren können mit dem Einsatz günstiger Rohstofffraktionen wie im Fall Biomethan aus Bioabfällen niedrige Gestehungskosten erzielt werden, jedoch ist das Potenzial dieser Rohstoffe stark limitiert. Zudem wird aber ersichtlich, dass Biokraftstoffe bei derzeitigen Rohstoffpreisen nicht mit fossilen konkurrieren können und auch mittelfristig unter der derzeitigen ökonomischen Sichtweise nicht wettbewerbsfähig sein werden. Die vom Gesetzgeber eingeführte Biokraftstoffquote und die festgesetzten Strafzahlungen bei Nicht-Erfüllung, bieten Biokraftstoffen im Rahmen der abgesetzten Mengen einen klaren Wettbewerbsvorteil gegenüber fossilen Kraftstoffen. Die Konkurrenz der verschiedenen Biokraftstoffoptionen und Anlagenbetreibern verhindert dabei die Ausnutzung der staatlichen Regelungen.

Treibhausgasbilanzierung von Biokraftstoffen

Mit der Verabschiedung der europäischen Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG (RED) [19] und deren nationaler Umsetzung in Form der Biokraftstoffnachhaltigkeitsverordnung (BiokraftNachV) [24] wurden neben verschiedenen Nachhaltigkeitskriterien auch verbindliche Vorgaben bezüglich der Treibhausgasreduzierung für Biokraftstoffe gegenüber dem fossilen Referenzkraftstoff eingeführt. Demnach können Biokraftstoffanteile innerhalb des BiokraftQuG nur dann angerechnet werden, wenn sie diese Vorgaben einhalten. Vor diesem Hintergrund wurden für die vorhergehend beschriebenen Modellanlagen unterschiedlicher Biokraftstoffoptionen die Treibhausgasemissionen (d. h. CO₂-Äquivalente) bilanziert, die Ergebnisse den in der RED enthaltenen Standardwerten gegenübergestellt und Minderungspotenziale gegenüber der fossilen Referenz ermittelt.

Methodik

Um zu ermitteln, ob ein Biokraftstoff potenziell über ein Treibhausgasreduzierungspotenzial (THG-Minderungspotenzial) verfügt, ist es erforderlich alle klimarelevanten Emissionen zu erfassen, die mit seiner Produktion und Nutzung in Verbindung stehen. Dabei umfasst die Produktion die gesamte Prozesskette, vom Biomasseanbau, über den Transport der Biomasse, die Verarbeitung der Biomasse zum Biokraftstoff bis zur Biokraftstoffdistribution. Zur Berechnung des Treibhausgasreduzierungspotenzials werden in der RED mehrere Möglichkeiten aufgezeigt. Die erste Möglichkeit besteht darin, die im Anhang V der RED aufgeführten Standardwerte für die Bereitstellung der einzelnen Biokraftstoffe zu verwenden. Sind Biokraftstoffproduzenten nicht in der Lage die THG-Emissionen bzw. das THG-Minderungspotenzial ihres Kraftstoffpfades anhand tatsächlicher Werte selbst zu berechnen, so können sie sich bei dem geforderten Nachweis des THG-Minderungspotenzials auf diese Gesamtstandardwerte berufen.

Liegen tatsächliche Werte für die Bereitstellungskette vor, so können die THG-Emissionen bzw. das THG-Minderungspotenzial nach der im Anhang V, Teil C festgelegten Methodik berechnet werden. Diese Methodik orientiert sich im Wesentlichen an der in den internationalen Normen ISO 14040 [85] und 14044 [86] geregelten Bilanzierungsmethodik, schränkt deren Freiheitsgrade jedoch stark ein. Die wesentlichen Aspekte der in der RED vorgegebenen Berechnungsmethodik sind in nachfolgender Tabelle 13 zusammengefasst.

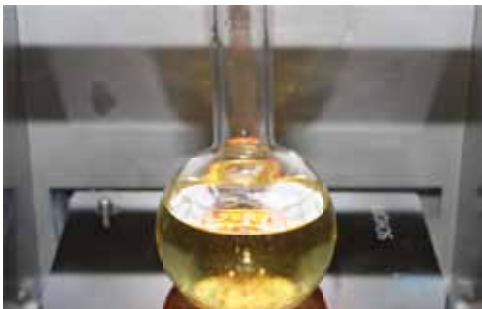


Tabelle 13: Wesentliche Aspekte der europäischen Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED) [19]

	RED
Systemgrenzen bzw. Bilanzgrenzen	Well-to-Wheel (d. h. vom Anbau bis zur Tankbefüllung, Emissionen aus der motorischen Verbrennung werden mit Null angesetzt) inklusive direkter Landnutzungsänderungen ab 2008
THG-Minderungspotenzial gegenüber fossiler Referenz (mind.)	35 % ab Inkrafttreten 50 % ab 2017 (60 % für Neuinstallation ab 2018)
Fossiles Referenzsystem	Benzin/Diesel: 83,8 g CO ₂ -Äq/MJ
Umgang mit Koppelprodukten	Allokation nach dem unteren Heizwert
CO₂-Charakterisierungsfaktoren	IPCC [43] (z. B. CH ₄ : 23, N ₂ O: 296)

Die Treibhausgasbilanzierung der Modellanlagen beruht auf den dem DBFZ vorliegenden typischen Anbau-, Transport- und Anlagendaten.

Bei der Bilanzierung der hier betrachteten Modellanlagen werden für alle zu bewertenden Prozessschritte die Treibhausgase Kohlendioxid (CO₂), Methan (CH₄) und Lachgas (N₂O) erfasst und mittels Charakterisierungsfaktoren des IPCC [46] in CO₂-Äquivalente je funktionelle Einheit (1 MJ Kraftstoff) umgerechnet. Nachfolgend werden die berechneten THG-Emissionen der untersuchten Produktionsketten dargestellt und diskutiert.

Treibhausgasemissionen der Biokraftstoffkonzepte

Die Abbildung 22 gibt einen Überblick über die THG-Emissionen der betrachteten Biokraftstoffkonzepte. Entlang der Produktionsketten lassen sich zwei wesentliche Treiber der Gesamttreibhausgasemissionen identifizieren. Zum einen die Emissionen aus dem Anbau der Biomasse und zum anderen die Emissionen aus der Verarbeitung der Biomasse zu Biokraftstoffen.



Die THG-Emissionen aus dem landwirtschaftlichen Anbau (in Abbildung 22 grün dargestellt) werden im Wesentlichen von den Flächenerträgen, dem Einsatz von Diesel in landwirtschaftlichen Maschinen und dem Einsatz von Düngemitteln beeinflusst. Besonders groß ist der Anteil der Emissionen, die aus der Stickstoffapplikation stammen. Klimarelevante Emissionen entstehen hier bei der Düngemittelproduktion und als direkte Feldemissionen durch den applizierten Stickstoffdünger. Im Gegensatz zu den landwirtschaftlich erzeugten Rohstoffen sind mit der Bereitstellung von Rest- und Abfallstoffen kaum THG-Emissionen verbunden. Dementsprechend weist innerhalb der betrachteten Biokraftstoffoptionen Biomethan auf der Basis von Abfallstoffen die geringsten mit der Rohstoffbereitstellung verbundenen Emissionen auf.

Während die durch die Verarbeitung verursachten Emissionen (in Abbildung 22 grau dargestellt) der rapsölbasierten Konzepte deutlich unter denen des Biomasseanbaus liegen, machen sie bei der Produktionskette für HVO (Palm) den Hauptanteil der Gesamtemissionen aus. Dies ist hauptsächlich auf die emissionsintensive Behandlung der Reststoffe aus der Palmölmühle zurückzuführen. Ähnlich variabel wie bei den pflanzenölbasierten Kraftstoffen sind die Emissionen aus der Verarbeitung der Biomasse zu Bioethanol. Das liegt primär an der Prozessenergiebereitstellung. Während beim Konzept Bioethanol (Weizen) fossile Energieträger zum Einsatz kommen, wird für die Bioethanolherstellung (Triticale-Konzept) das durch Schlempevergärung erzeugte Biogas zur Bereitstellung der Prozessenergie verwendet. Die höchsten Treibhausgasemissionen aus dem Verarbeitungsprozess werden bei der Produktion von Biomethan frei. Ursächlich dafür sind Methanemissionen aus dem Fermenterbetrieb und der Biogasaufbereitung, aber auch der Einsatz von Netzstrom für den Betrieb des Fermenters und der Aufbereitungsanlage.

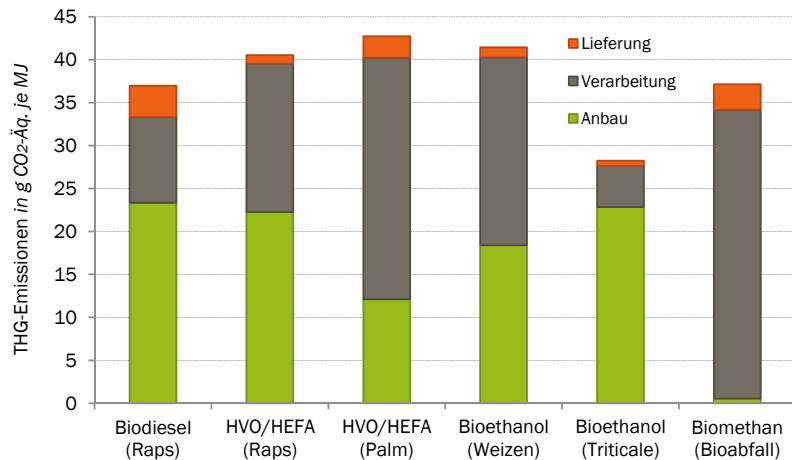


Abbildung 22: THG-Emissionen in g CO₂-Äq. je MJ Kraftstoff

Einordnung der THG-Bilanzen

Im Folgenden soll auf die wesentlichen Unterschiede zwischen den Treibhausgasbilanzen und den Standardwerten näher eingegangen werden.

Biodiesel (Raps). Die geringeren Emissionen aus dem Rapsanbau gegenüber dem Standardwert sind auf Ertragssteigerung und eine stickstoffeffizientere Rapsproduktion zurückzuführen, dies gilt auch für den Pfad HVO/HEFA (Raps). Die Unterschiede bei der Verarbeitung sind im Wesentlichen auf die Tatsache zurückzuführen, dass die in Abbildung 23 dargestellten Standardwerte auf der Basis von so genannten typischen Werten abgeleitet wurden. Die typischen Werte und die Standardwerte unterscheiden sich nur auf der Stufe der Verarbeitung. Der Unterschied entspricht einer Erhöhung der typischen Werte um 40 %. Da Biokraftstoffproduzenten zum Nachweis des THG-Minderungspotenzials immer auf die Standardwerte zurückgreifen können, soll die 40 %ige Erhöhung einen möglichst konservativen Durchschnitt abbilden. Dies gilt für alle in der RED enthaltenen Standardwerte [47].

HVO/HEFA (Raps). Die höheren Verarbeitungsemissionen der Modellanlage für hydriertes Rapsöl gegenüber dem Standardwert ergeben sich aus den unterschiedlichen Ansätzen zur Prozessenergiebereitstellung. Der Standardwert unterstellt die Einbettung der HVO-Produktion in eine Raffinerie, und somit die Nutzung verschiedener Raffineriezwischen- und Nebenprodukte zur Energiebereitstellung. Aufgrund der unsicheren und intransparenten Datenlage (insbesondere der Emissionszuweisung der Energieträger), wurde für die Modellanlage eine externe Energiebereitstellung angenommen. Die Abweichung in der Treibhausgasbilanz ergibt sich somit aus dem Einsatz unterschiedlicher Energieträger.

HVO/HEFA (Palm). Im Gegensatz zu Biodiesel und HVO/HEFA (Raps) sind die berechneten THG-Emissionen des Konzeptes für hydroprocessed Palmöl deutlich höher als die des Standardwertes. Dies liegt in erster Linie an der unterschiedlichen Berücksichtigung der abfall- und abwasserbedingten Emissionen des Palmölmühlbetriebes. Während beiden Ansätzen eine Methanabscheidung aus der Behandlung der Ölmühlenabwässer unterstellt wurde, gibt es Unterschiede bezüglich des Umgangs mit den leeren Fruchthüllen. Für die praxisnahe Modellanlage wurde das gängige Verfahren des Dumpings [48] angenommen, was zu deutlich höheren klimarelevanten Emissionen führt als die dem Standardwert zugrunde gelegte Annahme der Kompostierung.

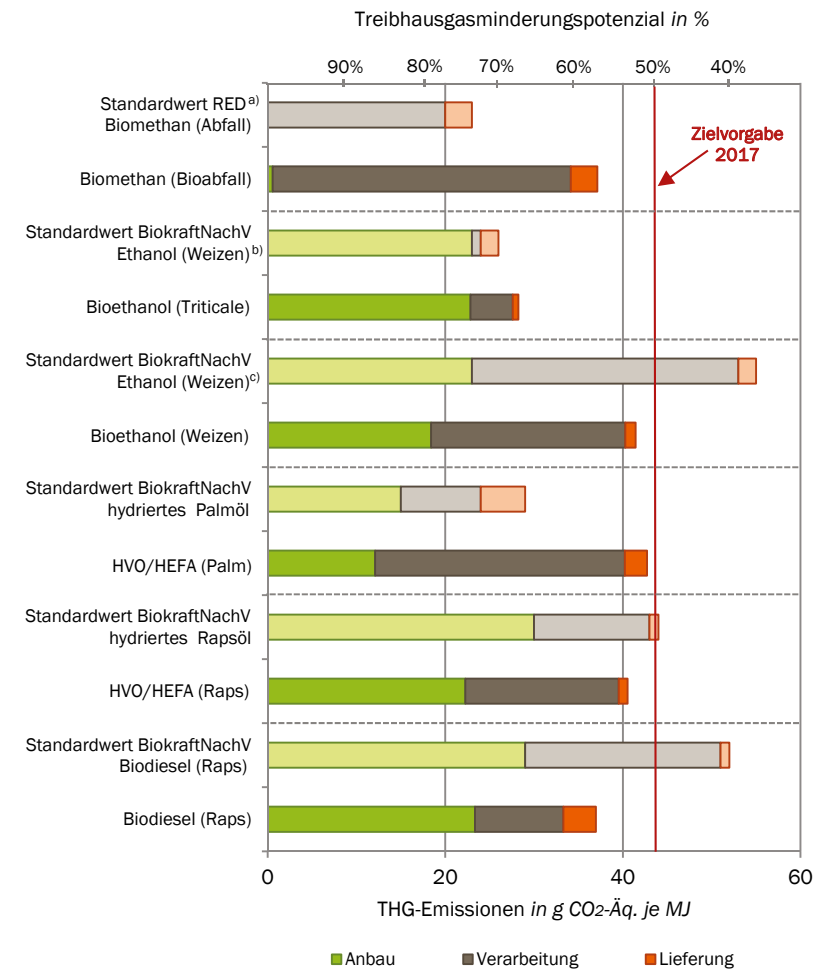
Bioethanol (Weizen). Die geringeren Emissionen sind analog zu RME auf eine effizientere landwirtschaftliche Produktion des Rohstoffs und auf die in den Ausführungen zu RME beschriebenen Besonderheiten des Standardwertes auf der Stufe der Verarbeitung zurückzuführen.

Bioethanol (Triticale). Dem Ergebnis der THG-Bilanzierung wurde der Weizenethanol Standardwert vergleichend gegenüber gestellt, dessen Energieversorgung auf der Verbrennung von Stroh basiert. Die Werte unterscheiden sich nur geringfügig in der Höhe der Gesamtemissionen. Der deutlichste Unterschied liegt wiederum im Bereich der Verarbeitung. Die etwas höheren Emissionen der praxisnahen Anlagen zur Schlempevergärung sind auf die angenommenen diffusen Methanemissionen des Fermenterbetriebs und die im Abgasstrom des BHKWs enthaltenen Methanemissionen zurückzuführen.

Biomethan (Bioabfall). Der Unterschied der verarbeitungsverursachten Emissionen liegt in den Annahmen zur Prozessenergiebereitstellung und im Umgang mit Nebenprodukten begründet. Während den Berechnungen des Standardwertes die Prozessenergieversorgung durch die Nutzung eines Teils des erzeugten Biogas in einem BHKW unterstellt wird, wurde für das praxisnahe Modellszenario eine Prozessenergieversorgung auf der Basis von Netzstrom und Wärme aus einem Biogasheizkessel bilanziert. Des Weiteren unterscheiden sich die Annahmen bezüglich der Berücksichtigung des Gärrestes als Nebenprodukt. Obwohl die methodischen Vorgaben der RED keine Berücksichtigung von Gutschriften für vermiedene THG-Emissionen bzw. Umweltentlastungseffekte in der Berechnung der THG-Bilanz gestatten, wurde dem Hintergrundkonzept des Standardwertes die Düngewirkung des Gärrestes gutgeschrieben. Um bei der Betrachtung des Biomethankonzepts auf Basis von Bioabfällen den Gärrest als Nebenprodukt regelkonform in der THG-Bilanz zu berücksichtigen, wurde dieser bei den Berechnungen alloziert. Das bedeutet, dass die insgesamt verursachten THG-Emissionen zwischen den Produkten Biomethan und Gärrest aufgeteilt wurden. Diese Aufteilung erfolgte nach den Vorgaben der RED auf der Basis des unteren Heizwertes (der Frischmasse) beider Produkte.

Bei der Betrachtung und Anwendung dieser Berechnungsmethodik für das Produkt Biomethan wird deutlich, dass die in der RED definierte Berechnungsmethodik im Wesentlichen auf die Bewertung von flüssigen Biokraftstoffen zugeschnitten ist [49].

Die Abbildung 23 stellt die Treibhausgasbilanzen der betrachteten Produktionsketten für Biokraftstoffe den entsprechenden Standardwerten der BiokraftNachV sowie dem jeweiligen THG-Minderungspotenzial in % zur fossilen Referenz ($83,8 \text{ g CO}_2\text{-Äq./MJ}$) gegenüber. Neben dem Vergleich der Treibhausgasbilanzen der betrachteten Produktionsketten für Biokraftstoffe und den entsprechenden Standardwerten der RED enthält Abbildung 23 die jeweiligen Treibhausgasminderungspotenziale gegenüber der fossilen Referenz (rechte y-Ordinate). Die Einordnung der Berechnungsergebnisse gegenüber der Zielvorgabe aus der BiokraftNachV (dargestellt als rote Linie) zeigt, dass die bilanzierten Kraftstoffoptionen überwiegend bereits das für 2017 vorgegebene Einsparziel von 50 % gegenüber dem Referenzwert erreichen können.



^{a)} Die Methodik zur Berechnung des Standardwertes ist nicht RED-konform

^{b)} Stroh als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage

^{c)} Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage

Abbildung 23: THG-Emissionen der betrachteten Biokraftstoffkonzepte und der Standardwerte der RED in $\text{gCO}_2\text{-Äq. je MJ}$ Kraftstoff und ihre THG-Minderungspotenziale in % (DBFZ, Standardwerte auf Basis [19])

Die dargestellten Ergebnisse enthalten keine Emissionen aus direkten Landnutzungsänderungen. Die Ergebnisse können sich jedoch stark verändern, wenn zum Beispiel für den Anbau der Biomasse vorher nicht landwirtschaftlich genutztes Land in Ackerfläche umgewandelt wird und es infolge der Kohlenstoffbestandsänderungen zu klimarelevanten Emissionen kommt. Der Einfluss dieser direkten Landnutzungsänderungseffekte kann das mögliche THG-Minderungspotenzial eines Biokraftstoffes aufheben und sogar negieren, so dass durch die Biokraftstoffproduktion insgesamt mehr klimarelevante Gase emittiert werden als durch die Produktion und Nutzung fossiler Kraftstoffe.

Liegen direkte Landnutzungsänderungen vor, sind gemäß RED die Emissionen aus direkten Landnutzungsänderungen bei der Berechnung der THG-Minderung zu berücksichtigen. Während sich die THG-Emissionen aus direkten Landnutzungsänderungen durch einen solchen Ansatz abbilden lassen, stellen so genannte indirekte Landnutzungsänderungseffekte eine ungleich größere Herausforderung dar. Hierbei handelt es sich vereinfacht dargestellt um Verdrängungseffekte, die wiederum direkte Landnutzungsänderungen auslösen können [50].

Landnutzungsänderungen

Die steigende Nachfrage nach Rohstoffen, u.a. für die Biokraftstoffproduktion, führt zunehmend zu Nutzungskonkurrenzen, Veränderungen von Anbaustrukturen im Agrarsektor sowie zu Änderungen im Landnutzungsmanagement. Hinsichtlich Klimaschutz und Nachhaltigkeit sind in diesem Zusammenhang insbesondere direkte und indirekte Landnutzungsänderungen (dLUC und iLUC) sowie die mit diesen potentiell einhergehenden Emissionen relevant.

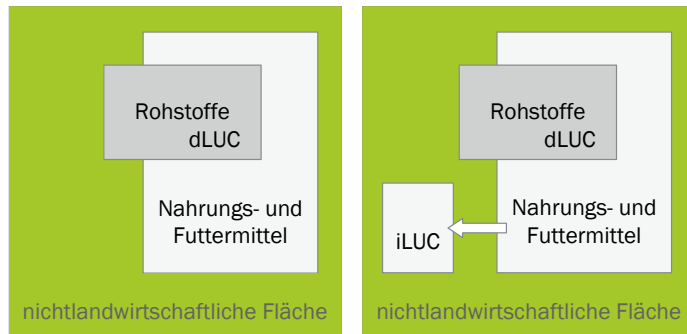


Abbildung 24: Schematische Darstellung direkter und indirekter Landnutzungsänderungen

Wesentlich komplexer und schwieriger zu erfassen als direkte – sind dagegen indirekte Landnutzungsänderungen (iLUC). Durch eine steigende Flächeninanspruchnahme durch den Rohstoffanbau, stehen tendenziell weniger Flächen für Futter- und Nahrungsmittelproduktion zu Verfügung. Kann dieser Nutzungsdruck nicht durch Intensivierung und Ertragssteigerung auf den vorhandenen Anbauflächen ausgeglichen werden, so ist mit der Erschließung neuer Anbauflächen zu rechnen. Im Idealfall werden dabei Brachen (Marginalstandorte, Brachland, degradierte Flächen etc.) in Nutzung genommen. Im wahrscheinlicheren Falle kommt es allerdings zum Umbruch von Grünland, zu Rodungen oder zur Entwässerung von Mooren und somit zur vermehrten Freisetzung von klimarelevanten Gasen (CO_2 , CH_4) aus diesen Flächen. Diese hier vereinfacht dargestellten Veränderungen können durch die globale Verkettung makroökonomischer Mechanismen räumlich getrennt voneinander und ohne einen direkt auf den Energiepflanzenanbau zurückführbaren Bezug auftreten [52], [53].

Durch die hohe Komplexität indirekter Landnutzungsänderungen ist die Bilanzierung der aus diesen Effekten resultierenden THG-Emissionen nur in einem Modellkontext möglich. Die Bandbreite derzeitiger praktizierter und diskutierter Ansätze reicht dabei von relativ vereinfachenden „Risikofaktoren“ bis hin zu hochkomplexen globalökonomischen Modellkomplexen und Rahmenwerken.



Grundlegend lassen sich zwei Ansätze unterscheiden:

1. **komplexe makroökonomische/ökonomische Modellkomplexe:** Ökonomische Modelle betrachten nachfrageseitige Treiber von Landnutzungsänderungen. Ausgangspunkte für die Erklärung von Veränderungen in flächenintensiven Sektoren sind bestimmte Präferenzen, Motivationen sowie Markt- und Bevölkerungsstrukturen. Die Allokation von Flächenbedarf erfolgt durch endogene Berechnung von Angebot und Nachfrage landintensiver Güter. Allerdings sind globalökonomische Gleichgewichtsmodelle originär nicht auf die Berechnung von potentiellen Treibhausgasemissionen ausgelegt, wozu beispielsweise veränderte Bewirtschaftungsformen und Flächenanteile einer bestimmten Kulturart einfließen müssten. Um alle für eine umfassende Bilanzierung von zu erwartenden Treibhausgasemissionen relevanten Aspekte einzubeziehen, müssten demzufolge unterschiedliche, auf die einzelnen Komponenten spezialisierte Module angewandt werden. Die Schaffung eines analytischen Rahmenwerkes in dem Modelle und Modellergebnisse gekoppelt und verlinkt eingesetzt werden, also die Integration mehrerer Modelle unter einem gemeinsamen Satz von Annahmen, ist somit eine Voraussetzung konsistenter Analysen und bestimmt folglich den derzeitigen Forschungsschwerpunkt.
2. **Deterministische Modellansätze:** Diese nähern sich der iLUC-Problematik durch Vereinfachung. Explizite Annahmen zu Landnutzungsänderung ermöglichen dabei eine Beurteilung und grobe Abschätzung der wahrscheinlich stattfindenden indirekten Effekte. Eine Grundannahme deterministischer Modelle ist, dass die landwirtschaftliche Biomasseproduktion prinzipiell zu einer zusätzlichen Agrarflächeninanspruchnahme führt. Dadurch wird zwangsläufig eine Umwandlungsdruck landwirtschaftlich bisher ungenutzte Ökosystemflächen in Agrarland induziert. Der zusätzliche Landbedarf bzw. die Anbauflächenexpansion werden relativ grob abgeschätzt und über Allokation der entsprechenden Energiepflanzenproduktion (bei Bedarf anteilig) zugeordnet.

Konsens herrscht in der Wissenschaft lediglich darüber, dass diese Effekte existieren, nicht aber über deren Höhe oder abschließende Schlussfolgerungen zu ihrer Reduzierung. In der RED war zunächst vorgesehen, dass die EU Kommission dem Europäischen Parlament und dem Rat bis zum 31. Dezember 2010 einen Bericht vorlegt, in dem sie die Auswirkungen indirekter Änderungen der Flächennutzung auf die Treibhausgasemissionen prüft und Möglichkeiten untersucht, wie diese Auswirkungen verringert werden können. „Um ihre Arbeit auf die besten verfügbaren wissenschaftlichen Erkenntnisse zu stützen, gab die Kommission im Lauf der Jahre 2009 und 2010 eine Reihe von Analysen und eine Durchsicht der Fachliteratur zum Thema der indirekten Landnutzungsänderung in Auftrag. Darüber hinaus führte die Kommission verschiedene Konsultationen in einem erweiterten Interessentenkreis durch. Unter anderem eine Vorab-Konsultation zu den möglichen strategischen Ansätzen und eine weitere Befragung, nachdem die endgültigen Fassungen der Studien vorlagen. Angesichts der mit den zahlreichen Unsicherheitsfaktoren in diesen Modellstudien verbundenen Schwierigkeiten wurden weltweit führende technische Experten in die Prüfung der Ergebnisse und Schlussfolgerungen der Analysen einbezogen“. Die EU Kommission wollte die Folgenabschätzung, gegebenenfalls zusammen mit einem Legislativvorschlag zur Änderung der Richtlinie über Erneuerbare Energien und der Richtlinie zur Kraftstoffqualität (falls erforderlich) bis spätestens Juli 2011 vorlegen [51]. Dies ist bisher nicht geschehen.



Abkürzungsverzeichnis

BtL	Biomass To Liquid
DDGS	Distillers' Dried Grains with Solubles (Futtermittel)
dLUC	direct Land Use Change (direkte Landnutzungsänderung)
ETBE	Ethyl-tert-butylether
FAME	fatty acid methyl ester (Biodiesel/Fettsäuremethylester)
HEFA	Hydroprocessed Esters and Fatty Acids
HVO	Hydrotreated Vegetable Oil
iLUC	indirect Land Use Change (indirekte Landnutzungsänderung)
MJ	Megajoule
SNG	Synthetic Natural Gas
THG	Treibhausgas

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Zeithorizonte der Markteinführung von Biokraftstoffoptionen	12
Tabelle 2	Steckbrief Pflanzenöl	13
Tabelle 3	Steckbrief Biodiesel (FAME)	14
Tabelle 4	Steckbrief Hydroprocessed Öle und Fette (HVO/ HEFA)	15
Tabelle 5	Steckbrief konventionelles Bioethanol	16
Tabelle 6	Steckbrief Bioethanol auf Lignocellulose-Basis	17
Tabelle 7	Steckbrief Biomethan über Biogas	18
Tabelle 8	Steckbrief Bio-SNG	19
Tabelle 9	Steckbrief FT-Diesel	21
Tabelle 10	Kriterien für die Biokraftstoffbereitstellung nach 2009/28/EG [16]	28
Tabelle 11	Parameter ausgewählter modellhafter Anlagenkonzepte zur Biokraftstoffbereitstellung	45
Tabelle 12	Annahmen zur Berechnung der Kraftstoffgestehungskosten (DBFZ unter Einbindung von u. a. [42], [43], [37])	51
Tabelle 13	Wesentliche Aspekte der europäischen Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED) [19]	57

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Übersicht Bereitstellungsoptionen für Biokraftstoffe	11
Abbildung 2:	Ausgewählte Biokraftstoffquoten/ -anteile weltweit 2011	24
Abbildung 3:	Entwicklung des weltweiten Energiebedarfs im Transportsektor bis 2030 und des Anteils an Biokraftstoffen	25
Abbildung 4:	Europäischer Biokraftstoffsektor	27
Abbildung 5:	Nationale Biokraftstoffquoten/ -anteile in Europa 2011 (DBFZ auf Basis [18])	29
Abbildung 6:	Weltweite Produktion von Ethanol und Biodiesel	32
Abbildung 7:	Weltweite Handelsbilanz/ Netto-Im- und Netto-Export von Biodiesel	33
Abbildung 8:	Weltweite Rohstoffbasis für Biokraftstoff 2006 bis 2011	34
Abbildung 9	Weltweite Produktion und Handel von Biodiesel und Ethanol in 2010	35
Abbildung 10:	Produktionskapazität, Produktion und Verbrauch von Biodiesel in Europa	36
Abbildung 11:	Im- und Export von Biodiesel in der Europäischen Union	37
Abbildung 12:	Produktion, Produktionskapazität und Verbrauch von Bioethanol in Europa	38
Abbildung 13:	Im- und Export von Bioethanol in der Europäischen Union	39
Abbildung 14:	Produktion, Produktionskapazität und Verbrauch von Biokraftstoffen in Deutschland	40
Abbildung 15:	Kommerzielle Produktionsanlagen für Biokraftstoffe 2011	41
Abbildung 16:	Rohstoffbasis für in Deutschland verbrauchte Biokraftstoffe	42
Abbildung 17:	Deutscher Biokraftstoffverbrauch	43
Abbildung 18:	Deutscher Im- und Export von Ethanol und Biodiesel	44
Abbildung 19	Kalkulationsmodell zur Berechnung der Kraftstoffgestehungskosten	49
Abbildung 20	Biokraftstoffgestehungskosten im Vergleich zu fossilen Referenzen	52
Abbildung 21	Preisentwicklung fossiler Kraftstoffe und biogener Rohstoffe	55
Abbildung 22	THG-Emissionen in g CO ₂ -Äq. je MJ Kraftstoff	58
Abbildung 23	THG-Emissionen der betrachteten Biokraftstoffkonzepte und der Standardwerte der RED in gCO ₂ -Äq. je MJ Kraftstoff und ihre THG-Minderungspotenziale in %	61
Abbildung 24:	Schematische Darstellung direkter und indirekter Landnutzungsänderungen	62

Literaturverzeichnis

- [1] Europäische Kommission (Hrsg.): Bericht der Kommission an das Europäische Parlament und den Rat über die Fortschritte bei der Erfüllung der Kyoto-Ziele. (gemäß Artikel 5 der Entscheidung Nr. 280/2004/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über ein System zur Überwachung der Treibhausgasemissionen in der Gemeinschaft und zur Umsetzung des Kyoto-Protokolls). KOM/2011/0624. 07.10.2011.
- [2] M. Kaltschmitt, H. Hartmann, und H. Hofbauer: Energie aus Biomasse. Grundlagen, Techniken und Verfahren. 2. Aufl. Berlin: Springer, 2009.
- [3] UFOP (Hrsg.): Biodiesel – Aussagen der Schlepperhersteller. 3. Aufl. Berlin, 2008.
- [4] S. Rönsch: Optimierung und Bewertung von Anlagen zur Erzeugung von Methan, Strom und Wärme aus biogenen Festbrennstoffen. Leipzig, 2011 (DBFZ Report Nr. 5).
- [5] Y. Chisti: Biodiesel from microalgae. In: *Biotechnology Advances*. Bd. 25, Nr. 3, New Delhi: Himalaya Publishing House, 2007. S. 306, 294.
- [6] M. Kröger, F. Müller-Langer: Microalgae as feedstock for the biofuel production? State of knowledge and prospects for the future. European Biomass Conference Exhibition (EBCE). Hamburg, 2009.
- [7] R. H. Wijffels, M. J. Barbosa: An Outlook on Microalgal Biofuels. In: *Science*. Bd. 329, Nr. 5993, 2010, S. 796-799.
- [8] C. Glasner, G. Deerberg, H. Lyko: Hydrothermale Carbonisierung – Ein Überblick: In: *Chemie Ingenieur Technik*. Bd. 83 (11), 2011, S. 1932-1943.
- [9] S. S. Toor, L. Rosendahl, A. Rudolf: Hydrothermal liquefaction of biomass – A review of subcritical water technologies. In: *Energy*. Bd. 36, Nr. 5, 2011, S. 2328-2342.
- [10] A. Kruse: Hydrothermal biomass gasification. In: *The Journal of Supercritical Fluids*. Bd. 47, Nr. 3, 2009, S. 391-399.
- [11] International Energy Agency (Hrsg.): *Technology Roadmap – Biofuels for Transport*. Paris, 2011.
- [12] International Energy Agency (Hrsg.): *World Energy Outlook 2010*. Paris 2010.
- [13] Europäische Kommission (Hrsg.): Richtlinie 2003/30/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 8. Mai 2003 zur Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen oder anderen erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehrssektor. In: *Amtsblatt der Europäischen Union L 123*. 17.05.2003, S. 42-46.
- [14] Europäische Kommission (Hrsg.): Richtlinie 2003/96/EG des Rates vom 27. Oktober 2003 zur Restrukturierung der gemeinschaftlichen Rahmenvorschriften zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom. In: *Amtsblatt der Europäischen Union L 283*. 31.10.2003, S. 51-70.
- [15] Europäische Kommission (Hrsg.): *Aktionsplan für Biomasse*. KOM(2005) 628, 07.12.2005.
- [16] Europäische Kommission (Hrsg.): *Eine EU-Strategie für Biokraftstoffe*. KOM(2006) 34, 08.02.2006.
- [17] Europäische Kommission (Hrsg.): *Fahrplan für erneuerbare Energien – Erneuerbare Energien im 21. Jahrhundert: Größere Nachhaltigkeit in der Zukunft*. KOM(2006) 848, 10.01.2007
- [18] F. O. Licht's world ethanol & biofuels report. Bd. 2009-2011. Ratzeburg, London: Licht. 2009-2011. ISSN 0940-8541
- [19] Europäische Kommission (Hrsg.): Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG. In: *Amtsblatt der Europäischen Union L 140*, 05.06.2009, S. 16-62.
- [20] Richtlinie 2009/30/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Änderung der Richtlinie 98/70/EG im Hinblick auf die Spezifikationen für Otto-, Diesel- und Gasölkraftstoffe und die Einführung eines Systems zur Überwachung und Verringerung der Treibhausgasemissionen sowie zur Änderung der Richtlinie 1999/32/EG des Rates im Hinblick auf die Spezifikationen für von Binnenschiffen gebrauchte Kraftstoffe und zur Aufhebung der Richtlinie 93/12/EWG. In: *Amtsblatt der Europäischen Union L 140*, 05.06.2009, S. 88-113.
- [21] Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.): *Nationaler Biomasseaktionsplan für Deutschland – Beitrag der Biomasse für eine nachhaltige Energieversorgung*. Berlin, 2010.
- [22] *Energiesteuergesetz (EnergieStG)*. (idF v. 15.07.2006). (BGBl. I S. 1534; 2008 I S. 660; 1007).
- [23] *Gesetz zur Änderung der Förderung von Biokraftstoffen (BioKraftFÄndG)*. (idF v. 15.07.2009). (BGBl. I S. 1804).
- [24] *Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung von Biokraftstoffen (Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung – Biokraft-NachV)*. (idF v. 30.09.2009). (BGBl. I S. 3182).
- [25] Europäische Kommission (Hrsg.): *Verordnung (EG) Nr. 193/2009 zur Einführung eines vorläufigen Antidumpingzolls auf die Einfuhren von Biodiesel mit Ursprung in den Vereinigten Staaten von Amerika*. In: *Amtsblatt der Europäischen Union L 67*. 12.03.2009, S. 22-49.
- [26] *MarktWoche Ölsaaten & Biokraftstoffe*. Hrsg. v. AML Agrarmarkt Informations-Gesellschaft mbH. Bonn, 2010-2011.
- [27] *Food, Conservation and Energy Act (US)*. Public Law 110-234, 22.05.2008.
- [28] *European Biodiesel Board (Hrsg.): Statistics. The EU biodiesel industry. 2010 Production Capacity*. URL: <http://www.ebb-eu.org/stats.php>. (Stand: 16.08.2011).
- [29] *EBB European Biodiesel Board (Hrsg.): Statistics The EU biodiesel industry. 2009 Production Capacity*. URL: <http://www.ebb-eu.org/stats.php>. (Stand: 05.08.2010).
- [30] R. Haas, E. Remmele: *Status quo der dezentralen Ölgewinnung – Bundesweite Befragung, Straubing, 2011*. (Berichte aus dem TFZ 26).
- [31] *Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (Hrsg.): Amtliche Mineralöldaten*. URL: http://www.bafa.de/bafa/de/energie/mineraloel/rohoe/amtliche_mineraloel/index.html (Stand: 11.09.2010).
- [32] *Verband der Deutschen Biokraftstoffindustrie e.V. (Hrsg.): Informationen. Biokraftstoffe in Deutschland*. URL: <http://www.biokraftstoffverband.de> (Stand: März 2011); *Bundesverband der deutschen Bioethanolwirtschaft e.V. (Hrsg.): Marktdaten. Bioethanol-Report 2010/2011*. URL: <http://www.bdbe.de/branche/marktdaten/> (Stand 15.06.2011).
- [33] Greenpeace, „Untersuchung der Agrosprit-Beimischungen zum Sommerdiesel 2011“, 10/2011, 2011. URL: http://www.greenpeace.de/fileadmin/gpd/user_upload/themen/klima/Test_Biodiesel_Sommer11.pdf (Stand: 17.08.2011).
- [34] Greenpeace, „Sommerdiesel im Test“, 2010. URL: http://www.greenpeace.de/fileadmin/gpd/user_upload/themen/waelder/FS_Sommerdiesel_2010.pdf (Stand: 13.10.2011).
- [35] *Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.): Erneuerbare Energien in Zahlen – nationale und internationale Entwicklung*. URL: http://www.erneuerbare-energien.de/erneuerbare_energien/datenservice/ee_in_zahlen/doc/2720.php (Stand: 04.07.2011).
- [36] S. Nikander: *Greenhouse gas and Energy intensity of product chain: case transport biofuel*. Helsinki. Helsinki University of Technology. M.Sc.-thesis. 2008.
- [37] D. Thrän, et. al.: *Bioenergie heute und morgen – 11 Bereitstellungskonzepte*. Leipzig, 2010. (Sonderausgabe zum DBFZ Report).

- [38] T. Senn, S. Lucà: Studie zur Bioethanolproduktion aus Getreide in Anlagen mit einer Jahres-Produktionskapazität von 2,5 und 9 Mio. Litern – Eine Energie- und Kostenbilanzierung. Universität Hohenheim, Berlin, 2002.
- [39] B. Sprenger: E85 Regionol – Bioethanol aus landwirtschaftlichen Brennereien. In: Bioenergie – Chance und Herausforderung für die regionale und globale Wirtschaft. Tagungsband / 3. Rostocker Bioenergieforum, 14. und 15. Oktober 2009 an der Universität Rostock. Hrsg. v. M. Nelles. Rostock, 2009, S. 177-189.
- [40] Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge (Bundesimmissionsschutzgesetz – BImSchG). (idF v. 26.09.2002 (BGBl. I S. 3830). zuletzt geändert am 03.11.2011. 2011.
- [41] VDI-Gesellschaft Bauen und Gebäudetechnik (Hrsg.): VDI 6025 – Betriebswirtschaftliche Berechnungen für Investitionsgüter und Anlagen. Berlin: Beuth Verlag GmbH, 1996.
- [42] Eurostat. Elektrizität – Industrieabnehmer – halbjährliche Preise – Ab 2007. URL: http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_pc_205&lang=de (Stand: 16.09.2011).
- [43] D. Thrän, et. al (Hg.): Methodenhandbuch – Stoffstromorientierten Bilanzierung der Klimagaseffekte. Leipzig: DBFZ, 2011.
- [44] Bundesnetzagentur (Hrsg.): Bericht der Bundesnetzagentur über die Auswirkung der Sonderregelung für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz. Bonn, 2011.
- [45] Platts European Marketscan. Volume 43. Issue 130. July 11, 2011. URL: <http://www.platts.com/IM.Platts.Content/ProductsServices/Products/euomktscan.pdf> (Stand: 09.09.2011).
- [46] IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. 2001.
- [47] S. Majer, K. Oehmichen: Mögliche Ansätze zur Optimierung der THG-Bilanz von Biodiesel aus Raps. UFOP: Berlin, 2010.
- [48] H. Stichnothe, F. Schuchardt: Comparison of different treatment options for palm oil production waste on a life cycle basis. In: International Journal of life cycle Assessment. Nr. 15. Berlin, Heidelberg : Springer, 2010, S. 907-915.
- [49] Optimierung der marktnahen Förderung von Biogas / Biomethan unter Berücksichtigung der Umwelt- und Klimabilanz, Wirtschaftlichkeit und Verfügbarkeit. Hrsg. v. Biogasrat e.V. Berlin, 2011.
- [50] S. Majer: Streitfall Klimabilanz von Biokraftstoffen. In: UmweltMagazin. Nr. 7/8, 2011, S. 32-33.
- [51] J. Fargione, J. Hill, D. Tilman, S. Polasky, P. Hawthorne: Land Clearing and the Biofuel Carbon Debt. In: Science 29, Bd. 319, Nr. 5867. 2008, S. 1235-1238.
- [52] H. Fehrenbach, J. Giegrich, G. Reinhardt, N. Rettenmaier: Synopse aktueller Modelle und Methoden zu indirekten Landnutzungsänderungen ILUC. Heidelberg, 2009.
- [53] S. Cornelissen, B. Dehue: Summary of approaches to accounting for indirect impacts of biofuel production. Hrsg. v. Roundtable on Sustainable Biofuels. Utrecht: Ecofys. 2009. / URL: http://www.hcvnetwork.org/resources/folder.2006-09-29.6584228415/09-10-09_Ecofys%20-%20Summary%20of%20approaches%20to%20accounting%20for%20indirect%20impacts%20of%20biofuel%20production.pdf (Stand: 01.10.2011).



www.energetische-biomassenutzung.de

ISSN: 2192-1806

Gefördert vom



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit

Ein Förderprogramm der



DIE BMU
KLIMASCHUTZ-
INITIATIVE

Koordiniert vom



Wissenschaftlich
begleitet vom

