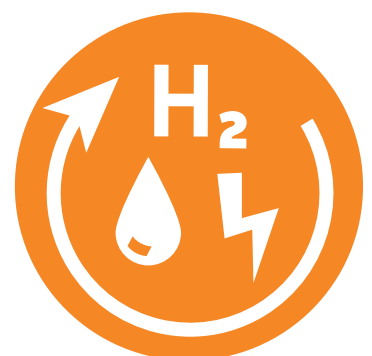




2. KURZBERICHT DER AG 2

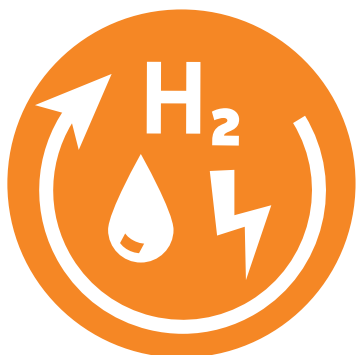
# EINSATZMÖGLICHKEITEN UNTER REALEN RAHMENBEDINGUNGEN

**ARBEITSGRUPPE 2**  
ALTERNATIVE ANTRIEBE  
UND KRAFTSTOFFE FÜR  
NACHHALTIGE MOBILITÄT



# NPM

Nationale Plattform  
Zukunft der Mobilität





# INHALT

<b>EXECUTIVE SUMMARY</b>	<b>6</b>
<b>1 EINLEITUNG</b>	<b>9</b>
<b>2 BEWERTUNG DER RAHMENBEDINGUNGEN – ÜBERGREIFENDE THEMEN</b>	<b>10</b>
2.1 Politische Vorgaben und Klimaschutz	10
2.2 Rechtliche Rahmenbedingungen	11
2.3 Förderprogramme von EU, Bund und Ländern	11
2.4 Energieträgerkosten	13
2.5 Steuern, Preisgestaltung und CO <sub>2</sub> -Bepreisung der Energieträger	14
<b>3 RAHMENBEDINGUNGEN FÜR ELEKTROMOBILITÄTSKONZEPTE</b>	<b>16</b>
3.1 Aufbau der Ladeinfrastruktur	16
3.2 Preisentwicklung Batterie	17
3.3 Oberleitungs-Lkw	18
3.4 CO <sub>2</sub> -Minderungspotenzial	19
3.5 Förderung, rechtliche Rahmenbedingungen	21
<b>4 RAHMENBEDINGUNGEN FÜR BRENNSTOFFZELLENFAHRZEUGE</b>	<b>22</b>
4.1 H <sub>2</sub> -Wirtschaft und -Infrastruktur: Förderbedarf, Preisentwicklung	22
4.2 Technologiereife, Forschungsbedarf bei Brennstoffzellen	24
4.3 CO <sub>2</sub> -Minderungspotenzial	25
4.4 Förderung, rechtliche Rahmenbedingungen	28
4.5 Abschätzung des Investitionsbedarfs	28

<b>5</b>	<b>RAHMENBEDINGUNGEN FÜR VERBRENNUNGSMOTOREN MIT ALTERNATIVEN KRAFTSTOFFEN</b>	<b>30</b>
5.1	Alternative Kraftstoffe aus fossilen Quellen: CNG/LNG und GtL	31
5.2	Bedeutung einer Wasserstoffwirtschaft für synthetische Kraftstoffe	32
5.3	Herstellung und Verfügbarkeit alternativer Kraftstoffe	33
5.4	Markthochlauf alternativer Kraftstoffe	34
5.5	Einsatz in der Bestandsflotte	36
5.6	Kosten biomasse- und strombasierter Kraftstoffe	36
5.7	CO <sub>2</sub> -Minderungspotenzial	39
5.8	Förderung, rechtliche Rahmenbedingungen	40
5.9	Abschätzung des Investitionsbedarfs	42
<b>6</b>	<b>BEWERTUNG DER RAHMENBEDINGUNGEN – LUFTVERKEHR, SCHIFFFAHRT, SCHIENENVERKEHR</b>	<b>43</b>
6.1	Luftverkehr	43
6.2	Schienenverkehr	43
6.3	Schifffahrt	44
<b>7</b>	<b>ZUKÜNFTIGER ANTRIEBSTECHNOLOGIEMIX</b>	<b>45</b>
7.1	Zusammenfassende Bewertung der einzelnen Antriebstechnologien	45
7.2	Zusammenspiel der Antriebstechnologien untereinander und mit anderen Sektoren	53
7.3	Antriebsmix 2030	54
<b>8</b>	<b>ZUSAMMENFASSUNG</b>	<b>56</b>
<b>9</b>	<b>AUSBLICK</b>	<b>59</b>
	<b>ANHANG</b>	<b>62</b>
	<b>ABBILDUNGS- UND TABELLENVERZEICHNIS</b>	<b>68</b>

# EXECUTIVE SUMMARY

Alternative Antriebs- und Kraftstofftechnologien sind zentral für die Ausgestaltung einer nachhaltigen und CO<sub>2</sub>-reduzierten Mobilität der Zukunft. Die AG 2 hat dazu die folgenden technologischen Optionen unter realen Rahmenbedingungen betrachtet: technologische Elektromobilitätskonzepte, Wasserstoff und Brennstoffzellen sowie alternative Kraftstoffe für den Verbrennungsmotor (für alle Verkehrsträger). All diese technologischen Optionen müssen genutzt werden, um die CO<sub>2</sub>-Reduktionsvorgaben zu erfüllen – Technologieoffenheit ist ein zentraler Ausgangspunkt der AG 2 im Kontext eines kosteneffizienten und möglichst effektiven Einsatzes der vorhandenen Optionen. Den Schwerpunkt bildet die Betrachtung von Pkw und Nutzfahrzeugen, da sie den größten Anteil an den CO<sub>2</sub>-Emissionen aufweisen und diesbezüglich das größte CO<sub>2</sub>-Minderungspotenzial vorhanden ist. Andere Verkehrsträger und -mittel wurden separat ohne größere Detailtiefe betrachtet.

Batteriebasierte Elektromobilität ist die zum heutigen Stand technologisch am weitesten ausgereifte Lösung, um CO<sub>2</sub> im Verkehrssektor zu senken (Tank-to-Wheel-Betrachtung). Die AG 2 geht aktuell von 7 bis 10,5 Mio. Elektrofahrzeugen (Pkw und leichte Nutzfahrzeuge) im Bestand im Jahr 2030 aus. Das ist zwar eine sehr ambitionierte, aber noch realisierbare Größenordnung. Pro Elektrofahrzeug werden circa 1,1 nicht öffentliche Ladepunkte errichtet, wobei dieses Verhältnis bei steigender Anzahl an Fahrzeugen sinken wird. Im Bereich der öffentlich zugänglichen Ladeinfrastruktur werden DC-Schnelllader verstärkt notwendig und nicht nur an Autobahnen aufgebaut werden. Hinsichtlich der Batteriezellentechnologie wird der Batteriesystempreis durch Verbesserungen auf Zell-Level in den kommenden Jahren voraussichtlich auf unter 90 €/kWh fallen. Bis 2030 scheint ein kWh-Preis von 75 € erreichbar. Das Elektrofahrzeug wird definitionsgemäß in der Betriebsphase in der Tank-to-Wheel-Betrachtung als CO<sub>2</sub>-frei bewertet. Es liefert somit einen unverzichtbaren Beitrag, um die CO<sub>2</sub>-Emissionen des Verkehrssektors zu senken. Die energieintensive Produktion der Batteriezellen hat in der Lebenszyklusanalyse großen Einfluss auf die bereits eingebrachte CO<sub>2</sub>-Menge und hängt stark vom Anteil erneuerbarer Energie bei der Produktion ab. Als ein weiteres technologisches Elektromobilitätskonzept gelten Strom-Oberleitungen für schwere Nutzfahrzeuge. Aus ambitionierter Sicht ergeben sich im Jahr 2030 66.000 Oberleitungs-Lkw und ein Oberleitungsnetz von 4.000 km.

Wasserstoff wird heute überwiegend mittels Dampfreformierung von Erdgas – auch „grauer“ oder „Industriewasserstoff“ genannt – und der Elektrolyse aus Wasser erzeugt. Es besteht ebenfalls die Möglichkeit, „blauen“ Wasserstoff herzustellen. Dabei werden C-Bestandteile abgespalten und zu Synthesezwecken verwendet respektive in entsprechenden Lagerstätten gespeichert. Ziel muss es aber sein, erneuerbaren Strom zur Elektrolyse zu nutzen, um emissionsfrei „grünen“ Wasserstoff bereitstellen zu können und zusätzlich Strom in eine speicherbare Energieform zu überführen und auf diese Weise Angebot und Nachfrage zeitlich entkoppeln zu können. Weitere Details zu den Marktpotenzialen und Wettbewerbsbedingungen liefert die PtX-Roadmap der AG 5.

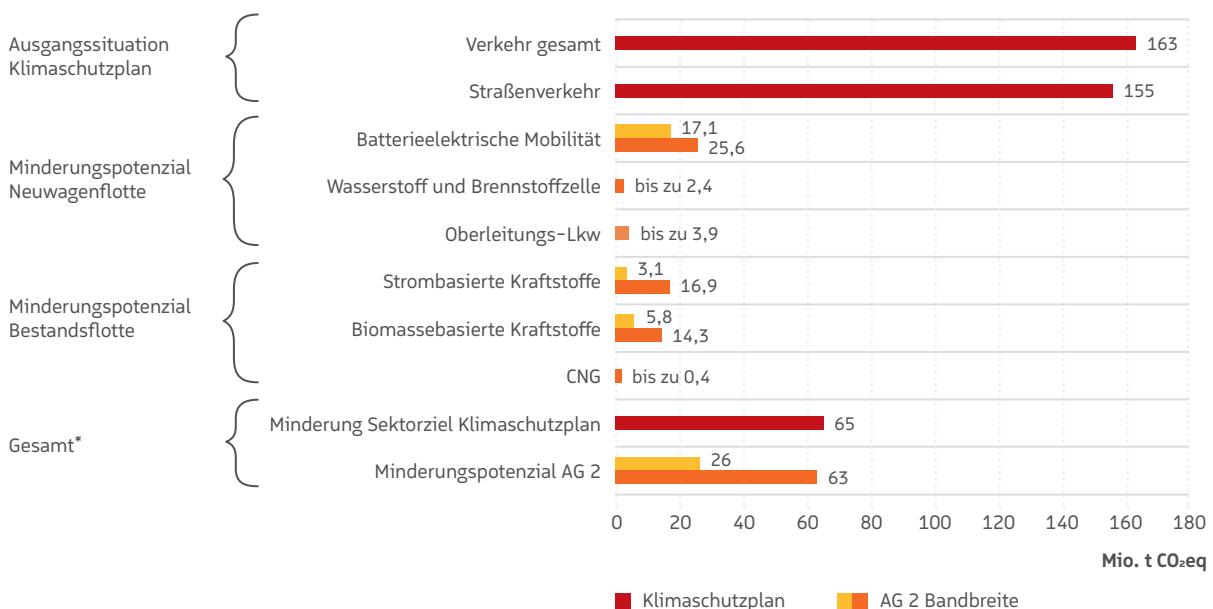
Der Transport von großen Mengen Wasserstoff auf langen Distanzen kann durch Pipelines erfolgen – auch durch umgerüstete Erdgaspipelines. Für die Nahverteilung eignen sich je nach örtlichen Gegebenheiten auch Pipelines oder der Transport per Lkw (als Druckgas oder flüssig). Die Brennstoffzellenkosten auf Zell- und Systemebene nehmen bei zunehmender Produktion signifikant ab. Hinsichtlich des Hochlaufs von Brennstoffzellenfahrzeugen im Jahr 2030 werden von der AG 2 unterschiedliche Ansichten vertreten. Von einigen Mitgliedern werden 350.000 Pkw und 50.000 bis 100.000 Nutzfahrzeuge, von anderen wird deutlich weniger als diese Anzahl prognostiziert. Derzeit existieren 82 Wasserstofftankstellen und 23 weitere sind in Realisierung. Aus aktueller Sicht wird für eine flächendeckende Nutzung im Jahr 2030 ein Bedarf von bis zu 500 Wasserstofftankstellen abgeschätzt.

Technologieoptionen alternativer Kraftstoffe können entlang biomassebasierter und strombasierter Kraftstoffe identifiziert werden. In Deutschland bestehen derzeit Produktionskapazitäten in Höhe von 200 PJ pro Jahr für Bio-kraftstoffe der 1. und 2. Generation aus Anbaubiomasse und sonstigen Bestandteilen wie Rest- und Abfallstoffen.

Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie II (RED II) beziehungsweise deren nationale Umsetzung gibt zukünftig den Regelungsrahmen vor. Für strombasierte Kraftstoffe bestehen Herstellungswege über den Fischer-Tropsch-Prozess, mithilfe dessen synthetisches Benzin, Diesel und Kerosin hergestellt werden können. Für die Produktion von Methanol als Chemikalie bestehen große Anlagen. Methanol als Zwischenprodukt kann aber auch in verschiedene weitere Kraftstoffe weiterverarbeitet werden. Für strombasierte Flüssigkraftstoffe existieren derzeit überwiegend Pilotanlagen; für den Ausbau der Produktionskapazitäten ist der Aufbau großer Produktionsanlagen notwendig. Biomasse- und strombasierte Kraftstoffarten sind mit der bestehenden Infrastruktur kompatibel. Die Kraftstoffgestehungskosten sind stark von Rohstoffkosten (biomassebasierte Kraftstoffe) beziehungsweise von den Kosten für erneuerbaren Strom (strombasierte Kraftstoffe) abhängig. Bei der Erzeugung von strombasierten Kraftstoffen ist der Anteil der erneuerbaren Energien im Strommix entscheidend für die Höhe der CO<sub>2</sub>-Reduktion bei einer Lebenszyklusbetrachtung. Die alternativen Kraftstoffe weisen ein hohes CO<sub>2</sub>-Minderungspotenzial auf und sind vor allem für Schiffe und Flugzeuge sowie für die sukzessive CO<sub>2</sub>-Reduktion der Fahrzeugbestandsflotte geeignet.

Aus diesen drei Technologiepfaden ergibt sich bei ambitionierter Betrachtung ein maximales Gesamtminderungspotenzial von 26 bis zu 63 Mio. t CO<sub>2</sub>eq im Straßenverkehr bis zum Jahr 2030 gegenüber dem Ausgangsjahr 2015 (Abbildung 1). Diese Hochrechnung gilt für die oben genannten Werte, wobei diese durchgängig ambitionierte Zahlenwerte und insbesondere für die alternativen Kraftstoffe Maximalwerte darstellen. Der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien wird als wichtige Rahmenbedingung weiter mit der AG 5 diskutiert.

Die AG 2 hat mit dem vorliegenden Kurzbericht die Technologieoptionen unter realen Rahmenbedingungen bewertet und insgesamt sechs Handlungsempfehlungen entlang von Technologie- und Forschungsförderung sowie Empfehlungen zum Antriebsmix gegeben. Als nächsten Schritt wird sie eine Roadmap entwickeln, die die Erkenntnisse des Zweiten Kurzberichts in konkrete Empfehlungen an die Bundesregierung hinsichtlich der notwendigen Schritte umsetzt.



\* Im Rahmen dieser Potenzialberechnung wurden gegenläufige Effekte, die die CO<sub>2</sub>eq-Emissionen des Verkehrssektors (z. B. Zunahme des Güterverkehrs, Strukturveränderungen der Fahrzeugflotte) erhöhen, zunächst nicht berücksichtigt.

Abbildung 1: CO<sub>2</sub>-Minderungspotenzial alternativer Antriebe und Kraftstoffe bis 2030

## Handlungsempfehlungen der AG 2

Alternative Antriebe und Kraftstoffe haben jeweils spezifische Einsatzfelder im Verkehr, in denen sie zur nachhaltigen CO<sub>2</sub>-Reduzierung besonders beitragen. Um die gesamte Bandbreite dieser Möglichkeiten effizient und effektiv zu nutzen, spricht sich die AG 2 für einen technologieoffenen Ansatz aus. Voraussetzungen für folgende Handlungsempfehlungen sind eine umfassende Bewertung und das Monitoring der verschiedenen technologischen Optionen in Bezug auf deren Wirkungen auf CO<sub>2</sub>-Emissionen von Verkehrsmitteln und Antrieben sowie speziell für Kraftstoffe aus erneuerbaren Energien. Voraussetzung ist ein beschleunigter Ausbau von erneuerbaren Energien in Deutschland, da dieser essenziell für eine CO<sub>2</sub>-neutrale Mobilität ist. Die AG 2 empfiehlt:

- Die Forschungs- und Innovationsförderung sollte entlang aller Antriebe und Energieträger- beziehungsweise Kraftstoffarten ausgebaut werden. Dabei geht es sowohl um technologische als auch um umsetzungs- und marktbezogene Forschung.
- Für eine zielgerichtete und nachhaltige CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktion darf der Verkehrssektor nicht losgelöst vom Energiesektor und unter Beachtung der Wechselwirkung mit dem Industrie- und Wärmesektor betrachtet werden. Die Verfügbarkeit „grüner“ Energieträger muss ausgebaut werden.
- Für den Markthochlauf der Batterie- und Fahrzeugproduktion ebenso wie für die Schaffung der erforderlichen Infrastruktur bedarf es politischer Unterstützung.
- Um die Markteinführung und den Markthochlauf von strombasierten Kraftstoffen zu ermöglichen, müssen entsprechende Rahmenbedingungen, wie technologiespezifische Verwendungsquoten oder steuerliche Förderung, geschaffen werden.
- Aufgrund der Energiedichte von Wasserstoff bietet sich schon heute der Einsatz von Brennstoffzellen, insbesondere bei Fahrzeugen mit hohen Fahrleistungen, an. Die CO<sub>2</sub>-freie Wasserstoffherzeugung und der Infrastrukturausbau sollten gefördert werden. Dafür sollten die in Deutschland in Forschung und Industrie vorhandenen global führenden Kompetenzfelder genutzt werden.
- Insbesondere in der Schifffahrt und im Luftverkehr sind alternative Kraftstoffe unverzichtbar. Ergänzend sollten im Straßenverkehr strombasierte und kurzfristig auch biomassebasierte Kraftstoffe sinnvoll eingesetzt werden. Effizienzpotenziale des Verbrennungsmotors und von Hybridantrieben sollten weiter vorangetrieben werden.



# 1 EINLEITUNG

Um die Klimaschutzziele der Bundesregierung im Verkehrssektor bis zum Jahr 2030 zu erreichen, müssen alle bekannten Antriebs- und Kraftstofftechnologien sinnvoll kombiniert in den verschiedenen Anwendungsfeldern eingesetzt werden. Daher betrachtet die AG 2 der Nationalen Plattform Mobilität (NPM) in dem vorliegenden Kurzbericht die Entwicklung des zukünftigen Antriebstechnologiemixes in Deutschland unter Berücksichtigung der bestehenden Rahmenbedingungen bis zum Jahr 2030. Die Vorgaben aus der AG 1 sowie die Erkenntnisse aus dem ersten Kurzbericht dienen als Basis für diesen Bericht. Ziel des vorliegenden Berichts ist es, die Einsatzmöglichkeiten der Technologieoptionen unter den gegebenen Rahmenbedingungen realistisch einzuschätzen.

Im vorliegenden Kurzbericht steht die Entwicklung des Verkehrssystems in Deutschland bezogen auf die zukünftigen alternativen Antriebe und Kraftstoffe im Vordergrund. Schwerpunkt des zweiten Kurzberichts bildet die Betrachtung von Pkw und Nutzfahrzeugen (ohne Busse). Von diesen Fahrzeugen werden etwa 95 % aller CO<sub>2</sub>-Emissionen im Verkehr verursacht (im Jahr 2015 circa 155 Mio. t), sodass bei diesen Verkehrsmitteln das größte CO<sub>2</sub>-Einsparpotenzial vorhanden ist. Die anderen Verkehrsträger beziehungsweise Verkehrsmittel werden separat in Kapitel 6 betrachtet. Alle betrachteten alternativen Antriebe und Kraftstoffe (Elektromobilität, Brennstoffzelle, synthetische Kraftstoffe) ermöglichen grundsätzlich eine CO<sub>2</sub>-neutrale Mobilität. Die Wege unterscheiden sich, doch eint sie alle die Notwendigkeit der Nutzung erneuerbarer Energie (EE) als Ausgangspunkt. Ein weiterhin zügiger Ausbau von erneuerbaren Energien in Deutschland beziehungsweise ein entsprechender Import erscheint somit essenziell für ein Gelingen einer zukünftigen CO<sub>2</sub>-neutralen Mobilität.

Der Kenntnisstand zu den betrachteten Antriebs- und Kraftstoffoptionen – sowohl zur Technologiereife als auch zur Akzeptanz und zum Markthochlauf – ist noch recht unterschiedlich. Eine vergleichbare Darstellung der Technologieoptionen ist daher nicht bei allen Themen möglich. Nicht ausreichend betrachtet werden ebenfalls mögliche Risiken und Verbesserungspotenziale, die sich in der Vorkette – speziell bei der Kraftstoff- und Energiebereitstellung – ergeben. Diese Aspekte müssten für eine finale Bewertung von Technologieoptionen in jedem Fall herangezogen werden. Hierzu bedürfte es zusätzlicher, vertiefender Arbeiten.

Die Systemgrenze bei der Betrachtung der CO<sub>2</sub>-Einsparpotenziale ist der Verkehrssektor. Es wird jedoch an einigen Textstellen darauf hingewiesen, dass eine über die Sektorengrenze hinausgehende Bewertung (Systemperspektive) geeignet erscheint, um vorhandene Zusammenhänge und Effekte zu verdeutlichen. Zunächst ist es jedoch das Ziel der AG 2, Gestaltungsmöglichkeiten für die Entwicklung eines nachhaltigen Verkehrssystems aufzuzeigen, um die Vorgaben zur CO<sub>2</sub>-Emissionsreduzierung bis 2030 im Verkehrssektor zu erfüllen. Der vorliegende Kurzbericht konzentriert sich auf die Entwicklung in Deutschland. Die deutsche Industrie ist allerdings international ausgerichtet und es muss beachtet werden, dass die CO<sub>2</sub>-Emissionen global wirksam sind, sodass für einen nachhaltigen Erfolg im Klimaschutz eine gemeinsame globale Anstrengung notwendig ist.

Der zweite Kurzbericht der AG 2 gliedert sich folgendermaßen:

Die Kapitel 2 bis 5 enthalten die Darstellung der derzeitigen Rahmenbedingungen hinsichtlich politischer und fiskalischer Aspekte sowie eine Bewertung der Einsatzmöglichkeiten der alternativen Antriebe und Kraftstofftechnologien. Nach der Darstellung der Rahmenbedingungen für die weiteren Verkehrsträger beziehungsweise Verkehrsmittel in Kapitel 6 schließt sich in Kapitel 7 eine Betrachtung über einen zukünftigen Antriebstechnologiemix an, in dem auch bereits erste Handlungsempfehlungen formuliert werden.

## 2 BEWERTUNG DER RAHMENBEDINGUNGEN – ÜBERGREIFENDE THEMEN

### 2.1 POLITISCHE VORGABEN UND KLIMASCHUTZ

Mit der Unterzeichnung des Pariser Klimaschutzabkommens haben sich 195 Staaten verpflichtet, die globale Erderwärmung auf deutlich unter 2 °C, möglichst 1,5 °C, gegenüber vorindustriellen Werten zu begrenzen. Um die Ziele von Paris zu erreichen, hat sich die Europäische Union vorgenommen, die europaweiten Treibhausgas-Emissionen (THG-Emissionen) bis 2030 um mindestens 40 % und bis 2050 um 80 bis 95 % zu reduzieren (gegenüber 1990). Dafür erfolgte die Implementierung eines Emissionshandelssystems für die Sektoren Energie und Industrie sowie den Luftverkehr und weitere Vereinbarungen wurden getroffen. Für den Verkehrssektor in Deutschland bedeutet dies eine Verpflichtung, die THG-Emissionen bis 2020 um 14 % und bis 2030 um 38 % zu reduzieren (gegenüber 2005).<sup>1</sup>

Zur Umsetzung des Pariser Klimaschutzabkommens hat die Bundesregierung im Klimaschutzplan 2050 für alle Sektoren spezifische Zielkorridore zur Reduktion von THG-Emissionen bis zum Jahr 2030 festgelegt. Diese Zielkorridore sowie jährliche Reduktionsziele bis 2030 sind im kürzlich verabschiedeten Klimaschutzgesetz von 2019 festgeschrieben und ihre Erreichung liegt in der Verantwortung der entsprechenden Kabinettsressorts. Im Verkehrssektor sollen die Emissionen um 40 bis 42 % gegenüber 1990 reduziert werden. Das heißt, im Jahr 2030 dürfen maximal noch 95 bis 98 Mio. t CO<sub>2</sub>eq ausgestoßen werden. Gemäß dem Territorialprinzip umfassen die Vorgaben nicht die THG-Emissionen des internationalen Luft- und Schiffsverkehrs.

Zu beachten ist, dass die Abgrenzung der Sektoren bei den verschiedenen politischen Instrumenten unterschiedlich definiert sein kann: Während bei der Erfassung von THG-Emissionen eine Tank-to-Wheel-Betrachtung zugrunde gelegt wird, handelt es sich bei der RED II (Erneuerbare-Energien-Richtlinie) um eine Well-to-Wheel-Betrachtung. Es ist also möglich, dass Instrumente, die einen positiven Minderungsbeitrag im Sinne der RED II erbringen, für die Erreichung des Sektorziels nicht angerechnet werden; dies betrifft grundsätzlich die Vorkette der Kraftstoffherstellung. Andererseits werden nur die direkten THG-Emissionen betrachtet, die etwa durch Anbau, Produktion und Transport entstehen. Gerade bei konventionellen Biokraftstoffen aus Anbaubiomasse können durch indirekte Landnutzungseffekte die Emissionen teils deutlich höher sein als bei fossilen Kraftstoffen.<sup>2</sup> Zudem gibt es eine zunehmende Wechselwirkung der Sektoren untereinander: Beispielsweise melden verschiedene Sektoren Bedarf für den vorhandenen, durch Elektrolyse aus erneuerbaren Energien produzierten Wasserstoff an. Die Sektorengrenzen werden zunehmend unschärfer.<sup>3</sup>

<sup>1</sup> Den rechtlichen Rahmen dazu setzen die EU-Effort-Sharing-Entscheidung (gültig bis 2020) und die EU-Climate-Action-Verordnung (gültig ab 2020).

<sup>2</sup> BMU (2019): Klimaschutz in Zahlen. Fakten, Trends und Impulse deutscher Klimapolitik. Ausgabe 2019, S. 38.

<sup>3</sup> Es existieren unterschiedliche Betrachtungsweisen: Mit Well-to-Wheel (WTW, auch W2W, wörtlich „Vom Brunnen zum Rad“) ist die gesamte Kette von Prozessen bei der Herstellung von Energie für den Transportbereich gemeint. Dabei beziehen sich die Begriffe auf die Förderung von Öl (well = Brunnen, Bohrloch, Ölquelle) bis hin zum Reifen (wheel) eines mit einem Verbrennungsmotor angetriebenen Fahrzeugs. Dabei wird die Kette oft aufgeteilt in WTT (Well-to-Tank) und TTW (Tank-to-Wheel), also letztlich in die stationären Abschnitte und in die mobilen im Fahrzeug befindlichen Teile der Kette. Eine weitere Betrachtungsweise ist die Lebenszyklusanalyse (LCA, Life Cycle Assessment), die die Umweltwirkung während des gesamten Lebensweges analysiert, auch Cradle to Grave („Von der Wiege bis zur Bahre“) genannt.

## 2.2 RECHTLICHE RAHMENBEDINGUNGEN

Der wesentliche Rahmen, den die EU hinsichtlich der Fahrzeugtechnologien und des Einsatzes erneuerbarer Energien im Verkehrssektor bis zum Jahr 2030 vorgibt, sind die CO<sub>2</sub>-Zielwerte für Pkw, leichte und schwere Nutzfahrzeuge sowie die Renewable Energy Directive (RED).

Die 2020 in Kraft tretende RED II gilt auf europäischer Ebene und sieht vor, dass für das Jahr 2030 nominal mindestens 14 % erneuerbare Energien im Verkehr eingesetzt werden müssen. Da bestimmte Technologien, wie die batterieelektrische Mobilität, eine höhere Fahrzeugeffizienz aufweisen und bestimmte Energieträger besonders gefördert werden sollen, sieht die RED II teilweise Mehrfachanrechnungen vor: Beispielsweise wird EE-Strom im Straßenverkehr mit dem Vierfachen des Energieinhaltes und fortschrittliche Biokraftstoffe beziehungsweise Biokraftstoffe aus Abfall- und Reststoffen<sup>4</sup> werden mit dem doppelten Energieinhalt angerechnet. Fortschrittliche Biokraftstoffe müssen im Jahr 2030 nominal einen Anteil von 1,75 % (ohne Doppelanrechnung) aufweisen. Die bereitzustellende Energiemenge kann daher für die Erreichung der Ziele auch geringer ausfallen.

Für einige Energieträger werden zudem Obergrenzen eingeführt. Kraftstoffe aus Nahrungsmittel- und Futtermitteln dürfen maximal zu dem Anteil angerechnet werden, den sie bereits im Jahr 2020 erreicht hatten (+ 1 %, maximal 7 %). Biomassebasierte Kraftstoffe aus Rohstoffen, gemäß Anhang IX Teil B dürfen zu maximal 1,7 % angerechnet werden (ohne Doppelanrechnungen).

Strombasierte Kraftstoffe werden in der RED II explizit als möglicher erneuerbarer Energieträger für die Erreichung des Verkehrsziels genannt (Artikel 25), sind aber nicht Teil der genannten Kraftstoffe in Anhang IX der RED II und werden nicht durch Mehrfachanrechnungen explizit gefördert. Die Vorgaben der RED II müssen durch den Gesetzgeber in nationales Recht umgesetzt werden.

Zu den rechtlichen Rahmenbedingungen kommen auf internationaler Ebene die Vorgaben durch Normen und Standards hinzu, die es zu definieren gilt, um einen beschleunigten Hochlauf neuer Technologien zu ermöglichen. Details hierzu werden in der AG 6 ausgearbeitet.<sup>5</sup>

## 2.3 FÖRDERPROGRAMME VON EU, BUND UND LÄNDERN

Zahlreiche Fördermaßnahmen oder -programme<sup>6</sup> auf Bundes-, Landes- oder kommunaler Ebene sollen die Nutzung alternativer Antriebe und Kraftstoffe forcieren und das Erreichen von ambitionierten Zielen in der Energie- und Klimapolitik unterstützen. Diese Förderung trägt dazu bei, vorhandene Barrieren und Hemmnisse abzubauen und den Markthochlauf einer oder mehrerer alternativer Antriebs- und Kraftstofftechnologien voranzutreiben.

<sup>4</sup> Gemäß Anhang IX Teil A bzw. Anhang IX Teil B.

<sup>5</sup> NPM (2019): White Paper der Arbeitsgruppe 6. Aktuelle Entwicklungen und Herausforderungen zur Zukunft der Mobilität.

<sup>6</sup> Einen umfassenden Überblick über Maßnahmen auf Bundes- und Länderebene zur Unterstützung alternativer Antriebe und Kraftstoffe bietet der erste Bericht über die Umsetzung des nationalen Strategierahmens in Deutschland (AFID-Bericht) gemäß Art. 10 Absatz 1 der Richtlinie 2014/94/EU: [https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/MKS/afid-erster-bericht.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/MKS/afid-erster-bericht.pdf?__blob=publicationFile). [10.03.2020].

Fördermaßnahmen oder -programme reichen dabei von befristeten Steuervorteilen über Investitionskostenzuschüsse bis hin zu geringeren Abgaben und Gebühren. Dabei setzen europäische Programme, Maßnahmen auf Bundesebene sowie auf Länder- und Kommunalebene auf unterschiedliche Hebelwirkungen bei den Fördermaßnahmen. Schwerpunkt in Bezug auf alternative Antriebe und Kraftstoffe bildet dabei einerseits der Aufbau einer alternativen Kraftstoff- beziehungsweise Energieinfrastruktur, um zuallererst die Verfügbarkeit und Energiesicherheit für die Nutzerinnen und Nutzer zu verbessern. Andererseits können die anfänglich höheren Fahrzeuganschaffungs- und -betriebskosten durch Zuschüsse anteilig ausgeglichen werden. Die Förderung gibt damit einen Anreiz, bereits frühzeitig neue Technologien zu testen und übergreifende Erfahrungen zu sammeln. Tabelle 1 zeigt eine beispielhafte Auswahl bestehender Fördermaßnahmen im Bereich der Elektromobilität mit Batterie und Brennstoffzelle auf.

Üblicherweise sind Fördermaßnahmen befristet oder weisen Bedingungen auf – zum Beispiel maximale Dotierungen –, die verhindern sollen, dass der Wettbewerb langfristig von ihnen beeinflusst wird. Aus Sicht einiger Vertreterinnen und Vertreter der AG 2 reicht die Dotierung der Programme aktuell in den Ländern und beim Bund bei weitem nicht aus, um die Bedarfe der Transportbranche vor dem Hintergrund der Dekarbonisierung im Verkehrsbereich und der Clean Vehicle Directive zu decken. Deshalb wird dieses Thema im Rahmen der geplanten Roadmap im Jahr 2020 von der AG 2 erneut aufgegriffen werden, um weitergehende, konkrete Maßnahmen vorzuschlagen.

Förderprogramm	Fördergegenstand	Zuständigkeit
Elektromobilität vor Ort	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Elektrofahrzeuge und für deren Betrieb notwendige Ladeinfrastruktur</li> <li>• Kommunale Elektromobilitätskonzepte</li> <li>• Forschung und Entwicklung zur Unterstützung des Markthochlaufs</li> </ul>	BMVI
Förderrichtlinie Ladeinfrastruktur	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Errichtung von öffentlicher Normal- und Schnellladeinfrastruktur an neuen Standorten</li> <li>• Aufrüstung oder Ersatzbeschaffung von Ladeinfrastruktur und die Ertüchtigung des Netzanschlusses an Standorten</li> </ul>	BMVI
Erneuerbar Mobil	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Feldversuche in ausgewählten Fahrzeugsegmenten und Anwendungsbereichen</li> <li>• Pilotversuche zu Wirkungen eines erhöhten Anteils automatisierter und autonomer Elektrofahrzeuge</li> <li>• Erschließung des Klima- und Umweltvorteils von Elektrofahrzeugen sowie Verbesserung von Ladeinfrastruktur</li> </ul>	BMU
Elektro-Mobil	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Erschließung des Klima- und Umweltvorteils von Elektrofahrzeugen</li> <li>• Verfahren zur Verbesserung von Ladekomfort, Verfügbarkeit und Auslastung von Ladeinfrastruktur</li> <li>• Stärkung der Wertschöpfungsketten der Elektromobilität im Bereich Produktion</li> </ul>	BMU, BMWi
Umweltbonus	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Erwerb eines erstmals zugelassenen, elektrisch betriebenen Neufahrzeugs gemäß der Definition des Elektromobilitätsgesetzes</li> </ul>	BMWi

Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie	<p>Förderrichtlinie F&amp;E&amp;I:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Förderung von FuE-Vorhaben</li> <li>• Förderung von Innovationsclustern</li> <li>• Förderung von Kosten für die Erlangung, Validierung und Verteidigung von Patenten und anderen immateriellen Vermögenswerten</li> </ul> <p>Förderrichtlinie Marktaktivierung:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Fahrzeuge, Flugzeuge sowie Sonderfahrzeuge in der Logistik mit Brennstoffzellenantrieb</li> <li>• Elektrolyseanlagen zur Vor-Ort-Erzeugung von Wasserstoff</li> <li>• Brennstoffzellenbasierte autarke Stromversorgung für kritische oder netzferne Infrastrukturen</li> </ul>	BMVI
---	---	------

Tabelle 1: Ausgewählte Förderprogramme der Bundesregierung

Quelle: eigene Erstellung

Die dargestellten Förderprogramme beziehen sich auf den Stand Februar 2020 und erheben keinen Anspruch auf Vollständigkeit.

## 2.4 ENERGIETRÄGERKOSTEN

Eine technologieoffene Betrachtung verschiedener Energieträger ist nur möglich, wenn Kosten und Steuern unabhängig voneinander betrachtet werden.

Nach Angaben des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW)<sup>7</sup> setzt sich der aktuelle (Haushalts-)Strompreis zu 19 bis 27 % (ab 2013) aus Stromerzeugungskosten und Vertrieb, zu 25 bis 30 % aus Netzentgelten und zu 50 bis 55 % aus Umlagen und Steuern zusammen.

Die Kosten für flüssige und gasförmige Kraftstoffe setzen sich aus Produktion, Logistik und Vertrieb zusammen. Für strombasierte Kraftstoffe fallen die gleichen Kosten für Logistik und Vertrieb an wie für fossile Kraftstoffe. Wasserstoff erfordert darüber hinaus zusätzliche Infrastruktur mit entsprechenden Kosten. Der Preis strombasierter Kraftstoffe ist außerdem maßgeblich (circa 75 %) von der Höhe des Strompreises abhängig. Es muss daher auch zwischen lokal produzierten und importierten Kraftstoffen (beispielsweise aus Nordafrika) unterschieden werden.<sup>8</sup> Im Jahr 2018 lagen die durchschnittlichen Produktions- und Bezugskosten für Wasserstoff aus Dampfreformierung (für sogenannten grauen Wasserstoff) bei 1,65 €/kg H<sub>2</sub>.<sup>9</sup> In der PtX-Roadmap der AG 5 wurden die Gestehungskosten von grünem Wasserstoff in Abhängigkeit der Stromkosten, der Größe des Elektrolyseurs sowie der jährlichen Betriebsstunden berechnet. Bei einem Elektrolyseur der Leistungsklasse 1 MW und 4.000 Betriebsstunden pro Jahr liegen die Gestehungskosten, abhängig von den Strombezugskosten (0 bis 6 ct/kWh), bei 1,7 bis 5 €/kg H<sub>2</sub>, wovon 45 % auf die Investitionskosten der Anlage und 20 % auf die Stromnebenkosten entfallen. Für einen 400-MW-Elektrolyseur sinken die Kosten pro kg H<sub>2</sub> um circa 35 bis 40 % im Vergleich zum 1-MW-Elektrolyseur.

Die Kosten für biomasse- und strombasierte Kraftstoffe sind abhängig vom eingesetzten Verfahren. Eine ausführliche Prognose zu den einzelnen Verfahren findet sich in Kapitel 5.6.

<sup>7</sup> BDEW (2019): BDEW-Strompreisanalyse Juli 2019, [https://www.bdew.de/media/documents/190723\\_BDEW-Strompreisanalyse\\_Juli-2019.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/190723_BDEW-Strompreisanalyse_Juli-2019.pdf) [10.07.2019].

<sup>8</sup> Agora Verkehrswende / Agora Energiewende (2018): Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe.

<sup>9</sup> Encon Europe/Ludwig-Bölkow-Systemtechnik (im Auftrag von IG BCE Innovationsforum Energiewende e.V. und unterstützt von NOW GmbH) (2018): Potentialatlas für Wasserstoff. Analyse des Marktpotentials für Wasserstoff, der mit erneuerbaren Strom hergestellt wird, im Raffineriesektor und im zukünftigen Mobilitätssektor.

## 2.5 STEUERN, PREISGESTALTUNG UND CO<sub>2</sub>-BEPREISUNG DER ENERGIETRÄGER

Der entscheidende rechtliche Rahmen für die gegenwärtigen Energieträgerkosten ist das Energiesteuergesetz (EnergieStG)<sup>10</sup>. Die Energiesteuer und die Stromsteuer beziehen sich direkt auf die eingesetzte Kraftstoffmenge beziehungsweise den Energieverbrauch. Daher sind sie, je nach Ausgestaltung, Instrumente mit starker Lenkungswirkung. Nach aktueller Gesetzgebung und Beschlusslage sind die Energiesteuersätze in Deutschland je nach Energie- und Verkehrsträger differenziert und unterschiedlich hoch.

Unterschiede zwischen fossilen und erneuerbaren Energieträgern sind im Energiesteuergesetz derzeit nicht implementiert. Die in der Vergangenheit gewährte Steuerermäßigung für biogene Reinkraftstoffe ist mit dem Jahr 2015 ausgelaufen. Strombasierte Kraftstoffe werden demnach in derselben Höhe besteuert wie vergleichbare fossile Kraftstoffe. Für Erdgas beziehungsweise Methan und Flüssiggas, die als Kraftstoff eingesetzt werden, gilt eine gegenüber anderen Anwendungsbereichen reduzierte Steuer. Diese wird sukzessiv auf die ursprünglichen Energiesteuersätze angehoben.<sup>11</sup> Dieselmotorkraftstoffe werden gegenüber Benzinmotorkraftstoffen knapp 30 % niedriger besteuert.<sup>12</sup>

Für elektrische Antriebsvarianten fallen, bezogen auf den Energiegehalt, niedrigere Energiesteuersätze an: Die Stromsteuer liegt mit 2,05 ct/kWh für batterieelektrische und netzintegrierte Straßenfahrzeuge unter den Steuersätzen für Diesel- und Benzinmotorkraftstoffe. Der Steuersatz ist allerdings höher als die derzeitigen ermäßigten Steuersätze für Flüssiggas und Erdgas beziehungsweise Methan. Wasserstoff, ob fossil hergestellt oder über Elektrolyse, ist bisher, bis auf die auf fossile Energieträger und Elektrolysestrom erhobenen Steuern und Abgaben, von Verbrauchssteuern befreit. Zusätzlich zur Stromsteuer fällt die EEG-Umlage an.<sup>13</sup> Der Bahnverkehr und das energieintensive Gewerbe zahlen eine reduzierte Umlage. Die EEG-Umlage wird auch für Unternehmen, die Ladesäulen Dritten zur Verfügung stellen, erhoben. Die Unternehmen werden in diesem Fall als Stromlieferanten gewertet.

Zudem werden verschiedenen Verkehrsträgern Steuererleichterungen gewährt: Der Strombezug in Oberleitungsbusen und im schienengebundenen Verkehr ist mit einem reduzierten Steuersatz von 1,142 ct/kWh begünstigt. Auch der Bezug von flüssigen und gasförmigen Kraftstoffen für den ÖPNV ist mit Steuerermäßigungen von 90 % versehen. Der gewerbliche Flug- und Schiffsverkehr ist vollständig von Energiesteuern befreit. Die Besteuerung des Luftverkehrs erfolgt über die Luftverkehrssteuer. Eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung erfolgt im Luftverkehr über EU-ETS und CORSIA.

Verbrauchssteuern wie die Energie- und Stromsteuer sind nominale Steuersätze. Seit 2003 wurden die Steuern für Benzin- und Dieselmotorkraftstoffe nicht mehr erhöht, sodass die reale Steuerbelastung durch die Inflation seitdem um 18 % zurückgegangen ist.

Die Bundesregierung hat mit den Eckpunkten zum Klimaschutzprogramm 2030 die Einführung eines sektorübergreifenden Zertifikatehandels mit Festpreis beschlossen. Der Einstiegspreis liegt ab 2021 bei 25 €/t CO<sub>2</sub> und wird bis 2025 auf 55 €/t CO<sub>2</sub> gesteigert.

<sup>10</sup> Richtlinie 2003/96/EG des Rates vom 27. Oktober 2003 zur Restrukturierung der gemeinschaftlichen Rahmenvorschriften zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom.

<sup>11</sup> Beschluss des Bundestages vom 1. Juni 2017 bis 2022 (Flüssiggas) bzw. von 2023 bis 2026 (Erdgas/Methan).

<sup>12</sup> 47,04 ct/l vs. 65,45 ct/l.

<sup>13</sup> Aktuell beträgt die Umlage 6,405 ct/kWh und 6,756 ct/kWh im Jahr 2020.

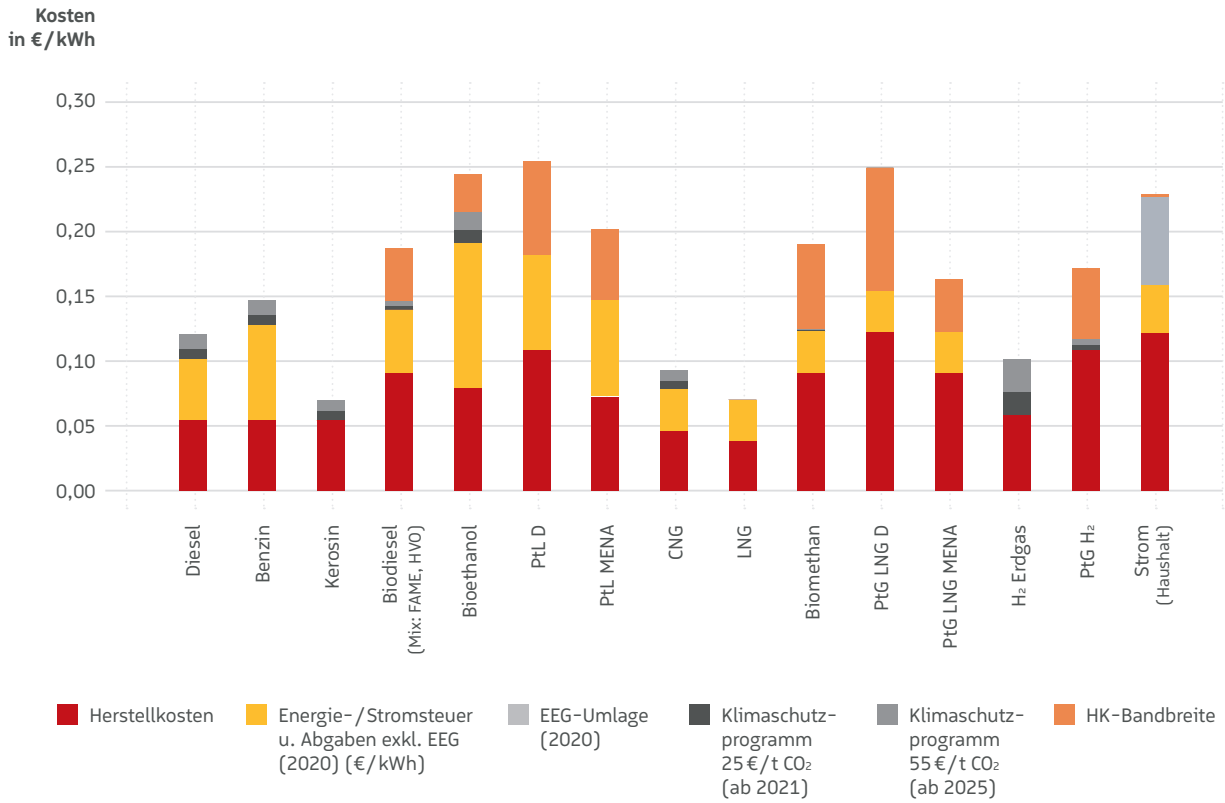


Abbildung 2: Herstellkosten und Besteuerung von Energieträgern im Vergleich (2030)  
 Quelle: eigene Erstellung

# 3 RAHMENBEDINGUNGEN FÜR ELEKTROMOBILITÄTS- KONZEPTE

Ein großer Hebel zur CO<sub>2</sub>-Reduktion im Straßenverkehr ist der Einsatz von elektrischen Fahrzeugen. Der von der AG 1 vorgegebene Bereich von 7 bis circa 10,5 Mio. elektrifizierten Fahrzeugen (batterieelektrisch und Plug-In-hybridisch) (siehe Referenzszenario der AG 1) ist notwendig, um die Klimaziele im motorisierten Individualverkehr bis 2030 zu erreichen. In den nachfolgenden Kapiteln wird auf hierfür bestimmende Einflussgrößen, wie die Ladeinfrastruktur, die zu erwartende Preisentwicklung im Batteriebereich sowie neue Technologien, wie die Oberleitungstechnologie für Nutzfahrzeuge (Nfz), eingegangen.

## 3.1 AUFBAU DER LADEINFRASTRUKTUR

In Deutschland gibt es laut BDEW circa 24.000 öffentlich zugängliche Ladepunkte, davon sind 15 % (circa 3.600) DC-Schnelllader (Stand Januar 2020). Damit ist Deutschland noch weit weg von den selbstgesteckten Zielen: Laut Koalitionsvertrag sollen bis 2020 100.000 öffentlich zugängliche Ladepunkte aufgebaut werden.

Um die Ziele der Bundesregierung bis 2030 zu realisieren, muss die Ladeinfrastruktur für den Pkw-Verkehr analog zum Fahrzeugbestand wachsen. Momentan werden pro Elektrofahrzeug circa 1,1 nicht öffentliche AC-Ladepunkte errichtet. Dies begründet sich daraus, dass einige Unternehmen und Arbeitgeberinnen und Arbeitgeber bereits jetzt für eigene BEV-Dienstfahrzeuge und auf Anfragen ihrer Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter eine AC-Ladeinfrastruktur auf dem Werksgelände errichten. Viele Nutzerinnen und Nutzer haben zudem die Möglichkeit, auch zuhause ihre Elektrofahrzeuge zu laden. Das Verhältnis von Ladepunkten zu Fahrzeugen wird sich jedoch mit der Zeit eher in Richtung 1:1 oder etwas darunter entwickeln, da die Nutzerinnen und Nutzer in den großen Ballungsräumen in der Regel keine eigene, private Lademöglichkeit haben. Zusätzlich werden DC-Schnelllademöglichkeiten notwendig sein, wobei diese nicht nur an den Hauptverkehrsachsen, wie Autobahnen und Bundesstraßen, erforderlich sind, sondern auch in großen Ballungsgebieten und ländlichen Verkehrsräumen aufgebaut werden müssen.

Die Aufbastrategie für die Ladeinfrastruktur sowie die damit einhergehenden Kosten sind von verschiedenen Faktoren abhängig. Es wird davon ausgegangen, dass sich sowohl Kosten als auch Aufbastrategie in den kommenden Jahren noch stark verändern werden. Die Entwicklung eines realistischen Korridors für den Ausbau der Ladeinfrastruktur und der jeweiligen Ladetechnologie ist Bestandteil der aktuellen Arbeit der NPM, AG 5.

Im Zusammenhang mit dem Ausbau der Ladeinfrastruktur wird auch immer wieder über die benötigte Energie (insbesondere erneuerbare Energien) und die Lastspitzen diskutiert. Der Red-Flag-Bericht der AG 5<sup>14</sup> ergab allerdings, dass die Elektromobilität bis 2030 insgesamt keinen großen Einfluss auf den Strombedarf in Deutschland haben wird. Geht man davon aus, dass 350.000 Neufahrzeuge einen jährlichen Stromverbrauch von 0,9 TWh verursachen, könnte die Elektromobilität bis 2030 einen zusätzlichen jährlichen Strombedarf von 18 bis 27 TWh/a für 7 bis 10,5 Mio. EVs im Vergleich zu 2019 verursachen.<sup>15</sup>

<sup>14</sup> NPM (2019): Red-Flag-Bericht 10 % EV-Neuzulassungen.

<sup>15</sup> Ebd.



Die stetig wachsende Zahl an Elektrofahrzeugen werde aber zu einer Verschärfung der Lastspitzen, gerade zu den Feierabendzeiten, führen.<sup>16</sup> Je nach örtlichen Gegebenheiten, etwa in den Hotspots für Elektroautos wie Vorstadt-wohnsiedlungen oder an Standorten von Schnellladestationen, kann die Spitzenlast deutliche Ausprägungen erreichen. Für ein typisches Verteilnetz mit 150 Eigenheimen und einer E-Auto-Quote von 25 % geht McKinsey von einem Anstieg der Lastspitze von 30 % durch Ladevorgänge in den Abendstunden aus. Eine intelligente Steuerung der Ladevorgänge ist daher in jedem Fall erforderlich. Allein die volatilen und stark schwankenden Ladeprofile von Schnellladern überträfen schnell die Kapazitäten von Ortsnetztransformatoren. Energieversorger hätten verschiedene Optionen, dem entgegenzutreten, heißt es weiter. Sie könnten etwa Verbraucherinnen und Verbraucher durch variable Tarife dazu anreizen, ihre Ladevorgänge zeitlich zu verschieben. Denn erste Einblicke in die Verbrauchsmuster von Nutzerinnen und Nutzern hätten ergeben, dass Elektroautos nur für einen geringen Anteil der Zeit, die sie ans Netz angeschlossen sind, auch tatsächlich laden.<sup>17</sup>

Die Abstimmung mit AG 5 zum Thema Ladeinfrastruktur hat bereits begonnen und wird in der weiteren Bearbeitung konkretisiert.

## 3.2 PREISENTWICKLUNG BATTERIE

Die Preisentwicklung von Batteriezellen ist zum Teil nur sehr schwer abzuschätzen, da die Entwicklung stark abhängig von vielen Einflussfaktoren ist. Die Ergebnisse verschiedener Studien deuten darauf hin, dass der Batteriesystempreis durch die Verbesserungen auf Zell-Level in den nächsten Jahren auf unter 90 €/kWh<sup>18</sup> fallen wird.<sup>19</sup> Für das Jahr 2020 sind wahrscheinlich bereits 100 €/kWh zu erreichen, während für das Jahr 2030 75 €/kWh als Zielvorgabe erreicht werden könnten.<sup>20</sup>

Neben der Weiterentwicklung der Kathodenmaterialien ist aber auch ein vollständiger Technologiewechsel zu Feststoffbatteriezellen immer wieder in der Diskussion. Diese Zellen sind für die Erstausrüster (Original Equipment Manufacturer, OEM) interessant, da sie eine deutlich höhere Energiedichte aufweisen und zudem keine organischen und daher brennbaren Elektrolyte beinhalten. Es wird häufig ein sehr weitgefasster Zeitraum von 2025 bis 2035 für die Entwicklung dieser Technologie angegeben, sodass zunächst kein signifikanter Einfluss auf den Zellpreis von Lithium-Ionen-Batterien bis 2030 zu erwarten ist.

Inwiefern und in welchem Zeitraum diese Technologie für Serienfahrzeuge in großen Skalen in den Markt gelangen kann, ist zum aktuellen Zeitpunkt nicht zweifelsfrei abzuschätzen, weshalb für die Betrachtung bis 2030 zunächst von der klassischen Lithium-Ionen-Technologie mit verbesserten Aktivmaterialien und optimierten Zelldesigns ausgegangen werden sollte. Die Verfügbarkeit und Preisentwicklung erfolgskritischer Rohstoffketten, beispielweise Lithium und Kobalt, lassen sich aktuell nicht ausreichend bewerten.

Die Traktionsbatterie-Produktionskapazitäten werden weltweit rasant ausgebaut. Derzeit sind weltweit 68 Megafactories für die Produktion von Lithium-Ionen-Batterien geplant, die bis 2028 auf eine Kapazität von 1,45 TWh pro Jahr kommen.<sup>21</sup>

<sup>16</sup> McKinsey (2018): Der Einfluss von E-Autos auf den Stromverbrauch, <https://www.mckinsey.de/publikationen/energy-impact> [11.03.2020].

<sup>17</sup> Ebd.

<sup>18</sup> Wechselkurs vom 07. November 2019: 1 € = 1,1085 \$; 1 \$ = 0,9019 €.

<sup>19</sup> Philippot, M. et al. (2019): Eco-Efficiency of a Lithium-Ion Battery for Electric Vehicles: Influence of Manufacturing Country and Commodity Prices on GHG Emissions and Costs, in: Batteries 5, S. 23; Wentker, M. et al. (2019): A Bottom-Up Approach to Lithium-Ion Battery Cost Modeling with a Focus on Cathode Active Materials, in: Energies 12, S. 504.

<sup>20</sup> Fraunhofer ISI (2018): Energiespeicher-Monitoring 2018 Leitmarkt- und Leitanbieterstudie: Lithium-Ionen-Batterien für die Elektromobilität, S. 8ff.

<sup>21</sup> Markt & Technik (11.02.2019): Das sind die größten Hersteller von Li-Ionen-Batterien, <https://www.elektroniknet.de/markt-technik/power/das-sind-die-groessten-hersteller-von-li-ionen-batterien-162328.html> [10.03.2020].

### 3.3 OBERLEITUNGS-LKW

Aktuell befindet sich das Thema Oberleitungs-Lkw in der Entwicklungsphase. Das System wird auf unterschiedlichen Teststrecken in Deutschland und Schweden auf Fahrzeug- und auf Infrastrukturebene erprobt und ist eine Möglichkeit, CO<sub>2</sub>-Emissionen im Schwerlastverkehr zu senken, die zurzeit etwa 27 % der gesamten Verkehrsemissionen ausmachen.<sup>22</sup> Es gibt erste Feldversuche auf Autobahnen mit Pilotfahrzeugen. Diese Versuchsfahrzeuge sind dabei in die Betriebsabläufe der beteiligten Speditionen integriert. Vielbefahrene Autobahnen werden, analog zum Bahnnetz, mit Oberleitungen über der Fahrbahn ausgestattet, über die die Fahrzeuge mittels eines Pantografensystems direkt mit Strom versorgt werden. Das Konzept adressiert daher insbesondere schwere Nutzfahrzeuge mit hoher Fahrleistung (Langstrecke und Pendelverkehre). Die verbauten Batterien können im Vergleich zu vollelektrischen Lkw deutlich reduziert und für die batterieelektrische Fahrtstrecke außerhalb der Infrastruktur (zum Beispiel zwischen Autobahnen und Depots) optimiert werden.<sup>23</sup>

Das System der Oberleitungs-Lkw basiert auf dem Einsatz von Fahrzeugen mit Hybridantrieb, der außerhalb der Oberleitungsinfrastruktur benötigt wird. Durch die Zuführung elektrischer Energie über Oberleitungen auf den Hauptverkehrsachsen in Kombination mit Batterien und Hybridantrieben kann unter Verwendung von zum Beispiel Wasserstoff oder synthetischen Kraftstoffen ein klimaneutraler Straßengüterverkehr erreicht werden.<sup>24</sup>

Mehrere Studien kommen zu dem Ergebnis, dass trotz erforderlicher Investitionen in die Infrastruktur die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten des Oberleitungs-Lkw-Systems geringer sind als die anderer Technologien.<sup>25</sup>

Um eine hohe Auslastung der Technologie und damit einen hohen Grad an CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktion zu erzielen, müssten 2.500 bis 4.000 km des deutschen Autobahnnetzes (13.141 km, Stand 2018) mit Oberleitungen ausgestattet werden.<sup>26</sup> Aus Sicht der Infrastruktur resultiert ein Oberleitungsnetz von 4.000 km auf den Autobahnen in einen Investitionsaufwand von 8 bis 10 Mrd. €. <sup>27</sup> Bei einer ausschließlichen Nutzung von erneuerbaren Energien kann allein für die Fahrleistung unter der Oberleitung eine maximale Reduktion der THG-Emissionen von 10 bis 12 Mio. t gegenüber konventionellen Diesel-Lkw erzielt werden.<sup>28</sup> Dies gilt bei einem ausgelasteten Systemzustand mit einer Anzahl von 250.000 Oberleitungs-Hybrid-Lkw (OH-Lkw) bei einem durchschnittlichen elektrischen Fahranteil von 60 %. Elektrische Fahrten außerhalb der Oberleitungsinfrastruktur sind dabei nicht berücksichtigt. Betrachtet man den Zeitraum bis 2030 wird ein erreichbarer Bestand von 66.000 OH-Lkw angenommen. Bei einem Netzausbau von 4.000 km und einem Fahranteil an der Oberleitung von 60 % würde eine CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktion von circa 3,9 Mio. t pro Jahr erzielt.<sup>29</sup>

Ergänzend zu der nachgewiesenen positiven volkswirtschaftlichen Bewertung für Deutschland allein bietet eine europäische Strategie zum Aufbau und Betrieb der Technologie erhebliche weitere Potenziale zur Reduktion der Kosten, Steigerung der Akzeptanz sowie CO<sub>2</sub>-Vermeidung.<sup>30</sup>

<sup>22</sup> BMU (2019): Entwicklung und Bewertung von Maßnahmen zur Verminderung von CO<sub>2</sub>-Emissionen von schweren Nutzfahrzeugen, S. 5.

<sup>23</sup> European Climate Foundation (2018): Trucking into a Greener Future. Summary Report, S. 7–11.

<sup>24</sup> Öko-Institut (2018): Oberleitungs-Lkw im Kontext weiterer Antriebs- und Energieversorgungsoptionen für den Straßengüterfernverkehr, S. 1 ff.

<sup>25</sup> Fraunhofer IIS/PTV Group/ifeu (2018): Roadmap OH-Lkw: Potentialanalyse 2020–2030.

<sup>26</sup> Öko-Institut/ifeu/Fraunhofer ISI (2018): Alternative Antriebe und Kraftstoffe im Straßengüterverkehr – Handlungsempfehlungen für Deutschland; UBA (2019): Sensitivitäten zur Bewertung der Kosten verschiedener Energieversorgungsoptionen des Verkehrs bis zum Jahr 2050.

<sup>27</sup> Fraunhofer ISI/Fraunhofer IML/PTV Transport Consult/TU Hamburg-Harburg – IUE/M-Five (2017): Machbarkeitsstudie zur Ermittlung der Potentiale des Hybrid-Oberleitungs-Lkw. Studie im Rahmen der Wissenschaftlichen Beratung des BMVI zur MKS, S. 4.

<sup>28</sup> Ebd., S. 44f.

<sup>29</sup> THG-Emissionen bei der Stromerzeugung werden gemäß der Emissionsberichterstattung nicht dem Sektor Verkehr zugerechnet. Um aber auch in der Gesamtbilanz eine möglichst hohe THG-Minderung zu erreichen, sollte der Strom für die Oberleitungs-Lkw aus erneuerbaren Energien stammen.

<sup>30</sup> Bei Berücksichtigung von THG-Emissionen der Stromerzeugung von 0,196 kg/CO<sub>2</sub>/kWh beträgt die Einsparung 2,3 Mio. t CO<sub>2</sub> (eigene Berechnung).

<sup>30</sup> BCG/Prognos (im Auftrag des BDI) (2018): Klimapfade für Deutschland; Öko-Institut/Hochschule Heilbronn/Fraunhofer IAO/Intraplan Consult (2020): StratON. Bewertung und Einführungsstrategien für oberleitungsgebundene schwere Nutzfahrzeuge, S. 122ff.

Eine Fokussierung auf viel befahrene Pendelstrecken (zum Beispiel Hamburg – Lübeck) kann zu Beginn des Ausbaus der Infrastruktur sinnvoll sein, da so bei vergleichsweise geringen Investitionskosten bereits signifikante Effekte erzielt werden können.<sup>31</sup>

Darüber hinaus bietet die Brennstoffzellentechnologie aufgrund ihrer hohen Energiedichte dort, wo aufgrund zu wenig fahrender Lkw der Aufbau einer Oberleitungsinfrastruktur nicht wirtschaftlich darstellbar ist, eine optimale Ergänzung und kann damit als zweite Energiequelle für Oberleitungsfahrzeuge, die längere Strecken abseits der Oberleitung zurücklegen müssen, eingesetzt werden. Durch die Kombination der beiden Technologien kann somit ein komplett CO<sub>2</sub>-freier Betrieb im schweren Nutzfahrzeugbereich bereits bis 2030 umgesetzt werden.

Einige der Akteure aus der AG 2 zieht in Zweifel, ob die Ausrüstung von 4.000 km Autobahnstrecke mit Oberleitungen tatsächlich zügig erfolgen kann und damit ein Hochlauf des Oberleitungskonzepts bis zum Jahr 2030 möglich ist, insbesondere angesichts hoher Infrastrukturbaukosten, aber auch zu erwartender hoher Nutzerkosten. Gleichzeitig wird mit Nachdruck darauf verwiesen, dass Maßnahmen für den Straßengüterverkehr die Zielsetzungen der Verkehrsverlagerung auf die Schiene nicht gefährden dürfen. Die strategischen Ziele zur Stärkung des Schienenverkehrs und zur Hebung seiner Potenziale müssen sowohl in Deutschland als auch auf EU-Ebene weiterhin mit Priorität verfolgt werden.

## 3.4 CO<sub>2</sub>-MINDERUNGSPOTENZIAL

Es gibt zu der Berechnung der verursachten Emissionen von Elektrofahrzeugen unterschiedliche Studienergebnisse. Demnach kommen einige Studien zu dem Schluss, dass Elektrofahrzeuge bereits nach heutigem Strommix und heutigen Produktionseigenschaften insbesondere der Batterie einen Klimavorteil gegenüber konventionellen Fahrzeugen besitzen.<sup>32</sup> Eine andere Analyse kommt zu dem Schluss, dass das Elektroauto zwar bereits über den gesamten Lebensweg betrachtet einen Klimavorteil gegenüber einem mit Verbrennungsmotor betriebenen Fahrzeug besitzt, wenn ausschließlich regenerative Energie für Bau, Betrieb und Recycling zum Einsatz kommt. Wird allerdings die aktuelle reale Stromerzeugung berücksichtigt, kommt diese Studie zu einem anderen Ergebnis.<sup>33</sup> Für einen möglichst effizienten Einsatz der Elektromobilität gilt allerdings übergreifend, dass die Produktion (inklusive der Lieferketten) der Fahrzeuge und insbesondere der Batterie CO<sub>2</sub>-neutral konzipiert und durchgeführt wird. Gleichmaßen gilt diese Prämisse für den zum Aufladen der Batterien verwendeten Strom, um auch die indirekten Emissionen der Elektromobilität zu reduzieren.<sup>34</sup> Auf Produktebene ist für die Elektromobilität besonders die energieintensive Batteriezellproduktion ein sehr großer Faktor hinsichtlich Energie- und CO<sub>2</sub>-Bilanz des Gesamtfahrzeugs. In diesem Zusammenhang bewerten diverse Studien die Produktion sehr unterschiedlich: Es ergibt sich eine Spanne von 56 bis 494 kg CO<sub>2</sub>/kWh für die Batterieproduktion. Die wissenschaftliche Analyse eines industriellen Produktionsprozesses hat bisher nur LG Chem für eine ihrer Anlagen in Südkorea geliefert, wobei auch hier die Übertragbarkeit auf neue Werke in den USA oder Europa nur bedingt möglich sein wird. Mit der vom BMBF geförderten Fraunhofer Forschungsfabrik Batteriezelle bietet sich die Möglichkeit, realitätsnahe Energie- und darüber auch CO<sub>2</sub>-Bilanzen für die Batteriezellproduktion in Deutschland zu erhalten und Prozesse in dieser Hinsicht zu optimieren.

<sup>31</sup> Fraunhofer IIS/PTV Group/ifeu (2018): Roadmap OH-Lkw: Potentialanalyse 2020–2030, S. 17ff.

<sup>32</sup> Vgl. u. a. ifeu (im Auftrag des Umweltbundesamtes und in Zusammenarbeit mit dem Öko-Institut) (2016): Aktualisierung „Daten- und Rechenmodell: Energieverbrauch und Schadstoffemissionen des motorisierten Verkehrs in Deutschland 1960–2030“ (TREMOM) für die Emissionsberichterstattung 2016 (Berichtsperiode 1990–2014); Fraunhofer ISI (2019): Die aktuelle Treibhausgasemissionsbilanz von Elektrofahrzeugen in Deutschland; Öko-Institut (im Auftrag des BMU) (2017): Klimavorteil Elektromobilität? Handlungsempfehlungen zur Gestaltung des Beitrags der Elektromobilität zum Klimaschutz.

<sup>33</sup> Joanneum Research (im Auftrag des ÖAMTC und des ADAC) (2019): Geschätzte Treibhausgasemissionen und Primärenergieverbrauch in der Lebenszyklusanalyse von Pkw-basierten Verkehrssystemen, S. 91ff.  
Anmerkung: Die Ergebnisse dieser Studie werden von einzelnen Akteuren angezweifelt.

<sup>34</sup> Vgl. u. a. ifeu (im Auftrag des Umweltbundesamtes und in Zusammenarbeit mit dem Öko-Institut) (2016): Aktualisierung „Daten- und Rechenmodell: Energieverbrauch und Schadstoffemissionen des motorisierten Verkehrs in Deutschland 1960 – 2030“ (TREMOM) für die Emissionsberichterstattung 2016 (Berichtsperiode 1990–2014); Fraunhofer ISI (2019): Die aktuelle Treibhausgasemissionsbilanz von Elektrofahrzeugen in Deutschland; Öko-Institut (im Auftrag des BMU) (2017): Klimavorteil Elektromobilität? Handlungsempfehlungen zur Gestaltung des Beitrags der Elektromobilität zum Klimaschutz.

Für die Betrachtung der jährlichen CO<sub>2</sub>-Einsparpotenziale im Jahr 2030 werden an dieser Stelle die von der AG 1 vorgegebenen maximalen 10,5 Mio. Elektrofahrzeuge als Referenz herangezogen. Da die Einsparpotenziale für PHEV-Fahrzeuge sehr schwer statistisch zu erfassen sind und, wie bereits im ersten Kurzbericht der AG 2 genannt, stark vom Nutzungsverhalten abhängig sind, wird in dieser Betrachtung nur der Anteil an BEV-Fahrzeugen berücksichtigt.

Als Berechnungsgrundlage wird von einem BEV-Anteil von circa 70 % (7,2 Mio. Fahrzeuge) der gesamten E-Fahrzeugflotte im Jahr 2030 ausgegangen (HochlaufszENARIO AG 1). Der Anteil von BEV-Neuzulassungen in Deutschland wird von heute circa 2 % bis auf 30 bis 50 % in den Jahren 2025 bis 2030 wachsen müssen (vgl. auch Kapitel 8). Zusätzlich wird die durchschnittliche jährliche Fahrleistung eines Pkws in Deutschland von 14.653 km<sup>35</sup> verwendet.

Nimmt man einen durchschnittlichen Realverbrauch von 22,8 kWh/100 km<sup>36</sup> an, ergibt sich für 7,2 Mio. Elektrofahrzeuge im Jahr 2030 die jährliche Gesamt-CO<sub>2</sub>-Emission in Abhängigkeit des Anteils an erneuerbaren Energien im Strommix (siehe Abbildung 3). Zieht man den Vergleich zu einem heutigen Verbrennerfahrzeug mit Normverbrauch (130,1 g CO<sub>2</sub>/km; EU-CO<sub>2</sub>-Regulierungen für Pkw-Neuwagen von 2015 bis 2020)<sup>37</sup>, lässt sich selbst mit dem heutigen Strommix (37,8 % EE-Anteil im Jahr 2018) eine Emissionsreduktion um circa 17 % realisieren. Mit einer Erhöhung des EE-Anteils auf 65 %, dem erklärten Ziel der Bundesregierung für 2030, könnte die CO<sub>2</sub>-Reduktion auf circa 53 % gesteigert werden.

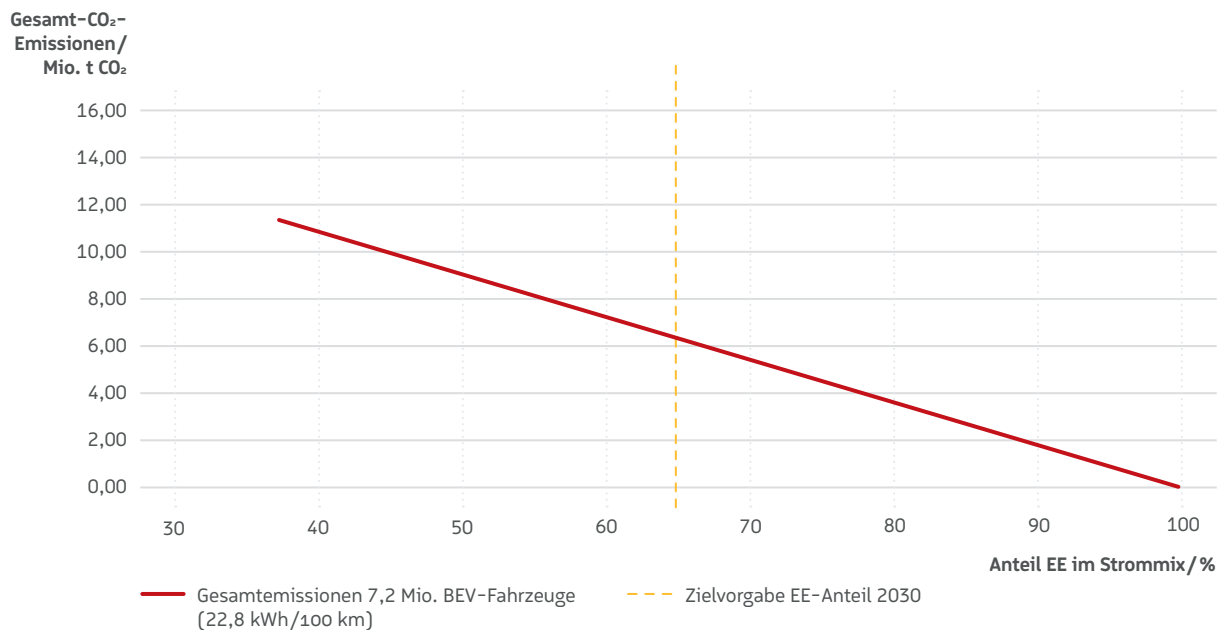


Abbildung 3: Einsparpotenziale der CO<sub>2</sub>eq-Emissionen von BEV in Abhängigkeit des zugrunde liegenden Strommixes<sup>38</sup>

Quelle: eigene Erstellung

<sup>35</sup> NPM (2019): Elektromobilität. Brennstoffzelle. Alternative Kraftstoffe – Einsatzmöglichkeiten aus technologischer Sicht, S. 10.

<sup>36</sup> ADAC (2019): Aktuelle Elektroautos im Test: So hoch ist der Stromverbrauch, <https://www.adac.de/rund-ums-fahrzeug/tests/elektromobilitaet/stromverbrauch-elektroautos-adac-test/> [10.03.2020].

<sup>37</sup> Werte für 2017: EU: 118,5 g CO<sub>2</sub>/km und Deutschland: 127,1 g CO<sub>2</sub>/km; vgl. UBA (2018): EU: CO<sub>2</sub>-Ausstoß von Neuwagen 2017 höher als im Vorjahr, <https://www.umweltbundesamt.de/themen/eu-co2-ausstoss-von-neuwagen-2017-hoehere-als-im> [10.03.2020]. Es ist offensichtlich, dass bei diesen niedrigeren Werten die CO<sub>2</sub>-Einsparung der Elektrofahrzeuge geringer ausfallen würde. Dies macht bei dem deutschen Flottenwert aber nur ca. -2,3 % Veränderung aus (130,1 vs. 127,1 g CO<sub>2</sub>/km) und wurde deshalb hier nicht dargestellt.

<sup>38</sup> Tank-to-Wheel-Betrachtung; in Abhängigkeit des zugrundeliegenden EE-Anteils im Strommix bei durchschnittlicher Fahrleistung von 14.653 km/Jahr; ICTT (2018): Effects of battery manufacturing on electric vehicle life-cycle greenhouse gas emissions. FVV (2019): Effektiver Klimaschutz erfordert ganzheitliche Technologieanalyse; Kim, H.C. et al. (2016): Cradle-to-Gate Emissions from a Commercial Electric Vehicle Li-Ion Battery: A Comparative Analysis, in: Environmental Science & Technology 14, S. 7715.

## 3.5 FÖRDERUNG, RECHTLICHE RAHMENBEDINGUNGEN

Um eine bedarfsgerechte Anzahl an Ladepunkten in Deutschland zu realisieren, ist neben der Förderung der öffentlichen Ladeinfrastruktur insbesondere auch eine Förderung von privaten Ladenpunkten zu empfehlen. Statistisch werden heute circa 75 bis 80 % aller Ladungen privat oder bei der Arbeitgeberin oder dem Arbeitgeber durchgeführt. Diese Ladepunkte sind aktuell statistisch nicht erfasst, da sie in der Regel nicht öffentlich zugänglich sind. Bei einer Förderung dieser privaten Ladepunkte sollten intelligente, kommunikationsfähige Ladesysteme beziehungsweise Wallboxen und eine Anmeldepflicht beim jeweiligen Netzbetreiber bedacht und zur Bedingung für eine entsprechende Förderung gemacht werden.

Wenn, wie bei öffentlich geförderter Ladeinfrastruktur, der Betrieb mit Ökostrom beziehungsweise regenerativ erzeugter Energie zur Fördervoraussetzung gemacht wird, wie es zum Beispiel im Bundesland Nordrhein-Westfalen der Fall ist, könnte auch eine private Ladeinfrastruktur deutlich zur Minderung von CO<sub>2</sub>-Emissionen beitragen.

Darüber hinaus müssen rechtliche Rahmenbedingungen für Mieterinnen und Mieter (Mietrecht) und Eigentümerinnen und Eigentümer [Wohnungseigentumsgesetz (WEG)] hinsichtlich einer Realisierung beziehungsweise der Installation von privaten Ladepunkten angepasst werden, wie es bereits im Red-Flag-Bericht der AG 5 beschrieben ist.

# 4 RAHMENBEDINGUNGEN FÜR BRENNSTOFFZELLENFAHRZEUGE

## 4.1 H<sub>2</sub>-WIRTSCHAFT UND -INFRASTRUKTUR: FÖRDERBEDARF, PREISENTWICKLUNG

Neben elektrischer Energie wird Wasserstoff als Schlüsselthema für den zukünftigen Energietransport betrachtet. Die Herstellung von Wasserstoff für die energetische Nutzung kann mit verschiedenen Verfahren realisiert werden. Derzeit dominiert die Dampfreformierung von Erdgas, wodurch THG-Emissionen in Höhe von 100 g CO<sub>2</sub>eq/MJ H<sub>2</sub> entstehen. (Bei einem angenommenen Wasserstoffverbrauch eines Brennstoffzellen-Pkws von 1 kg H<sub>2</sub> pro 100 km entspricht dies Well-to-Wheel-Emissionen von 120 g CO<sub>2</sub>eq/km.) Alternativ lässt sich Wasserstoff durch die Elektrolyse von Wasser erzeugen. Hierbei sind die zu bilanzierenden THG-Emissionen abhängig von der Herkunft des verwendeten Stroms. Der Strombedarf für die Elektrolyse beträgt 45 bis 54 kWh/kg H<sub>2</sub>.<sup>39</sup> Für den derzeitigen EU-Strommix liegen die THG-Emissionen damit bei 225 g CO<sub>2</sub>eq/MJ H<sub>2</sub>, während bei der Verwendung von regenerativ erzeugtem Strom lediglich THG-Emissionen in Höhe von 13 g CO<sub>2</sub>eq/MJ H<sub>2</sub> anfallen.<sup>40</sup> Andere Quellen gehen von THG-Emissionen von 5 g CO<sub>2</sub>eq/MJ H<sub>2</sub> bei Verwendung von Windenergie im Jahr 2020 bis zu 22 g CO<sub>2</sub>eq/MJ H<sub>2</sub> bei Verwendung von Solarenergie aus.<sup>41</sup> (Sämtliche bei der Wasserstoffproduktion anfallenden THG-Emissionen werden allerdings nicht im Verkehrssektor bilanziert.) Die Erzeugung aus Biomasse wird aufgrund der Konkurrenz zu anderen Sektoren (Energie, Industrie, Herstellung biogener Kraftstoffe) nicht betrachtet. Auch der sogenannte blaue Wasserstoff aus Erdgas mittels Cracken oder Dampfreformierung, bei dem C-Bestandteile abgespalten und entweder für weitere chemische Synthesen genutzt oder in entsprechenden Lagerstätten gespeichert werden, wird nicht Gegenstand sein.

Der Energiebedarf für die erforderliche Elektrolyseleistung sowie die entsprechenden Kostenstrukturen werden in Abstimmung mit der AG 5 im weiteren Verlauf der AG-Arbeit ermittelt und abgestimmt (gesamtsystemischer Ansatz). Die notwendige Infrastruktur zur Ermöglichung von Wasserstoffmobilität umfasst das Transportnetzwerk sowie die Distribution an die Endverbraucherinnen und Endverbraucher. Der Transport von Wasserstoff zur Tankstelle lässt sich bei zentraler Erzeugung verflüssigt per Lkw oder gasförmig und verdichtet per Lkw oder gasförmig per Pipeline (rein oder als Beimischung zum Erdgas) realisieren. Weiterhin entfällt die Notwendigkeit des Wasserstofftransports bei dezentraler Erzeugung des Wasserstoffs an der Tankstelle, was jedoch mit einem entsprechenden Ausbau des Stromnetzes oder Stromerzeugungseinrichtungen vor Ort verbunden ist.<sup>42</sup>

<sup>39</sup> Beachte: In der derzeit Tank-to-Wheel-Betrachtung ergeben sich die CO<sub>2</sub>-Emissionen eines Brennstoffzellenfahrzeugs zu 0 g CO<sub>2</sub>/km.

<sup>40</sup> Shell/Wuppertal Institut (2017): Wasserstoff – Energie der Zukunft? Nachhaltige Mobilität durch Brennstoffzelle und H<sub>2</sub>, S. 14,17.

<sup>41</sup> Berechnet aus Studien: NOW/Fraunhofer ISE (im Auftrag des BMVI) (2018): Studie IndWEDe. Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland – Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme; Fraunhofer ISE/FCBAT (2010): NOW-Studie: Stand und Entwicklungspotenziale der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien.

<sup>42</sup> Ludwig-Bölkow-Stiftung (gefördert durch ADAC-Stiftung) (2019): Infrastrukturbedarf E-Mobilität. Analyse eines koordinierten Infrastrukturaufbaus zur Versorgung von Batterie- und Brennstoffzellen-Pkw in Deutschland.

Eine amerikanische Studie<sup>43</sup> untersuchte die Kosten des Wasserstofftransports (als Druckgas, flüssig und per Pipeline) mit dem Ergebnis, dass der Transport über eine Pipeline für große Mengen und lange Distanzen am günstigsten ist (0,8 \$/kg beziehungsweise 0,72 €/kg für neu gebaute Pipelines, < 0,3 \$/kg beziehungsweise 0,27 €/kg ohne die hohen Investitionskosten). Dies wäre in Deutschland bei Umnutzung existierender Erdgaspipelines ebenfalls möglich. Aber auch die Verteilung kleiner Mengen über kurze Distanzen ist in Pipelines konkurrenzfähig zum Transport mit Lkw mit Druckgasbehältern (circa 0,9 \$/kg beziehungsweise 0,81 €/kg). Insofern bestehen für die Nahverteilung zwei Optionen: gasförmig per Lkw oder per Pipeline. Was die beste Lösung ist, richtet sich nach den Gegebenheiten vor Ort. Trotz des hohen Energieaufwandes bei der Verflüssigung ist ein Transport von flüssigem Wasserstoff (LH<sub>2</sub>) mittelfristig dann sinnvoll, wenn LH<sub>2</sub> direkt zur Betankung von Fahrzeugen eingesetzt wird (zum Beispiel für Lkw mit hoher Fahrleistung) beziehungsweise Wasserstoff auch in flüssiger Form importiert wird. Zudem ist der Transport nur kleiner Mengen LH<sub>2</sub> über relativ weite Distanzen in einem Übergangsszenario wirtschaftlicher als die anderen beiden Optionen.

In Summe kämen für den günstigeren Transport von Gas Kosten in Höhe von 0,99 bis 1,53 €/kg für die Verteilung von Wasserstoff zum Tragen. Die AG 5 errechnet für ein voll umgesetztes Pipelinenetz für Wasserstoff 0,43 €/kg Transportkosten.<sup>44</sup>

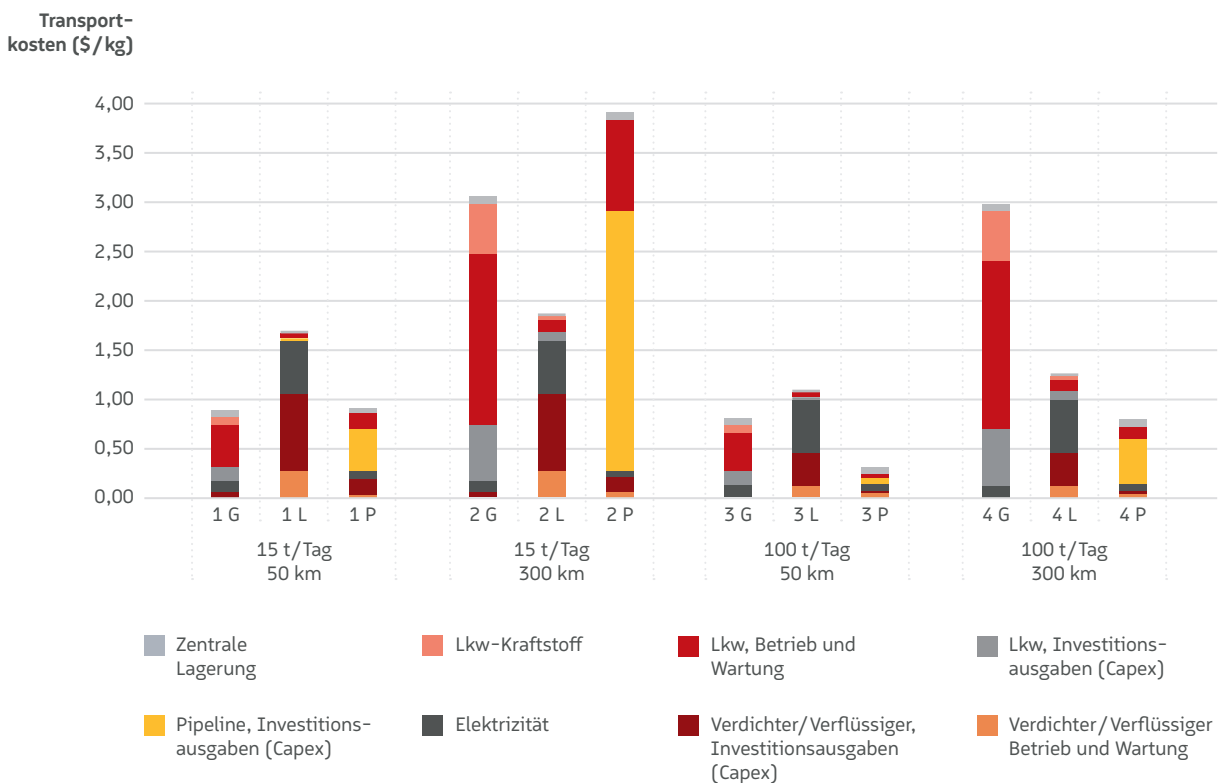


Abbildung 4: Zusammensetzung der Transportkosten für Wasserstoff, G=Gas, L= Flüssig, P=Pipeline<sup>45</sup>

<sup>43</sup> University of California (2007): Determining the Lowest-Cost Hydrogen Delivery Mode.  
<sup>44</sup> NPM (2019): Roadmap PtX.  
<sup>45</sup> University of California (2007): Determining the Lowest-Cost Hydrogen Delivery Mode, S. 16.

Der Bedarf an Wasserstofftankstellen beziehungsweise -zapfstellen ist abhängig von der Marktdurchdringung von Brennstoffzellenfahrzeugen (Fuel Cell Electric Vehicle, FCEV). Derzeit (Stand 03/2020) befinden sich in Deutschland 82 Wasserstofftankstellen in Betrieb und 23 in Realisierung. Standorte sind entlang der Hauptverkehrsrouten sowie in Ballungsräumen. Der Bedarf für den Schwerlastverkehr im Jahr 2030 wird mit 200 bis 400 Tankstellen an den Hauptverkehrsrouten angenommen, wobei die Anzahl an Zapfstellen je Tankstelle mit erhöhter Fahrzeugzahl ansteigen muss. Für die im Zielkorridor der AG 1 maximal angenommene Anzahl an Brennstoffzellenfahrzeugen von 1,8 Mio. im Jahr 2030 beläuft sich der Bedarf auf 500 Tankstellen, die für den Fahrzeughochlauf eine annähernd flächendeckende Infrastruktur darstellen und so für ausreichend Akzeptanz sorgen würden.

Die Kosten von Wasserstofftankstellen werden mit 1 Mio. € (1 Zapfstelle) bis circa 3 Mio. € (8 Zapfstellen) bei 1.000 kg/Tag Betankungskapazität angenommen.<sup>46</sup>

Das Energieministerium der Vereinigten Staaten (US DOE) erwartet einen Rückgang der Brennstoffzellensystemkosten auf 43,5 €/kW bei einem Produktionsvolumen von 100.000 Systemen im Jahr 2020, die Stackkosten tragen 22 \$/kW beziehungsweise 20 €/kW zu den Kosten bei.<sup>47</sup> Für ein 95-kW-System, wie es beispielsweise im Hyundai Nexu verbaut ist, ergäben sich also Kosten in Höhe von 4.200 €. Hinzu kommt der 700-bar-Hochdrucktank, der bei einer Produktionszahl von 100.000 Stück pro Jahr noch mit fast 114,5 €/kWh gespeicherter Energie, also 2.660 € für ein 5,5 kg Wasserstoff fassendes Tanksystem (vgl. Toyota Mirai I 5 kg, Hyundai Nexu 6,33 kg), zu den Fahrzeugkosten beiträgt.<sup>48</sup>

Aufgrund der Erfahrungen in den verschiedenen Demonstrationsprojekten (zum Beispiel JIVE 1 und 2 mit 300 Bussen in Europa) kann von einer Reduktion der Anschaffungskosten für Busse auf einen Bereich von 380.000 bis 450.000 € in den Jahren 2020 bis 2025 gerechnet werden.<sup>49</sup> Erste Serienfertigungen von Brennstoffzellenbussen werden ab 2020 von einem portugiesischen Hersteller gestartet.

Im Lkw-Bereich liegen weniger Erfahrungen vor. Verschiedene Entwicklungspartnerschaften haben jedoch bereits erste Prototypen auf die Straße gebracht. Für 2022 sollen allerdings bereits 35.000 Fahrzeuge pro Jahr produziert werden. Busse und Lkw werden häufig mit 350-bar-Tanks bestückt, die spezifisch günstiger sind als die 700-bar-Tanks der Pkw. Validierte Kosteninformationen werden erst zur Verfügung stehen, wenn wenigstens bei einem Hersteller die Serienproduktion angelaufen ist.

## 4.2 TECHNOLOGIEREIFE, FORSCHUNGSBEDARF BEI BRENNSTOFFZELLEN

Zurzeit gibt es noch nicht viele Fahrzeugmodelle mit Brennstoffzellenantrieb. Der Bestand ist dementsprechend, nicht nur in Deutschland, gering. Die Anschaffungskosten sind hingegen hoch. Derzeit werden Straßenfahrzeuge mit Brennstoffzellenantrieb nur in kleinen Serien oder als Technologieträger hergestellt. Zumindest einige Automobilhersteller haben den Einstieg in die Serienfertigung mit einigen 10.000 Fahrzeugen pro Jahr ab 2020 angekündigt.<sup>50</sup>

<sup>46</sup> Ludwig-Bölkow-Stiftung (2019): Infrastrukturbedarf E-Mobilität, S. 17.

<sup>47</sup> US Department of Energy (2017): DOE Hydrogen and Fuel Cells Program Record, S. 1ff., [https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/17007\\_fuel\\_cell\\_system\\_cost\\_2017.pdf](https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/17007_fuel_cell_system_cost_2017.pdf) [12.03.2019]; US Department of Energy (2018): 2018 Cost Projections of PEM Fuel Cell Systems for Automobiles and Medium-Duty Vehicles, [https://www.energy.gov/sites/prod/files/2018/04/f51/fcto\\_webinarslides\\_2018\\_costs\\_pem\\_fc\\_autos\\_trucks\\_042518.pdf](https://www.energy.gov/sites/prod/files/2018/04/f51/fcto_webinarslides_2018_costs_pem_fc_autos_trucks_042518.pdf), [12.03.2020.]

<sup>48</sup> US Department of Energy (2016): Final Report: Hydrogen Storage System Cost Analysis.

<sup>49</sup> EMCEL - Ingenieurbüro für Brennstoffzelle, Wasserstofftechnologie und Elektromobilität, <https://emcel.com/de/preise-fuer-brennstoffzellenbusse/> [12.03.2020].

<sup>50</sup> Ludwig-Bölkow-Systemtechnik/dena (2017): E-Fuels Study. The potential of electricity-based fuels for low-emission transport in the EU; Toyota Europe Newsroom (2018): Toyota moves to expand mass production of fuel cell stacks and hydrogen tanks towards ten-fold increase post 2020, <https://newsroom.toyota.eu/toyota-moves-to-expand-mass-production-of-fuel-cell-stacks-and-hydrogen-tanks-towards-ten-fold-increase-post-2020/> [10.03.2020]



Sobald eine Großserienreife der Fahrzeuge erreicht wird, werden aufgrund von Skaleneffekten voraussichtlich auch die Kosten sinken. Wasserstoffherzeugung, -distribution sowie Brennstoffzellenantriebssysteme sind funktional marktreif. Das Technology Readiness Level (TRL) wurde bereits 2017 als 8 angenommen.<sup>51</sup>

Es gibt allerdings noch weiteren Bedarf an Forschung und Entwicklung der Brennstoffzellentechnologie betreffend folgende Themenfelder:

- Technologien in der Wasserstoffkette (Erzeugung zentral/dezentral, Elektrolyseure, Speicherung, Verdichtung, Verflüssigung, LOHC, Transport und Betankungstechnologie)
- Anwendung in weiteren Verkehrsträgern (Schiffe, Flugzeuge, schwere Nutzfahrzeuge, Zweiräder etc.)
- Potenzial von Wasserstoff in der Kraft-Wärme-Kopplung
- Einbindung von Wasserstofffahrzeugen als mobile Energieträger in das Stromnetz
- Effizienzsteigerung von Brennstoffzellen
- Alterungsverhalten von Brennstoffzellen
- Dynamisches Verhalten von Brennstoffzellen
- Regelung von Brennstoffzellen
- Fertigung und Standardisierung von Brennstoffzellenkomponenten
- F&E zu Brennstoffzellensystemen für die Luftfahrt, die Schiene und die Schifffahrt.

## 4.3 CO<sub>2</sub>-MINDERUNGSPOTENZIAL

Die Höhe des CO<sub>2</sub>-Minderungspotenzials hängt im Wesentlichen von der Anzahl der Bestandsfahrzeuge im Jahr 2030 ab. Die Rahmenbedingungen für den Hochlauf der Wasserstoffmobilität entwickeln sich zurzeit dynamisch und sind nur schwer abschätzbar. Die in der AG 2 vertretenen Mitglieder können aktuell aus Gründen des derzeitigen Entwicklungs- und Industrialisierungsstandes, der nicht abgeschlossenen Marktbewertungen sowie der noch auszubauenden Wasserstoffinfrastruktur mit grünem Wasserstoff parallel zur Elektromobilität keine belastbare realistische Abschätzung zum erreichbaren Marktvolumen bis 2030 und danach nennen. Darüber hinaus müssen auch wettbewerbsrechtliche Gründe bei einer solchen Betrachtung beachtet werden. Ein möglicher Hochlauf kann jedoch aus Annahmen abgeleitet werden. Die Annahmen berücksichtigen die Aktivitäten deutscher Hersteller sowie Importe, insbesondere asiatischer und gegebenenfalls US-amerikanischer Hersteller. Der Hochlauf kann mit Angaben mit Zielgrößen von FCEV-Fahrzeugen plausibilisiert werden. Je nachdem von welcher Entwicklung der Rahmenbedingungen ausgegangen wird, divergieren die Abschätzungen zu den Hochläufen. In der AG 2 sind daher mehrere Ansichten über die Entwicklung der Wasserstoffmobilität vertreten:

Die von der AG 1 maximal ermittelte Anzahl an Pkw von 1,8 Mio. im Jahr 2030 wird von der AG 2 als äußerst unwahrscheinlich eingeschätzt. Einige Vertreterinnen und Vertreter der AG 2 halten stattdessen ein Potenzial von deutlich weniger als 350.000 Pkw und weniger als 30.000 Nfz im Jahr 2030 für theoretisch denkbar. Es wird jedoch nicht damit gerechnet, dass sich die Anteile an der Gesamtflotte dynamisch erhöhen.

<sup>51</sup> Wuppertal Institut (2017): Wasserstoff - Energie der Zukunft?

Mitglieder der Fokusgruppe 2 „Wasserstoff und Brennstoffzelle“ gehen jedoch von einem schnellen Markthochlauf ab 2030 aus und kommen daher zu einer deutlich positiveren Einschätzung: Die Fokusgruppe nimmt für das Jahr 2030 eine Flottengröße von 350.000 Brennstoffzellen-Pkw und bis zu 100.000 Nutzfahrzeugen mit Brennstoffzellenantrieb an. Sie geht davon aus, dass sich der Anteil von Brennstoffzellenfahrzeugen an der Gesamtflotte danach deutlich erhöht: Für das Jahr 2035 werden 1,4 Mio. Brennstoffzellen-Pkw und 0,4 Mio. mit Wasserstoff betriebene Nutzfahrzeuge als realistisch angesehen.

Das Potenzial von Brennstoffzellenfahrzeugen zur Einsparung von CO<sub>2</sub>-Emissionen wird generell als hoch eingeschätzt (in der Regel deutlich höher als für die gleiche Anzahl an Batteriefahrzeugen), da eher Fahrzeuge mit hoher täglicher und jährlicher Laufleistung ersetzt werden, wie gewerbliche Fahrzeugflotten, Fernbusse und Lkw. Das Potenzial wird in Tabelle 2 verdeutlicht.

Annahmen einiger Vertreterinnen und Vertreter der AG 2			Annahmen FG 2		
Jahr	Pkw	Nfz	Jahr	Pkw	Nfz
2025	<< 30.000	< 10.000	2025	30.000	< 10.000
2030	<< 350.000	< 30.000	2030	350.000	< 100.000
2035	<< 1,4 Mio.	< 400.000	2035	1,4 Mio.	400.000

< = weniger als << = deutlich weniger als

Tabelle 2: Möglicher Hochlauf der Brennstoffzellen-Fahrzeugzahlen  
Quelle: eigene Erstellung

Mit einer Flotte von nur 1,8 Mio. verschiedenen Fahrzeugen (1,4 Mio. Pkw hoher Laufleistung und 400.000 Nutzfahrzeugen) sind Einsparungen in Höhe von 9,8 Mio. t CO<sub>2</sub> möglich (Benchmark sind modernste Fahrzeuge, zum Beispiel schwere Nfz mit nur 25 l Dieselverbrauch/100 km). Wenn 2030 beispielsweise 25 % dieser Flotte realisiert werden, betragen die Einsparungen 2,45 Mio. t CO<sub>2</sub> pro Jahr. Der zeitliche Übergang von Wasserstoff aus der Dampfreformierung mit 100 g CO<sub>2</sub>-Emissionen pro MJ Wasserstoff bis hin zu rechnerisch emissionsfreiem aus grünem Strom erzeugten Wasserstoff ist in Abbildung 5 anhand der Pkw-Flotte von 350.000 Pkw mit der Standard-Jahresfahrleistung von 14.653 km dargestellt. Unberücksichtigt blieb hierbei der energetische Aufwand für den Transport des Wasserstoffs und den Betankungsprozess, der nach dem heutigen Stand der Technik durchaus zu einer 10%igen oder sogar 20%igen Erhöhung des Energiebedarfs führen kann, je nach Technologie, Auslastung der Tankstelle und Außentemperatur.<sup>52</sup>

<sup>52</sup> Rothuizen, E./Rokni, M. (2014): Optimization of the overall energy consumption in cascade fueling stations for hydrogen vehicles, in: International Journal of Hydrogen Energy 39, S. 582-592.

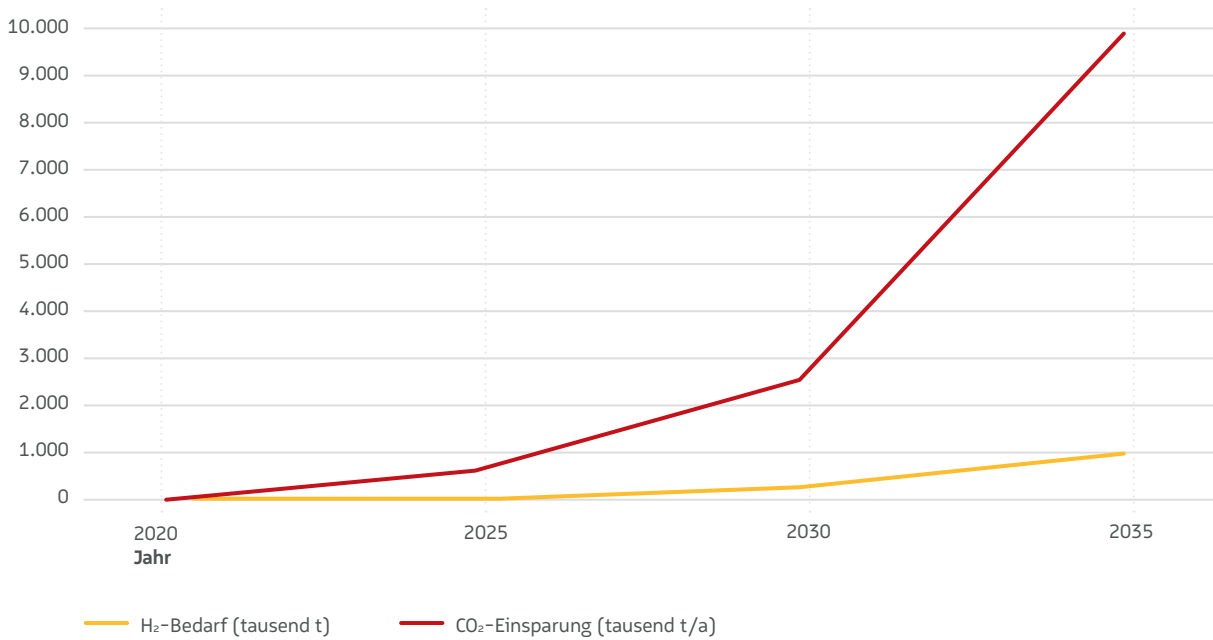


Abbildung 5: Möglicher zeitlicher Hochlauf des Wasserstoffbedarfs sowie des CO<sub>2</sub>-Einsparpotentials unter optimistischen Annahmen  
 Quelle: eigene Erstellung

Weitere erhebliche CO<sub>2</sub>-Minderungspotenziale wären erreichbar, wenn bei der Dampfreformierung neben dem Wasserstoff auch der Kohlenstoff abgespaltet werden kann.

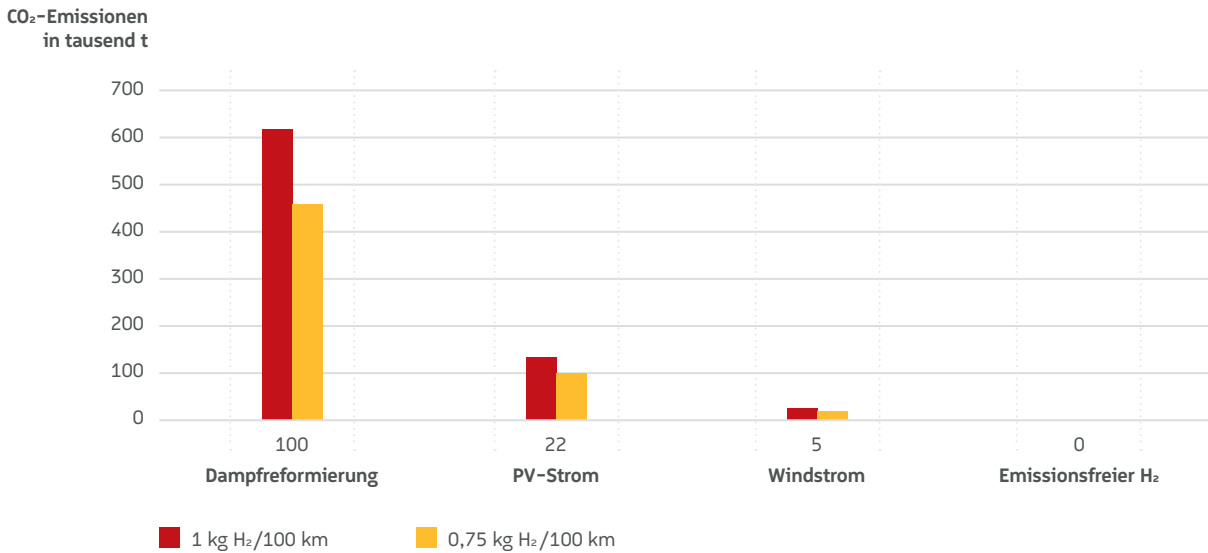


Abbildung 6: Emissionseinsparungen durch Wasserstoffmobilität  
 Quelle: eigene Erstellung

350.000 Mio. Pkw mit der Standard-Jahresfahrleistung von 14.653 km in Abhängigkeit von dem Wasserstoffherstellungspfad (Dampfreformierung mit 100 g CO<sub>2</sub>/MJ, PV-Strom mit 22 g CO<sub>2</sub>eq/MJ und Windstrom mit 5 g CO<sub>2</sub>eq [MJ Wasserstoff])

## 4.4 FÖRDERUNG, RECHTLICHE RAHMENBEDINGUNGEN

Zur Förderung der Wasserstoffmobilität eignen sich verschiedene Werkzeuge. Eine Beibehaltung oder Ausweitung des „Umweltbonus“ (Richtlinie zur Förderung des Absatzes von elektrisch betriebenen Fahrzeugen) stellt eine Möglichkeit zur Steigerung des Fahrzeugabsatzes durch wirtschaftliche Entlastung der Kundin oder des Kunden dar. Analog zum Ausbau der elektrischen Ladeinfrastruktur bedarf es eines Konzepts für den Ausbau der Tankstelleninfrastruktur für entsprechende Pkw und Lkw.

Die Elektrolyse von grünem Wasserstoff (Elektrolyse mit EE-Strom) und die Wasserstoffmobilität können außerdem durch folgende weitere Maßnahmen gefördert werden:

- Prüfung einer EEG-Umlagebefreiung von Elektrolysestrom (vgl. EEG 2017); Dies wird von einigen Vertreterinnen und Vertretern der AG 2 unter gesamtsystemischer Sicht kritisch gesehen.
- Steigerung der Nachfrage nach grünem Wasserstoff durch Verwendung in der Herstellung von Kraftstoffen
- Förderung des Aufbaus von Elektrolyseuren
- Fortsetzung des Nationalen Investitionsprogramms Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie des BMVI (NIP II)
- Förderung der Verwendung von Wasserstoff in der Intralogistik
- Ausbau des Anteils von erneuerbaren Energien im Stromsektor.

## 4.5 ABSCHÄTZUNG DES INVESTITIONSBEDARFS

Zur Erreichung des Ziels von 500 Wasserstofftankstellen bis 2030 sind, ausgehend vom heutigen Stand, Investitionen in Höhe von 0,4 bis 1,2 Mrd. € notwendig (abhängig von der Anzahl der Zapfstellen der einzelnen Tankstellen).<sup>53</sup>

Um die von der AG 1 angenommene maximale Anzahl von 1,8 Mio. Brennstoffzellen-Pkw THG-emissionsarm anzutreiben, werden etwa 270.000 t mit erneuerbaren Energien erzeugter Wasserstoff benötigt. Wird eine jährliche Betriebsdauer von 4.000 Stunden (analog zu AG 5) der Elektrolyseure angenommen, ergibt sich ein Bedarf von etwa 3,6 GW installierter Elektrolyseleistung im Jahr 2030. Es wird eine Reduzierung der Investitionsausgaben für Elektrolyseure von derzeit 800 €/kW auf circa 500 €/kW im Jahr 2030 angenommen.

<sup>53</sup> FVV (2018): Energiepfade für den Straßenverkehr der Zukunft. Optionen für eine klimaneutrale Mobilität im Jahr 2050, S. 16ff.

Legt man eine Anzahl an Brennstoffzellen-Pkw von 350.000 und eine Anzahl an Nutzfahrzeugen von 100.000 für das Jahr 2030 zugrunde, ergibt sich je nach Fahrzeugeffizienz ein Wasserstoffbedarf von 175.000 bis 225.000 t Wasserstoff, woraus bei 4.000 Betriebsstunden der Elektrolyseure in direkter Kopplung mit Windenergieanlagen eine Elektrolyseleistung von 2 bis 2,6 GW resultiert, womit sich ein Investitionsbedarf von 1,1 bis 1,5 Mrd. € ergibt. Der zusätzliche Strombedarf für die Elektrolyseure beläuft sich auf 8,3 bis 10,7 TWh entsprechend 1,7 bis 2,0 % des Jahresstromverbrauchs Deutschlands im Jahr 2018 von 527 TWh.

Eine weitere Betrachtung zur Elektrolyse enthält die PtX-Roadmap der AG 5 unter anderem zum Thema Nutzung von Überschussstrom.

Um entsprechende Wasserstoffmengen temporär zu erzeugen, aber stetig zur Verfügung stellen zu können, ist die Nutzung großer Gasspeicher erforderlich. Die Technologie wurde und wird auch weiterhin eingehend untersucht. Der Kostenbeitrag für die Ein- und Ausspeicherung zu den Wasserstoffkosten wird als gering eingeschätzt und in Zukunft – ebenso wie die Transport- und Verteilungskosten – auf den Wasserstoffpreis umgelegt werden. Es kann von Wasserstoffgestehungskosten von circa 3,7 bis 5,7 €/kg (Abbildung 2, S. 13) ausgegangen werden, zu denen noch Kosten für Verteilung und Speicherung in der Größenordnung von 1,50 €/kg hinzukommen, wenn von der Nutzung existierender Gaskavernen und Umnutzung von Erdgaspipelines ausgegangen wird. Bei Neubau von Pipelines oder anderen Transportmodalitäten können weitere 0,5 €/kg hinzukommen (siehe Abbildung 4), sodass sich ein Wasserstoffgestehungspreis am Ort der Verbraucherin oder des Verbrauchers von 5,20 bis 7,70 €/kg ergibt.

Der gesamte Investitionsbedarf setzt sich aus den Kosten für die Elektrolysekapazitäten (1,1 bis 1,5 Mrd. €) und den Kosten für die Tankstelleninfrastruktur (0,4 bis 1,2 Mrd. €) zusammen und somit circa 1,5 bis 2,7 Mrd. € für die Fahrzeugflotte von 350.000 Pkw und 100.000 Nutzfahrzeugen.

# 5 RAHMENBEDINGUNGEN FÜR VERBRENNUNGSMOTOREN MIT ALTERNATIVEN KRAFTSTOFFEN

Der Anteil erneuerbarer Energieträger im Verkehr wird heute in erster Linie über biomassebasierte Kraftstoffe realisiert. 2018 deckten sie 5 % des Kraftstoffbedarfs in Deutschland (bezogen auf den Energiegehalt) beziehungsweise circa 120 PJ.<sup>54</sup> Dies entspricht Einsparungen in Höhe von etwa 9,5 Mio. t CO<sub>2</sub>.<sup>55</sup> Der größte Teil von biomassebasierten Kraftstoffen (3,3 % des Kraftstoffbedarfs) stammt momentan aus Anbaubiomasse (Nahrungsmittel-/Futterrohstoffe). Aufgrund des hohen Anteils von verbrennungsmotorisch betriebenen Pkw im Markt und in der Bestandsflotte 2030 und darüber hinaus (mindestens 35,3 Mio. Pkw mit Verbrennungs- und 3,2 Mio. Pkw mit Plug-in-Hybridmotor)<sup>56</sup> können mit dem Einsatz von alternativen Kraftstoffen CO<sub>2</sub>-Emissionen unmittelbar und erheblich gesenkt werden. Auch für Hybridantriebe und Plug-in-Hybridantriebe können alternative Kraftstoffe zur Senkung der CO<sub>2</sub>-Emissionen beitragen. Flüssige alternative Kraftstoffe – erneuerbar auf der Basis von Biomasse und/oder erneuerbarem Strom – können unter Einhaltung der bestehenden Kraftstoffnormen<sup>57</sup> sofort im heutigen Pkw- und Lkw-Fahrzeugbestand eingesetzt werden und sind mit einigen Ausnahmen (zum Beispiel Wasserstoff, Methanol) mit der heutigen Infrastruktur weitestgehend kompatibel. Des Weiteren können alternative flüssige Kraftstoffe nicht für alle Anwendungsfälle komplett ersetzt werden und sind somit auch langfristig unverzichtbar. Für die künftig benötigte Kraftstoffmenge sind mehrere Faktoren zu berücksichtigen: Durch die fortschreitende Elektrifizierung des Fahrzeugparks (BEV und PHEV) sinkt der Gesamtkraftstoffbedarf um bis zu 20 % bis 2030. Durch eine weitere Erhöhung der Effizienz von verbleibenden (teil-)verbrennungsmotorischen Antrieben und Fahrzeugen, auch aufgrund der zu erwartenden Verteuerung der Kraftstoffe (durch Beimischung nachhaltiger Kraftstoffe und Besteuerung) und der Flottenemissionsvorgaben in der EU, sinkt der Kraftstoffbedarf pro Fahrzeug. Der effektive Wirkungsgrad des Verbrennungsmotors kann durch angepasste Brennverfahren und durch Hybridisierung des Antriebsstrangs auf über 50 % (bis 2030) gesteigert werden.<sup>58</sup> Dies entspricht, bezogen auf heutige Realverbräuche, Effizienzverbesserungen von 10 bis 15 % in einer jeweiligen Fahrzeugklasse und circa 15 Mio. t CO<sub>2</sub>eq.<sup>59</sup>

Der Begriff „alternative Kraftstoffe“ umfasst zunächst alle Kraftstoffe, die nicht auf Rohölbasis hergestellt werden, und bezieht damit auch Kraftstoffe aus fossilem Erdgas ein (CNG/LNG, GtL sowie konventionell erzeugter Wasserstoff).

Bei der Herkunft und den Mengenpotenzialen nicht fossiler alternativer Kraftstoffe wird üblicherweise nach biomassebasierten und strombasierten Kraftstoffen differenziert, wobei auch die Kombination beider Verfahren vorteilhaft möglich ist. Für biomassebasierte Kraftstoffe muss zwischen konventionellen Biokraftstoffen aus Anbaubiomasse (Nahrungsmittel- und Futterrohstoffen) und fortschrittlichen Biokraftstoffen unterschieden werden. Bis 2030 ist die realistisch absehbare darstellbare Kraftstoffmenge von biomassebasierten Kraftstoffen aus techno-ökonomischen

<sup>54</sup> Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (2018): Kraftstoffverbrauch in Deutschland, <https://mediathek.fnr.de/biokraftstoffe-in-deutschland.html>. [10.03.2020].

<sup>55</sup> VDB (2019): Treibhausgaseinsparungen durch Biokraftstoffe steigen deutlich, <http://www.biokraftstoffverband.de/index.php/detail/items/treibhausgaseinsparungen-durch-biokraftstoffe-steigen-deutlich.html> [11.03.2020]; ohne Berücksichtigung von ILUC.

<sup>56</sup> NPM (2019): Wege zur Erreichung der Klimaziele 2030 im Verkehrssektor.

<sup>57</sup> Siehe Tabelle 5 im Anhang.

<sup>58</sup> Österreichischer Verein für Kraftfahrzeugtechnik ÖVK (2019): Antriebssysteme im Wandel, Tagungsbericht, S. 17, [https://wiener-motorensymposium.at/fileadmin/Media/Motorensymposium/Symposien/Kurzberichte/39\\_2018.pdf](https://wiener-motorensymposium.at/fileadmin/Media/Motorensymposium/Symposien/Kurzberichte/39_2018.pdf), [12.03.2020].

<sup>59</sup> Überschlagsrechnung. Realverbrauch 2017: 47.000 Mio. l Benzin und Diesel (UBA): ca. 120 Mio. t CO<sub>2</sub>, davon 10 %: 12 Mio. t CO<sub>2</sub>.

Gründen deutlich höher als das von strombasierten Kraftstoffen (PtX). Nach 2030 können strombasierte Kraftstoffe allerdings verstärkt verfügbar sein.

Weitere Optionen, wie solarthermische Kraftstoffe, sind nach 2030 voraussichtlich ebenfalls verfügbar. Hierbei muss die erforderliche Energie nicht notwendigerweise innerhalb Deutschlands erzeugt werden, sondern kann, insbesondere in Form bereits hergestellter synthetischer Kraftstoffe, auch importiert werden, zum Beispiel aus Staaten mit günstigen Bedingungen für Wind- und Wasserkraft sowie aus sonnenreichen Staaten.<sup>60</sup>

## 5.1 ALTERNATIVE KRAFTSTOFFE AUS FOSSILEN QUELLEN: CNG/LNG UND GTL

Alternative Kraftstoffe aus fossilen Quellen können ebenfalls den CO<sub>2</sub>-Ausstoß reduzieren. Die wichtigsten Stellhebel sind hier die chemische Zusammensetzung (Kohlenstoff-Wasserstoff-Verhältnis) und die effizientere Verbrennung in einem Verbrennungsmotor beziehungsweise in einer Gasturbine.

Alternative Kraftstoffe aus fossilen Quellen umfassen komprimiertes oder verflüssigtes Erdgas (CNG beziehungsweise LNG), konventionell erzeugten Wasserstoff sowie Gas-to-Liquid-Kraftstoffe (GtL).

Derzeit existieren verschiedene Ansätze für Wasserstoffverbrennungsmotoren, vor allem im Bereich Blockheizkraftwerk (BHKW) und Nfz. Momentan ist dies allerdings eine Nischenanwendung im Prototypenstadium.

Fossiles Erdgas besteht zum überwiegenden Teil aus Methan und ermöglicht, nach Standard-Emissionswerten der 38. BImSchV<sup>61</sup>, eine CO<sub>2</sub>-Reduktion von bis zu 20 % gegenüber den Kraftstoffen Diesel und Benzin.<sup>62, 63, 64</sup> Das genaue Potenzial der THG-Senkung hängt von verschiedenen Faktoren (Motortechnologie, Methanschluß von Motoren, Transportverluste, Vorkettenemissionen, insbesondere bei Fracking-Gas und anderen) ab, die jedoch teilweise außerhalb des Verkehrssektors bilanziert werden. Erdgas eignet sich für die Beimischung von fortschrittlichen Biokraftstoffen und strombasierten Kraftstoffen, sodass hier ein Übergang zu einer THG-armen Mobilität möglich ist. Für Methan besteht über das Erdgasnetz eine weitverbreitete Infrastruktur. Sowohl CNG als auch LNG weisen einen hohen technischen Entwicklungsstand auf. Besonders CNG ist mit heute circa 900 Tankstellen (alle Angaben gelten in Deutschland) weitverbreitet. LPG (Liquified Petroleum Gas beziehungsweise Autogas) weist heute ebenfalls eine hohe Verbreitung auf, spielt aber in der folgenden Betrachtung keine weitere Rolle. Die Verbreitung von LNG (Liquified Natural Gas) ist noch deutlich geringer als die von CNG. Derzeit gibt es sieben öffentliche LNG-Tankstellen; für die nächsten zwei Jahre sind circa 20 weitere von Betreibern angekündigt worden. Ein Kraftstofflieferant hat angekündigt, bis Mitte der 2020er-Jahre 35 bis 40 LNG-Tankstellen in Deutschland ausschließlich mit Bio-LNG zu betreiben.<sup>65</sup>

<sup>60</sup> World Energy Council Germany/Frontier economics (2018): International Aspects of a Power-To-X-Roadmap, <https://www.frontier-economics.com/media/2642/frontier-int-ptx-roadmap-stc-12-10-18-final-report.pdf> [10.03.2020].

<sup>61</sup> BImSchV (2019): Achtunddreißigste Verordnung zur Durchführung des Immissionsschutzgesetzes, [https://www.gesetze-im-internet.de/bimschv\\_38\\_2017/BjNR389200017.html](https://www.gesetze-im-internet.de/bimschv_38_2017/BjNR389200017.html) [10.03.2020].

<sup>62</sup> Zukunft ERDGAS GmbH (2019): LNG – Flüssiges Erdgas für lange Strecken, <https://www.erdgas.info/erdgas-mobil/alternative-kraftstoffe/lng-als-kraftstoff/> [10.03.2020].

<sup>63</sup> Vergleich CO<sub>2</sub>-Emissionen anhand Realverbräuche (Bsp. VW Golf, 81 kW, Schaltgetriebe, Modelle in der Bauzeit 2015–2019, Realverbrauch pro 100 km; Datenquelle: [spritmonitor.de](http://spritmonitor.de)): Benzin E10 ca. 143 g CO<sub>2</sub>/km (Ø 6,0 l (bei Stichprobengröße von n = 94)), Diesel ca. 140 g CO<sub>2</sub>/km (Ø 5,3 l (n = 290)), CNG H ca. 114 g CO<sub>2</sub>/km (Ø 4,1 kg [n = 298]).

<sup>64</sup> TNO ermittelte in einer Studie für LNG-Lkw im Vergleich zu Diesel-Lkw THG-Einsparungen in Höhe von 8 % (Stadtverkehr) bis 23 % (Autobahn), vgl. Traffic & Transport (2019): Emissions testing of a Euro VI LNG-Diesel dual fuel truck in the Netherlands.

<sup>65</sup> Eurotransport.de (15.01.2020): Shell setzt auf Bio-LNG – 40 Tankstellen für Deutschland, <https://www.eurotransport.de/artikel/shell-setzt-auf-bio-lng-40-tankstellen-fuer-deutschland-11149795.html> [10.03.2020].

Das Referenzszenario der AG 1 prognostiziert 0,4 bis 3 Mio. CNG-Fahrzeuge im Jahr 2030. Aktuell sind knapp 100.000 CNG-Fahrzeuge in Deutschland sowie 1,2 Mio. in der EU (Pkw und Nfz) im Bestand.<sup>66</sup> Nachrüstlösungen sind seit Jahren im Markt verfügbar. Die Bestandszahlen weisen derzeit aber keine nennenswerte Dynamik auf. Modelle diverser Hersteller sind am Markt erhältlich, weitere Hersteller arbeiten derzeit an CNG-Motoren. Als Nutzfahrzeuge sind leichte und schwere Lkw sowie Busse mit CNG-Antrieb erhältlich.

Im Bereich schwere Nutzfahrzeuge (SNF) und Langstreckenverkehr sowie Schifffahrt wird LNG als Kraftstoff derzeit vermehrt eingesetzt. SNF von drei europäischen Herstellern befinden sich im Markt. Sowohl vom BMWi als auch von der EU wird LNG für SNF gefördert. Schadstoffemissionen können mit LNG als Kraftstoff reduziert werden. Gerade Binnenhäfen eignen sich gut als Startpunkt für die Einführung von LNG als Kraftstoff für den Straßenverkehr, da hier oft die entsprechende Infrastruktur bereits vorhanden beziehungsweise im Aufbau ist.<sup>67</sup>

In China beispielsweise werden seit Mitte 2019 stark steigende Verkaufszahlen für schwere LNG-Lkw verzeichnet (85.000 im ersten Halbjahr 2019). GtL-Kraftstoffe spielen im Verkehrssektor momentan nur eine begrenzte Rolle und werden hauptsächlich Premium-Produkten beigemischt. Anwendungsbereiche umfassen zum Beispiel ÖPNV, Bodenverkehr an Flughäfen oder Binnenschiffe. In allen Verkehrsträgern weisen GtL-Kraftstoffe Vorteile in Hinsicht auf Schadstoffemissionen (NOx, Ruß) auf.

Mittel- und langfristig reicht die durch fossile alternative Kraftstoffe zu erreichende CO<sub>2</sub>-Minderung nicht aus, um die Klimaziele zu erreichen. Allerdings eignen sich erdgasbasierte Kraftstoffe sehr gut zur Ergänzung und Substitution durch regenerativ erzeugte Kraftstoffe. Über Power-to-Gas (PtG)- oder Biomass-to-Gas (BtG)-Verfahren kann Methan auch synthetisch erzeugt werden, sodass hier mittels EE ein CO<sub>2</sub>-armer Kreislauf darstellbar ist. Synthetisches Methan kann problemlos in beliebigen Anteilen mit Erdgas gemischt werden, sodass eine sukzessive Substitution des fossilen Kraftstoffs durch synthetischen Kraftstoff möglich ist. Eine Umrüstung existierender Kraftfahrzeuge auf Erdgasbetrieb ist möglich.<sup>68</sup> Bei der Verwendung von CNG beziehungsweise LNG aus fossilem Erdgas werden die Vorkettenemissionen, beispielsweise bei Fracking-Gas, sowie der auftretende Methanschlupf kritisch gesehen. Darüber hinaus sprechen sich einzelne Akteurinnen und Akteure der AG 2 generell gegen die Berücksichtigung von Erdgas für die weitere Minderung von CO<sub>2</sub> aus.<sup>69</sup>

## 5.2 BEDEUTUNG EINER WASSERSTOFFWIRTSCHAFT FÜR SYNTHETISCHE KRAFTSTOFFE

Für synthetische Kraftstoffe wird meist auch eine Wasserstofferzeugungskapazität benötigt, also eine entsprechende EE-Stromerzeugung und Elektrolyseure. Diese Anlagen können gegebenenfalls auch in eine Wasserstoffwirtschaft, wie sie für die Brennstoffzelle notwendig ist, integriert werden. Eine Wasserstoffinfrastruktur mit Verteilnetz wird für strombasierte Kraftstoffe allerdings nicht benötigt, da davon auszugehen ist, dass der benötigte Wasserstoff vor Ort produziert wird.

<sup>66</sup> Bestandsflotte (Stand 1.1.2019) in Deutschland: insg. 96.531 Fzg., davon 80.826 Pkw, 1.115 Busse, 13.823 leichte Nfz und Lkw. Tankstellen (Stand Okt. 2019) in Deutschland: 845 CNG-Tankstellen, 8 LNG-Tankstellen vgl. KBA (2019): Bestand am 1. Januar 2019 nach Fahrzeugklassen, [https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/FahrzeugklassenAufbauarten/2019/2019\\_b\\_fzk/leckdaten.pkw.dusl.html?nn=2725052](https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/FahrzeugklassenAufbauarten/2019/2019_b_fzk/leckdaten.pkw.dusl.html?nn=2725052) [12.03.2020]; Zukunft Erdgas e.V. (2020): Statistiken zu Erdgas-Fahrzeugen und -Tankstellen, <https://zukunft.erdgas.info/gas-statistik/kenndaten-mobilitaet> [10.03.2020]; Europäische Kommission (2013): Clean Power for Transport – Frequently asked Questions.

<sup>67</sup> Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2019): Wie viel Gas geben wir?, <http://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2019/03/Meldung/topthema.html>. [10.03.2020].

<sup>68</sup> Van Bayhuysen, R. (Hrsg.) (2015): Erdgas und erneuerbares Methan für den Fahrzeugantrieb. Wege zur klimaneutralen Mobilität.

<sup>69</sup> Agora Verkehrswende (2019): Klimabilanz von strombasierten Antrieben und Kraftstoffen.



## 5.3 HERSTELLUNG UND VERFÜGBARKEIT ALTERNATIVER KRAFTSTOFFE

Weltweit bestehen derzeit Produktionskapazitäten für biomassebasierte Kraftstoffe im Umfang von circa 4.800 PJ pro Jahr, in Deutschland sind es mehr als 200 PJ pro Jahr. Biokraftstoffe (respektive die relevanten Rohstoffe und mit der Kraftstoffherstellung einhergehende Koppel-/Nebenprodukte) werden international gehandelt. Heute in Deutschland eingesetzte Biokraftstoffe umfassen vor allem Biodiesel/FAME<sup>70</sup> sowie Bioethanol<sup>71</sup>. Darüber hinaus kommen HVO/HEFA via Hydrotreatment von pflanzlichen und tierischen Ölen und Fetten sowie Biomethan aus Reststoffen zum Einsatz. Den, insbesondere für Biokraftstoffe aus Anbaubiomasse relevanten, Aspekten der direkten und indirekten Landnutzungsänderung wird über die Vorgaben der RED/RED II Rechnung getragen (vor allem Treibhausgaskriterium und Mengengrenzung für konventionelle Kraftstoffe aus Rohstoffen, die auch die Nahrungs- und Futtermittel bedienen).

Die verfügbare Datenlage zum Einfluss von indirekten Landnutzungsänderungen (ILUC) weist eine sehr große Spreizung auf,<sup>72</sup> sodass eine genaue Bewertung schwierig ist.

Unter fortschrittlichen Kraftstoffen werden Kraftstoffe verstanden, die ausgewählte Rohstoffe einsetzen.<sup>73</sup> Mit Ausnahme einiger kommerziell verfügbarer Anlagen zur Produktion von zum Beispiel Biomethan aus Reststoffen und HVO/HEFA aus Biorohölen gibt es zur Herstellung von fortschrittlichen Kraftstoffen in erster Linie Pilot- und Demonstrationsanlagen, wie für Bioethanol aus Lignocellulose und synthetische Kraftstoffe (wie BtL).

BtX- und WtX-Kraftstoffe sind nicht zwingend von der Erweiterung der Verfügbarkeit erneuerbaren Stroms abhängig und könnten einen wichtigen Beitrag zu den Klimaschutzzielen 2030 leisten.

Für strombasierte Kraftstoffe existieren zwei Pfade: Power-to-Gas (PtG, Herstellung von H<sub>2</sub> oder synthetischem Erdgas) und Power-to-Liquid (Fischer-Tropsch, Methanol, D/OME, MtG). Die Herstellung von Wasserstoff und Methanol weist eine hohe technische Reife auf. Synthetische Kraftstoffe haben den Vorteil, dass sie, im Gegensatz zu Wasserstoff, ohne Einschränkung mit der heutigen Tankinfrastruktur für konventionelle Kraftstoffe kompatibel sind. Um mit strombasierten Kraftstoffen eine THG-Minderung zu erreichen, ist ein gegenüber dem Strombedarf für Elektromobilität deutlich erhöhter Zubau von EE-Erzeugungskapazitäten zwingend notwendig. Ebenso müssen entsprechende Nachhaltigkeitskriterien definiert werden.

Über den Fischer-Tropsch-Prozess können strombasierte flüssige Kraftstoffe wie Benzin, Diesel und Kerosin erzeugt werden, die aus technischer Sicht voll mit der bestehenden Infrastruktur (Fahrzeugantriebe, Tankstellen) kompatibel sind. Heutige Limitierungen der Beimischung bestehen vor allem aufgrund von Kraftstoffnormen.

Dagegen sind für den Methanolphad Anlagenkonzepte für sehr große Mengen von Methanol verfügbar.<sup>74</sup> Aus Methanol als Zwischenprodukt können über unterschiedliche Prozesse weitere Kraftstoffe<sup>75</sup> hergestellt werden. Methanol kann aber auch direkt im angepassten Verbrennungsmotor verbrannt werden. Methanol eignet sich sehr gut als Energieträger für einen Import von regenerativ erzeugter Energie.

<sup>70</sup> Herstellung via Ver-/Umesterung von pflanzlichen und tierischen Ölen und Fetten.

<sup>71</sup> Herstellung via Fermentation von Zuckern aus stärke- und zuckerhaltigen Rohstoffen.

<sup>72</sup> Europäische Kommission (2015): Reporting requirements on biofuels and bioliquids stemming from the directive (EU) 2015/1513.

<sup>73</sup> Derzeit gemäß 38. BImSchV, Anlage 1 respektive in der Umsetzung der RED II gemäß Anhang IX Teil A.

<sup>74</sup> Chemietechnik. Fachinformation für Entscheider (26.06.2018): Thyssenkrupp bringt großindustrielle Wasserelektrolyse auf den Markt, <https://www.chemietechnik.de/thyssenkrupp-bringt-grossindustrielle-wasserelektrolyse-auf-den-markt/> [12.03.2020].

<sup>75</sup> DME (Dimethylether), OME (Oxymethylenether), MtG (Methanol-to-Gasoline; Benzin), Diesel und Kerosin.

Für die gesamte Herstellungskette von flüssigen strombasierten Kraftstoffen existieren bislang nur Pilotanlagen und noch keine großen Produktionsanlagen. Für die im Jahr 2030 in Deutschland zur Verfügung stehende Menge an strombasierten Kraftstoffen existieren bislang wenige Studienergebnisse und unterschiedliche Expertenmeinungen. Die optimistischsten Annahmen gehen für das Jahr 2030 von einer Kraftstoffmenge in Deutschland – mit Produktionsstätten überwiegend im Ausland – von bis zu 190 PJ pro Jahr aus, wenn hierfür die entsprechenden Rahmenbedingungen und Anreize gesetzt werden. Dementsprechend müssten Erzeugungskapazitäten erst noch aufgebaut werden. Ein möglicher Hochlauf ist im folgenden Kapitel skizziert. Die verfügbare Kraftstoffmenge wird ohne entsprechende Erzeugungskapazitäten und Förderung deutlich geringer als 190 PJ pro Jahr ausfallen.<sup>76</sup>

Alle PtX-(Zwischen-)Produkte könnten in Ländern erzeugt werden, in denen große Potenziale für Solar- oder Windenergie existieren, und zur direkten Nutzung oder Weiterverarbeitung zu Kraftstoffen und Synthesebausteinen der Chemie nach Deutschland transportiert werden.

Solare Kraftstoffe werden über einen solarthermischen Prozess erzeugt und sind nicht strombasiert. Sie benötigen als Rohstoffe lediglich Wasser und Kohlenstoffdioxid (zum Beispiel aus der Atmosphäre). Für künftige Großanlagen werden pro GW thermischer Leistung etwa 5 PJ Kraftstoffproduktion pro Jahr prognostiziert. Bisher gibt es keine großen kommerziellen Anbieter. Erste Start-ups sind jedoch am Markt. Bis zum Jahr 2030 können größere Demonstrationsanlagen aufgebaut werden, die etwa 0,15 bis 0,3 PJ pro Jahr produzieren.

## 5.4 MARKTHOCHLAUF ALTERNATIVER KRAFTSTOFFE

Um die zur Einhaltung der Klimaziele nötigen Mengen regenerativer Kraftstoffe in den Verkehr zu bringen, ist ein entsprechender Ausbau der Erzeugungskapazitäten notwendig.

Im Verkehr wurden im Jahr 2018 in Deutschland circa 120 PJ Biokraftstoffe eingesetzt (davon circa 41 PJ basierend auf Altspeiseölen/-fetten und circa 1 PJ auf Reststoffen).<sup>77</sup> Biokraftstoffe werden international gehandelt. Auch Deutschland importiert (derzeit unter anderem HVO/HEFA) und exportiert Biokraftstoffe (derzeit vor allem Biodiesel/FAME). Für die Bereitstellung von Biokraftstoffen aus Rohstoffen, die auch den Nahrungs- und Futtermittelsektor bedienen, und aus Altspeise- und tierischen Ölen/Fetten existieren umfangreiche Kapazitäten am Markt.<sup>78</sup>

Unter Berücksichtigung des jeweiligen derzeitigen technischen Entwicklungsstandes sind in Europa bis 2030 weitere industrielle Anlagen zur Produktion von fortschrittlichen Biokraftstoffen wie Biomethan, Bioethanol und HVO/HEFA zu erwarten.<sup>79</sup> Diese werden sich hinsichtlich der jeweils eingesetzten Rohstoffe (nach RED II, Anhang IX), des spezifischen Anlagendesigns und der Koppel-/Nebenprodukte sowie der Anlagengröße unterscheiden. Für die Mengenverfügbarkeit für Deutschland ist zu konstatieren, dass diese Anlagen hierfür teils bereits im Betrieb (zum Beispiel Biomethan, HVO/HEFA auf der Basis von Tallöl) beziehungsweise im Bau (zum Beispiel Bioethanol aus Stroh) sind. Konkrete weitere Investitionsentscheidungen für die Mehrheit der notwendigen Produktionskapazitäten sind – wie für alle erneuerbaren Kraftstoffe – eng mit der Umsetzung der RED II und des Klimaschutzgesetzes verknüpft beziehungsweise mit dem sich daraus ergebenden regulatorischen Rahmen. Diese werden maßgeblich erst ab 2022

<sup>76</sup> 35 PJ: Annahme der NPM AG 1 (pessimistischer Maximalwert) 190 PJ: Annahme der NPM AG 2 FG 3 (optimistischer Maximalwert unter idealen Rahmenbedingungen).

<sup>77</sup> Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (2018): Evaluations- und Erfahrungsbericht für das Jahr 2015. Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung. Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung.

<sup>78</sup> NPM (2019): Elektromobilität. Brennstoffzelle. Alternative Kraftstoffe – Einsatzmöglichkeiten aus technologischer Sicht, S. 24. Größenordnung Menge für Deutschland bis 2030 ca. 155 PJ + 37 PJ, vgl. NPM (2019): Elektromobilität. Brennstoffzelle. Alternative Kraftstoffe – Einsatzmöglichkeiten aus technologischer Sicht.

<sup>79</sup> Größenordnung Menge für Deutschland bis 2030 ca. 75 PJ, maßgeblich Biomethan unter der Voraussetzung, dass die Rand- und Rahmenbedingungen nicht nur einen Ausbau entsprechender Biomethankapazitäten, sondern auch einen wachsenden Gasmarkt (CNG/LNG) im Verkehr zulassen, vgl. NPM (2019): Elektromobilität. Brennstoffzelle. Alternative Kraftstoffe – Einsatzmöglichkeiten aus technologischer Sicht.

möglich sein, sodass die Anlagen dann unter idealen Randbedingungen wenige Jahre später in Betrieb gehen können. Dies gilt es insbesondere in Bezug auf Weiterentwicklung und Innovation der eingesetzten Technologien sowie in der Begleitforschung zu unterstützen. Zudem können bestehende Wertschöpfungsketten für Biokraftstoffe wie Biomethan und Bioethanol kurz- bis mittelfristig erweitert werden (zum Beispiel durch Einbindung von Reststoffen, durch PtX-Technologien mit Bezug zur Nutzung von biogenem CO<sub>2</sub>).

Damit nach 2030 biomasse- und strombasierte synthetische Kraftstoffe (BtL, PtX) in kommerziellen Anlagen signifikant zum Kraftstoffbedarf beitragen können, sind die laufenden F&E&I (Forschung, Entwicklung und Innovation)-Arbeiten deutlich besser zu verzahnen und Fehlstellen entlang der Innovationskette zu schließen. Hierfür sind besonders solche Technologien relevant, deren Prozesse und Produkte vielseitig eingesetzt werden können (zum Beispiel Wasserstoff, Methan, Alkohole, höhere Kohlenwasserstoffe). Zudem bedarf es umfangreicher Begleitforschung.

Strombasierte Kraftstoffe werden derzeit nicht großtechnisch produziert. Hierfür müssen erst die notwendigen Anlagenkonzepte in entsprechender Größe entwickelt werden. Die benötigten Komponenten lassen sich in vier Kategorien mit unterschiedlichen Entwicklungsstadien einteilen:

- EE-Stromerzeugung  
Etablierte Technologien können eingesetzt werden (Windkraft, Solar, Geothermie und Wasserkraft).  
Derzeit werden weltweit jährlich 50 GW Windkraft und circa 100 GW PV aufgebaut.
- Wasserstoffquelle: Elektrolyse<sup>80</sup>  
Alkalische Elektrolyseure sind etablierte Technologien und wurden bereits im Maßstab von 200 MW installiert. PEM-Elektrolyseure befinden sich in der Kommerzialisierung und die weltweit größte Anlage mit 10 MW Leistung wird derzeit aufgebaut. Hochtemperaturelektrolyseure, die die Energieeffizienz der Kraftstofferzeugung deutlich steigern könnten, befinden sich derzeit im Demonstrationsstadium.
- Kohlenstoffquelle  
Kohlenstoff (CO<sub>2</sub>) aus biologischen Quellen (zum Beispiel Biogasfermentation) oder industriellen Prozessen<sup>81</sup> (zum Beispiel Rauchgas) kann über etablierte Technologien bereitgestellt werden. Für CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus der Luft bestehen einzelne Anlagen mit einer Kapazität von bis zu 1,5 t/d.<sup>82</sup>
- Kraftstoffsynthese und Aufbereitung
  - Power-to-Gas:  
Pilotanlage in Werlte (Audi), 80 TJ/a
  - Power-to-Liquid-Methanol:  
Methanolerzeugung in Pilotanlage von CRI in Island (80 TJ/a)
  - Power-to-Liquid-Benzin/Diesel/Kerosin  
Diesel-/Kerosinerzeugung kleintechnisch demonstriert in Pilotanlagen  
Reverse-Water-Gas-Shift-Reaktoren in größeren Maßstäben bisher nicht umgesetzt  
GtL-Prozess in Anlage Pearl existiert und produziert 300 PJ pro Jahr Diesel.

Für eine Kraftstoffmenge von 190 PJ, wie optimistisch unter idealen Randbedingungen angenommen, müssten jährlich Anlagenkapazitäten in Höhe von knapp 1.000 MW/a<sup>83</sup> in Betrieb gehen. Dies entspricht einer

<sup>80</sup> Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (IWR)/Windbranche. Das Branchenportal rund um die Energiewende (2016): Weltmarkt Windenergie, <https://www.windbranche.de/windenergie-ausbau/welt> [12.03.2020]; PV-Magazin (14.03.2018): Solarpower Europe erwartet Photovoltaik-Weltmarkt 2017 bei 98,9 Gigawatt, <https://www.pv-magazine.de/2018/03/14/solarpower-europe-erwartet-photovoltaik-weltmarkt-2017-bei-989-gigawatt/> [11.03.2020].

<sup>81</sup> CCU aus industriellen Prozessen wird von einigen Akteurinnen und Akteuren abgelehnt.

<sup>82</sup> Solarify (2017): CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus der Luft, <https://www.solarify.eu/2017/06/06/881-co2-abscheidung-aus-der-luft/> [11.03.2020].

<sup>83</sup> Leistung auf thermische Outputleistung Kraftstoff.

Elektrolyseurkapazität von 1.800 MW<sup>84</sup>, einem Windkraftaufbau von 5.200 MW und einem PV-Zubau von 7.800 MW. Annahmen für diese Aufstellung sind eine Anlagenauslastung von 90 %; ein Wirkungsgrad für Synthese und Aufbereitung von 72 %; ein Wirkungsgrad bezogen auf den Heizwert, Elektrolyseur von 67 %; ein Kapazitätsfaktor Wind von 35 % und PV mit 2.000 Volllaststunden. Die erste Anlage würde für diesen Hochlauf 2022 in Betrieb gehen.<sup>85</sup>

Die Nutzung von EE-Kapazitäten, zum Beispiel für Elektrolyseure in Abhängigkeit der gesamten EE-Netzauslastung muss aus Sicht einiger Akteurinnen und Akteure der AG 2 entsprechend gesteuert und optimiert werden. Verfügbare Energie für Elektrolyseur-Wasserstoff lässt sich auch aus anderen europäischen Regionen beziehungsweise Nordafrika gewinnen.

Darüber hinaus sollten weitere Einflussfaktoren auf den Markthochlauf strombasierter Kraftstoffe beachtet werden: Genehmigungsprozesse, Bau- und Planungsphasen, Lernphasen und Geschäftsfeldentwicklung sowie unklare Produktionsanforderungen hinsichtlich Nachhaltigkeit für die Anrechnung auf Förderinstrumente.

## 5.5 EINSATZ IN DER BESTANDSFLOTTE

Um im Verkehr eingesetzt zu werden, benötigen erneuerbare Kraftstoffe eine Zulassung gemäß den bestehenden Kraftstoffnormen (siehe Tabelle 5 im Anhang).

Mit Ausnahme weniger spezifischer Flottenanwendungen dürfen BtX-/PtX-Kraftstoffe momentan im Regelfall nur fossilen Kraftstoffen beigemischt werden. Einzig erneuerbares Methan kann Erdgas (CNG/LNG) unbegrenzt beigemischt werden.

## 5.6 KOSTEN BIOMASSE- UND STROMBASIERTER KRAFTSTOFFE

Im Anhang sind in Tabelle 5 Charakteristika von alternativen Kraftstoffen wie heute verfügbare Produktionskapazitäten, geltende Kraftstoffnormen des jeweiligen Kraftstoffes, typische Kraftstoffgestehungskosten sowie typische THG-Emissionen aufgeführt. Die Bandbreiten der Kraftstoffgestehungskosten (unterschiedlicher Kraftstoffe basierend auf Ergebnissen internationaler Veröffentlichungen) sind in Abbildung 7 (auf 2018 normalisiert) zusammengefasst. Sie geben nur eine Indikation, wo einzelne Optionen hinsichtlich ihrer Gestehungskosten einzuordnen sind. In der Regel sind neben den Investitionen im Fall der biomassebasierten Anlagen und elektrischem Strom im Fall von PtX die Rohstoffkosten die entscheidenden Einflussgrößen. Ein Großteil der Kosten für strombasierte Kraftstoffe ist die benötigte EE-Stromerzeugung. Eine Erzeugung in Ländern mit günstigen EE-Stromkosten ist also von Vorteil. Abbildung 8 zeigt die künftige Entwicklung der Kosten gasförmiger und flüssiger strombasierter Kraftstoffe in Abhängigkeit des Produktionsstandortes. Für ein nicht fossiles Zeitalter werden vergleichbare Kosten für die Nutzerinnen und Nutzer von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor mit CO<sub>2</sub>-neutralen Kraftstoffen zu E-Fahrzeugen vorausgesagt. Die Energieträgerkosten sind für Kraftstoffe zwar höher als für BEV, bei den Gesamtkosten (inklusive

<sup>84</sup> Elektrolyseurleistung bezogen auf elektrische Eingangsleistung.

<sup>85</sup> Timmerberg, S./Kaltschmitt, M. (2019): Strommarkttreffen (29.09.2019): Untersuchung zum PtX-Hochlauf – Wie schnell kann PtX produziert werden?, [https://www.strommarkttreffen.org/2019-09-27\\_Timmerberg\\_Entwicklung\\_von\\_PtX-Produktionsmengen.pdf](https://www.strommarkttreffen.org/2019-09-27_Timmerberg_Entwicklung_von_PtX-Produktionsmengen.pdf) [12.03.2020]

Fahrzeug- und Infrastrukturkosten) spielt aber die Abschreibung des Kaufpreises für das Fahrzeug die weitaus größere Rolle, sodass bei E-Fahrzeugen mit größerer Reichweite (nominal circa 500 km) insgesamt ähnliche hohe Total Cost of Ownership (TCO) zu erwarten sind.<sup>86</sup>

## Welche Biokraftstoffe gibt es?

Produktionskosten: Literatur versus Marktpreise

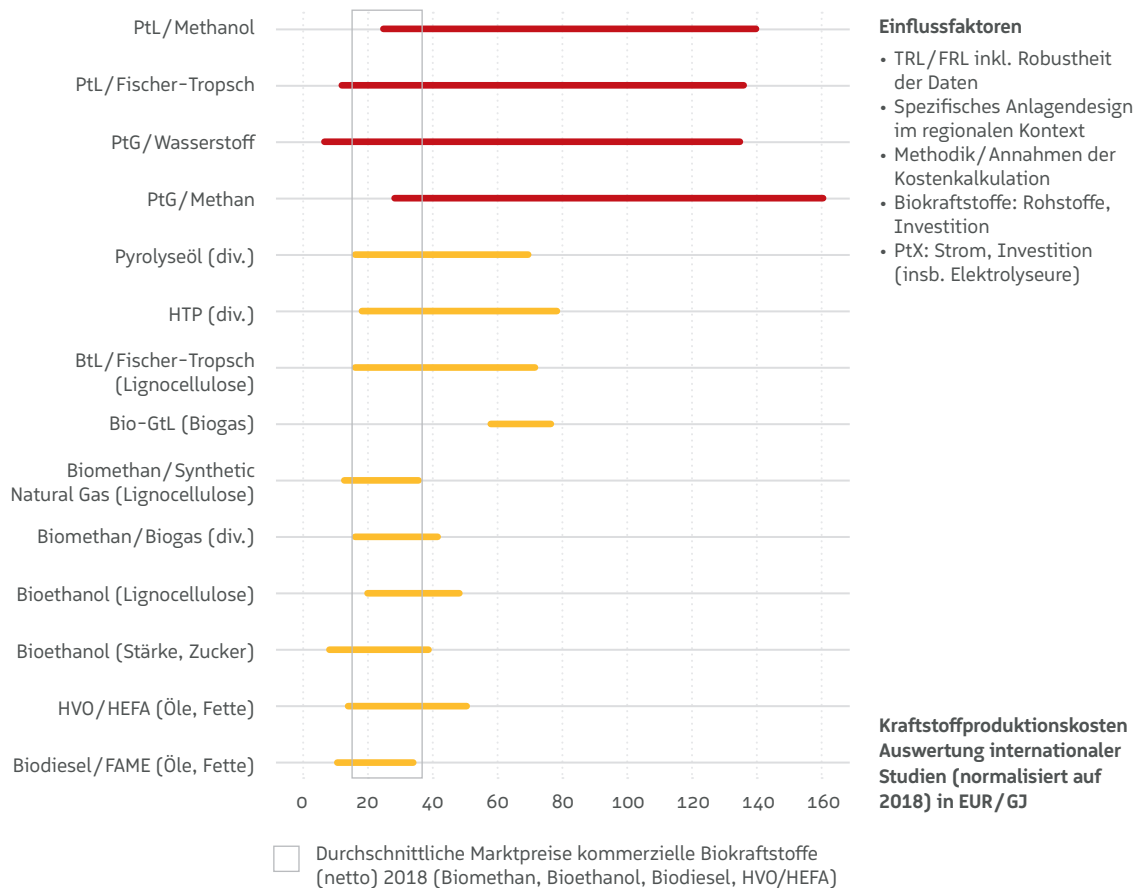


Abbildung 7: Bandbreite typischer Kraftstoffgestehungskosten auf Basis unterschiedlicher internationaler Studien. Normalisiert auf 2018. Quelle: Vereinfachte Darstellung auf Basis des DBFZ Report Nr. 11

<sup>86</sup> FVV (2018): Defossilisierung des Transportsektors- Optionen und Voraussetzungen in Deutschland, S. 18ff.

FT-SPK – Fischer-Tropsch hydroprozessiertes synthetisches paraffinisches Kerosin; HEFA – synthetisiertes paraffinisches Kerosin aus hydroprozessierten Estern und Fettsäuren; FT-SPK/A – synthetisiertes Kerosin mit Aromaten aus der Alkylation von leichten Aromaten aus Nicht-Erdölquellen; AtJ-SPK – Alcohol-to-Jet synthetisches paraffinisches Kerosin.

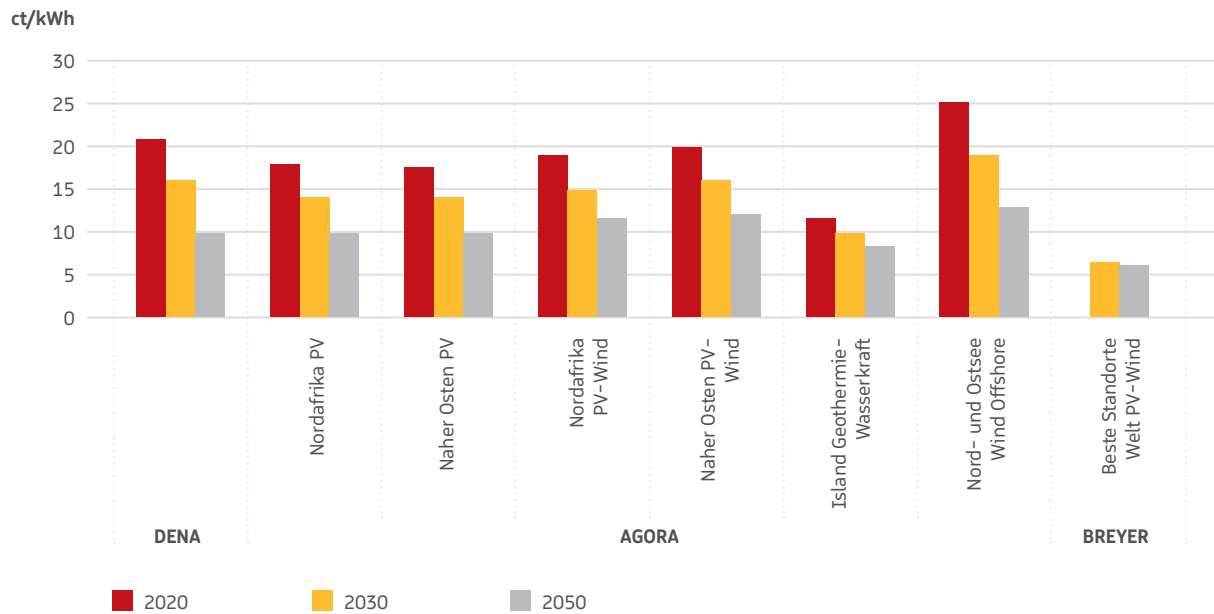


Abbildung 8: Gesamtkosten von synthetischem Methan (ohne Netzentgelte und Vertriebskosten; ct/kWh Methan)<sup>87</sup>

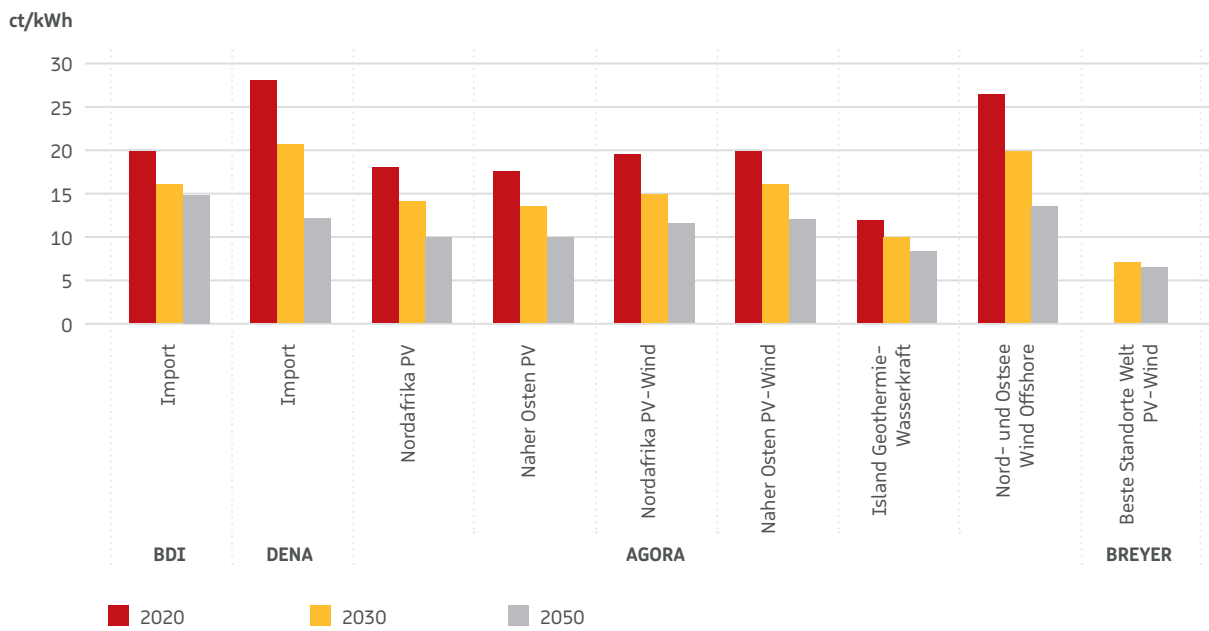


Abbildung 9: Gesamtkosten synthetischer Flüssigkraftstoffe (ohne Netzentgelte und Vertriebskosten; ct/kWh PtL)<sup>88</sup>  
Quelle wie Abbildung 8

<sup>87</sup> Ludwig-Bölkow-Systemtechnik/dena (2017): E-Fuels Study. The potential of electricity-based fuels for low-emission transport in the EU; Agora Verkehrswende/Agora Energiewende/Frontier Economics (2018): Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe; Erdgas weist einen Heizwert von 13,3 kWh/kg auf, d. h., 15 ct/kWh entsprechen ca. 2 €/kg.

<sup>88</sup> Benzin weist einen Heizwert von ca. 8,5 kWh/l auf, d. h., 15 ct/kWh entsprechen ca. 1,30 €/l.

## 5.7 CO<sub>2</sub>-MINDERUNGSPOTENZIAL

Alternative Kraftstoffe können, je nach Quelle und Herstellungsprozess, die CO<sub>2</sub>-Emissionen deutlich reduzieren. Die Mindestanforderung der RED II für die THG-Minderung beträgt 65 % / 70 % gegenüber der fossilen Referenz ab 2021. Die durchschnittliche THG-Minderung in Deutschland betrug laut BLE im Jahr 2018 für Bioethanol 86 %, für Biodiesel (FAME) 83 %, für HVO 77 %, für Biomethan 91 % sowie für BtL-FTD (Fischer-Tropsch-Diesel) 91 %.<sup>89</sup> Fortschrittliche biomassebasierte Kraftstoffe weisen ein mindestens ebenso hohes THG-Minderungspotenzial auf. Für Power-to-Gas, Power-to-Liquid und Power-Biomass-to-Liquid-Kombiprozesse werden (bei Verwendung von EE-Strom) THG-Minderungen von 85 bis 95 % prognostiziert. Für strombasierte Kraftstoffe ist aus Nachhaltigkeitsaspekten unbedingt auf eine entsprechende (zugebaute) EE-Stromerzeugung sowie eine entsprechende Kohlenstoffquelle zu achten. Perspektivisch werden mit zunehmendem Anteil erneuerbarer Energien per se alle Optionen zunehmend THG-freundlicher. Abbildung 10 zeigt die Bandbreite der THG-Emissionen für unterschiedliche Kraftstoffoptionen:

### Welche Biokraftstoffe gibt es?

THG-Emissionen (WTT): Literatur versus Zertifizierung

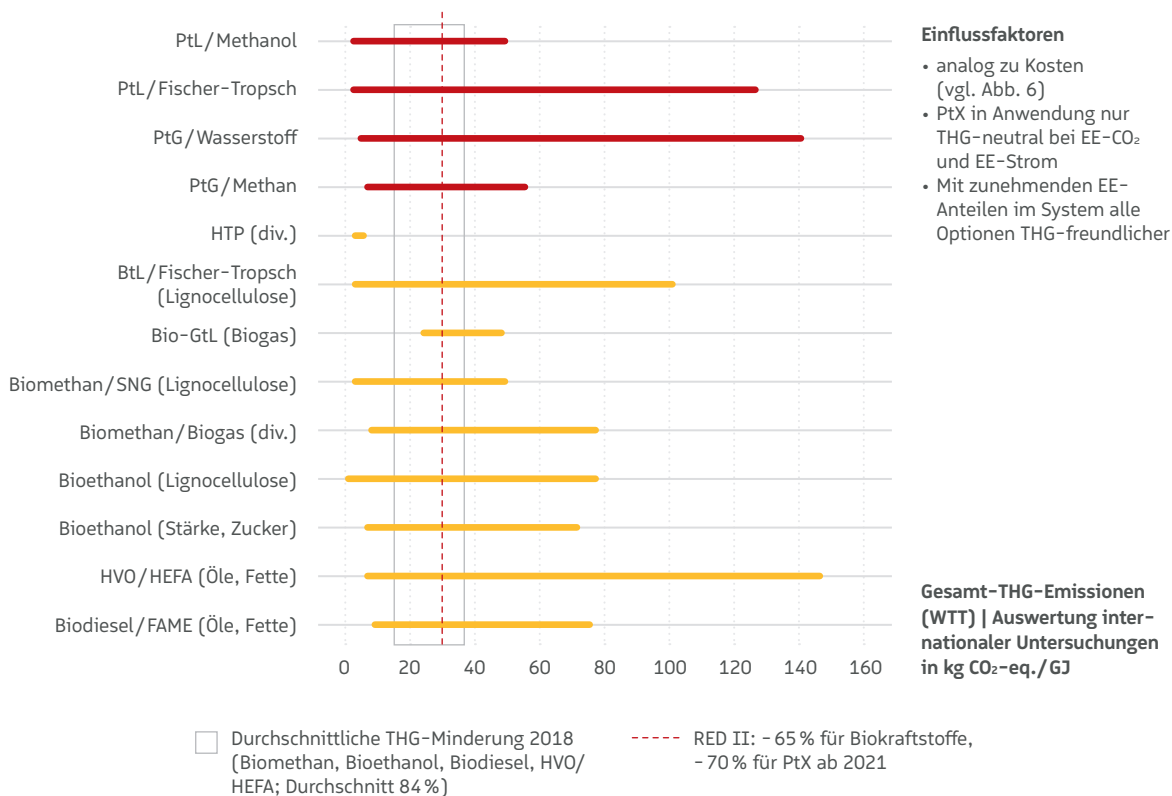


Abbildung 10: Treibhausgasemissionen ausgewählter alternativer Kraftstoffe auf Basis der Auswertung internationaler Studien<sup>90</sup>  
 Quelle: Vereinfachte Darstellung auf Basis des DBFZ Report Nr. 11

<sup>89</sup> Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (2018): Evaluations- und Erfahrungsbericht für das Jahr 2015. Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung. Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung. Ohne Berücksichtigung von iLUC-Effekten.

<sup>90</sup> Die Abbildung bildet die Bandbreiten verschiedener internationaler Studien ab. Die Studien gehen von verschiedenen Rahmenbedingungen aus, sodass die Möglichkeit besteht, dass nicht vollständig konsistente Werte erhalten werden.

## 5.8 FÖRDERUNG, RECHTLICHE RAHMENBEDINGUNGEN

Die Wettbewerbsfähigkeit von Anlagen für alternative Kraftstoffe hängt in weiten Teilen von der Ausgestaltung der rahmenpolitischen Maßnahmen und den regionalen Bedingungen ab. Die anstehenden Änderungen (unter anderem die nationale Umsetzung der Effort Sharing Regulation (ESR) und der Renewable Energy Directive II (RED II), der EU Green Deal, die Realisierung des Klimaschutzgesetzes) haben Einfluss auf die Marktentwicklung für sämtliche erneuerbare Energieträger. Sie steuern auch die Erschließung der Ressourcenbasis für alternative Kraftstoffe.

Eine vereinfachte Übersicht des rechtlichen Rahmens in der Europäischen Union und in Deutschland stellt Abbildung 11 dar.

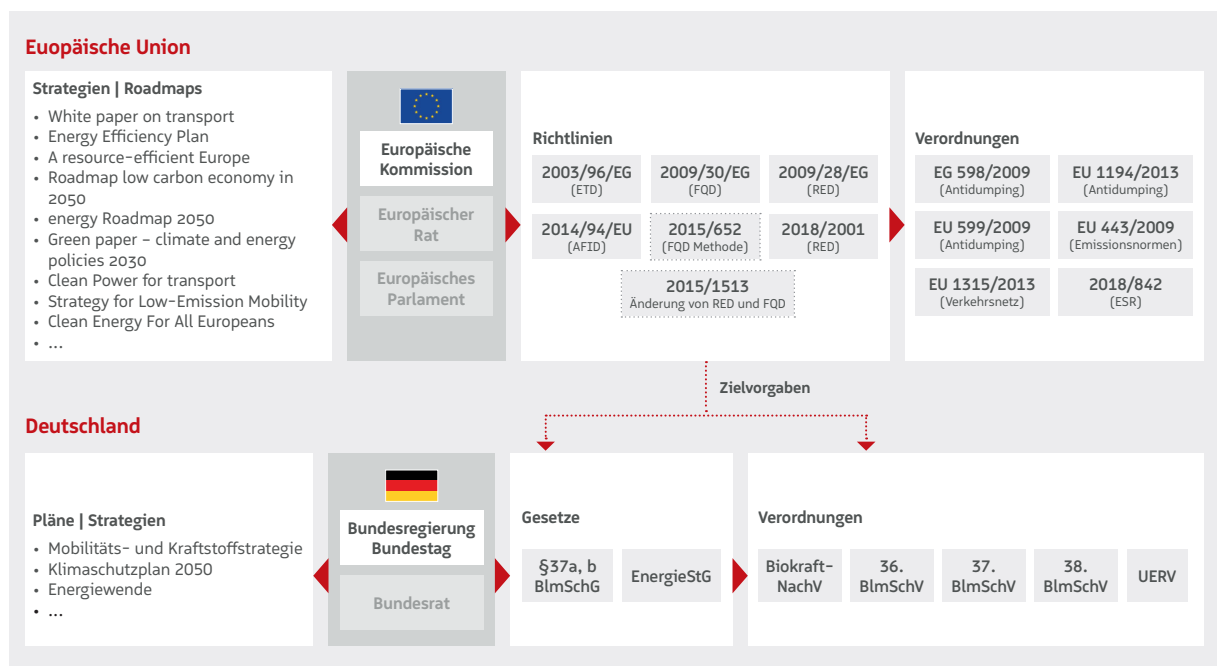


Abbildung 11: Rechtlicher Rahmen in der Europäischen Union und in Deutschland  
Quelle: DBFZ Report Nr. 11

In Deutschland erfolgt derzeit die Realisierung sowohl der Ziele der Renewable Energy Directive (RED) als auch der Ziele der Fuel Quality Directive (FQD) über die im BImSchG verankerte Treibhausgas(THG)-Quote. Die derzeit in Verkehr gebrachten alternativen Kraftstoffe (maßgeblich Biokraftstoffe) und damit erzielten THG-Minderungen (2018: 9,5 Mio. t CO<sub>2</sub>eq) erfolgen im Rahmen dieser Quote.



Für die nächste Dekade von 2021 bis 2030 geben die EU-Verordnung 2018/842 (ESR) und die EU-Richtlinie 2018/2001 (RED II) den Ziel- und Regelungsrahmen für Deutschland vor. Offen ist, in welchem Umfang oben genannte Richtlinien und Verordnungen im Rahmen des EU Green Deal erneut nachgebessert werden.

Für die Erreichung der 14 % erneuerbare Energieträger im Verkehr bis 2030 wird in der RED II unterschieden nach:

- Biokraftstoffen aus Anbaubiomasse, die auch den Nahrungs- und Futtermittelsektor bedienen können, und die RED II sieht für diese eine Obergrenze vor (Status 2020 + 1 % beziehungsweise maximal 7 %),
- fortschrittlichen Biokraftstoffen aus unterschiedlichen Rohstoffen gemäß Anhang IX Teil A mit bis 2030 auf real mindestens 1,75 % ansteigenden Anteilen
- Biokraftstoffen aus Altspeise- und tierischen Ölen/Fetten gemäß Anhang IX Teil B mit einer Deckelung von 1,7 %.

Zudem erlaubt die RED II weitere nicht biogene Optionen (zum Beispiel Strom sowie strom- und abfallbasierte Kraftstoffe) sowie die Mitraffination von erneuerbaren Produkten in klassischen Raffinerien. Alle Kraftstoffoptionen müssen definierten Nachhaltigkeitskriterien sowie spezifischen THG-Minderungen gemäß einer festgelegten Methode genügen (zum Beispiel mindestens 65 % gegenüber der fossilen Referenz für Biokraftstoffe, mindestens 70 % für strombasierte Kraftstoffe) und diese über anerkannte Zertifizierungssysteme nachweisen. Zudem sind für ausgewählte Optionen Mehrfachanrechnungen auf das 14 %-Ziel möglich, wobei Straßen-Elektrofahrzeuge mit dem 4-fachen, die Luft- und Schifffahrt mit dem 1,2-fachen und die Schiene mit dem 1,5-fachen verrechnet werden.<sup>91</sup>

Zur Förderung alternativer Kraftstoffe bieten sich perspektivisch folgende Instrumente an:

- a. THG-Quote: Eine verstärkte Nutzung alternativer Kraftstoffe kann im Rahmen der THG-Quote (gemäß BImSchG) durch eine schrittweise Steigerung der THG-Quotenhöhe sowie durch spezifische Unterquoten gefördert werden. Durch eine steigende Quote kann hierbei der Markthochlauf unterstützt werden.
- b. Langfristige Ausschreibungen: Dieses Instrument bietet sich vor allem für innovative Technologien an. Zudem sollte hier der Technologiehochlauf durch Förderung von Anlagen im semi-industriellen Maßstab unterstützt werden.
- c. CO<sub>2</sub>-Bepreisung: Dies kann als Anreiz dienen, auf EE-Kraftstoffe zu setzen. Voraussetzung ist, dass der CO<sub>2</sub>-Preis über 150 €/t liegt. Eine differenzierte CO<sub>2</sub>-Besteuerung bietet Langfristperspektive und Vorteile für alle alternativen Kraftstoffe, heute insbesondere für Biokraftstoffe.
- d. Anrechnung der Inverkehrbringung von alternativen Kraftstoffen auf Flottengrenzwerte:  
Um über Quoten hinaus Kraftstoffmengen in den Markt zu bringen, bietet sich die Anrechnung der Inverkehrbringung von alternativen Kraftstoffen auf Flottengrenzwerte an. Dies sollte im nächsten Review der Verordnung adressiert werden. Eine Anrechnung bietet die Möglichkeit für neue Investoren und Investitionen im EE-Kraftstoffmarkt – insbesondere für strombasierte Kraftstoffe. Für die OEMs ermöglicht eine Anrechnung eine gewisse Flexibilität, um potenzielle Strafzahlungen zu vermeiden und stattdessen finanzielle Mittel zielgerichtet in EE-Kraftstoffe zu lenken. Einige Mitglieder der AG 2 lehnen dies strikt ab. Eine Anrechnung würde die EU-Regulierungssystematik untergraben; höhere CO<sub>2</sub>-Emissionen wären eine wahrscheinliche Folge. Die EU-Flottengrenzwerte richten sich allein an die Fahrzeughersteller, deren Kernkompetenz im Bau von Fahrzeugen und Antriebssträngen liegt, und nicht etwa in der Produktion von Kraftstoffen. Für die Förderung alternativer Kraftstoffe gibt es bereits einen EU-Regulierungsrahmen (siehe oben), der die Emissionsminderungen bei Kraftstoffen nicht gegen dringend notwendige Effizienzsteigerungen und Elektrifizierung der Fahrzeugflotten ausspielt.

<sup>91</sup> Zweifach für Kraftstoffe gemäß Anhang IX Teil A und B; 1,2-fach für den Einsatz in der Luft-/Schifffahrt; für den Einsatz von erneuerbarem Strom 1,5-fach auf der Schiene und 4-fach für Elektromobilität auf der Straße.

e. Entsprechende Ausgestaltung der Lkw-Maut:

Zur Förderung alternativer Kraftstoffe im Schwerlastverkehr könnten die Kraftstoffe bei den THG-Emissionen und somit der Mauthöhe berücksichtigt werden.

## 5.9 ABSCHÄTZUNG DES INVESTITIONSBEDARFS

Bei Betrachtung der Infrastrukturkosten (Tankstellen, Anpassungen für alternative Kraftstoffe) fallen für die meisten alternativen Kraftstoffe keine zusätzlichen Kosten an. Jedoch ist eine Differenzierung nach Kraftstoffarten notwendig. Besonders für Gastankstellen (H<sub>2</sub>/Methan) entstehen Ausbaurkosten, wenn die im Szenario genannten Stückzahlen erreicht werden sollen. Dabei sind H<sub>2</sub>-Tankstellen in etwa um den Faktor 6 teurer als CNG-Tankstellen. Für strombasierte Kraftstoffe entfällt der Großteil der Kosten auf die EE-Stromerzeugung. Der genaue Anteil ist jedoch von vielen Faktoren (unter anderem Standort, Volllaststunden) abhängig und kann daher nicht pauschal beziffert werden.

# 6 BEWERTUNG DER RAHMENBEDINGUNGEN – LUFTVERKEHR, SCHIFFFAHRT, SCHIENENVERKEHR

In der Luftfahrt und Schifffahrt sind unter Klimaschutzaspekten alternative flüssige Treibstoffe auch langfristig unverzichtbar. Eine Nutzung alternativer Antriebe ist hier, bis auf Nischenanwendungen, auch in Hinblick auf 2030, für die meisten Anwendungsfelder absehbar nicht möglich.

## 6.1 LUFTVERKEHR

Für den Luftverkehr ist die Beimischfähigkeit von alternativen Treibstoffen in der ASTM D7566 – 19 geregelt. Derzeit sind vier Treibstoffherstellungspfademit einer Blending-Ratio von maximal 50 % zugelassen.<sup>92</sup> Zusätzlich ist Farnesin bis zu einer Beimischung von 10 % zugelassen. Der Einsatz von Kerosinblends mit erneuerbaren Anteilen wurde und wird in zahlreichen Anwendungen demonstriert.

Über den Fischer-Tropsch-Prozess können strombasierte flüssige Treibstoffe hergestellt werden, die aus technischer Sicht voll mit der bestehenden Infrastruktur kompatibel sind. Heutige Limitierungen der Beimischung bestehen vor allem aufgrund von Kraftstoffnormen.

## 6.2 SCHIENENVERKEHR

Der Schienenverkehr findet bereits heute zu einem großen Teil elektrisch und damit bei einer Downstream-Betrachtung emissionsfrei statt. Auf nicht elektrifizierten Strecken im Schienenverkehr können alternative Kraftstoffe, wie im Straßenverkehr, sofort in der Bestandsflotte eingesetzt werden und somit CO<sub>2</sub>- und Schadstoffemissionen senken.<sup>93</sup>

<sup>92</sup> FT-SPK – Fischer-Tropsch hydroprozessiertes synthetisches paraffinisches Kerosin; HEFA – synthetisiertes paraffinisches Kerosin aus hydroprozessierten Estern und Fettsäuren; FT-SPK/A – synthetisiertes Kerosin mit Aromaten aus der Alkylation von leichten Aromaten aus Nicht-Erdölquellen; AtJ\_SPK – Alcohol-to-Jet synthetisches paraffinisches Kerosin. Zusätzlich ist Farnesin bis zu einer Beimischung von 10 % zugelassen.

<sup>93</sup> Focus-Online (04.06.2018): Deutsche Bahn betreibt hunderte Diesel-Loks mit 20 Jahre alter Abgas-technik, ([https://www.focus.de/auto/news/abgas-skandal/feinstaub-und-stickoxide-deutsche-bahn-betreibt-ueber-700-diesel-loks-mit-20-jahre-alter-abgas-technik\\_id\\_9035017.html](https://www.focus.de/auto/news/abgas-skandal/feinstaub-und-stickoxide-deutsche-bahn-betreibt-ueber-700-diesel-loks-mit-20-jahre-alter-abgas-technik_id_9035017.html)). [10.03.2020]

Auch können Nahverkehrstriebzüge auf nicht elektrifizierten Strecken mit Brennstoffzellen oder mit batterieelektrischen Zugsinheiten betrieben werden. Die dafür vorhandenen Potenziale in Bezug auf die bisher von Dieselfahrzeugen bedienten Nahverkehrsstrecken wurden dazu in einer Marktanalyse ermittelt<sup>94</sup>. Bei Schienenanwendungen ist die Marktreife bereits erreicht. Seit 2018 sind zwei vollständig durch das Eisenbahnbundesamt zugelassene Vorserienfahrzeuge im täglichen Fahrgasteinsatz. 2021 werden in Niedersachsen und 2022 in Hessen Flotten von 14 beziehungsweise 27 Fahrzeugen in Betrieb gehen. Im Schienenverkehr ist zu erwarten, dass bis zum Jahr 2030 etwa 100 bis 200 Fahrzeuge mit Brennstoffzellenantrieb in Betrieb sind. Dies ergibt ein CO<sub>2</sub>eq-Minderungspotenzial von circa 45.000 bis 90.000 t CO<sub>2</sub>eq.

Im Bereich der Brennstoffzellentechnologie bei Schienenfahrzeugen hängt der Investitionsbedarf in die Tankinfrastruktur stark von den Anforderungen im einzelnen Anwendungsfall ab. Die notwendige Verfügbarkeit der Tankstellen, die Art der Herstellung des Wasserstoffs und die Größe der Fahrzeugflotte haben einen direkten Einfluss auf den Investitionsbedarf. Hierfür sind weitergehende Analysen notwendig, die z. B. eine verkehrsträgerübergreifende Bereitstellung von Wasserstoff betrachten.

Neue batterieelektrische Fahrzeugkonzepte für Triebzüge mit Reichweiten von 40 bis 150 km<sup>95</sup> sowie Diesel-Hybrid-Rangierlokomotiven werden heute bereits angeboten. Je nach Leistungsprofil und Einsatz lassen sie Kraftstoffeinsparungen erwarten.

## 6.3 SCHIFFFAHRT

Für die Schifffahrt werden derzeit mehrere Optionen für kohlenstoffarme Kraftstoffe diskutiert.<sup>96</sup> Seit Jahren wird LNG als Treibstoff bei Schiffen mit steigender Tendenz eingesetzt.<sup>97</sup> Mehr als ein Drittel aller Kreuzfahrtschiffneubauten wird in den nächsten Jahren mit LNG-Motoren ausgerüstet werden.<sup>98</sup>

Im Rahmen eines Entwicklungsprojekts wurde ein erstes Binnenschiff mit Brennstoffzellen ausgestattet.<sup>99</sup> Ebenso ist der Einsatz von Brennstoffzellen für die Bordstromversorgung möglich.<sup>100</sup> Für die direkte Nutzung von Strom bestehen mit Ausnahme der Nutzung von Landstrom und bereits realisierter elektrisch betriebener Fähren, zum Beispiel Fjordfährschiffe in Norwegen,<sup>101</sup> keine relevanten Anwendungsfelder.

<sup>94</sup> DLR – Institut für Fahrzeugkonzepte (im Auftrag von NOW GmbH) (2020): Marktanalyse alternativer Antriebe im deutschen Schienenpersonennahverkehr, Berlin/Stuttgart.  
<sup>95</sup> Handelsblatt (21.05.2019): Durchbruch für Wasserstoff-Züge – Alstom setzt auf Wachstum in Deutschland, <https://www.handelsblatt.com/unternehmen/handel-konsumgueter/bahnverkehr-durchbruch-fuer-wasserstoff-zuege-alstom-setzt-auf-wachstum-in-deutschland/24364778.html?ticket=ST-357309-bgBXIEdHRcF4eT6MZ4J3-ap6> [12.03.2020]; Handelsblatt (26.06.2019): Durchbruch beim Wasserstoff? Alles eine Frage der Geduld, <https://www.handelsblatt.com/technik/forschung-innovation/antriebstechnologie-durchbruch-beim-wasserstoff-alles-eine-frage-der-geduld/24480200.html>, [23.06.2019]; VDE Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik e. V. (2018): W. Klebsch, Batteriesysteme für Schienenantriebe – emissionsfreier Antrieb mit Lithium-Ionen-Zellen, S. 12.

<sup>96</sup> IEA (2019): Tracking report – Tracking Transport, <https://www.iea.org/tcep/transport/shipping/>, [10.03.2020].

<sup>97</sup> Oxford Institute of Energy Studies (2019): LNG Supply Chains and the Development of LNG as a Shipping Fuel in Northern Europe.

<sup>98</sup> Springer Professionals (27.06.2019): So werden Kreuzfahrtschiffe umweltfreundlicher, <https://www.springerprofessional.de/motorentchnik/gewaesser/so-werden-kreuzfahrtschiffe-umweltfreundlicher/16840890> [12.03.2020]

<sup>99</sup> e4ships (2017): Projekt ELEKTRA, <https://www.e4ships.de/deutsch/projekte-binnenschifffahrt/elekra/> [10.03.2020]

<sup>100</sup> e4ships (2019): Projekt Pa-X-ell 2, <https://www.e4ships.de/deutsch/projekte-seeschifffahrt/pa-x-ell-2/>, [10.03.2020]

<sup>101</sup> Businessportal Norwegen (08.05.2018): Elektro-Katamaran zwischen Flam und Gudvangen, <https://businessportal-norwegen.com/2018/05/08/elektro-katamaran-zwischen-flam-und-gudvangen-geht-in-betrieb/> [12.03.2020]

# 7 ZUKÜNFTIGER ANTRIEBS- TECHNOLOGIEMIX

## 7.1 ZUSAMMENFASSENDE BEWERTUNG DER EINZELNEN ANTRIEBSTECHNOLOGIEN

Der Wandel hin zu einem CO<sub>2</sub>-neutralen Mobilitätssystem, in dem alternative Antriebe und Kraftstoffe einen nennenswerten Beitrag leisten, kann aller Voraussicht nach nur nach und nach erfolgen. Dies liegt an den hohen Investitionssummen, die vom Staat und der Industrie aufgebracht werden müssen. Auch für die Verbraucherinnen und Verbraucher werden zusätzliche Belastungen durch den Wandel auftreten. Außerdem benötigen neue Technologien eine Hochlaufphase der Entwicklung und Umsetzung, bis sie am Markt in Großserie verfügbar sind. Es bestehen, je nach Anwendungsfall, spezifische Kundenbedürfnisse, die nicht oder nur unzureichend mit nur einer einzigen technologischen Mobilitäts- oder Antriebslösung adäquat befriedigt werden können. Eine beständige Weiterentwicklung der bestehenden Technologien ist daher zentral. Die Industrie steht vor der Herausforderung, ihre Entwicklung auf Jahre hinweg multivalent aufzustellen, auch um im globalen Umfeld konkurrenzfähig zu bleiben.

Der ebenso notwendige wie tiefgreifende Wandel und die Komplexität des gesamten Verkehrssystems erfordern eine technologieoffene Umgebung, um eine bestmögliche Lösung für ein CO<sub>2</sub>-neutrales Mobilitätssystem bereitstellen zu können. Der Verkehrssektor, das heißt das Mobilitätssystem, kann nicht losgelöst von den anderen Sektoren betrachtet werden. Mit einer eingeschränkten Betrachtung würde man Gefahr laufen, nur Teiloptima der einzelnen Sektoren zu generieren. Diese Teiloptima könnten widersprüchliche Zielwerte aufweisen, sodass das Ergebnis unter dem Gesamtoptimum läge. Das Ziel der CO<sub>2</sub>-neutralen Volkswirtschaft würde dann mit höherem Ressourceneinsatz, langsamer und/oder aufwendiger erreicht. Eine sektorübergreifende Perspektive im Verkehrssektor umfasst Lebenszyklusanalysen (Life Cycle Assessment), zumindest aber Well-to-Wheel-Analysen. Die Verknüpfung zwischen den Sektoren untereinander spielt folglich eine entscheidende Rolle. Die Abhängigkeiten zwischen den einzelnen Sektoren müssen Berücksichtigung finden. Das Gesamtziel muss eine effiziente, das heißt volkswirtschaftlich umsetzbare, nachhaltig wirksame und rasche Senkung der CO<sub>2</sub>-Emissionen sein.

Im Rahmen der Arbeiten der AG 2 der NPM liegen nicht die erforderlichen Voraussetzungen vor, um eine solche umfassende, systemische Perspektive vollständig auszuloten. Somit bezieht sich die nachfolgende Beschreibung ausschließlich auf den Sektor Verkehr.

Antriebsstränge und Kraftstoffe besitzen spezifische Vorteile in Hinblick auf unterschiedliche Einsatzzwecke und Nutzungsmuster. Nur ein technologieoffenes Umfeld lässt Raum für entsprechend angepasste technologische Innovationen, die in Summe zukünftig ein CO<sub>2</sub>-neutrales Gesamtsystem ermöglichen. Mit Bezug auf die unterschiedlichen Verkehrsträger und deren Fahrleistungen ist es sinnvoll, bei Fahrzeugen mit hohen durchschnittlichen Jahresfahrleistungen (zum Beispiel Fernverkehr-Lkw, Dieseltriebzüge und Busse) technologisch als auch durch eine gezielte Förderpolitik zur Erneuerung der Flotten mit alternativen Antrieben anzusetzen.

Für die maximale Treibhausgasmindierungswirkung der hier betrachteten Antriebe und Kraftstoffe sind eine hohe Effizienz und der möglichst effektive Einsatz der Optionen die Voraussetzungen. Zunächst ist es dafür zwingend notwendig, den Energiebedarf des gesamten Sektors möglichst gering zu halten. Dies geschieht unabhängig beziehungsweise parallel zur Veränderung bei Antrieben und Kraftstoffen durch Maßnahmen zur Verlagerung auf bereits CO<sub>2</sub>-arme Verkehrsträger und durch den Einsatz der möglichst effizientesten Technologie für die jeweilige Anwendung. Grundsätzlich sollte das Prinzip der maximalen Energieeffizienz bei der Auswahl der eingesetzten Technologien gelten. Überall dort, wo es wirtschaftlich sinnvoll und technisch möglich ist, sollte Strom direkt genutzt werden. Gleichzeitig ist anzustreben, die Möglichkeiten zur direkten Nutzung von Strom zu erweitern.

Darüber hinaus werden importierte Energie und Energieträger auch weiterhin für Deutschland eine wichtige Rolle spielen. Wasserstoff und CO<sub>2</sub>-freie Kraftstoffe können in Regionen mit hoher Sonneneinstrahlung weitaus kostengünstiger und effizienter als in Deutschland hergestellt werden. Die Importe werden neben lokal erzeugtem Strom die zweite Säule für einen CO<sub>2</sub>-freien Verkehr sein. Flüssige, regenerativ hergestellte Kraftstoffe werden für die Klimaziele bereits 2030 in größeren Mengen benötigt (siehe Bericht AG 1), um die Emissionen der Bestandsflotte zu reduzieren, da sich alternative Antriebe in der Fahrzeugflotte selbst bei einem schnellen Ansteigen der jährlichen Zuwächse bei den Neuzulassungen nur sukzessive etablieren können.

Wasserstoff stellt insbesondere für längere Fahrstrecken und für Straßenfahrzeuge, die auf eine hohe Nutzlast ausgerichtet sind, sowie für den nicht elektrifizierten Schienenverkehr eine effektive Antriebsalternative dar.

Im Luft- und Seeverkehr bleiben nach heutigem Wissensstand regenerative flüssige Kraftstoffe die einzige Alternative. Ebenso wird die chemische Industrie solche synthetischen (Kraft-)Stoffe sowie Wasserstoff langfristig als Rohölersatz benötigen. Vor dem Hintergrund zu erwartender Nutzungskonkurrenzen erscheint der Aufbau von Anlagen, zum Beispiel zur Elektrolyse und Kraftstoffsynthese, im großindustriellen Maßstab als ein wichtiger Schritt neben der direkten Nutzung von Strom.

Einige AG-2-Mitglieder kommen zu dem Schluss, dass es für Automobilhersteller kostengünstiger sei, direkt auf batterieelektrische Fahrzeuge zu setzen, als in die weitere Effizienz von Verbrennern zu investieren.<sup>102</sup> Rebound-Effekte durch große und schwere Fahrzeuge gilt es bei der Flottenbetrachtung zu vermeiden.

Andere Mitglieder der AG 2 betonen, dass durch umweltschädliche Subventionen und Steuerprivilegien wie reduzierten Energiesteuersatz auf Dieselmotorkraftstoff, Entfernungspauschale, Dienstwagenprivileg, aber auch durch fehlende Besteuerung im Flugverkehr (Kerosinsteuer, Mehrwertsteuer auf internationale Flugtickets) dem Staat laut Bericht des Umweltbundesamts jährlich rund 28 Mrd. € entgehen würden.<sup>103</sup> Durch eine grundlegende ökologische Reform sämtlicher Steuern und Abgaben im Verkehr sowie im Energiebereich und den schrittweisen Abbau der Steuerprivilegien stünden demnach erhebliche Mittel für Investitionen in die Energie- und Verkehrswende zur Verfügung.

## Handlungsempfehlung

Alternative Antriebe und Kraftstoffe haben jeweils spezifische Einsatzfelder im Verkehr, in denen sie zur nachhaltigen CO<sub>2</sub>-Reduzierung besonders beitragen. Um die gesamte Bandbreite dieser Möglichkeiten effizient und effektiv zu nutzen, spricht sich die AG 2 für einen technologieoffenen Ansatz aus.

<sup>102</sup> ICCT (2018): Briefing. The role of standards in reducing CO<sub>2</sub> emissions of passenger cars in the EU.

<sup>103</sup> Umweltbundesamt (2019): Umweltschädliche Subventionen,

<https://www.umweltbundesamt.de/themen/wirtschaft-konsum/wirtschaft-umwelt/umweltschaedliche-subventionen#direkte-und-indirekte-subventionen> [12.03.2020]

## 7.1.1 HOCHLAUFSZENARIEN UND FLOTTENAUFBAUGESCHWINDIGKEIT

Die AG 2 orientiert sich bezüglich der Hochlaufszzenarien an den Vorgaben aus dem Zwischenbericht der AG 1. Das Hochlaufszzenario für elektrifizierte Fahrzeuge wird im Zwischenbericht der AG 1 wie folgt beschrieben:

Zielkorridor 7 bis 10,5 Mio. elektrifizierte Pkw (BEV, PHEV) im Jahr 2030

- In den Jahren 2020 bis 2025 stark steigende sechsstellige Zulassungszahlen
- Ab 2025 Zulassungszahlen im Millionenbereich:
  - Anteil an Neuzulassungen 40 bis 45 %, um 7 Mio. im Jahr 2030 zu erreichen
  - Anteil an Neuzulassungen 55 bis 60 %, um 10,5 Mio. im Jahr 2030 zu erreichen

Demgegenüber liegen die aktuellen Bestands- und Zulassungszahlen nach wie vor auf niedrigem Niveau (Deutschland 30. September 2019)<sup>104, 105</sup>

- PHEV: circa 129.000 (circa 0,26 % am Gesamtfahrzeugmarkt)
- BEV: circa 83.175 (0,32 % am Gesamtfahrzeugmarkt)

Abhängig von der weiteren, abschließenden Diskussion um die CO<sub>2</sub>-Grenzwertregulierung wird die Marktdurchdringung von elektrischen Fahrzeugen deutlich beeinflusst.

Die BEV-PHEV-Verteilung beträgt in Deutschland derzeit nahezu 40 : 60. Die AG 2 nimmt an, dass sich diese Verteilung zugunsten des BEV entwickeln wird. Die aktuellen Einschätzungen der AG 2 gehen von einem wahrscheinlichen Verhältnis von circa 70 % BEV zu 30 % PHEV aus.

Hauptsächliche Treiber für steigende Zulassungszahlen müssen sinkende Fahrzeugpreise und eine größere Anzahl angebotener Modelle sein. Darüber hinaus betonen einige AG-2-Mitglieder, dass eine strengere CO<sub>2</sub>-Grenzwertregulierung zu einem verstärkten Marktdurchbruch für Elektrofahrzeuge führen kann. Die derzeit vorhandene Ladeinfrastruktur ist für den aktuell vorhandenen Fahrzeugbestand (Stand Oktober 2019 nach Angaben des KBA: circa 135.000 BEV und 100.000 PHEV) ausreichend. Aufgrund des geringen Fahrzeugbestands gestaltet sich der wirtschaftliche Betrieb der Ladesäulen schwierig.

Elektrische Nutzfahrzeuge haben besondere Anforderungen an die Ladeinfrastruktur (Parkraum zum Laden, Reservierbarkeit, Ladeleistung etc.), die zu berücksichtigen sind. Laden im Depot spielt eine zentrale Rolle. Die Förderung von Lkw-spezifischen nicht öffentlichen Ladepunkten muss beachtet werden. In Abstimmung mit der AG 5 wird aktuell ein ganzheitliches Modell zum Hochlauf der Ladeinfrastruktur erarbeitet, das bedarfsgerechte und wirtschaftliche Faktoren inkludiert.

<sup>104</sup> VDA (2019): Tatsachen und Zahlen, 83. Folge 2019. Statistik, 20. September 2019, <https://www.vda.de/de/services/Publikationen/tatsachen-und-zahlen%2C-83.-folge-2019.html>, [12.03.2020].

<sup>105</sup> Auch im Fahrzeugmarkt in China nehmen Elektrofahrzeuge in Hinblick auf ihren Anteil eine [noch] untergeordnete Rolle ein, allerdings bei hohen absoluten Werten (2018, inkl. Nfz):

- Gesamtfahrzeugmarkt: 28,1 Mio.
- PHEV: 271.000 (1,0 % am Gesamtfahrzeugmarkt)
- BEV: 984.000 (3,5 % am Gesamtfahrzeugmarkt)

Vgl. Carsalesbase (2019): China Car Sales Analysis 2018 -Brands, <http://carsalesbase.com/china-car-sales-analysis-2018-brands/> [12.03.2020]

Schnellladesäulen müssen speziell für die gewerbliche Nutzung von elektrischen Nutzfahrzeugen zügig bereitgestellt werden. Hierfür sind Anforderungen wie an die Bemessung des Parkraums, dessen Reservierbarkeit und eine hohe Ladeleistung zu berücksichtigen.

Es wurden bereits zahlreiche Fördermaßnahmen von der Bundesregierung initiiert, darunter unter anderem der jüngst beschlossene Masterplan Ladeinfrastruktur, der bis 2030 1 Mio. öffentliche Ladepunkte vorsieht, oder das Gesetz zur weiteren steuerlichen Förderung der Elektromobilität, das bestehende Steuervorteile unter anderem für Dienstwagen beinhaltet.

### Handlungsempfehlung

Für den Markthochlauf der Batterie- und Fahrzeugproduktion ebenso wie für die Schaffung der erforderlichen Infrastruktur bedarf es politischer Unterstützung.

Es wird mit einem Markthochlauf von Brennstoffzellenfahrzeugen ab Mitte/Ende dieses Jahrzehnts gerechnet. Aktuell werden in asiatischen Märkten niedrige fünfstellige Zulassungszahlen von Brennstoffzellenfahrzeugen bis Mitte der 2020er-Jahre jährlich geplant. Deutschland ist derzeit technologisch führend in einigen wasserstoffaffinen Technologien, beispielsweise der Wasserelektrolyse. Um dieses Potenzial zu nutzen und auch zukünftig eine hohe Wertschöpfung in der deutschen Industrie zu sichern, ist ein frühzeitiger Fokus auf die Entwicklung der Wasserstoffwirtschaft notwendig.

Die Investitionen in die Wasserstofftankstelleninfrastruktur sollten analog zur Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge gefördert werden.

Um den Wasserstoffbedarf der antizipierten Brennstoffzellenfahrzeuge sowie für synthetische Kraftstoffe zu decken, müssen entsprechende Elektrolysekapazitäten in einem industriellen Maßstab technologisch entwickelt und aufgebaut werden. Die Industrialisierung der Wasserelektrolyse sollte durch Marktaktivierungsprogramme beschleunigt werden. Bis 2025 ist eine installierte Leistung von 1 bis 2 GW möglich, bis 2030 von über 10 GW. Die Umsetzung der Infrastrukturmaßnahmen bezüglich der Wasserstoffherzeugung und -distribution ist essenziell. Bei einer installierten Leistung von 10 GW würden die Wasserstoffproduktionskapazitäten die Bedarfe durch Brennstoffzellenfahrzeuge übersteigen und es stünde eine entsprechende Menge Wasserstoff für die Herstellung von synthetischen Kraftstoffen zur Verfügung.

Einige AG-2-Mitglieder sehen den Ausbau der Elektrolyse in Deutschland kritischer, da die benötigte Menge erneuerbarer Energien in Deutschland nicht ausreichend zur Verfügung stünde. Demnach seien bei 10 GW Stromleistung 2.000 bis 2.800 Windkraftanlagen onshore zusätzlich notwendig. Andere Mitglieder bekräftigen allerdings die Potenziale der Elektrolyse mittels erneuerbarer Energien, die es entsprechend zu fördern gelte.

Laut Referenzszenario von BCG/Prognos werden im Jahr 2030 knapp 45 Mio. Pkw zugelassen sein. Der größte Teil (84 %) hiervon entfällt auf rein verbrennungsmotorisch angetriebene Fahrzeuge; Hybrid- und Plug-in-Hybrid-Pkw werden einen Anteil von etwa 7 % haben. Bei diesen Fahrzeugen werden vor allem durch Brennverfahrensoptimierungen und durch die zunehmende Hybridisierung des verbrennungsmotorischen Antriebsstrangs Effizienzverbesserungen von circa 10 bis 15 % im Realverbrauch bis 2030 erzielbar sein und zu einem Sinken des Kraftstoffbedarfs im Jahr 2030 auf circa 2.100 PJ<sup>106</sup> von heute circa 2.400 PJ führen. Um die THG-Emissionen dieser Fahrzeuge in großem Umfang zu senken, bieten sich alternative Kraftstoffe an.

<sup>106</sup> Für rein fossile Kraftstoffe entspräche dies einer THG-Emissionen-Minderung in Höhe von etwa 22 Mio. t.



Aufgrund begrenzter Kapazitäten von Biomasse und regenerativ erzeugtem Strom in Deutschland ist die Verfügbarkeit an inländisch produzierten CO<sub>2</sub>-neutralen Kraftstoffen begrenzt. Daher empfiehlt es sich, mittels erneuerbaren Stroms erzeugte synthetische Kraftstoffe aus Ländern mit günstigeren Bedingungen zu importieren, um die THG-Emissionen der Bestandsflotte mit konventionellem Antrieb zu reduzieren. Ein möglicher Hochlauf der Erzeugungskapazitäten für alternative Kraftstoffe wird in Kapitel 5.4 behandelt.

Im Referenzszenario der AG 1 wird eine Anzahl von bis zu 3 Mio. CNG-Pkw angenommen. Aus Sicht der AG 2 erscheint diese Zahl deutlich zu hoch. Für die für den Verkehrssektor bereitgestellte Menge an Methan lässt sich eine Flotte von 500.000 CNG-Pkw und leichten Nutzfahrzeugen (ohne Berücksichtigung von zum Beispiel LNG-Lkw) ableiten.<sup>107</sup> Dieser moderate Zuwachs erscheint, auch in Anbetracht der Tatsache, dass ein Fahrzeughersteller die in Deutschland zugelassenen CNG-Fahrzeuge auf 1 Mio. Einheiten bis 2025 steigern möchte, als realistisch.

Einige AG-2-Mitglieder betonen, dass Erdgasantriebe seit über 20 Jahren in Betrieb sind, aber nie über eine Nischenanwendung hinaus Verbreitung gefunden haben. Laut einer Studie im Auftrag unter anderem des ADAC sind Erdgasantriebe derzeit und mittelfristig die Antriebsart mit den geringsten THG-Emissionen angesichts des aktuellen Strommixes in Deutschland.<sup>108</sup> Diese Studie wird von einigen AG-2-Mitgliedern kritisch gesehen, da Wasserstoff beispielsweise nur mit erneuerbaren Energien bewertet wird, die Beimischung von 15 % Biomethan zertifikatsbasiert sei und keinen physischen Mix darstelle und Herstellungswerte sowie der Erdgastank nicht näher erläutert werden.

Gleichzeitig erhöht sich in Deutschland die Nachfrage nach beziehungsweise der Bestand an LNG-Lkw als die einzige, aktuell wettbewerbsfähige Alternative zum Diesel-Lkw. Parallel erfolgt der Aufbau einer LNG-Tankstelleninfrastruktur hin zu einer flächendeckenden Versorgung in Deutschland und den europäischen Nachbarländern.

## 7.1.2 CO<sub>2</sub>-MINDERUNGSPOTENZIAL DES ANTRIEBSMIXES

Tabelle 3 zeigt das CO<sub>2</sub>-Minderungspotenzial für die prognostizierten Maximalmengen alternativer Kraftstoffe. Wichtig ist hier insbesondere, dass entsprechende Nachhaltigkeitskriterien für Kraftstoffe definiert beziehungsweise eingehalten werden. Beispielsweise ist für strombasierte Kraftstoffe auf einen entsprechenden Zubau der EE-Erzeugungskapazitäten zu achten. Biokraftstoffe aus Nahrungsmittel- und Futterrohstoffen, die ein hohes ILUC-Risiko aufweisen, werden im Rahmen der RED II ausgephast. Für eine Anrechenbarkeit müssen alternative Kraftstoffe eine THG-Minderung von mindestens 65 % aufweisen. In die im Jahr 2030 maximal verfügbaren Kraftstoffmengen sind folgende Annahmen eingeflossen:

- Biokraftstoffe aus Anbaubiomasse (Nahrungsmittel- / Futterrohstoffe): 4,3 %<sup>109</sup> bis 7 %<sup>110, 111, 112</sup>

<sup>107</sup>Stand 2017: Verbrauch im Verkehr von 8,1 PJ CNG und 1,4 PJ Biomethan bei 80.000 CNG-Pkw (und 20.000 CNG-Nfz). Um die 2030 verfügbare Menge von 50 PJ erneuerbarem Methan als CNG für Pkw zu „verfahren“, werden knapp 500.000 CNG-Pkw benötigt (und 20.000 CNG-Nfz) (Annahme: 100 % erneuerbares Methan, gleiche Fahrleistung wie 2017, 15 % effizienterer Motor). Nicht berücksichtigt ist hier Bio-LNG für Nutzfahrzeuge und Schifffahrt, das den Bedarf an CNG-Pkw weiter reduziert.

<sup>108</sup>Joanneum Research (im Auftrag des ÖAMTC und des ADAC) (2019): Geschätzte Treibhausgasemissionen und Primärenergieverbrauch in der Lebenszyklusanalyse von Pkw-basierten Verkehrssystemen, S. 83–85.

Anmerkung: Die Ergebnisse dieser Studie werden von einzelnen Akteurinnen und Akteuren angezweifelt.

<sup>109</sup>Voraussichtliche Obergrenze unter Berücksichtigung der RED II unter Einbezug des Anteils im Verkehr im Jahr 2018 von 3,3 % (entspricht 4,3 % im Jahr 2030).

<sup>110</sup>Bezogen auf den Endenergieverbrauch im Verkehrssektor.

<sup>111</sup>vgl. iLUC-Richtlinie 2015/1513/EG.

<sup>112</sup>Anrechenbar im Rahmen der RED II sind maximal der Status quo 2020 + 1 %-Punkt bzw. max. 7 %.

- Biokraftstoffe aus Rohstoffen gemäß RED-II-Anhang IX, Teil A: mindestens 1,75 %<sup>113</sup>  
Insbesondere Biomethan weist hier ein hohes Mengenpotenzial auf, sodass die Mindestforderung der RED II überschritten werden kann. Bandbreite Methan: Minimum: Mindestforderung RED II (bei Aufteilung Otto/Diesel/Methan je 1/3), Maximum: Expertenmeinung der FG 3
- Biokraftstoffe aus Rohstoffen gemäß RED-II-Anhang IX, Teil B: 22,9–35,7 PJ<sup>114</sup>
- Power-to-X: 35 PJ bis 190 PJ<sup>115</sup>.

Rohstoff	Produkt	Menge im Jahr 2030 (PJ)	THG-Minderung <sup>116</sup>	CO <sub>2</sub> eq-Einsparung (Mio. t)
Anbaubiomasse	Biodiesel aus Raps	63,1–98	83 %	5,0–7,7
	Bioethanol aus Roggen	31,5–49	86 %	2,5–3,9
Abfall- und Reststoffe	HVO aus Tallöl	12,3	77 %	0,9
	Bioethanol aus Stroh	12,3	90 %	1,0
	Biomethan aus Reststoffen	12,3–50	91 %	1,1–4,3
Altöle	Biodiesel aus Altspeise- und Tierfett	22,9–35,7	94 %	2,0–3,2
Strom	PtX	35–190	95 %	3,1–16,9
			Gesamt <sup>117</sup>	15,6–37,9

Tabelle 3: CO<sub>2</sub>-Minderungspotenziale für alternative Kraftstoffe  
Quelle: eigene Erstellung

Die Wahrscheinlichkeit, dass die aufgezeigten Ziele auf Basis biobasierter Kraftstoffe annähernd erreicht werden, erscheint höher als die ausgewiesene Einsparung mit E-Fuels. Hierfür wären erweiterte Förderprogramme und die Einbeziehung von EE-Quellen außerhalb von Deutschland erforderlich.

### Handlungsempfehlung

Um die Markteinführung und den Markthochlauf von strombasierten Kraftstoffen zu ermöglichen, müssen entsprechende Rahmenbedingungen, wie technologiespezifische Verwendungsquoten oder steuerliche Förderung, geschaffen werden.

<sup>113</sup>Mindestforderung der RED II: 1,75 %.

<sup>114</sup>Die Untergrenze entspricht dem Status Quo (Stand 2018), die Obergrenze der maximal im Rahmen der RED II anrechenbaren Menge (1,7 %).

<sup>115</sup>Ebd.

<sup>116</sup>Annahmen: THG-Emissionen Ottokraftstoff 93,3 kg CO<sub>2</sub>eq/GJ, Diesel 95,1 kg CO<sub>2</sub>eq/GJ, Erdgas (CNG) 94,1 kg CO<sub>2</sub>eq/GJ, Aufteilung PtX: 33 % Benzin, 66 % Diesel; THG-Minderung im Jahr 2018 nach „BLE-Evaluations- und Erfahrungsbericht für das Jahr 2018 – Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung“ bzw. Schätzung für PtX (auf Basis von EE).

<sup>117</sup>Biokraftstoffe wiesen bereits im Jahr 2018 Einsparungen in Höhe von 9,5 Mio. t CO<sub>2</sub> auf.

In Deutschland wurden von September 2018 bis September 2019 insgesamt 7.098 Busse zugelassen;<sup>118</sup> Anfang 2019 waren 228 E-Busse zugelassen.<sup>119</sup>

Durch die Förderung von Nahverkehrsbussen als Null-Emissions-Fahrzeuge kann eine Flottenumstellung beschleunigt werden. Der Einsatz von bis zu 16.000 batterieelektrischen und Brennstoffzellenbussen ist bezüglich der Fahrzeugverfügbarkeit bis 2030 realisierbar, erfordert allerdings hohe Investitionsmaßnahmen (Grundlage für diese Annahme ist unter anderem eine aktuelle Studie von PWC<sup>120</sup>). Bezogen auf das CO<sub>2</sub>-Minderungspotenzial wird dabei von etwa 1,5 Mio. t ausgegangen.

Bezüglich Lkw steht eine detaillierte Betrachtung noch aus. Die CO<sub>2</sub>-Minderung wird daher vorübergehend und vorbehaltlich einer exakten Berechnung, in Anlehnung an die Vorgaben der AG 1 (6 bis 24 Mio. t), mit 15 Mio. t angenommen (vgl. Kapitel 3.3 Oberleitungs-Lkw: 10 bis 12 Mio. t für Lkw; 3,9 Mio. t bis 2030).

Die sich ergebende maximale Gesamtminde rung durch Wechsel der Antriebsart beläuft sich auf 31,7 Mio. t CO<sub>2</sub>eq. Es verbleibt ein durch die Beimischung von biogenen und synthetischen Kraftstoffen zu erzielender Minderungsbedarf in Höhe von bis zu 31,4 Mio. t. Hieraus ergibt sich ein Bedarf von etwa 400 PJ alternativer Kraftstoffe, wovon 190 PJ auf E-Fuels entfallen. Diese Menge erscheint derzeit ohne Importe nicht darstellbar.

Einige AG-2-Mitglieder betonen, dass dies keine Bottom-up-Perspektive darstelle:

- Der heutige Stand der Technologien (maximal Demonstrationsstand) sowie die Planungs-, Genehmigungs- und Bauzeiten sprächen gegen eine solche Menge an alternativen Kraftstoffen. Bis heute gebe es weder eine Anlage an fortschrittlichen Biokraftstoffen (alle anderen Biokraftstofftypen sind rechtlich gedeckelt durch die RED II) noch eine synthetische Kraftstoffanlage im industriellen Maßstab.
- Bei den synthetischen Kraftstoffen käme hinzu, dass bis 2030 die notwendige Menge an EE-Kapazitäten in Deutschland nicht zur Verfügung stehen würde. Bei den fortschrittlichen Biokraftstoffen müssten die heutige Nutzung der Rohstoffe sowie der Bedarf anderer Sektoren berücksichtigt werden. Wenn diese Ausgangssubstrate nun für Biokraftstoffe verwendet würden, stünden diese für andere Sektoren nicht zur Verfügung, sodass in den anderen Sektoren die Emissionen beziehungsweise die sonstigen stofflichen Bedarfe stiegen.

Das hier aufgezeigte CO<sub>2</sub>-Reduktionspotenzial berücksichtigt keine kürzeren Wegelängen oder Verlagerungen auf den ÖPNV sowie weitere Veränderungen des Mobilitätsverhaltens. Dort liegen zusätzliche Potenziale, die von der AG 1 und AG 3 betrachtet werden. Neben der Betrachtung der THG-Emissionen im Betrieb der Fahrzeuge soll abschließend auch darauf hingewiesen werden, dass bei der Produktion der Fahrzeuge, der Produktion von Strom und Kraftstoffen sowie dem Aufbau der notwendigen Infrastruktur THG-Emissionen anfallen. Diese werden allerdings nicht im Verkehrssektor bilanziert.

<sup>118</sup>KBA (2019): Neuzulassungen im Jahr 2019 nach Fahrzeugklassen, [https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Neuzulassungen/FahrzeugklassenAufbauarten/2019\\_n\\_fzkl\\_eckdaten\\_pkw\\_dusl.html?nn=652406](https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Neuzulassungen/FahrzeugklassenAufbauarten/2019_n_fzkl_eckdaten_pkw_dusl.html?nn=652406) [12.03.2020].

<sup>119</sup>PWC (2019): E-Bus-Radar 2019-Wie elektrisch wird der öffentliche Nahverkehr?, <https://www.pwc.de/de/offentliche-unternehmen/e-bus-radar-0819.pdf> [11.03.2019]

<sup>120</sup>Ebd.

### 7.1.3 KURZE MARKTBETRACHTUNG: ANSTRENGUNGEN IN ANDEREN LÄNDERN – DEUTSCHLANDS ZUKÜNFTIGE ROLLE ALS EXPORTORIENTIERTE VOLKSWIRTSCHAFT

Auf internationaler Ebene existieren in verschiedenen Ländern Regulierungen, die eine Reduzierung der verkehrsbedingten THG-Emissionen vorschreiben. Entwicklungen auf den internationalen Märkten haben Einfluss auf den deutschen Markt.

Während Pkw in der EU ab 2021 im Flottendurchschnitt nur noch 95 g CO<sub>2</sub>eq/km (Neuer Europäischer Fahrzyklus, NEFZ) ausstoßen dürfen und dieser Grenzwert bis 2030 um 37,5 % (basierend auf Worldwide harmonized Light vehicles Test Procedure, WLTP) reduziert wird, gibt es in den USA einen ab 2020 gültigen Grenzwert in Höhe von 121 g CO<sub>2</sub>/km.<sup>121</sup> In China liegt der Grenzwert für 2020 bei 117 g CO<sub>2</sub>/km, in Japan bei 105 g CO<sub>2</sub>/km.

Weiterhin gibt es auch in anderen Ländern Bonus-Malus-Systeme (ohne Belastung für den öffentlichen Haushalt) beziehungsweise Förderprogramme zur Unterstützung der Elektromobilität. Es gibt derzeit Kaufanreizprogramme für elektrische Pkw in Großbritannien, Frankreich, den USA, Japan, China und einigen indischen Regionen. Bemerkenswert ist, dass in China, dem Leitmarkt für elektrische Fahrzeuge, die Subventionen bei Kauf eines batterieelektrischen Fahrzeugs seit Anfang 2019 reduziert worden sind. In China wird nun hauptsächlich der Kauf von Brennstoffzellenfahrzeugen gefördert, wobei es neben Kaufanreizprogrammen der Zentralregierung auch weitere Programme auf regionaler Ebene gibt. Für batterieelektrische Fahrzeuge gilt allerdings eine Quote bei Neuzulassungen, die von den Herstellern einzuhalten ist.

In China gibt es heute mehr als 400.000 batterieelektrische Busse (Zielgröße: 50.000 FCEV im Jahr 2025 über alle Fahrzeuge). In China wurden im Jahr 2018 1,25 Mio. batterieelektrische Fahrzeuge (circa 1 Mio. BEV; Zielgröße des Bestands an FCEV im Jahr 2030: 1 Mio. FCEV) zugelassen.

Einige Vertreterinnen und Vertreter der AG 2 sind der Auffassung, dass die Erfahrung von Bonus-Malus-Systemen bezogen auf die Verhältnisse in Deutschland überprüft werden sollte.

In verschiedenen Ländern werden derzeit Zulassungsverbote für rein verbrennungsmotorisch betriebene Fahrzeuge mit fossilen Kraftstoffen diskutiert beziehungsweise geplant.

In Norwegen sollen ab 2025 keine mit fossilen Brennstoffen betriebenen Fahrzeuge/Pkw mehr neu zugelassen werden. Für 2030 ist ein Verbot von verbrennungsmotorisch betriebenen Fahrzeugen/Pkw in China, Indien, den Niederlanden, Israel, Irland, Island und Schweden angekündigt. Dänemark möchte ab 2030 die Neuzulassung von Dieselfahrzeugen verbieten. Für 2040 ist ein Verbot in Großbritannien, Frankreich, Taiwan und Kalifornien geplant. Für 2050 haben sieben weitere US-Bundesstaaten sowie Quebec und Deutschland ein Ende der Neuzulassung von Fahrzeugen/Pkw mit Verbrennungsmotor verkündet.<sup>122</sup>

In Asien liegt ein relativ starker Fokus auf der Entwicklung der Wasserstoffmobilität. Während japanische und koreanische Hersteller Brennstoffzellen-Pkw in (Klein-)Serie produzieren, werden in China Brennstoffzellenbusse

<sup>121</sup>Wissenschaftlicher Dienst des Deutschen Bundestages (2018): Abgasnormen und Grenzwerte von Stickoxiden in den USA, S. 5f; VDA (2017): Quo vadis Diesel? 11 Fragen und Antworten zur Dieselseite, S. 6.

<sup>122</sup>Es ist bei den Ankündigungen nicht immer klar ersichtlich, ob der Verbrennungsmotor als Antriebsmaschine oder lediglich der Betrieb mit fossilen Kraftstoffen verboten werden soll.

hergestellt (2018: circa 1.600 Stück). China strebt einen Bestand von 50.000 Brennstoffzellenfahrzeugen im Jahr 2025 und 1 Mio. Brennstoffzellenfahrzeugen (Pkw und Nfz) im Jahr 2030 an.<sup>123</sup> Das Land liefert darüber hinaus ein geeignetes Beispiel, um die Relevanz der Subventionen wiederzugeben. China hat Elektroautos mit zuletzt 3,1 Mrd. \$ pro Jahr gefördert. Ab 2020 fallen die Subventionen der Zentralregierung weg.<sup>124</sup> Laut China der Association of Automobile Manufacturers sind die Absatzzahlen danach stark gesunken (beispielsweise Juni 2019 geringerer Absatz im Vergleich zum Vorjahr). Ende 2020 werden die regionalen Subventionen für FCEV umgestellt, um das Ziel zu erreichen, bis 2030 1 Mio. FCEV im Feld zu haben. Skeptisch wird in China der Ausbau der erforderlichen Wasserstoffinfrastruktur gesehen, inklusive der erforderlichen Industrialisierung und Kommerzialisierung, wobei hier von einem Zeitbedarf von 10 bis 20 Jahren gerechnet wird. Über weitere Anreizprogramme wird aktuell diskutiert. Im Jahr 2017 waren rund 96 % der in China verkauften New Energy Vehicle<sup>125</sup> von inländischen Herstellern produziert worden, die verbliebenen 4 % werden zur Hälfte von Tesla bedient. Die restlichen 2 % stellen alle anderen ausländischen OEMs dar.<sup>126</sup>

Die Entwicklung der öffentlichen Ladeinfrastruktur ist insbesondere in den Leitmärkten für elektrische Fahrzeuge fortgeschritten. In China gab es Ende 2018 etwa 304.000 öffentliche Ladepunkte. Auffällig ist, dass nach einem sehr raschen Aufbau der öffentlichen Ladeinfrastruktur in China zwischen 2015 und 2017 im letzten Jahr nur etwa 20.000 neue Ladepunkte eingerichtet wurden. Etwa die Hälfte der weltweiten öffentlichen Ladepunkte befindet sich in China. In Europa gab es Ende 2018 190.000 öffentliche Ladepunkte, hiervon etwa 16.000 in Deutschland (dritthöchster Wert nach China und USA).

## 7.2 ZUSAMMENSPIEL DER ANTRIEBSTECHNOLOGIEN UNTEREINANDER UND MIT ANDEREN SEKTOREN

Potenzielle Synergien des Aufbaus von Anlagen zur Erzeugung von Wasserstoff ergeben sich durch Wechselwirkungen mit dem Energiesektor sowie aufgrund des Wasserstoffbedarfs bei der Herstellung synthetischer Kraftstoffe. Die Erhöhung der Nachfrage fördert auch die Industrialisierung der Wasserelektrolyse. Wasserstoff kann, neben der Verwendung in BZ-Fahrzeugen, auch als Rohstoff zur Herstellung synthetischer Kraftstoffe verwendet werden, um die THG-Emissionen der mehrheitlich mit Verbrennungsmotoren ausgerüsteten Bestandsflotte zu reduzieren.

Die Traktionsbatterien elektrischer Fahrzeuge bieten Potenzial zur Netzstabilisierung im Rahmen der Implementierung eines Smart Grid. In Abhängigkeit von der Auslastung des Stromnetzes wird die Ladeleistung der BEV angepasst beziehungsweise werden die Batterien entladen. Ähnliche Möglichkeiten gibt es bei der Kopplung von Strom und Wasserstoff: Bei Stromüberschussperioden wird die Elektrolyseleistung erhöht, um die überschüssige Stromenergie in Form von Wasserstoff zu speichern. Hierbei betonen einige AG-2-Mitglieder, dass diese Art der Stromspeicherung vergleichsweise teuer sei und sich erst ab einem Anteil erneuerbarer Energien von 80 % lohne. In Phasen höheren Strombedarfs wird aus dem gespeicherten Wasserstoff in Kraftwerken elektrische Energie gewonnen und wieder dem Stromnetz zugeführt. Das Businessmodell und die entsprechenden Kostenstrukturen sind noch im weiteren Verlauf im Vergleich zu verschiedenen Langzeit-Großspeichern darzustellen.

<sup>123</sup> Electrive Net. Branchendienst für Elektromobilität (04.09.2019): China will eine Million Brennstoffzellenfahrzeuge bis 2030, <https://www.electrive.net/2019/09/04/china-will-eine-million-brennstoffzellenfahrzeuge-bis-2030/>. [10.03.2020]

<sup>124</sup> ICCT (2019): Policy-Update: China Announced 2019 Subsidies for New Energy Vehicles, S. 1, 11.

<sup>125</sup> Die Chinesische Zentralregierung hat den Begriff NEV (New Energy Vehicle) aus förderpolitischen Gründen eingeführt und implementiert BEV, PHEV und FCEV.

<sup>126</sup> Caixin Global (14.10.2019): Authorities Reiterate Plan to Scrap Hydrogen Car Subsidies, <https://www.caixinglobal.com/2019-10-14/authorities-reiterate-plan-to-scrap-hydrogen-car-subsidies-101471151.html> [12.03.2020]; Electrive Net. Branchendienst für Elektromobilität (15.10.2019): China: Auch Brennstoffzellenautos erhalten ab 2021 keine Förderung mehr, <https://www.electrive.net/2019/10/15/china-auch-brennstoffzellenautos-erhalten-ab-2021-keine-foerderung-mehr/> [12.03.2020]; ICCT (2019): Policy-Update: China Announced 2019 Subsidies for New Energy Vehicles.

Insgesamt muss das Verteilnetz mit den zusätzlichen Belastungen Elektromobilität, Wasserstoff (Elektrolyse) und strombasierte Kraftstoffe im Blick behalten werden und an die neuen Lasten sowohl in der Spitze als auch in der zeitlichen Belastung angepasst werden. Oberste Priorität ist dabei zunächst auf die Integration batterieelektrischer Fahrzeuge zu legen. Bezüglich erforderlicher Speicherkapazitäten ist die Integration der Wasserstoffelektrolyse und der synthetischen Kraftstoffe erforderlich. Für das gesamtsystemische Lösungskonzept Smart Grid ist eine Abstimmung mit der AG 5 notwendig. Für die Wasserstoffelektrolyse und die Produktion strombasierter Kraftstoffe müssten die EE-Kapazitäten ausgebaut werden.

### Handlungsempfehlung

Für eine zielgerichtete und nachhaltige CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktion darf der Verkehrssektor nicht losgelöst vom Energiesektor und unter Beachtung der Wechselwirkung mit dem Industrie- und Wärmesektor betrachtet werden. Die Verfügbarkeit „grüner“ Energieträger muss ausgebaut werden.

## 7.3 ANTRIEBSMIX 2030

Die betrachteten Technologien eignen sich unterschiedlich gut für verschiedene Anwendungen. Für Pkw kleiner und mittlerer Größe lassen sich mithilfe von batterieelektrischen Antriebssystemen die meisten Anwendungsfälle abdecken. Größere batterieelektrische Pkw stehen auch auf der Modellpalette. Auch im Bereich leichter Nutzfahrzeuge eignet sich dieses Konzept, beispielsweise im Lieferverkehr. Für große Pkw, die tendenziell eine etwas höhere durchschnittliche jährliche Fahrleistung aufweisen und für längere Strecken eingesetzt werden, eignen sich Brennstoffzellenantriebssysteme aktuell mehr als BEV (wegen signifikant längerer Ladezeiten). Bei der Verwendung in Fahrzeugen mit hoher Reichweitenanforderung werden in einer Lebensdauerbetrachtung bei H<sub>2</sub>-Fahrzeugen geringere THG-Emissionen als bei batterieelektrisch betriebenen Fahrzeugen nachgewiesen, wenn die elektrische Energie (Betrieb BEV und Elektrolyse H<sub>2</sub>) regenerativ erzeugt wurde.<sup>127</sup> Eine Alternative, die ebenfalls ohne Einschränkungen für die Nutzerin oder den Nutzer aufgrund langer Ladezeiten einhergeht und dennoch ebenso das Potenzial zu einer partiellen emissionsfreien Mobilität bietet, sind Plug-in-Hybride mit ausreichend dimensionierter Batterie zur Bewältigung üblicher täglicher Strecken.<sup>128</sup> Für Lkw eignen sich ebenfalls Brennstoffzellenantriebssysteme, um Fahrleistungen vergleichbar mit konventionell angetriebenen Lkw darzustellen. Eine mögliche Alternative ist die Elektrifizierung von Autobahnen mithilfe von Oberleitungen. Es wird für die Hauptkorridore eine direkte Stromzuführung benötigt, die ergänzt um kleine Batterien und Brennstoffzellen zu einer Dekarbonisierung beitragen kann. Aufgrund des europaweiten Transitverkehrs ist eine EU-weite Lösung wünschenswert, um das Potenzial der Technologien vollständig auszuschöpfen.

<sup>127</sup> Fraunhofer ISE (im Auftrag von H2 Mobility) (2019): Treibhausgasemissionen für Batterie- und Brennstoffzellenfahrzeuge mit Reichweiten über 300 km. Diese Studie wird von einigen Mitgliedern der AG 2 unterschiedlich bewertet, da beispielsweise für Brennstoffzellenfahrzeuge ausschließlich mit erneuerbaren Energien gerechnet wurde.

<sup>128</sup> Plug-in-Hybride haben nur dann einen positiven Effekt, wenn sie im reinen Verbrennerbetrieb niedrige Verbrauchswerte aufweisen und/oder überwiegend im Elektromodus gefahren werden.

Im Schienenverkehr bietet Wasserstoff ebenfalls Potenzial auf nicht elektrifizierten Strecken und im Rangierbetrieb. Bei alternativen Antrieben im Schienenverkehr ist es unerlässlich, eine detaillierte und individuelle Untersuchung des auszuschreibenden Netzes durchzuführen, um die am besten geeignete Technologie als Ersatz für den Dieselantrieb auszuwählen. Einflussfaktoren wie die Länge der nicht elektrifizierten Streckenabschnitte, die Taktdichte des Netzes, die Anzahl der Fahrgäste und die Planbarkeit von Elektrifizierungsmaßnahmen bestimmen maßgeblich die Wahl der Antriebsart und sind in jedem Netz unterschiedlich ausgeprägt.

### Handlungsempfehlung

Aufgrund der Energiedichte von Wasserstoff bietet sich schon heute der Einsatz von Brennstoffzellen, insbesondere bei Fahrzeugen mit hohen Fahrleistungen, an. Die CO<sub>2</sub>-freie Wasserstoffherzeugung und der Infrastrukturausbau sollten gefördert werden. Dafür sollten die in Deutschland in Forschung und Industrie vorhandenen global führenden Kompetenzfelder genutzt werden.

Während bis 2030 der Fokus auf der Entwicklung von BEV und der Effizienzsteigerung von Verbrennungsmotoren liegen wird, sollte der Fokus frühzeitig auf eine Entwicklung von Wasserstoffwirtschaft und -mobilität gelenkt werden, um die angestrebte weitgehende THG-Neutralität 2050 zu erreichen. Hierzu werden Wasserstoff sowie synthetische Kraftstoffe, zum Beispiel zur Verwendung in Luftfahrt und Seeverkehr, eine wichtige Rolle spielen.

### Handlungsempfehlung

Insbesondere in der Schifffahrt und im Luftverkehr sind alternative Kraftstoffe unverzichtbar. Ergänzend sollten im Straßenverkehr strombasierte und kurzfristig auch biomassebasierte Kraftstoffe sinnvoll eingesetzt werden. Effizienzpotenziale des Verbrennungsmotors und von Hybridantrieben sollten weiter vorangetrieben werden.

## 8 ZUSAMMENFASSUNG

Durch eine Nutzung alternativer Antriebe und Kraftstoffe könnten in Deutschland zwischen 26 bis zu maximal 63 Mio. t CO<sub>2</sub>eq-Emissionen im Straßenverkehr im Jahr 2030 gegenüber dem Jahr 2015 eingespart werden. Im Rahmen dieser Potenzialberechnung wurden gegenläufige Effekte, die die CO<sub>2</sub>eq-Emissionen des Verkehrssektors erhöhen, zunächst nicht berücksichtigt. Dazu gehören zum Beispiel höhere Verkehrsleistungen beziehungsweise Fahrleistungen im Personen- und Güterverkehr auf der Straße oder der Trend zu mehr SUV-Fahrzeugen. Einsparungen durch eine Erhöhung der Kraftstoffeffizienz von künftigen Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren sind ebenfalls nicht in der folgenden Potenzialabschätzung enthalten. Hierfür wäre das Potenzial nur mit vielen Unsicherheiten unter anderem in Form von Annahmen zur weiteren Entwicklung und Marktdiffusion von Fahrzeugeffizienztechnologien und der offenen Diskussion, inwieweit erneuerbare Kraftstoffe auf die Flottengrenzwerte zukünftig anrechenbar sein werden, zu quantifizieren.<sup>129</sup>

Diese Unsicherheiten im Zusammenhang mit dem CO<sub>2</sub>eq-Emissionseinsparpotenzial im Sektor Verkehr werden bereits im Zwischenbericht der AG 1 betrachtet. Darin werden sechs Handlungsfelder (unter anderem die Verlagerung von Verkehr auf Verkehrsträger mit geringeren CO<sub>2</sub>eq-Emissionen pro Personen- oder Tonnenkilometer und Veränderung im Mobilitätsverhalten) aufgezeigt sowie die Zusammenhänge durch eine umfassende Verkehrsmodellierung für Deutschland abgebildet.

Die AG 2 sieht folgende Potenziale, um die CO<sub>2</sub>-Emissionen im Straßenverkehr bis 2030 zu senken (siehe Abbildung 12):<sup>130</sup>

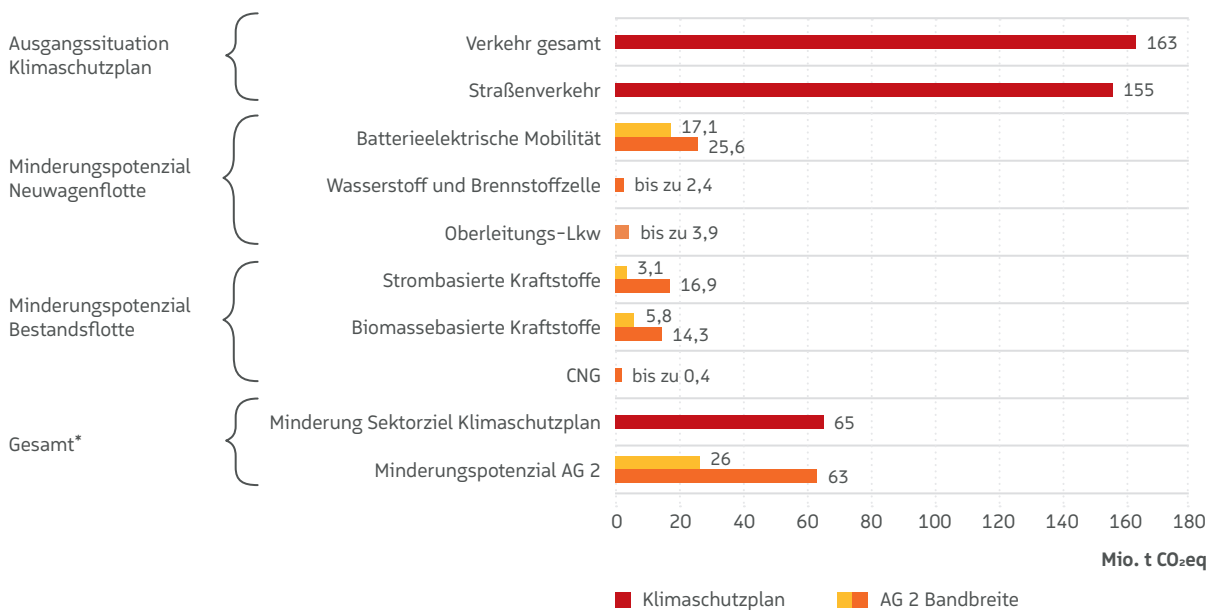
- Elektromobilität mit bis zu 25,6 Mio. t CO<sub>2</sub>eq bei 10,5 Mio. Elektrofahrzeugen als Pkw oder leichten Nutzfahrzeugen (batterieelektrisch 7,2 Mio. und Plug-in 3,3 Mio.). Die Untergrenze des CO<sub>2</sub>-Minderungspotenzials sieht die AG 2 bei 17,1 Mio. t CO<sub>2</sub>eq, was mit 7,2 Mio. Fahrzeugen erreicht würde.
- Schwere Nutzfahrzeuge: bis zu 3,9 Mio. t CO<sub>2</sub>eq Einsparung bei 66.000 OH-Lkw (Aufbau einer Oberleitungsinfrastruktur von 4.000 km) in Deutschland
- Brennstoffzellenfahrzeuge: bis zu 2,4 Mio. t CO<sub>2</sub>eq mit 0,35 Mio. Pkw und 0,1 Mio. Nutzfahrzeugen
- Nutzung alternativer strombasierter Kraftstoffe von 3,1 bis zu 16,9 Mio. t CO<sub>2</sub>eq (Erneuerbare Energien wurden als ausgebaut und verfügbar angenommen.).
- Nutzung alternativer biomassebasierter Kraftstoffe mit bis zu 20,2 Mio. t CO<sub>2</sub>eq (RED-II-Begrenzung wird überschritten), wobei hiervon 6,7 Mio. t CO<sub>2</sub>eq abgezogen werden, da diese Einsparung bereits mithilfe von Biokraftstoffen im Jahr 2015 realisiert wurde.<sup>131</sup> Somit verbleiben zwischen 5,8 und 14,3 Mio. t Einsparung von CO<sub>2</sub>eq.
- CNG-Fahrzeuge: mit bis zu 0,4 Mio. t CO<sub>2</sub>eq bei 1 Mio. CNG-Pkw

<sup>129</sup>Einige Akteurinnen oder Akteure der AG 2 sind grundsätzlich gegen die Anrechnung im Zusammenhang mit Flottengrenzwerten.

<sup>130</sup>Die Betrachtung erfolgt tank-to-wheel, wobei bei alternativen Kraftstoffen aus Biomasse und bei strombasierten Kraftstoffen die jeweiligen Einsparungen in der Vorkette berücksichtigt wurden.

<sup>131</sup>Vgl. Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (2015): Evaluations- und Erfahrungsbericht für das Jahr 2015. Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung. Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung, S. 48.





\*Im Rahmen dieser Potenzialberechnung wurden gegenläufige Effekte, die die CO<sub>2</sub>eq-Emissionen des Verkehrssektors (z. B. Zunahme des Güterverkehrs, Strukturveränderungen der Fahrzeugflotte) erhöhen, zunächst nicht berücksichtigt.

Abbildung 12: CO<sub>2</sub>-Minderungspotenzial alternativer Antriebe und Kraftstoffe bis 2030

Das maximale Gesamteinsparpotenzial für den Straßenverkehr wird somit auf bis zu 63 Mio. t CO<sub>2</sub>eq geschätzt. Die Potenziale im Bereich Schienenverkehr, Binnenschifffahrt und Flugverkehr durch die Nutzung alternativer Antriebe und Kraftstoffe wurden nicht explizit untersucht. In diesen Bereichen können alternative biomasse- oder strombasierte Kraftstoffe ebenfalls eingesetzt werden und so zur Verringerung der CO<sub>2</sub>-Emissionen beitragen. Unberücksichtigt bleibt ebenso ein geringes Potenzial, das durch die Elektrifizierung von Nahverkehrsbussen realisiert werden kann.

Aus der obigen Aufstellung ist zu erkennen, dass die Elektromobilität den höchsten Beitrag für die CO<sub>2</sub>eq-Einsparungen liefert. Daraus lässt sich folgern, dass die vorgeschlagenen Maßnahmen zur Elektromobilität und die hierzu erforderlichen Infrastrukturmaßnahmen zügig umgesetzt werden sollten. Hierfür ist ein möglichst hoher Anteil an regenerativ erzeugtem Strom rasch zur Verfügung zu stellen. Dieser wird für den Fahrzeugbau (insbesondere Batterieproduktion) und -betrieb benötigt, um eine CO<sub>2</sub>-neutrale Mobilität zu gewährleisten. Der Austausch mit der AG 5 wird hierzu intensiviert.

Regenerativ erzeugter Wasserstoff stellt eine wichtige Basis in zukünftigen Mobilitätsanwendungen dar. Deshalb sollten die Produktion und Infrastruktur in Forschung und Umsetzung in Pilotanwendungen innerhalb Deutschlands und unter Einbezug von attraktiven Standorten außerhalb Deutschlands unterstützt und forciert werden. Der vorliegende Kurzbericht hat sich auf das Jahr 2030 fokussiert. Die Potenziale für 2050, die für Wasserstoff als hoch eingeschätzt werden, können erst im weiteren Schritt behandelt werden.

Während einige Mitglieder der AG 2 dafür plädieren, Verbrennungsmotoren mit gasförmigen Kraftstoffen aus fossilen, aber bevorzugt aus biogenen Quellen (CNG und LNG) mit einem Fokus auf Nutzfahrzeuge und Schiffe weiterzuentwickeln, lehnen andere AG-Mitglieder dies als zu fördernde Option ab.

Weitere Effizienzsteigerungen in verbrennungsmotorischen Antrieben (inklusive Hybridantrieben) sind ein relevanter Stellhebel zur Senkung der CO<sub>2</sub>-Emissionen.

Alternative Kraftstoffe bilden einen wichtigen Beitrag, um die Emissionsvorgaben zu erreichen. Der Aufbau von Fertigungseinrichtungen inklusive der dazu notwendigen anlagentechnischen Kompetenzen muss umgehend in großtechnischer Ausprägung erfolgen, um die großen Mengen sicher darstellen zu können. Die passenden politischen Rahmenbedingungen müssen gesetzt werden. Parallel dazu bieten sich weitere Forschung und Entwicklung an.

Nach der Einschätzung der AG 2 werden 2030 in Deutschland bis zu 10,5 Mio. Elektrofahrzeuge und weniger als 0,5 Mio. Brennstoffzellenfahrzeuge im Bestand sein. Um die vorgegebenen CO<sub>2</sub>-Einsparungen zu erreichen, muss ein wesentlicher CO<sub>2</sub>-Senkungsbeitrag aus der Flotte mit verbrennungsmotorischem Antrieb kommen. Zusätzlich ist die Weiterentwicklung der Antriebsstränge über spezifische Forschungs- und Entwicklungsprogramme zu intensivieren.

Daher können bis 2030 die CO<sub>2</sub>-Einsparziele nur durch eine Technologieoffenheit im Verkehr erreicht werden. Dabei steht besonders der Straßenverkehr, der für etwa 96 % der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Verkehrssektor (ohne internationalen Flug- und Schiffsverkehr) verantwortlich ist, im Fokus. Die Einsparungsanstrengungen sind hier entscheidend für den Erfolg der Klimaziele.

Darüber hinaus sollten unterstützende Maßnahmen und Förderprogramme im ÖV (Bus und Bahnen) sowie bezüglich der dazugehörigen Infrastruktur ausgeweitet werden. Aufgezeigte Maßnahmen im Bereich Luft- und Schiffsverkehr sollten sich insbesondere auf alternative Kraftstoffe konzentrieren. In spezifischen Anwendungsbereichen werden auch elektrifizierte Antriebe und Brennstoffzellenantriebe zum Einsatz kommen.

Die Überprüfung des Umsetzungsstands und entsprechende Übergangsszenarien müssen in regelmäßigen Meilensteinen (erster Termin 2022) erfolgen, um entsprechende Korrekturen zügig einführen zu können.

In der weiteren Arbeit in der AG 2 sollten diese erreichten Ergebnisse, insbesondere in enger Abstimmung mit den anderen AGs, bearbeitet werden und der Fokus sollte auf eine Prognose für das Jahr 2050 gelegt werden.

Die AG 2 wird in enger Zusammenarbeit mit AG 1 daher im nächsten Schritt die gesellschaftlichen, ökologischen und ökonomischen Auswirkungen betrachten und anschließend eine Technologie-Roadmap ableiten.

## 9 AUSBLICK

Die AG 2 wird in Zusammenarbeit mit AG 1 daher im nächsten Schritt die gesellschaftlichen, ökologischen und ökonomischen Auswirkungen betrachten und anschließend eine Technologie-Roadmap ableiten.

In dieser Technologie-Roadmap verfolgt AG 2 eine technologieoffene Herangehensweise, wobei die CO<sub>2</sub>-Emissionsminderungspotenziale stärker unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten mit dem Schwerpunkt der Investitionsbedarfe betrachtet werden. Eine einseitige Technologiefestlegung für einen Verkehrsträger oder eine Fahrzeugklasse wird nicht erfolgen.

Ebenso sind Entscheidungen und Rahmenbedingungen für bestimmte Technologien im Kontext der EU-Richtlinien über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe (AFID), zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neufassung – RED II) oder auch die Verordnungen zur Festlegung von CO<sub>2</sub>-Emissionsnormen für neue schwere Nutzfahrzeuge sowie für neue Personenkraftwagen und für neue leichte Nutzfahrzeuge dabei zu berücksichtigen.

Technologieoffenheit, zum Beispiel im Bereich der Nutzfahrzeuge, wird in der Roadmap im Rahmen eines Technologievergleichs (Alternative Kraftstoffe, Brennstoffzellen-, Batterie- und oberleitungselektrische Lkw) weiter detailliert. Darüber hinaus bedarf es eines europäischen Ansatzes. Beimengungsquoten (RED II) und eine mögliche Weiterentwicklung der AFID werden außerdem Berücksichtigung finden.

In Bezug auf das Potenzial zum Ausbau der Elektromobilität wird sich AG 2 eng mit der beim Thema Ladeinfrastruktur federführenden AG 5 und bezogen auf Standards mit der AG 6 abstimmen. Dadurch kann die Rolle der öffentlichen Ladeinfrastruktur und der privaten beziehungsweise halböffentlichen Ladeinfrastruktur (z. B. am Arbeitsplatz) oder für batterieelektrische Schienenfahrzeuge berücksichtigt werden. In enger Abstimmung mit der hier federführenden AG 5 ist gegebenenfalls ein vorausschauender Ladeinfrastrukturaufbau zu bewerten. In der Roadmap wird die Notwendigkeit der Veränderung von industriellen Wertschöpfungsketten und der Notwendigkeit von Kostensenkungen bei allen Technologien stärker als bisher betrachtet. Hierbei wird die Schnittstelle zur AG 4 berücksichtigt.

Als ein weiterer wichtiger Hebel für weniger CO<sub>2</sub>-Emissionen im Verkehr wurde die Verlagerung auf intermodale Verkehre identifiziert, die durch die Handlungsfelder vier und fünf von der AG 1 bearbeitet wird. Dabei muss beim Oberleitungs-Lkw das Thema der Verkehrsverlagerung im Güterverkehr sowie der Einbezug internationaler Speditionsakteure eine Rolle spielen. Für die zukünftige Arbeit in der AG 2 erfolgen verkehrsmittelübergreifende Betrachtungen mittels Querbezügen zwischen den einzelnen Verkehrsträgern beim Auf- und Ausbau alternativer Antriebs- und Kraftstoffstrategien, z. B. in Bezug auf die Schaffung einer Verteilinfrastruktur für Wasserstoff. Betrachtungen zu Verlagerungspotenzialen werden nicht von der AG 2 vorgenommen.

## Abkürzungsverzeichnis

<b>AC</b>	Wechselstrom (englisch: Alternating Current)
<b>BEV</b>	Batterieelektrisches Fahrzeug (englisch: Battery Electric Vehicle)
<b>BHKW</b>	Blockheizkraftwerk
<b>BtG</b>	Biomass-to-Gas
<b>BtL</b>	Biomass-to-Liquid
<b>BtX</b>	Biokraftstoffe sind Kraftstoffe, die aus Biomasse hergestellt werden. Beispiele sind Bioethanol, Biogas und Biodiesel. BtX steht hier für biomassebasierte Kraftstoffe.
<b>CNG</b>	Komprimiertes Erdgas (englisch: Compressed Natural Gas)
<b>CO<sub>2</sub></b>	Kohlenstoffdioxid
<b>CO<sub>2</sub>eq</b>	Kohlenstoffdioxid-Äquivalent
<b>CORSIA</b>	Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation
<b>DC</b>	Gleichstrom (englisch: Direct Current)
<b>DME</b>	Dimethylether
<b>EE</b>	Erneuerbare Energien
<b>EEG</b>	Erneuerbare-Energien-Gesetz
<b>EnergieStG</b>	Energiesteuergesetz
<b>ETCS</b>	Europäisches Zugbeeinflussungssystem (englisch: European Train Control System)
<b>EU ETS</b>	EU Emissions Trading System
<b>EV</b>	Elektrofahrzeug (englisch: Electric Vehicle)
<b>FAME</b>	Fatty acid methyl ester
<b>F&amp;E</b>	Forschung und Entwicklung
<b>FCEV</b>	Brennstoffzellenbetriebene Fahrzeuge (englisch: Fuel Cell Electric Vehicle)
<b>GW</b>	Gigawatt
<b>HVO</b>	Hydrogeniertes Pflanzenöl (hydrotreated vegetable oils)
<b>H<sub>2</sub></b>	Wasserstoff
<b>KBA</b>	Kraftfahrt-Bundesamt
<b>km</b>	Kilometer
<b>kW</b>	Kilowatt
<b>kWel</b>	Kilowatt elektrisch
<b>kWh</b>	Kilowattstunde
<b>Lkw</b>	Lastkraftwagen
<b>LNF</b>	Leichte Nutzfahrzeuge
<b>LNG</b>	Flüssiges Erdgas (englisch: Liquefied Natural Gas)
<b>LOHC</b>	Flüssige organische Wasserstoffträger (englisch: liquid organic hydrogen carriers)

<b>NEFZ</b>	Neuer Europäischer Fahrzyklus
<b>Nfz</b>	Nutzfahrzeug
<b>NIP</b>	Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie
<b>MENA</b>	Middle East & North Africa (Nahost und Nordafrika)
<b>MJ</b>	Megajoule
<b>NOx</b>	Stickoxid
<b>LNG</b>	Liquefied Natural Gas
<b>OEM</b>	Erstausrüster (englisch: Original Equipment Manufacturer)
<b>OH-LKW</b>	Oberleitungs-Hybrid-Lkw
<b>OME</b>	Oxymethylenether
<b>ÖPNV</b>	Öffentlicher Personennahverkehr
<b>ÖV</b>	Öffentlicher Verkehr
<b>PbTL</b>	Power-and-Biomass-to-Liquid
<b>PHEV</b>	Plug-in-Hybrid-elektrisches Fahrzeug (englisch: Plug-in Hybrid Electric Vehicle)
<b>Pkw</b>	Personenkraftwagen
<b>PJ</b>	Petajoule
<b>PtX</b>	Strombasierte gasförmige und flüssige Kraftstoffe (englisch: Power-to-X)
<b>RED II</b>	Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (RED II - Renewable Energy Directive)
<b>SoH</b>	Kennzahl, die den Zustand einer Batterie im Verhältnis zum idealen Leistungszustand beschreibt (englisch: State of Health)
<b>SoC</b>	State of Charge
<b>SOx</b>	Schwefeloxid
<b>SPV</b>	Schienenpersonenverkehr
<b>StVG</b>	Straßengüterverkehr
<b>StVo</b>	Straßenverkehrsordnung
<b>SUV</b>	Sport Utility Vehicle
<b>SV</b>	Schienenverkehr
<b>SVG</b>	Schienengüterverkehr
<b>t</b>	Tonne
<b>THG</b>	Treibhausgasemission
<b>TWh</b>	Terawattstunde
<b>WEG</b>	Wohnungseigentumsgesetz
<b>WLTP</b>	Worldwide harmonized Light vehicles Test Procedure
<b>zGG</b>	Zulässiges Gesamtgewicht

# ANHANG

	2020			2030			2050		
	Opt.	Ref.	Pess.	Opt.	Ref.	Pess.	Opt.	Ref.	Pess.
<b>Niedrigtemperatur- elektrolyse</b>	656	737	768	442	625	707	200	450	600
<b>Hochtemperatur- elektrolyse</b>	877	930	969	675	804	909	400	600	800

Tabelle 1: Angenommene Investitionskosten für die Wasserstoffelektrolyse [ $\text{€}_{2017}/\text{kW}_{\text{el}}$ ]

Quelle: Agora Verkehrswende/Agora Energiewende/Frontier Economics (2018): Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe, S. 66

	2020			2030			2050		
	Opt.	Ref.	Pess.	Opt.	Ref.	Pess.	Opt.	Ref.	Pess.
<b>Niedrigtemperatur- elektrolyse</b>	67 %			71 %			80 %		
<b>Hochtemperatur- elektrolyse</b>	81 %			84 %			90 %		

Tabelle 2: Angenommener Wirkungsgrad (Heizwert  $H_i$ ) für die Umwandlung von Strom in Wasserstoff

Quelle: Agora Verkehrswende/Agora Energiewende/Frontier Economics (2018): Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe, S. 66

	2020			2030			2050		
	Opt.	Ref.	Pess.	Opt.	Ref.	Pess.	Opt.	Ref.	Pess.
<b>Methanisierungsanlage</b>	652	748	785	432	654	756	190	500	700

Tabelle 3: Angenommene Investitionskosten für die Methanisierungsanlage [ $\text{€}_{2017}/\text{kW Methan}$ ]

Quelle: Agora Verkehrswende/Agora Energiewende/Frontier Economics (2018): Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe, S. 70.

	2020			2030			2050		
	Opt.	Ref.	Pess.	Opt.	Ref.	Pess.	Opt.	Ref.	Pess.
<b>Umwandlungsanlage</b>	732	788	843	544	677	828	300	500	800

Tabelle 4: Angenommene Investitionskosten für die Umwandlungsanlage [ $\text{€}_{2017}/\text{kW PtL}$ ]

Annahmen: Wirkungsgrad Umwandlung Wasserstoff  $\rightarrow$  PtL  $\sim$  80 %, vgl. Fasihi, M./Breyer, C. (2017): Synthetic Fuels and Chemicals: Options and Systemic Impact.

Auslastung 8000 h/a (mit Wasserstoffspeicher)

Investitionskosten für die  $\text{CO}_2$ -Gewinnung aus Luft: 2231  $\text{€}/\text{kWPtL}$ , im Jahr 2050 1635  $\text{€}/\text{kWPtL}$ ,

Quelle: Agora Verkehrswende/Agora Energiewende/Frontier Economics (2018): Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe, S. 74.

Kraftstoff	TRL / FRL	Produktionskapazitäten	Kraftstoffnorm	Kraftstoff-Gestehungskosten [€/GJ]	THG-Emissionen [g CO <sub>2</sub> eq/MJ]
<b>CNG/ LNG</b>	CNG: 9/9 LNG: 8/9	Internationaler Energiemarkt für Erdgas. Transport über Pipelines oder per Schiff als LNG. Keine Einschränkungen bei den Importkapazitäten.	Erdgasnorme, z. B. EN 16723-2 inkl. Tabelle D.1 laut Entwurf 10. BImSchV (Schärfere Grenzwerte für Schwefel, Kompressoröl und Methanzahl als im normativen Textkörper der 16723-2).	ca. 1 €/GJ (inkl. Kosten für Erdgasförderung, Aufbereitung, Transport und Distribution). Durchschnittlicher Importpreis für gasförmiges Erdgas in Deutschland im Jahr 2017: 4,7 €/GJ.	38. BImSchV: Benzin 93,3 Diesel 95,1 CNG 69,3 LNG 74,5 (Well-to-Wheel inkl. Verbrennung), → >20 % Reduktion gegenüber Erdölprodukten.
<b>Biome- than</b>	9/9	DE: ca. 44 PJ/a mit Einspeisung ins Erdgasnetz (insg. ca. 73 PJ/a), EU: ca. 97 PJ/a Welt: ca. 119 PJ/a	DIN EN 16723-2: Beimischung bis zu 100 Vol.-% möglich	Normalisiert auf 2018 (Kostentreiber: maßgeblich abhängig vom Rohstoffpreis, Kapitalkosten von mittlerem Einfluss) Mais: 26,2-43,0 Abfall-/Reststoffe: 11,1-35,7	Mais: 34,6-77,6 g Abfälle: 18,6-75,6 Gülle -95,4-26,6 Durchschnittliche THG-Minderung (DE 2017): ca. 91 %
<b>PtG</b>	6-9/9	DE ca. 0,14 PJ/a Weitere Demonstrationsanlagen in Deutschland und Europa in Planung.	DIN EN 16723-2: vollständig in bestehende Gasinfrastruktur integrierbar DIN EN 16723-2 inkl. Tabelle D.1 laut Entwurf 10. BImSchV; komplette Integration in bestehende Importwege möglich	Normalisiert auf 2017 (Kostentreiber: maßgeblich Rohstoffpreis, Elektrolyseur, Methanisierungsreaktor) 20,3-36,4 a) DE 2030 SNG: 30-50 b) MENA SNG: 20-35	RED II: Mindest-THG-Einsparung von 70 % ab 01.01.2021 Maßgeblicher Faktor ist der fossile Anteil am genutzten Strom 5-200 g CO <sub>2</sub> eq/MJ Bei Nutzung grünen Stroms (inkl. Tankstelle) 90-95% THG-Reduzierung, also 4-7 g CO <sub>2</sub> eq/MJ
<b>Bio- diesel/ FAME</b>	9/9	Produktionskapazitäten FAME DE ca. 145 PJ/a (ca. 30 Anlagen), Europa: ca. 730 PJ/a, weltweit ca. 1094 PJ/a Nutzung in DE 2017 ca. 80 PJ (DE ist Nettoexporteur, nahezu ausschließlich EU)	EN 14214   Einsatz als Reinkraftstoff (B100) EN 590   Zulässige Beimischung von bis zu 7 Vol.-% (B7) EN 16734   Biodiesel als Beimischkraftstoff bis 10 Vol.-% (B10) EN 16709   Biodiesel als Beimischkraftstoff bis 20 bzw. 30 Vol.-% FAME (B20/B30) B20 bzw. B30 zulässig für Flottenanwendungen	Normalisiert auf 2018 (Kostentreiber: maßgeblich abhängig vom Rohstoffpreis, jeweils gekoppelt an den Preis für den Presskuchen, eingeschränkt vom Glycerinpreis, Kapitalkosten ohne signifikanten Einfluss) RME 16,2-35,2 SME 13,3-31,6 PME 9,3-22,2 UCOME 17,3-28,8 Durchschnittlicher Marktpreis (DE/EU): 25-36 €/GJ	RME 50,1, SME 47, PME 51,6-75,7, UCOME 14,9 Durchschnittliche THG-Minderung (DE 2017): ca. 81 % (RME 68 %, SME 61 %, PME 79 %, UCOME 94 %)

<b>HVO/ HEFA</b>	8-9/9 Biorohöl, Algen: 3-4	Produktionskapazitäten DE: keine EU: ca. 167 PJ/a, Welt: ca. 224 PJ/a, davon ca. HEFA-SPK 5 PJ/a Nutzung: DE 2017 ca. 1 PJ	EN 15940: Paraffinische Dieselmotoren; in Beimischung zu Diesel EN 590 Dichte als limitierender Faktor (bis ca. 30 Vol.-%); gemeinsame Beimischung mit Biodiesel/FAME möglich (Bsp. DieselR33) ASTM D7566 Annex 2, max. Blendrate 50 Vol.-% zu konventionellem JET A-1	Normalisiert auf 2018 (Kostentreiber: maßgeblich Rohstoffpreis, bei externer Bereitstellung auch von Wasserstoffpreis, Kapitalkosten von untergeordneter Bedeutung) Palmöl 14,2-52,1 Altspeiseöl (UCO) 19,0-29,0 Algen 17,4-188,4 Durchschnittlicher Marktpreis: „etwas teurer als FAME“	Pflanzenöle: 43,6-73,3 Altspeiseöl (UCO): 16 Durchschnittliche THG-Minderung (DE 2017): ca. 65 %
<b>Bio- ethanol</b>	Konventionell: 9 Lignocellulose: 7-9	Konventionell DE: ca. 25 PJ/a EU: ca. 198 PJ/a Welt: ca. 3381 PJ/a Nutzung DE im Jahr 2018 ca. 32 PJ/a Lignocellulose Demonstrations- und kommerzielle Anlagen mit ca. 38 PJ Gesamtkapazität (EU ca. 1 PJ/a, eine Pilotanlage in DE) teils außer Betrieb; zahlreiche weitere Anlagen weltweit in Bau/Planung.	EN 51625: Ethanol-Kraftstoff (E85) EN 15376: Ethanol zur Verwendung als Blendkomponente in Ottokraftstoff EN 228: Unverbleite Ottokraftstoffe (E5 und E10)	Konventionell Normalisiert auf 2018 (Kostentreiber: maßgeblich Rohstoffpreis, gekoppelt daran Futtermittelpreis, Kapitalkosten signifikant) Zuckerrübe: 20,2-34,1 €/GJ, Zuckerrohr: 8,0-19,1 €/GJ, Getreide: 19,3-40,2 €/GJ, Mais: 19,1-25,7 €/GJ Durchschnittlicher Marktpreis EU: 22-30 €/GJ Lignocellulose Normalisiert auf 2018 (Kostentreiber: maßgeblich Rohstoffpreis, Kapitalkosten und Kosten für Hilfsstoffe wie Enzyme von großer Bedeutung, dito Erlös für z. B. Lignin, C5-Zucker) 20,1-49,5 €/GJ	Konventionell Zuckerrübe: 22,5-38,2 Zuckerrohr: 28,6 Getreide: 31,4-58,5 Mais: 30,3-56,8 Durchschnittliche THG-Minderung (DE 2017): ca. 83 % Lignocellulose: 15,7 g CO <sub>2</sub> eq/MJ
<b>AtJ</b>	5-7/6-7	Welt: Demonstrationsanlagen mit 5 TJ/a	Kraftstoffe nach ASTM D7566 Annex 5 mit einer max. Blendrate von 50 Vol.-% zertifiziert.	Normalisiert auf 2018 (Kostentreiber: maßgeblich Rohstoffpreis, Kapitalkosten untergeordnet) 22-80 €/GJ	29-35
<b>PtG - H<sub>2</sub></b>	7-9/9	0,33 PJ/a Kapazität H <sub>2</sub> & CH <sub>4</sub> (Stand 2018); weitere in Bau	Nur bedingt kompatibel mit bestehender Infrastruktur	Normalisiert auf 2017 (Kostentreiber: maßgeblich Strompreis und damit Standort der Anlage) 30-45 €/GJ	Maßgeblicher Faktor: fossiler Anteil am genutzten Strom 0-150



<b>PtL Fischer-Tropsch</b>	5-8/8-9	Überwiegend Anlagen im Technikums-/ Pilotmaßstab (z. B. 5 L/d im Energy Lab 2.0 des KIT, ca. 160 L/d Sunfire Anlage). Weitere Demonstrationsanlagen in DE und EU in Planung	Kerosin/Jet A-1: ASTM D7566, Annex 1   Zulässige Beimischung von bis zu 50 % Diesel: DIN EN 15 940   Paraffinische Dieseldieseltstoffe; Beimischung zu Diesel EN 590 limitiert aufgrund der Dichte (bis max. 30 Vol.-%); in Beimischung zu Benzin EN 228 limitiert wegen Dichte (und ggf. Oktanzahl).	Normalisiert auf 2017 (Kostentreiber: maßgeblich Strompreis, Wirkungsgrad Elektrolyse) 20,5-98 €/GJ Durchschnittlicher Marktpreis für äquivalente Kraftstoffe auf Basis fossiler Energien (DE/EU): 35-40 €/GJ a) DE 2030 PtL (FT-Synthese) 34-60 b) MENA 2030 PtL (FT-Synthese) 25-36.	Nach RED II Mindest-THG-Einsparung von 70 % ab 01.01.2021 Maßgeblicher Faktor ist der fossile Anteil am genutzten Strom 5-200 g CO <sub>2</sub> eq/MJ Bei Nutzung grünen Stroms 85-90 % THG-Reduzierung, also 10-14 g CO <sub>2</sub> eq/MJ
<b>PtL Methanol</b>	5-8/5-9	DE: überwiegend Anlagen im Technikums-/Pilotmaßstab Weitere Demonstrationsanlagen in DE und EU in Planung.	Teilweise Kompatibilität mit bestehender Infrastruktur kann durch Nachrüstung erreicht werden. Nach EN 228 sind für Benzin 3 % MeOH im Kraftstoff unter Zusatz von Stabilisierungsmitteln zulässig. DME wird unter Druck transportiert und die bestehende LPG-Infrastruktur kann nach Anpassungsmaßnahmen alternativ genutzt werden. DME wird hauptsächlich als Dieselerersatz verwendet (Biokraftstoffrichtlinie 2003-30-EG). Hierfür sind leichte Modifikationen des Motors notwendig bei Verwendung eines Drucktank-/kraftstoffsystems speziell für DME. MtG-Benzin erfüllt die EN228 OME nach DIN SPEC 51699 (ist in der Erarbeitung) kann möglicherweise als Dieseldieseltstoffkomponente oder vollständige Alternative zu Dieseldieseltstoff in speziell adaptierten Motor- und Kraftstoffsystemen verwendet werden.	Normalisiert auf 2018 [7] (Kostentreiber: maßgeblich Strompreis, CO <sub>2</sub> -Bereitstellung) Methanol: 23,1-141,6 OME: 26,8-141,9 DME: 27,8-104,9 Kerosin (FT) 12,4-136,7 Durchschnittlicher Marktpreis Methanol bzw. DME auf Basis fossiler Energien (DE/EU): 9-10 €/GJ	Nach RED II Mindest-THG-Einsparung von 70 % ab 01.01.2021 Maßgeblicher Faktor ist der fossile Anteil am genutzten Strom Methanol: 1,0-50,0 OME: 0,0-65,0 Kerosin (FT): 2,8-145,8 [7]

<b>Bio-mass/ Waste to Liquid</b>	5-8/8-9	Überwiegend Anlagen im Technikums-/ Pilotmaßstab	Siehe PtL-Fischer-Tropsch oder methanolbasierte Kraftstoffe	Normalisiert auf 2017 (Kostentreiber: Biomassekosten, Rohstoff-Effizienz, Skalierung der Produktionsanlagen) 20-35 €/GJ [20] MeOH: 11,1-47,4 OME: 23,0-53,8 DME: 12,5-49,0 FT: 16,7-73,1	Nach RED II Mindest-THG-Einsparung von 70 % ab 01.01.2021 Maßgeblicher Faktor ist der fossile Anteil in Vorketten und der Kohlenstoff-Nutzungsgrad, typische Werte liegen bei 85-90 % THG-Reduzierung MeOH: 10,4-16,2 OME: 13,4-27,0 DME: 10,4-16,2 FT: 10,2-16,7
<b>Solar Fuels</b>	5-6/7	Bisher sind keine nennenswerten kommerziellen Kapazitäten installiert.	Bei den erzeugten Treibstoffen handelt es sich um synthetisches Benzin bzw. synthetischen Diesel und Kerosin, die den bestehenden Normen entsprechen (EN 228 für Benzin, EN 590 für Diesel, Jet A1 für Kerosin). Die Treibstoffe können daher direkt mit der bestehenden Verteilungs- und Antriebsinfrastruktur genutzt werden.	35-65 [21] Die Kosten hängen maßgeblich von der Auswahl des Produktionsstandorts und von der Entwicklung der Kosten für konzentrierende Solarthermie ab sowie von Fortschritten bei den Reaktorwirkungsgraden.	10-20 [21].

Tabelle 5: Eigenschaften unterschiedlicher Kraftstoffe  
Quelle: eigene Erstellung

## CO<sub>2</sub>-EMISSIONSSTANDARDS FÜR PKW, LNF UND LKW

Die geltenden beziehungsweise zukünftigen Regulierungen sind in Tabelle 6 zusammengefasst. Alle dargestellten Grenzwerte umfassen dabei nur die Tank-to-Wheel Emissionen.

Der Grenzwert von 95 g CO<sub>2</sub>/km muss zunächst von 95 % der Neuwagenflotte eingehalten werden (Phase-in). Ab dem Jahr 2021 gilt dieser dann für die gesamte Flotte. Zur Förderung besonders emissionsarmer Pkw mit CO<sub>2</sub>-Emissionen von unter 50 g CO<sub>2</sub>/km (batterieelektrische und Brennstoffzellen-Pkw) werden diese Fahrzeuge in der Berechnung der Durchschnittsemissionen eines Herstellers auf Basis der sogenannten Super Credits stärker gewichtet (2020: 2; 2021: 1,67; 2022: 1,33).

Die Förderung über das System der Super Credits findet ab 2025 nicht mehr statt. Erreicht ein Hersteller bestimmte Schwellenwerte (Benchmarks) von Niedrigemissionsfahrzeugen an seinen Neuzulassungen, so wird dies mit weniger strengen CO<sub>2</sub>-Emissionszielen anerkannt. Auch gibt es eine Revisionsklausel, sodass die Ziele für 2030 gegebenenfalls überprüft werden können.

Ende 2018 wurde auch beschlossen, dass in der EU erstmals auch Zielwerte für die CO<sub>2</sub>-Emissionen von neuen schweren Nutzfahrzeugen auf EU-Ebene eingeführt werden. Bei ihrer Einführung umfassen die regulierten Fahrzeuge (vor allem Lkw > 16 t zGG) rund 70 % der CO<sub>2</sub>-Emissionen der schweren Nutzfahrzeuge (inklusive Bussen). Ab dem Jahr 2022 soll das Monitoring der Emissionswerte weitere Fahrzeuggruppen umfassen, die dann auch Teil der Regulierung werden.

Für die Förderung besonders effizienter Lkw (vor allem batterieelektrischer und Brennstoffzellen-Lkw) findet zunächst eine Förderung über Super Credits statt. Ab dem Jahr 2025 wechselt das Förderregime dieser Fahrzeuge jedoch auf ein Benchmark-System. Zur Flexibilisierung der Zielerreichung ist zudem ein Banking- und Borrowing-System eingeführt, das die Möglichkeit bietet, im Zeitraum 2025 bis 2029 im gewissen Rahmen zunächst die Zielwerte nicht zu erfüllen, wenn diese in den Folgejahren durch eine Übererfüllung der Zielwerte ausgeglichen werden. Die Regulierung soll im Jahr 2022 durch ein Review überprüft und gegebenenfalls angepasst werden.

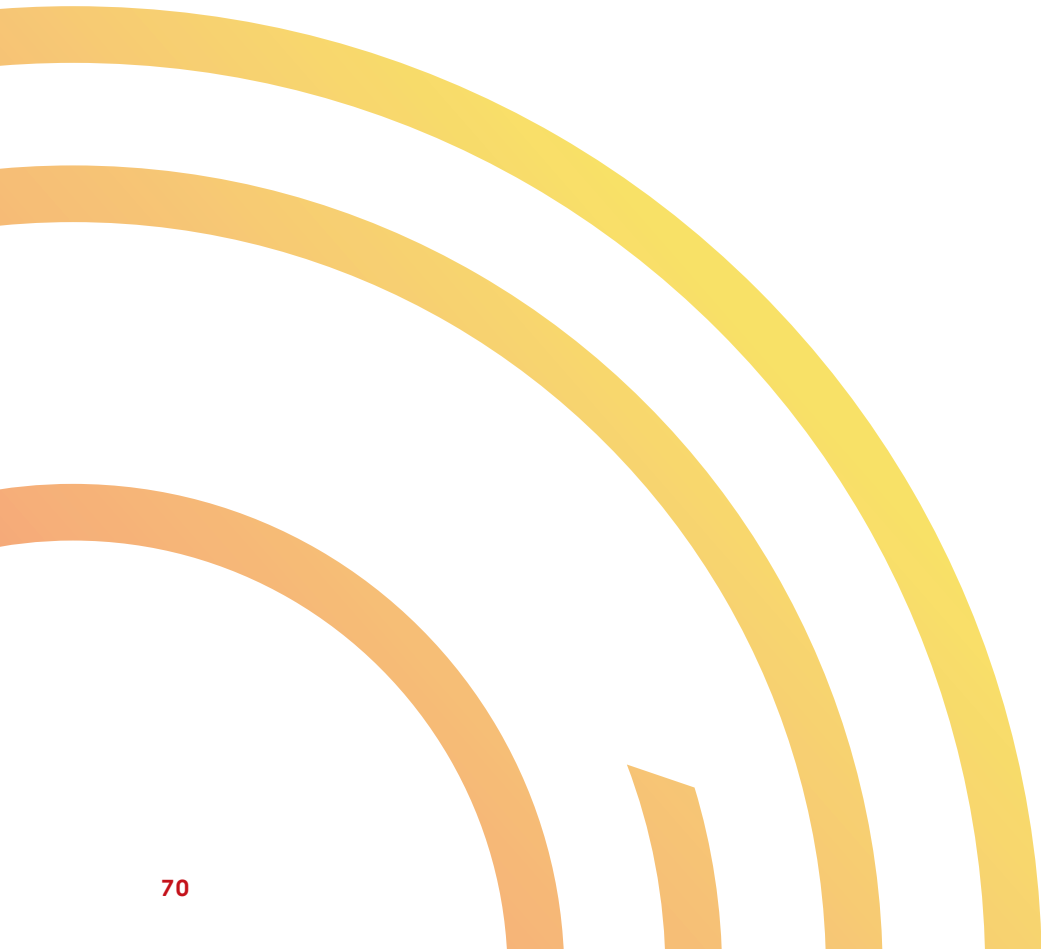
	2015	2017	2020	2021	2025	2030
<b>Pkw</b>	130 g CO <sub>2</sub> /km		95 g CO <sub>2</sub> /km	Einführung WLTP und Ende Phase-in	-15 % ggü. 2021	-37,5 % ggü. 2021
<b>Nfz &lt; 16 t</b>		175 g CO <sub>2</sub> /km	147 g CO <sub>2</sub> /km	Einführung WLTP	-15 % ggü. 2021	-31 % ggü. 2021
<b>Nfz &gt; 16 t</b>					-15 % ggü. 2020	-30 % ggü. 2020

Tabelle 6: Übersicht über die EU-Grenzwerte für Pkw und Nutzfahrzeuge  
Quelle: eigene Erstellung

# ABBILDUNGS- UND TABELLENVERZEICHNIS

Abbildung 1:	CO <sub>2</sub> -Minderungspotenzial alternativer Antriebe und Kraftstoffe bis 2030	7
Abbildung 2:	Herstellkosten und Besteuerung von Energieträgern im Vergleich (2030)	15
Abbildung 3:	Einsparpotenziale der CO <sub>2</sub> eq-Emissionen von BEV in Abhängigkeit des zugrunde liegenden Strommixes	20
Abbildung 4:	Zusammensetzung der Transportkosten für Wasserstoff	23
Abbildung 5:	Möglicher zeitlicher Hochlauf des Wasserstoffbedarfs sowie des CO <sub>2</sub> -Einsparpotentials unter optimistischen Annahmen	27
Abbildung 6:	Emissionseinsparungen durch Wasserstoffmobilität	27
Abbildung 7:	Bandbreite typischer Kraftstoffgestehungskosten auf Basis unterschiedlicher internationaler Studien	37
Abbildung 8:	Gesamtkosten von synthetischem Methan	38
Abbildung 9:	Gesamtkosten synthetischer Flüssigkraftstoffe	38
Abbildung 10:	Treibhausgasemissionen ausgewählter alternativer Kraftstoffe auf Basis der Auswertung internationaler Studien	39
Abbildung 11:	Rechtlicher Rahmen in der Europäischen Union und in Deutschland	40
Abbildung 12:	CO <sub>2</sub> -Minderungspotenzial alternativer Antriebe und Kraftstoffe bis 2030	57
Tabelle 1:	Ausgewählte Förderprogramme der Bundesregierung	12
Tabelle 2:	Möglicher Hochlauf der Brennstoffzellen-Fahrzeugzahlen	26
Tabelle 3:	CO <sub>2</sub> -Minderungspotenziale für alternative Kraftstoffe	50





# IMPRESSUM

## Verfasser

Nationale Plattform Zukunft der Mobilität  
Arbeitsgruppe 2 „Alternative Antriebe und Kraftstoffe für nachhaltige Mobilität“

Berlin, April 2020

## Herausgeber

Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur

## Redaktionelle Unterstützung

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V.  
Schaeffler AG /pegu mobility consult  
acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V.  
IFOK GmbH

## Satz und Gestaltung

IFOK GmbH

## Lektorat

Wort für Wort GmbH & Co. KG

Die Nationale Plattform Zukunft der Mobilität (NPM) ist per Kabinettsbeschluss von der Bundesregierung eingesetzt und wird vom Bundesministerium für Verkehr und Digitale Infrastruktur federführend koordiniert.

Sie arbeitet unabhängig, überparteilich und neutral. Alle Berichte spiegeln ausschließlich die Meinungen der in der NPM beteiligten Expertinnen und Experten wider.

# **NPM**

**Nationale Plattform  
Zukunft der Mobilität**

