

Gefördert durch:



Koordiniert durch:



Projektpartner:



Rechtliche Rahmenbedingungen für ein integriertes Energiekonzept 2050 und die Einbindung von EE-Kraftstoffen

Abschlussbericht (Kurzfassung)

Auftraggeber

Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur,
Invalidenstraße 44, 10115 Berlin

Koordination:

NOW GmbH, Fasanenstr. 5, 10623 Berlin

erstellt durch

Becker Büttner Held

Rechtsanwälte, Wirtschaftsprüfer, Steuerberater PartGmbH (BBH)

Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST)

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE

Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e.V. (IKEM)

Becker Büttner Held (BBH)

Rechtsanwälte Wirtschaftsprüfer Steuerberater PartGmbH
Magazinstraße 15 – 16
10179 Berlin
Tel.: 030 / 611 28 40-96
Fax: 030 / 611 2840-99
E-Mail: martin.altrock@bbh-online.de
(Hauptauftragnehmer)

Projektteam: Dr. Martin Altrock, Barbara v. Gayling-Westphal, Christine Kliem,
Dr. Wieland Lehnert, Saskia Mattern, Simone Mühe, Dr. Roman Ringwald,
Dr. Christian Rühr, Sophia Schmidt, Dr. Christian de Wyl

Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST)

Daimlerstraße 15
85521 Ottobrunn
Tel.: 089 / 608110-38
Fax: 089 / 6099731
E-Mail: matthias.altmann@lbst.de

Projektteam: Matthias Altmann, Dr. Ulrich Bünger, Jan Michalski, Patrick Schmidt,
Werner Weindorf

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE (Fraunhofer ISE)

Heidenhofstraße
79110 Freiburg
Tel.: 0761 / 4588-5903
Fax: 0761 / 4588-9000
E-Mail: andreas.palzer@ise.fraunhofer.de

Projektteam: Dr. Andreas Palzer, Dr. Christoph Kost, Philip Sterchele

Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e.V. (IKEM)

Magazinstraße 15 – 16
10179 Berlin
Tel.: 030 / 40 818 70-10
Fax: 030 / 40 818 70-18
E-Mail: simon.schaefer-stradowsky@ikem.de

Projektteam: Prof. Dr. Thorsten Beckers, Dr. Florian Gizzi, Simon Schäfer-Stradowsky,
Susan Wilms

Projektkoordination NOW: Dr. Hanno Butsch, Dr. Christian Dieckhoff

Für den Inhalt der Studie zeichnen sich die Studienautoren verantwortlich. Der Inhalt stellt nicht zwingend die Auffassung des Auftraggebers dar.

Berlin, November 2018

Inhaltsverzeichnis

1.	Einführung in die Studie.....	1
2.	Methodischer Ansatz.....	1
	2.1. Studiendesign.....	1
	2.2. Übersicht der untersuchten Szenarien.....	3
3.	Ergebnisse für das gesamte Energiesystem.....	5
	3.1. Szenarienergebnisse für das gesamte Energiesystem.....	5
	3.2. Robuste Entwicklungen für das gesamte Energiesystem.....	10
4.	Ergebnisse für den Verkehrssektor.....	11
	4.1. Szenarienergebnisse für den Verkehrssektor.....	11
	4.1.1. Transformation der Kraftstoffe.....	11
	4.1.2. Endenergie und CO ₂ -Emissionen.....	13
	4.1.3. Sensitivitätsanalyse Verkehr.....	14
	4.2. Robuste Entwicklungen im Verkehrssektor.....	15
	4.3. Individuelle Kostenperspektive.....	18
5.	Regulatorische Schlussfolgerungen.....	21
	5.1. Regulatorische Schlussfolgerungen für den Stromsektor.....	21
	5.2. Regulatorische Schlussfolgerungen für den Verkehrssektor.....	24
	5.2.1. Gestaltung der technologischen Transformation.....	24
	5.2.2. Empfehlungen für den PKW-Bereich.....	27
	5.2.3. Empfehlungen für den LKW- Bereich.....	29
6.	Vertiefungsthemen.....	29
	6.1. Optimierung der Rahmenbedingungen beim Einsatz von erneuerbaren Kraftstoffen.....	29
	6.2. Steigerung der Attraktivität der E-Mobilität.....	32
	6.3. Integrierte Erprobung wasserstoffbasierter Anwendungen im Verkehr.....	33
	6.4. Organisation der H ₂ -Tankstelleninfrastruktur – sichere Verfügbarkeit und absehbare Preise.....	34
	6.5. Oberleitungs-LKW: Überblick zu den regulatorischen Themen.....	35
7.	Fazit.....	35
8.	Conclusion.....	36
9.	Glossar- und Abkürzungsverzeichnis.....	38

1. Einführung in die Studie

Die von der Bundesregierung vorgegebenen und international im Übereinkommen von Paris 2015 vereinbarten Ziele zur Treibhausgasminderung können nur durch eine nachhaltige Verringerung des Energiebedarfs und den umfangreichen Einsatz erneuerbarer Energien in allen energieverbrauchenden Sektoren erreicht werden. Der Ausbau erneuerbarer Energieerzeugung wird in Deutschland wie auch international im Wesentlichen bei der stromerzeugenden Wind- und Solarenergie liegen, die in zunehmendem Maße auch den Verkehrs- und Wärmesektor sowie die Industrie versorgen muss. Daneben leisten die Biomasse sowie die weiteren steuerbaren erneuerbaren Energien ihre möglichen Beiträge. Die sektorenübergreifende Betrachtung von insbesondere Strom- und Wärmeerzeugung und -verbrauch, dessen Steuerung sowie des damit verbundenen Marktdesigns und der regulatorischen Rahmenbedingungen, ist hierfür eine wichtige Voraussetzung.

Ziel dieser Studie ist die Entwicklung von Leitlinien für die Gestaltung eines integrierten zukünftigen Energiesystems mit besonderem Augenmerk auf die Rolle des Verkehrssektors. Hierzu wurden in drei eng verzahnten Schritten erstens ökonomisch optimierte Entwicklungsszenarien des gesamten Energiesystems, zweitens Gesamtkostenanalysen für Betreiber im Verkehr (TCO-Analyse) sowie drittens Handlungsvorschläge für politische, rechtliche und regulatorische Maßnahmen ebenfalls mit Fokus auf den Verkehr entwickelt. Die Studie betrachtet den Zeithorizont von heute bis zum Jahr 2050, fokussiert aber für die Maßnahmen die Zeit bis 2030. Dabei rückt sie ein Energiesystem in den Fokus, das für die Sektorenkopplung neben der direkten (und damit batterieelektrischen) Stromnutzung auf die inländische Erzeugung synthetischer Energieträger¹ zur Integration fluktuierender, erneuerbarer Stromerzeugung sowie auf deren Import setzt, um die Klimaschutzziele zu erreichen. Der Stromaustausch mit den Nachbarländern wird entsprechend des Netzentwicklungsplans ausgebaut. Zugleich wird das deutsche Stromnetz im Modell nicht ausmodelliert („Kupferplattenansatz“), gleichwohl aber mit Kostenfaktoren in den Szenarien berücksichtigt.

Wie in jeder Systemanalyse musste eine Reihe von vereinfachenden Annahmen getroffen werden. Unter anderem unterstellt der Optimierungsansatz eine perfekte Vorausschau eines fiktiven zentralen Planers. Zudem ist die Vielfalt an Fahrzeugklassen, Häuserkategorien und anderen Anwendungen reduziert.

2. Methodischer Ansatz

2.1. Studiendesign

Ausgangspunkt der Analyse sind Szenarien, die mit dem am Fraunhofer ISE entwickelten **Energiesystemmodell REMod-D** berechnet werden. Die Szenarien stellen kostenoptimierte sowie technisch und ökonomisch mögliche Transformationspfade des deutschen Energiesystems bis 2050 dar. Für die Berechnung eines Szenarios erhält das Modell zum einen numerische Annahmen für Randbedingungen wie etwa die einzuhaltenen Treibhausgas-Emissionsgrenzen und die zu deckende Endenergienachfrage aller Sektoren. Andererseits werden im Modell die verschiedenen Technologien der Sektoren zur Erzeugung, Wandlung und den Verbrauch von Energie durch Annahmen für ihre spezifischen Kosten und ihre Wirkungsgrade hinterlegt. Das Modell löst dann für jedes

¹ Wasserstoff, Methan, flüssige Kraftstoffe.

Szenario mit Hilfe eines Algorithmus (Particle Swarm Algorithmus) die Aufgabe, diese Technologien so zu einem Energiesystem zusammensetzen, dass die für das Szenario gewählten Randbedingungen erfüllt werden und das resultierende System die geringsten Gesamtkosten hat. Dabei werden alle Erzeuger, Wandler und Verbraucher in solcher Zahl und Leistung aus- oder abgebaut, dass in jeder Stunde eines jeden Jahres die Energiebilanzen für das Gesamtsystem und jedes Sektors erfüllt werden. Das resultierende System ist dabei in der Lage, die unterschiedlichen Einspeise- und Nachfragecharakteristiken unterschiedlicher Wetterjahre auszuregeln.

Das Ergebnis ist also in jedem Szenario die Entwicklung des Anlagenparks in allen Sektoren und die damit einhergehenden Energieflüsse, Kosten und Emissionen bis 2050. Hierzu zählen Erzeugungsanlagen wie Kraftwerke und fluktuierende erneuerbare Stromerzeuger, Speicher, Wandlungstechnologien von Strom in andere Energieträger wie Wasserstoff (H₂), Methan, flüssige Kraftstoffe sowie Anwendungstechnologien wie die Fahrzeugflotte oder Heizungen. Infrastrukturkosten für Strom-, Gas- und Wärmenetze sowie Tank- und Ladestellen werden berücksichtigt, jedoch gibt es im Modell keine Netzrestriktionen („Kupferplattenansatz“).

Diese relativ stark aggregierte Analyse des gesamten Energiesystems wird für PKW und LKW sowie für weitere Verkehrsträger durch eine detaillierte **Gesamtkostenanalyse aus Betreibersicht – Total Cost of Ownership (TCO) Analyse** – ergänzt. Sie baut auf den Ergebnissen der Szenarienanalysen auf, ohne diese zu beeinflussen. Während die Modellierung alle Kosten summiert und ein kostenoptimales Gesamtsystem findet, können aus der individuellen Betreibersicht, die nur einen Teil der Kosten abdeckt, andere Anwendungen kostenoptimal sein als für das Gesamtsystem sinnvoll. Regulatorische Kostenbestandteile, die nur in der TCO-Analyse berücksichtigt werden, nicht aber in der Gesamtsystemmodellierung, bieten hier entsprechende Steuerungsmöglichkeiten. Dies wird in der regulatorischen Analyse (siehe unten) aufgegriffen. Die TCO-Analyse bestimmt, mit welchen betriebswirtschaftlichen Kosten jeder Betreiber bzw. Endverbraucher (z. B. privater Autobesitzer) der unterschiedlichen Fahrzeug- und insbesondere Antriebsoptionen zu rechnen hätte, wenn sie in Summe so zum Einsatz kämen, wie in den Szenarien berechnet. Dabei werden alle Kosten abgedeckt, die während der gesamten Nutzungsdauer anfallen. Dies sind die Kosten der Anschaffung, der Restwert nach der typischen Nutzungsdauer und die Kosten für den Betrieb, wobei neben Instandhaltung und Treibstoff auch Kosten für die Betankungsinfrastruktur sowie regulatorische Kosten wie Steuern und Abgaben berücksichtigt werden. Die Annahmen für die konventionellen Treibstoffkosten werden dabei aus der REMod-D-Modellierung in die TCO-Analyse integriert. Die Kosten der Erzeugung von Strom und von hiermit inländisch erzeugten Treibstoffen werden ebenfalls aus der REMod-D-Modellierung für die TCO-Analyse abgeleitet, um ein Höchstmaß an Konsistenz zwischen beiden Analysen zu erreichen. Die TCO-Analyse ist allerdings keine Business-Case-Analyse. Denn in bestimmten Nutzungssituationen können sich beim Einsatz einzelner Technologien für die Nutzer Vorteile ergeben,² die individuell zu geringeren

² Beispiel Brennstoffzellenfahrzeuge (FCEV) im Öffentlichen Personennahverkehr: FCEV können trotz grundsätzlich höherer TCO als Batteriefahrzeuge für Nutzer wegen des Reichweitenvorteils des FCEV sowie abweichender individueller TCO aufgrund des Nutzungsverhaltens vorzugswürdig sein. Auch können in bestimmten Anwendungsfällen und Geschäftsmodellen niedrigere Kraftstoffkosten als mit den hier angenommenen Durchschnittskosten erzielt werden.

TCO-Kosten führen können. Die TCO-Berechnungen werden für alle relevanten Segmente des Verkehrssektors durchgeführt: individueller Personen- und Güterstraßenverkehr (PKW, Liefer-LKW, Schwer-LKW), Schienenverkehr sowie Binnenschifffahrt und Luftverkehr. In allen Segmenten wird jeweils ein prototypisches Fahrzeug je Antriebsoption untersucht (z.B. Mittelklassewagen im PKW-Segment).

In der **regulatorischen Analyse** wurden zunächst in einem Screening die gegenwärtigen rechtlichen Verknüpfungen der Energiesektoren und damit der aktuelle Rechtsrahmen der Sektorenkopplung untersucht. Diese Aspekte wurden mit der regulatorischen Analyse der berechneten Szenarien zusammengeführt, um hieraus Schlussfolgerungen für die regulatorische Gestaltung des zukünftigen Systems zu ziehen. Dabei stand zunächst die Identifikation robuster Entwicklungen im Zentrum. Dies sind Entwicklungen, die in den untersuchten Szenarien im Wesentlichen durchgängig sichtbar wurden. Aus den robusten Entwicklungen wurden sodann regulatorische Schlussfolgerungen abgeleitet, indem der Frage nachgegangen wurde, welche konkreten Maßnahmen ergriffen werden können, um solche robusten Entwicklungen zu befördern. Dabei liegt der Fokus auf dem Strom- und dem Verkehrssektor sowie der Kopplung beider.

2.2. Übersicht der untersuchten Szenarien

Die Entwicklung des Energiesystems ist von einer Vielzahl von Randbedingungen abhängig, für die wiederum unterschiedliche Entwicklungen vorstellbar sind. Um dem Rechnung zu tragen, wurden im Projekt 14 Szenarien entwickelt und berechnet, in denen wesentliche Einflussfaktoren auf das Energiesystem variiert wurden. Darüber hinaus wurden Annahmen für die zahlreichen Größen getroffen, die nicht zwischen den Szenarien variiert wurden. Diese wurden ebenso wie die variierten Annahmen in enger Abstimmung mit dem Projektbeirat festgelegt, der mit einer Vielzahl von politischen Akteuren (MdB, Bundes- und Landesministerien) sowie Branchen- und Verbandsvertretern sachverständig besetzt war. Dabei wurden keine Technologien von vorneherein ausgeschlossen. Ein Fokus wurde darauf gelegt, die Kosten der Fahrzeugtypen (z.B. wasserstoff-betriebene Fahrzeuge) und die Infrastrukturkosten (z.B. Ladesäulen) mit aktuellen Annahmen zu hinterlegen. Außerdem berücksichtigen die Szenarien Importe synthetischer Kraftstoffe, sofern dies in bestimmten Szenarien nicht gezielt ausgeschlossen wurde. Allgemein sind Stromimporte in großem Umfang möglich, der Ausbau der Grenzkuppel-Leistung ist jedoch langfristig auf 40 GW begrenzt.

Tabelle 1 zeigt eine Übersicht der Szenarien anhand ihrer charakteristischen Annahmen sowie der Untersuchungsziele. In den ersten drei Szenarien (S85, S90 und S95) wird lediglich das angepeilte CO₂-Reduktionsziel für das Jahr 2050 verändert. Alle anderen Randbedingungen bleiben gleich. Eine besondere Stellung nimmt dabei S90 ein, das für die Untersuchung spezieller Entwicklungen in den Szenarien 4 bis 8 (S90-BEV bis S90-Kohleausstieg) als Referenz³ dient: Für den Studienfokus im Verkehrsbereich wird in Szenario S90-BEV eine Situation untersucht, in der die einschränkenden Randbedingungen für den Anteil batterieelektrischer Fahrzeuge gelockert werden. In S90-OLKW/BEV steht dem Modell zusätzlich der Oberleitungs-LKW als Technologie zur

³ Die Festlegung erfolgte im Rahmen des Projektbeirats. Das Szenario S90 repräsentiert ein mittleres Klimaschutz-Ambitionsniveau im Rahmen der untersuchten Bandbreite und bildet alle relevanten strukturellen Effekte aus, so dass mit dieser Referenz ein Höchstmaß an Erkenntnisgewinn aus der Szenarienanalyse zu erwarten war.

Verfügung. In Szenario S90-Effizienz soll der Frage nachgegangen werden, inwiefern sich erhöhte Effizienzmaßnahmen auf das Gesamtsystem auswirken.

Tabelle 1: Übersicht über die berechneten Szenarien.

Szenariobezeichnung	Beschreibung
S85	-85 % CO ₂ -Reduktion, Import synthetischer Kraftstoffe ab 2025
S90	-90 % CO ₂ -Reduktion, Import synthetischer Kraftstoffe ab 2025
S95	-95 % CO ₂ -Reduktion, Import synthetischer Kraftstoffe ab 2025
S90-BEV	wie S90 mit erhöhten Anteilen batterie-elektrischer Antriebskonzepte
S90-OLKW/BEV	wie S90-BEV mit zusätzlichem Anteil O-LKW
S90-Effizienz	wie S90 mit zusätzlichen Effizienzmaßnahmen (Stromnachfrage, Raumwärme)
S90-Verzögerung	wie S90 mit der Einschränkung, dass das System bis 2030 den heutigen Trends folgt und die Optimierung erst ab 2030 beginnt.
S90-Kohleausstieg	wie S90 mit frühzeitigem Kohleausstieg
S85*-No-Import	-85 % CO ₂ -Reduktion, kein Import synthetischer Kraftstoffe
S85*	-85 % CO ₂ -Reduktion, Import synthetischer Kraftstoffe zugelassen
S85*-H₂-Industrie -No-Import	-85 % CO ₂ -Reduktion, kein Import synthetischer Kraftstoffe, Kohle zur Stahlerzeugung wird durch H ₂ substituiert
S85*-H₂-Industrie	-85 % CO ₂ -Reduktion, Import synthetischer Kraftstoffe zugelassen, Kohle zur Stahlerzeugung wird durch H ₂ substituiert
S90*-H₂-Industrie	-90 % CO ₂ -Reduktion, Import synthetischer Kraftstoffe zugelassen, Kohle zur Stahlerzeugung wird durch H ₂ substituiert
S95*-H₂-Industrie	-95 % CO ₂ -Reduktion, Import synthetischer Kraftstoffe zugelassen, Kohle zur Stahlerzeugung wird durch H ₂ substituiert

* Innerhalb dieser Rechnungen ist inländische Stromerzeugung vorrangig vor Stromimport abgebildet, d.h., der inländische Kraftwerkspark wird bevorzugt zur Stromerzeugung verwendet. Weitere Details sind in der Langfassung erläutert.

Im Szenario S90-Verzögerung wird analysiert, welche Auswirkungen es hat, wenn von heute ausgehend keine Veränderungen im Energiesystem bis zum Jahr 2030 erfolgten. Erst ab dem Jahr 2031 kann die Optimierung damit beginnen, das System umzustellen. Das Szenario S90-Kohleausstieg basiert auf Szenario S90 mit dem Unterschied, dass der kohlebasierte Kraftwerkspark ab dem Jahr 2030 nur noch in Ausnahmefällen in Betrieb ist. In der dritten Gruppe, also den Szenarien 9 bis 14 (S85 bis S95-H₂-Industrie)

wurde untersucht, welchen Einfluss der Import synthetischer Kraftstoffe und die Nutzung von grünem Wasserstoff⁴ in der Industrie auf das System haben.

Den Szenarien liegen Annahmen für sehr viele **Variablen** zugrunde, einige wichtige sind hier genannt: Potenzialgrenzen für Technologien wie elektrische Wärmepumpen (Ausbaubegrenzung auf max. 50 % der Anzahl aller jährlich zu ersetzenden Heizungstechnologien), Wärmenetze (Ausbaubegrenzung der Hausanschlüsse auf max. 40 % aller jährlich zu ersetzenden Heizungstechnologien) oder batterie-elektrische Antriebskonzepte im Verkehr (Begrenzung der jährlichen Fahrzeugzulassungen der PKW/LKW von max. 50 %/5 % aufgrund von Einschränkungen im Einsatz durch Reichweitenbegrenzungen, anders in den Szenarien S90-BEV und S90-OLKW/BEV, s.u.);⁵ Festlegung zum flexibel nutzbaren Anteil von Batterien in batterie-elektrischen Fahrzeugen (6 % bei PKW und 1 % bei LKW); Ausbaugrenzen der fluktuierenden Stromerzeuger (40 GW_{el} Offshore Wind, 180 GW_{el} Onshore Wind und 300 GW_{el} Solarenergie); konstante Entwicklung der Stromnachfrage von originären Stromanwendungen⁶ (ca. 500 TWh/a); Verfügbarkeit von Biomasse (Anstieg von 300 auf gut 400 TWh/a); Kohlestromerzeugung (Reduktion um 50 % bis 2030, bezogen auf 2010); ökonomische Randbedingungen wie der zukunfts bewertende Zins (2 % real) und die Höhe der Kapitalverzinsung (7 % nominal).

3. Ergebnisse für das gesamte Energiesystem

Im vorliegenden Projekt wurde der Ansatz verfolgt, die Entwicklung des Energiesystems sektorenübergreifend bis zum Jahr 2050 zu analysieren, um zu untersuchen, wie ein zukünftiges integriertes Energiesystem gestaltet sein kann. Die dargestellten Szenarien beschreiben deshalb jeweils notwendigerweise auch die Interdependenzen zwischen den Sektoren. Für die Herausarbeitung regulativer Ableitungen für den Verkehrsbereich sind jedoch Ergebnisse der Szenarien jeweils dann von besonderem Interesse, wenn sie den Verkehrsbereich betreffen. Vorliegend werden deshalb nur ausgewählte sektorenübergreifende Szenarienergebnisse und daraus abzulesende robuste Entwicklungen des Gesamtsystems dargestellt.

3.1. Szenarienergebnisse für das gesamte Energiesystem

Die von der Bundesregierung gesetzten Klimaschutzziele⁷ geben vor, eine Treibhausgasreduktion⁸ von 80-95 % bezogen auf 1990 im Jahr 2050 zu erzielen. Im Rahmen der Studie wurde analysiert, welchen Einfluss die Höhe des zu erreichenden Klimaschutzziels auf die Systemzusammensetzung hat.

Abbildung 1 zeigt deutlich, dass der überwiegende Anteil der Stromerzeugung aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien (fEE) stammt. Während im Jahr 2030 ca. die Hälfte des erzeugten Stroms aus Solar- und Windenergieanlagen stammt, erhöht sich dieser Anteil im Jahr 2050 auf mehr als 75 %.

⁴ Dieser ist in den Szenarien immer „grün“, also CO₂-neutral.

⁵ Die Herleitung dieser Festlegungen kann der Langfassung des Endberichtes entnommen werden.

⁶ Die originären Stromanwendungen (nachfolgend: Basislast) umfassen alle heutigen Stromverbraucher, auch mechanische Energie in Industrieprozessen oder die Stromnachfrage des Schienenverkehrs. Nicht erfasst wird die Stromnachfrage für den Verkehr, für industrielle Prozesswärme und für Raumwärme und Warmwasser.

⁷ Hinweis: Das Ziel für das Jahr 2020 für das gesamte Energiesystem wird nicht erreicht. Alle weiteren Dekadenziele werden per Vorgabe in den Szenarien erreicht.

⁸ Im hier verwendeten Modell werden lediglich energiebedingte CO₂-Emissionen berücksichtigt, da diese den überwiegenden Teil der Treibhausgasemissionen ausmachen.

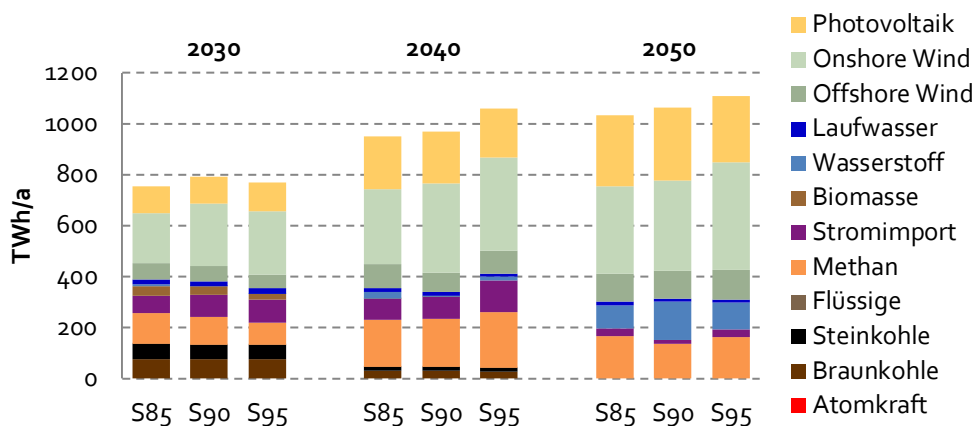


Abbildung 1: Zusammensetzung der **Stromerzeugung** in den Jahren 2030, 2040 und 2050 für die Szenarien S85, S90 und S95

Im Jahr 2030 wird noch ca. die Hälfte des benötigten Stroms aus konventionellen Kraftwerken (Methan, Kohle) erzeugt und große Mengen an Strom aus dem benachbarten Ausland importiert. Bis 2050 reduziert sich dieser Anteil, so dass Strom außerhalb der EE nur noch in hochflexiblen Gasturbinen und in KWK-Anlagen (aus Methan und Wasserstoff) bereitgestellt wird. Dabei ist Wasserstoff in den Szenarien immer „grün“, also CO₂-frei. Auffällig ist, dass die im Jahr 2050 erzeugte Strommenge mit über 1.000 TWh etwa doppelt so hoch ist wie die heute im Stromsektor genutzte Strommenge. Wegen der hohen Fluktuation der Stromerzeugung in 2050 ist der flexiblen Verwertung von Strom ein besonderer Stellenwert beizumessen. Abbildung 2 zeigt, dass abseits der Strom-Basislast (grau) flexible Stromabnehmer (Power-to-X) zunehmend dominieren. So wird die Wandlung von Strom in Wärme über Wärmepumpen (WP) und Power-to-Heat-Anwendungen und die Verwertung von Strom in Elektrolyseuren (besonders zur Herstellung von Wasserstoff, aber auch mit anschließender Wandlung in Methan und in flüssige Brenn- und Kraftstoffe, also Power-to-Liquid) zunehmend wichtiger. Auch die Nachfrage nach Strom zur Bereitstellung von industrieller Prozesswärme und die Stromnachfrage des Verkehrs nehmen über die Jahre und mit steigendem CO₂-Reduktionsziel zu.

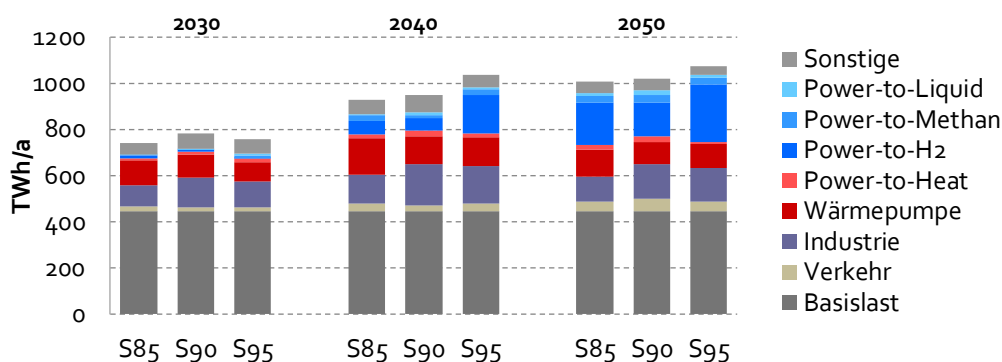


Abbildung 2: Zusammensetzung der **Stromverwendung** in den Jahren 2030, 2040 und 2050 für die Szenarien S85, S90 und S95

Die Endenergienachfrage zur Erzeugung von **Raumwärme und Warmwasser** nimmt, wie in Abbildung 3 dargestellt, über die Jahre 2030-2050 ebenfalls leicht zu, obwohl den Berechnungen Maßnahmen zur energetischen Sanierung der Gebäudehülle zugrunde

liegen. Dies lässt sich auf den hohen Anteil an Brennstoffzellentechnologien und deren verhältnismäßig niedrigen thermischen Wirkungsgrad zurückführen. Die Technologie wird wegen ihres hohen Gesamtwirkungsgrades (thermisch/elektrisch) gleichwohl gewählt. Die Zusammensetzung der Endenergieträger zeigt, dass es zunächst zu einer Zunahme von Strom und Umweltwärme (vor allem durch Wärmepumpen) bis zum Jahr 2040 kommt. Methan als Energieträger nimmt nur leicht ab, weil Methan zum Teil den Rückgang konventioneller Biomasse- und Ölkessel kompensiert.

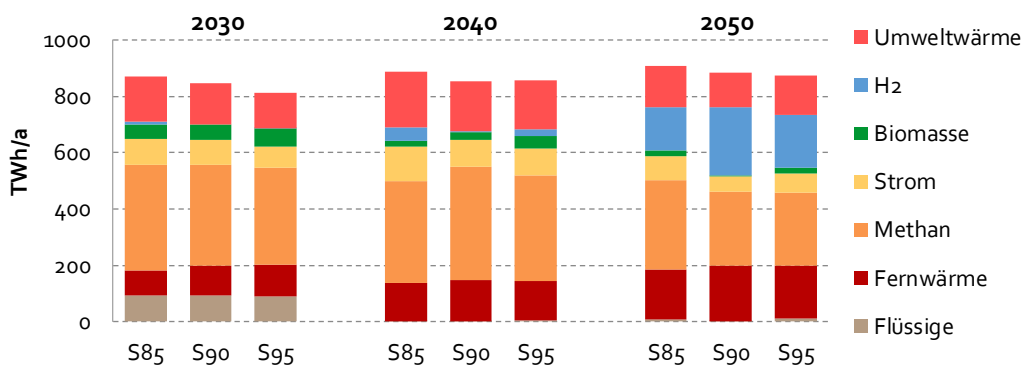


Abbildung 3: Endenergienachfrage für Raumwärme und Warmwasser in den Jahren 2030, 2040 und 2050 für die Szenarien S85, S90 und S95

Fernwärmesysteme bestehen hier aus GuD-Kraftwerken mit Wärmeauskopplung in Kombination mit großen thermischen Speichern, Solarthermie, Spitzenlastkessel und elektrischen Wärmepumpen. Deren Zunahme lässt sich in Teilen durch deren Fähigkeit erklären, Strom hocheffizient und vor allem flexibel für das System erzeugen zu können.

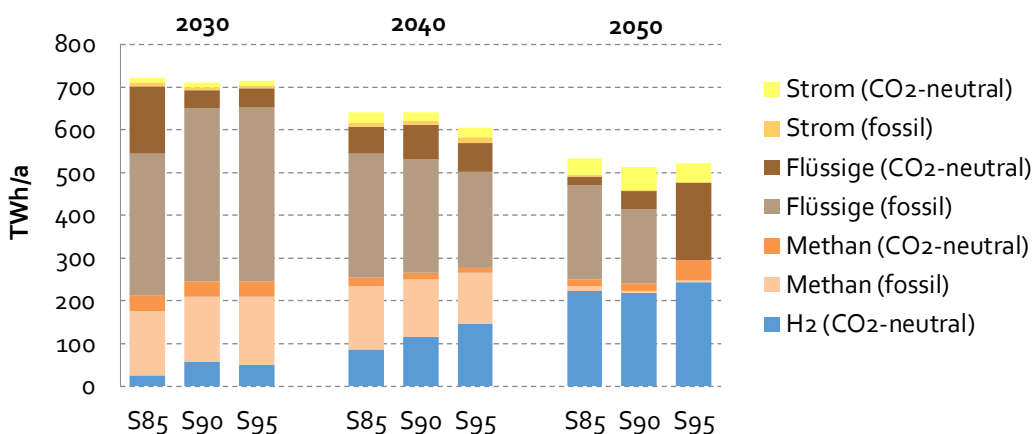


Abbildung 4: Endenergienachfrage des Verkehrs (straßengebundener Verkehr, Luftverkehr und Binnenschifffahrt) in den Jahren 2030, 2040 und 2050 für die Szenarien S85, S90 und S95

Die Endenergienachfrage des **Verkehrs** wird bis zum Jahr 2030, bezogen auf die heutige Nachfrage, nicht wesentlich reduziert (vgl. Abbildung 4). Die höhere Wandlungseffizienz der batterie- und wasserstoff-elektrischen Antriebskonzepte wird durch die Zunahme der Verkehrsleistung kompensiert. Dennoch wird die gesamte Kraftstoffnachfrage mit mehr als 400 TWh auch in 2030 noch durch flüssige Kraftstoffe dominiert. Hiervon geht der größte Teil in die Nachfrage der LKW und ca. 100 TWh in die Nachfrage der Luftfahrt.

Diese Nachfrage nach flüssigen Kraftstoffen nimmt bis 2050 jedoch drastisch ab. In 2050 ist ein nahezu vollständiger Technologiewandel von klassischen Verbrennungsmotoren hin zu batterie- und wasserstoff-elektrischen Antriebskonzepten bereits vollzogen. Die verbleibende Nachfrage nach flüssigen Kraftstoffen geht mit ca. 140 TWh hauptsächlich in die Luftfahrt. Der restliche Anteil wird von Lastkraftwagen nachgefragt. Diese Nachfrage wird im Szenario S95 im Jahr 2050 vollständig durch synthetisch und damit CO₂-neutral erzeugte Kraftstoffe gedeckt, während in den Szenarien S85 und S90 noch auf fossile, flüssige oder gasförmige Kraftstoffe zurückgegriffen wird. Dabei ist innerhalb der Szenarien Wasserstoff immer CO₂-neutral.

Abbildung 5 zeigt die Zusammensetzung der Endenergieträger Methan und „Flüssige“ für die Szenarien S85, S90 und S95 im Jahr 2050. Es wird deutlich, dass im Gegensatz zu Methan, flüssige Kraftstoffe erst in Szenario S95 vollständig CO₂-neutral erzeugt werden müssen.

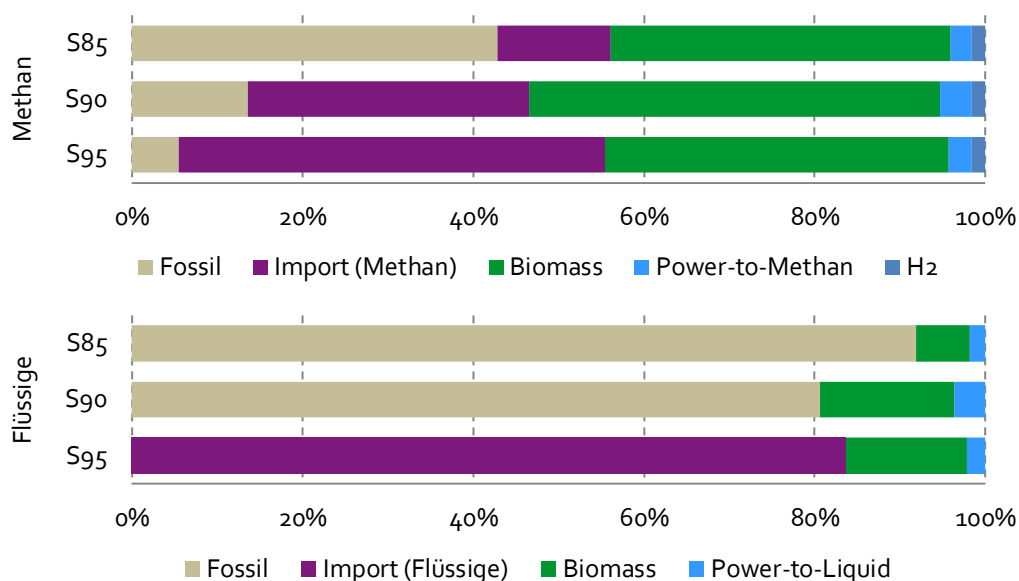


Abbildung 5: Zusammensetzung von **Methan** (oben) und **flüssigen Brenn- und Kraftstoffen** (unten) im Energiesystem 2050 für die Szenarien S85, S90 und S95

Die Nutzenergienachfrage der **Industrie** wird unter der Annahme, dass etwaige Effizienzsteigerungen von einem Zuwachs der Industrie kompensiert werden, als konstant angenommen. Entsprechend ändert sich die Endenergienachfrage lediglich durch einen Technologiewechsel (vgl. Abbildung 6). Bereits im Jahr 2030 werden ca. 50 TWh der Endenergie durch Biomasse gedeckt. Diese findet insbesondere zur Prozesswärmebereitstellung im Temperaturbereich bis 480 °C Verwendung. In diesem Temperaturbereich wird ebenfalls ein Teil der Energienachfrage durch den Einsatz elektrischer Wärmepumpen generiert. Die restliche Stromnachfrage im Industriesektor entsteht durch Elektrodenkessel zur direkten Wärmeerzeugung. Über den Zeitverlauf ist zu erkennen, dass die anfänglich noch hohen Mengen an Methan durch den zunehmenden Einsatz von Strom und Biomasse substituiert werden.

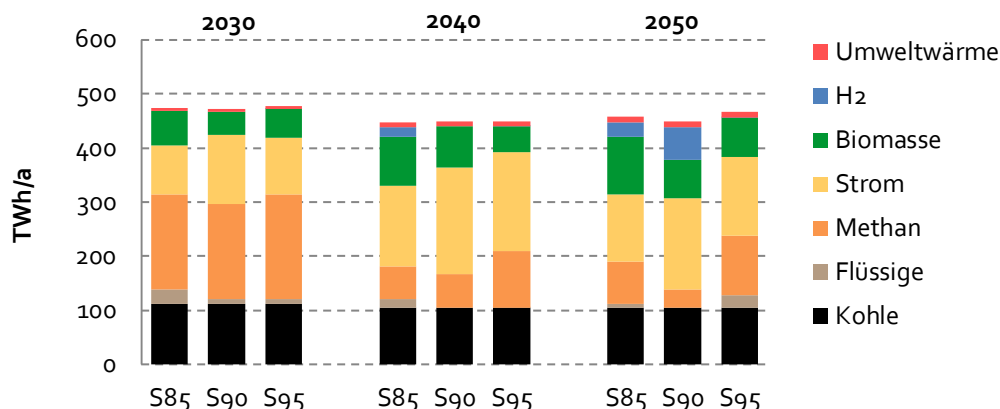


Abbildung 6: Endenergienachfrage der Industrie (industrielle Prozesswärme) in den Jahren 2030, 2040 und 2050 für die Szenarien S85, S90 und S95

Eine Besonderheit bei der Energienachfrage zur Erzeugung industrieller Prozesswärme ist, dass in den hier gezeigten Ergebnissen immer ein gewisser Anteil an Kohle zur Stahlerzeugung verwendet wird. Der Einfluss von möglichen alternativen Reduktionsmitteln wie z.B. Wasserstoff zur Stahlerzeugung wird in drei speziellen Szenarien thematisiert. Hier deuten sich Maßnahmeoptionen an, die unter Einsatz noch überschaubarer Mittel als beschleunigender Hebel der CO₂-Einsparung eingesetzt werden können (dazu ausführlich in der Langfassung des Abschlussberichts).

Begründet durch den Ausbau fEE, den Rückgang der Kohlestromerzeugung und den vermehrten Einsatz von Methan und Wasserstoff nehmen die **CO₂-Emissionen** des Stromsektors, bezogen auf alle anderen Sektoren, am stärksten ab. Dass der Raumwärmesektor trotz der stagnierenden Endenergienachfrage einen erheblichen Anteil an der Reduktion der CO₂-Emissionen hat, zeigt Abbildung 7. Von heute ca. 180 Mio. t CO₂ reduzieren sich diese bis zum Jahr 2050 auf ca. 50 Mio. t in Szenario S85 und auf unter 10 Mio. t in Szenario S95. Im Jahr 2015 betrug die CO₂-Emissionen des Verkehrssektors in etwa 160 Mio. t CO₂.

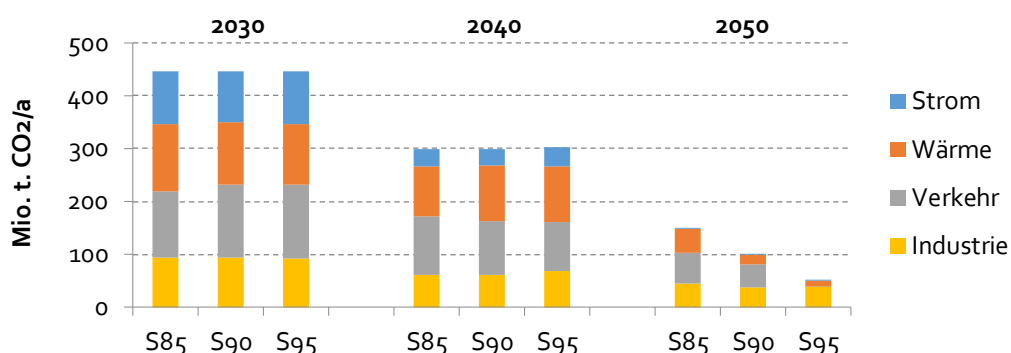


Abbildung 7: CO₂-Emissionen des gesamten Energiesystems in den Jahren 2030, 2040 und 2050 für die Szenarien S85, S90 und S95

Vergleicht man diesen Wert mit dem Ergebnis des Jahres 2030, wird deutlich, dass trotz einer Zunahme der Verkehrsleistung die Emissionen gesenkt werden können. Diese Reduktion erfolgt, wie oben bereits angedeutet, primär durch den Wechsel von flüssigen auf gasförmige fossile Energieträger. Erst danach werden zusätzlich die fossilen Energieträger durch importierte und inländisch erzeugte, CO₂-neutrale synthetische

bzw. biogene Kraftstoffe ersetzt. Hierdurch gelingt es im Falle einer angestrebten 95-prozentigen CO₂-Reduktion (S₉₅), die Emissionen des Verkehrs nahezu vollständig zu reduzieren. Betrachtet man die CO₂-Emissionen der Industrie, wird deutlich, dass durch die unveränderte Nachfrage nach Kohle zur Stahlerzeugung in allen Fällen knapp 40 Mio.t CO₂ emittiert werden. Im Jahr 2050 müssen deshalb alle anderen Sektoren nahezu emissionslos sein, um die vorgegebenen Randbedingungen einhalten zu können.

3.2. Robuste Entwicklungen für das gesamte Energiesystem

Nachfolgend werden robuste Technologie-Entwicklungen des gesamten Energiesystems zusammengefasst, soweit sie für die Verkehrsbereiche relevant sind. Dies betrifft insbesondere den Einsatz von Strom und anderen regenerativen Energieträgern im Verkehr. Ein Vergleich aller Szenarienergebnisse zeigt, dass der **Strombedarf** trotz erheblicher Effizienzanstrengungen bis 2050 laufend zunimmt. So steigt die Stromnachfrage der Sektoren Verkehr, Wärme und Industrie mit deren zunehmender Elektrifizierung und steigendem CO₂-Reduktionsziel an – je nach Szenario liegt die Zunahme in einer Spanne zwischen +50 bis +100 % gegenüber 2015. Weiter ergibt sich in den Szenarien ein sehr umfangreicher **Leistungszubau bei Windkraft und Solarenergie**. Zugleich deutet sich an, dass der steigende Energiebedarf trotz Anwachsens von national erzeugtem und importiertem EE-Strom zunehmend in einem erheblichen Umfang auch mit **importiertem** Wasserstoff, synthetischem Methan und später PtL-Kraftstoffen gedeckt werden muss. Dies gilt besonders bei der Annahme ambitionierter CO₂-Reduktionsziele (-90 %/ -95 % bis 2050).

Wasserstoff wird in den Szenarien in einem bestimmten Umfang auch im Inland aus grünem Überschussstrom (aktuell von den Verbrauchern nicht nachgefragter Menge) aus dem anwachsenden fEE-Erzeugungspark erzeugt. Dies könnte voraussichtlich ab den 2030'iger oder frühen 2040'iger Jahren zu einem Rückgang der Importmengen (Strom) führen. Importierte regenerative Energieträger (einschl. Strom) dürften aber dauerhaft für eine versorgungssichere Energieversorgung in erheblichem Umfang erforderlich sein, jedenfalls aber die wesentlich günstigere Alternative zu einer theoretisch denkbaren autarken nationalen Energieversorgung darstellen. In den Szenarien S₉₀, S₉₀-BEV und S₉₀ OLKW/BEV ergaben sich dabei im Durchschnitt folgende jährliche Importmengen: 2030 bis 2050 jeweils 20-50 TWh/a flüssige, synthetische Kraftstoffe und Methan; Wasserstoff: Importmenge steigt von 2030 bis 2050 von 100 TWh/a auf 300 TWh/a an.

Bei einer Stromversorgung aus überwiegend fEE wird **Flexibilitätsinstrumenten** u.a. in Form von Stromspeichern, Wärmepumpen und Elektrolyseuren im künftigen gesamten Energiesystem eine entscheidende Rolle zukommen. Wesentliche Voraussetzung des Gelingens der Transformation des Energiesystems ist aber ein ausreichender und rechtzeitiger **Ausbau der Stromnetze**, besonders auch der Verteilnetze sowie der Übertragungskapazitäten mit den Nachbarstaaten. Gleichzeitig können Erzeugung und Verbrauch durch den Einsatz **synthetischer Energieträger** zeitlich entkoppelt werden, was den Ausbaubedarf der Stromnetze sowie die Abhängigkeit von zeitgleichen Direktstromimporten senkt. Die Szenarien legen hier eine breitere Anwendung von (grünem) Wasserstoff ab der zweiten Hälfte der 2030'iger Jahre im Verkehr und etwa ab 2040 in der Raumwärme (ab dann zunehmend) nahe. Da die Nachfrage nach grünen Energieträgern dann weiter stark zunimmt, können Wasserstoff und die daraus hergestellten

Energieträger E-Methan und PtL-Kraftstoff (Power-to-Liquid) zu einer Entspannung des gesamten Energiesystems beitragen.

Die Stromerzeugung aus **fossilen Quellen** wird hingegen erheblich reduziert, das betrifft vor allem die **Kohle**. Erdgasbetriebene GuD- und KWK-Anlagen werden zur Strombereitstellung weiter eingesetzt, zunächst mit fossilem Erdgas, langfristig auch mit synthetischem Methan und Wasserstoff. Darüber hinaus bestätigt sich die Erwartung, dass die Sektorengrenzen in einem integrierten und letztlich strombasierten Energiesystem zunehmend verschwimmen. So werden im Gebäudebereich Biomasse- und Ölkessel zunehmend durch Brennstoffzellen (Methan/Wasserstoff) substituiert, die auch zur Stromerzeugung beitragen. **Biomasse** wird im gesamten Energiesystem nach seiner exergetischen Wertigkeit eingesetzt. Dabei wird nachhaltig produzierte Biomasse aktuell und in näherer Zukunft über biogene Kraftstoffe (Beimischungen) im Verkehrssektor eingesetzt. Ab ca. 2040 wird Biomasse dann überwiegend in der Industrie bei industriellen Prozessen bis 480°C eingesetzt.

4. Ergebnisse für den Verkehrssektor

4.1. Szenarienergebnisse für den Verkehrssektor

Nachfolgend wird zusammengefasst, welche Ergebnisse die untersuchten Szenarien in Bezug auf den Verkehrssektor ergeben haben. Hierzu wurde mit S90-BEV zusätzlich ein Szenario berechnet, indem der maximale Anteil von BEV an den Neuzulassungen von 50 % für den PKW und ca. 5 % für den LKW auf 70 % für PKW und 15 % für LKW angehoben wurde. In Szenario S90-OLKW/BEV wird zusätzlich ein Anteil möglicher Oberleitungs-LKW (O-LKW) zugelassen. Beide Szenarien basieren in den übrigen Annahmen auf S90 und werden mit diesem im Folgenden verglichen.

4.1.1. Transformation der Kraftstoffe

Die Transformation der Kraftstoffe⁹ im PKW-Bereich und im LKW-Bereich, heute werden fast ausschließlich Otto- oder Dieselmotoren eingesetzt, ist für die drei Szenarien S90, S90-BEV und S90-OLKW/BEV in Abbildung 8 dargestellt. Auffällig ist in allen drei Szenarien, dass sich in der Übergangszeit von ca. 2025-2040 vorrangig Methan als Kraftstoff findet. Aus Sicht der CO₂- und Kostenoptimierung des Modells ist die Umstellung auf Methan als Kraftstoff logisch. Sehr geringe Kostenunterschiede (trotz zusätzlicher Kosten für eine CNG-Infrastruktur) zwischen ICE-Fuel¹⁰ und Erdgas-ICE und gleichzeitig eine bessere CO₂-Bilanz des Erdgas-ICE führen dazu, dass dieser Kraftstoff als Übergangslösung vom Modell eingesetzt wird.¹¹ Erst später dringen batterie- und wasserstoff-elektrische Antriebskonzepte, mit den entsprechenden Kraftstoffen Strom und Wasserstoff, in den Markt und dominieren im Jahr 2050 die PKW-Flotte.

⁹ Zu den Kraftstoffen wird vorliegend auch Strom gezählt, der in einem KFZ (BEV) eingesetzt wird.

¹⁰ ICE = Internal combustion engine, Fuel-ICE = Verbrennungsmotor mit Otto- oder Diesel-Kraftstoff, Erdgas-ICE = Verbrennungsmotor mit Kraftstoff Methan – CNG.

¹¹ Wie realistisch die Umsetzbarkeit dieses Teilergebnisses ist, wird in den nachfolgenden Kapiteln thematisiert.

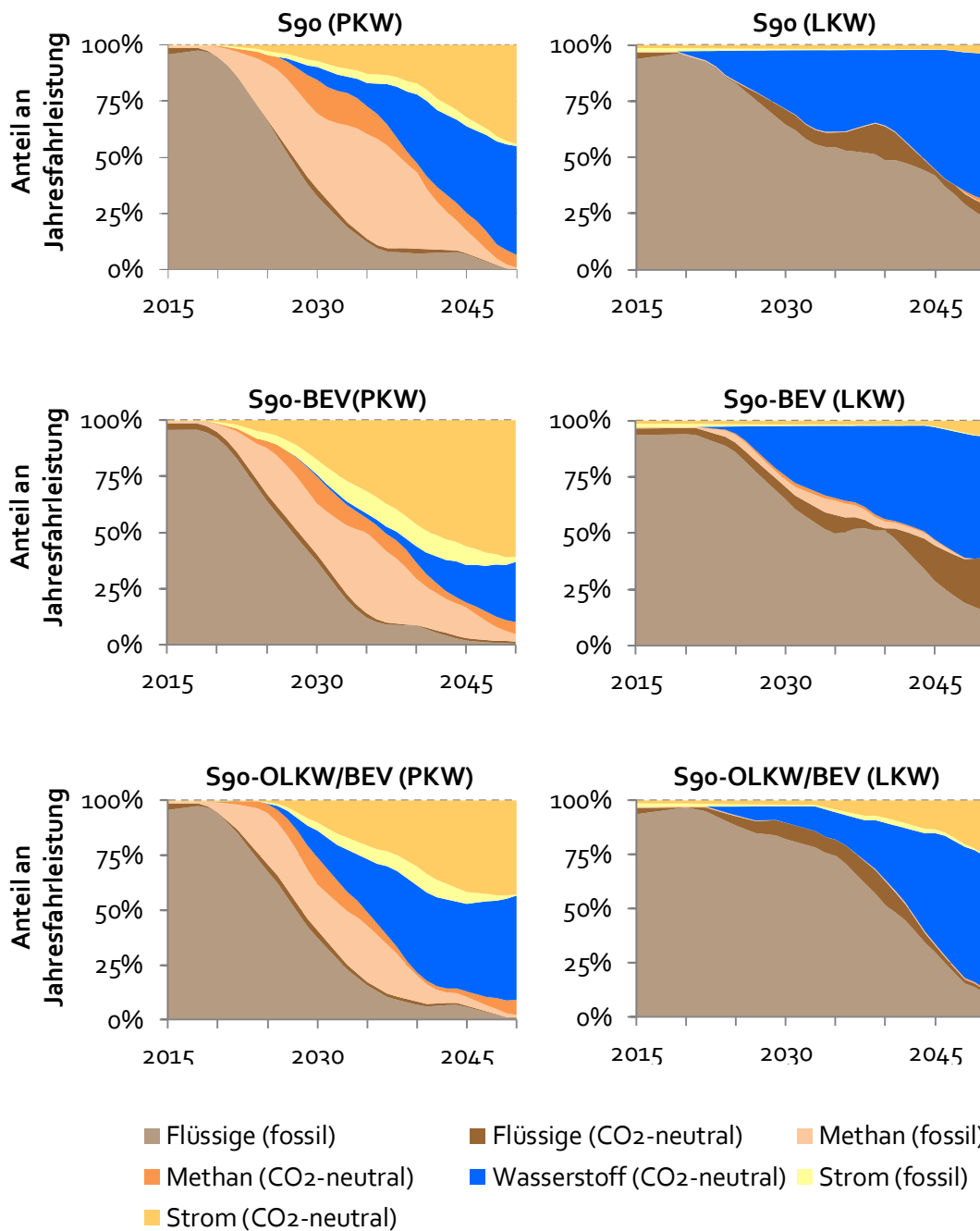


Abbildung 8: Transformation der Kraftstoffe im Verkehr von 2015-2050 aufgeteilt nach fossilen und CO₂-neutralen Kraftstoffen. PKW (links) und LKW (rechts) Szenario S90 (oben), S90-BEV (Mitte) und S90-OLKW/BEV (unten)

Hierfür gibt es zwei Gründe: Zum einen nähern sich die angenommenen, spezifischen Kosten für die neuen Antriebskonzepte in etwa ab 2040 denen der „klassischen“ Antriebskonzepte. Zum anderen zwingt die vorgegebene CO₂-Begrenzung das System dazu, im Jahr 2050 alle Sektoren nahezu CO₂-neutral auszugestalten. Im Szenario S90-BEV wird deutlich, dass das System schon frühzeitig höhere Anteile (verglichen mit S90) an Strom als Kraftstoff bevorzugt. Insbesondere die hohe Wandlungseffizienz ist hierfür ursächlich.

Aus Systemsicht spielt jedoch auch noch eine zweite Eigenschaft der eingesetzten Kraftstoffe eine Rolle: Die gesamten Analysen haben ergeben, dass eine vollständige

Versorgung des Verkehrssektors oder eben auch des Wärme- oder Industriesektors mit „direktem“ Strom nicht als realisierbar erscheint. Das System kann nicht unbegrenzt Stromspitzen decken, die zu Zeiten geringer Einspeisung aus fEE und gleichzeitig hoher Nachfrage nach strombasierter Wärme und Mobilität entstehen können. Zudem birgt er zusätzliche Risiken (Zubaumöglichkeiten im Inland, Importmöglichkeiten, Gleichzeitigkeit). Die hierdurch entstehenden Lastspitzen lassen sich, durch die eingeschränkte direkte Speicherbarkeit von Elektrizität, nur schwierig in Einklang mit den sehr hohen Anteilen fEE bringen, die notwendig sind, um die Klimaschutzziele zu erreichen. Bei hohen Anteilen direkter Stromnachfrage in allen Sektoren muss ein erheblicher Anteil der Transformationskosten in den Ausbau von hochflexiblen Back-up-Stromerzeugern (Gaskraftwerke) investiert werden.

Um Erzeugung und Nachfrage zeitlich zu entkoppeln, macht es aus Systemperspektive bei hohen Anteilen fEE Sinn, in Deutschland sekundäre Energieträger wie Wasserstoff oder Methan aus Überschussstrom zu erzeugen und zu speichern – um sie dann zeitlich unabhängig verwenden zu können. Wegen der geringeren Umwandlungsverluste wird hierfür statt (strombasiertem) „grünem“ Methan in allen Szenarien (auch im Szenario Sgo-BEV) vorwiegend (strombasierter) „grüner“ Wasserstoff erzeugt.

Zu erkennen ist dieser Effekt beispielsweise an der erhöhten Wasserstoffnachfrage in Szenario Sgo-OLKW/BEV (vgl. Abbildung 8). Hier steigert sich der Anteil der direkten Stromnachfrage durch die Oberleitungs-LKW, wenn zuvor die erforderliche Infrastruktur aufgebaut wurde – was kostenseitig in den Annahmen berücksichtigt wurde. Eine zusätzliche hohe direkte Stromnachfrage aus dem PKW-Bereich wäre dagegen nachteilig für das gesamte Energiesystem, weshalb ihr Anteil an der PKW-Flotte in diesem Szenario kleiner ist. Stattdessen erhöht sich, trotz der Möglichkeit mehr Strom im Verkehr nachzufragen, der Anteil der Wasserstoffnachfrage.

Allgemein lässt sich aus der Entwicklung der Anteile der Kraftstoffe an der Jahresfahrleistung der LKW in allen drei Szenarien ableiten, dass für hohe Lasten und lange Strecken Wasserstoff zur Zielerreichung eingesetzt wird. Voraussetzung ist, dass die entsprechenden Fahrzeuge preislich nicht zu weit von konventionell angetriebenen liegen. Für den Fall, dass ein Teil der LKW-Flotte ab 2025 elektrisch wird, verringert sich die Notwendigkeit, für den Übergang auf Methan zu setzen.

4.1.2. Endenergie und CO₂-Emissionen

Abbildung 9 zeigt die Entwicklung der Endenergienachfrage, aufgeteilt in fossile und CO₂-neutrale Endenergie (inklusive ca. 140 TWh flüssige Kraftstoffe für Binnenschifffahrt und Luftverkehr¹² im Jahr 2050), für drei Szenarien. Bezogen auf 2016 ergibt sich, trotz einer angenommenen Zunahme der Verkehrsleistung, durchgängig in allen Szenarien eine Absenkung von mehr als 30 % bis 2050. In allen drei Szenarien ist im Jahr 2030 ein deutlicher Anstieg der Nachfrage nach Methan zu erkennen. Diese Nachfrage reduziert sich in Szenario Sgo-OLKW/BEV im Jahr 2040 bereits erheblich und wird durch eine gestiegene Nachfrage nach Wasserstoff und Strom kompensiert.

¹² Lieferungen an die Luftfahrt. Beinhaltet Flugbenzin, Flugturbinenkraftstoff und Petroleum (ohne Schmieröle und -fette).

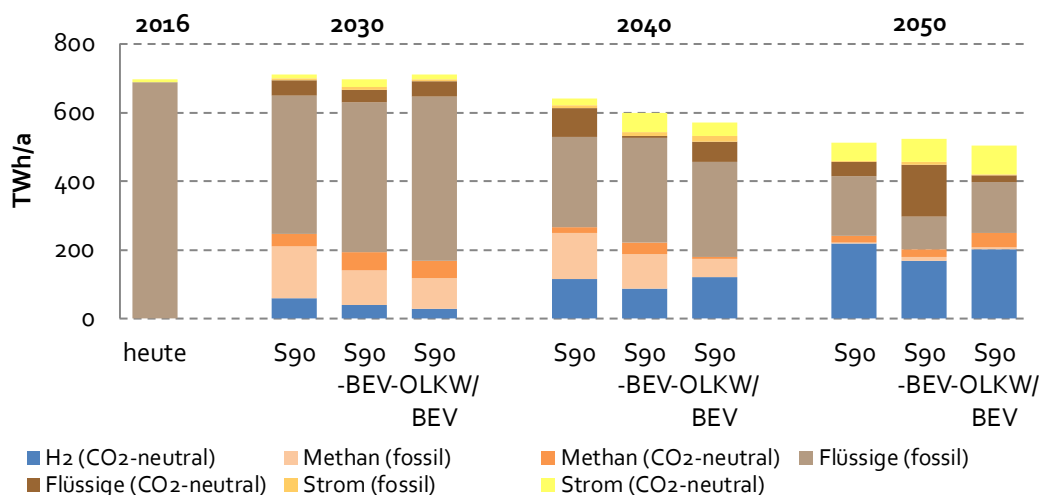


Abbildung 9: Endenergienachfrage des gesamten Verkehrs heute (2016, links) und für die Jahre 2030 (Mitte links), 2040 (Mitte rechts) und 2050 (rechts) für die Szenarien S90 (jeweils die linke Säule), S90-BEV (jeweils die mittlere Säule) und S90-OLKW/BEV (jeweils die rechte Säule)

Die resultierende Reduktion der CO₂-Emissionen des Verkehrssektors ist in Abbildung 10 dargestellt. Bezogen auf die heutigen CO₂-Emissionen (ca. 160 Mio. t im Jahr 2015) erreicht der Verkehrssektor eine Absenkung von mehr als 70 % bis 2050 in allen drei Szenarien. In Szenario S90-BEV wird sogar eine Reduktion von ca. 80 % erreicht. Die Unterschiede in den CO₂-Emissionen der drei Szenarien ergeben sich aus Ausgleichseffekten in anderen Sektoren: Ist es für das System vorteilhaft, einen Sektor langsamer umzustellen, wird dies in einem anderen Sektor ausgeglichen. In den Szenarien S90 und S90 OLKW/BEV erfolgt diese Kompensation vor allem im Bereich der Heizungstechnologien bzw. durch die energetische Sanierung der Gebäudehülle.

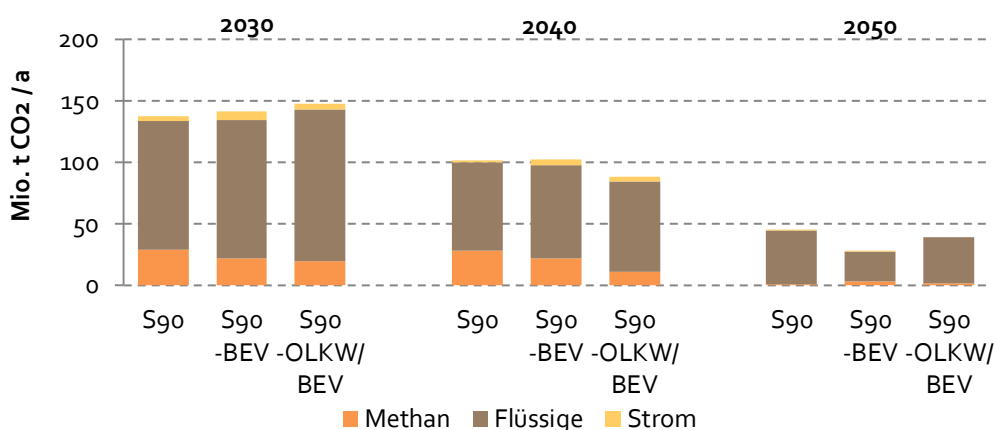


Abbildung 10: CO₂-Emissionen des Verkehrs in den Jahren 2030, 2040 und 2050 für die Szenarien S90, S90-BEV und S90-OLKW/BEV

4.1.3. Sensitivitätsanalyse Verkehr

Weiterhin wurde eine Sensitivitätsanalyse speziell mit Blick auf den Verkehrssektor vorgenommen. Dabei wurde in einem ersten Schritt unter sonst gleichen Randbedingungen die **Begrenzung der batterie-elektrischen PKW aufgehoben**. Hierdurch wird es dem Modell ermöglicht, bis zu 100 % der PKW mit batterie-elektrischen Antrieben

auszustatten. Es zeigt sich, vergleichbar zum Szenario S90-BEV, dass es in der Übergangsphase von 2025-2040 BEV sehr schnell zu einem sehr hohen Anteil an der Jahresfahrleistung kommt (bis 80 %) und dass der Anteil der Erdgas-ICE-PKW verglichen mit Szenario S90 zurückgeht. Ab 2040 geht der Anteil batterie-elektrischer Fahrzeuge wieder etwas zurück und wasserstoff-elektrische Fahrzeuge werden zunehmend relevant, während Erdgas-ICE dann aus dem Markt verschwinden. Ausschlaggebend hierfür ist, wie bereits weiter oben thematisiert, die notwendige zeitliche Entkopplung der direkten Stromnachfrage des Verkehrs (und auch anderer Bereiche) durch den Einsatz von speicherbarem Wasserstoff.

Gegenstand der **zweiten Sensitivitätsanalyse** war die angenommene **Kostenentwicklung** der wasserstoff-elektrischen Antriebskonzepte für PKW. Hier wurde unter Annahme sonst gleicher Randbedingungen der angenommene Preis der wasserstoff-elektrischen Antriebskonzepte (Fahrzeugpreis hybrid und nicht-hybrid) um ca. 30 % erhöht und deren Transformation analysiert. Die Ergebnisse zeigen, dass beide wasserstoff-basierten Antriebskonzepte, verglichen mit dem Szenario S90, zwar reduziert, aber dennoch mit mehr als 30 % (> 60 % in S90) in 2050 vertreten sind. Die Vorteilhaftigkeit der zeitlichen Entkopplung der Stromnachfrage führt hier, trotz höherer Kosten, anteilig noch immer zur Wahl dieser Konzepte.

4.2. Robuste Entwicklungen im Verkehrssektor

Für die Darstellung der sich aus den Modellrechnungen ergebenden robusten Entwicklungen im Verkehrssektor wird zwischen den Entwicklungen im PKW-Bereich und im LKW-Bereich differenziert. Die Bereiche Schiene, Schiffs- und Luftverkehr wurden keiner detaillierteren Analyse unterzogen.

Nachfolgend wird in Abbildung 11 die Abbildung 8 (Transformation der Kraftstoffe) variiert. Sie zeigt nun – sehr ähnlich – die Transformation der *Antriebskonzepte*. Während also oben im Fokus stand, wie sich der Einsatz der Kraftstoffe Otto- und Dieselmotoren, Methan, Strom und Wasserstoff unabhängig von der Fahrzeugart im Verlauf der Jahre verändert, zeigen sich hier die in den Szenarien ermittelten kostenoptimalen Veränderungen der Jahresfahrleistungen nach Antriebskonzepten. Damit können hier die Veränderungen im Fahrzeugpark dargestellt werden, also insbesondere BEV, FCEV und FCEV-Hybride, aber auch ICE und ICE-Hybride sowie Erdgas-ICE und Erdgas-ICE-Hybride in ihren Jahresfahrleistungsanteilen im Zeitverlauf unterschieden werden. In Abbildung 8 wurden die elektrischen Fahrleistungsanteile der verschiedenen Hybrid-Fahrzeugkategorien der batterie-elektrischen Jahresfahrleistung zugerechnet, die Fahrleistung der Hybride also aufgeteilt. In Abbildung 11 wird dies aufgehoben; dafür wird hier aus Übersichtlichkeitsgründen nicht mehr zwischen fossiler und CO₂-neutraler Fahrleistung unterschieden.

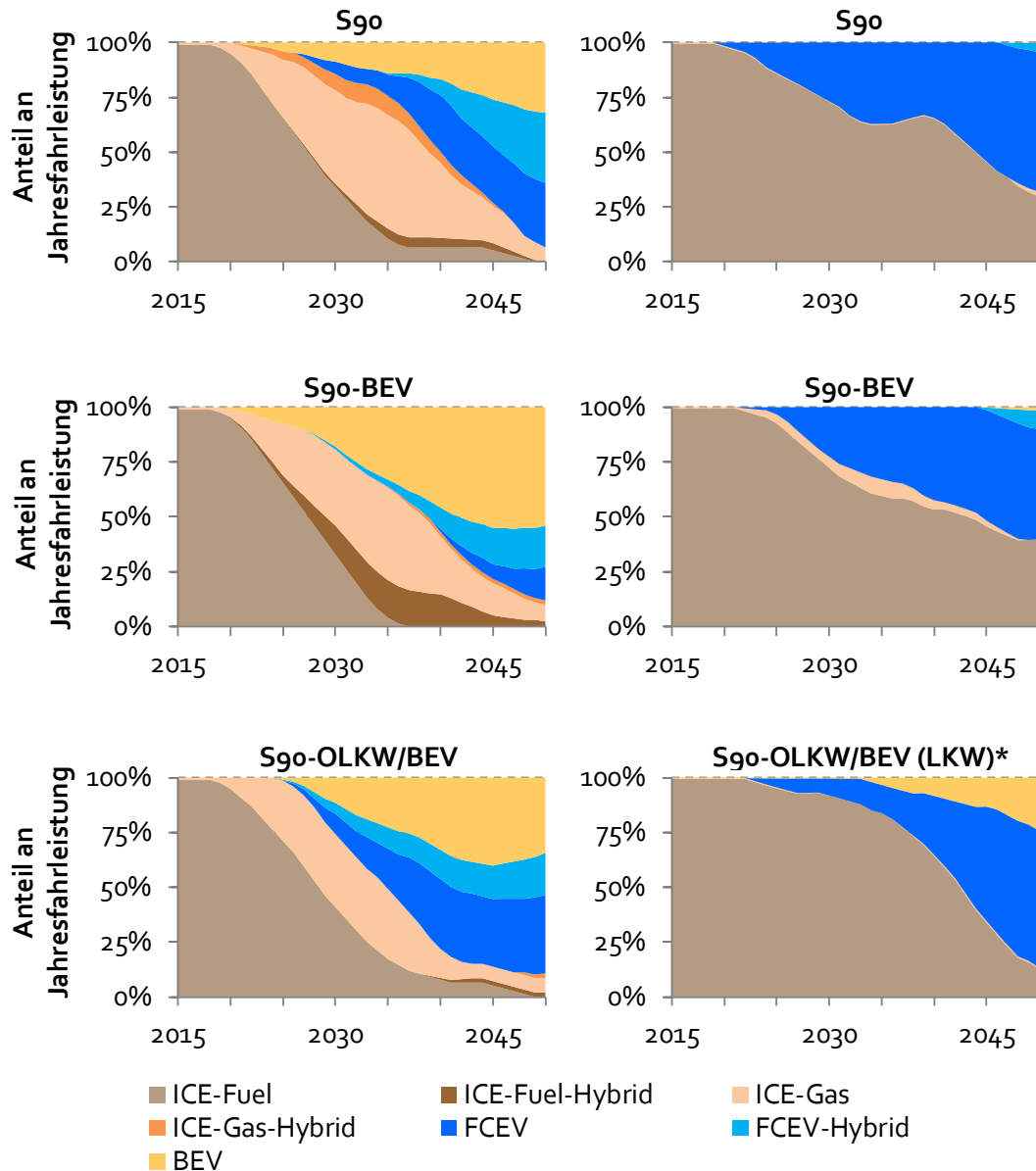


Abbildung 11: Transformation der Antriebskonzepte von 2015-2050 PKW (links) und LKW (rechts). Szenario Sgo (oben), Sgo-BEV (Mitte) und Sgo-OLKW/BEV (unten). *In Sgo-OLKW/BEV (unten) stellt BEV den Anteil der OLKW dar.

Im **PKW-Bereich** zeigt sich, dass die Transformation der Antriebskonzepte, also der Übergang von der „alten“ Welt – bestehend aus (ggf. auch hybridisierten) Verbrennungsmotoren – hin zur „neuen“ elektrischen Welt mit batterie-elektrischen Fahrzeugen (BEV), wasserstoff-elektrischen Fahrzeugen (FCEV) und (FCEV/Batterie-) Hybriden ab Mitte der 2020'iger Jahre an Fahrt aufnimmt. Tatsächlich handelt es sich bei der Transformation der Antriebskonzepte und der Defossilisierung der Kraftstoffe um unterschiedliche Fragestellungen.¹³ Ab ca. 2030 wird der Technologiewechsel mit sehr hohen Zulassungszahlen für die neuen Technologien (BEV und teilweise auch FCEV und FCEV-Hybride) rasant umgesetzt. Dabei bestätigt sich in allen Szenarien, dass die **bat-**

¹³ So können auch ICE/ICE-Hybride *grün* (Einhaltung zunehmend ambitionierter THG-Minderungsziele z.B. über Biogas, Biomethanol oder PtL-Kraftstoffen) und andererseits BEV, FCEV und Hybride daraus grau, also mit (anteilig) *fossilem* Strom oder Wasserstoff betrieben werden. Diese oben schon bei Abbildung 8 dargestellten Umstände werden im regulatorischen Teil differenzierter behandelt.

terie-elektrische Mobilität eine zentrale Rolle einnehmen soll. Gleichzeitig wird neben der direkten Elektrifizierung danach aber auch der Einsatz von synthetischen Energieträgern erfolgen. Dies umfasst zunächst den Einsatz von Wasserstoff in FCEV sowie langfristig auch PtL-Kraftstoffe (insbesondere LKW/Luft-/Schiffsverkehr, die diese Treibstoffe wegen deren hoher Energiedichte benötigen). Der Anteil von FCEV und FCEV-Hybriden liegt im Jahr 2050 teilweise unter dem Anteil der BEV, teilweise darüber; zum Teil ergibt sich auch eine Drittel-Aufteilung. Auch nachhaltig produzierte **Biomasse** (Methan, LNG, ggf. Biodiesel) kann jetzt und in näherer Zukunft im Verkehrssektor eingesetzt werden.¹⁴ Ab 2040 findet Biomasse in den Szenarien dann insbesondere in der Industrie, aber u.a. auch im Luftverkehr Verwendung (s.o.).

Im PKW-Bereich finden sich in den Szenarien zudem mehr oder weniger umfangreiche Anteile von (ggf. auch hybridisierten) **Erdgasfahrzeugen** als Übergangstechnologie. So wächst der Anteil ab den 2020'iger Jahren stark an, nimmt dann aber bei den Zulassungen bereits nach wenigen Jahren wieder stark ab, um im Jahr 2050 im Wesentlichen wieder verschwunden zu sein. Zudem ist es denkbar, dass sich der Anteil an Erdgas-ICE bei veränderten Kostenannahmen zugunsten von anderen Antriebsarten erheblich reduziert.

Allgemein zeigen sich in verschiedenen Szenarien immer wieder sehr schnelle Antriebskonzeptwechsel: Ist die „Zeit einer neuen Technologie“ gekommen, wird diese in den Szenarien regelmäßig sehr schnell eingeführt. Es ergeben sich wiederholt radikale Veränderungen („steile Rampen“). So findet sich beispielsweise im Szenario S 90 eine schnelle Zunahme von BEV und FCEV ab dem Jahr 2035. Zur Umsetzung dieses Wechsels müssten entsprechend ab diesem Zeitpunkt ausschließlich Fahrzeuge mit dem neuen Antriebskonzept (erst-)zugelassen werden, was die Folgefrage der Umsetzbarkeit aufwirft.

Im Szenario S90 **Verzögerung**¹⁵ zeigt sich zudem, dass im Fall eines zögerlichen Vorgehens bei der Energiewende (Business as usual bis 2030) der Transformationsprozess der Antriebskonzepte innerhalb relativ kurzer Zeit erfolgen müsste, was als unrealistisch gelten muss. Mit Sicht auf alle Szenarien bestätigt sich, dass Erfolge in der Verbesserung der **Energieeffizienz** (zum Beispiel im Gebäudebereich) das gesamte Energiesystem entlasten.

Im **LKW-Bereich** dominieren die flüssigen ICE wesentlich länger als im PKW-Segment. Dabei wird fossiler Diesel nach und nach von teilweise importierten, teilweise von inländisch erzeugten strombasierten Kraftstoffen verdrängt. Darüber hinaus findet sich hier ab den 2030'iger bzw. 2040'iger Jahren durchgängig ein hoher Anteil an FCEV, zu kleinen Teilen als (FCEV/Batterie-)Hybride. Dieser Anteil an FCEV wird, folgt man den Ergebnissen der untersuchten Szenarien, bis 2050 deutlich zunehmen. Gleichzeitig würden Oberleitungs-LKW (40 t-LKW), also der direkte Einsatz von Strom, vom Modell präferiert, wenn die erforderliche Infrastruktur aufgebaut wird. Dies bestätigt auch für den LKW-Bereich die Annahme, dass der direkte Einsatz von Strom aus gesamtsystemischer Sicht kosteneffizient ist. Dabei verdrängt der Oberleitungs-LKW den fossilen Verbrennungsmotor, nicht jedoch FCEV. Dies ergibt sich, weil FCEV-LKW emissionsfrei

¹⁴ Das angenommene Biomassepotenzial steigt von etwa 300 TWh auf rund 400 TWh in 2050 an.

¹⁵ Hierbei handelt es sich um eine – jedoch sehr plausible – Spezialbetrachtung, nicht um eine robuste Entwicklung, die durch mehrere Szenarien belegt wäre, vgl. im Detail die Langfassung.

sind und eine Verdrängung fossiler ICE-Jahreskilometerleistung dem Optimierungsziel der CO₂-Reduktion entspricht. Eine Ersetzung Oberleitungs-LKW statt FCEV-LKW würde dagegen keinen CO₂-Vorteil erbringen. Mit einem Einsatz von Oberleitungs-LKW würde aus diesem Grund auch der Einsatz von Erdgas-ICE-LKW ganz wesentlich reduziert.

Wasserstoff wird im Inland aus Überschussstrom hergestellt oder importiert. Daneben sind im Verlauf der Entwicklung auch Importe von **synthetischem Methan** zu erwarten. Dabei ergibt sich für das Jahr 2050 jeweils in den Szenarien ein Verhältnis von (jeweils importiertem) Wasserstoff zu synthetischem Methan zu PtL-Kraftstoffen von etwa 3,8 zu 1,1 zu 1. Es hat sich gezeigt, dass importierte Energieträger (Wasserstoff, Methan, PtL-Kraftstoffe) vorrangig im Verkehrssektor eingesetzt werden. Zugleich setzt eine Wasserstoffnachfrage u.a. im Wärmebereich ein.

Insgesamt zeigt sich eine große Abhängigkeit der hier getroffenen Aussagen vom Erfolg der **europäischen Integration** im Strombereich sowie den **Importmöglichkeiten** von grünem Strom wie synthetischen Kraftstoffen (Wasserstoff, synthetischem Methan und PtL). Gelingt die Integration im Strombereich schlechter als vorliegend angenommen oder steht weniger grüner Strom zeitgleich zur Verfügung, als vorliegend vorausgesetzt, verschieben sich die Zusammensetzungen von Technologien und Einsatzstoffen. Dies zeigt sich etwa im Szenario S 85-No Import, in dem sich u.a. wesentlich mehr Wasserstoffherzeugung aus inländischen Elektrolyseuren findet (vgl. Langfassung des Abschlussberichts). Im umgekehrten Fall einer höheren Verfügbarkeit von importierbarer grüner Energie (Strom oder Wasserstoff) wird dagegen weniger inländischer Erzeugungskapazität für Strom und Wasserstoff benötigt.

4.3. Individuelle Kostenperspektive

Die Auswertung der TCO aus Nutzersicht im **PKW-** und im **LKW-Segment** zeigt deutliche Unterschiede zwischen den einzelnen Antriebstechnologien, Stützjahren und Szenarien. Abbildung 12 stellt diese Ergebnisse in der kurzfristigen (2020), mittelfristigen (2030) und langfristigen (2050) Perspektive dar. Dabei ist zu beachten, dass sich die Szenarien nur in den Kraftstoffpreisen unterscheiden, während die Kosten und technischen Daten der Fahrzeuge in allen Szenarien gleich angesetzt sind.

Kurzfristig unterscheiden sich die Szenarien kaum, da wenig Zeit für die Entwicklung ausgeprägter Unterschiede ist. Dagegen entstehen mittel- und langfristig signifikante Unterschiede zwischen den Szenarien durch die Entwicklung unterschiedlicher Energiekosten. Der Zeitpunkt des TCO-Gleichstands zwischen konventionellen und innovativen Antrieben variiert stark zwischen den Szenarien. Während die Kosten von Strom für Batteriefahrzeuge und von Wasserstoff für Brennstoffzellenfahrzeuge im Zeitverlauf sinken, steigen sie für konventionelle Kraftstoffe durch die Beimischung erneuerbarer Anteile (synthetisches Methan zu Erdgas, PtL zu Otto-/Dieselkraftstoff) in unterschiedlichem Maß in den verschiedenen Szenarien an. Je nach Szenario steigen die erneuerbaren Anteile im Erdgas und in flüssigen Kraftstoffen auf bis zu 100 % an, allerdings beinhalten verschiedene Szenarien auch langfristig noch fast rein fossile Kraftstoffe. Dabei bedingen hohe Klimaziele hohe erneuerbare Anteile; in weniger ambitionierten Szenarien haben Erdgas und flüssige Kraftstoffe mittel- und langfristig tendenziell noch deutliche fossile Anteile. Hybridantriebe haben geringfügig höhere TCO als reine An-

triebe aufgrund der etwas höheren Fahrzeugkosten, was nur teilweise durch niedrigere Stromkosten kompensiert wird.

Die Struktur der PKW-TCO zeigt, dass für alle Antriebstechnologien im PKW-Segment die Anschaffungskosten mit einem Anteil von 65 bis 83 % an den TCO (ohne regulatorische Kosten) dominieren. Dies ist insbesondere auf die durchschnittliche jährliche Fahrleistung von 15.000 km und die damit einhergehende geringe Auslastung zurückzuführen. Die Rolle der Kraftstoffkosten ist begrenzt, Wartung und Betankungsinfrastruktur spielen mittel- und langfristig eine untergeordnete Rolle; nur in der Aufbauphase von Lade- und Wasserstoffinfrastrukturen schlägt deren geringe Auslastung deutlich auf die TCO durch. Im Rahmen der Bandbreite der Szenarienergebnisse sind im PKW-Segment 2030 keine eindeutigen TCO-Gewinner festzustellen. Wenn, wie hier angenommen, die Preise fossiler Kraftstoffe nicht steigen, haben elektrische PKW-Antriebe erst langfristig eindeutige TCO-Vorteile gegenüber konventionellen Kraftstoffen und -antrieben.

Die TCO im Segment der schweren LKW (40 t) hängen durch die hohe durchschnittliche Auslastung von LKW deutlich stärker als bei den PKW von Kraftstoffkosten und damit den Ergebnissen der verschiedenen Szenarien ab und weisen daher eine deutlich größere Bandbreite insbesondere in der mittel- und langfristigen Perspektive auf. Die Bandbreiten gehen bei Diesel und Wasserstoff bis 2050 zurück, während die Bandbreite für Methan ansteigt, da der erneuerbare Anteil bis 2050 weiter steigt, während sich bei Diesel in einzelnen Szenarien schon 2030 höhere PtL-Anteile entwickelt haben. Aufgrund der großen Bandbreite der Ergebnisse kann keine eindeutige Aussage über die mittelfristig günstigste Alternative im schweren LKW-Segment abgeleitet werden. Vielmehr hängt die Wirtschaftlichkeit der einzelnen Antriebstechnologien von der tatsächlichen System- und Marktentwicklung ab. Bei einer typischen LKW-Haltedauer von 5 Jahren kann die Marktsituation schon bei der übernächsten Investitionsentscheidung völlig anders sein als heute, was für kommerzielle LKW-Nutzer eine relevante, zunehmende Marktunsicherheit bedeutet.

In der TCO-Analyse werden reine Batterie-LKW, die eine für den Langstreckenverkehr ungenügende Reichweite haben und daher nur für den Verteilerverkehr nutzbar sind, nicht berücksichtigt. Brennstoffzellen-LKW (FCEV) und Oberleitungs-LKW (O-LKW) stellen interessante Optionen zur Elektrifizierung dar. Die für Oberleitungs-LKW benötigte Oberleitungsinfrastruktur stellt einen signifikanten Kostenbestandteil dar, der sich mittel- und langfristig durch steigende Auslastung reduziert. In Verbindung mit niedrigen Stromkosten wird der O-LKW damit perspektivisch betriebswirtschaftlich interessant.¹⁶ Ähnliches gilt für den Brennstoffzellen-LKW, der höhere Kraftstoffkosten durch niedrigere Infrastrukturkosten ausgleicht. Die Kosten von Diesel- und Methan-LKW hängen stark vom erneuerbaren Anteil im Kraftstoff ab. Die geringere Effizienz des Antriebsstrangs macht sie bei hohen erneuerbaren Anteilen unwirtschaftlich. Die TCO von Liefer-LKW für den lokalen Verteilerverkehr liegen bezüglich Struktur und absoluter Höhe zwischen 40 t-LKW und PKW (vgl. Langfassung des Abschlussberichts). Die jährliche Fahrleistung liegt zwischen derjenigen schwerer LKW im Langstreckenverkehr und PKW; entsprechend ist der Fahrzeugkaufpreis die größte TCO-Komponente, aber Kraftstoff und Wartung liegen nur etwas darunter.

¹⁶ O-LKW werden in einem Szenario spezifisch untersucht, in den anderen Szenarien nicht eingebunden. Daher sind die TCO des O-LKW in Abbildung 12 vollständig dunkel gefärbt.

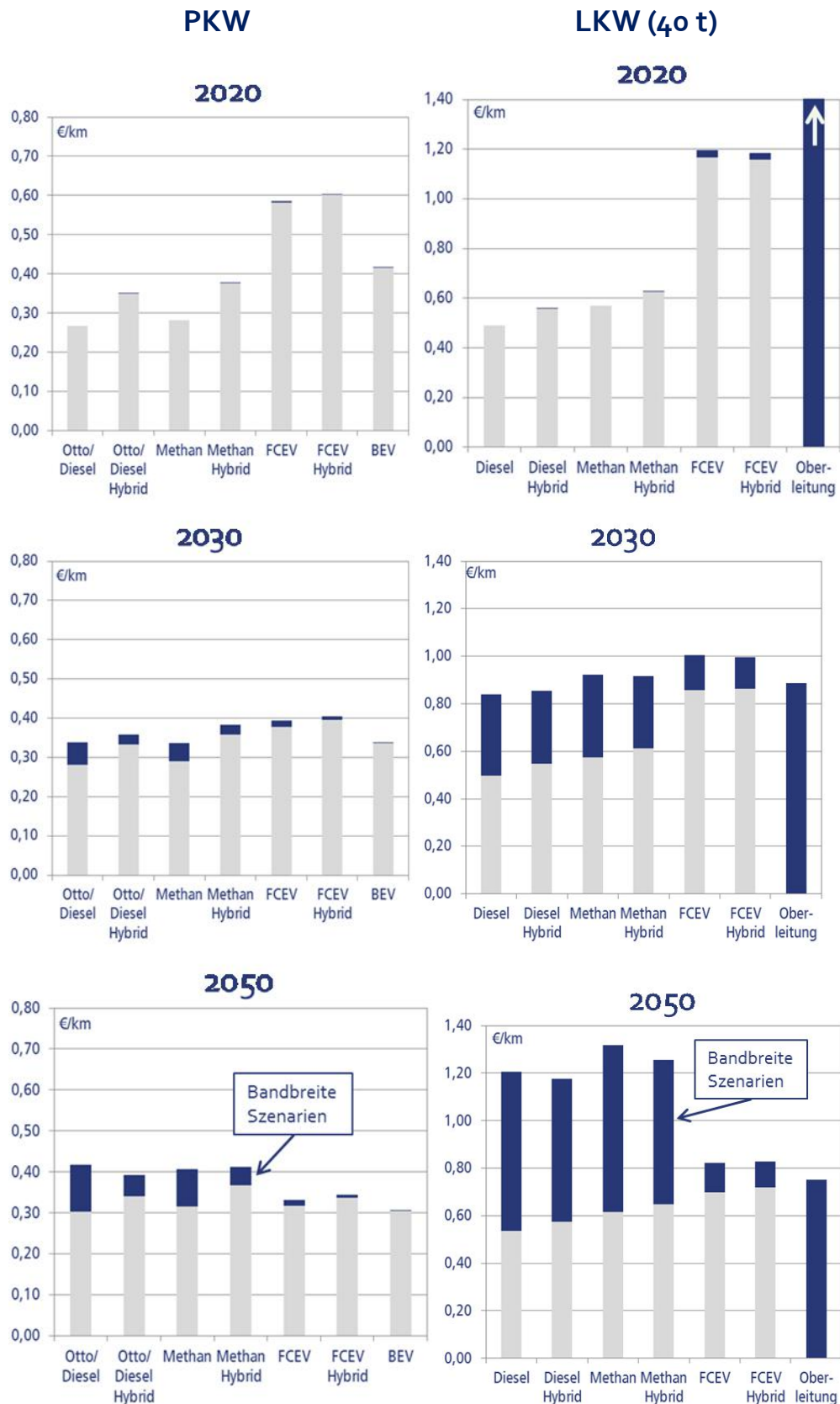


Abbildung 12: **Bandbreite** der TCO (ohne regulatorische Kosten) in €/km für verschiedene Antriebstechnologien im PKW-Segment (links) und im LKW-Segment (40 t; rechts); dunkle Elemente stellen die Bandbreite der verschiedenen Szenarien dar. Kraftstoffe enthalten je nach Szenario unterschiedliche erneuerbare und fossile Anteile; Methan-Erdgas-Verbrennungsmotor, FCEV – Brennstoffzelle, BEV – Batterie

In allen Fahrzeugsegmenten sinken die TCO, wenn man höhere als die in der TCO-Analyse angenommenen durchschnittlichen jährlichen Fahrleistungen annimmt; bei PKW ist dies besonders ausgeprägt. Bei Annahme unterschiedlicher Fahrleistungen zeigt sich beispielsweise, dass bei einer hohen jährlichen Fahrleistung von 20.000 km Brennstoffzellen-PKW, die tendenziell eine große Reichweite haben und daher für Langstrecken eingesetzt werden können, geringere TCO aufweisen als Batterie-PKW, die mit geringerer Reichweite tendenziell auf Kurzstrecken zum Einsatz kommen, mit einer abweichenden niedrigen Fahrleistung von unter 10.000 km pro Jahr. Damit hängt der Vergleich der Wirtschaftlichkeit zwischen den verschiedenen Antriebstechnologien auch stark vom tatsächlichen Fahrverhalten der jeweiligen Nutzer ab.

Neben dem Straßenverkehr, der heute einen Großteil der Verkehrslast trägt und der Klimagasemissionen im Verkehr verursacht, gibt es auch im Schienenverkehr auf nicht elektrifizierten Strecken sowie in der Schiff- und Luftfahrt relevante Optionen für innovative Antriebe und Kraftstoffe. Im **Schieneverkehr** sind auf nichtelektrifizierten Strecken Brennstoffzellen-Züge eine aktuell in den Markt eingeführte Alternative zu konventionellen Dieselnügen. In der kurzfristigen Perspektive ist unter den hier getroffenen Annahmen der Dieselnügen günstiger als der Brennstoffzellen-Zügen. Dies ändert sich in der mittelfristigen Perspektive bis 2030. Damit können Brennstoffzellen-Züge mittelfristig nicht nur den größeren Beitrag zur Reduktion der Treibhausgasemissionen leisten, sondern dabei auch je nach Szenario eine bessere Wirtschaftlichkeit aus Nutzersicht aufweisen. In der **Binnenschifffahrt** werden seit wenigen Jahren Antriebe auf der Basis von Flüssigerdgas (LNG) in den Markt eingeführt. Im Vergleich zu Dieselantrieben liegen die Investitionskosten noch deutlich höher, werden sich aber mit steigender Marktdurchdringung langfristig auf ein nur geringfügig höheres Niveau absenken, da LNG-Tanks und -Verrohrung aufwändiger sind als Dieseltanks. Der TCO-Vergleich von Diesel- und LNG-Schiffen hängt mittel- und langfristig von den jeweiligen erneuerbaren Anteilen im Schiffsdiesel bzw. im LNG ab. Bei vergleichbarem erneuerbaren Anteil liegen die TCO etwa gleichauf. In der nach allgemeiner Erwartung international deutlich wachsenden **Luftfahrt** werden erneuerbare Kraftstoffe nach heutiger Kerosinspezifikation, sogenannte drop-in fuels, als Option zum Klimaschutz diskutiert. Erneuerbare flüssige Kraftstoffe (PtL) werden mittel- und langfristig deutlich teurer bleiben als fossiles Kerosin heute, so dass deren Konkurrenzfähigkeit von der tatsächlichen Entwicklung der fossilen Preise und von regulatorischen Maßnahmen abhängen wird.

5. Regulatorische Schlussfolgerungen

In Anbetracht des großen Zeitraums bis zum Jahr 2050 werden in Kapitel 5 grundsätzliche Empfehlungen zu regulatorischen Aufgaben für den weiteren Verlauf der Energiewende abgegeben, die regelmäßig das „ob“ und „wann“ betreffen. Konkretere regulatorische Empfehlungen („wie“) zur regelmäßig zeitnahen Umsetzung finden sich in Kapitel 6.

5.1. Regulatorische Schlussfolgerungen für den Stromsektor

Gegenwärtig bleibt der **Zubau an Wind- und Solarstrom-Erzeugungskapazität** hinter dem zurück, was nach den hier betrachteten Szenarien erforderlich ist. Im Stromsektor muss der Ausbau deshalb weiter mit großer Dringlichkeit und ambitionierteren Ausbauzielen vorangebracht werden. Dies umfasst neben **erweiterten Ausbaukorridoren** und Flächen auch eine verbesserte Steuerung bei der räumlichen Verteilung der Anla-

gen im Inland, also auch einen Zubau von Windkraft in der Mitte und im Süden Deutschlands, und einen flächendeckenden Zubau von Solaranlagen. Außerdem sind hierzu Maßnahmen im Bereich der Ausweisung von geeigneten **Flächen** (Planungsrecht auf Ebene der Bundesländer, Rechtsschutzfragen), zur Steigerung der **Akzeptanz** dieser Anlagen bei den betroffenen Bürgern sowie – um Tempo und wiederum Akzeptanz des Zubaus hochzuhalten – zur Erhaltung der Akteursvielfalt auf Seiten der Projektierer und Betreiber notwendig. Anderenfalls droht aus Sicht der Gutachter eine Situation, in der die erforderliche regenerative Elektrifizierung aller Sektoren nicht rechtzeitig vor 2050 erfolgen kann. Dies würde zweifelsohne auch den Verkehrssektor treffen (näher dazu unter 6.1.), weshalb im Folgenden auch Maßnahmen zur Defossilierung des Gesamtsystems angerissen werden.

Mit einem wachsenden Anteil an fluktuierenden erneuerbaren Energien ist die **flexible Verwertung** von Strom (z.B. in Elektrolyseuren oder Wärmepumpen) regulatorisch vorzubereiten. Denn während eine sehr umfangreiche Direktnutzung von Strom die kurzfristige Abhängigkeit von Stromimporten erhöht, können die Erzeugung von Wasserstoff und synthetischen Energieträgern sowie der Import von Wasserstoff zur **Versorgungssicherheit** wesentlich beitragen. Entsprechend sind die **Speicherung** von Energie und die Erzeugung von grünem **Wasserstoff** zu fördern. Letztere Anlagen sind aufgrund ihrer heute noch hohen Herstellungskosten und der Letztverbraucherabgaben auf den eingesetzten Strom gegenwärtig nicht wirtschaftlich zu betreiben. Eine Förderung kann zum Beispiel durch eine Befreiung des verwendeten Stroms von Letztverbraucherabgaben oder durch eine Änderung der Präqualifikationsanforderungen für die Teilnahme an Regelleistungsenergiemärkten erfolgen. Auch für die Verwertung von Überschussstrom bei Netzüberlastung oder niedriger Stromnachfrage muss der regulatorische Rahmen (u.a. §§ 14,15 EEG: Einspeisemanagement) optimiert werden. Zu den Ansatzpunkten für eine Förderung siehe nachfolgend Vertiefungsthema 1 (6.1). Mit dem notwendigen starken Ausbau der Wind- und Solarenergie steht dann zunehmend kostengünstiger Grünstrom zur Verfügung, dieser ist auch in Zeiten aktuell geringerer Nachfrage einer sinnvollen Verwendung zuzuführen. Insbesondere im Verkehrs- und Wärmesektor stehen entsprechende Optionen in Brennstoffzellenanwendungen mit Wasserstoff bereit. Hierfür sind Anreize zum Aufbau einer **ersten Wasserstoffwirtschaft** zu schaffen, also der Erzeugung, dem Transport und der Nutzung von grünem Wasserstoff in den unterschiedlichen Sektoren (Verkehr, Wärme, Industrie, stoffliche Nutzung). Dabei stellen sich u.a. auch umfangreiche Infrastrukturfragen (dazu unten 6.2).

In der Strombereitstellung werden ergänzend zur EE-Erzeugung flexible **KWK- und GuD-Anlagen** eine wichtige Rolle spielen. KWK-Anlagen sind auch aufgrund ihres Effizienzvorteiles weiterhin förderwürdig. Als Gaskraftwerke sind diese zudem auch mit grünen Brennstoffen (Biomethan, E-Methan) betreibbar und deshalb technisch zukunftsfähig. Mittelfristig kann sich das **Strommarktdesign** als Hemmnis für die Rentabilität dieser Anlagen darstellen. Denn es zeigt sich, dass diese Kraftwerkskapazitäten – u.a. je nach Wetter – mit relativ geringen Vollbenutzungstundenzahlen betrieben werden müssen. Für die Vergütung der Bereitstellung von Kapazität müssen daher mittelfristig Wege gefunden werden, wenn die Kosten über eine reine Arbeitsvergütung pro kWh nicht nachhaltig gedeckt werden können.

Zentral für die Defossilisierung des Stromsektors ist auch der Ausgang der Reformen des **Europäischen Emissionshandels** wie zum Beispiel das „Backloading“ oder die Einführung der Marktstabilitätsreserve. Diese werden in der wissenschaftlichen Diskussion häufig tendenziell als unzureichend angesehen. Der Europäische Emissionshandel bildet neben der Energiesteuer jedoch auch das zentrale Instrumentarium zur Beschleunigung des Kohleausstieges. Aufgrund des ungewissen Ausgangs der Reformen des Europäischen Emissionshandels und der weiterhin viel zu niedrigen Besteuerung von Kohle im Rahmen des Energiesteuergesetzes, sollte der **Kohleausstieg** durch zusätzliche nationale Maßnahmen beschleunigt werden. Zudem ist außerhalb des Europäischen Emissionshandels eine **Bepreisung von CO₂-Emissionen** zu empfehlen (vgl. dazu ausführlicher im Vertiefungsthema 1, unten 6.1). Diese Themen könnten über ein nationales **Klimaschutzgesetz**, wie gegenwärtig schon geplant, umgesetzt werden, in dem in Klimaschutzplänen konkrete Pfade für regulatorische Steuerungsinstrumente festgelegt werden.

Zeitgleich ist der **Ausbau der Übertragungsnetze** und besonders auch der **Verteilnetze** mit aller Kraft voranzubringen, wie dies als zentrale politische Aufgabe bereits erkannt wird. Dies betrifft grundsätzlich die überregionale Übertragung des Stroms in Deutschland, besonders aber auch die Ertüchtigung der lokalen Verteilnetze für die erwarteten starken Entwicklungen in den Bereichen Elektromobilität und Wärme- und Kälteversorgung. Dabei ist bei dem absehbaren Anwachsen von Stromerzeugung und – örtlich und zeitlich versetzt – Stromverbrauch von einem **fortlaufenden Ausbaubedarf** in den nächsten Jahrzehnten auszugehen. Dabei muss die externe **Ansteuerbarkeit** der BEV wie der Wärmepumpen von vornherein sichergestellt werden, um diese stark dezentralen Anlagen systemdienlich einsetzen zu können. Entsprechend sind auf allen politischen Ebenen (Europa, Bund, Länder, Kommunen) Maßnahmen zu ergreifen, die zu einer Beschleunigung des Netzausbaus führen, wie u.a. die Beschleunigung der Genehmigungsverfahren, aber auch taugliche Instrumente für die **Finanzierung** dieser herausfordernden gesamtgesellschaftlichen Aufgabe. Dies betrifft u.a. auch die Absicherung auskömmlicher Netzentgelte, die neben einer angemessenen Eigenkapitalverzinsung Anreize für den Netzausbau setzen (dazu unten 6.4. für Ladeinfrastruktur).

Eine Stromlücke aufgrund zu geringen Zubaus an regenerativen Erzeugungskapazitäten könnte teilweise mit **grünen Stromimporten** geschlossen werden. Die Schaffung eines gemeinsamen **europäischen Binnenmarktes** für grünen Strom sollte deshalb noch engagierter vorangebracht werden. Denn ein europäischer Grünstrommarkt u.a. mit größeren Wetterlagenspreizungen und ungleichzeitigeren, vielfältigeren Verbrauchsspitzen könnte zu einer sichereren wechselseitigen Stromversorgung in Europa beitragen und den Flexibilitätsbedarf insgesamt reduzieren. Der zu importierende Strom muss aber überhaupt erzeugt und den deutschen Verbrauchern zum Kauf angeboten werden. Hier sollte überlegt werden, mit welchen Mitteln Anreize zum Zubau von Erzeugungskapazität im Ausland und zum Export des Stroms nach Deutschland gesetzt werden können. Zugleich ist sicherzustellen, dass es ausreichende Transport- und Übertragungsmöglichkeiten für Strom in Europa gibt.

Im Verlauf des Fortschreitens des Transformationsprozesses wird es voraussichtlich auch zum **Import von Biomasse, Biomethan, grünem Wasserstoff** und später von **E-Methan** und **PtL-Kraftstoffen** kommen müssen, um die Klimaschutzziele von Paris zu erreichen. Damit entsteht ein dringendes Bedürfnis, rechtzeitig alle erforderlichen

Maßnahmen zu ergreifen, um einen umfangreichen Import von grünem Strom und den weiteren erforderlichen regenerativen Energieträgern zu ermöglichen. Für den Import synthetischer Energieträger, insbesondere **Wasserstoff** und ab etwa 2040 auch PtL-Kraftstoffe stellen sich logistische, infrastrukturelle und vielfältige weitere Anforderungen, die ebenfalls regulativ vorzubereiten sind.

5.2. Regulatorische Schlussfolgerungen für den Verkehrssektor

Zentrale regulatorische Aufgabe für den Verkehrssektor mit dem Ziel 2050 ist die Transformation von der „alten“ fossilen Verbrenner-Welt hin zur „neuen“, regenerativ-elektrischen Welt. Dabei stehen regulatorisch besonders drei Felder im Mittelpunkt: die **technologische Transformation der Antriebskonzepte** (KFZ-Angebot, Anteil an Neuzulassungen,...), die **Infrastruktur** (Betankung und Ladung (stationär/leitungsgebunden)) sowie die ausreichende und im Verlauf bis 2050 rechtzeitige Bereitstellung von **regenerativen Kraftstoffen** (grüner Strom und grüner Wasserstoff, zeitweise Biomasse (Biogas, BioLNG), später ggf. aber auch E-Methan und noch später PtL-Kraftstoff aus Wasserstoff).

5.2.1. Gestaltung der technologischen Transformation

Die Entwicklung im Verkehrssektor bis 2050 ist nicht durchgängig sicher absehbar. Einige Aspekte sind dagegen schon heute konkreter vorherzusehen. Hinsichtlich der Transformation der Antriebssysteme ist dies die **umfassende Elektrifizierung** im PKW-Bereich über BEV. Diese beginnt in den Szenarien durchweg bereits vor 2025 und gewinnt – in Abhängigkeit der Entwicklung der möglichen Brückentechnologie Erdgas-ICE (s.u.) sowie den FCEV (H₂-Brennstoffzellen-PKW) – mehr oder weniger schnell Anteile an der deutschen PKW-Jahresfahrleistung. In allen Szenarien ergibt sich umgekehrt ein sehr schnelles Abnehmen der ICE-Jahresfahrleistungen (Otto- und Dieselmotoren). Diese sinkt schon bis etwa 2035 durchgängig auf max. 20 %.

Stattdessen ergibt sich in den Szenarien eine mehr oder weniger ausgeprägte **Übergangsrolle** von **Erdgas-ICE**. Danach müssten in Deutschland ab etwa 2025 sehr umfangreich Erdgas-ICE sowie erste **BEV²⁷** zugelassen werden, ab etwa 2030/2035 dann fast ausschließlich BEV und FCEV. Folgt man den Szenarien-Ergebnissen, ist offen, ab wann und in welchem Umfang **FCEV** – vollständig grün betrieben – in den Markt kommen müssen. Der Zeitpunkt schwankt zwischen 2030 (S 90, S 90-OLKW) und 2040 (S 90-BEV, Sensitivitätsrechnungen).

In der Folge stellt sich dann die Frage, wie die **Übergangssituation** bei der Transformation der **Antriebskonzepte** volkswirtschaftlich optimal durchlaufen und regulatorisch begleitet werden soll. Hier sind ganz **unterschiedliche Verläufe denkbar**. Theoretisch könnte die Nutzungsphase von **ICE mit Flüssigkraftstoffen verlängert** werden, etwa durch verstärkte Beimischungen von biogenen oder strombasierten Kraftstoffen. Die **Erdgas-ICE-Phase** könnte so **übersprungen** werden. Die große Zahl der Fahrzeughalter würde dann spätestens in den 2030'iger und frühen 2040'iger Jahren von bis dahin zunehmend grünen ICE (Otto/Diesel) direkt zu grünen BEV und ggf. FCEV wechseln.

²⁷ Wie unten ausgeführt, wird vorliegend aber eine abweichende regulatorische Empfehlung ausgesprochen: Aus Gründen der Umsetzbarkeit sollten Umsetzungsschritte für jedenfalls erforderliche Technologien wie die BEV im PKW-Bereich vorgezogen werden – auch wenn sich aus Szenariensicht erst später eine dann allerdings schwer umsetzbare Technologieeinführung ergibt („steile Rampe“).

Andererseits könnte über entsprechende Förderregelungen (dazu sogleich: u.a. Bonus/Malus sowie unten 6.2) der breite Markteintritt von **BEV** (und zeitversetzt von **FCEV**) auch **vorgezogen** werden, so dass die Elektrifizierung etwa bereits ab der zweiten Hälfte der 2020'iger Jahre sehr stark zunähme. Die „neue Welt“ würde sich dann unmittelbar an die weitgehend fossile ICE-Phase anschließen. Dies setzte freilich entsprechende PKW-Angebote sowie den Ausbau der dafür erforderlichen Infrastruktur voraus, was kurzfristige sehr weitreichende Veränderungen und regelnde Markt Eingriffe erforderlich machen dürfte. Hier könnten die bereits im Markt befindlichen ICE-Hybride (ggf. Vollhybride sowie insbesondere Plug-In-Hybride) eine Rolle spielen, weil sich in ihnen der Übergang von der alten Welt der Verbrenner zur neuen Stromwelt technisch verbindet – zum Preis von vergleichsweise hohen Fahrzeugkosten für doppelt vorhandene Antriebstechnik. Diese Hybridtechnologien können aber auch als Hemmschuh für einen schnellen Übergang zur neuen Welt angesehen werden, weil sie einen schnellen Wechsel zu BEV und ggf. FCEV verschleppen könnten. Schließlich könnten die **beiden** gerade skizzierten Verläufe – Verlängerung ICE und Vorziehen BEV/FCEV – sich auch vermischen.

Denkbar ist alternativ, doch eine **Erdgas-ICE-Übergangsphase** regulatorisch zu stimulieren. Ggf. nimmt die Nutzung von Erdgas-ICE so oder so zu, weil Halter auch ohne Förderung solche Fahrzeuge betreiben, die schon gegenwärtig marktreif und günstig sind. Dann müssten aber, um den Antriebstechnologietransfer umzusetzen, wie es die robusten Entwicklungen als kostengünstigsten Pfad erscheinen lassen, bereits in wenigen Jahren die PKW-Halter bei Neuzulassungen allein zu Erdgas-ICE greifen. Allerdings ist fraglich, ob sich ohne harte regulative Steuerung ein so kurzfristiger und umfassender Wechsel zu Erdgas-ICE ergeben würde, wie die Szenarien dies nahelegen (jeweils sehr steile Rampen der Markteinführung und des Marktaustritts in den Szenarien S₉₀, S₉₀-BEV und S₉₀-OLKW/BEV). Dieser Umstand des sowohl sehr schnellen Markteintrittserfordernisses wie eines bald danach einsetzenden sehr schnellen Marktaustrittserfordernisses sprechen gegen eine Übergangstechnologie-Phase mit Erdgas-ICE. Rund 10 Jahre später, ab Mitte der 2030'iger Jahre, dürften dann keinerlei ICE mehr zugelassen werden, sondern ausschließlich batterie- oder wasserstoff-elektrische PKW, die dann auch ausschließlich mit grünem Strom und grünem Wasserstoff zu betreiben wären (s.u.). Wäre der Marktaustritt der ICE nicht realisierbar, könnten – abweichend von den Szenarien-Ergebnissen und ggf. mit der Folge einer Verzögerung oder Verteuerung der Transformation – ICE theoretisch mit regenerativem Methan oder strombasierten Kraftstoffen noch einige Jahre betrieben werden, bis allgemein der Wechsel zu den BEV und FCEV vollzogen worden wäre.¹⁸

Unabhängig von der Ausgestaltung der Übergangsphase gilt, dass der Umstand, dass PKW spätestens in 2050 gar kein CO₂ mehr ausstoßen dürfen, Rückwirkungen auf die Frage hat, ab wann **Verbrennungsantriebe** im PKW-Antriebsmix letztlich keinen Raum mehr haben. Geht man von einer PKW-Nutzungsdauer von 15 Jahren aus, liegt es nahe, dass ab etwa Mitte der 2030'iger Jahre ICE auslaufen. Würde der Bestand an ICE ab dann nicht abnehmen, müssten die ICE-PKW danach zunehmend und ab etwa 2050 ausschließlich mit grünen Kraftstoffen wie insbesondere PtL-Kraftstoffen betrieben werden. Dies wäre aber nach den vorliegenden Ergebnissen volkswirtschaftlich unwirt-

¹⁸ Dies wäre unter CO₂- und volkswirtschaftlichen Kostenaspekten wohl eine Notfallmaßnahme, s.u. die abweichende Empfehlungen.

schaftlich (s.o. 4.1.1 und 4.1.2). Auch sollten BEV oder FCEV im Verlauf der 2040'iger Jahre günstiger zu betreiben sein als ICE (vgl. TCO, oben 4.3.). Nach den Szenarien sollte Auslaufen der Zulassung neuer (Otto/Diesel-) ICE ohnehin bereits wesentlich früher beginnen, nämlich schnell voranschreitend in den 2020'iger Jahren (s.o., 4.1.1.).

Die TCO-Berechnungen im Bereich PKW zeigen insoweit, dass in 2020 die Unterschiede der TCO zwischen den verschiedenen Optionen (ICE vv. BEV und FCEV) noch sehr groß sind, diese sich 2030 aber schon abmildern und bis 2050 deutlich annähern. Sie bewegen sich etwa ab 2030 in einem Bereich, der über regulatorische Instrumente eine **Steuerung des Marktein- oder Marktaustritts** bestimmter Technologien und Kraftstoffe im PKW-Bereich ermöglicht. Vorstellbar wäre die gezielte steuerliche Be- oder Entlastung bestimmter Kraftstoffe (s.u. Vertiefungsthema 1, 6.1.) oder bei der KFZ-Steuer. Denkbar ist insbesondere auch eine Quote oder ein Bonus-/Malus-System für BEV, die zunächst als Bonus-System zeitnah starten sollten (vgl. unten 6.2). Letzteres bietet schnelle Nachsteuerungsmöglichkeiten, weil es je nach Verlauf der Entwicklung über eine Betonung der Bonus- oder aber der Malus-Seite recht flexibel angepasst werden kann. Ein solches System könnte zudem auch auf FCEV angewendet werden. Außerdem ist zu bedenken, dass die TCO hier deutlich gesenkt werden könnten, wenn man übergangsweise auch Wasserstoff aus Erdgasreformierung (Dampfreformierung) in den FCEV verwendet, der wesentlich günstiger ist als Elektrolyseur-Wasserstoff aus grauem oder grünem Strom.

Vorliegend wurde zudem eine methodisch bewusst **sektorenübergreifende Untersuchung** vorgenommen. Es ergibt sich, dass sich bestimmte regulatorische Entscheidungen in anderen Sektoren erleichternd oder erschwerend auswirken können. So würde etwa eine Umstellung der Stahlerzeugung von Kohlekoks auf Wasserstoff (Szenarien S85-95 H₂-Industrie) anderen Sektoren Freiräume schaffen. Es müssten dann weniger schnell Wohnraum gedämmt, könnten länger ICE mit fossilen Kraftstoffen betrieben oder könnte mehr Erdgas verstromt werden. Umgekehrt könnte durch eine frühe Umstellung auf BEV und/oder FCEV mit hohen regenerativen Anteilen Freiräume etwa für den Wärmesektor geschaffen werden. Oder es könnte durch einen hohen Anteil an grünem Gas in Erdgas-ICE (Biomethan oder E-Methan) der Übergang zu BEV oder FCEV verzögert werden. Hier sind also vielfältigste Wechselwirkungen und sehr unterschiedliche Verläufe denkbar. Es ist zu erwarten, dass auch in kommenden Legislaturperioden politische Gesamtentscheidungen getroffen werden, die ein Geben und Nehmen der verschiedenen Sektoren und Interessen erforderlich machen werden. Entsprechend sind von vornherein Regelungen vorzusehen, die die unterschiedlichen Wirkungen auf die Sektoren berücksichtigen und ggf. ausgleichen („Gegensteuern“), will man die Zielsetzung 2050 erreichen. Beispielsweise müsste mehr im Verkehrssektor für die Reduktion von CO₂-Emissionen getan werden, wenn etwa Wärmedämmungsziele nicht erreicht werden.

Auch **Veränderungen im Verkehrsverhalten** der Bevölkerung haben Einfluss auf den Verlauf der Energiewende im Verkehrsbereich. Dies könnte etwa zu veränderten Fahrzeugflotten und verkürzten Haltezeiten (z.B. durch stärkere Nutzung von Mietfahrzeugen im Carsharing) führen und damit die technologischen Transformationen beschleunigen. Zudem sind weitere, heute nicht im Detail vorhersagbare Verhaltensänderungen möglich, wie eine verstärkte Nutzung des ÖPNV, des Radverkehrs oder Änderungen durch das Autonome Fahren.

Die regulatorischen Maßnahmen im Verkehrsbereich stehen, wie dargestellt, in einem **Spannungsverhältnis**: Einerseits ist die **absehbare** Antriebskonzept-Transformation durch geeignete Maßnahmen optimal **vorzubereiten**, also die erforderliche **Infrastruktur** zu schaffen, ebenso das Angebot an **Fahrzeugen** und regenerativen **Kraftstoffen** sicherzustellen. Andererseits sind der **genaue zeitliche Verlauf** und selbst das **ob** und **wieviel** der beteiligten Antriebskonzepte gegenwärtig noch nicht sicher vorherzusehen (s.o.). Hier sollte insbesondere weiter **technologieoffen** Wissen über technische Alternativen und mögliche technische Pfade gesammelt werden. Dies umfasst u.a. den Einsatz von synthetischen Energieträgern. So erhöht eine hohe Strom-Direktnutzung die kurzfristige Abhängigkeit von Stromimporten und sie erfordert die Verfügbarkeit von Batterietechnik und den Aufbau der Ladeinfrastruktur für batterieelektrische Fahrzeuge. Der Einsatz von Wasserstoff und von synthetischen Energieträgern leistet aufgrund der Speicherfunktion einen Beitrag zur Entspannung des gesamten Energiesystems. Darüber hinaus lässt eine Eingrenzung von Technologieoptionen die Wahrscheinlichkeit der Zielerreichung sinken, da die Abhängigkeit von technologischen und preislichen Entwicklungen in anderen Ländern steigt.

Was hinsichtlich einer **möglichen Übergangsphase** mit **Erdgas-ICE** in regulatorischer Hinsicht gelten sollte, ist fraglich. Einerseits gibt es für Gasfahrzeuge im Grundsatz weniger regulatorischen Bedarf, weil hier Fahrzeugtechnologie und Infrastruktur im Wesentlichen bestehen oder bei Nachfrage im Markt eigenständig aufgebaut werden können. Jedenfalls ermöglicht die bestehende Energiesteuerbegünstigung gemäß § 2 Abs. 2 EnergieStG gegenwärtig eine hohe Wirtschaftlichkeit dieser Antriebstechnologie. Will man auf die Erdgas-ICE setzen, könnte dieses Privileg über 2026 hinaus verlängert werden. Die nötige hohe Geschwindigkeit des Umstiegs von Otto/Diesel- zu Erdgas-ICE und anschließend zu BEV und FCEV, wie sie die Szenarien zeigen, müsste allerdings wohl regulativ herbeigeführt werden. Dies könnte etwa über ein Malussystem für andere ICE erfolgen. Zugleich sollte die Übergangsphase für Erdgas-ICE aber, will man den von den Szenarien nahegelegten kostengünstigsten Verlauf „nachfahren“, von vornherein zeitlich begrenzt werden. Dies wirft dann die oben bereits diskutierte Frage eines (**regulierten**) **Auslassens einer Erdgas-ICE-Phase** auf.

5.2.2. Empfehlungen für den PKW-Bereich

Wie in allen Sektoren, empfehlen sich zunächst starke **Anreize für effizientere** und auch absolut CO₂-reduzierte PKW, also insbesondere für **gewichtsreduzierte** Fahrzeuge und allgemein ein anderes Nutzungsverhalten. Denn mit dem Gewicht oder **geringerer Fahrleistung** wird der Energieverbrauch und damit zunächst auch der CO₂-Ausstoß des Fahrzeugs unmittelbar reduziert, solange noch nicht vollständig grüne Kraftstoffe verwendet werden.

Sicher ist zudem, dass der Verkehrssektor in weiten Teilen **direkt elektrifiziert** werden wird. Dies betrifft neben dem PKW- auch weite Teile des Lieferverkehrs ggf. bis hin zum Schwerlastverkehr (zu LKW unten). Zugleich ist mit einer umfassenden Elektrifizierung auch der anderen Sektoren zu rechnen. Die Erzeugung oder der Import von **grünem Strom** ist deshalb Grundvoraussetzung der weiteren Ableitungen (s.o. 5.1.). Zugleich sind alle erforderlichen Maßnahmen zu ergreifen, um **BEV** in Deutschland zum Durchbruch zu verhelfen. Dies betrifft insbesondere die Unterstützung der **technologischen Transformation** über Anreize zum Betrieb von BEV etwa über das angesprochene Bo-

nus-/Malus-System (s. bereits oben sowie genauer unten 6.2) oder eine Quote sowie Maßnahmen zum schnellen Aufbau der erforderlichen Lade- und Stromverteil- **Infrastruktur** (vgl. dazu bereits oben 6.1 sowie unten 6.2).

Ab wann sollte gefördert werden? Auch wenn der Anteil an BEV an der Jahresfahrleistung in der Phase bis 2030/2035 nach den Szenarien selbst noch gering ist, spielt die Technologie bei den Neuzulassungen schon davor eine wesentliche Rolle. Dies spricht dafür, die laufende **Förderung ambitioniert fortzusetzen** (näher unten 6.2.). Vorausgesetzt, die ohnehin nötige Defossilierung des Stroms erfolgt, ist dieses Grünwerden auch für die Defossilierung der BEV im Hinblick auf das Erreichen des CO₂-Reduktionsziels in 2050 ausreichend. Es wird deshalb keine spezielle Förderung von grünem Strom *für den Verkehr* empfohlen. Unabhängig davon wurde die überragende Bedeutung des schnelleren Zubaus an grüner Stromerzeugungskapazität in Deutschland vorliegend wiederholt betont.

Aus der vorliegenden Untersuchung ergibt sich die Einschätzung, dass die **Erzeugung von Wasserstoff** im Inland ebenso wie der Einsatz von importiertem Wasserstoff ein Element der zukünftigen Energieversorgung darstellt. Hinsichtlich der Verwendung im Lastverkehr, Schienenverkehr und Schiffsverkehr, aber auch zur Wärmeversorgung (Niedrigtemperaturbereich) dürfte dies jedenfalls ab einer Annahme eines -90 %-CO₂-Reduktionsziels **relativ belastbar** sein. Wasserstoff wird also benötigt werden. Zudem ist erkennbar, dass in anderen Weltregionen (Japan, Korea, China, USA) FCEV-PKW und -LKW offenbar vor dem Markteintritt stehen. Diese Fahrzeuge dürften mittelfristig auch in Europa und Deutschland breiter angeboten werden. Damit können, wenn Tankinfrastruktur und Wasserstoff vorhanden sind, sofort örtliche Emissionsvorteile erreicht werden und zudem ein Beitrag zur „Abflachung der Transformationskurve“ (s.u.) geleistet werden. Mit einem steigenden Anteil grünen Wasserstoffs am gegenwärtig vertankten, überwiegend grauen Wasserstoff wird dann auch zunehmend CO₂ eingespart. Daraus leitet sich zum einen ab, dass die **Erzeugung von grünem Wasserstoff** als letztendlich benötigtem Energieträger schon relativ zeitnah grundsätzlich gefördert werden könnte (auch: Förderung der Elektrolyseure). Die Förderung sollte so gestartet werden, dass sie ermöglicht, dass günstige Elektrolyseure in ausreichender Zahl dann zur Verfügung stehen, wenn sie vom Energiesystem benötigt werden. Das wird dann der Fall sein, wenn hinreichende Mengen günstigen systemischen Überschussstroms zur Verfügung stehen, die so einer energetisch wie ökonomisch sinnvollen Nutzung zugeführt werden können. Unten (6.1.) werden deshalb verschiedene Maßnahmen diskutiert und Empfehlungen ausgesprochen, die dazu führen sollen, die Erzeugung von Wasserstoff wirtschaftlich attraktiver zu machen. Zugleich sollten zeitnah Nutzungen in Inselanwendungen ermöglicht werden (dazu unten 6.3).

Soweit diese Förderungen vor den in den Szenarien ermittelten notwendigen Zeitpunkten geschehen, entspannt dies die Anforderungen an anderer Stelle, was grundsätzlich zu begrüßen ist. Denn ein Ziel der Transformation sollte eine **abgeflachte Transformationskurve** sein: Allzu abrupte Wechsel von einer Technologie zur anderen, wie sich vorliegend aber in verschiedenen Szenarien zeigt (etwa: S₉₀: FCEV ab 2036, S₉₀-BEV: BEV ab ca. 2028 S₉₀-OLKW/BEV: FCEV ab ca. 2028), sollten vermieden werden. Dabei gilt, dass jeder Umstellungsbeitrag auf die neue Welt, der vor Mitte der 2030`iger Jahre erreicht wird, auch den Umstellungsdruck für die nachfolgende Zeit senkt, also Strukturbrüche zu vermeiden hilft.

5.2.3. Empfehlungen für den LKW- Bereich

Bei den LKW können Anreize für den Einsatz **synthetischer Kraftstoffe** im Verbrenner eine Option zur Defossilisierung sein, da die Ergebnisse weiterhin einen hohen Anteil an Verbrennungsmotoren zeigen. Hier ist in Abhängigkeit von der Entwicklung des Angebots, aber auch der Preise zu entscheiden, ab wann eine Förderung synthetischer Kraftstoffe im ICE-LKW-Bereich greifen sollte. Aus den Szenarien ergibt sich (vgl. oben 3.1., Abbildung 4) erst relativ kurz vor 2050 ein hoher Anteil synthetischer flüssiger Kraftstoffe im Verkehr. Dies spricht für ein relativ spätes Einsetzen dieser Förderung, wenn das Einsatzerfordernis dieses Kraftstoffs absehbar ist. Zugleich sollte die Nutzung von **FCEV-LKW** gefördert werden.

Diese sollten nach den Szenarien-Ergebnissen schon in relativ naher Zukunft einen größeren Anteil an der Jahreskilometerleistung im Lastverkehr übernehmen. Dies setzt aber ein Angebot an Fahrzeugen, Betankungsinfrastruktur und zunehmend grünem Wasserstoff voraus. Will man sich für einen Einstieg in das Antriebskonzept **Oberleitungs-LKW** entscheiden, müsste die dann erforderliche **Infrastruktur** wohl hoheitlich initiiert aufgebaut werden. Ggf. müsste auch die Entwicklung von Fahrzeugen gefördert werden. Zudem stellen sich sehr komplexe und vielfältige rechtliche Fragestellungen (dazu unten 6.5). Jedenfalls ist eine **europäische Lösung** in dieser Frage in einem gewissen Rahmen Voraussetzung für den Einstieg in diese Technologie.

Unabhängig davon empfiehlt sich weiterhin eine möglichst umfassende Verlagerung von Straßengüterverkehr auf die (elektrifizierte) **Schiene**.

6. Vertiefungsthemen

6.1. Optimierung der Rahmenbedingungen beim Einsatz von erneuerbaren Kraftstoffen

Die Reduzierung des CO₂-Ausstoßes im Verkehrssektor erfordert neben entsprechenden Fahrzeugen und Infrastruktur den Einsatz erneuerbarer Kraftstoffe. Die Analyse der aktuellen Rahmenbedingungen für erneuerbare Kraftstoffe zeigt, dass der Rechtsrahmen für die Förderung erneuerbarer Energien im Kraftstoffsektor insgesamt unzureichend ist und weiterentwickelt werden muss. Hierfür werden im Folgenden Handlungsempfehlungen gegeben, die kurz- und mittelfristig umgesetzt werden können. Die Analyse und Handlungsempfehlungen beschränken sich auf die Förderung von Kraftstoffen, während die Förderung von Fahrzeugen (siehe dazu 6.4) und die Förderung der Infrastruktur (siehe dazu 6.4) an anderer Stelle behandelt werden.

Bei der Verwendung von **Strom für BEV** sind gegenwärtig grundsätzlich alle Steuern, Abgaben und Umlagen (Netzentgelte, netzentgeltbezogene Umlagen, Stromsteuer, EEG-Umlage) zu zahlen. Auch wenn einzelne Privilegien und Befreiungen existieren, die auch im Verkehrsbereich genutzt werden können, bestehen doch keine verkehrsspezifischen Privilegien für den Einsatz von (grünem oder „grauem“) Strom in der Elektromobilität. Da die Kosten für den Kraftstoff im BEV vergleichsweise gering sind, dürfte hier allerdings auch nur **geringer Handlungsbedarf** bestehen. Allerdings sollten einzelne Klarstellungen zu bestehenden Rechtsunsicherheiten in EEG und EnWG erfolgen. Diese betreffen u.a. die EEG-Umlagezahlungen und dabei die Abgrenzung von Eigenversorgungsmengen und Drittbelieferungsmengen beim Laden von BEV mit Strom aus einem unternehmenseigenen Kraftwerk durch Mitarbeiter oder eben durch Dritte. Im Ener-

giewirtschaftsrecht ergeben sich u.a. Probleme bei der eichrechtskonformen Messung, aber auch bei der Bepreisung der Netznutzung bei Stromentnahmen aus einer Ladesäule. Eine spezielle Förderung von Grünstrom im Verkehrsbereich wird nicht empfohlen, da der Verkehrsbereich durch den zunehmenden Grünstromanteil im Strommix ohnehin „automatisch“ regenerativer wird. Sofern ein stärkerer Einsatz von Grünstrom im Verkehrsbereich gewünscht ist, müsste der Rechtsrahmen – unter Beachtung der Rahmenbedingungen in Art. 25 (3) RED II – geändert werden. Dann sollte nicht lediglich eine reine Verschiebung des Grünstroms aus anderen Sektoren in den Verkehrssektor erfolgen, sondern ein unmittelbarer Zubau von Erzeugungskapazitäten für den Verkehrssektor nachgewiesen werden.

Grüner **Wasserstoff** wird gegenwärtig im Wesentlichen über die **THG-Minderungsquote** gemäß § 37a BImSchG gefördert, da grüner Wasserstoff zur Erfüllung der Quote gemäß § 37a Abs. 5 BImSchG i.V.m. § 3 Abs. 1 und Anlage 1 Buchstabe a der 37. BImSchV genutzt werden kann. In diesem Zusammenhang bestehende Rechtsunsicherheiten und Unzulänglichkeiten (z.B. zu geringe Unterquote für fortschrittliche Kraftstoffe) sollten beseitigt werden.

Das bestehende System der **Steuern, Abgaben und Umlagen** stellt ein Hindernis für den Bezug von **Strom zur Nutzung in Elektrolyseuren** dar, da Rechtsunsicherheiten und Unzulänglichkeiten im Hinblick auf Befreiungstatbestände bestehen. In diesem Bereich sollten gesetzliche Klarstellungen erfolgen (z.B. Befreiung von den Netzentgelten für Strombezug von Elektrolyseuren gemäß § 118 Abs. 6 EnWG, Befreiung von der Stromsteuer auch für Unternehmen, die kein produzierendes Gewerbe im stromsteuerrechtlichen Sinne betreiben, ggf. Reduzierung oder Befreiung von der EEG-Umlage). Während für Wasserstoff beim Einsatz in FCEV keine Energiesteuer anfällt, ist die **Energiesteuer** für **strombasierte Kraftstoffe** erheblich zu hoch, da sie wie für vergleichbare fossile Kraftstoffe berechnet wird, was im Hinblick auf den Energiegehalt zu einer höheren Besteuerung für erneuerbare Kraftstoffe als für fossile Kraftstoffe führt.

Die Förderung von **Biokraftstoffen** erfolgt wesentlich über die THG-Minderungsquote nach dem BImSchG und der 38. BImSchV. Auch insoweit sind Klarstellungen zu Einzelregelungen sinnvoll. Die Energiesteuer für Biokraftstoffe bestimmt sich nach den Steuersätzen für vergleichbare fossile Kraftstoffe, so dass bei Biogas der ermäßigte Steuersatz für Erdgas besteht, für flüssige Biokraftstoffe dagegen derselbe Satz wie für fossile Otto-/Dieselkraftstoffe gilt. Wie auch bei allen sonstigen Kraftstoffen spielt der Einsatz von Biokraftstoffen keine Rolle für die Einhaltung des Grenzwertes für die spezifischen CO₂-Emissionen für PKW-Hersteller auf Grundlage der Europäischen Verordnung (EG) Nr. 443/ 2009 (**tank-to-wheel-Ansatz**).

Während bei Strom als Kraftstoff in BEV kaum zusätzliche Anreize erforderlich sind (s.o.), besteht für **grünen Wasserstoff** und **strombasierte Kraftstoffe**, aber auch für Biokraftstoffe, **erheblicher Förderbedarf**, um die Nutzung wirtschaftlich attraktiv auszugestalten. Dabei dürfte eine **direkte** Förderung, bei der eine Förderung unmittelbar an die Erzeuger von Wasserstoff (oder ggf. strombasierten Kraftstoffen) geht, einer indirekten Förderung (über Vorteile bei Steuern, Abgaben und Umlagen oder über eine Quote oder vergleichbare Instrumente) vorzuziehen sein. Denn die Höhe der direkten Förderung kann zielgenauer bestimmt werden, so dass eine Über- oder Unterförderung vermieden werden kann. Dagegen hängt bei einer indirekten Förderung die Förderhöhe

von externen Faktoren (z.B. Höhe der einzusparenden Steuer oder Umlage, Angebot und Nachfrage der Kraftstoffe zur Quotenerfüllung) ab, es kann damit zu Fehlanreizen kommen. Dadurch besteht zudem eine geringere Investitionssicherheit für die Erzeuger des grünen Wasserstoffs. Zur Schaffung einer solchen direkten Förderung wird die Einführung eines **Erneuerbare-Kraftstoff-Gesetzes (EKraftstoffG)** empfohlen (angelehnt an das EEG). Damit könnten Erzeuger von grünem Wasserstoff (und ggf. auch von strombasierten Kraftstoffen und Biokraftstoffen) gefördert werden, wenn der Einsatz im Verkehr erfolgt. Die Gesamtkosten für eine Wasserstoffförderung im Verkehrsbereich wären zunächst sehr gering, solange es nur wenige Wasserstofffahrzeuge gibt. Sollten auch strombasierte Kraftstoffe gefördert werden, wäre ggf. eine Deckelung der geförderten Kraftstoffmenge erforderlich, um die Förderkosten zu beschränken. Die Höhe der Förderung, die administrativ bestimmt werden sollte, könnte dabei als „gleitende Marktprämie“ für einen festen Zeitraum als Differenz zwischen dem erzielbarem Marktpreis und den tatsächlichen Erzeugungskosten ermittelt werden. Dabei sollten die Erlöse aus anderen Bereichen oder durch parallele Förderungen, falls diese noch bestehen, voll zu berücksichtigen sein. Die Finanzierung könnte aus Haushaltsmitteln erfolgen. Alternativ käme ein Umlagesystem in Betracht (bei Schaffung einer sektorübergreifenden Umlage könnte eine Anknüpfung daran erfolgen), wobei eine sachgerechte Auswahl der Belasteten sicher zu stellen wäre. Als weiterer Ansatz für eine direkte Förderung der Wasserstoffherzeugung käme auch die **unmittelbare Förderung von Elektrolyseuren** zur Erzeugung von grünem Wasserstoff in Betracht, wobei eine Beschränkung auf die Nutzung des Wasserstoffs im Verkehrssektor nicht erfolgen muss. Damit würde die Erzeugungsinfrastruktur für grünen Wasserstoff insgesamt gefördert, was neben der Förderung der Verkehrsziele auch positive Auswirkungen auf andere Sektoren haben kann (Einstieg in einer Wasserstoffwirtschaft). Die Förderung sollte so gestartet werden, dass sie ermöglicht, dass günstige Elektrolyseure in ausreichender Zahl dann zur Verfügung stehen, wenn sie vom Energiesystem benötigt werden. Das wird dann der Fall sein, wenn hinreichende Mengen günstigen systemischen Überschussstroms zur Verfügung stehen, die so einer energetisch wie ökonomisch sinnvollen Nutzung zugeführt werden können.

Alternativ oder ergänzend zur Einführung einer direkten Förderung für Wasserstoff oder strombasierte Kraftstoffe käme eine Weiterentwicklung der **THG-Minderungsquote** in Betracht. Diese müsste dann – im Gegensatz zur aktuellen Rechtslage – für alle Energieträger gelten (mit Differenzierung nach Wasserstoff, strombasierten Kraftstoffen und Biokraftstoffen). Außerdem wäre eine Erhöhung der Quote und möglichst eine Mehrfachanrechnung für Wasserstoff und strombasierte Kraftstoffe notwendig. Zudem sollte die Lieferung von grünem Strom für den Elektrolyseur über das Netz ermöglicht werden. Als weitere mögliche Instrumente zur Förderung des grünen Wasserstoffs kommt die ausdrückliche Zulassung der **Nutzung von abgeregeltem Strom im EEG-Einspeisemanagement** unter Beibehaltung der Entschädigung sowie die **Schaffung von Nutzungsanreizen für grünen Wasserstoff in Raffinerien** bei der Herstellung konventioneller Kraftstoffe in Betracht. Auch die Anrechnung von Kraftstoffen aus erneuerbaren Energien auf die Emissionsminderungsziele zur Einhaltung der CO₂-Grenzwerte für KFZ-Hersteller nach der Europäischen Verordnung (EG) Nr. 443/ 2009 ist bedenkenswert, weil damit die Automobilhersteller als weiterer Akteur mit Interesse an der Einführung grüner Kraftstoffe gewonnen werden können.

Ob das System der Steuern, Abgaben und Umlagen generell zur Erreichung verkehrsspezifischer Zwecke umgestaltet werden sollte, dürfte faktisch wesentlich davon abhängen, ob eine allgemeine Reform des Steuer-, Abgaben- und Umlagensystems erfolgt. Auch wenn angesichts der vielfach geäußerten Kritik an dem bestehenden System, insbesondere, weil die dadurch geschaffenen Anreize vielfach nicht energiewendegerecht sind, eine Reform sicherlich sinnvoll wäre, erscheint dies gegenwärtig allerdings als eher unwahrscheinlich. Sofern eine Reform erfolgt, sollten dabei unbedingt auch Verkehrssektor-spezifische Anreize aufgenommen werden. Dies betrifft zum Ersten eine – auch für andere Sektoren zweckmäßige – Orientierung der Abgaben und Umlagen am CO₂-Ausstoß und die Einführung einer CO₂-Bepreisung (z.B. durch eine Reform der Energiesteuer). Außerdem könnten Entlastungen für die Erzeugung von grünem Wasserstoff und strombasierten Kraftstoffen eingeführt werden, wobei dies nur dann zwingend ist, wenn keine – grundsätzlich vorzugswürdige – direkte Förderung (siehe dazu oben) erfolgt. Schließlich könnten Anreize für flexible Verbraucher (Elektrolyseure, E-Mobilität) gesetzt werden, indem die Höhe der Abgaben oder Umlagen an die Stromnachfrage oder die Höhe des Strompreises gekoppelt ist.

6.2. Steigerung der Attraktivität der E-Mobilität

Zur Steigerung der Attraktivität der **batterie- und wasserstoff-elektrischen Mobilität** steht dem Bundesgesetzgeber in Bezug auf die **Fahrzeuge** und deren Nutzung sowie die hierfür erforderliche **Infrastruktur** ein weiter Tätigkeitsspielraum zu.

Denkbar ist die Einführung eines **Bonus-Malus-Systems** für Kraftfahrzeuge, in dessen Rahmen Nutzer von Elektrofahrzeugen bzw. von emissionsarmen Fahrzeugen im Rahmen einer Abgabepflicht eine wirtschaftliche Besserstellung erhalten, während andererseits Halter von emissionsstarken Fahrzeugen zahlungsverpflichtet wären. Eine entsprechende Regelung ist auch für FCEV denkbar. Weiter könnte die bereits geltende **einkommensteuerrechtliche Privilegierung** von Elektro-, Brennstoffzellen- und Hybridfahrzeugen als **Dienstwagen** auf umweltfreundliche Fahrzeuge generell ausgeweitet werden, indem die Besteuerung anhand des Treibhausgasausstoßes erfolgt.

Auch die Einführung einer **Verkaufsquote für Elektrofahrzeuge** – ggf. auch für FCEV – ist grundsätzlich denkbar, wenn diese zunächst niedrig ist, um den Herstellern ausreichend zeitlichen Vorlauf zu gewährleisten. Als weiteres Instrument ist eine **Flottenregulierung für LKW** möglich, wodurch die Hersteller verpflichtet werden, die CO₂-Emissionen der von ihnen hergestellten Fahrzeuge zu verringern. Einen entsprechenden Vorschlag der Europäischen Kommission gibt es bereits.

Bedenken ergeben sich hinsichtlich der Umsetzbarkeit eines Bonus-Malus-Systems für Firmenwagen, das für emissionsarme Fahrzeuge eine erhöhte Abschreibung vorsieht. Ebenfalls schwierig dürfte sich die Einführung von Zufahrtsbeschränkungen für Güterverteilerverkehr für bestimmte Verkehrsräume aufgrund ihres CO₂-Ausstoßes gestalten. Bei der Umsetzung aller Instrumente ist zur Vereinbarkeit mit dem Grundgesetz zu beachten, dass der allgemeine Gleichheitssatz des Art. 3 Abs. 1 GG beachtet wird und die Maßnahme verhältnismäßig ist. Das Unionsrecht begrenzt den Handlungsspielraum des Bundesgesetzgebers insbesondere durch die Warenverkehrsfreiheit, die Ungleichbehandlungen der Marktteilnehmer nur in engen Grenzen zulässt.

Einen wesentlichen Beitrag zur Steigerung der Attraktivität von **batterieelektrischen Fahrzeugen** leistet der verstärkte Ausbau von **Ladeinfrastruktur** sowohl im öffentlichen Raum als auch auf privaten Grundstücken. Neben den – zeitlich befristeten – Förderprogrammen, sind hier **Anpassungen am geltenden Rechtsrahmen** sinnvoll, um nachhaltig Anreize für Betreiber und Nutzer von Ladeinfrastruktur zu setzen und den Betrieb von Ladeinfrastruktur, auch nach Auslaufen der Förderung, wirtschaftlich tragfähig zu gestalten. Zielführend erscheint insbesondere:

- Lockerungen im Mess- und Eichrecht, um eine sachgerechte und vollständige **Abrechnung von Ladevorgängen** zu ermöglichen. Ziel ist es, den tatsächlichen Aufwand für die Vorhaltung der Ladeinfrastruktur und die Abnahme des Stroms als Basis der Preiskalkulation zu erhalten. Dabei ist in der **Preisangabenverordnung** ausdrücklich vorzusehen, dass die Abrechnung der Nutzung der Ladesäule nicht kWh-basiert erfolgen muss.
- Einstufung des Ladepunktes als Letztverbraucher auch iSd EEG und StromStG (entsprechend § 3 Nr. 25 EnWG)
- Anpassung des EnWG zur Einbindung von Ladeinfrastruktur in netzdienstliches Lastmanagement (Verpflichtung zur Steuerbarkeit; Anreize bei Baukostenzuschuss)
- Beibehaltung der Zulässigkeit von Netzbetrieb und Betrieb von Ladeinfrastruktur in derselben juristischen Person (kein „rechtliches Unbundling“)
- Zügige Umsetzung der Gesetzgebungsvorhaben im Bereich Mietrecht und Wohnungseigentumsgesetz
- Berücksichtigung Kosten durch Netzanbindung Ladeinfrastruktur im Rahmen der Anreizregulierung

6.3. Integrierte Erprobung wasserstoffbasierter Anwendungen im Verkehr

Wasserstoffbasierte Anwendungen können neben einer Förderung der einzelnen Elemente (Erzeugung, Infrastruktur, Fahrzeuge), von denen insbesondere die Förderung der Erzeugung von Wasserstoff übergeordnete Bedeutung hat (siehe dazu 5.1), auch über integrierte Konzepte („integrierte Inseln“) gefördert werden. Bei integrierten Inseln handelt es sich um voll funktionsfähige, aber räumlich begrenzte Systeme, in denen bestimmte verkehrliche Anwendungen ganzheitlich in einer bestimmten technischen Konfiguration erforscht werden. Diese Förderpolitik würde eine gleichzeitige Förderung verschiedener technologischer Ansätze oder Varianten in unterschiedlichen Regionen und in unterschiedlichen verkehrlichen Anwendungen umfassen. Ziel der integrierten Insel wäre die Erforschung, Entwicklung und Erprobung anhand je eines konkreten Falls. Es wäre darauf zu achten, dass in verschiedenen Projekten unterschiedliche Anwendungen sowie unterschiedliche fahrzeugseitige Varianten (bspw. PKW, kleine LKW, große LKW, ÖPNV-Busse) sowie infrastrukturseitige Varianten (bspw. H₂-Transportkonzepte und H₂-Erzeugung) ausprobiert werden. Dabei könnten zunächst einzelne Flotten mit ihren spezifischen verkehrlichen Bedarfen im Mittelpunkt stehen, bspw. die Taxiflotte einer Stadt oder ein Zuliefer- und Versorgungsdienst (u.a. Kurier- und Paketdienste) in einem Ballungsraum. Da die Mitnutzung einer Tankstelle durch Dritte in der Regel mit einem sehr geringen Zusatzaufwand verbunden ist, sollte ein Zugang stets auch für Dritte gewährt werden. Der Grundsatz des offenen Zugangs zu transparenten und diskriminierungsfreien Bedingungen ist auch eine wichtige Vo-

oraussetzung für die Erfüllung des Beihilfetatbestandes für lokale Infrastrukturen nach Art. 56 Abs. 3 Satz 1 AGVO.

Mehrere solcher Inseln könnten auch zu Wasserstoff-Pilotregionen zusammengefasst werden. Sowohl dieses räumliche Zusammenfassen als auch ein späteres „Zusammenwachsen“ von Inseln sollten allerdings nicht primäres Ziel der Förderung sein. Vielmehr ist von Bedeutung, dass das in den verschiedenen Inseln gesammelte Wissen und die verschiedenen Erfahrungen an einer zentralen Stelle gebündelt werden. Denn dieses zentrale Wissen bildet letztlich die Basis für Erprobungen im großen Stil und letztlich auch für die finale Entscheidung über die tatsächlich umzusetzende Konfiguration.

Wird die Förderung auf der Grundlage eines Gesetzes vergeben, ist der Bund für die Umsetzung zuständig, wenn ihm die Gesetzgebungskompetenz zusteht. Wird die Förderung demgegenüber in den Haushaltsplan eingestellt, sind Haushaltssubventionen des Bundes zulässig, wenn mit ihnen Agenden, für die die Bundesverwaltung zuständig ist, gefördert werden. Bei der Vergabe von Subventionen kann der Bund auch auf Private zurückgreifen. Dies wird insbesondere relevant, soweit der Bund über keinen eigenen Verwaltungsapparat verfügt oder verfügen darf. Im Rahmen ihrer Zuständigkeiten ist ein koordiniertes Zusammenwirken von Bund und Ländern anzuraten und zulässig, soweit das Verbot der Mischverwaltung beachtet wird.

6.4. Organisation der H₂-Tankstelleninfrastruktur – sichere Verfügbarkeit und absehbare Preise

Um Investitionen anzureizen und abzusichern, bedarf es „Commitments“ durch die öffentliche Hand. Nach dem derzeitigen Förderrahmen wird der Aufbau von Wasserstofftankstellen durch eine Investitionskostenförderung unterstützt, die als einmalige Auszahlung gewährt wird. Nicht adressiert ist jedoch wie (i) die Verfügbarkeit von Wasserstofftankstellen langfristig sichergestellt und (ii) eine hinreichende Preisstabilität für die Fahrzeugnutzer gesichert werden kann.

Um einen langfristigen Betrieb der Tankstellen sicherzustellen, kann eine **Betriebskostenförderung** zusätzlich zur bestehenden Investitionsförderung eine sinnvolle Option sein. Eine Betriebskostenförderung könnte durch den Bund in den Förderbedingungen umgesetzt werden, ist jedoch nach der AGVO wohl nicht zulässig und müsste daher noch ein Notifizierungsverfahren vor der Europäischen Kommission durchlaufen, was einer entsprechend aufwendigen politischen Umsetzung bedarf.

Darüber hinaus ist auch die Regulierung des Wasserstoffpreises relevant, weil Fahrzeugnutzer ihn in ihre Kauf- und Nutzungsentscheidung einbeziehen. Dies kann sowohl über die Förderung des Aufbaus der Tankstelleninfrastruktur als auch über die Förderung der Erzeugung von Wasserstoff umgesetzt werden. Für Letzteres spricht, dass der Wasserstoffpreis stark von einer kostengünstigen Erzeugung abhängt.

Die Förderung von Wasserstofftankstelleninfrastruktur kann unterschiedlich ausgestaltet werden. Neben einer Umsetzung über die Förderbedingungen wie im Status Quo kommt eine spezifische Sektorregulierung durch eine mit Entscheidungsspielraum ausgestattete Behörde, direkte gesetzliche Vorgaben zu Inhalt und Ausmaß der Förderung oder eine unmittelbare Bereitstellung durch den Staat im Wege einer Vergabe an Dritte bzw. im Rahmen einer öffentlich-privaten Partnerschaft in Betracht. Welche Ausgestaltung gewählt wird, hängt davon ab, welcher staatliche Einfluss erforderlich ist bzw. ob

die Marktakteure das aus staatlicher Sicht gewünschte Ergebnis auch ohne Vorgaben herbeiführen.

Im Übrigen sollte im Kontext der Organisation der H₂-Tankstelleninfrastruktur das Thema Mess- und Eichrecht bereits frühzeitig mitgedacht werden, um Fehlentwicklungen und Verzögerungen wie bei der Ladeinfrastruktur zu vermeiden. Da gegenwärtig noch keine geeichten und konformitätsbewerteten Messgeräte für Wasserstofftankstellen verfügbar sind, sollte zunächst eine zeitlich begrenzte Ausnahme von der Eichpflicht vorgesehen werden.

6.5. Oberleitungs-LKW: Überblick zu den regulatorischen Themen

Die Elektrifizierung des Straßengüterfernverkehrs weist eine doppelte und bisher mit keinem System vergleichbare Straßen- und Netzrelevanz auf. Dadurch entsteht die Herausforderung, die staatlich betriebene und dem Gemeingebrauch verschriebene Straßeninfrastruktur rechtlich und organisatorisch mit der privaten und der Regulierung unterliegenden Netzinfrastruktur in Einklang zu bringen.

Das bestehende Recht wirft dabei auf unterschiedlichen Ebenen bei Planung, Bau und Betrieb Fragen auf und verlangt in vielen Bereichen eine Antwort in Form von gesetzlicher (Neu-)Regelung, wenn nicht sogar die Schaffung eines eigenen Rechtsregimes, wie es beispielsweise für das Bahnstromnetz existiert. Dabei geht es grundsätzlich um die Klärung, ob die Oberleitungsinfrastruktur überhaupt als Bestandteil der Straße mit den damit einhergehenden Planungs-, Eigentums- und Betriebsfragen und die Oberleitungen selbst als Energieversorgungsnetz der allgemeinen Versorgung mit den damit einhergehenden Betreiberpflichten und Abnehmerrechten behandelt werden sollen. Diese Weichenstellungen führen jeweils andere Folgefragen mit sich. Darüber hinaus stellen sich neuartige Fragen im Straßenverkehrs-, Vergabe-, Datenschutz- und Messrecht.

7. Fazit

Um eine **konkretere Vorstellung** vom möglichen Verlauf der Entwicklung der Energieversorgung in Deutschland – besonders im Verkehrssektor – bis 2050 zu gewinnen und hierzu regulatorische Grund- und Detailerkennnisse zu erlangen, wurden auf der Basis des Energiesystemmodells REMod-D zunächst insgesamt 14 Szenarien definiert und berechnet. Sie spannen durch unterschiedliche Annahmen **Teile des Ergebnisraums** der möglichen Entwicklungen des deutschen Energiesystems auf. Dabei unterscheiden sich die Ergebnisse in Abhängigkeit vom angenommenen CO₂-Minderungsziel (-85 %, -90 % oder -95 % in 2050) deutlich. Grundsätzlich wurde ein Modell ausgewählt, das den Chancen der **Sektorenkopplung** besonders Rechnung trägt, weil die Optimierungsschritte zur Ermittlung des kostengünstigsten Pfades sektorenübergreifend erfolgen. Die Annahmen wurden zuvor in einem Fachbeirat mit Vertretern aus Politik, Verwaltung und Verbänden diskutiert. Auf dieser Basis wurden zudem Berechnungen für die TCO verschiedener Verkehrsträger vorgenommen.

Aus der Analyse dieser Arbeiten ergibt sich für den **Verkehrssektor** u.a. folgendes:

Wie die anderen Sektoren auch, wird der Verkehrssektor zunehmend und möglichst weitgehend **elektrifiziert**. Dabei ist die **direkte Nutzung** des Stroms in PKW, Zügen und ggf. LKW der grundsätzlich effizienteste Weg, wenn der Strom möglichst schnell defossilisiert ist. Dafür muss aber u.a. die erforderliche **Infrastruktur** schnellstmöglich aufgebaut werden. Hierzu bedarf es regulatorischer Maßnahmen.

Wegen der zunehmend großen Erzeugungskapazität für Wind- und Solarstrom wird im Verlauf der Entwicklung immer mehr zeitgleich nicht nachgefragter Strom günstig zur Verfügung stehen; er ist einer sinnvollen Verwendung zuzuführen. Mit **Wasserstoff**, später auch E-Methan und PtL-Kraftstoff, stehen Energieträger zur Verfügung, die u.a. im Verkehrssektor eingesetzt werden können und – neben der Biomasse in ihren Potenzialgrenzen – zur Erreichung der CO₂-Minderungsziele beitragen können. Es deutet sich deshalb an, dass jedenfalls die Förderung der grünen Wasserstoffherzeugung schon relativ zeitnah u.a. über das hier vorgeschlagene Erneuerbare-Energien-Kraftstoffgesetz (**EKraftstoffG**) sinnvoll ist, damit **günstige Elektrolyseure** in ausreichender Anzahl und Kapazität verfügbar sind, wenn günstiger grüner Überschussstrom aus Wind- und Solaranlagen zur Verfügung steht, der einer sinnvollen Verwendung zugeführt werden soll. Zugleich sollte weiter in die Anfänge des **Infrastrukturaufbaus** für den Wasserstoffeinsatz im Verkehr investiert werden.

Hinsichtlich des genauen Verlaufs der **Antriebskonzept-Transformation** von der „alten“ Welt der Verbrenner zur „neuen“ elektrischen Welt gibt es gegenwärtig noch **offene Fragen**. Diese betreffen u.a. eine mögliche Übergangsrolle von **Erdgas-PKW** und Hybriden, die mögliche Rolle von biogenen und strombasierten Kraftstoffen in Otto-/Diesel-Motoren oder das Verkehrsverhalten allgemein. Hier muss regulativer Spielraum erhalten bleiben.

Jedenfalls wird aber deutlich, dass die von den Szenarien nahegelegten schnellen Antriebstechnologie-Wechsel regulatorisch nicht empfehlenswert sind. Strukturbrüche sind vielmehr zu vermeiden. Deshalb sollten Transformationsschritte, soweit dies sinnvoll möglich ist, schon früher angegangen werden, um abrupte Änderungen zu vermeiden. Dies betrifft insbesondere den Wechsel vom ICE zum BEV im PKW-Bereich. Nur so erscheinen diese Transformationen volkswirtschaftlich, betriebswirtschaftlich und sozial umsetzbar („**abgeflachte Transformationskurve**“).

Schließlich zeigt sich der erhebliche be- oder entlastende **Einfluss** der Entwicklungen in den **anderen Sektoren** auf den Verkehrssektor.

8. Conclusion

In order to gain a **more specific idea** of the possible development of the energy supply in Germany in the time period until 2050 – particularly in regard to the transport sector – and to acquire a comprehensive understanding of the legal and regulatory framework in this context, we initially defined and calculated a total of 14 scenarios based on the renewable energy model REMod-D. Based on different assumptions, these scenarios depict **parts** of the **set of all possible results** of the potential developments in the German energy system. The results obtained in this context vary considerably depending on the assumed target for the reduction of greenhouse gas emissions (-85%, -90% or -95%). The general idea was to choose a model that takes particular account of the opportunities presented by **sector coupling** as the optimisation measures of such model for determining the most cost-effective path are taken on the basis of a cross-sectoral approach. The assumptions underlying the scenarios to be analysed were previously discussed in an expert panel with representatives from politics, administration and different associations. On this basis, calculations of the total cost of ownership of different modes of transport were carried out in addition.

The analysis of the work performed leads to, among others, the following conclusions for the **transport sector**:

Like other sectors, the transport sector is increasingly being **electrified** to the maximum extent possible. In this regard, the most efficient way is principally by **directly using** electricity in passenger cars, trains and, as the case may be, trucks if the electricity is defossilised as quickly as possible. However, for this purpose, it is necessary to, among others, establish the required **infrastructure** as quickly as possible. For this, regulatory measures will need to be put in place.

Due to the increasingly large share of electricity generation capacity from wind and solar energy, more and more electricity for which there is no demand will be available at low cost in the course of the development; such electricity should be put to good use. With **hydrogen** and, in the future, also e-methane and power-to-liquid fuel, energy sources will be available that can be used, among others, in the transport sector and which can – in addition to biomass, which has a limited potential – contribute to achieving the CO₂ reduction targets. Therefore, the results indicate that it is reasonable to promote the generation of green hydrogen already in the nearer future – among others by means of a **Renewable Fuels Act** (*Erneuerbare-Energien-Kraftstoffgesetz – EKraftstoffG*) proposed – so as to ensure that **cost-effective electrolyzers** are available in the necessary number and capacity at the time when reasonable solar and wind electricity will be available. At the same time, further investments should be made into the **development of the infrastructure** required for the use of hydrogen in the transport sector.

As regards the exact process of how to **transform the drive concept** from the “old” world of combustion to the “new” electric world there are currently still **questions** that need **to be answered**. These questions concern, among others, the possibly transitory role of **natural gas-powered passenger cars** and hybrid vehicles, the possible role of biogenic and electricity-based fuels in petrol / diesel engines as well as the traffic behaviour in general. In this context, a certain regulatory leeway must be maintained.

In any case, it becomes obvious that a quick change of the drive technologies as suggested by the scenarios is not advisable with regard to the regulatory framework. Structural breaks should rather be avoided. Therefore, if reasonably possible, first steps in the transformation process should already be taken at an earlier stage in order to avoid abrupt changes. This concerns particularly the switch from ICE to BEV in the area of passenger cars. Only in this way these transformations can be implemented in social, economic and business terms (“**flattened curve of transformation**”).

Finally, the analysis highlights the considerable (adverse or beneficial) **impact** that the developments in **other sectors** will have on the transport sector.

9. Glossar- und Abkürzungsverzeichnis

a	anno (Jahr)
AGVO	Allgemeine Gruppenfreistellungsverordnung der EU
AKW	Atomkraftwerk
BEV	Battery Electric Vehicle (batterie-elektrisches Fahrzeug)
BImSchG	Bundesimmissionsschutzgesetz (Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge)
BImSchV	Bundesimmissionsschutzverordnung (Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes)
BK	Braunkohle
CNG	Compressed natural gas (verdichtetes Erdgas/Methan)
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
Drop-in fuel	Kraftstoff, der konventionelle Kraftstoffe direkt ersetzen kann
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz (Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien)
E-Mobilität	Elektromobilität
E-Methan	Synthetisches Methan, das aus Wasserstoff und Kohlendioxid synthetisch hergestellt wird, wobei der Wasserstoff häufig ebenfalls aus Strom erzeugt wird
EnergieStG	Energiesteuergesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz (Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung)
Erdgas-ICE	Fahrzeug mit Verbrennungsmotor mit Kraftstoff Methan (CNG)
FCEV	Fuel Cell Electric Vehicle (wasserstoff-elektrisches Fahrzeug/Wasserstoff-Brennstoffzellen-Fahrzeug)
FCEV-Hybrid	Fahrzeug mit Brennstoffzelle und größerer Batterie und Plug-in-Möglichkeit, so dass auch Strom aus dem Netz genutzt werden kann.
fEE	fluktuierende Erneuerbare Energien
Flüssig(e)	Flüssige Brenn- und Kraftstoffe wie Otto-Kraftstoff, Diesel, Kerosin, aber auch Heizöl für Wärme und Kraftwerke
GG	Grundgesetz
GT	Gasturbine

GUD	Gas-und-Dampf-Kraftwerk
GW _{el}	Gigawatt (elektrische Leistung)
H ₂	Wasserstoff
ICE-Hybrid (ICE-Fuel-Hybrid)	Fahrzeug mit konventionellem Verbrennungsmotor (Internal Combustion Engine) und Hybridisierung mit Batterie-elektrischem Antrieb
ICE (ICE-Fuel)	Fahrzeug mit konventionellem Verbrennungsmotor (Internal Combustion Engine)
ICE Gas	Fahrzeug mit Verbrennungsmotor (Methan/CNG)
ICE-Gas-Hybrid	Hybridfahrzeug mit Verbrennungsmotor (Methan/CNG) und batterie-elektrischem Antrieb
i.W.	im Wesentlichen
KFZ	Kraftfahrzeug
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
Liefer-LKW	Lieferlastkraftwagen
LKW	Lastkraftwagen
LNG	Liquid natural gas (verflüssigtes Erdgas)
Methan-ICE	Fahrzeug mit Verbrennungsmotor (Methan/CNG)
Mio.	Millionen
O-LKW	Oberleitungs-LKW, Oberleitungslastkraftwagen
Plug-In-Hybrid	Batterie des Hybrid wird auch via Steckdose aufgeladen
PKW	Personenkraftwagen
PtH	Power-to-Heat
PtPtL	Power-to-Liquid
PtX	Power-to-X
PV	Photovoltaik
RED II	Neufassung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie
REMod-D	Regenerative Energien Modell – Deutschland des Fraunhofer ISE
Schwer-LKW	Schwerlastkraftwagen mit einem zulässigen Gesamtgewicht von 40Tonnen
SK	Steinkohle
t	Tonne
tank-to-wheel	Wirkkette der aufgenommenen Energie (Kraftstoff, elektrische Energie) bis zur Umwandlung in kinetische Energie beim Fahrzeug

TCO	Gesamtkostenanalyse aus Betreibersicht (Total Cost of Ownership)
THG	Treibhausgas
TWh	Terawattstunde, also eine Milliarde Kilowattstunden
Unbundling	Entflechtung von Netzbetrieb und Erzeugung/Vertrieb im Energiebereich (Strom, Gas) auf verschiedene Unternehmen oder Unternehmensteile
Vollhybride	Verbrennungsmotor-Batterie-Hybrid ohne externe Lademöglichkeit, Batterie wird ausschließlich durch Rückgewinnung überschüssiger Energie beim Bremsen aufgeladen (Gegenbeispiele: Plug-in-Hybride (mit externer Lademöglichkeit) sowie Mildhybrid (mit kleinerer Batterie), wird bislang mit flüssigen Kraftstoffen betrieben (Otto/Diesel))
WP	Wärmepumpe