



INSTITUT FÜR ENERGIE-  
UND UMWELTFORSCHUNG  
HEIDELBERG

# Weiterentwicklung der THG-Quote als Instrument des Klimaschutzes

Horst Fehrenbach, Julius Jöhrens

Heidelberg, Dezember 2017

---



**Im Auftrag des Ministeriums für Verkehr  
Baden-Württemberg**

Abteilung 4, Nachhaltige Mobilität

Referat 41 – Grundsatzfragen, Klimaschutz, Digitalisierung und Europa

Dr. Monika Herrmann-Lobreyer

<http://vm.baden-wuerttemberg.de/de/verkehrspolitik/zukunftskonzepte/klimaschutz-und-mobilitaet/>

**IMPRESSUM**

Autoren: Horst Fehrenbach, Julius Jöhrens

Herausgeber: ifeu – Institut für Energie- und  
Umweltforschung Heidelberg GmbH  
Wilckensstr. 3, D-69120 Heidelberg

Fertigstellung: Dezember 2017

48 Seiten

# Inhalt

---

<b>1</b>	<b>Ausgangspunkt und Zielsetzung</b>	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>Stand und aktuelle Planungen zur Kraftstoffgesetzgebung</b>	<b>8</b>
2.1	Die einschlägigen EU-Richtlinien	8
2.2	Die Umsetzung in Deutschland	14
2.3	Übersicht und aktueller Ausblick	16
<b>3</b>	<b>Weiterentwicklung der THG-Quote</b>	<b>19</b>
3.1	Grundkonzept	19
3.2	Erfüllungsoptionen für eine zukünftige THG-Quote	21
<b>4</b>	<b>Das regulatorische Umfeld</b>	<b>31</b>
4.1	Europäisches Emissionshandelssystem (EU-ETS)	31
4.2	Fahrzeugregulierung bzw. CO <sub>2</sub> -Flottenzielwerte	33
4.3	Richtlinie zum Ausbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe (AFID)	33
4.4	Energiesteuern	34
<b>5</b>	<b>Beispielhafte Szenarien</b>	<b>35</b>
5.1	Szenario 1: Aktuell geplante Maßnahmen	36
5.2	Szenario 2: 40 % THG-Minderung	38
5.3	Fazit hinsichtlich ökologischer und wirtschaftlicher Auswirkungen der Szenarien	42
<b>6</b>	<b>Zusammenfassung und Empfehlungen</b>	<b>43</b>
<b>7</b>	<b>Quellen</b>	<b>46</b>

## Glossar

---

Zu den Begrifflichkeiten im Kontext der strombasierten Kraftstoffe werden im Rahmen des Gutachtens die verwendeten Abkürzungen wie folgt verstanden:

- Power-to-X (PtX) = verschiedene Technologien zur Speicherung bzw. anderweitigen Nutzung von Stromüberschüssen; strombasierte Kraftstoffe = Kraftstoff wird aus Strom erzeugt, unabhängig seiner chemischen Zusammensetzung oder seines Aggregatzustands
- Power-to-Liquid (PtL) = unterschiedliche technische Prozesse, die zur Herstellung flüssiger Kraftstoffe dienen; Flüssigkraftstoff, aus Strom erzeugt
- Power-to-Gas (PtG) = chemischer Prozess, bei dem mittels Elektrolyse von Wasser mit teilweise nachgeschalteter Methanisierung (optimalerweise) unter Einsatz von erneuerbarem Strom ein Brenngas hergestellt wird; gasförmiger Kraftstoff, also Wasserstoff oder Methan, aus Strom erzeugt
- PtCH<sub>4</sub>: Methangas, aus Strom erzeugt
- Power-to-Heat (PtH): Möglichkeit der Verwendung von Stromüberschüssen aus erneuerbaren Energien, i.d.R. Hybridsystem gekoppelt mit konventioneller Erzeugung; Wasserstoff, aus Strom erzeugt

## Verzeichnis weiterer Abkürzungen

---

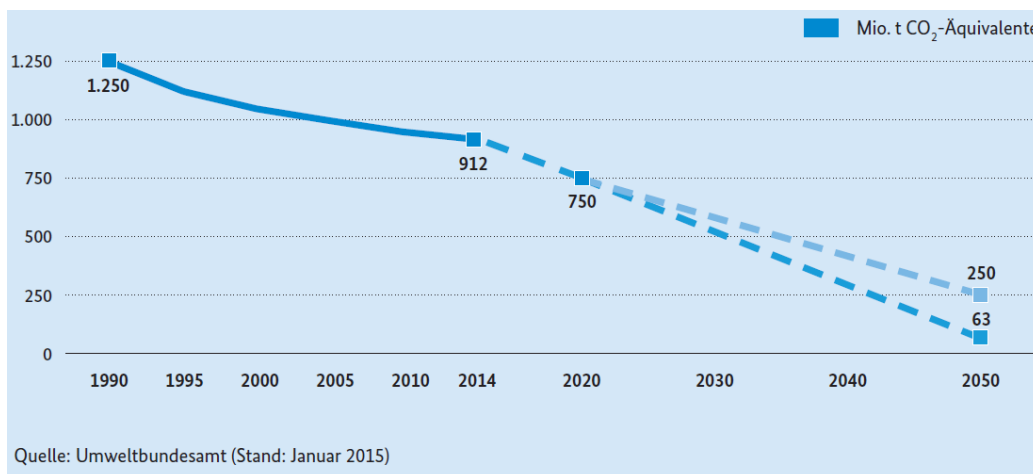
<b>BDI</b>	Bundesverband der deutschen Industrie
<b>BLE</b>	Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung
<b>BtL</b>	Biomass to liquid
<b>BMUB</b>	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit
<b>BMEL</b>	Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft
<b>BMBF</b>	Bundesministerium für Bildung und Forschung
<b>CH<sub>4</sub></b>	Methan
<b>CNG</b>	compressed natural gas (komprimiertes Erdgas)
<b>CO<sub>2</sub>Äq</b>	Kohlendioxid-Äquivalente
<b>DG</b>	Directorate General (Generaldirektion der EU-Kommission)
<b>EEG</b>	Erneuerbare Energie-Gesetz
<b>ETS</b>	Emission Trading System (Emissionshandelssystem)
<b>EVU</b>	Energieversorgungsunternehmen
<b>FQD</b>	Fuel quality directive (Kraftstoffqualitäts-Richtlinie, 2009/30/EG)

<b>GWP</b>	Global Warming Potential
<b>ILUC</b>	indirect land-use change (indirekte Landnutzungsänderung)
<b>IPCC</b>	Intergovernmental Panel on Climate Change
<b>ISO</b>	International Standard Organisation
<b>LNG</b>	Liquefied natural Gas (verflüssigtes Erdgas)
<b>LUC</b>	Land use change (Landnutzungsänderung)
<b>MJ</b>	Mega-Joule
<b>NaBiSy</b>	Nachhaltigkeits-Bilanzierungssystem
<b>N<sub>2</sub>O</b>	Distickstoffmonoxid, Lachgas
<b>NawaRo</b>	nachwachsende Rohstoffe
<b>PJ</b>	Petajoule
<b>RED</b>	Renewable Energy Directive (Richtlinie 2009/28/EG)
<b>THG-Emissionen</b>	Treibhausgase sind diejenigen gasförmigen Bestandteile in der Atmosphäre, sowohl natürlichen wie anthropogenen Ursprungs, welche thermische Infrarotstrahlung absorbieren und wieder ausstrahlen. Diese Eigenschaft verursacht den Treibhauseffekt. Wasserdampf (H <sub>2</sub> O), Kohlendioxid (CO <sub>2</sub> ), Lachgas (N <sub>2</sub> O), Methan (CH <sub>4</sub> ) und Ozon (O <sub>3</sub> ) sind die Haupttreibhausgase in der Erdatmosphäre (...). Nach: IPCC (2007): Klimaänderung 2007. Synthesebericht
<b>TS</b>	Trockensubstanz
<b>UBA</b>	Umweltbundesamt
<b>UER</b>	Upstream Emission Reduction, Vermeidung von Abfackeln (Flaring) und Ablassen (Venting) von Begleitgasen der Erdölförderung
<b>VDA</b>	Verband der Deutschen Automobilindustrie

# 1 Ausgangspunkt und Zielsetzung

Die Beschlüsse des Klimagipfels von Paris im Dezember 2015 sind am 4. November 2016 offiziell in Kraft getreten. Damit beginnt eine „*Zeitenwende für den Klimaschutz*“ – die deutsche Regierung „verspricht eine zügige und ambitionierte Umsetzung des Pariser Abkommens“.<sup>1</sup> Die Herausforderungen zur Umsetzung dieser Ziele sind groß. Sie setzen nichts Geringeres als die vollständige Dekarbonisierung der materiellen Wirtschaft in der zweiten Hälfte des 21. Jahrhunderts voraus, d. h. eine hochentwickelte Industriegesellschaft ohne CO<sub>2</sub>-Emissionen.

**Dekarbonisierung -  
der Imperativ der  
Klimapolitik**



Quelle: Umweltbundesamt.

Abbildung 1: Zielpfad für Treibhausgase gemäß der Klima- und Energiepolitik der Bundesregierung

Nach Aussagen des Umweltbundesamts (UBA) ist der Verkehrssektor der „einzige Sektor, der seine Emissionen seit 1990 nicht mindern konnte. Weil immer mehr Güter auf der Straße transportiert werden und der Trend zu mehr PS und schwereren Fahrzeugen geht, haben die sparsameren Motoren dem Klimaschutz wenig genützt.“<sup>2</sup> Laut UBA verursacht der Verkehr derzeit rund 18 % der deutschen Treibhausgasemissionen; anders als im Energie- oder Industriebereich sind die Emissionen im Vergleich zu 1990 sogar noch gestiegen. Dies gilt insbesondere für Baden-Württemberg. Die Zahlen sehen auf internationaler Ebene nicht positiver aus.

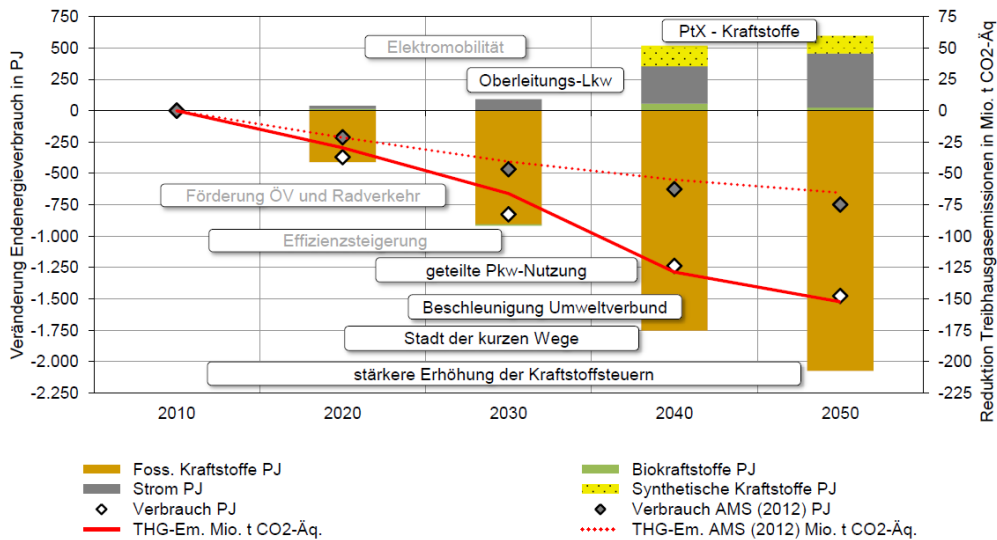
**Problemsektor Verkehr**

<sup>1</sup> Pressemitteilung des BMUB vom 3.11.2016

<http://www.bmub.bund.de/themen/klima-energie/klimaschutz/>

<sup>2</sup> UBA-Präsidentin Maria Krautzberger bei der Vorstellung der „Daten zur Umwelt 2015“ <https://www.umweltbundesamt.de/presse/pressemitteilungen/daten-zur-umwelt-zeigen-verkehr-beim-klimaschutz>

Auch der Amtschef des baden-württembergischen Verkehrsministeriums, Uwe Lahl (2016), beschreibt den Mobilitätssektor als den für Deutschland schwierigsten Bereich für die Umsetzung des Pariser Abkommens und weist darauf hin, dass die offiziellen Zahlen auf den Herstellerangaben durch Prüfzyklen im Labor und nicht im Realbetrieb erhoben wurden.



Quelle: Öko-Institut/Fraunhofer ISI „Klimaschutzszenario 2050“.

Abbildung 2 Veränderung des Endenergieverbrauchs sowie Reduktion der THG-Emissionen im Verkehr im Klimaschutzszenario 95 (ohne internationalen Luft und Schiffsverkehr) 2020 bis 2050 im Vergleich zu 2010

Rechtliche Grundlagen für Maßnahmen zur Minderung der THG-Emissionen im Verkehrsbereich sind in Europa durch:

**Der Weg zur Treibhausgas-minderungsquote**

- die Erneuerbare-Energie-Richtlinie (Renewable Energy Directive – RED, siehe Kapitel 2.1.1)
- und die Kraftstoffqualitäts-Richtlinie (Fuel Quality Directive – FQD, siehe Kapitel 2.1.2) gesetzt.

Beide Richtlinien wurden in ihrer Substanz vor etwa zehn Jahren formuliert, in einem Zeitraum, in welchem die Substitution von Benzin und Diesel durch Biokraftstoffe als zentrale Lösung wahrgenommen wurde. Die RED setzt dabei auf das Prinzip der Beimischungsquote, sprich Biokraftstoff soll dem Kraftstoff zu einem bestimmten Mindestanteil<sup>3</sup> beigemischt werden. Um auf die Quote anrechnungsfähig zu sein, muss der beigemischte Biokraftstoff per Nachweis u.a. eine deutlich geringere THG-Emission aufweisen als der fossile Kraftstoff<sup>4</sup>. Damit ergibt sich rechnerisch eine Minderung der THG-Emissionen, die jedoch nicht genau definiert ist.

<sup>3</sup> Nach der ursprünglichen Fassung der RED sollte der Gesamtanteil an erneuerbaren Energieträgern im Verkehrssektor 10 % in 2020 betragen, einbezogen werden hier auch alle Arten von Fahrzeugen mit Elektroantrieb mit dem entsprechenden Anteil an erneuerbarem Strom.

<sup>4</sup> Nach derzeitiger Fassung müssen in 2017 durch in Bestandsanlagen hergestellte Biokraftstoffe 35 % Minderung erzielen, ab 2018 werden es 50 %. Neuere Anlagen müssen 60 % einsparen.

Dagegen bringt die FQD den Mechanismus der Dekarbonisierung ins Spiel und damit eine Maßzahl für eine konkrete und effektive Verringerung der THG-Emissionen im Verkehr.<sup>5</sup>

In Deutschland wurde 2015 von der RED-Beimischungsquote konsequent auf eine Treibhausgasminderungsquote (THG-Quote) nach Art der FQD umgestellt (siehe Kapitel 2.2.2). Die Anwendung ist jedoch in einem engen Rahmen definiert und viele Fragen der konkreten Umsetzung, insbesondere außerhalb der Minderung durch Biokraftstoffeinsatz, sind noch ungeklärt.

Grundsätzlich wurden mit diesem Instrument die Voraussetzungen geschaffen, aktiv eine Klimaschutzpolitik im Verkehrssektor zu gestalten, da die Maßzahl explizit auf das Kernziel der Treibhausgasminderung abstellt und damit können im Grunde alle Maßnahmen im Sektor, die positiv in Richtung des Ziels wirken, einbezogen werden.

Die hier vorliegende Kurzstudie hat die Analyse und Bewertung von Möglichkeiten einer Weiterentwicklung der THG-Quote zum Inhalt mit einem schwerpunktmäßigen Blick auf die Gesamtheit möglicher Antriebskonzepte. Es wird betrachtet, wie solche Lösungen in das bestehende ordnungspolitische Instrumentarium eingebunden werden können. Ebenso werden ökonomische Wirkungen abgeschätzt.

**Fokus dieser Studie**

<sup>5</sup> Die THG-Minderung beträgt 6 % bis zum Ende des Jahres 2020 und muss durch die Inverkehrbringer des Kraftstoffs eingehakten und nachgewiesen werden.



## 2 Stand und aktuelle Planungen zur Kraftstoffgesetzgebung

---

### 2.1 Die einschlägigen EU-Richtlinien

Die entscheidenden Maßgaben seitens der EU wurden durch die Erneuerbare-Energie-Richtlinie und die Kraftstoffqualitäts-Richtlinie gesetzt. Inwieweit die Regelwerke eine THG-Minderungsquote adressieren, wird im Folgenden kurz erläutert.

#### 2.1.1 Die Erneuerbare-Energie-Richtlinie, RL 2009/28/EG (kurz: RED)

Der Ansatz der RED zur Erreichung von Klimaschutzziele für den Verkehrssektor ist indirekt konstruiert: Im Jahr 2020 muss die im Verkehrssektor eingesetzte Energie zu 10 % aus erneuerbaren Energien (EE) stammen (Artikel 3 (4)). Die THG-Minderung wird somit als mittelbare Folge des Einsatzes von erneuerbaren Energien vorausgesetzt. Zugelassen sind alle Arten an EE-Quellen, die bei allen Verkehrsträgern verbraucht werden. Der wesentliche Anteil wird jedoch von der Beimischung von Biokraftstoffen erwartet.<sup>6</sup>

alle Arten von Energie aus EE Quellen, die bei allen Verkehrsträgern verbraucht werden  
 Otto + Diesel + Biokraftstoff + Elektrizität (jew. im Straßen/Schienenverkehr)

Für die Biokraftstoffe werden auch THG-Mindest-Einsparungen<sup>7</sup> als Voraussetzung für die Anrechenbarkeit auf die Quote vorgeschrieben. Die Vorgaben sind je nach Betriebsbeginn der Anlagen gestaffelt; Altanlagen ist bis Ende 2017 noch der niedrige Wert von 35 % gestattet, Biokraftstoff aus neueren Anlagen muss bereits 60 % Minderung erzielen. Die Anforderung gilt als Mindestanforderung pro Lieferung, was erwarten lässt, dass die im Durchschnitt erzielte Minderung etwas höher liegt.

Die von der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) für das Jahr 2015 berichteten THG-Emissionsminderungen über den Gesamtmix an Biokraftstoff lagen danach im Mittelwert sogar bei 70 %.<sup>8</sup> Dieser Erfolg, wäre im Übrigen weniger dem Beimischungsquotenansatz der RED als der deutschen Umsetzung zu verdanken (siehe hierzu Abschnitt 2.2.2), die Richtigkeit der Zahlen unterstellt.<sup>9</sup>

Mit der iLUC-Richtlinie von 2015 wurde der Anteil der Biokraftstoffe aus Anbaubiomasse an der Quotenerfüllung auf maximal 7 %-Punkte an der 10 %-Quote gedeckelt. Damit wird ein

<sup>6</sup> Für Fahrzeuge mit Elektroantrieb (Straße oder Schiene) wird der Anteil des erneuerbaren Stroms entweder aus dem Strommix der EU oder des Mitgliedsstaats errechnet.

<sup>7</sup> Neben weiteren Nachhaltigkeitsanforderungen

<sup>8</sup> BLE: *Evaluations- und Erfahrungsbericht für das Jahr 2015*; die Zahlen kommen durch die Eingaben der Hersteller in das elektronische Erfassungssystem NaBiSy zustande.

<sup>9</sup> Die in NaBiSy eingetragenen Daten können nur in begrenztem Umfang überprüft durch die BLE auf Richtigkeit überprüft werden.

verstärkter Flächenbedarf für Biomasseanbau und damit ein erhöhtes Konfliktpotenzial einer möglichen Nutzungskonkurrenz zwischen „Tank und Teller“ gedämpft.<sup>10</sup> Zur Erfüllung der verbleibenden 3 Prozentpunkte der Quote sollen gemäß iLUC-Richtlinie Biokraftstoffe aus iLUC-freien Reststoffen verhelfen. Um deren Markteintritt zu fördern, können sie doppelt auf die Quote angerechnet werden, was im Übrigen die rechnerische Erfüllung erleichtert. Hinsichtlich der effektiven THG-Minderung sind solche arithmetischen Fördermaßnahmen jedoch unwirksam.

Ende Oktober 2016 wurde ein Vorschlag zur Fortschreibung der RED für den Zeitraum von 2020 bis 2030 (RED-Neufassung oder auch RED II genannt)<sup>11</sup> von der UE-Kommission vorgelegt. Die EU-Kommission gibt darin die Doppelanrechnung wieder auf, bleibt jedoch bei dem Ansatz der auf Endenergie bezogenen Quote. Dabei wird der Anteil *konventioneller* Biokraftstoffe (d. h. aus Anbaubiomasse) jährlich reduziert: sie dürfen bis in 2030 nur noch zu max. 3,8 % angerechnet werden. Im Gegenzug soll die Quote für die fortschrittlichen<sup>12</sup> Kraftstoffe bis auf 6,8 % angehoben werden.<sup>13</sup> Welchen Nutzen trägt das für die Netto-THG-Emissionsminderung? Dieser wird – wie aus der Darstellung in Abbildung 3 ersichtlich – ohne weitere Anreize oder Verpflichtungen auf einem bescheidenen Niveau zwischen 8 und 9 % bleiben – einem Wert, kaum höher als jener, zu welchem die FQD bereits in 2020 verpflichtet.

Am Ende des Bearbeitungszeitraums dieser Kurzstudie – konkret am 20. Oktober 2017 – wurde von der Präsidentschaft des Rats eine Überarbeitung des Vorschlags vorgelegt. Die Änderungen betreffen im Besonderen die die vorausgehend genannten Punkte. Vor allem wurde die Absenkung des Höchstanteils an Biokraftstoffen aus Nahrungs- und Futtermitteln durch einen konstanten Wert von 7 % ersetzt. Die Gesamtquote an erneuerbarer Energie im Verkehrssektor bleibt danach wie in der geltenden RED bei 10 % auch in 2021, bis 2030 wären nach dem Rats-Vorschlag 15 % zu erfüllen. Wichtig dabei: die Doppelanrechnung von Kraftstoffen aus Reststoffen soll beibehalten bleiben.

In den nachfolgenden Ausführungen und Darstellungen werden beide Fassungen berücksichtigt, zumal bei Abschluss der Studie nicht abzusehen ist, mit welchen Vorgaben die RED II letztlich verabschiedet werden wird.

Abbildung 3 zeigt – wie oben erwähnt – noch den Stand des Vorschlags der EU-Kommission zur RED II vom Oktober 2016. Die im Diagramm aufgeführte THG-Minderung kann in 2030 auch höher ausfallen, wenn eine höhere mittlere Einsparung für die beigemischten Biokraftstoffe unterstellt wird.

<sup>10</sup> iLUC steht für *indirect Land Use Change*, zu Deutsch: indirekte Landnutzungsänderung; darunter versteht man Landnutzungsänderung, die die Herstellung eines Produkts an anderer Stelle induziert wird, als dort, wo die eigentliche Produktion stattfindet: Bsp.: wird auf bestehender Ackerfläche in Deutschland mehr für einen neuen Markt (z.B. Biokraftstoffe) produziert, so müssen an anderer Stelle die Produkte den bisher versorgten Markt (z.B. Nahrungs- oder Futtermittel) erzeugt werden.

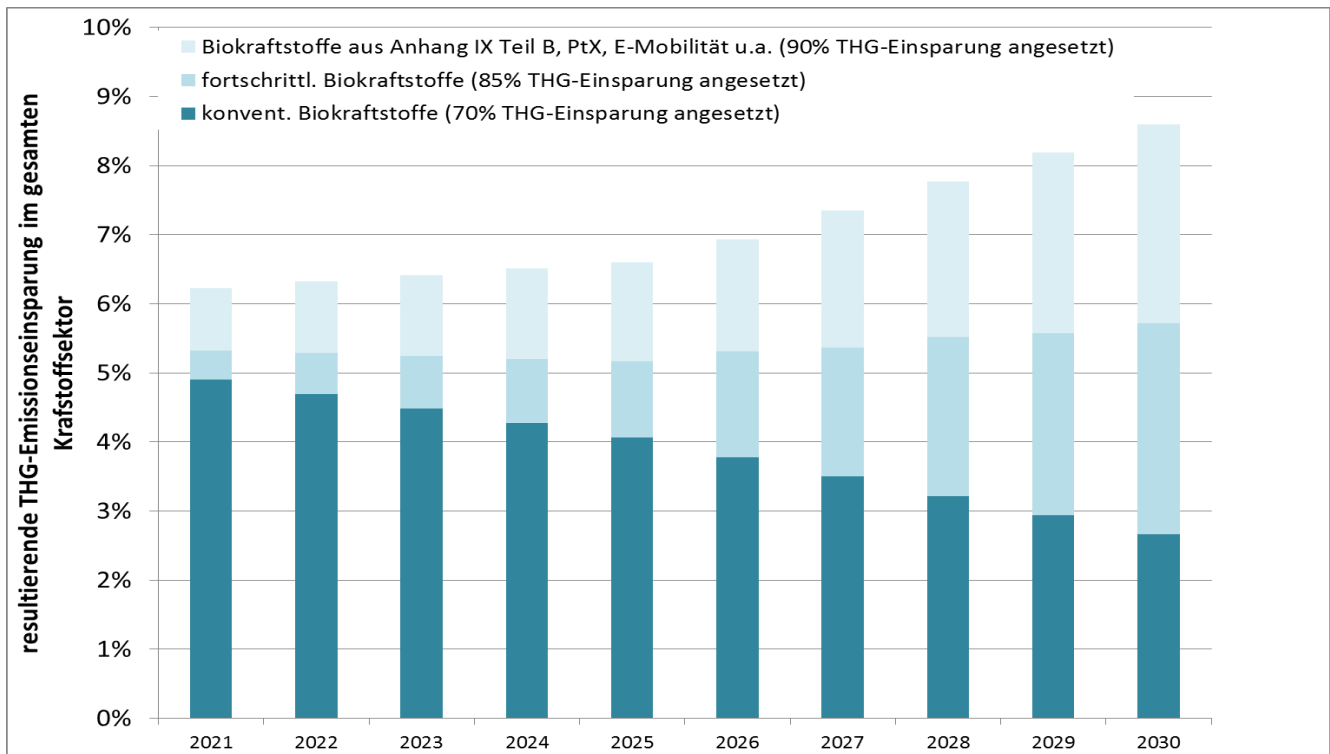
<sup>11</sup> COM (2016) 767

<sup>12</sup> Eine genaue Definition für *fortschrittliche* Biokraftstoffe geben die Richtlinien nicht vor. Grundsätzlich werden darunter Kraftstoffe verstanden, die auf erneuerbarer Basis erzeugt sind und nicht um landwirtschaftliche Flächen für die Nahrungsmittelproduktion konkurrieren; faktisch werden darunter Kraftstoffe gezählt, die auf der Basis der in Anhang IX, Teil A gelisteten Ausgangsstoffen erzeugt werden, z.B. Algen, Stroh, Gülle, Reststoffe aus der Forstwirtschaft u.v.m.; im Vorschlag zur RED II sind diese Listen derzeit noch in Diskussion.

<sup>13</sup> In der RED-Neufassung sind die Unterquoten bis 2030 wie folgt definiert:

6,8 % durch “advanced biofuels and other biofuels and biogas produced from feedstock listed in Annex IX, from renewable liquid and gaseous transport fuels of non-biological origin, from waste-based fossil fuels and from renewable electricity”

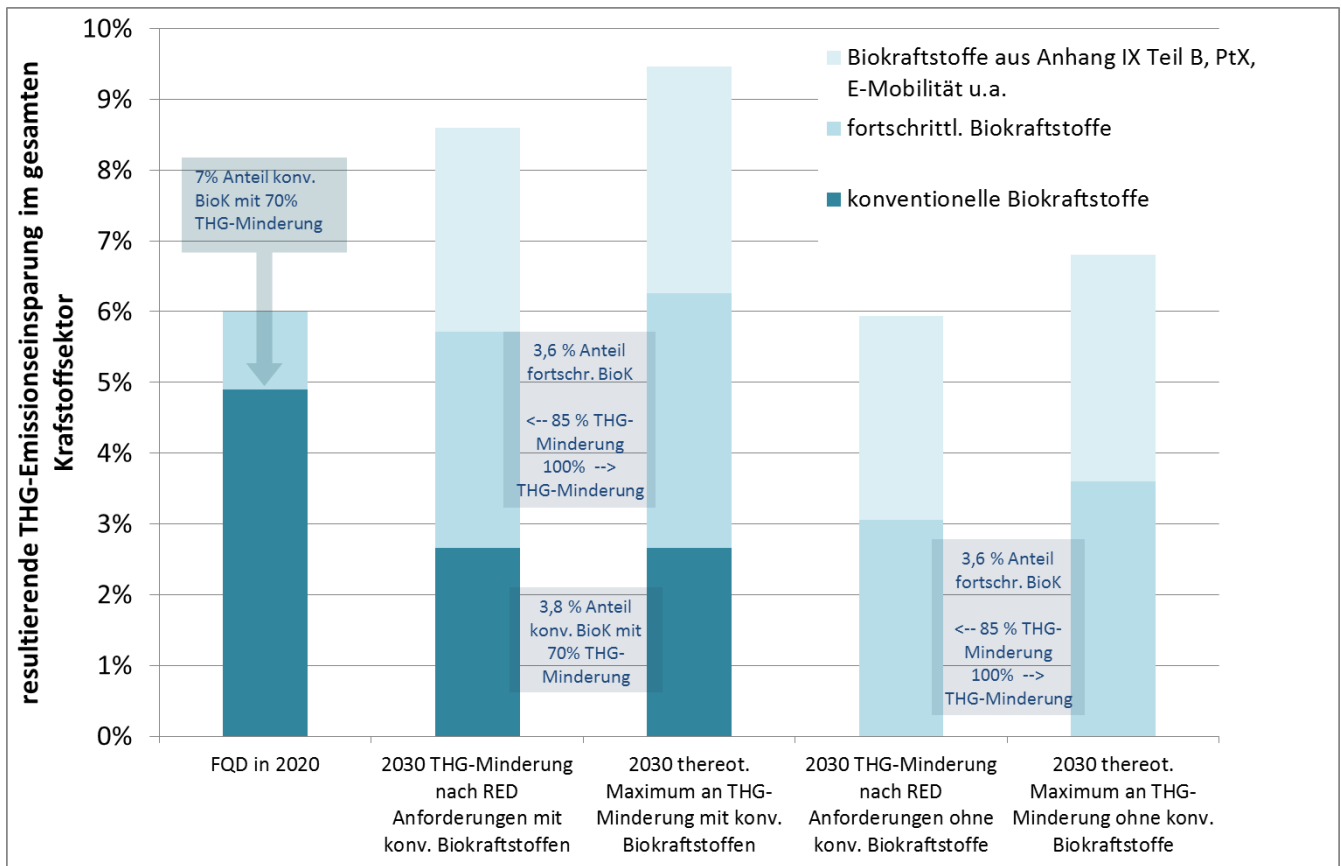
3,6 % durch “advanced biofuels and biogas produced from feedstock listed in Part A of Annex IX”



Quelle: eigene Darstellung auf Basis der COM (2016) 767.

Abbildung 3: Verlauf der Netto-THG-Einsparung bei Erfüllung der durch die RED-Neufassung gesetzten Mindestanforderungen bezüglich Beimischungsanteile und THG-Einsparvoraussetzungen

In Abbildung 4 (ebenfalls auf der Basis der RED II vom Oktober 2016) werden der Situation nach geltender FQD und Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) zu erfüllenden 6 % THG-Minderung in 2020 (linke Balkengruppe) verschiedene denkbare Varianten zur rechnerischen Netto-THG-Einsparung in 2030 auf der Basis realistischer Einschätzungen seitens der Autoren zur jeweiligen Einsparung durch die einzelnen Biokraftstoffarten gegenübergestellt: Die zweite Balkengruppe entspricht der Variante in Abbildung 3, die dritte Balkengruppe geht an das theoretische Maximum, für welches eine Nullemission durch fortschrittliche (Bio-)Kraftstoffe unterstellt wird. Praktisch kann die Einsparung jedoch auch deutlich geringer ausfallen, denn die 3,8 %-Höchstquote für konventionelle Biokraftstoffe stellt keine Mindestquote dar, vielmehr erlaubt die RED-Neufassung den Inverkehrbringern der Kraftstoffe den völligen Verzicht auf konventionelle Biokraftstoffe. Ohne Verpflichtung zu einer THG-Nettoeinsparquote nach 2020 hätten die Inverkehrbringer der Kraftstoffe keinerlei Grund, konventionelle Biokraftstoffe beizumischen. Damit würde auch die tatsächliche Einsparung unter dem theoretischen Maximum von knapp 7 % bleiben.

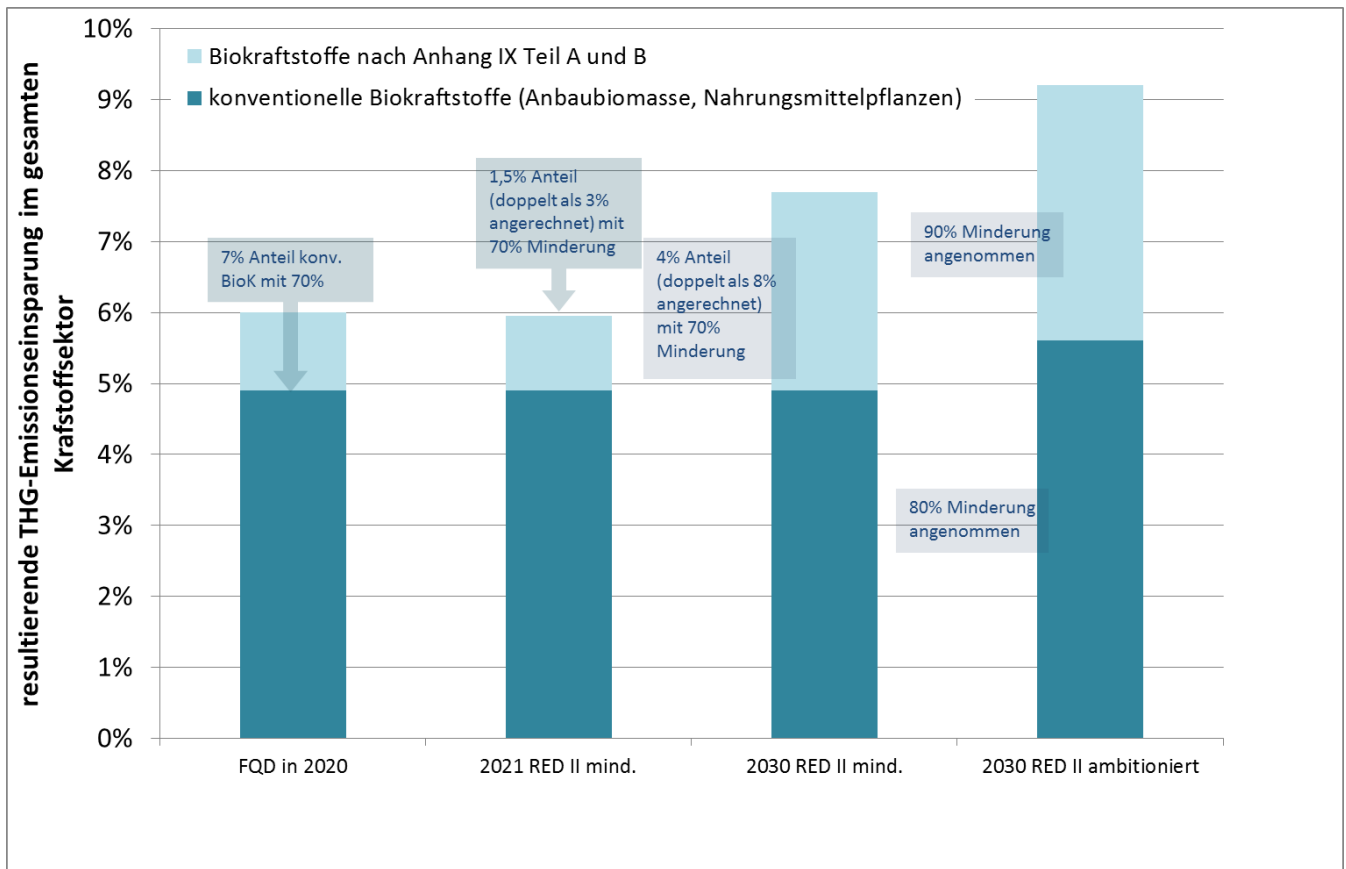


Quelle: eigene Darstellung auf Basis der COM (2016) 767

Abbildung 4: Vorgeschriebene Netto-THG-Einsparung nach FQD in 2020 und rechnerische Netto-THG-Einsparung in 2030 unter verschiedenen Annahmen gemäß RED II (2016)

Abbildung 5 zeigt nun die Situation nach dem durch die Rats-Präsidenschaft geänderte Fassung des RED II-Entwurfs. Darin bleibt der Sockel von maximal 7 % Biokraftstoffen aus Nahrungs- und Futterpflanzen<sup>14</sup> bis 2030 aufrechterhalten, gleichzeitig sind diese 7 % explizit anrechenbar auf die Quote von 10 % erneuerbaren Energien im Verkehr in 2021 bzw. die 15 % in 2030. Aufzufüllen sind die verbleibenden Quotenanteile durch Kraftstoffe aus Rohstoffen nach Anhang IX Teil A und B der RED II, wobei durch die wieder eingeräumte Möglichkeit der Doppelanrechnung physikalisch nur die Hälfte beizumischen ist, was bedeutet auch der reale Beitrag zur THG-Emissionsminderung fällt nur halb so groß aus. Mit der Vorgabe an diese Kraftstoffe gegenüber den fossilen mindestens 70 % an THG-Emissionen einzusparen, verbleiben die möglichen Gesamteinsparungen auch bei ambitionierter Umsetzung überschaubar: maximal 9 % Netto-Einsparung könnte damit erreicht werden, vgl. Abbildung 5 in der rechten Balkengruppe.

<sup>14</sup> Der Begriff "konventionelle Biokraftstoffe" wird in der Rats-Fassung nicht mehr verwendet



Quelle: eigene Darstellung auf Basis der RED II in der Fassung 2016/0382 (COD) vom 20.10.2017

Abbildung 5: Vorgeschriebene Netto-THG-Einsparung nach FQD in 2020 und rechnerische Netto-THG-Einsparung in 2030 unter verschiedenen Annahmen gemäß RED II (2017)

### 2.1.2 Die Kraftstoffqualitäts-Richtlinie, RL 2009/30/EG zur Änderung der RL 98/70/EG (kurz: FQD)

Die parallel zur RED entstandene FQD basiert auf dem Prinzip der Dekarbonisierung, d. h. die tatsächliche Reduktion der THG-Emissionen ist hier Maß und Ziel. Konkret lautet dies in der geltenden Richtlinie: Die THG-Emissionen des gelieferten Kraftstoffs oder des Energieträgers sind bis Ende 2020 um 6 % gegenüber dem Basiswert für Kraftstoffe zu mindern (Artikel 7a). Der Geltungsbereich umfasst dabei alle Kraftstoffe zum Antrieb von Straßenkraftfahrzeugen, mobilen Maschinen und Geräten, Binnenschiffe sowie den für in Straßenfahrzeugen verwendeten elektrischen Strom. Damit bezieht die FQD grundsätzlich den gesamten Antriebsbereich zur Anrechnung für die Minderungsquote mit ein, d. h. auch den Mineralölsektor.

Konkretere Festlegungen der Berechnungsverfahren für die FQD wurden mit der Richtlinie (EU) 2015/652 gesetzt. Diese Richtlinie legt im Übrigen auch den Kraftstoffbasiswert für das Jahr 2010 mit 94,1 g CO<sub>2</sub>Äq/MJ fest. Dieser liegt deutlich über dem zuvor vorgegebenen Vergleichswert für fossile Kraftstoffe von RED und FQD, in Höhe von 83,8 g CO<sub>2</sub>Äq/MJ. Der höhere Wert spiegelt nach Einschätzung der Autoren die tatsächliche THG-Intensität von Benzin und Dieselmotorkraftstoff wider, während der bisherige Wert ein weitgehend theoretisches Optimum mit emissionsarmer Rohölvorkette und hocheffizienter Raffination darstellt.

Wichtiger jedoch ist, dass mit einem höheren Basiswert auch erst die Anrechnung von emissionsmindernden Maßnahmen innerhalb der Kraftstoffvorkette gerechtfertigt werden können.

Eine ganz entscheidende Ergänzung bringt diese Richtlinie nämlich in der Abzugsfähigkeit der sogenannten „Upstream-Emissions-Reductions“, kurz UER. *Upstream Emissionen* sind definiert als „sämtliche Treibhausgasemissionen, die entstanden sind, bevor der Rohstoff in eine Raffinerie oder Verarbeitungsanlage gelangte, in der ... Kraftstoff hergestellt wurde.“ Die UER haben grundsätzlich das Potenzial zu erheblichen THG-Emissionsreduktionen und das, obwohl sie sich ausschließlich auf den der Mineralölraffinerie vorgelegten Teil des Upstreams beschränken. Emissionsminderung durch Effizienzsteigerungen in den Raffinerien oder der Distribution sind außen vor. Außerdem werden alle Arten von Rohöl mit Ausnahme von Schieferöl und Naturbitumen als „konventionelles Rohöl“ definiert und mit dem gleichen Standardwert versehen, sodass auch hinsichtlich der Fördertechnik keine prozesstechnischen Optimierungen berücksichtigt werden können. Das große und auch anrechenbare UER-Potenzial ergibt sich vielmehr aus den Maßnahmen zur Vermeidung von Abfackeln (Flaring) und Ablassen (Venting) von Begleitgasen der Erdölförderung. Mehrere Studien haben den Umfang dieses Potenzials abgeschätzt (z. B. Malins et al. 2014, Goumas et al. 2016). Je nach Berechnungsweise können 2 %, sogar bis nahezu 6 % der THG-Emissionen des Verkehrssektors damit reduziert werden.

Gewisse Reduktionspotenziale ergeben sich zudem aus einer verstärkten Nutzung von Erdgasantrieb. Mit einem Standardwert von 69,3 g CO<sub>2</sub>Äq/MJ sind erdgasbasierte Kraftstoffe (CNG) gegenüber Benzin und Diesel um 26 % im Vorteil. Um nennenswerte, absolute Einsparungen zu erzielen bedarf es jedoch einer erheblichen Steigerung des derzeitige Marktanteils von unter 0,2 % in Deutschland.<sup>15</sup>

In den von der Richtlinie (EU) 2015/652 aufgeführten Standardwerten werden auch Werte für PtG (synthetisches Methan aus Wasserstoff über erneuerbaren Strom: 3,3 g CO<sub>2</sub>Äq/MJ) und PtH<sub>2</sub> (9,1 g CO<sub>2</sub>Äq/MJ) ausgewiesen. Allein auf Basis dieser Zahlen lassen sich bereits Szenarien entwickeln, welcher Umfang an Einsparung durch welchen Kraftstoffeinsatz erreicht werden könnte.

Für die Anrechnung von Strom für Fahrzeuge mit Elektroantrieb schreibt die Richtlinie (EU) 2015/652 vor, dass „die Mitgliedstaaten die durchschnittlichen Lebenszyklusstandardwerte auf nationaler Ebene“ anwenden. Zur Vergleichbarkeit der Antriebsstrangeffizienz mit Kraftstoffen wird der Stromverbrauch mit einem „Anpassungsfaktor“ von 0,4 multipliziert. Offen bleibt dagegen, ob und wie künftig erneuerbarer Strom hier einbezogen werden kann und wie der Nachweis zum tatsächlich verbrauchten Strom erfolgen soll.

<sup>15</sup> [http://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Umwelt/b\\_umwelt\\_z.html?nn=663524](http://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Umwelt/b_umwelt_z.html?nn=663524)

## 2.2 Die Umsetzung in Deutschland

### 2.2.1 Die Nachhaltigkeitsverordnungen Biokraft-NachV und BioSt-NachV

Zur Umsetzung der RED und FQD wurden in Deutschland in 2009 die Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung (Biokraft-NachV) und die Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachV) erlassen, um die Umsetzung der Erfüllung der Nachhaltigkeitsanforderungen für die zur Quote anrechenbaren Biokraftstoffe zu konkretisieren. Bezüglich der THG-Emissionsminderung beziehen sich diese Verordnungen somit auf den Rahmen der RED (Artikel 17, 18, 19), d. h., dass diese Verordnungen bezüglich der THG-Minderungsquote nach FQD keine weitergehenden Konkretisierungen oder Anweisungen enthalten. Diese sind im BImSchG § 37 geregelt (siehe folgender Abschnitt).

Erwähnenswert ist jedoch, dass im Rahmen der Umsetzung die zuständige Behörde BLE die Gesamteinsparung an THG-Emissionen durch die zur Quote angerechneten Biokraftstoffe jährlich errechnet und veröffentlicht wurden. Dadurch ist die Entwicklung der Minderung, wie sie sich durch die Angaben der Hersteller im Rahmen des Zertifizierungsprozesses ergeben, ersichtlich. So stiegen die THG-Minderungen im Gesamtmittel der Biokraftstoffe über die Jahre 2012 bis 2014, in denen nur die Beimischungsquote und eine Mindesteinsparung von 35 % für die Anrechenbarkeit gegolten hat, langsam von 45 % auf 52 % an. Im Jahr 2015 mit der erstmalig geltenden THG-Minderungsquote sprangen die Werte im NaBiSy sprunghaft auf 70 % (BLE 2016). Diese Zahlen sind zwar bisher nicht validiert, doch deuten sie an, dass mit der Umstellung auf die THG-Minderungsquote in 2015 (siehe nächster Abschnitt) Bewegung in die Bemühung um die THG-Minderung gekommen ist.

### 2.2.2 Das Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) § 37

Anders als in den anderen Mitgliedsstaaten wurde in Deutschland die Verpflichtung aus der RED zur Biokraftstoff-Beimischungsquote seit 2015 durch eine THG-Minderungsquote abgelöst. Geregelt ist dies in § 37 des BImSchG. Darin werden verbindliche Zielsetzungen zur THG-Emissionsminderung gesetzt ab den Jahren:

2015 → 3,5 %

2017 → 4 %

2020 → 6 % (im Einklang mit der FQD)

In der aktuellen Fassung (1.1.2015) des Gesetzes sind ausschließlich Biokraftstoffe für diese Zielerfüllung anrechenbar. Für die Einbeziehung von elektrischem Strom in Straßenfahrzeugen bedarf es erst der Zulassung durch eine Rechtsverordnung, die das Berechnungsverfahren für die Treibhausgasemissionen des eingesetzten Stroms festlegt, und den Nachweis der Messung und Überwachung der Anrechnung sicherstellt. Das gilt auch für die strombasierten Kraftstoffe (PtX). Siehe zu beidem Referentenentwurf zur 37. BImSchV und Entwurf zur 38. BImSchV.

Einschränkungen macht das BImSchG nach geltendem Stand jedoch bei Biokraftstoffen aus der Co-Hydrierung von biogenen zusammen mit mineralölstämmigen Ölen in großen Hydrocrackanlagen der Mineralölraffinerien. Hieraus erstellte Kraftstoffe sind genauso wenig anrechenbar wie Biodiesel, die vollständig oder teilweise aus tierischen Ölen oder Fetten hergestellt wurden.

Andererseits eröffnet das BImSchG die Möglichkeit der Ergänzung um „weitere Maßnahmen zur Treibhausgasminderung“.

### 2.2.3 Die 37. BImSchV („PtX-Verordnung“)

Am 15. Mai 2017 wurde die 37. Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes erlassen. Sie tritt am 1. Januar 2018 in Kraft und beinhaltet die Anrechnung von strombasierten Kraftstoffen (Teil 2 der VO) sowie von mitverarbeiteten biogenen Ölen (Teil 3 der VO) auf die Treibhausgasquote. Sie eröffnet damit weitere Erfüllungsoptionen für die Treibhausgasquote und setzt gleichzeitig Teile der Richtlinie (EU) 2015/652 um.

Von zentraler Bedeutung sind die „Anrechnungsvoraussetzungen erneuerbarer Kraftstoffe nicht-biogenen Ursprungs“ (strombasierte Kraftstoffe, bzw. PtX). Hierzu übernimmt die Verordnung aus der oben genannten EU-Richtlinie zwei PtX-Standardwerte, die auf der Grundlage erneuerbaren Stroms berechnet wurden. Diese können jedoch nur verwendet werden, wenn ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energien nicht-biogenen Ursprungs für die Herstellung eingesetzt wird. Dies kann dadurch nachgewiesen werden, dass die entsprechenden Erzeugungsanlagen netzentkoppelt arbeiten. Alternativ ist auch ein netzgekoppelter Betrieb möglich, allerdings müssen die EE-Erzeugungsanlagen dann in sogenannten Netzausbaugebieten<sup>16</sup> stehen und durch den Netzbetreiber flexibel steuerbar sein.

Ausnahmen gelten für Bestandsanlagen<sup>17</sup>, wenn sie bei Netzstrombezug Nachweise über die Herkunft des Stroms aus erneuerbaren Energien nicht-biogenen Ursprungs vorlegen können. Der Hersteller ist verpflichtet, die erforderlichen Nachweise und Unterlagen dem Umweltbundesamt vorzulegen.

In Teil 3 der VO werden die Voraussetzungen definiert, unter denen die gemeinsam mit Mineralöl mitverarbeiteten biogenen Ölen (Co-Hydrierung) auf die Treibhausgasquote angerechnet werden können, was das geltende BImSchG bisher ausschließt.

### 2.2.4 Der Entwurf zur 38. BImSchV

Diese Verordnung legt eine Reihe weiterer Bestimmungen zur Treibhausgasminderung bei Kraftstoffen fest. Dabei werden weite Teile der iLUC-Richtlinie und der Richtlinie (EU) 2015/652 umgesetzt. Zudem erweitert sie den Definitionsbereich der Biokraftstoffe des BImSchG.

Von besonderer Bedeutung sind die Vorgaben zur „Anrechnung von in Straßenfahrzeugen genutztem elektrischem Strom“ (§ 5). Die Übertragung der Verpflichtung zur THG-Minderung erfolgt dabei per Vertrag auf den Stromanbieter. Die THG-Emissionen errechnen sich durch Multiplikation der energetischen Menge des in den Straßenfahrzeugen eingesetzten Stroms, mit dem durchschnittlichen THG-Emissionswert für Strom in Deutschland (Netz-Mix durch UBA zu ermitteln). Die Strommenge wird durch den Anbieter über die öffentlich zugänglichen Ladepunkte aufgerechnet und durch Schätzwerte für die nicht über öffentliche Ladepunkte bezogenen Strommengen ergänzt (§ 6).

<sup>16</sup> Gebiete, in denen es gehäuft zu Engpässen im Übertragungsnetz kommt

<sup>17</sup> D.h. Anlagen, die bereits vor dem 25. April 2015 strombasierte Kraftstoffe produziert haben.



Des Weiteren verschärft der VO-Entwurf die Deckelung für den auf die THG-Quote anrechenbaren energetischen Anteil konventioneller Biokraftstoffe von den 7 % der iLUC-Richtlinie in 2020 auf 5 % (§11) und setzt steigende Unterquoten für die fortschrittlichen Kraftstoffe (§ 12). Beide Punkte werden im Zuge der Umsetzung der Vorschläge aus der RED-Neufassung zu überarbeiten sein.

## 2.3 Übersicht und aktueller Ausblick

In Tabelle 1 sind die zuvor beschriebenen Regelungen in der EU und Deutschland nochmals zusammengefasst, wobei der jeweilige Bezug zur THG-Minderungsquote mit Blick auf die entsprechenden Kraftstoffe und Maßnahmen dargestellt wird. Daraus wird ersichtlich, dass die THG-Minderungsquote bereits einen weiten Rahmen spannt: von den anfangs nahezu ausschließlich im Fokus stehenden „konventionellen“ Biokraftstoffen, über die vielfältigen „fortschrittlichen“ Biokraftstoffe, die strombasierten Kraftstoffe (PtX), den komplexen Bereich der E-Mobilität sowie punktuelle Maßnahmen in der Mineralölvorkette (UER).

Das Regelwerk zur Aggregation all dieser Elemente ist auf EU-Ebene gegeben und in deutsches Recht umgesetzt. Zur Integration in ein konsistentes Bilanzierungssystem bedarf es jedoch etlicher weiterer Regelfestlegungen, sowohl bezüglich grundsätzlicher Vorgaben als auch vieler methodischer Details.

Eine Schlüsselrolle wird dabei der weitere Umgang mit elektrischen Antrieben spielen. Während Kraftstoffe aller Art (Ausnahme H<sub>2</sub>) auf Kontinuität der üblichen Antriebstechnik setzen, bedeutet Elektromobilität einen Systemwechsel. Der vorliegende Diskussionsentwurf des BMUB zur 38. BImSchV stellt einen ersten Vorschlag dar, wie eine Anrechnung von in Straßenfahrzeugen genutztem elektrischem Strom erfolgen soll. Dieser beruht darauf, dass Stromversorger nachweisen können, dass eine gewisse Strommenge für die Nutzung in Elektrofahrzeugen bestimmt ist. Es sind jedoch auch alternative Ansätze denkbar. Beispielsweise könnte der Zubau bzw. Betrieb von Ladeinfrastruktur auf die Quote angerechnet werden, was in diesem Bereich einen Beitrag zur Marktaktivierung leisten könnte.

Zentral bei der umweltpolitischen Bewertung solcher Ansätze dürfte die Frage sein, welcher Strommix und damit welche CO<sub>2</sub>-Emissionen für die Herstellung des Antriebsstroms angesetzt werden. Insbesondere ist dabei zu klären, ob Ökostromeigenschaften berücksichtigt werden sollen. Dann müsste sichergestellt werden, dass es nicht zu rein bilanziellen Verschiebungen von Stromeigenschaften zum Zweck der Anrechnung kommt.

Tabelle 1: Übersicht über die Regelungen seitens der EU und Deutschland, deren Bezug zur THG-Minderungsquote und zu den einzelnen Kraftstoff- bzw. Antriebsarten

	konventionelle Biokraftstoffe	Fortschrittliche Biokraftstoffe	strombasierte Kraftstoffe PtL/G	Wasserstoff	E-Mobilität	Sonstiges (z. B. UER)
RED gültige Fassung	Beimischquote 7 % Deckel	Beimischquote 2x Anrechnung	Beimischquote 2x Anrechnung	(kann unter PtX enthalten sein)	EE-Anteil anrechenbar auf Beimischquote	
RED II 2016	Beimischquote Senkung Deckel 3,8 % in 2030	Beimischquote Unterquote von 6,8 % in 2030	Beimischquote enthalten in Unterquote	(kann unter PtX enthalten sein)	Beimischquote enthalten in restl. Unterquote	
RED II 2017	Beimischquote Deckel 7 % bis 2030 konstant	Beimischquote Unterquote mit 2x Anrechnung	s.o.	s.o.	s.o.	
FQD	THG-Minderung 6 %, aber 7 % Deckel	THG-Minderung 6 %	Rechtsakt nötig für Anrechnung	(kann unter PtX enthalten sein)	anrechenbar	„andere Maßnahmen“ als anrechenbar
RL (EU) 2015/652			Standardwerte	Standardwerte	THG-Basis: mittleren Strommix	UER für Reduktion flaring/venting
BlmSchG §37	THG-Minderung 6 % aber 7 % Deckel	THG-Minderung 6 %	VO nötig für Anrechnung	(kann unter PtX enthalten sein)	anrechenbar, VO nötig für Anrechnung	„weitere Maßnahmen (?)“ (§37d (2) Nr.13)
Entw. 37. BlmSchV	Einbeziehung in Co-Hydrierung		THG-Basis: mittlerer Strommix	(kann unter PtX enthalten sein)		
Entw. 38. BlmSchV	Deckel auf 5 % abgesenkt				Anrechnungsweise spezifiziert, THG-Basis: mittlerer Strommix	

### 2.3.1 Ausblick

Derzeit liegt für die Gestaltung der EU-rechtlichen Regelungen zur THG-Minderung im Bereich Kraftstoffe für den Zeitraum nach 2020 ausschließlich der Entwurf zur RED-Neufassung vor. Nach derzeitigen Einschätzungen soll es auch bei dieser Regelung bleiben. Das bedeutet, die FQD wird als parallele Regelung nicht weiterverfolgt. Damit würde die in Deutschland (erfolgreich) umgesetzte THG-Minderungsquote ihren europäischen Rahmen verlieren und es müsste für die Zukunft allein auf die (in Deutschland seit 2015 nicht mehr verfolgte)

energetische Beimischungsquote gesetzt werden. Die Fortsetzung der in 2020 EU-weit zu erfüllenden Netto-Einsparung von 6 % der THG-Emissionen aus dem Kraftstoffsektor steht damit in Frage. Wie in Abschnitt 2.1.1 dargestellt, würde das für die reale Netto-THG-Einsparung sehr bescheidene Resultate erbringen.

Gerade aus deutscher Sicht ist es daher umso wichtiger, eine klare Position zum weiteren Umgang mit der THG-Minderungsquote nach BImSchG zu entwickeln. Hierin stehen im Grunde nur zwei Optionen zu Wahl:

- Entweder auf den EU-Vorschlag einschwenken und die Politik von 2015 bis 2020 aufgeben
- Oder für eine Fortsetzung der Netto-Minderungsquote eintreten, diese in zukunftsfähiger erweiterter Form ausbauen und stärken.

## 3 Weiterentwicklung der THG-Quote

---

Wie in Abschnitt 2 gezeigt, ist die THG-Minderungsquote bereits eine etablierte und in ihrem bisherigen Rahmen auch erfolgreiche Maßnahme. Anders als die zuvor gültige reine Beimischungsquote von Biokraftstoffen stellt sie auf die effektive THG-Minderung ab und kann daher als richtungssicheres Instrument gelten. Die von der EU gesetzten 6 % Minderung erscheinen für das Jahr 2020 in diesem Rahmen erreichbar. Die Politik hat sich für den Zeitraum bis 2030 jedoch höhere Ziele für den Verkehrssektor gesteckt. Zu deren Erreichung werden viele Maßnahmen auf verschiedenen Ebenen erforderlich sein. Darunter werden die Verkehrsvermeidung, die Verlagerung zu öffentlichen Verkehrsmitteln und die Effizienzverbesserung der Verkehrsmittel eine wesentliche Rolle spielen müssen.

Ebenso wird eine wesentliche Rolle auch bei den Kraftstoffen bzw. den Antriebssystemen verbleiben. Hoch gesteckte Ziele wie die des Klimaschutzplans – mit der nahezu vollständigen Dekarbonisierung in 2050 – erfordern letztlich eine Bündelung der Maßnahmen. Aber bereits das Zwischenziel der 40 - 42 %igen THG-Reduktion des Verkehrs im Jahr 2030 benötigt bereits eine erhebliche Verringerung der THG-Intensität der Energieversorgung des Verkehrs. Es stellt sich also die Frage, ob das bestehende gesetzlich verankerte System zur Festlegung von THG-Minderungen bei der Energieversorgung im Verkehrssektor fortgesetzt und weiterentwickelt werden sollte. Hierzu werden im Folgenden Bausteine und konzeptionelle Optionen vorgestellt. Teilweise sind diese bereits in der gültigen Regelung enthalten.

### 3.1 Grundkonzept

#### 1. Die THG-Minderungsquote erstreckt sich auf sämtliche Antriebsenergie im Verkehr.

Verpflichtete der Quote sind die Inverkehrbringer der jeweiligen Energieträger. Damit ist gewährleistet, dass alle verkehrsbedingten THG-Emissionen durch die Quote erfasst werden und alle verfügbaren Potenziale zu ihrer Minderung genutzt werden können. Antriebsenergie umfasst neben den konventionellen Kraft- und Biokraftstoffen sowie den fortschrittlichen Biokraftstoffen insbesondere die Elektromobilität, PtX und Wasserstoff.

#### 2. Die THG-Minderungsquote bezieht den gesamten Lebenszyklus der Kraftstoffe ein („Netto-THG-Quote“).

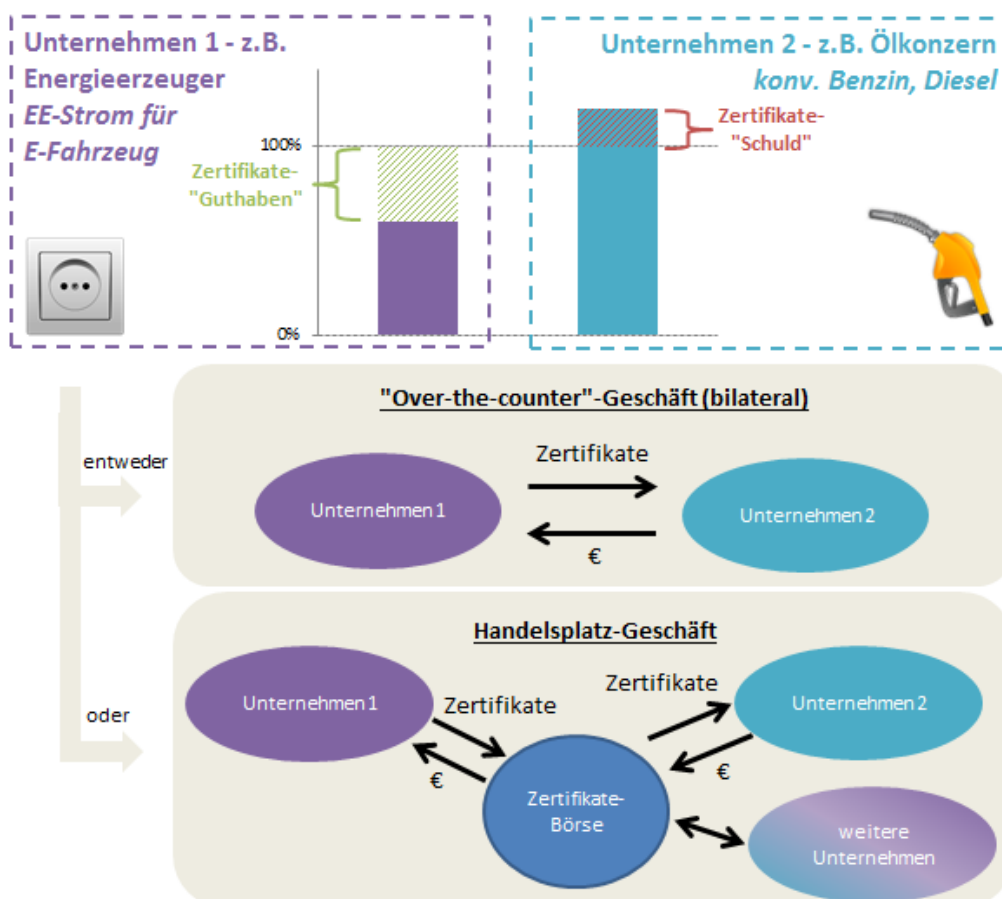
Dies bedeutet, dass neben den Auspuffemissionen auch die Emissionen zur Herstellung der Kraftstoffe eingerechnet werden. Bei Biokraftstoffen hat dies zur Folge, dass einerseits der beim Pflanzenwachstum gebundene Kohlenstoff sich mindernd auf die THG-Emissionen auswirkt. Andererseits sind die Herstellungsketten zumeist erheblich emissionsintensiver als die der fossilen Kraftstoffe, zumal der Aspekt Landnutzungsänderung bei den „konventionellen“ Biokraftstoffen konfliktreich ist. Daher müssen auch die aus der iLUC-Diskussion hervorgegangenen Deckelungsregeln (siehe Abschnitt 2.1.1) aufrechterhalten bleiben. Für die fortschrittlichen Biokraftstoffe gelten dagegen Potenzialgrenzen.

### 3. Die THG-Minderungsquote wird durch das jeweils gültige sektorale THG-Minderungsziel definiert.

Mit diesem Element werden die politischen Klimaziele mit der Marktrealität verknüpft. Wenn das Instrument hinreichend konsequent umgesetzt wird, kann dadurch eine für die Akteure äußerst wichtige Planbarkeit hergestellt werden. Diese ist beispielsweise Voraussetzung für Investitionen in Produktionsanlagen für CO<sub>2</sub>-neutrale Kraftstoffe.

### 4. Die Umsetzung erfolgt durch handelbare THG-Minderungszertifikate zwischen den Verpflichteten.

Für den Kraftstoffabsatz eines jeden Verpflichteten (bzw. „Inverkehrbringers“) wird die Netto-THG-Intensität bestimmt und mit dem für das entsprechende Jahr gültigen Zielwert verglichen. Liegen die THG-Emissionen unterhalb des Zielwerts, so bekommt der Inverkehrbringer dafür THG-Minderungszertifikate zugeteilt. Liegen die Emissionen hingegen über dem Zielwert, so müssen dafür THG-Minderungszertifikate entwertet werden. Der Handel der Zertifikate kann entweder direkt zwischen den Verpflichteten erfolgen oder über Handelsplattformen (Börsen), siehe Abbildung 6.



Quelle: eigene Darstellung.

Abbildung 6: Prinzipdarstellung eines Zertifikatehandels im Rahmen der THG-Quote

## 5. Bilanzrahmen der THG-Minderungsquote ist der Verkehrssektor.

Damit wird sichergestellt, dass im Verkehrssektor reale THG-Minderungen erreicht werden und der Verkehrssektor die Kosten seiner Minderungsmaßnahmen selbst trägt. Die marginalen CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten sind im Verkehrssektor deutlich höher als beispielsweise im Stromsektor (CE 2014). Würde man den Verkehr daher in den europäischen Emissionshandel (EU-ETS) integrieren, so wäre zu erwarten, dass die angestrebten Minderungen in anderen Sektoren umgesetzt würden und der Verkehr dies lediglich über den Zertifikatspreis finanziert (Schaefer 2017). Um die Klimaziele zu erreichen, sind jedoch starke THG-Minderungen auch im Verkehrssektor mittelfristig unausweichlich. Diese würden zu einem späteren Zeitpunkt zu einem sprunghaften Anstieg der Zertifikatspreise auf dem gemeinsamen Markt führen.

## 6. Es gilt das Prinzip: Wer kosteneffizient zur Erfüllung der THG-Minderungsquote beitragen kann, wird sich etablieren.

Die THG-Minderungsquote setzt Anreize, Technologien weiterzuentwickeln, mit denen auf kostengünstige Weise THG-Minderungen im Verkehrssektor erzielt werden können. Dabei ist es von eminenter Bedeutung, dass das Instrument einen verlässlichen Planungshorizont bietet. Nur so können für die Wirtschaft hinreichende Anreize entstehen, Investitionen in Technologien und Anlagen zu tätigen, die erst in einigen Jahren zu THG-mindernden Energieträgerverkäufen führen werden.

## 7. Das Instrument kann und muss mit weiteren Maßnahmen kombiniert werden.

Die THG-Minderungsquote verfolgt das Ziel, einen verlässlichen regulatorischen Rahmen für die Dekarbonisierung des Verkehrssektors zu setzen. Als verkehrs- und energieträgerübergreifendes Konzept birgt sie zunächst ein niedriges Risiko für Regelungslücken und regulatorische Inkonsistenz. Dadurch bedingt kann sie für die Entwicklung und Verbreitung einzelner Dekarbonisierungstechnologien allerdings nur mittelbare Anreize schaffen. Es ist daher sinnvoll und notwendig, das Instrument mit anderen, spezifischeren Marktanreizen zu kombinieren, wie bspw. Fahrzeug(flotten)grenzwerten.

## 3.2 Erfüllungsoptionen für eine zukünftige THG-Quote

Die bisher bestehende Regelung nach FQD zieht bereits einen weiten Kreis. Faktisch sind derzeit jedoch nur die Kraftstoffhersteller verpflichtet bzw. beteiligt, indem sie zur THG-Minderung über die Beimischung von Biokraftstoffen oder durch Maßnahmen bei der Rohölförderung (UER) beitragen. Werden strombasierte Kraftstoffe und E-Mobilität eine steigende Bedeutung haben, so sind auch die Stromerzeuger und sogar die Hersteller der Fahrzeuge als entscheidende Akteure in das System einzubeziehen.

Abbildung 7 gibt einen grafischen Überblick über die hier als relevant erachteten Komponenten zur Weiterentwicklung der THG-Quote und die dabei einzubeziehenden Akteure.



Quelle: eigene Darstellung.

Abbildung 7: Komponenten zur Weiterentwicklung der THG-Quote und einzubeziehende Akteure

### 3.2.1 Potenziale der fossilen Prozesskette

Soll die THG-Quote offen und ohne Beschränkung auf einzelne Technologieoptionen ausgestaltet werden, so sind für das Gesamtbild auch alle anderen Bereiche, die im Kraftstoffsektor Reduktionen ermöglichen, zu beachten, wie z. B. bei UER über die gesamte Mineralvorkette (nicht nur die Reduktion beim Abfackeln oder Ablassen von Gasen bei der Erdölförderung). Vielmehr bestehen auch im Raffinerieprozess nicht unerhebliche Potenziale zur Effizienzsteigerung und damit zur THG-Minderung. So haben viele Raffinerien in Europa effiziente KWK-Systeme bisher nicht umgesetzt.

Auf der anderen Seite können sich die Bilanzwerte, durch die zunehmende Förderung unkonventioneller Quellen (Schieferöl, kanadische Teeröle über Dieselimporte via USA), auch verschlechtern. Die Richtlinie (EU) 2015/652 sieht hierfür zwar entsprechend hohe Default-Werte vor, doch ist hier zu hinterfragen, ob die Nachweisführung hierzu ausreichend gesichert und transparent ist. Es ist davon auszugehen, dass hier Verbesserungen erforderlich sind (Malins et al. 2014).

In die Gruppe der fossilen Kraftstoffe sind selbstverständlich auch die erdgasbasierten Kraftstoffe (CNG) einzubeziehen.

Insgesamt wird der konventionelle Kraftstoffsektor allein aus der Tatsache heraus als sehr relevante Komponente gesehen, als er auch in 2030 noch eine dominierende Rolle im Verkehrssektor spielen wird. Effektive Minderungen dort werden sich quantitativ in nennenswerter Weise auf die THG-Quote durchschlagen.

### 3.2.2 Künftige Bedeutung der konventionellen Biokraftstoffe

Über die iLUC-Richtlinie gilt bis 2020 eine Deckelung von maximal 7 % Anteil der aus agrarischem Anbau erzeugten Biokraftstoffe, die bislang mit Abstand den Hauptbeitrag für die Berechnung der THG-Minderungsquote beisteuern. Der erste Entwurf zur RED II sah ein weiteres Absenken des Deckels bis 2030 vor, wobei für diese Kraftstoffe keine Mindestquote angesetzt war. Grundsätzlich wäre damit sogar ein deutlich früheres Phase-out zu vermuten gewesen (siehe hierzu in Abschnitt 2.1.1). Faktisch hätten sich konventionelle Biokraftstoffe nur im Markt halten lassen, wenn sie an einer weitergeführten THG-Quote beteiligt wären und hier ihren Beitrag leisten könnten.

Dieser Punkt zeigt den Konflikt zwischen verschiedenen politischen Positionen und ökonomischen Interessen auf: Auf der einen Seite wird das sukzessive Phase-out wegen iLUC und der Tank/Teller-Frage von breiter politischer und gesellschaftlicher Zustimmung gestützt (siehe Abschnitt 2.1.1). Andererseits ist es das Interesse der betroffenen Wirtschaftskreise den Status quo zu konsolidieren, zumindest nicht noch weiter hinter den „Ausstiegsfahrplan“ der EU-Kommission gedrängt zu werden.

Die Fortführung der THG-Quote mit der damit verbundenen Stützung eines Anteils konventioneller Biokraftstoffe darf daher auf keinen Fall die übergeordneten politischen Ziele konterkarieren. Die Deckelung und deren Absenkung (je nachdem wie sich die Quotenwerte der RED-Neufassung letztlich umsetzen werden) müssen sichergestellt sein.

In Folge dieser Festlegungen würden lediglich solche Biokraftstoffe weiter im Markt bleiben, die sich durch sehr geringe THG-Intensität auszeichnen.

Dieser Ansatz würde mit der neusten Entwurfsfassung der RED II (20.10.2017) seine rechtliche Verankerung vollends verlieren. Die Beibehaltung einer fixen maximal anrechnungsfähigen Beimischungsquote für Biokraftstoffe aus Nahrungs- oder Futterpflanzen (7 % bis 2030) stellt zwar einen stabilen Sockelbeitrag des Verkehrs zur THG-Minderung aus direkt verfügbaren Quellen dar. Ein dynamischer Entwicklungsprozess zur Steigerung der THG-Minderung wird sich daraus kaum ergeben.

### 3.2.3 Potenziale fortschrittlicher Kraftstoffe – bio- und strombasiert

Komplementär zum Ausstieg aus den konventionellen Biokraftstoffen kommt den fortschrittlichen Biokraftstoffen aus Abfällen / Reststoffen in der RED-Neufassung eine zentrale Rolle zu. Zudem sind hier auch stromgenerierte Kraftstoffe (Power-to-Gas [PtG] bzw. Power-to-Liquids [PtL]) eingeschlossen.

**Fortschrittliche Biokraftstoffe** sind per rechtlicher Definition solche, die auf der Basis von biogenen Abfällen oder Reststoffen hergestellt werden<sup>18</sup>. Im Gegenzug zur Deckelung und der Absicht der weiteren Absenkung von konventionellen Biokraftstoffen werden für die fortschrittlichen Biokraftstoffe ambitionierte Beimischungsquoten formuliert (siehe Abschnitt 2.1.1). Der bis 2030 beabsichtigten Steigerung des Anteils bis zu 3,6 % stehen die Fragen der Verfügbarkeit der entsprechenden Rohstoffe und die derzeit sehr hohen Gesteigungskosten entgegen.

<sup>18</sup> Konkret werden sie über die Positivliste an Einsatzstoffen in Anhang IX Spalte A der aktuell gültigen RED definiert.



Das auf biogenen Abfällen oder Reststoffen beruhende Rohstoffpotenzial ist bereits in zahlreichen Studien untersucht worden, wie z. B. Fritsche et al. (2004), DLR (2004), Zeller et al. (2012), Gaida et al. (2012), Thrän et al. (2015) oder DBFZ (2015). Wie viel an Biomasse auch nach Einbeziehung des Vorrangs stofflicher Nutzung und strikter Kriterien bezüglich des Naturschutzes effektiv zur Verfügung steht, wird derzeit auch in einer Studie des Umweltbundesamts untersucht.<sup>19</sup> Die Stoffströme, welche eine größere Bedeutung spielen, sind Stroh und Waldrestholz. Brosowski et al. (2016) kommen zum Schluss, dass in Deutschland ein theoretisches Potenzial an biogenen Abfällen oder Reststoffen von jährlich etwa 150 Mio. t Trockenmasse vorliegt. Nach Abzug bereits bestehender Nutzung bleiben davon jedoch nur zwischen 30 und 50 Mio. t übrig. Umgerechnet in Kraftstoffe (BtL über Fischer-Tropsch-Synthese oder Ligno-Zellulose-Ethanol) können daraus etwa 50 bis 80 TWh Kraftstoff pro Jahr erzeugt werden. Um die Vorgaben des Vorschlags zur RED Neufassung in 2030 zu erfüllen, müssten etwa 26 TWh fortschrittliche Biokraftstoffe in den Markt gebracht werden. Theoretisch kann die Abdeckung der Zielwerterfüllung somit erfüllt werden. Bei der Mobilisierung und Nutzung der erforderlichen Reststoffmenge sind jedoch weitere Restriktionen (Nutzungskonkurrenzen im Energiesektor, Biodiversität) in Betracht zu ziehen. Die Gesteungskosten für Biokraftstoffe auf Reststoffbasis liegen etwa zwischen 90 und 200 €/MWh (nach Zech et al. 2016), das ist bei Diesel etwas und bei Benzin deutlich mehr als für konventionelle Biokraftstoffe.

Zu den fortschrittlichen Biokraftstoffen sind auch solche auf Basis von Algen oder Bakterien zu zählen. Die Produktion ist jedoch bis auf weiteres zu energieaufwändig, um als effizienter Energieträger marktfähig zu sein. Hier dürften die Nutzungsstrukturen eher auf hochwertigen stofflichen Produkten (z. B. Nahrungsergänzungsmittel, Spezialchemikalien) liegen (Gärtner et al. 2017).

Die Beiträge der fortschrittlichen Biokraftstoffe zur THG-Minderung wurden bereits in Abschnitt 2.1.1 und Abbildung 4 beschrieben. 80 % Minderung gegenüber der fossilen Referenz (94,1 g CO<sub>2</sub>-Äq/MJ) verlangt der Entwurf der RED Neufassung, was mit den gleichfalls neu vorgelegten Standardwerten für Ethanol aus Stroh und Fischer-Tropsch-BtL aus Altholz gerade erreicht wird.

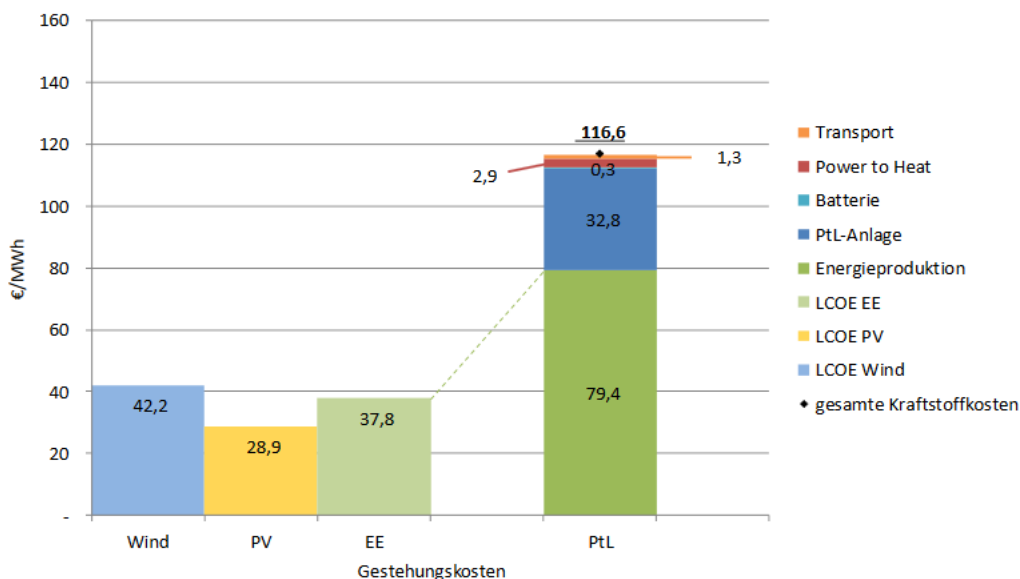
**Strombasierte Kraftstoffe** können über verschiedene technische Verfahren hergestellt werden. Erster Schritt ist stets die Erzeugung von Wasserstoff durch Elektrolyse von Wasser. Daran schließt sich für die Gewinnung von synthetischem Erdgas eine Methanisierung an, für die als weiteres Ausgangsprodukt CO<sub>2</sub> benötigt wird. Sollen stattdessen flüssige Kohlenwasserstoffe erzeugt werden, so wird der Wasserstoff mittels Fischer-Tropsch-Synthese oder über die Methanolroute weiterverarbeitet, wofür wiederum CO<sub>2</sub> benötigt wird. Bei der Verbrennung dieser Kraftstoffe wird so viel CO<sub>2</sub> ausgestoßen, wie für ihre Produktion benötigt wurde. Für ihre Klimabilanz ist daher (zumindest unmittelbar) nur die Klimawirkung der Erzeugung des eingesetzten Stroms relevant. Aufgrund des relativ geringen Wirkungsgrads der gesamten Energiewandlungskette bei PtG/PtL (inklusive der Verbrennung im Fahrzeug) ist die spezifische Klimawirkung der Stromerzeugung ein besonders sensibler Parameter bei der Quantifizierung der erzielbaren THG-Minderungen. Gleichzeitig lässt ihre Bestimmung methodisch viele Spielräume (siehe hierzu die Diskussion in Abschnitt 3.2.5). Die Energie-

<sup>19</sup> ifeu/IZES/Öko-Institut: Verfügbarkeit und Nutzungsoptionen biogener Abfall- und Reststoffe im Energiesystem (Strom-, Wärme-, und Verkehrssektor); im Auftrag des Umweltbundesamts, FKZ 3716 43 102 0; Veröffentlichung in 2018 erwartet.

wandlung hingegen kann (analog zur Situation bei Biokraftstoffen) relativ einfach mit Standardwerten abgebildet werden<sup>20</sup>, die die Kraftstoffproduzenten bei entsprechendem Nachweis durch eigene empirische Werte ersetzen können.

PtG/PtL sind aus Nutzerperspektive im Wesentlichen äquivalent zu konventionellen Kraftstoffen. Es ist also ähnlich wie bei Biokraftstoffen eine sukzessive Beimischung möglich, so dass eine Markteinführung mit zunächst begrenzten Auswirkungen möglich ist und keine zusätzliche Verteilinfrastruktur aufgebaut werden muss (abgesehen von eventuellen Vorkehrungen, die zur Bilanzierung der entsprechenden PtG/PtL-Mengen erforderlich sind).

Für PtG existiert bereits eine Reihe von Pilotanlagen in Deutschland, die heutzutage vorwiegend ins Erdgasnetz einspeisen. Die PtL-Technologie ist im Vergleich dazu noch weniger erforscht, im Rahmen eines BMBF-geförderten Projekts wurde hierzu ein Demonstrator aufgebaut<sup>21</sup>. Der Technology Readiness Level (TRL)<sup>22</sup> liegt derzeit bei 5 bis 9, wobei 9 die höchste Stufe darstellt (Zech et al 2015).



Quelle: Pfennig et al. 2017.

Abbildung 8: Szenario für EE- und PtL-Gestehungskosten im Jahr 2050 in Marokko, bei weitgehender Ausnutzung der heute absehbaren Potenziale zur Kostendegression

Damit strombasierte Kraftstoffe über Demonstrationsprojekte hinaus den Markteintritt schaffen, ist für die potentiellen Betreiber eine planbare Nachfrage nach diesen Kraftstoffen nötig. Diese könnte durch die Anrechenbarkeit als Erfüllungsoption im Rahmen einer erweiterten THG-Quote gegeben sein. Planung und Bau entsprechender Produktionsanlagen dürften allerdings einige Jahre in Anspruch nehmen, so dass selbst bei heutigem Beschluss einer erweiterten THG-Quote erst um das Jahr 2025 mit einem nennenswerten Anteil von PtL-Kraftstoff zu rechnen wäre. Bei PtG könnte dies bereits früher der Fall sein. Hier könnte

<sup>20</sup> Erste Ansätze dafür finden sich in RL (EU)2015/652, Anhang 1, Teil, Punkt 3f)

<sup>21</sup> <http://www.sunfire.de/>

<sup>22</sup> Der Technology Readiness Level (TRL), auf Deutsch als Technologie-Reifegrad übersetzt, ist eine Skala zur Bewertung des Entwicklungsstandes von neuen Technologien auf der Basis einer systematischen Analyse. Er gibt auf einer Skala von 1 bis 9 an, wie weit entwickelt eine Technologie ist.

aber (zumindest in Deutschland) der geringe Erdgasanteil bei den Fahrzeugen eine Limitierung für einen höheren Beitrag von PtG zur Quotenerfüllung darstellen.

Abbildung 8 zeigt beispielhaft für PtL, dass der Beitrag der Strombezugskosten mit ca. zwei Dritteln den größten Anteil ausmacht (sobald die zu erwartende Kostendegression der Technologie weitgehend erfolgt ist). Für den mittel- bis langfristigen Marktanteil von strombasierten Kraftstoffen ist es somit entscheidend, welche Rückwirkungen sich aus dem hohen Strombedarf auf das Preisniveau am Strommarkt ergeben. Dabei dürften auch die Anrechnungsmodalitäten für erneuerbaren Strom eine Rolle spielen, siehe Abschnitt 3.2.5.

### 3.2.4 Konsequente Integration von Elektromobilität

Bei der angestrebten Dekarbonisierung des Verkehrssektors spielen elektrische Antriebe eine zentrale Rolle. Da solche Antriebe keine evolutionäre Weiterentwicklung bestehender Technik bedeuten, sondern im Hinblick auf die Wertschöpfungsketten wie auch auf die Fahrzeugnutzung einen Systemwechsel darstellen, muss ihre Einführung mit Maßnahmen und Rahmensetzungen auf verschiedenen Ebenen flankiert werden. Dabei ist es grundsätzlich sinnvoll, Elektromobilität auch in solche Instrumente zu integrieren, die ursprünglich für den Bereich konventioneller Antriebe installiert wurden. Hierzu zählt auch die BImSchV mit den Vorgaben zur THG-Minderung durch alternative Kraftstoffe, die von der Idee her explizit technologieübergreifend gedacht ist.

Eine Integration von Elektromobilität in eine weiterentwickelte THG-Minderungsquote ist somit essentiell. Im einfachsten Fall werden dabei schlicht die verkauften Mengen an Antriebsstrom auf die Quote anrechenbar gemacht. Die systembedingte ca. 2,5-fach höhere Effizienz von Elektroantrieben gegenüber Verbrennungsmotoren muss dabei berücksichtigt werden. Denn bei gleicher Treibhausgasintensität pro Energieeinheit verursachen Verbrennungsmotoren pro Fahrzeugkilometer etwa 2,5-mal so hohe Emissionen wie Elektrofahrzeuge.

Seit Anfang September 2016 liegt mit dem Diskussionsentwurf des BMUB zur 38. BImSchV ein Vorschlag vor, wie eine Anrechnung von in Straßenfahrzeugen genutztem elektrischem Strom erfolgen soll. Dieser beruht darauf, dass Stromversorger für gewisse Strommengen deren Nutzung in Elektrofahrzeugen nachweisen können. Dies soll folgendermaßen geschehen:

- Der Stromabsatz über öffentliche Ladeinfrastruktur soll über die Buchführung der Betreiberunternehmen erfasst werden.
- Für den Stromabsatz über private Ladeinfrastruktur ist nur mit hohem organisatorischen Aufwand eine vom übrigen Haushaltsstromverbrauch getrennte Erfassung zu gewährleisten. Der Verordnungsentwurf sieht daher vor, dass für den Stromabsatz über private Ladeinfrastruktur durchschnittliche Verbräuche und Fahrleistungen von Elektrofahrzeugen herangezogen werden sollen, die vom BMUB festgelegt werden sollen. Der Energieversorger müsste sich demnach regelmäßig vom jeweiligen Stromkunden bestätigen lassen, dass ein Elektrofahrzeug im betreffenden Haushalt betrieben wird.
- Für die THG-Emissionen durch die Stromerzeugung soll der jeweils aktuelle mittlere Emissionsfaktor für den deutschen Strommix angesetzt werden. Zur Berechnung der Gesamtemissionen des Verpflichteten durch den Kraftstoffabsatz werden die strombedingten Emissionen mit einem Effizienzfaktor von 0,4 (= 1/2,5, s.o.) gewichtet.

Zwei Punkte müssen hierbei aus Sicht der Gutachter berücksichtigt bzw. weiter diskutiert werden: Zum einen stellt das vorgeschlagene Verfahren für private Ladepunkte trotz erheblicher Ungenauigkeit bei der Bestimmung der Strommenge einen nicht zu vernachlässigenden Verwaltungsaufwand dar. Hier sind Kosten und Nutzen abzuwägen. Eine elegante Lösung könnte sich durch die breite Einführung von sog. „mobile metering“ ergeben, bei dem die Fahrzeuge selber über ihre Stromaufnahme Buch führen.

Zum anderen ist es ökologisch ambitionierten Stromanbietern mit dem Anrechnungsverfahren nicht möglich, einen überdurchschnittlich THG-armen Erzeugungsmix in die Berechnung einfließen zu lassen. Dies mindert den Anreiz für Stromanbieter, ihre Emissionen zu senken, und begrenzt gleichzeitig auch das Potenzial von Elektrofahrzeugen als Erfüllungsoption bei den Verpflichteten der THG-Quote. Soll die Quote, wie in diesem Gutachten vorgeschlagen, deutlich angehoben werden, so müssten hier Möglichkeiten zur expliziten Anrechnung erneuerbarer Stromerzeugung geschaffen werden (siehe auch den folgenden Abschnitt 3.2.5).

Diverse Untersuchungen (z.B. Nie et al. 2013, Steinhilber et al. 2013) deuten darauf hin, dass wesentliche Hemmnisse für einen Markthochlauf der Elektromobilität gegenwärtig zum einen in einer als unzureichend empfundenen Ladeinfrastruktur (LI) und zum anderen in einem nicht hinreichend attraktiven Fahrzeugangebot liegen. Daraus ergibt sich die Frage, inwiefern eine THG-Minderungsquote, die einzig auf die Menge der verkauften Antriebsenergie abzielt, wirksame Anreize für den Markthochlauf von Elektrofahrzeugen bieten kann. Sofern sich der Verkauf von Antriebsstrom vorteilhaft auf die Quote anrechnen lässt, lassen sich damit Minderungszertifikate generieren, die als primären Effekt den Preis für Antriebsstrom vergünstigen dürften. Die Stromkosten spielen in einer Vollkostenrechnung für Elektrofahrzeuge jedoch eine deutlich geringere Rolle als die Kraftstoffkosten bei Benzin und Diesel. Durch eine Vergünstigung von Antriebsstrom ergibt sich somit aus Vollkostensicht ein geringerer Hebel.

Um dem Rechnung zu tragen, ist es grundsätzlich denkbar Mechanismen zu schaffen, mit denen der Zubau von Ladeinfrastruktur oder auch der Verkauf von Elektrofahrzeugen mit der Quote verknüpft wird. Dabei existieren u. a. folgende Optionen:

- **Indirekte Finanzierung von LI-Aufbau durch Erlöse aus dem Zertifikatsverkauf**  
Annahme hierbei ist, dass für Stromversorger allein durch die erzielbaren Erlöse aus dem Verkauf von Minderungszertifikaten für den Absatz von Antriebsstrom hinreichende Anreize bestehen, um in den Ausbau öffentlicher Ladeinfrastruktur zu investieren. Das setzt voraus, dass die Zertifikatspreise zum einen hinreichend hoch sind, und dass zum anderen hinreichende Planbarkeit vorliegt, d. h., dass die Minderungen für mehrere Jahre im Voraus festgelegt werden und die Akteure Vertrauen in die Beständigkeit dieser Regelung haben. Zudem müssen weitere Risiken für den Markthochlauf von Elektrofahrzeugen (Stichwort Fahrzeugverfügbarkeit) aus Sicht der Stromversorger hinreichend überschaubar sein.
- **Anrechnung des Aufbaus von Ladepunkten auf die Quote**  
Je nach Bedingungen der Anrechnung könnte hierdurch ein erheblicher Schub für den Aufbau öffentlicher Ladeinfrastruktur entstehen, der den Hochlauf der Fahrzeugverkäufe begünstigen und dadurch mittelbar auch den Absatz weiteren Antriebsstroms für die Verpflichteten erleichtern würde. Anders als bei der erstgenannten Option ergäbe sich hierbei kein Henne-Ei-Problem. Die Herausforderungen sind i. W. die gleichen wie bei den bisherigen Anstrengungen zum Aufbau öffentlicher Ladeinfrastruktur: Es muss eine sinnvolle Mengensteuerung geben, um einen Aufbau „am Bedarf vorbei“ und eine gegenseitige Kannibalisierung der

Marktteilnehmer zu vermeiden. In der Diskussion sind hier aktuell v. a. Ausschreibungsmodelle.

- **Anrechnung des Verkaufs von Fahrzeugen**

Hierdurch würden auch die Fahrzeughersteller zu Verpflichteten der THG-Minderungsquote. Dies würde der Tatsache Rechnung tragen, dass die Fahrzeughersteller einen erheblichen Einfluss auf den Anteil elektrischer Antriebe bei den Neuzulassungen haben, der wiederum Voraussetzung für eine Quotenerfüllung mittels Antriebsstrom ist. Im Zuge der Einführung der CO<sub>2</sub>-Flottengrenzwerte für Pkw und LNF war bereits ein entsprechendes Emissionshandelssystem im Gespräch und wurde wissenschaftlich untersucht (Keller et al. 2006). Herausforderungen sind u. a. die nicht ex-ante bestimmbaren Emissionen über die Lebensdauer des Fahrzeugs (da sie von Nutzungsprofil und –intensität abhängen) sowie die hohe Komplexität des Instruments, die aus einer Integration von sowohl Energie- als auch Fahrzeugverkäufen in die Quote resultieren würde.

### 3.2.5 Anrechnung von erneuerbarem Strom

Eine zentrale Frage bei der umweltpolitischen Bewertung der neuen Erfüllungsoptionen dürfte sein, welche CO<sub>2</sub>-Emissionen für die Stromerzeugung angesetzt werden. Dies betrifft sowohl elektrische Antriebe als auch Kraftstoffe, bei deren Herstellung elektrische Energie eine wesentliche Rolle spielt. Insbesondere ist zu klären, ob und in wie weit Ökostromeigenschaften berücksichtigt werden sollen. Dann müsste sichergestellt werden, dass es nicht zu rein bilanziellen Verschiebungen von Stromeigenschaften zum Zweck der Anrechnung kommt.

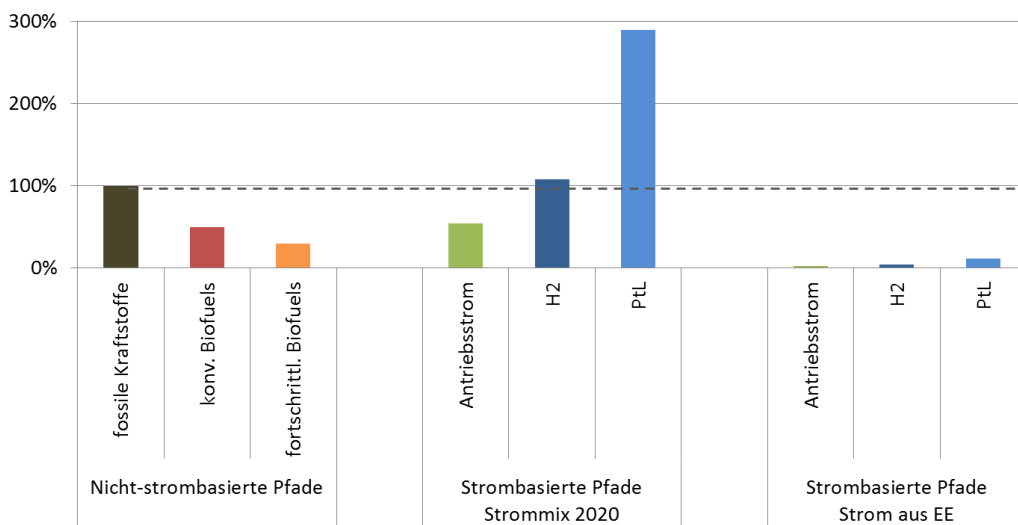
Grundsätzlich kommen aus Sicht der Gutachter drei mögliche Verfahren für die Bilanzierung der Stromerzeugung in Frage:

1. Berechnung auf Basis des jeweiligen nationalen Strommixes
2. Berechnung eines betrieblichen Strommixes des jeweiligen Verpflichteten mithilfe von Herkunftsnachweisen für erneuerbaren Strom
3. Anrechnung eigens für die Antriebsenergie zugebauter, netzentkoppelter EE-Anlagen, ansonsten Berechnung auf Basis des nationalen Strommixes

**Variante 1** ist organisatorisch am einfachsten durchzuführen und ist bereits gängige Praxis bei der Anrechnung erneuerbarer Energieanteile im Rahmen der RED. Nachteilig ist, dass die sich hieraus ergebenden Anreize für elektrische Antriebe und strombasierte Kraftstoffe von der jeweiligen nationalen Energiepolitik abhängen. Für die Stromproduzenten ergeben sich keinerlei Anreize, Maßnahmen im Sinne einer CO<sub>2</sub>-armen Stromerzeugung zu ergreifen. Antriebsstrom und strombasierte Kraftstoffpfade sind dadurch überdies als Erfüllungsoption vergleichsweise unattraktiv, wie Abbildung 9 illustriert.

Bei **Variante 2** können die Stromproduzenten mittels Herkunftsnachweisen gegenüber dem nationalen Strommix zusätzliche EE-Anteile ausweisen. Damit können die anzusetzenden THG-Emissionen für die Herstellung von Antriebsstrom bzw. PtX grundsätzlich bis auf null abgesenkt werden. Dies macht den Einsatz von Strom und strombasierten Kraftstoffen zur Quotenerfüllung bereits in vergleichsweise geringen Mengen attraktiv (siehe Abbildung 9) und schafft Anreize für die Produzenten, EE-Herkunftsnachweise (HKN) zu beziehen. Dadurch könnte sich eine Belebung des Markts für HKN einstellen, der momentan durch ein Überangebot an HKN mit einhergehendem Preisverfall gekennzeichnet ist. Andererseits ist aufgrund dieser Tatsache zumindest in einer ersten Phase nicht davon auszugehen, dass die

als erneuerbar angerechnete Strommenge in EE-Anlagen produziert wurde, die für die Bereitstellung der Antriebsenergie eigens zugebaut wurden. Dies ist eine wichtige Voraussetzung, um im Gesamtsystem entsprechende reale THG-Minderungen zu erreichen (für weitere Informationen hierzu siehe Reichmuth, 2014). Im Sinne einer Bilanzierung würde daher eine Anrechnung von EE-Herkunftsnachweisen zu einer Überschätzung der realen THG-Minderungen durch die Quote führen.<sup>23</sup> Dies kann u. U. sinnvoll sein, um eine Marktaktivierung alternativer Kraftstoffpfade zu unterstützen. Wichtig ist dann jedoch (für THG-Minderungen durch den Bezug von Ökostrom insgesamt, nicht nur im Verkehrssektor), dass die Nachfrage nach Ökostrom mittelfristig stark genug wird, sodass mit dem Preisaufschlag ein realer Zubau von EE-Anlagen finanziert werden kann.



Quelle: eigene Darstellung.

Abbildung 9: Erwartbare spezifische THG-Minderungen für die einzelnen Erfüllungsoptionen im Jahr 2020

**Variante 3** umgeht die Problematik des ungewissen EE-Zubaus, indem nur solcher Strom als erneuerbar angerechnet werden kann, dessen Erzeugungsanlagen physisch direkt mit dem verkehrlichen Verbraucher gekoppelt sind, ohne Anbindung an das Stromnetz. Diese Forderung ist zum einen dadurch motiviert, dass die CO<sub>2</sub>-Intensität der Stromerzeugung durch den vergleichsweise niedrigen Wirkungsgrad der entsprechenden Umwandlungspfade besonders stark ins Gewicht fällt (siehe Abbildung 9). Zum anderen ist der Strombedarf der Umwandlungsanlagen räumlich konzentriert und die zeitliche Flexibilität der Stromabnahme größer als bei Antriebsstrom. Damit ist ein netzentkoppelter Betrieb einfacher möglich. Die Variante ermöglicht somit eine sichere Anrechnung erneuerbarer Energie, ist aber gleichzeitig auch mit den höchsten Kosten für die Betreiber verbunden und hemmt damit den Markteintritt strombasierter Kraftstoffe.

Von dieser Variante der EE-Anrechnung macht die 37. BImSchV für die strombasierten Kraftstoffpfade (H<sub>2</sub>, PtL, PtG) Gebrauch; unter bestimmten Bedingungen können hier allerdings auch netzgekoppelte Anlagen berücksichtigt werden (siehe Abschnitt 2.2.3).

<sup>23</sup> Aus diesem Grund gibt es bei Gütesiegeln für Ökostrom mittlerweile neben dem Nachweis der EE-Mengen eine Reihe weiterer Kriterien, die bspw. eine Förderung von Neuanlagen oder innovativer Technologien zur Netzintegration von erneuerbarem Strom vorsehen.

Etablieren sich Strom und insbesondere stromerzeugte Kraftstoffe als Erfüllungsoptionen der Quote, so ist mit erheblichen zusätzlichen Strombedarfen zu rechnen, die Rückwirkungen auf das Energiesystem haben. Unabhängig von der Methode, mit der erneuerbare Stromanteile bestimmt werden, ist daher eine regelmäßige Überprüfung von möglichen ökologischen und sonstigen Konsequenzen dieser Rückwirkungen durchzuführen. Hier muss zum einen die Strommenge berücksichtigt werden (die 10. TWh hat i. A. andere Auswirkungen als die 100. TWh), die sich aus der Nutzung der einzelnen Erfüllungsoptionen ergibt. Zum anderen sollte auch der zeitliche Verlauf (Lastprofil) bzw. die zeitliche Flexibilität des Strombezugs einbezogen werden (Stichwort „Systemdienlichkeit“). Zudem könnten strombasierte Erfüllungsoptionen EE-Importe in großem Stil zur Folge haben; hier sollten mögliche strategische Folgen geprüft werden.

## 4 Das regulatorische Umfeld

---

Die THG-Quote hat etliche Berührungspunkte zu anderen umweltpolitischen Instrumenten im Verkehrsbereich. Dies gilt umso mehr, wenn elektrischer Antriebsstrom in die THG-Quote integriert wird. Im Folgenden wird kurz auf relevante Instrumente im Verkehrs- und Energiebereich eingegangen und mögliche Wechselwirkungen werden beschrieben.

### 4.1 Europäisches Emissionshandelssystem (EU-ETS)

Ein Emissionshandelssystem verpflichtet Emittenten von Treibhausgasen, pro Tonne emittierten CO<sub>2</sub>-Äquivalenten ein CO<sub>2</sub>-Zertifikat zu entwerfen. Die Menge der Zertifikate wird politisch festgelegt („Cap“) und richtet sich nach den angestrebten Minderungen. Zertifikate können zwischen den Emittenten gehandelt werden. Grundgedanke des Emissionshandels ist es, eine festgelegte Emissionsminderung zu erreichen, ohne technologiespezifische Anreize setzen zu müssen. Im Jahr 2005 ist das europäische Emissionshandelssystem (ETS) in Kraft getreten, das den Industrie- und Stromsektor umfasst, und im Jahr 2012 um den inereuropäischen Flugverkehr ergänzt wurde. Aufgrund seiner Ausgestaltung steht das EU-ETS in der Kritik, nur geringe Anreize für Emissionsminderungen zu setzen. Dies hängt u. a. mit der zugeteilten Menge an Zertifikaten zusammen, die sich in der Vergangenheit stark an den bisherigen Emissionen orientierte. Derzeit (Stand Oktober 2017) liegt der CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreis bei ca. 7 €/Tonne (finanzen.net 2017) und entfaltet somit nach mehrheitlicher Einschätzung kaum Lenkungswirkung.

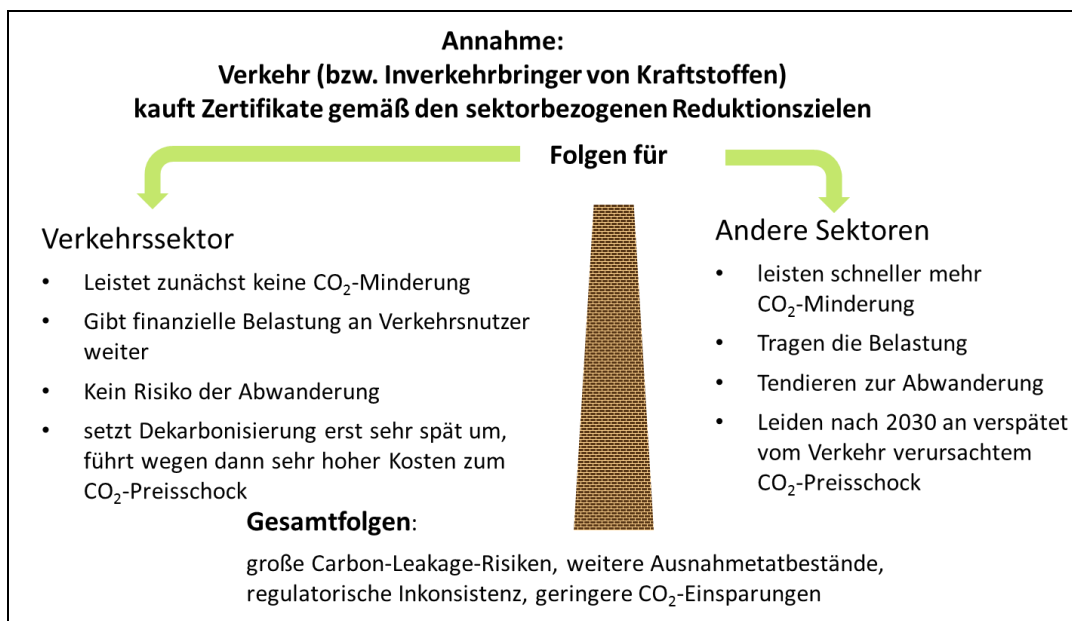
Die Einführung elektrischer Antriebe und stromerzeugter Kraftstoffe macht den Verkehr zu einem bedeutenden zusätzlichen Stromverbraucher (derzeit nimmt im Verkehrssektor nur der Schienenverkehr nennenswerte Strommengen ab). Bei gleichbleibendem Cap des EU-ETS würde dies dem Preisverfall der Zertifikate grundsätzlich entgegenwirken. Eine erweiterte THG-Minderungsquote mit Antriebsstrom und PtL/PtG als Erfüllungsoptionen würde diesen Effekt insofern verstärken, wie die Quote zu einer zusätzlichen Nachfrage nach diesen Energieträgern führen würde. Im Falle des Antriebsstroms ist dies fraglich bzw. hängt stark von der Ausgestaltung der Anrechenbarkeit ab (Abschnitt 3.2.4). Bei strombasierten Kraftstoffen ergeben sich aus der THG-Quote unmittelbare Anreize für eine Beimischung, sofern weitgehend erneuerbarer Strom angerechnet wird. Somit kann die Quote hier mittelfristig zu einem starken Anstieg des Strombedarfs beitragen, mit entsprechenden Auswirkungen auf den Preis für CO<sub>2</sub>-Zertifikate im EU-ETS und daraus folgend politischem Druck auf das Cap.

Aus Sicht der Energiewirtschaft wirken sich die Effekte in den beiden Handelssystemen (EU-ETS und THG-Minderungszertifikate) gegenläufig aus: Eine ambitionierte THG-Minderungsquote führt zu höherem Strombedarf im Verkehr und dadurch zu steigenden CO<sub>2</sub>-Preisen im EU-ETS. Andererseits steigt dadurch auch der Preis der THG-Minderungszertifikate, die die Energiewirtschaft mit dem Verkauf von Antriebsstrom generieren und anschließend verkaufen kann. Hier ist also insgesamt nicht mit einer Mehrbelastung zu rechnen.



Von verschiedenen Seiten (z. B. BDI, VDA)<sup>24</sup> wurde und wird eine Einbeziehung des Verkehrssektors in den EU-ETS ins Gespräch gebracht. Als Argumente werden dabei vor allem höhere regulatorische Konsistenz und gesamtwirtschaftliche Effizienz ins Feld geführt – THG-Minderungen sollten demnach stets dort zuerst umgesetzt werden, wo sie am kostengünstigsten sind.

Die inkrementellen CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten für Minderungsmaßnahmen (marginal abatement costs, MAC) sind im Verkehrssektor deutlich höher als z.B. in der Energiewirtschaft (Keller et al. 2006). Die Konsequenz einer direkten Einbeziehung des Verkehrssektors wäre daher, dass der Verkehr zunächst selbst keine realen Minderungen erbringen würde, sondern sich zu geringeren Kosten zusätzliche CO<sub>2</sub>-Zertifikate in anderen Sektoren beschaffen würde. Die sich hieraus ergebenden steigenden Zertifikatspreise würden wiederum zu „Carbon Leakage“-Risiken in anderen Sektoren führen, die Erweiterungen entsprechender Ausnahmetatbestände nach sich ziehen dürften und somit die realen Minderungen durch den Emissionshandel absenken dürften. Soll mit dem Emissionshandel mittelfristig entsprechend des Pariser Klimaabkommens eine Dekarbonisierung erreicht werden, so ist zudem ein weiterer sprunghafter Anstieg der Zertifikatspreise zu erwarten, sobald der Verkehr mit realen Minderungen zur Einhaltung des Caps beitragen muss. Hinzu kommt das Problem, dass die entsprechenden Minderungstechnologien im Verkehrssektor dann möglicherweise noch nicht verfügbar sind, weil es für ihre Entwicklung bis dahin zu geringe Anreize gab.



Quelle: eigene Darstellung.

Abbildung 10: Schematische Darstellung der Folgen einer Integration des Verkehrssektors in den EU-ETS

Die in diesem Gutachten untersuchte THG-Minderungsquote vermeidet diese Effekte durch Begrenzung des Handels auf den Verkehrssektor, so dass hier entsprechend der Anhebung der Quote reale Minderungen erzielt werden müssen. Sie ist daher aus Sicht der Gutachter einer Integration des Verkehrs in den EU-ETS klar vorzuziehen.

<sup>24</sup><https://www.vda.de/de/themen/umwelt-und-klima/co2-regulierung-bei-pkw-und-leichten-nfz/ausgestaltung-der-co2-regulierung-fuer-die-zeit-nach-2020.html>

## 4.2 Fahrzeugregulierung bzw. CO<sub>2</sub>-Flottenzielwerte

Fahrzeugseitig gibt es auf EU-Ebene derzeit für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge sogenannte CO<sub>2</sub>-Flottengrenzwerte: Die Neuzulassungen eines Herstellers dürfen einen bestimmten Durchschnittswert nicht überschreiten. Berücksichtigt werden hierbei aktuell nur die Auspuffemissionen. Emissionen bei der Herstellung des Kraftstoffs ebenso wie für die Stromerzeugung bei Elektrofahrzeugen bleiben außer Betracht. Die Flottengrenzwerte setzen somit Anreize zur Effizienzverbesserung der Energieumwandlung im Fahrzeug und zur Einführung von Elektrofahrzeugen, deren Stromverbrauch mit null angerechnet wird. Sie reizen hingegen keine Dekarbonisierung der Kraftstoffvorketten an.

Nichtsdestotrotz hat die Art der Kraftstoffe bei der Festlegung der Flottengrenzwerte in der Vergangenheit eine Rolle gespielt: Bei den Grenzwerten für das Jahr 2015 wurden die ursprünglich anvisierten 120 g/km unter Verweis auf die obligatorische Beimischung von Biokraftstoffen auf 130 g/km heraufgesetzt.

Ab dem Jahr 2020 gilt ein verschärfter Grenzwert von durchschnittlich 95 g/km, der aufgrund einer gestaffelten Einführung (Phase-In) erst 2021 die gesamte Neuwagenflotte erfasst (Teil-)Elektrische Fahrzeuge profitieren bis zum Jahr 2022 von „Supercredits“, die eine Mehrfachanrechnung dieser Fahrzeuge auf den Durchschnittswert ermöglichen. Vor allem bei den Plug-in-Hybridantrieben wird aufgrund dieser Regelung mit einem stärkeren Markteintritt gerechnet.

Die zu erwartenden Wechselwirkungen einer erweiterten THG-Quote mit der fahrzeugseitigen CO<sub>2</sub>-Regulierung sind nicht eindeutig. Sofern die THG-Quote den Absatz von Antriebsstrom und damit den Marktanteil von Elektrofahrzeugen steigern kann, würde dies gleichzeitig die Einhaltung der Flottengrenzwerte für die Fahrzeughersteller erleichtern. Dies könnte dazu führen, dass für die Zukunft ambitionierte Flottengrenzwerte leichter durchsetzbar sind. Dass die THG-Quote auch zu THG-Minderungen der Kraftstoffvorkette von konventionellen Antrieben führen kann, könnte hingegen als Begründung dafür dienen, diese fahrzeugseitig weniger stark zu regulieren (analog zum oben genannten Beispiel der Biokraftstoffe).

## 4.3 Richtlinie zum Ausbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe (AFID)

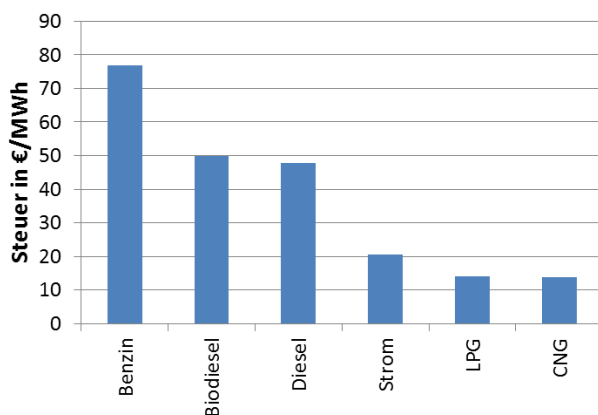
Die Richtlinie 2014/94/EU des Europäischen Parlaments und des Rates setzt den europäischen Rahmen für den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe. Im Hinblick auf den Einsatz im Straßenverkehr wurden Vorgaben für die Ladung mit Strom (Schnell- und Langsamladung) sowie für die Betankung mit den Kraftstoffen Wasserstoff, CNG für verbrennungsmotorisch angetriebene Straßefahrzeuge sowie flüssigem Erdgas (Liquid Natural Gas, LNG) für den Antrieb von schweren Nutzfahrzeugen entwickelt. Die Mitgliedsländer haben mittlerweile jeweils ihren „nationalen Strategierahmen“ (NSR) vorgelegt, in dem festgelegt ist, welche Ausbaustände bis zu den Stichjahren 2020 und 2025 für die einzelnen Infrastrukturtypen erreicht werden sollen. Der deutsche NSR sieht parallele Anstrengungen bei allen adressierten Kraftstoffen vor, wie Antriebsstrom, H<sub>2</sub>, CNG und LNG für den Güterverkehr (BMVI 2016).

Mit der Richtlinie soll eine Mindestabdeckung mit alternativer Kraftstoffinfrastruktur sichergestellt werden. Sie trägt somit dazu bei, die Voraussetzungen dafür zu schaffen, dass die

Erfüllungsoptionen der THG-Quote in einem „level playing field“ miteinander konkurrieren können. Ob der Infrastrukturaufbau in Folge der Richtlinie hinreichend ist, um zumindest die erste Phase des Markthochlaufs alternativer Antriebe zu ermöglichen, bleibt abzuwarten. Aufschlussreich in diesem Zusammenhang ist das Beispiel CNG: Hier konstatiert der deutsche NSR eine hinreichende Tankstellenabdeckung und sieht keinen weiteren Ausbau vor. Dass CNG-Fahrzeuge (trotz steuerlich bedingten Vollkostenvorteilen in vielen Anwendungsfällen) bisher nur in geringem Umfang (< 0,2% nach Neuzulassungen gemäß KBA<sup>25</sup>) in den Markt gekommen sind, lässt darauf schließen, dass Infrastruktur- und/oder Fahrzeugangebot von den Kunden generell noch nicht als hinreichend attraktiv empfunden werden.

## 4.4 Energiesteuern

Aktuell ist die Besteuerung fossiler Kraftstoffe durch das Energiesteuergesetz geregelt und als Verbrauchssteuer umgesetzt. Diese umfasst die Brennstoffe Benzin, Diesel, LPG und CNG. Der Bezug von Elektrizität wird hiervon separat über das Stromsteuergesetz abgewickelt. Die momentane Besteuerung der einzelnen Energieträger für den deutschen Straßenverkehr kann Abbildung 11 entnommen werden. Da die Besteuerung unterschiedliche Bezugsgrößen aufweist, sind die Werte auf den Energiegehalt umgerechnet. Die Steuervergünstigungen für LPG und CNG werden in den kommenden Jahren sukzessive reduziert. Für CNG wurde eine Verlängerung der Steuererleichterung bis zum Jahr 2026 beschlossen. LPG wird ab 2023 gleich besteuert wie fossile Kraftstoffe.



Quelle: eigene Darstellung auf Grundlage von Energiesteuergesetz (EnergieStG)/Stromsteuer- (StrStG)

Abbildung 11: Aktuelle Energieträgerbesteuerung für den Straßenverkehr in Deutschland

Die Energiesteuern spiegeln derzeit nicht die CO<sub>2</sub>-Intensität der Energieträger wider. Hier dürfte die THG-Quote durch die Zertifikatspreise korrigierend auf die Endverbraucherpreise wirken.

<sup>25</sup>[https://www.kba.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2016/Fahrzeugzulassungen/fahrzeugzulassungen\\_node.html](https://www.kba.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2016/Fahrzeugzulassungen/fahrzeugzulassungen_node.html)

## 5 Beispielhafte Szenarien

---

Um mögliche Effekte einer erweiterten THG-Minderungsquote besser einschätzen zu können und Wechselwirkungen mit anderen Politikinstrumenten beispielhaft zu diskutieren, werden im Folgenden zwei Szenarien betrachtet:

- Ein **Referenz-Szenario**, bei dem nur Maßnahmen im Bereich Kraftstoffregulierung angenommen werden, die bereits als konkrete Entwürfe vorliegen, und
- Ein **Szenario mit stark angehobener THG-Quote**, in dem das Etappenziel des Klimaschutzplans 2050 des Bundes für das Jahr 2030 (40 % Minderung im Verkehrsbereich) erreicht wird.

Der Bilanzrahmen ist Deutschland. Beide Szenarien legen eine Entwicklung der Verkehrsleistung nach Bergk et al. 2017 zugrunde. Hier sind bereits ambitionierte Maßnahmen zur Verkehrsvermeidung und Verlagerung von Straßenverkehr auf Schiene und Binnenschiff unterstellt. Ohne solche Maßnahmen sind nach aktuellem Kenntnisstand die gültigen Klimaziele auch bei sonst sehr optimistischen Annahmen nicht zu erreichen. Ferner wird für das Jahr 2030 in beiden Szenarien von UER der konventionellen Kraftstoffproduktion von 3 % sowie von Minderungen durch weitere, bisher nicht spezifizierte Maßnahmen von 1 % ausgegangen.

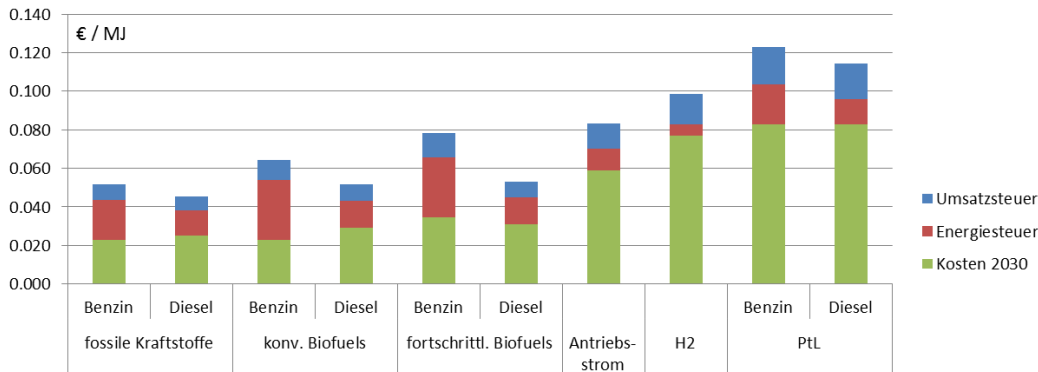
Die Szenarien beschränken sich auf den Straßenverkehr, der den Großteil der verkehrsbedingten Emissionen in Deutschland ausmacht. Diese Vereinfachung wurde gewählt, da für den Straßenverkehr (anders als beispielsweise für den Flugverkehr) die gesamte Bandbreite der in Frage kommenden Erfüllungsoptionen der THG-Quote prinzipiell nutzbar ist. Somit ermöglichen die Szenarien eine gute Illustration der auftretenden Effekte, und die gewonnenen Aussagen sind aufgrund der großen anteiligen Bedeutung des Straßenverkehrs auch richtungssicher. Abschließend wird diskutiert, welche Folgen sich aus einer Einbeziehung der übrigen Verkehrsträger in die THG-Quote ergeben würden.

Ziel der Szenarien ist die richtungssichere Abbildung von Effekten einer erweiterten THG-Quote auf den Energie-/Kraftstoffpreis sowie auf den Strombedarf. Die Szenarienrechnungen sind als beispielhaft zu verstehen und wurden auf Basis folgender Annahmen durchgeführt:

- Die Kosten für Gesteuerung und Verteilung der Energieträger wurden gemäß den Annahmen in Renewability III [Zimmer et al. 2016] angesetzt.
- Die Steuer- und Abgabenbelastung der Energieträger wird gegenüber dem Status quo unverändert fortgeschrieben.
- Zur Bestimmung der spezifischen THG-Emissionen der einzelnen Kraftstoffpfade wurden die Mindestanforderungen aus der FQD zugrunde gelegt. Für eine Darstellung der resultierenden erzielbaren THG-Minderungen mit den einzelnen Erfüllungsoptionen wird auf Abbildung 9 verwiesen.
- Mögliche Einflüsse einer THG-Quote auf die Verkehrsleistung werden nicht betrachtet. Verlagerungseffekte sind bereits in der zugrundeliegenden Verkehrsleistungsentwicklung des Straßenverkehrs enthalten.

- Da die THG-Quote einen erheblichen Einfluss auf die Nachfrage nach Energieträgern und insbesondere nach Strom hat, wird sie deren Marktpreise signifikant beeinflussen. Solche Rückkopplungen erfordern den Einsatz komplexer Modelle und konnten hier nicht berücksichtigt werden. Im Zuge der möglichen Umsetzung des Instruments sollten Szenarien gerechnet werden, die alle Verkehrsträger umfassen und Rückwirkungen auf Preise und Angebotsstruktur berücksichtigen.

Die resultierenden Preise für die einzelnen Energieträger sind Abbildung 12 zu entnehmen.



Quelle: eigene Darstellung.

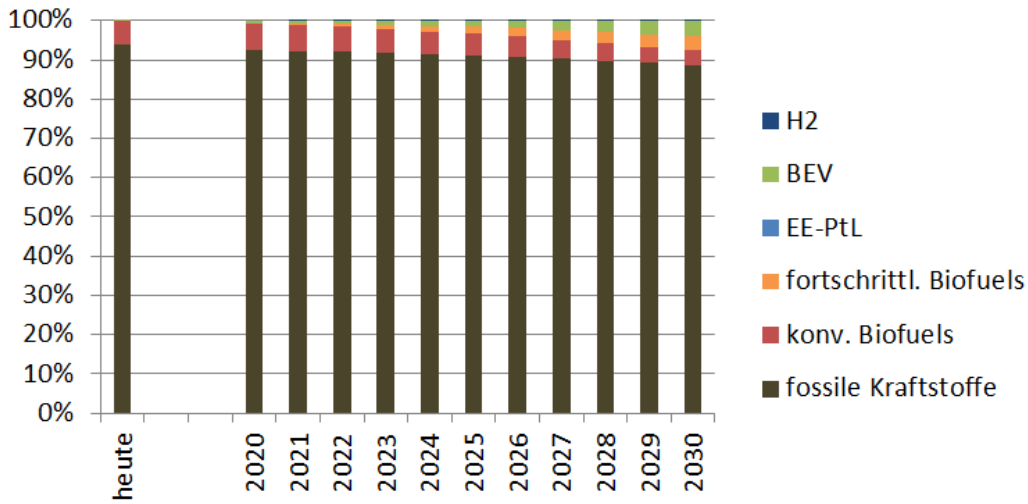
Abbildung 12: Annahmen für die Energieträgerpreise im Jahr 2030 (eigene Darstellung, Kosten auf Grundlage von [Öko-Institut 2016])

## 5.1 Szenario 1: Aktuell geplante Maßnahmen

Im ersten Szenario (Referenz) wird davon ausgegangen, dass der als Entwurf vorliegende „RED recast“ wie vorgeschlagen umgesetzt wird und ansonsten die Rahmenbedingungen unverändert bleiben. Insbesondere wird in diesem Fall die seit 2015 bestehende THG-Quote nicht fortgeführt und es wird angenommen, dass allein die energetischen Beiträge der einzelnen Energieträger zum vorgeschriebenen EE-Anteil nach RED geregelt werden.

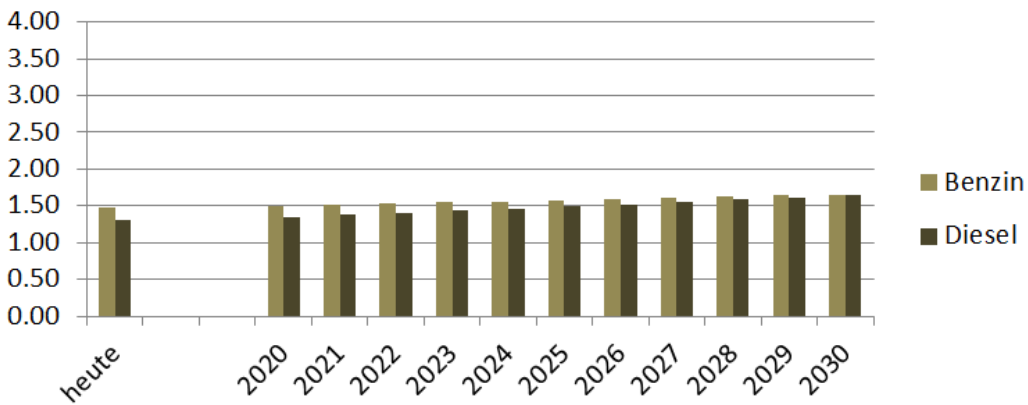
Weiteres:

- Elektrofahrzeuge: Ziel der Bundesregierung wird verfehlt, 2020 sind 500.000 Fzge. im Bestand und 2030 nur 2 Mio. Fzge (statt 6 Mio. Fzge). - Das entspricht unter Berücksichtigung des Effizienzfaktors von 2,5 bei der Anrechnung auf die RED insgesamt 3,0 % des Endenergieverbrauchs im Straßenverkehr in 2030.
- Der H<sub>2</sub>-Anteil liegt bei 0,2 % (d.h. 140.000 Brennstoffzellenfzge. in 2030) und der PtX-Anteil bei null. Der vorgegebene Mindestwert für die Summe aus Strom, H<sub>2</sub> und PtX nach RED recast von 3,2 % in 2030 wird somit erreicht.
- Unter Annahme von EE-Strom in den Vorketten, einer Upstream-Emissionsminderung von 3 % sowie sonstiger Minderung von 1 % ergibt sich eine THG-Minderung von 12 % ggü. der Referenz.
- Inkl. Vermeidung/Verlagerung liegt die Minderung somit bei 27 % und das 40 %-Ziel wird verfehlt.
- Berücksichtigt man den Ambitionsgrad der unterstellten Vermeidungs-/Verlagerungsmaßnahmen, dann könnten die real erzielbaren Minderungen noch deutlich darunter liegen.



Quelle: eigene Darstellung.

Abbildung 13: Anteile der Energieträger bezogen auf den Verbrauch am Rad (Szenario 1)



Quelle: eigene Darstellung.

Abbildung 14: Kraftstoffpreise in €/Liter (Szenario 1)

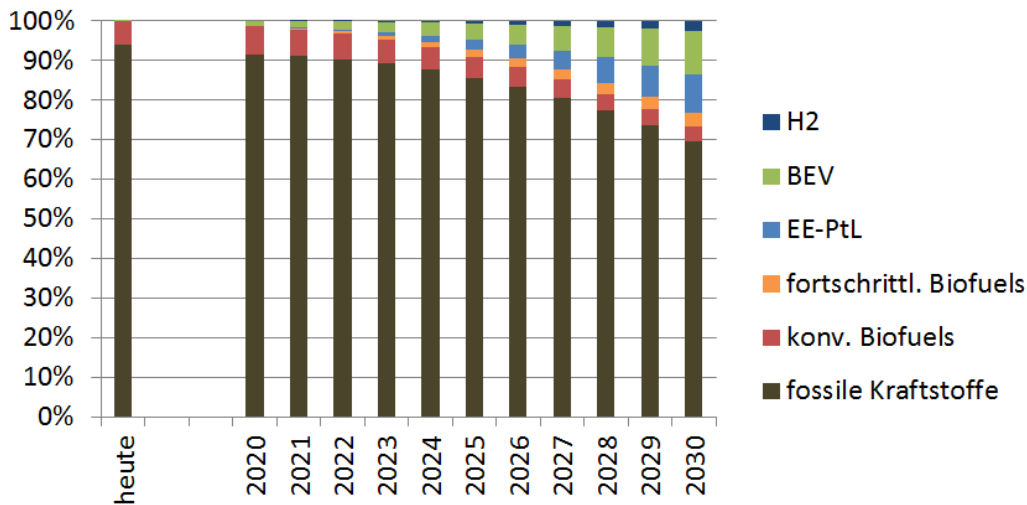
## 5.2 Szenario 2: 40 % THG-Minderung

Betrachtet wird hier der Fall, dass das THG-Minderungsziel des Verkehrssektors für das Jahr 2030 nach dem Klimaschutzprogramm der Bundesregierung (minus 40 % Emissionen ggü. 2005) mithilfe einer ambitionierten THG-Quote erreicht wird. Es wird unterstellt, dass der hier betrachtete Straßenverkehr zur Erreichung dieses Ziels anteilig beiträgt. **Dafür werden folgende Annahmen getroffen:**

- Die Anteile von konventionellen und fortschrittlichen Biokraftstoffen entsprechen den Annahmen in Szenario 1 (Höchstmenge für konventionelle bzw. Mindestanteil für fortschrittliche Biokraftstoffe nach Entwurf des RED-recast).
- Für Elektroantriebe wird angenommen, dass der Bestand sich gemäß den offiziellen Zielen der Bundesregierung entwickelt (1 Mio. Fzge. in 2020<sup>26</sup>, 6 Mio. Fzge. in 2030). Für die Fahrzeuge wird der mittlere Stromverbrauch heutiger batterieelektrischer Fahrzeuge angenommen.
- Bei Brennstoffzellenfahrzeugen wird von einer verzögerten Marktaktivierung ausgegangen mit der zusätzlichen Annahme, dass diese aufgrund der hohen Infrastrukturkosten v. a. in Flottenanwendungen zum Einsatz kommen. Für 2030 werden etwa 1,4 Mio. Brennstoffzellenfahrzeuge im Bestand angenommen.
- Die sich ergebende Lücke zur Erreichung des durch die Quote vorgegebenen Minderungsziels wird mithilfe strombasierter Kraftstoffe geschlossen. Dabei ist es für die hier angestellten Betrachtungen von geringer Relevanz, ob es sich dabei um synthetisches Erdgas (PtCH<sub>4</sub>) oder um synthetische Flüssigkraftstoffe (PtL) handelt.
- Zusätzlich zur Umstellung der Antriebe bzw. Kraftstoffe kommt es zu einer erheblichen Verkehrsverlagerung von der Straße auf Schiene und Binnenschiff. Außerdem wird angenommen, dass es gelingt, wirksame Maßnahmen zur Verkehrsvermeidung umzusetzen. Diese Maßnahmen sind implizit bereits in den zugrundgelegten Verkehrsleistungen inbegriffen.

Aus diesen Randbedingungen ergibt sich eine Aufteilung auf die einzelnen Kraftstoffe gemäß Abbildung 15. Bei einem relativ konstanten Anteil von Biokraftstoffen (hier werden die konventionellen sukzessive durch fortschrittliche ersetzt), wird fossiler Kraftstoff in etwa zu gleichen Teilen durch Antriebsstrom und PtX-Kraftstoff ersetzt. PtX kommt dabei erst ab 2023 in nennenswerten Mengen in den Markt, da hier zunächst die Kapazitäten aufgebaut werden müssen.

<sup>26</sup> Dieses Ziel wurde inzwischen offiziell vonseiten der Bundeskanzlerin infrage gestellt, wird hier aber dennoch als ambitionierte Szenariogrundlage verwendet.



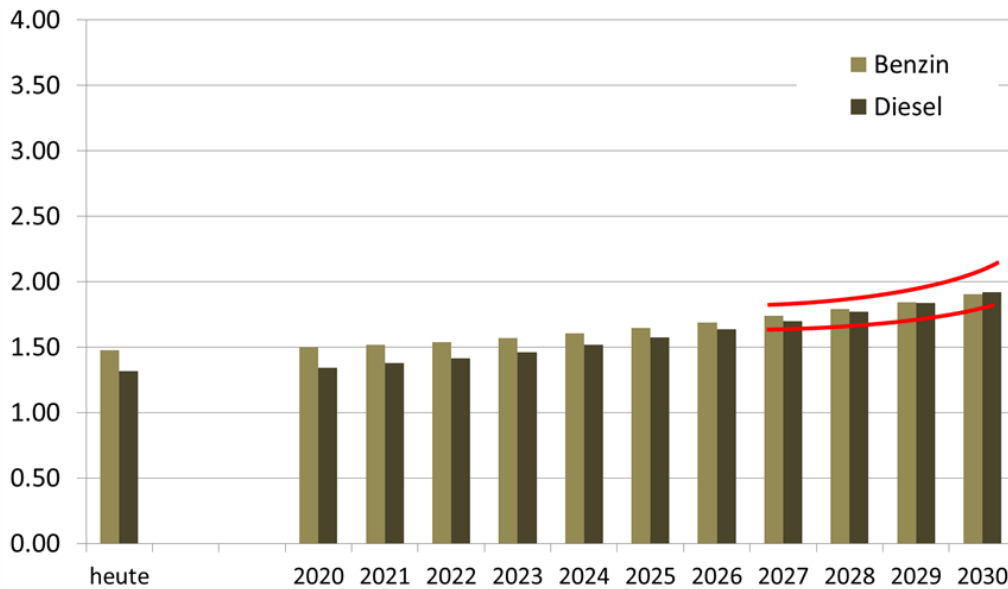
Quelle: eigene Darstellung.

Abbildung 15: Anteile der Energieträger bezogen auf den Verbrauch am Rad (Szenario 2)

### Was bedeutet das für die Kosten?

- Abbildung 16 zeigt die Kraftstoffpreise, die unter Annahme der Beimischungen von Biokraftstoffen und PtL sowie der Gestehungskosten nach Renewbility III (Zimmer et al. 2016) zustande kommen.
- Mögliche Rückwirkungen des Energieträgerbezugs auf die Gestehungskosten sind nicht berücksichtigt. In den Preisen sind ferner noch nicht die Kosten berücksichtigt, die sich aus einem Bezug von THG-Minderungszertifikaten durch die Kraftstoffhersteller ergeben würden.
- Es zeigt sich, dass die Kraftstoffkosten v. a. durch die Beimischung von PtL (siehe Abbildung 12) merklich ansteigen, allerdings in einer Größenordnung, die in der Vergangenheit bereits durch Schwankungen des Ölpreises bzw. der Kraftstoffbesteuerung zu beobachten waren.
- Die Kraftstoffpreise reagieren auch bei der hier angenommenen relativ geringen PtL-Beimischung von 11 % bereits sehr sensitiv auf den Strompreis. Die roten Linien in Abbildung 16 zeigen die Bandbreite der Kraftstoffpreise, wenn die Stromkosten für die PtL-Produktion zwischen 6 ct und 15 ct pro kWh schwanken.



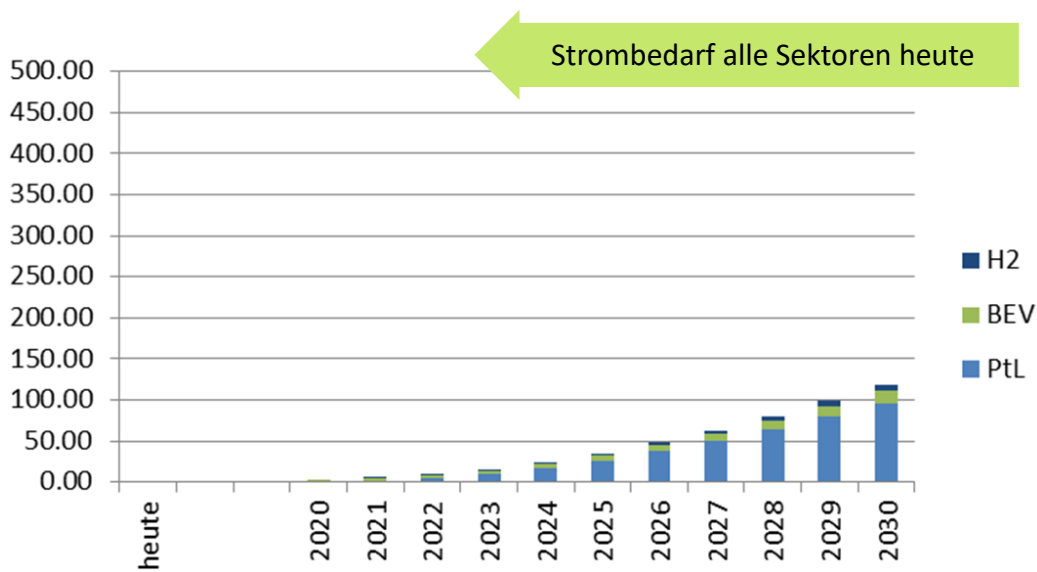


Quelle: eigene Darstellung.

Abbildung 16: Kraftstoffpreise in €/Liter (Szenario 2). Die roten Linien markieren den Korridor der Kraftstoffpreise, wenn die Stromkosten für die Herstellung des PtL-Anteils im Bereich zwischen 6 ct und 15 ct pro Kilowattstunde schwanken

### Was bedeutet das für den Strombedarf?

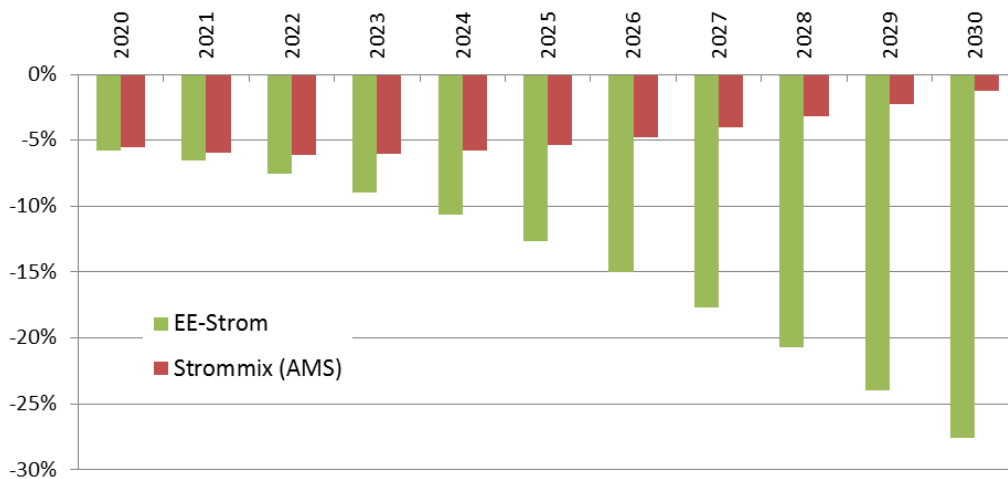
- Der Strombedarf des Verkehrssektors steigt auf etwa 100 TWh in 2030, das ist etwa ein Fünftel des derzeitigen deutschen Strombedarfs. Damit werden allerdings erst gut 20 % der Verkehrsleistung strombasiert abgewickelt.
- Es ist höchst fraglich, ob ein solcher Zubau erneuerbarer Stromerzeugung in Deutschland bis 2030 realisiert werden kann – sowohl aus Planungs- als auch aus Akzeptanzgründen.
- Dies impliziert, dass eine Quotenerfüllung, wie in diesem Szenario skizziert, auf Strom- oder PtX-Importe aus dem Ausland angewiesen wäre.



Quelle: eigene Darstellung.

Abbildung 17: Strombedarf des Verkehrs [TWh/a] (Szenario 2)

Die Zielerreichung in Szenario 2 beruht auf der Annahme, dass der Antriebsstrom sowie der Strom für die PtX-Herstellung vollständig aus erneuerbaren Quellen stammen. Wird stattdessen der prognostizierte mittlere Strommix für den entsprechenden Zeitraum angesetzt, so verliert die Umstellung der Energieträger unter sonst gleichen Annahmen fast vollständig ihre THG-Minderungswirkung, wie Abbildung 18 aufzeigt.



Quelle: eigene Darstellung.

Abbildung 18: Kraftstoffseitige THG-Minderungen (ohne Vermeidungs-/Verlagerungseffekte) für Szenario 2 unter verschiedenen Annahmen für die Strombereitstellung. AMS steht für das "Aktuelle-Maßnahmen-Szenario" aus [Öko-Institut 2015] und beschreibt eine Entwicklung des deutschen Strommixes, wie sie mit bereits beschlossenen Politikmaßnahmen zu erwarten ist.

### 5.3 Fazit hinsichtlich ökologischer und wirtschaftlicher Auswirkungen der Szenarien

Aus der Betrachtung der Szenarien lassen sich folgende zentrale Erkenntnisse ableiten:

- Der Einsatz von Antriebsstrom als Erfüllungsoption einer THG-Quote kann auch bei Annahme des prognostizierten durchschnittlichen Strommixes Minderungen bringen, die denen von Biokraftstoffen zumindest der Größenordnung nach vergleichbar sind. Für strombasierte Kraftstoffe gilt dies hingegen nicht: Im Falle von PtCH<sub>4</sub>/PtL wirkt sich eine Anrechnung mit durchschnittlichem Strombezug sogar stark negativ gegenüber der Referenz aus (siehe Abbildung 9).
- Daraus ergibt sich zwingend, darauf zu achten, dass die für die Quote bilanzierten EE-Mengen im Strom für PtX-Prozesse aus **zusätzlicher** erneuerbarer Energie hergestellt werden. Von einer „künstlich“ vorteilhaften Anrechnung zum Zwecke der Marktaktivierung wird wegen der möglichen enormen negativen Effekte auf die THG-Emissionen stark abgeraten.
- Im Jahr 2030 ergibt sich in Szenario 2 ein zusätzlicher EE-Strombedarf in einer Größenordnung von 100 TWh pro Jahr. Es ist unrealistisch, solche Mengen in Deutschland bis dahin zusätzlich zu den bisherigen Planungen zuzubauen oder durch Stromspeichersysteme bereitzustellen. Daher werden unter den getroffenen Annahmen für eine Zielerreichung EE-Strom- oder PtX-Importe notwendig sein. Die Alternative wäre ein noch stärkerer Hochlauf der Elektromobilität, der jedoch nur mit sehr spezifischen Maßnahmen denkbar wäre (wie z.B. einem Neuzulassungsverbot von Verbrennern oder einer Quotenregelung bei den Neuzulassungen).
- Wasserstoff als Antriebsenergie weist deutliche Effizienzvorteile ggü. PtCH<sub>4</sub>/PtL auf. Er kann daher bei Nachweis zusätzlicher EE-Anteile im Strom zur Quotenerfüllung beitragen. Sofern noch erhebliche Teile fossilen Stroms für die Herstellung angerechnet werden, bringt Wasserstoff für die Quote jedoch nur vergleichsweise geringe Minderungen. Zusammengenommen mit dem sehr ungewissen Ausblick der Brennstoffzelle auf dem Fahrzeugmarkt ist zu bezweifeln, dass eine THG-Quote hier kurz- bis mittelfristig signifikante Beiträge zur Marktaktivierung leisten könnte.
- PtL hat spezifisch gesehen relativ hohe Kosten (ca. Faktor 4 gegenüber fossilen Kraftstoffen). In einer Einführungsphase mit wenigen Prozent Beimischung sind die Auswirkungen auf die Kraftstoffpreise dennoch überschaubar. Auf der Nachfrageseite sind daher bei Wahl dieser Erfüllungsoption zunächst geringe Hürden zu erwarten, da es sich um Drop-in-Fuels handelt und der Kraftstoffpreis ohnehin mehr oder weniger häufigen Schwankungen unterliegt. Eine THG-Minderungsquote könnte so effektive Anreize für mögliche Produzenten setzen, dementsprechende Investitionen zu tätigen.
- Bei Annahme eines erheblichen PtL-Anteils ist die Preissteigerung beim Kraftstoff mittelfristig spürbar. Mit zunehmendem Anteil von PtL und damit zunehmender Stromnachfrage steigen zudem die Preisunsicherheiten bei PtL. Gleichzeitig lässt die Dekarbonisierung auch in anderen Sektoren (v. a. die Chemieindustrie) die Nachfrage nach erneuerbaren Rohstoffen (als Ersatz für Erdöl) steigen, mit Folgen für Verfügbarkeit und Preise. Es ist daher genau zu prüfen, welche Anreize/ Pfadabhängigkeiten durch die Quote gesetzt werden. Ein technologischer Lock-in-Effekt auf Verbrennungsmotoren durch die oben genannten Effekte ist zu vermeiden.
- Ein Szenario „überwiegende Elektromobilität“ wurde nicht durchgespielt, da es der Grundprämisse der Technologieneutralität widersprochen hätte. In einem solchen Szenario könnten sich jedoch die vorangehend beschriebenen Konfliktbereiche entschärfen.

## 6 Zusammenfassung und Empfehlungen

---

Im vorliegenden Gutachten wurden Möglichkeiten untersucht, wie die Treibhausgasminderungsquote für Energieträger im Verkehrssektor zu einem ambitionierten Instrument des Klimaschutzes weiterentwickelt werden kann. **Kernelemente** der betrachteten Weiterentwicklung sind:

- Eine sukzessive, deutliche Anhebung der Quote, die sich an den geltenden Klimaschutzziele orientiert,
- Die Einbeziehung sämtlicher potentiell relevanter Erfüllungsoptionen der Quote, unter Beachtung ihrer jeweiligen Potenzialgrenzen und möglicher Folgen für andere Politikbereiche,
- Die konsequente Berechnung der spezifischen THG-Emissionen über den gesamten Lebenszyklus der Energieträger, inklusive möglicher Nebeneffekte der Nutzung,
- Die Einführung handelbarer THG-Minderungszertifikate, um Markttransparenz sicherzustellen.

**Kernelemente einer weiterentwickelten THG-Minderungsquote**

Die **Leitfragen** der vorliegenden Analyse waren dabei:

- Welche Wirkungen können unter den oben genannten Maßgaben von einer weiterentwickelten THG-Minderungsquote erwartet werden?
- Welche Wechselwirkungen mit bereits bestehenden Politikinstrumenten sind zu beachten?
- Welche Empfehlungen ergeben sich daraus für die Ausgestaltung einer erweiterten THG-Minderungsquote?

**Leitfragen und Kriterien der Analyse**

Wesentliche Kriterien bei der Bewertung des Instruments waren neben der THG-Minderungswirkung die Auswirkungen auf die Energiepreise sowie die voraussichtliche Akzeptanz und somit Umsetzbarkeit des Instruments. Zwischenergebnisse wurden regelmäßig mit projektexternen Experten gespiegelt.

Nach Auffassung der Gutachter stellt die Fortführung und Erweiterung der THG-Minderungsquote grundsätzlich ein vielversprechendes Instrument für den Klimaschutz im Verkehr dar. Sie wirkt verkehrsträgerübergreifend, lässt sich gut und transparent mit klimapolitischen Zielen verknüpfen und die Mechanismen sind in Grundzügen bereits etabliert.<sup>27</sup> Sie kommt dem Wunsch der Industrie nach marktbasierenden Instrumenten entgegen und stellt (im Gegensatz zu einem integrierten Emissionshandel aller Sektoren) gleichzeitig sicher, dass reale Emissionsminderungen im Verkehrsbereich realisiert werden. Zudem ist sie grundsätzlich gut mit anderen Politikinstrumenten kombinierbar.

**Vorteile der THG-Minderungsquote**

<sup>27</sup> Die europäische Kraftstoffqualitätsrichtlinie (umgesetzt in Deutschland durch das BImSchG) schreibt für 2020 eine spezifische Minderung der kraftstoffbedingten Emissionen um 6 % gegenüber der fossilen Referenz vor.

Durch die zunehmende Bedeutung von Strom als Primärenergie – auch für den Verkehr – bekommt die Frage nach dessen Bilanzierung im Rahmen der THG-Quote eine große Bedeutung. Die Attraktivität strombasierter Erfüllungsoptionen (und damit die Erreichbarkeit der Quote als Ganzes bei den bestehenden Potenzialgrenzen bei Biokraftstoffen) steht und fällt mit der Möglichkeit, überdurchschnittlich hohe erneuerbare Stromanteile anzurechnen. Mit dem Bezug von EE-Strom-Herkunftsnachweisen kann derzeit aber keine zusätzliche Erzeugung von EE-Strom garantiert werden. Als einziger Ausweg hieraus wird kurzfristig die physische Kopplung von zusätzlichen EE-Erzeugungsanlagen mit PtG/PtL-Produktionsanlagen gesehen, ohne Anbindung ans Stromnetz. Dies wiederum würde die Produktion strombasierter Kraftstoffe aus wirtschaftlichen Gründen nur noch in EE-Gunstgebieten außerhalb Deutschlands erlauben, mit entsprechenden politischen und strategischen Herausforderungen (siehe DESERTEC<sup>28</sup>).

**Bilanzierung von Strom im Rahmen der THG-Minderungsquote**

Eine weitere Herausforderung ergibt sich aus den Adressaten der THG-Quote: Bisher ging es im Wesentlichen um Drop-in-Substitute für konventionelle Kraftstoffe, die keine (oder, wie im Fall von E10, allenfalls marginale) Änderungen an den Fahrzeugen erforderten und über die etablierte Infrastruktur verteilt werden konnten. Bei alternativen Kraftstoffen (v. a. Strom und Methangas) ist es hingegen erforderlich, dass Fahrzeuge mit entsprechenden Antrieben von den Herstellern auf den Markt gebracht werden, die Kunden diese Fahrzeuge annehmen und die Infrastruktur entsprechend ausgebaut wird. Es ist fraglich, ob sich allein durch Energiepreissignale, die sich aus der THG-Quote ergeben könnten, ausreichende Anreize ergeben, um Fahrzeughersteller und Kunden zu einem verstärkten Angebot von bzw. einer verstärkten Nachfrage nach alternativen Antrieben zu bewegen. Vielmehr ist damit zu rechnen, dass der Druck auf Drop-in-Substitute zur Quotenerfüllung dadurch steigen wird. Aufgrund der Limitierungen bei Biokraftstoffen (potenzielle Landnutzungskonflikte bei den konventionellen, begrenzte Potenziale bei den fortschrittlichen) sind dies dann im Wesentlichen strombasierte Kraftstoffe, sofern bei ihnen entsprechende EE-Anteile nachgewiesen werden können (s.o.).

**Herausforderung der THG-Quote für alternative Kraftstoffe**

In der Gesamtbetrachtung könnte sich daraus eine starke Marktaktivierung vor allem von strombasierten Kraftstoffen ergeben, die aufgrund ihres hohen spezifischen EE-Strombedarfs ebenfalls mittel- und langfristigen Potenzialgrenzen entgegenstehen - zumindest dann, wenn zukünftig nicht in großem Stil erneuerbare Energien (unter noch unbekanntem Bedingungen) importiert werden sollen. Die Gutachter empfehlen daher zu prüfen, welche Rolle Importe von erneuerbarem Strom bzw. erneuerbaren Kraftstoffen in Zukunft spielen können und inwieweit andere politische Ziele (Versorgungsunabhängigkeit, Primärenergieeinsparung, langfristige ökonomische Folgen) dadurch tangiert werden.

**Auswirkung auf strombasierte Kraftstoffe und EE**

Die THG-Minderungsquote eignet sich nach Einschätzung der Gutachter vor allem dazu, den Rahmen für eine konsistente und effektive Klimapolitik im Verkehr zu setzen. Um einen tiefgreifenden Technologiewandel als Basis für die Verkehrswende sicherzustellen, bedarf es zusätzlich weiterer, spezifischer Instrumente, die zum Teil bereits heute bestehen und weiter geschärft werden können. Zu nennen wäre hier zum Beispiel die Pkw-Effizienzregulierung, aber auch eine weitere Forcierung des Infrastrukturausbaus für alternative Kraftstoffe.

**Ergänzende Maßnahmen zur THG-Minderungsquote nötig**

<sup>28</sup> Das Konzept DESERTEC sieht vor, in Gebieten mit starker Sonneneinstrahlung (z.B. Nordafrika) kostengünstig erneuerbaren Strom zu produzieren und ihn mittels Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung zu exportieren, u.a. nach Europa.

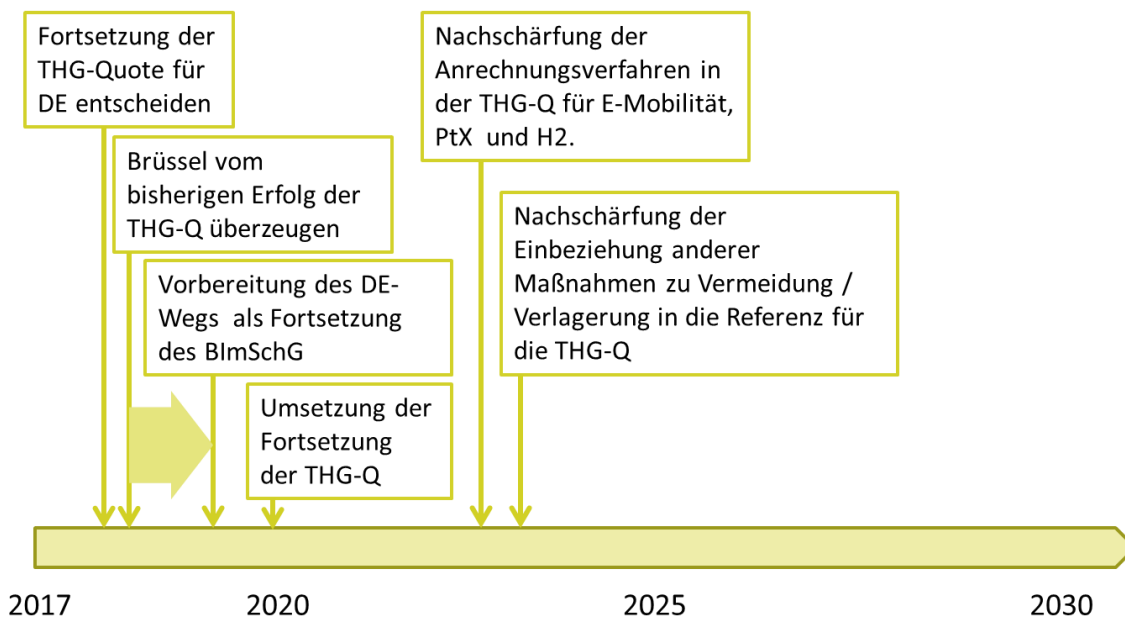
**Wie könnte der Zeitplan einer Umsetzung der THG-Minderungsquote aussehen?**

- Zunächst bedarf es der grundsätzlichen Entscheidung über die Fortführung der bereits etablierten THG-Minderungsquote auf EU-Ebene. Dies müsste im Zuge der Abstimmungsprozesse über die RED-Neufassung sehr zügig erfolgen, könnte aber – im positiven Falle – vom Momentum dieser Prozesse profitieren. Sollte diese grundsätzliche Zustimmung nicht erreichbar sein, muss aus deutscher Sicht in jedem Fall geprüft werden, wie mit der national bereits umgesetzten THG-Minderungsquote (und der abgeschafften Beimischungsquote) zu verfahren ist: Bleibt Deutschland bei dem „Sondermodell“? Da dies bereits seit 2015 auch seitens der EU-Kommission akzeptiert ist, steht auch hier zunächst einer nationalen Umsetzung der Fortsetzung kein zwingendes Argument entgegen.
- Die nächste Grundsatzentscheidung besteht in der Formulierung des THG-Minderungsziels bzw. in der Übersetzung der bereits beschlossenen Klimaschutzziele für 2030 (und darüber hinaus) in das System der THG-Minderungsquote. Dabei wäre v. a. zu entscheiden, was in welcher Weise in die Quotenanrechnung einzubeziehen ist und was anderweitig zu behandeln ist.

**Grundsatzentscheidungen für THG-Minderungsquote**

Dabei sollten auch die konkreten politischen Ziele im Bereich der Elektromobilität (bis 2030 6 Mio. Fahrzeuge) sowie die Ziele zur Ladeinfrastruktur (Nationale Plattform Elektromobilität, NPE) und die Vorgaben aus der Umsetzung der AFID (Alternative Fuels Infrastructure Directive) einbezogen werden. Abbildung 19 zeigt die politische Handlungsachse für die Umsetzung der THG-Minderungsquote.

**Politische Handlungsachse für THG-Minderungsquote**



Quelle: eigene Darstellung.

Abbildung 19: Politische Handlungsachse, um die THG-Minderungsquote umsetzbar zu machen.

## 7 Quellen

---

Bergk, F., Knörr, W., Lambrecht, U. (2017): *Klimaschutz im Verkehr: Neuer Handlungsbedarf nach dem Pariser Klimaschutzabkommen - Teilbericht des Projekts „Klimaschutzbeitrag des Verkehrs 2050“*; Studie de ifeu im Auftrag des Umweltbundesamt; FKZ 3712 45 100; Texte 45/2017

[https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2017-06-01\\_texte\\_45-2017\\_paris-papier-verkehr.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2017-06-01_texte_45-2017_paris-papier-verkehr.pdf)

BMUB (2016): *Klimaschutzplan 2050 - Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung* BMUB-Hausentwurf vom 06.09.2016;

<http://www.klimaschutzplan2050.de/>

BMUB (2016a): *Verordnung zur Anrechnung von strombasierten Kraftstoffen und mitverarbeiteten biogenen Ölen auf die Treibhausgasquote – 37. BImSchV*; Referentenentwurf vom 19.08.2016

BMUB (2015): *Klimaschutz in Zahlen - Fakten, Trends und Impulse deutscher Klimapolitik*, Ausgabe 2015

BMVI (2016): *Nationaler Strategierahmen über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe als Teil der Umsetzung der Richtlinie 2014/94/EU*; Kabinettsbeschluss: 09. November 2016;

<http://www.bmvi.de/DE/Themen/Mobilitaet/Mobilitaets-Kraftstoffstrategie/Nationaler-Strategierahmen-AFID/nationaler-strategierahmen-afid.html>

Brandão, M.; Levasseur, A.; Kirschbaum, M.; Weidema, B.; Cowie, A.; Jørgensen, V.; Hauschild, M.; Pennington, D.; Chomkhamri, K. (2012): *Key issues and options in accounting for carbon sequestration and temporary storage in life cycle assessment and carbon footprinting*, in: *The International Journal of Life Cycle Assessment*, Band 18, 2012, Ausgabe 1, S. 230-240.

Brosowski, A., Thrän, D., Mantau, U., Mahro, B., Erdmann, G., Adler, P., Stinner, W. Reinhold, G., Hering, T., Blanke, C. (2016): *A review of biomass potential and current utilisation - Status quo for 93 biogenic wastes and residues in Germany*; *Biomass and Bioenergy* 95 (2016) 257e272 <http://dx.doi.org/10.1016/j.biombioe.2016.10.017>

CE - Cambridge Econometrics (2014): *The Impact of Including Road Transport in the ETS*; 2014

Consentec, ifeu, Fraunhofer ISI (2016) *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland unter besonderer Berücksichtigung der nachhaltigen Entwicklung sowie regionaler Aspekte*; in Kooperation mit; im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie; laufendes Projekt

Edwards (2016): *Proposed Principles for calculating Emissions from Renewable Fuels of Non Biological Origin (REFUNOBIOs) and CCU Fuels (CCUFs)*; input into MS expert group on FQD7a implementation 28-06-2016

EU (2016): *Vorschlag für einen Beschluss des Rates über den Abschluss des im Rahmen des Rahmenübereinkommens der Vereinten Nationen über Klimaänderungen geschlossenen Übereinkommens von Paris im Namen der Europäischen Union*; Brüssel, den 10.6.2016 COM (2016) 395 final

EU Richtlinie (EU) 2015/1513 (iLUC-RL): zur Änderung der Richtlinie 98/70/EG über die Qualität von Otto- und Dieseldieselkraftstoffen und zur Änderung der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen; vom 9. September 2015

EU Richtlinie (EU) 2015/652: zur Festlegung von Berechnungsverfahren und Berichterstattungspflichten gemäß der Richtlinie 98/70/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über die Qualität von Otto- und Dieseldieselkraftstoffen; vom 20. April 2015

EU Richtlinie 2009/28/EG (RED): zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG; vom 23. April 2009

EU Richtlinie 2009/30/EG (FQD): 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; vom 23. April 2009

Finanzen.net (2017): CO<sub>2</sub> European Emission Allowances. <http://www.finanzen.net/rohstoffe/co2-emissionsrechte> (abgerufen am 24.10.2017)

Gärtner, S., H. Keller, G. Reinhardt, N. Rettenmaier (2017): *The top 5 options to make algae products more sustainable: lessons learnt from recently completed studies in Europe*. Proceedings of the Algae Biomass Summit 2017, Salt Lake City, USA, 29 October – 1 November 2017. <http://www.algaebiomasssummit.org/>

Goumas, T., Ntrenogianni, K., Stefanou, I. (2016): *Options for reduction of upstream emissions from oil production: significance, implementation and consequences*; study on behalf of OVID and VDB; März 2016. [http://www.biokraftstoffverband.de/index.php/stellungnahmen.html?file=tl\\_files/download/Stellungnahmen\\_und\\_Studien/27-04-16%20study%20exergia%20UER-measures.pdf](http://www.biokraftstoffverband.de/index.php/stellungnahmen.html?file=tl_files/download/Stellungnahmen_und_Studien/27-04-16%20study%20exergia%20UER-measures.pdf)

Keller et al. (2006): *Cost-Effectiveness of Greenhouse Gases Emission Reductions in Various Sectors*; Studie von INFRAS, ifeu, IVL, TNO, TU Graz; im Auftrag der DG Enterprise; 2006

Malins, C., Searle, S., Baral, A., Galarza, S., Wang, H. (2014): *The reduction of upstream greenhouse gas emissions from flaring and venting*; Published Wed, 2014.11.19 <http://www.theicct.org/reduction-upstream-greenhouse-gas-emissions-flaring-and-venting>

Nie, Y. M., & Ghamami, M. (2013). *A corridor-centric approach to planning electric vehicle charging infrastructure*. Transportation Research Part B: Methodological, 57, 172-190.



Öko-Institut (2015): *Klimaschutzszenario 2050 – 2. Teilbericht*. Studie von Öko-Institut / Fraunhofer ISI im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, Dezember 2015.

Pfennig, M., Gerhardt, N., Pape, C., Böttger, D. (2017): *Mittel- und langfristige Potentiale von PtL- und H2-Importen aus internationalen EE-Vorzugsregionen*. Teilbericht im Rahmen des Projekts „Klimawirksamkeit Elektromobilität“. Fraunhofer IWES, gefördert durch BMUB. August 2017.

Reichmuth, M. (2014): *Marktanalyse Ökostrom*; Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit; 2014;

[https://www.umweltbundesamt.de/.../texte\\_04\\_2014\\_marktanalyse\\_oekostrom\\_0.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/.../texte_04_2014_marktanalyse_oekostrom_0.pdf)

Schaefer, T: *Should road traffic be part of the ETS?* Vortrag auf Kraftstoffe der Zukunft 24.1.2

Steinhilber, S., Wells, P., & Thankappan, S. (2013). *Socio-technical inertia: Understanding the barriers to electric vehicles*. Energy policy, 60, 531-539.

Zech, K., K. Naumann, F. Müller-Langer, J. Ponitka, S. Majer, P. Schmidt, W. Weindorf, M. Altmann, J. Michalski, M. Niklaß, H. Meyer, A. Lischke, H. Fehrenbach, J. Jöhrens, S. Markwardt: *Biokerosin und EE-Kerosin für die Luftfahrt der Zukunft – von der Theorie zu Pilotvorhaben*; Studie im Rahmen der Mobilität und Kraftstoffstrategie für das Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI); Leipzig, München, Berlin, Heidelberg, 2016

Zimmer et al. (2016): *RENEWABILITY III - Optionen einer Dekarbonisierung des Verkehrssektors*; Studie des Öko-Instituts, ifeu, DLR, INFRAS für das BMUB, 2013/S 142-247681; 2016