

Untersuchungen zur Ausgestaltung der Biokraftstoffgesetzgebung in Deutschland - Arbeitspapier (04.07.2019)

Kathleen Meisel¹, Markus Millinger², Karin Naumann¹, Stefan Majer¹, Franziska Müller-Langer¹, Daniela Thrän^{1,2}

¹ DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH, Leipzig, Germany

² Helmholtz Centre for Environmental Research, Leipzig, Germany

Kurzzusammenfassung

Mit der im Dezember 2018 verabschiedeten Neufassung der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie der Europäischen Union (kurz RED II) führt die EU den politischen Rahmen für den Einsatz von erneuerbaren Energieträgern im Verkehrssektor für den Zeitraum von 2021 bis 2030 fort. Gleichzeitig hat sich Deutschland mit dem Klimaschutzplan 2050 das verbindliche Ziel gesetzt, bis 2030 mindestens 40 bis 42 % der THG-Emissionen des Verkehrssektors gegenüber 1990 einzusparen.

Um die möglichen Auswirkungen der europäischen und nationalen Vorgaben auf die Ausgestaltung der deutschen THG-Quote zu untersuchen, führte das DBFZ zusammen mit dem UFZ entsprechende Untersuchungen durch. Mit Hilfe des BENOPT-Modells wurde aus 26 Kraftstoffoptionen in neun verschiedenen Szenarien je ein optimaler Kraftstoffmix zur Erfüllung der szenarienspezifischen THG-Quote modelliert, wobei durch Elektromobilität zu erbringende Anteile ebenso berücksichtigt wurden. Neben den politischen Vorgaben stellten folgende Größen wie die zur Verfügung stehenden Rohstoffpotenziale und Anbauflächen, internationale Rohstoff- und Kraftstoffimporte, Kraftstoffbeimischungsgrenzen, bestehende Anlagenkapazitäten und -zubaugrenzen, kraftstoffspezifische Wirkungsgrade, THG-Emissionen und Kosten Eingangsparmeter für die Modellierung dar.

Im Ergebnis zeigen sich nur zwischen den Szenarien, die die RED II-Ziele (u.a. 14 % EE im Verkehr bis 2030) und die das Klimaschutzziel (40–42 % THG-Minderung gegenüber 1990 bis 2030) umsetzen deutliche Unterschiede. Werden nur die Mindestanforderungen der RED II erfüllt, was einer THG-Quote von lediglich 5,3 % entspräche (weniger als bereits für 2020 f. mit 6 % festgelegt), so wird das deutsche Klimaschutzziel ohne weitere Maßnahmen deutlich verfehlt. Für die Erreichung des Klimaschutzziels bedarf es unter den untersuchten Bedingungen nicht nur einer deutlichen Reduzierung des Endenergieverbrauchs im Verkehr, sondern auch einer sehr hohen THG-Quote von ca. 32,5 %. Die Erfüllung dieser Quote erfordert einen hohen Anteil Erneuerbarer von ca. 40% im Verkehr, der nur unter Nutzung nahezu aller betrachteten Kraftstoffoptionen erzielt werden kann. Auch ist der Aufbau von Produktionsanlagen fortschrittlicher (Bio)Kraftstoffe inkl. BTL/PTL spätestens ab 2021 notwendig.

1. Hintergrund und Zielsetzung

Die Neufassung der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie der Europäischen Union wurde im Dezember 2018 formell verabschiedet. Damit wird der politische Rahmen für den Einsatz von erneuerbaren Energieträgern im Verkehrssektor für den Zeitraum von 2021 bis 2030 fortgesetzt. Dieser Rahmen beinhaltet u. a. einen Mindestanteil von erneuerbaren Energieträgern im Verkehr von 14 %, darunter einen Mindestanteil von 3,5 % aus fortschrittlichen Biokraftstoffe bis 2030, eine Begrenzung der Mengenanteile für konventionelle Biokraftstoffe aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen auf maximal 7 %, aus Altspeiseölen (sog. UCO, used cooking oil) und tierischen Fetten auf 1,7 % sowie Regelungen zu Mehrfachanrechnungen für ausgewählte erneuerbare Energieträger [1]. Gleichzeitig hat sich Deutschland mit dem Klimaschutzplan 2050 das verbindliche Ziel gesetzt, 40-42 % der THG-Emissionen im Verkehrs bis 2030 gegenüber 1990 einzusparen [2]. Mit der Pflicht zur Umsetzung dieser Vorgaben wird sich in Deutschland die Ausgestaltung der seit 2015 geltenden Treibhausgas(THG)-Quote verändern.

Ziel dieses Vorhabens war es, mögliche Auswirkungen der europäischen und nationalen Vorgaben auf die Ausgestaltung der deutschen THG-Quote zu untersuchen. Dazu sollten aus der Analyse neun verschiedener Szenarien zur Weiterentwicklung der THG-Quote bis 2030 Kernaussagen/Schlussfolgerungen zur optimalen Zusammensetzung des Kraftstoffmixes innerhalb der THG-Quote und der damit verbundenen THG-Reduktionen abgeleitet werden. Die Rahmenbedingungen für die Szenarien wurden so definiert, dass in der Gesamtschau aller

Szenarien die Spannweite möglicher zukünftiger Entwicklungen im (Bio)Kraftstoffmarkt von 2020 bis 2030 abgedeckt ist. Aus 26 verschiedenen Kraftstoffoptionen wurde mit Hilfe des BioEnergie OPTimierungsmodells (BENOPT) je Szenario ein optimaler Kraftstoffmix zur Erfüllung der szenarienspezifischen THG-Quote modelliert. Im Ergebnis zeigen sich nur deutliche Unterschiede zwischen den Szenarien, die die RED II-Ziele (u.a. 14 % EE im Verkehr bis 2030) und die das Klimaschutzziel (mind. 40 % THG-Minderung gegenüber 1990) umsetzen. Deshalb wird im Folgenden nur detaillierter auf das Basis-Szenario (RED II) und das Klimaschuttszenario eingegangen.

2. Methodische Herangehensweise

Wie die optimale Kraftstoffzusammensetzung für den Straßen- und Schienenverkehr innerhalb der THG-Quote im Basis- und im Klimaschuttszenario aussieht und welche THG-Reduktionen damit verbunden sind, hängt sehr stark von den betrachteten Kraftstoffoptionen, den Szenarienbedingungen und den Modellannahmen im verwendeten BENOPT-Modell ab.

Betrachtete Kraftstoffoptionen. Zur Erfüllung der THG-Quote können folgende Kraftstoffoptionen eingesetzt werden:

- Fortschrittliche Biokraftstoffe (aus Rohstoffen gemäß RED II, Anhang IX, Teil A [1])
- Biokraftstoffe aus Altspeiseölen und tierischen Fetten (gemäß RED II, Anhang IX, Teil B [1])
- Biokraftstoffe aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen
- Erneuerbare nicht-biogene Kraftstoffe (strombasierte Kraftstoffe: PTX-Optionen)
- E-Fahrzeuge im Straßenverkehr
- Fossile Kraftstoffoptionen wie LNG, CNG, LPG und H₂ aus fossilen Energieträgern

Die 26 betrachteten Kraftstoffe sind mit ihrer maximalen Beimischungsgrenze gemäß den derzeit geltenden Kraftstoffnormen [3], [4], [5] und entsprechend der Eingruppierung nach RED II in der Tabelle 1 aufgelistet. Für die Gaskraftstoffe wurden entsprechend [6] maximale Anteile am Endenergieverbrauch definiert. Flugkraftstoffe werden nicht betrachtet, da die Regelungen der RED II nicht bindend für sie sind.

Tabelle 1 Gruppierung der Kraftstoffoptionen und deren Beimischungsgrenzen

Kraftstoffe aus NM-FM-Pflanzen	Anhang IX, A	Anhang IX, B	Power to X	Fossil	Erläuterung
Dieselskraftstoffe					CH4 - Methan CNG - komprimiertes Erdgas EtOH-Ethanol FAME - Fatty methyl ester H2 - Wasserstoff HVO - mit Wasserstoff prozessierte Öle (hydrotreated vegetables oil)
FAME (max. 7% vol.)	RME, PME, SojaFAME	UCOME, TME			
HVO, BTL, PTL (max. 26% vol.)	Raps- u. PalmHVO	BTL	UCO-HVO	PTL	
Ottokraftstoffe					LABCH4 - verflüssigtes Biomethan aus Abfällen LNG - verflüssigtes Erdgas LPG - Autogas (Liquefied Petroleum Gas) MeOH - Methanol NM-FM Nahrungs-/Futtermittel
Ethanol (max. 10% vol.)	Rüben- u. Stärke-EtOH, Z.rohrEtOH	StrohEtOH			
Methanol (max. 3 % vol.)		BioMeOH			
Gaskraftstoffe					PME - Palmöl-Methylester PTG - Power to gas PTL - Power to liquid RME - Rapsöl-Methylester SNG - synthetisches Biomethan TME - tierische Fette-Methylester UCO - Altspeisefette (used cooking oil) UCOME - used cooking oil-Methylester Z.Rohr - Zuckerrrohr
Gaskraftstoffe (max. 1-3% EEV)	MaisCH4	SNG, AbfallCH ₄	PTG-CH ₄	CNG	
LPG (max 1% EEV)				LPG	
Flüssigmethan (max.3,9% EEV)		BioLSNG, BioLABCH ₄		LNG	
H ₂ (max. 0,9% EEV)		BioH ₂	PTG-H2		

Szenarienbedingungen. Sowohl das Basis- als auch das Klimaschuttszenario erfüllen die RED II-Vorgaben, wobei das Basisszenario das Mindestziel der RED II von 14 % erneuerbare Energien im Verkehrssektor erfüllt und das Klimaschuttszenario über dieses Mindestziel hinausgeht und dem Klimaschutzziel von 40 % THG-Reduktion gegenüber 1990 gerecht wird. Je nach definiertem Ziel (RED II- Mindestziel vs. Klimaschutzziel), Endenergiever-

brauch im Verkehr, Ausbau der Elektromobilität, Höhe des Anteils erneuerbarer Energien im Strommix und unter Berücksichtigung der normbedingten Beimischungsgrenzen ergibt sich im Basis- und Klimaschutzszenario jeweils eine andere Modell-THG-Quote, die von Biokraftstoffen, nicht-biogenen erneuerbaren und fossilen Kraftstoffen erfüllt werden kann. Die wesentlichen Eckdaten des Basis- und Klimaschutzszenarios zeigt Tabelle 2.

Tabelle 2 Eckdaten des Basis- und Klimaschutzszenarios

Charakteristik	Basisszenario 2030	Klimaschutzszenario 2030
Regularium	RED II	Klimaschutzplan
Ziel	14% EE	40% THG-Red. ggü. 1990
Endenergieverbrauch (PJ)	2.178	1.620
Elektromobilität (PJ)	30 (6 Mio. E-Fahrzeuge)	50 (10 Mio. E-Fahrzeuge)
EE-Anteil im Strommix (%)	55	65
Modell-THG-Quote (%) (ohne UER und Schienstrom)	5,3	32,5

BENOPT-Modell. Das BENSIM-Optimierungsmodell ist ein Modell, das den Wettbewerb zwischen verschiedenen Kraftstoffoptionen unter definierten Randbedingungen modelliert [7-9]. Es identifiziert unter den gegebenen Randbedingungen (je Szenario) den optimal zusammengesetzten Kraftstoffmix zur Erfüllung der THG-Quote. Optimaler Kraftstoffmix bedeutet, dass das Modell den Mix an Kraftstoffen wählt, welcher mit den geringsten Gesamtkosten die definierte THG-Quote erfüllt. Im Ergebnis werden die Kraftstoffoptionen demnach entsprechend ihres Rankings der THG-Vermeidungskosten in den optimalen Kraftstoffmix gewählt. Die THG-Vermeidungskosten, welche in dieser Studie nach der in Gleichung [1] dargestellten Formel berechnet werden, stellen für diese Untersuchung das entscheidende Kriterium der Wettbewerbsfähigkeit dar. Hier ist zu beachten, dass die Gestehungskosten der Referenz nicht wie üblich inkludiert sind. Das BENOPT-Modell greift auf eine Matrix zu, in der für die Kraftstoffoptionen neben den Kosten und THG-Emissionen weitere Daten gelistet sind (Abbildung 1). Daten zur Anlagenkapazität und -lebensdauer sind für die Entscheidung notwendig, wann Produktionsanlagen zugebaut werden müssen. Dieser Neu- respektive Zubau ist mit zusätzlichen Investitionen verbunden.

$$\text{THG-Vermeidungskosten} = \frac{\text{Gestehungskosten}_{\text{Option i}}}{\text{THG-Emissionen}_{\text{Option i}} - \text{THG-Emissionen}_{\text{Referenz}}} \quad [1]$$



Optimierung der Gesamtkosten

UQ: Unterquote, fort. Bio-KS: fortschrittliche Biokraftstoffe, konv.: konventionell

Abbildung 1 Komponenten des BENSIM-Optimierungsmodells

Produziert eine Anlage nach ihrem Aufbau die spezifischen Kraftstoffe, werden Rohstoff- und Betriebskosten sowie die Erlöse aus der Veräußerung der Nebenprodukte berücksichtigt. Der Wirkungsgrad der Kraftstofftechnologien, definiert als Verhältnis aus Kraftstoffenergiemenge zur eingesetzten Rohstoffenergiemenge, wirkt sich über die erforderliche eingesetzte Rohstoffmenge auf die Rohstoffkosten der Kraftstoffoptionen aus. Unter der Annahme, dass sich die Wirkungsgrade kraftstoffspezifisch je nach technologischem Entwicklungsstand (bzw. Reifegrad) bis 2030 unterschiedlich erhöhen und die THG-Emissionen kraftstoffspezifisch bis 2030 unterschiedlich sinken,

verändern sich bis 2030 die THG-Vermeidungskosten und damit auch das Ranking zwischen den Kraftstoffoptionen. Die in Abbildung 1 aufgeführten Restriktionen einschließlich der politisch vorgegebenen Ober- und Untergrenzen berücksichtigt das Modell bei der Erfüllung der THG-Quote ebenso.

Modellannahmen. Folgende Annahmen und Restriktionen wurden für die Modellierung getroffen:

- a. Upstream Emission Reduction (UER)-Maßnahmen sowie Schienenstrom werden nicht berücksichtigt
- b. Die Entwicklung der Elektromobilität wird vorgegeben und ist ohne Wettbewerb im Kraftstoffmix integriert.
- c. Strommengen für die Elektromobilität und zur Produktion strombasierter Kraftstoffe sind nicht begrenzt
- d. Für die Nutzung der Elektromobilität wird Netzstrom eingesetzt. Dabei wird nur der Anteil der erneuerbaren Energien auf die Erfüllung der THG-Quote angerechnet.
- e. Die Produktion strombasierter Kraftstoffe findet in Gunsträumen zur Erzeugung erneuerbarer Energien statt. Es wird angenommen, dass der Strom zu 5 EURct/kWh [10] erzeugt wird
- f. Die Obergrenze für Biokraftstoffe, die aus Rohstoffen hergestellt werden, die auch in den Nahrungs- und Futtermittelsektor gehen können, liegt bei 6,5% des Endenergieverbrauchs (mit Verweis auf die 38 BImSchV [11]; anders als die RED II, die 7% zuließe)
- g. Die Unterquote für fortschrittliche Biokraftstoffe ohne Doppelanrechnung beträgt 0,1% in 2021, 0,5% in 2025 und 1,75% in 2030 des Endenergieverbrauchs
- h. Biokraftstoffe aus Rohstoffen nach Anhang IX, Teil B sind auf 1,7 % des Endenergieverbrauchs begrenzt
- i. Der Anteil von Kraftstoffen mit hohem Risiko indirekter Landnutzungsänderungen (z.B. palmölbasierte Kraftstoffe) wird bis Ende 2030 entsprechend RED II auf 0% gesetzt (sog. Phase-out)
- j. Der Methangasanteil im Kraftstoffmix wächst von 1% in 2020 auf 3% des Endenergieverbrauchs in 2030
- k. Jährliche Rohstoffpreissteigerungen, Energiebesteuerungen und kostenseitige Lerneffekte infolge kumuliert gebauter Anlagen werden nicht in den Szenarien 1-3 und 5-9 berücksichtigt
- l. Die THG-Emissionen sinken kraftstoffspezifisch unter der Annahme eines steigenden Anteils an erneuerbaren Energien und steigenden Wirkungsgraden in Vorkettentechnologien
- m. Die Wirkungsgrade der Technologien werden entsprechend ihrer Reifegrade bis 2030 weiterentwickelt
- n. Die biogenen Reststoffe Holz, Stroh, Altspeise- und tierische Fette können 2,5fach des heimischen Potenzials genutzt werden. Die Anbaufläche für Nahrungs- und Futtermittel für die Biokraftstoffproduktion orientiert sich mit 2 Mio. Hektar an der bisherigen Anbaufläche für Energiepflanzen
- o. Die Kraftstoffimporte sind auf Höhe der derzeit global gehandelten Mengen z. B. für Zuckerrohr-Ethanol begrenzt
- p. Die jährliche maximale Kapazitätsaufstockung der Kraftstoffproduktionsanlagen beträgt 50% und 0,1 PJ für fortschrittliche Kraftstoffe, die im Vorjahr noch keine Produktionskapazität aufgewiesen haben
- q. Biodiesel aus tierischen Fetten wird nicht aus der THG-Quote ausgeschlossen. Die Startkapazitäten für die Szenarienmodellierung sind für das Modellbasisjahr 2016 jedoch mit Null angesetzt.

Die Daten entstammen unterschiedlichen Quellen:

- a. Mobilisierbare technische Potenziale für Rohstoffe werden entsprechend der DBFZ Ressourcendatenbank [12] berücksichtigt
- b. Die in den Kraftstoffmix-Diagrammen der Szenarien dargestellte Kraftstoffmengen von 2016 und 2017 stammen aus dem Evaluations- und Erfahrungsbericht der BLE [13]
- c. Die Kosten, die Wirkungsgrade und die Lebensdauer der Kraftstofftechnologien stammen aus Untersuchungen des DBFZ und UFZ sowie weiterer Fachliteratur [7,14-21]
- d. Rohstoffpreise stammen aus den Statistiken der [22], der [23], der Datenaufbereitung von [24-29]. Basisjahr ist 2016. Im Fall von stark schwankenden Preisen wurde das arithmetische Mittel der Jahre von 2013 bis 2017 verwendet
- e. Die Anlagenkapazitäten vom Basisjahr 2016 wurde dem DBFZ Report „Monitoring Biokraftstoffsektor“ [15] und Angaben der Kraftstoffverbände entnommen
- f. Die spezifische THG-Emissionen, für die bisher in der THG-Quote gemeldeten Kraftstoffe wurden dem Evaluations- und Erfahrungsbericht der BLE [13] entnommen. Für die weiteren Kraftstoffe stammen die THG-Werte aus dem Anhang V der RED II [1]. Die THG-Werte der strombasierten Kraftstoffe und fossilen Kraftstoffe stammen aus der 38. BImSchV [11].

3. Ergebnisse

Nachfolgend werden die modellierten Kraftstoffmixe innerhalb der THG-Quote zwischen 2020 und 2030 und die damit verbundenen THG-Reduktionen für das Basisszenario- und das Klimaschutzszenarios dargestellt. Dabei sind die Kraftstoffmengen für 2016 und 2017 in den Diagrammen Real- und keine Modelldaten. Sie wurden zu Vergleichszwecken den Modellierungsergebnissen hinzugefügt.

Basisszenario (RED II)

Aus Abbildung 2 wird deutlich, dass Biomethan aus Rest- und Abfallstoffen aufgrund der Verfügbarkeit derselben und den geringen THG-Vermeidungskosten den größten Kraftstoffanteil in 2030 ausmacht. Allein mit dem rest- und abfallbasierten Biomethan wird die Unterquote für fortschrittliche Kraftstoffe übererfüllt. Der hier angenommene wachsende Gasmarkt (Gasanteil von 3% des Endenergieverbrauchs in 2030 gegenüber 0,25% in 2016) unterstellt allerdings einen Ausbau von Biomethanproduktionskapazitäten und der entsprechenden Nutzungsinfrastruktur (Tankstellen, Gasfahrzeuge). Abbildung 3 zeigt, dass der Einsatz des Biomethan aus Rest- und Abfallstoffen als fortschrittlicher Biokraftstoff im gesamten Kraftstoffmix die größte potenzielle THG-Reduktion bewirkt. Bioethanol aus Zuckerrohr weist aufgrund seiner geringen THG-Vermeidungskosten in 2030 den zweithöchsten Anteil im Kraftstoffmix auf. Hier ist ein wachsender Import unterstellt. Das Ergebnis gilt daher nur, wenn über den südamerikanischen Eigenverbrauch hinaus genug Ethanol exportiert wird und für den europäischen Markt zur Verfügung steht. Bleibt die Importrate für Zuckerrohrethanol auf einem verhältnismäßig geringen Niveau (2017: 1,1 PJ entspricht 3,6% der in Deutschland eingesetzten Bioethanolmenge [11]), würde entsprechend des Kraftstoffrankings nach THG-Vermeidungskosten stärkerbasiertes Ethanol im Kraftstoffmix erscheinen. Mit dem Einsatz von Zuckerrohr-Ethanol als konventioneller Kraftstoff könnte in 2030 die zweitgrößte Menge an THG reduziert werden (Abbildung 3). Palmölbasierter Biodiesel (PME) wäre dagegen schon vor dem Phase-out nicht mehr und rapsölbasierter Biodiesel (RME) nur bis 2022 im Kraftstoffmix vertreten. Beide weisen zu hohe THG-Vermeidungskosten verglichen mit den besten Gas- und Bioethanolooptionen auf. Damit wäre altspeiseölbasierter Biodiesel (UCOME) in 2030 mit 17 PJ die einzige Beimischungsoption für Diesel. 2017 waren noch gemäß [13] 32 PJ UCOME im Kraftstoffmix vertreten (siehe Abbildung 2).

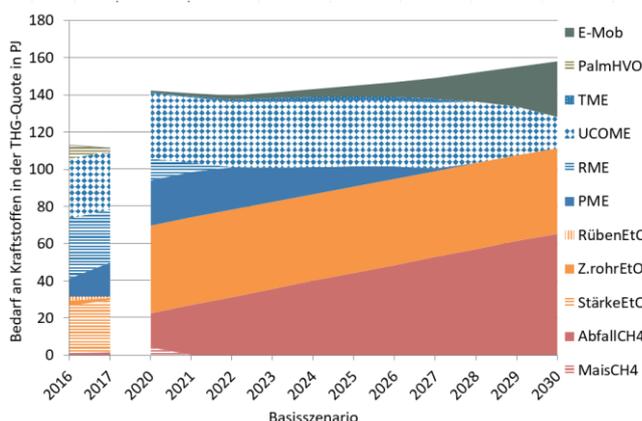


Abbildung 2: Optimaler Kraftstoffmix im Basisszenario

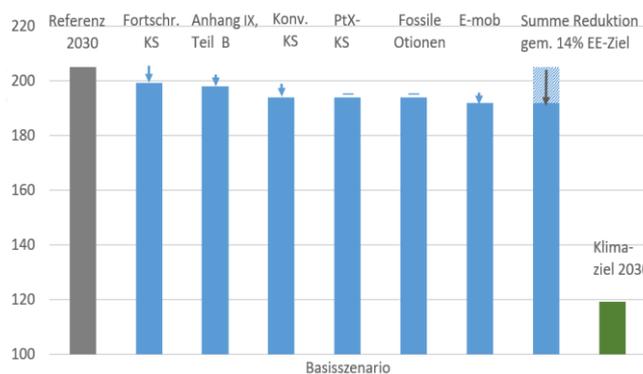


Abbildung 3: THG-Reduktionen durch Kraftstoffmix im Basisszenario

Heimische konventionelle Biokraftstoffe erscheinen in 2030 nur dann im Kraftstoffmix der THG-Quote, wenn die Zuckerrohr-Ethanol-Importe auf konstanten oder nur leicht höheren Niveau verbleiben. Die strombasierten Kraftstoffe sind aufgrund der höchsten Gestehungskosten am wenigsten wettbewerbsfähig. Bei den fossilen Kraftstoffen LPG, CNG und LNG führt die geringe THG-Vermeidung zu einer geringen Wettbewerbsfähigkeit. Die Elektromobilität ist mit 6 Mio. Elektrofahrzeugen und damit mit ca. 30 PJ wie unter *Kapitel 2 Modellannahmen* beschrieben außerhalb der Wettbewerbssituation der Kraftstoffe fest im Kraftstoffmix definiert. Bei 55% erneuerbarer Energien im Strommix stammt relativ gesehen, trotz höherer Anteile an Erneuerbaren aufgrund des Ausstiegs aus Atomstrom, ein Großteil der Stromerzeugung aus der Kohleverstromung. Daher sind die spezifischen THG-Emissionen für die Elektromobilität relativ hoch und der Anteil der THG-Reduktion infolge der Elektromobilität im Verhältnis zur eingesetzten Menge kleiner. Insgesamt reicht die Erfüllung der RED II-Ziele allein bei weitem nicht aus um das

Klimaschutzziel 2030 im Verkehr zu erreichen. Das Klimaschutzziel wird deutlich verfehlt. Wie wenig ambitioniert die RED II-Ziele sind, zeigt sich auch daran, dass, auch bedingt durch die Möglichkeit der Mehrfachanrechnung einiger erneuerbarer Energieträger, schon ein realer Anteil von 6,6% erneuerbarer Energien genügt, um das RED-II Ziele von 14% zu erreichen.

Klimaschutzszenario

Abbildung 4 zeigen, dass es im Klimaschutzszenario zur Erreichung des Klimaschutzziels neben einer starken Reduzierung des Energieverbrauchs einer großen Vielzahl von Kraftstoffoptionen im Mix bedarf. Zudem werden Restriktionen wie Rohstoffpotenzial-, Beimischungs-, Gasgrenze und Obergrenzen für konventionelle Biokraftstoffe und Rohstoffen nach Anhang IX, Teil B voll ausgeschöpft. Selbst die teuerste Option PTL erscheint im Mix, da es die Option mit den geringsten Restriktionen (Stromverfügbarkeit, Beimischungsgrenze) ist und für alle anderen Optionen die Grenzen erreicht sind. Für die Produktion von 113 PJ PTL in 2030 sind allerdings ca. 70 TWh erneuerbarer Strom notwendig. Das entspräche ca. 13% des deutschen Stromverbrauchs in 2017. Bedingt durch das Fehlen einer Unterquote in der RED II benötigen die strombasierten Kraftstoffe eine gesonderte Förderung, um in den Kraftstoffmarkt zu kommen. Auch die in Deutschland für PTX geöffnete Unterquote in der 38. BImSchV reicht ohne weitere Anreize nicht aus. Im Klimaschutzszenario würden die strombasierten Kraftstoffe zusammen mit der Elektromobilität mit ca. 22% (bezogen auf den Energiegehalt) im Kraftstoffmix zur Erfüllung der THG-Quote in 2030 beitragen.

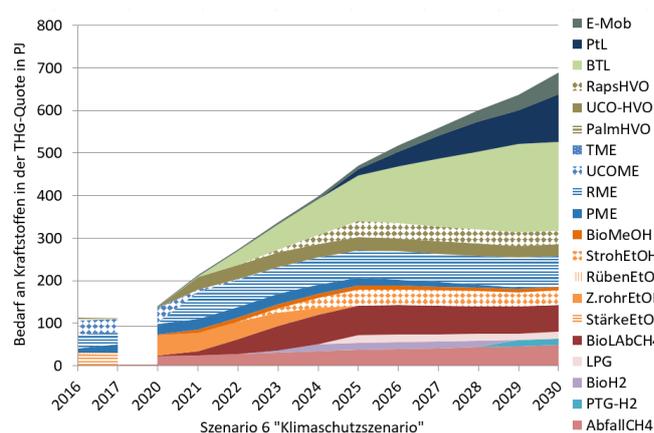


Abbildung 4: Optimaler Kraftstoffmix im Klimaschutzszenario

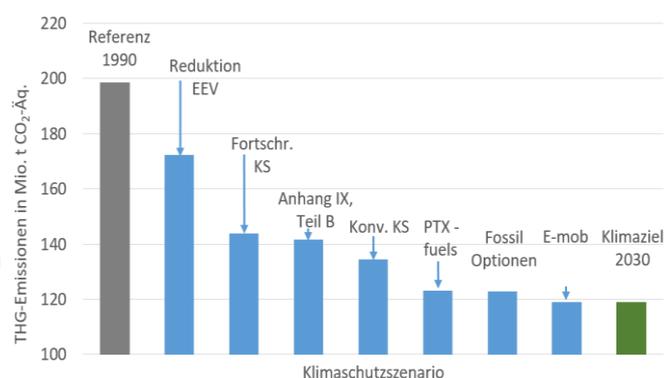


Abbildung 5: THG-Reduktionen im Klimaschutzszenario¹

BTL weist die größte Kraftstoffmenge im Mix aufgrund der hohen möglichen Beimischungsgrenze von 26% und einem relativ großem Potenzial an Waldrestholz auf. Aus Abbildung 4 wird deutlich, dass Anlagen zur Produktion von fortschrittlichen Biokraftstoffen und strombasierten Kraftstoffen wie z. B. BTL-, PTL – und Stroh-Ethanol-Anlagen bereits ab 2021 errichtet und in Betrieb genommen werden müssten, um genügend Kapazitäten bis 2030 aufzubauen. Zuckerrohr-Ethanol erscheint ab 2025 nicht mehr im Mix, da es bei den Ottokraftstoffen mit Stroh-Ethanol die beste nicht bereits beschränkte, nicht-Nahrungs- und Futtermittelpflanzen-basierte Option gibt. Die Anbaufläche wird für den Rapsanbau für die Biodieselproduktion benötigt. In Summe beträgt der Anteil an erneuerbaren Energien im Verkehr im Klimaschutzszenario 40%. Mit 689 PJ Kraftstoffen in der THG-Quote in 2030 (2017 waren es 112 PJ siehe Abbildung 4) und dem dargestellten optimalen Kraftstoffmix können die Klimaschutzziele im Verkehr für 2030 erreicht werden. Dabei wird der größte Anteil der THG-Reduktionen über die Reduktion des Endenergieverbrauches im Verkehr und den Einsatz von fortschrittlichen Biokraftstoffen erreicht (Abbildung 5). Ein geringerer Anteil der THG-Reduktion wird über den Einsatz von PTL, gefolgt vom Kraftstoffeinsatz aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen, Elektromobilität und Kraftstoffen aus Altspeiseölen und tierischen Fetten geleistet.

¹ Die hier berechnete Referenz in 1990 liegt deutlich über dem im Klimaschutzplan veröffentlichten Wert von 163 Mio. t CO₂-Äq für den Verkehr in 1990. Grund für den geringen THG-Emissionswert ist, dass im Klimaschutzplan für den Verkehr nur die direkt durch den Verkehr verursachten Verbrennungsemissionen betrachtet wurden. Die Vorkettenemissionen der Kraftstoffe werden in anderen Sektoren erfasst

Zusammenfassung relevanter Auswirkungen anderer Szenarien

Wird das Basisszenario variiert, indem die Elektromobilität mit 10 Mio. E-Fahrzeugen bis 2030 stärker ausgebaut und der Endenergieverbrauch stark reduziert und damit die THG-Quote für Biokraftstoffe, strombasierte und fossile Kraftstoffe auf 3,5 % minimiert wird (Szenario 2, siehe Abbildung 6), so blieben nur die beiden wettbewerbsfähigsten Optionen Biomethan aus Rest- und Abfallstoffen und Zuckerrohr-Ethanol neben der Elektromobilität in 2030 im Kraftstoffmix vertreten. Bleibt dagegen der Anteil der Elektromobilität mit 600.000 E-Fahrzeugen in 2030 relativ gering und der Endenergieverbrauch steigt bis 2030 dann würde die THG-Quote für Biokraftstoffe, strombasierte und fossile Kraftstoffe unter den RED II-Bedingungen auf 8,1 % steigen (Szenario 3, Abbildung 7). In der höheren THG-Quote wären zusätzlich zum Basisszenario verflüssigtes Biomethan aus Rest- und Abfallstoffen, Biomethanol, zusätzliche Mengen an TME und RME bis 2030 im Kraftstoffmix vertreten.

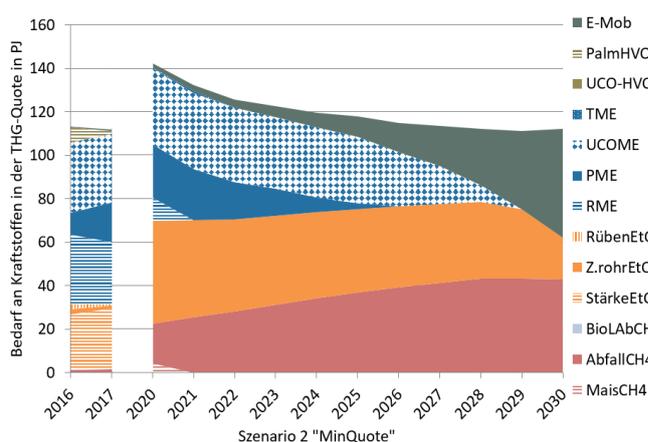


Abbildung 6 Optimaler Kraftstoffmix im Szenario 2

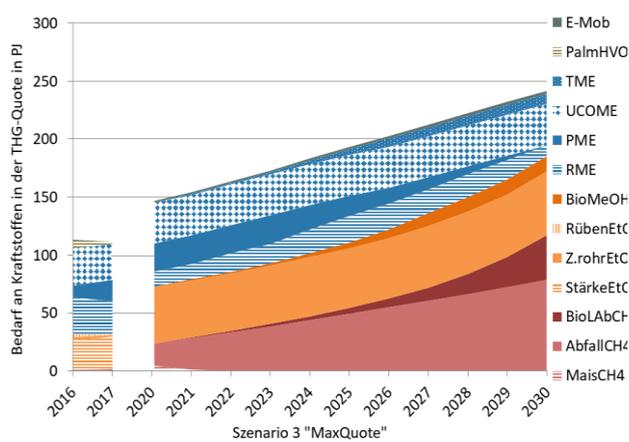


Abbildung 7 Optimaler Kraftstoffmix in Szenario 3

Wird das Basisszenario über Rohstoffpreisanstiege so z. B. 5% für Anbaubiomassen (siehe [31]), Stroh und Altspeiseöle, 2,5% für tierische Fette und Waldrestholz und einen konstanten Preis für Rest- und Abfallstoffe für die Biomethanproduktion variiert (Szenario 4, siehe Abbildung 8), so verändert sich im Vergleich zum Basisszenario das Ranking der THG-Vermeidungskosten und damit die optimale Zusammensetzung im Kraftstoffmix. In diesem Fall erscheinen zusätzlich verflüssigtes Biomethan aus Rest- und Abfallstoffen, Biomethanol und größere Mengen an TME. Wird noch anders als im Basisszenario davon ausgegangen, dass sich ein Phase-out von palmölbasierten Kraftstoffe rechtlich nicht durchsetzen ließe (Szenario 5, siehe Abbildung 9), würde RME, das im Basisszenario von 2020 bis 2023 neben PME erscheint nun vom wettbewerbsfähigerem PME verdrängt. Ab 2027 ist PME gegenüber Biomethan aus Rest- und Abfallstoffen, Zuckerrohr ethanol und UCOME nicht mehr wettbewerbsfähig und scheidet auch ohne politisch forciertes Phase-out aus dem Mix aus.

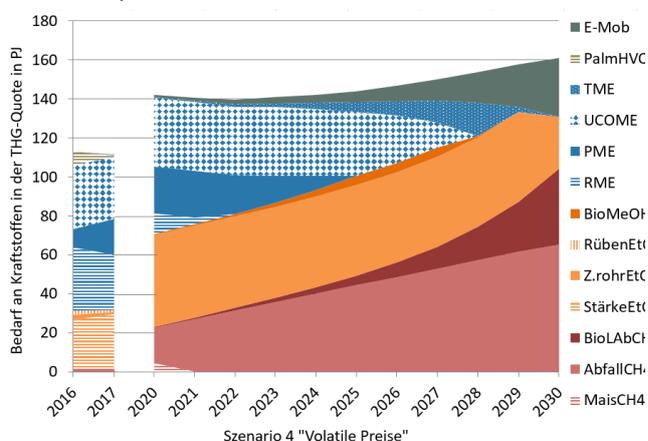


Abbildung 8 Optimaler Kraftstoffmix in Szenario 4

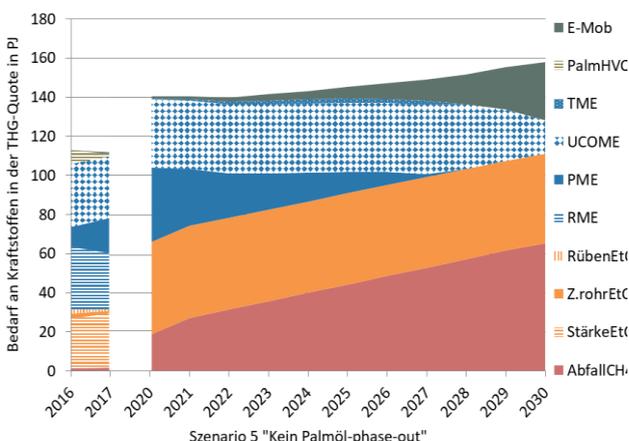


Abbildung 9 Optimaler Kraftstoffmix in Szenario 5

Wird das Klimaschutzszenario variiert, in dem die derzeit geltenden Beimischungsgrenzen für Methanol, Ethanol, FAME und HVO/BTL/PTL aufgehoben werden (Szenario 7, siehe Abbildung 10), so ist das Klimaschutzziel sehr viel einfacher zu erreichen. Die wettbewerbsfähigeren Ethanol/Methanol-Optionen würden sich in dem Fall gegen

weniger wettbewerbsfähigen Diesel-, HVO- und BTL- Optionen durchsetzen. Wird das Klimaschutzscenario anders variiert, indem der derzeitige Methangasanteil im Verkehr von 0,25% konstant bleibt (Szenario 8, siehe Abbildung 11), würde Biomethan aus Abfällen und Reststoffen durch PTL ersetzt, da alle anderen Optionen durch ihre Biomassepotenziale oder Beimischungsgrenze limitiert sind. Würden im Klimaschutzscenario nur heimische Biomassen verwendet (Import von Strom aus Gunsträumen ist weiter möglich) (Szenario 9, siehe Abbildung 12), wären aufgrund der geringeren verfügbaren Waldrestholzmenge geringere Mengen an BTL im Kraftstoffmix. Die Lücke würde von PTL aufgefüllt. Dafür wären 138 TWh erneuerbarer Strom notwendig (das entspräche 26% vom Stromverbrauch in Deutschland in 2017). Die geringeren verfügbaren Altspeseölpotenziale führten im Vergleich zum Klimaschutzscenario zu geringeren UCO-HVO-Mengen. Diese werden durch höhere RapsHVO-Mengen ersetzt. Aufgrund der Obergrenze für konventionelle Biokraftstoffe wird dadurch die Menge an RME reduziert. Dafür wäre bis 2030 mehr TME im Kraftstoffmix vertreten.

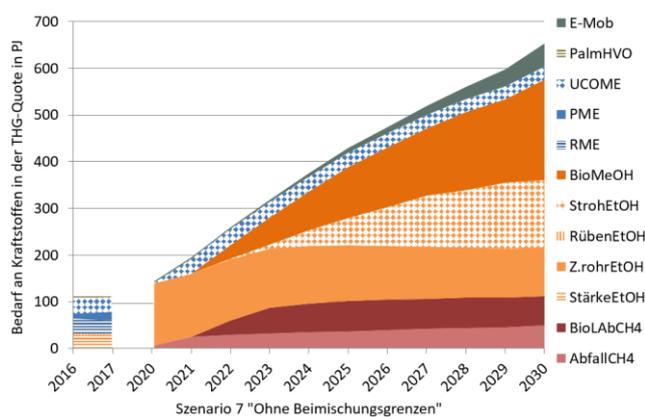


Abbildung 10 Optimaler Kraftstoffmix in Szenario 7

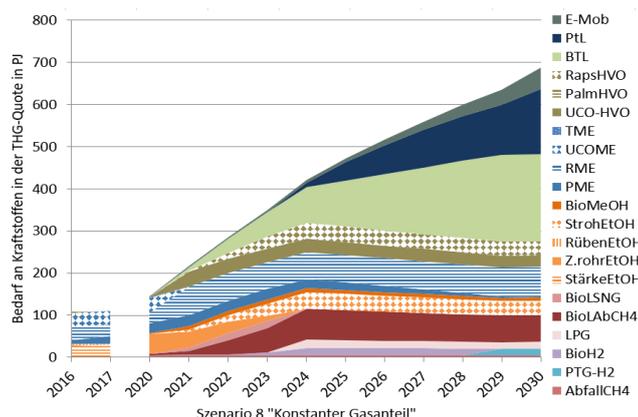


Abbildung 11 Optimaler Kraftstoffmix Szenario 8

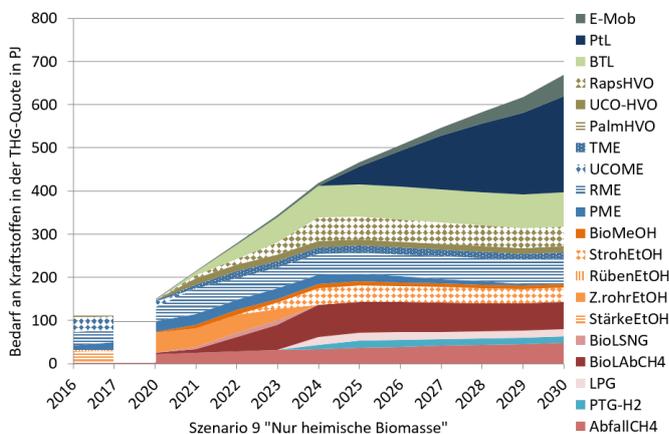


Abbildung 12 Optimaler Kraftstoffmix in Szenario 9

4. Schlussfolgerungen

Werden wie im Basisszenario und den Szenarien 2-5 nur die Mindestanforderung der RED II von 14% erneuerbaren Energien im Verkehrssektor als Ziel gesetzt, so wird das deutsche Klimaschutzziel (40% -42 % Reduktion der THG-Emissionen gegenüber 1990) ohne weitere Maßnahmen deutlich verfehlt. Für die Erreichung des Klimaschutzziels von mind. 40% THG-Reduktion (Szenarien 6-9):

- ▶ muss der Endenergieverbrauch im Verkehr deutlich reduziert werden
- ▶ wird eine sehr hohe THG-Quote benötigt (32,5%, ohne UER-Maßnahmen und Schienenstrom)
- ▶ wird ein hoher Anteil an erneuerbaren Energien im Verkehr benötigt (ca. 40%)

- ▶ ist unter den gegebenen Randbedingungen die Nutzung (fast) aller Kraftstoffoptionen erforderlich; strombasierte Kraftstoffe und Elektromobilität reichen allein selbst bei optimistischen Ausbaupfaden bei weitem nicht aus
- ▶ müssen spätestens ab 2021 Anlagen zur Produktion fortschrittlicher (Bio)Kraftstoffe inkl. BTL/PTL gebaut und in Betrieb genommen werden, um genügend Kapazitäten bis 2030 zu haben
- ▶ ist auch der Einsatz der teuersten Option (PTL) erforderlich. Bedingt durch das Fehlen einer Unterquote in der RED II benötigt sie eine gesonderte Förderung. Auch die in Deutschland für PTX geöffnete Unterquote in der 38. BImSchV reicht ohne weitere Anreize nicht aus
- ▶ wird der Import von biogenen Reststoffen und/oder erneuerbarem Strom aus Gunsträumen nötig sein
- ▶ sind der Ausbau des Methangasmarktes und gegebenenfalls die Anhebung der über die derzeit geltenden Kraftstoffnormen ergebenden Beimischungsgrenzen notwendig

Danksagung

Das Projektteam dankt dem Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft für die Förderung des Projektes „Untersuchungen zur Ausgestaltung der Biokraftstoffgesetzgebung“ (FKZ: 22401416).

Die Aussagen des Projektteams spiegelt dabei nicht zwangsläufig die Meinung des Zuwendungsgebers wider.

Referenzen

- [1] European Parliament and Council of the European Union: Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of energy from renewable sources: RED II 2018
- [2] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit: Klimaschutzplan 2050. Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung 2016
- [3] DIN EN 590:2017-10, 2017: Kraftstoffe - Dieselmotorkraftstoff - Anforderungen und Prüfverfahren. Deutsche Fassung EN 590:2013+A1:2017
- [4] DIN EN 228:2017-08, 2017: Kraftstoffe - Unverbleite Ottomotorkraftstoffe - Anforderungen und Prüfverfahren. Deutsche Fassung EN 228:2012+A1:2017
- [5] DIN EN 15940:2018-08, 2018: Kraftstoffe - Paraffinischer Dieselmotorkraftstoff aus Synthese oder Hydrierungsverfahren - Anforderungen und Prüfverfahren. Deutsche Fassung EN 15940:2016+A1:2018
- [6] Kreyenberg, D., Lischke, A., Bergk, F., Duennebeil, F., Heidt, C., Knörr, W., Raksha, T., Schmidt, P., Weindorf, W., Naumann, K., Majer, S., Müller-Langer, F.: Erneuerbare Energien im Verkehr. Potenziale und Entwicklungsperspektiven verschiedener erneuerbarer Energieträger und Energieverbrauch der Verkehrsträger. Berlin 2015
- [7] Markus Millinger: Systems assessment of biofuels. Modelling of future cost and greenhouse gas abatement competitiveness between biofuels for transport on the case of Germany. Leipzig 2018.
- [8] Millinger, M. (2019). BioENERgyOPTimisation model (Version 1.0). Zenodo. <http://doi.org/10.5281/zenodo.2812986>
- [9] Millinger, M.; Meisel, K.; Thrän, D. (2019): Greenhouse gas abatement optimal deployment of biofuels from crops in Germany. In: Transportation Research Part D: Transport and Environment 69, S. 265–275. DOI: 10.1016/j.trd.2019.02.005
- [10] Patrick R. Schmidt, Werner Zittel, Werner Weindorf, Tetyana Raksha: Renewables in Transport 2050: Empowering a sustainable mobility future with zero emission fuels from renewable electricity. Frankfurt am Main 2016
- [11] Bundesregierung: Achtunddreißigste Verordnung zur Durchführung des Bundesimmissionsschutzgesetzes (Verordnung zur Festlegung weiterer Bestimmungen zur Treibhausgasemission bei Kraftstoffen – 38. BImSchV) vom 8. Dezember 2017
- [12] DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH: DBFZ Ressourcendatenbank. webapp.dbfz.de

- [13] Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE): Evaluations- und Erfahrungsbericht für das Jahr 2017. Bonn 2018
- [14] J. Ponitka, O. Arendt, V. Lenz, J. Daniel-Gromke, W. Stinner, A. Ortwein, M. Zeymer, A. Gröngröft, F. Müller-Langer, M. Klemm, J. Braun, W. Zeug, D. Thrän, S. O’Keeffe, M. Millinger: Bioenergie-Technologien: Konversionspfade zur energetischen Biomassenutzung im 21. Jahrhundert 2015
- [15] K. Naumann, K. Oehmichen, E. Remmele, K. Thuneke, J. Schröder, M. Zeymer, K. Zech, F. Müller-Langer: Monitoring Biokraftstoffsektor. 3. Auflage. Leipzig 2016
- [16] K. Zech, E. Grasemann, K. Oehmichen, I. Kiendl, R. Schmersahl, S. Rönsch, M. Seiffert, F. Müller-Langer, W. Weindorf, S. Funke, J. Michaelis, M. Wietschel: HY-NOW. Evaluierung der Verfahren und Technologien für die Bereitstellung von Wasserstoff auf Basis von Biomasse. Leipzig 2014
- [17] S. Dietrich, K. Oehmichen, K. Zech, F. Müller-Langer, S. Majer, J. Kalcher, K. Naumann, R. Wirkner, R. Pujan, M. Braune, A. Gröngröft, U. Albrecht, T. Raksha, W. Weindorf, M. Reichmuth, J. Gansler, A. Schiffler: Machbarkeitsanalyse für eine PTG HEFA-Hybridraffinerie in Deutschland. Leipzig 2017
- [18] Müller-Langer, F.: Analyse und Bewertung ausgewählter zukünftiger Biokraftstoffoptionen auf der Basis fester Biomasse: DBFZ Report Nr. 9. Hamburg 2012
- [19] P. R. Schmidt, W. Zittel, W. Weindorf, T. Raksha: Renewables in Transport 2050: Empowering a sustainable mobility future with zero emission fuels from renewable electricity. Frankfurt am Main 2016
- [20] S. Majer, J. Helka, H. Etzold: Assessment of Biomass Potentials from Waste and Residues for Advanced Fuels: Potentials, Economic and Environmental performance. Leipzig 2018
- [21] Z. Losordo, J. McBride, J. Van Rooyen, K. Wenger, D. Willies, A. Froehlich, I. Macedo, L. Lynd: Cost competitive second-generation ethanol production from hemicellulose in a Brazilian sugarcane biorefinery, Biofpr 10 (2016) H. 5
- [22] Food and Agriculture Organization of the United Nations: FAOSTAT. Production of crops. <http://www.fao.org/faostat/en/#data/QC>, Zugriff am: 27.11.2018
- [23] Europäische Kommission: EUROSTAT. Energiestatistik. <https://ec.europa.eu/eurostat/de/data/database>, Zugriff am: 27.11.2018
- [24] F.O. Licht: Plants & Projects 2018
- [25] Agrarmarkt Informations-Gesellschaft mbH. <https://www.agrarheute.com/tag/agrarmarkt-informations-gesellschaft-mbh-ami>, Zugriff am: 27.11.2018
- [26] finanzen.net: Rohstoffe. <https://www.finanzen.net/rohstoffe>, Zugriff am: 26.11.2018
- [27] top agrar online: Nachrichten und Preise für die Landwirtschaft. <https://www.topagrar.com/>
- [28] Methanex: Methanex Methanol Price Sheet. <https://www.methanex.com/sites/default/files/methanol-price/Mx-Price-Sheet%20-%20Feb%2028%2C%202019.pdf>, Zugriff am: am 27.11.2018
- [29] C.A.R.M.E.N.: Preisentwicklung bei Waldhackschnitzeln. <https://www.forstpraxis.de/waldhackschnitzel-preise/>, Zugriff am: 27.03.2019
- [30] Umweltbundesamt (Hrsg.): Erneuerbare Energien in Deutschland. Daten zur Entwicklung im Jahr 2018. Hintergrund März 2019. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/uba_hgp_eein zahlen_2019_bf.pdf, Zugriff am: 24.06.2019
- [31] Millinger, M., Thrän, D. Biomass price developments inhibit biofuel investments and research in Germany: The crucial future role of high yields. Journal of Cleaner Production.172 (2018) 1654-1663