

E-Fuels im Verkehrssektor

Kurzstudie über den Stand des Wissens und die mögliche
Bedeutung von E-Fuels für den Klimaschutz im Verkehrssektor

Berlin, 19.05.2020

Dieser Bericht ist im Auftrag der Klima-Allianz Deutschland
entstanden.

Autor

Peter Kasten
Öko-Institut e.V.

Kontakt

info@oeko.de
www.oeko.de

Geschäftsstelle Freiburg

Postfach 17 71
79017 Freiburg

Hausadresse

Merzhauser Straße 173
79100 Freiburg
Telefon +49 761 45295-0

Büro Berlin

Borkumstraße 2
13189 Berlin
Telefon +49 30 405085-0

Büro Darmstadt

Rheinstraße 95
64295 Darmstadt
Telefon +49 6151 8191-0

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und nukleare Sicherheit

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	3
Tabellenverzeichnis	4
1 Motivation und Grundlagen	5
1.1 Was sind E-Fuels überhaupt?	5
2 Herstellung der E-Fuels und deren heutiger Stand der Technik	6
2.1 Wasserstoffherstellung mit der Elektrolyse	6
2.2 Kohlendioxidbereitstellung	8
2.3 Die Kraftstoffsynthese und -aufbereitung	9
2.4 Gesamtprozess	11
3 Anforderungen bei der E-Fuel-Produktion für den Klimaschutz und weitere Nachhaltigkeitsindikatoren	12
3.1 Anforderungen an den Stromeinsatz	13
3.1.1 Grundsätzliche Anforderungen an den Stromeinsatz	13
3.1.2 Weitere Nachhaltigkeitsaspekte für den Stromeinsatz bei Kraftstoffimporten	15
3.1.3 Mögliche Wirkungen auf die THG-Emissionen im Verkehrssektor	16
3.2 Anforderungen an den Kohlendioxidbezug	22
3.3 Anforderungen für lokale Nachhaltigkeitsaspekte	25
4 Einordnung der E-Fuels als Klimaschutzoption im Verkehr	29
5 Schlussfolgerungen für den möglichen zeitlichen Verlauf der E-Fuel-Nutzung	32
Literaturverzeichnis	36

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1: Schematische Übersicht zu Ausgangsstoffen und Herstellungsprozessen strombasierter Stoffe	6
Abbildung 3-1: THG-Emissionen der E-Fuel-Herstellung in Abhängigkeit der THG-Intensität der Stromerzeugung; dargestellt relativ zu fossilem Diesel (317 g CO _{2e} / kWh)	17
Abbildung 3-2: Spezifische THG-Emissionen bei der E-Fuel-Herstellung bei verschiedenen generischen Szenarien für die Marginalstrommenge der Kraftstofferzeugung	19
Abbildung 3-3: THG-Mehr- oder Minderemissionen je 100 PJ E-Fuel bei verschiedenen generischen Szenarien für die Marginalstrommenge der Kraftstofferzeugung	20
Abbildung 3-4: Schematischer THG-Reduktionspfad industrieller Punktquellen für ein Klimaschutzszenario und der mögliche Einfluss der E-Fuel-Produktion	24
Abbildung 4-1: Vergleich der Nutzungswirkungsgrade von Strom für verschiedene Antriebssysteme in Lkw	31

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1: Annahmen zu Wirkungsgraden und technische Herausforderungen für Einzelprozesse und den Gesamtprozess der Herstellung von E-Fuels	12
Tabelle 3-1: Anforderungen an den Strombezug für die E-Fuel-Herstellung für die Anerkennung als erneuerbarer Strom in THG-Bewertung (Zusammenfassung)	21
Tabelle 3-2: Anforderungen an den Kohlendioxidbezug für die E-Fuel-Herstellung für eine klimaneutrale Produktion (Zusammenfassung)	25

1 Motivation und Grundlagen

Mit der Eröffnung einer Anlage im niedersächsischen Werlte im Jahr 2013 durch Audi, in der auf Basis von Strom, Wasser und Kohlendioxid Methan hergestellt wird, hat eine Diskussion dazu begonnen, welche Rolle synthetische Energieträger auf Basis von Wasserstoff (H_2) für den Klimaschutz spielen können. Ein Fokus in der Diskussion liegt dabei häufig auf dem Verkehrssektor, dessen Energieversorgung heute wesentlich über fossile Flüssigkraftstoffe wie Diesel, Benzin und Kerosin stattfindet.

Für den Bereich des Verkehrs, der für die meisten Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) verantwortlich ist, dem Straßenverkehr, ist die Transformation zu elektrischen Antrieben jedoch bereits voll im Gange und wird von den meisten Akteuren als das zentrale Element für den Klimaschutz im Verkehr angesehen (z. B. BMVI 2019). Die Anteile der erneuerbaren Energien in der Stromversorgung führen so zu geringeren THG-Emissionen als bei der Nutzung fossiler Kraftstoffe. Die Investitionen des Automobilherstellers Audi in Werlte werfen jedoch die Frage auf, ob die Transformation hin zu elektrischen Fahrzeugen mit all ihren Herausforderungen von neuen Lieferketten und Infrastrukturen mit ihren ökologischen sowie sozialen Fragestellungen bis hin zur Umstellung von Produktionsprozessen mit veränderten Zulieferstrukturen und Effekten auf die Arbeitsplätze wirklich notwendig ist, wenn der erneuerbare Strom in Kohlenwasserstoffe umgewandelt und mit den bestehenden Fahrzeugen und Infrastrukturen eingesetzt werden kann.

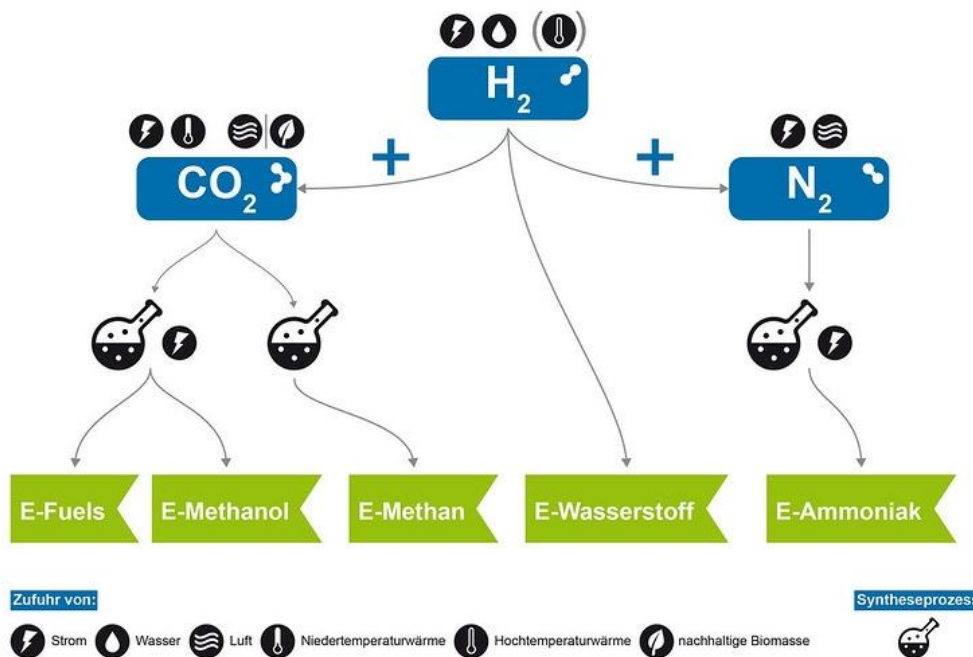
Dieses Papier kann und will diese Frage nicht auflösen, da diese in der Gesellschaft mit der Politik, den handelnden Wirtschaftsunternehmen und den zivilgesellschaftlichen Akteuren ausgehandelt werden muss. Dieses Papier will aber die An- und die Herausforderungen für die Herstellung und die Nutzung strombasierter, synthetischer Kraftstoffe¹, kurz E-Fuels, zusammenführen und eine Einordnung gegenüber anderen Klimaschutzmaßnahmen im Verkehrssektor vornehmen.

1.1 Was sind E-Fuels überhaupt?

E-Fuels sind ein mögliches Substitut zu herkömmlichen fossilen Kraftstoffen wie Benzin, Diesel und Kerosin. Nur anders als bei den fossilen Kraftstoffen stammt die in den Kraftstoffen vorhandene Energie nicht aus fossilem Rohöl, sondern aus Strom, der die Energie zur Auftrennung von Wasser in seine chemischen Bestandteile Wasserstoff (H_2) und Sauerstoff (O_2) zur Verfügung stellt. Dieser erste Prozessschritt für die Herstellung von E-Fuels ist die Wasserstoffelektrolyse. Der so hergestellte Wasserstoff kann nun direkt energetisch in Verbrennungsprozessen oder Brennstoffzellen verwendet oder als stoffliche Grundlage für weitere Prozesse eingesetzt werden. Eine heute typische Verwendung des so erzeugten Wasserstoffs wäre die Ammoniaksynthese, die zudem auf Stickstoff (N_2) aus der Umgebungsluft als stoffliche Grundlage des Ammoniaks zurückgreift (Abbildung 1-1). Andere Syntheseprozesse ermöglichen dagegen die Herstellung von Kohlenwasserstoffen wie Methan, Methanol oder auch flüssigen Kraftstoffen, wie sie heute im Verkehrssektor zum Einsatz kommen. Die Voraussetzung dafür ist, dass Kohlendioxid (CO_2) als stoffliche Quelle für die Herstellung der Kohlenwasserstoffe zur Verfügung steht.

¹ Diese Kraftstoffe werden unter anderem auch PtX-Kraftstoffe genannt.

Abbildung 1-1: Schematische Übersicht zu Ausgangsstoffen und Herstellungsprozessen strombasierter Stoffe



Quelle: Eigene Abbildung

2 Herstellung der E-Fuels und deren heutiger Stand der Technik

E-Fuels entstehen durch die Kombination verschiedener verfahrenstechnischer Prozesse. Die Basis für die Herstellung von E-Fuels ist immer die Aufspaltung von Wasser in der Elektrolyse, mit der Wasserstoff gewonnen wird². Über verschiedene thermodynamische Verfahren und Herstellungspfade ist in Synthesereaktoren und weiteren Post-Processing-Schritten die Weiterverarbeitung des Wasserstoffs in E-Fuels möglich. Die Voraussetzung dafür ist die Bereitstellung von Kohlendioxid, welches für die Synthese in Kohlenwasserstoffe die stoffliche Grundlage bildet. Die aufeinander folgenden Verfahrensschritte werden im Folgenden vorgestellt:

2.1 Wasserstoffherstellung mit der Elektrolyse

Es existieren zwei verschiedene Prozesse für die Herstellung von Wasserstoff bei einem Temperaturniveau von 50-80 °C (**Niedrigtemperaturelektrolyse/NT-Elektrolyse**): Die **alkalische Elektrolyse** und die Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse (**PEM-Elektrolyse**)³. Die alkalische Elektrolyse ist das am weitesten verbreitete Verfahren der Wasserelektrolyse; sie ist technisch demonstriert und verfügbar. Die PEM-Elektrolyse hat in den vergangenen Jahren technische Fortschritte erzielt und die Herstellungskosten sind erheblich gesunken, so dass in den vergangenen Jahren auch vermehrt PEM-Elektrolyseure in Betrieb genommen wurden (Schmidt 2019; IRENA 2018). Beide Technologien stehen also grundsätzlich für die Herstellung von E-Fuels zur Verfügung.

² Der auf diese Weise hergestellte Wasserstoff wird häufig auch als grüner Wasserstoff bezeichnet.

³ Proton Exchange Membrane-Elektrolyse / Polymer Electrolyte Membrane-Elektrolyse

Typische, große Elektrolyseure besitzen heute eine Kapazität von 10 MW und der weltweite Zubau an Elektrolyseurkapazitäten beschränkt sich derzeit weltweit auf rund 100 MW pro Jahr (Smolinka et al. 2018). Weitere Entwicklungen und größere Elektrolyseure sind allerdings in Planung. Die nächste Entwicklungsstufe sieht Elektrolyseure mit Kapazitäten bis zu 100 MW vor. Über die Förderung mit den „Reallaboren der Energiewende“ sollen 11 Projekte mit alkalischen und PEM-Elektrolyseuren mit Kapazitäten zwischen 10-100 MW (Planungsgröße) bis zum Jahr 2022 in Deutschland in Betrieb gehen (BMW i 2019). International sind ähnliche Vorhaben im selben Zeitraum zu erwarten (IRENA 2018). Eine Wachstumsdynamik und technische Fortschritte bei der Wasserstoffelektrolyse sind also zu erwarten. Größere Vorhaben in Verbindung mit Offshore-Windparks wie beispielsweise NorthH2 in den Niederlanden sind angekündigt; die Realisierung dieser Vorhaben ist aber noch offen.

Der auf die eingesetzte Strommenge bezogene Wirkungsgrad⁴ der NT-Elektrolyse liegt beim heutigen Stand der Technik bei ca. 65 % (Smolinka et al. 2018; Brynolf et al. 2017; Agora Verkehrswende et al. 2018). Technische Verbesserungspotenziale bestehen und die Literatur verweist auf das langfristige Potenzial, den Wirkungsgrad auf bis zu 75 % zu erhöhen (Bertuccioli et al. 2014; Wietschel et al. 2019). Alkalische Elektrolyseure sind dabei etwas effizienter und besitzen heute auch niedrigere spezifische Investitionskosten (EUR/kW); PEM-Elektrolyseure besitzen aber Vorteile in der Lastdynamik (Lastdynamik im Sekundenbereich und Teillastbereich bis 0% der Nennlast), hinsichtlich der spezifischen Dichte und des Raumbedarfs sowie durch eine geringere Systemkomplexität und potenziell höhere Betriebsdrücke des Wasserstoffs (Smolinka et al. 2018). Hybridsysteme aus alkalischen und PEM-Elektrolyseuren sind denkbar, um die Stärken der jeweiligen Technologie voll auszuschöpfen.

Eine Alternative zur NT-Elektrolyse sind Elektrolyseprozesse bei höheren Verfahrenstemperaturen (700 – 1000 °C), die gerade in Verbindung mit exothermen⁵ Syntheseprozessen wie der E-Fuel-Produktion Vorteile besitzen können. Die **Hochtemperatur-Elektrolyse (HT-Elektrolyse)** setzt überhitzten Wasserdampf in Festoxidstrukturen⁶ in Wasserstoff und Sauerstoff um. Für die Spaltung des überhitzten Wasserdampfes wird weniger elektrische Energie benötigt als für die Zerlegung flüssigen Wassers, so dass der Strombedarf im Vergleich zur NT-Elektrolyse sinkt. Für hohe Wirkungsgrade besteht der Bedarf an extern verfügbarer Hochtemperaturwärme, da diese ansonsten elektrisch erzeugt werden muss. Als technisch integrierte Anlage mit der E-Fuel-Produktion kann so ein Teil der benötigten Wärme aus der Abwärme der Kraftstoffproduktion gewonnen werden.

Im Bereich der HT-Elektrolyse findet im Moment verstärkt anwendungsnahe Forschung statt und die Technologie befindet sich im Übergang von der Technologieentwicklung zu kleinen Demonstrationsanlagen im Kapazitätsbereich unter einem MW (Viebahn et al. 2018b). Das Unternehmen Nordic Blue Crude will allerdings im Jahr 2020 in Norwegen bereits eine erste industrielle HT-Elektrolyse mit der Kapazität von 20 MW in Kombination mit der Kraftstoffherstellung über das Fischer-Tropsch-Verfahren in Betrieb nehmen und diese Anlage Stück für Stück erweitern (Holen und Bruknap 2019; Sunfire 2017). Verschiedene Studien geben für heute einen auf den Strominput bezogenen Wirkungsgrad von rund 80 % an (Wietschel et al. 2019; Smolinka et al. 2018;

⁴ Wirkungsgrade sind, wenn nicht explizit anders benannt, im gesamten Dokument auf den unteren Heizwert bezogen.

⁵ In exothermen Prozessen wird Wärme frei.

⁶ Im Englischen: Solid Oxide Electrolysis Cell (SOEC).

Agora Verkehrswende et al. 2018). Die Angaben für mögliche Effizienzverbesserungen schwanken zwischen den Studien und angegebene Wirkungsgrade liegen zwischen 82 – 91 %.

Die HT-Elektrolyseure sind wegen der mechanischen Belastung der eingesetzten keramischen Werkstoffe bei Temperaturschwankungen in ihrer Dynamik stark eingeschränkt (Pfennig et al. 2017; Viebahn et al. 2018a). Auch ist das Kaltstartverhalten mit langsamen Lastgradienten verbunden, um die mechanische Belastung der Anlage nicht zu hoch werden zu lassen, und in Betriebssituationen im niedrigen Lastbereich muss zur Temperaturstabilität elektrisch hinzugeheizt werden, um das langsame Kaltstartverhalten zu vermeiden und die mechanische Belastung der Anlage zu reduzieren. Aufgrund der hohen Betriebstemperaturen und der daraus folgenden hohen Materialbelastung sind Fragen nach Lebensdauern und Belastungsgrenzen der Technologie noch offen. Insgesamt eignet sich die HT-Elektrolyse wesentlich weniger gut für ein volatiles Energiesystem als die zum Teil hoch dynamischen NT-Prozesse der Wasserelektrolyse.

2.2 Kohlendioxidbereitstellung

Kraftstoffe sind eine Mischung aus vielen verschiedenen chemischen Substanzen, die in den Kohlenwasserstoffverbindungen die zentralen Bestandteile sind. Neben Wasserstoff ist Kohlenstoff somit ein wichtiger Baustein für die Herstellung von Kraftstoffen. Im Fall der E-Fuels ist Kohlendioxid die stoffliche Quelle für den benötigten Kohlenstoff. Da Kohlendioxid aus natürlichen Quellen nicht als reines Gas vorliegt, muss Kohlendioxid für die E-Fuel-Produktion mit energetischem Aufwand bereitgestellt werden.

Die Verbrennung der E-Fuels in den Fahr- und Flugzeugen setzt das zuvor im Kraftstoff gebundene Kohlendioxid wieder frei. Aus diesem Grund ist ein klimaneutraler Kohlenstoffkreislauf mit der Umgebungsluft nur dann möglich, wenn das Kohlendioxid zunächst für die Herstellung der E-Fuels aus der Atmosphäre entnommen wurde. Mit der Umgebungsluft und Industrieprozessen, die nachhaltige Biomasse einsetzen, gibt es zwei Kohlendioxidquellen, die einen THG-neutralen Kohlendioxidkreislauf mit der Atmosphäre zulassen, wenn die in allen Herstellungsprozessen eingesetzte Energie auch klimaneutral ist.

Anders ist die THG-Bilanz, wenn Kohlendioxidemissionen aus **fossilen Prozessen** als stoffliche Grundlage für die E-Fuel-Herstellung herangezogen werden sollen. In diesem Fall könnte zwar die Nutzung fossiler Kraftstoffe auf Rohölbasis vermieden werden, die Kohlendioxidemissionen aus dem fossilen Industrieprozess würden bei der Nutzung des E-Fuels in Fahr- und Flugzeugen trotzdem in die Atmosphäre gelangen. Ein klimafreundliches und (annähernd) THG-neutrales Energiesystem, wie es für den Klimaschutz und das Einhalten des Pariser Abkommens nötig ist, wäre somit nicht möglich.

Die heute am einfachsten verfügbare Kohlendioxidquelle ist die Nutzung von **Kohlendioxid aus der Bioethanol- und Biogasherstellung**. Sehr hohe Anteile an Kohlendioxid in den Abgasströmen sorgen dafür, dass nur geringe Mengen an Energie ausreichen, das Kohlendioxid abzutrennen. Während bei der Bioethanolherstellung prozessbedingt ein annähernd reiner Kohlendioxidabgasstrom anfällt, ist der Strombedarf bei der Kohlendioxidabscheidung bei Biogasanlagen mit 0,1 – 0,6 MJ je kg CO₂ sehr gering (Fröhlich et al. 2019). Durch die Aufbereitung zu Biomethan stehen die dazu notwendigen Verfahren heute standardmäßig zur Verfügung. Ein Nachteil für die Nutzung von Kohlendioxid aus Biogas- und Bioethanolanlagen ist die weit verteilte Struktur der Herstellungsanlagen und die geringe räumliche Konzentration an verfügbarem Kohlendioxid, die sich zwangsläufig aus der Kostenstruktur der Umwandlung von Biomasse ergibt. Für die Nutzung des Kohlendioxids aus diesen Prozessen in großindustriellen E-Fuel-

Produktionsanlagen wäre zunächst der Aufbau einer Transportinfrastruktur für Kohlendioxid notwendig. Ob dies ein realistisches Szenario darstellt, ist zumindest fraglich.

Die **Kohlendioxidabtrennung aus der Luft** ist wegen der geringen Konzentration an Kohlendioxid (rund 0,04%) technisch schwieriger und energetisch aufwendiger. Relativ neue Konzepte wie die Temperature Swing Adsorption (TSA), die für die Regeneration der Filtermaterialien vor allem auf Niedrigtemperaturwärme (rund 100°C) zurückgreift, werden derzeit in anwendungsrelevanter Umgebung demonstriert. Angegebene Energiebedarfe für Kohlendioxidabtrennung aus der Luft in der TSA beziehen sich zumeist auf Angaben der Anlagenbauer der Demonstrationsanlagen. Sie geben den Strombedarf mit 0,7 – 1,8 MJ_{el} und den Wärmebedarf mit 5,4 – 9,0 MJ_{th} je kg Kohlendioxid an (Siegemund et al. 2017; Viebahn et al. 2018b). Eine Mengenbegrenzung und eine Limitierung an räumlicher Konzentration für Kohlendioxid aus der Umgebungsluft sind grundsätzlich nicht vorhanden. Die benötigten Ventilatoren für die Technologie nehmen jedoch im relevanten Maßstab Fläche in Anspruch, so dass sich daraus Mengenbegrenzungen ergeben können.

Mittel- bis langfristig denkbar ist auch die Nutzung klimaneutraler Kohlendioxidemissionen aus **industriellen Punktquellen** (z. B. verschiedene Industrieprozesse). Die Voraussetzung dafür ist die Verwendung klimafreundlicher biogener oder strombasierter, synthetischer Stoffe als Ausgangsbasis für die Industrieprozesse⁷. Die verschiedenen Kohlendioxidabscheidungsverfahren (Oxyfuel, Post-Combustion-Verfahren), wie sie heute für die verschiedenen Industrieprozesse auf fossiler Basis diskutiert werden, könnten in diesem Fall zum Einsatz kommen. Die Energiebedarfe für die Kohlendioxidabscheidung aus industriellen Punktquellen unterscheiden sich je nach Kohlendioxidanteil im Abgasstrom von Prozess zu Prozess. Sie liegen aber zwischen den Bedarfen der Kohlendioxidabtrennung in Biogasanlagen und der Kohlendioxidabtrennung aus der Luft. Grundsätzlich sind die dafür notwendigen Prozesse bekannt, müssten aber auf den jeweiligen Prozess abgestimmt und angepasst werden.

2.3 Die Kraftstoffsynthese und -aufbereitung

In dem Syntheseprozess findet die Umwandlung von Kohlendioxid und Wasserstoff in Kohlenwasserstoffe statt, die in Folgeprozessen in nutzbare Endprodukte (z. B. Kraftstoffe) weiterverarbeitet werden. Grundsätzlich gibt es dabei zwei unterschiedliche Herstellungspfade, für die jeweils Unterpfade existieren (Schmidt et al. 2016).

- Bei der **Fischer-Tropsch-Synthese (FT-Synthese)** entsteht je nach Temperatur, Druck und Kohlenstoff/Wasserstoff-Verhältnis des zuvor erstellten Synthesegases ein Gemisch mit einer unterschiedlichen Verteilung an Kohlenwasserstoffketten. Dieses Gemisch, welches in Anlehnung an Rohöl häufig als E-Crude bezeichnet wird, kann als Rohölersatz angesehen werden. Raffinerien können das in der FT-Synthese entstandene Gemisch in spezifische Endprodukte auftrennen, so dass die bestehende Infrastruktur und die heutigen ökonomischen Strukturen mit geringen Anpassungen weiter genutzt werden könnten. Die FT-Synthese ist ein weit entwickelter Prozess, der dann zum Einsatz kommt, wenn Rohöl als Rohstoffbasis nicht im ausreichenden Maßstab zur Verfügung steht.

Die FT-Synthese kann Kohlendioxid und Wasserstoff allerdings nicht direkt als Ausgangsstoffe verwenden. Die reverse Wassergas-Shift-Reaktion (RWGS) erzeugt zunächst ein Synthesegas

⁷ In der Studie Klimapfade für Deutschland setzen Gerbert et al. (2018) beispielsweise Biogas für den Hochtemperaturwärmebedarf der Industrie ein. Die dadurch entstehenden CO₂-Emissionen sind annähernd klimaneutral. Auf diese Art und Weise könnte für die Herstellung strombasierter, synthetischer Stoffe eine klimaneutrale Kohlendioxidquelle aus industriellen Punktquellen zur Verfügung stehen.

aus Wasserstoff, Kohlendioxid, Kohlenmonoxid und Wasserdampf, in dem hohe Kohlenmonoxid-Anteile angestrebt werden. Dieser Prozess findet bei hohen Temperaturen über 700 °C statt und benötigt als endothermer Prozess zugeführte Wärme von außen. Die Abwärme der exothermen FT-Synthese kann die benötigte Wärme bei integrierten Prozessen zumindest teilweise zur Verfügung stellen. Die RWGS befindet sich heute im Demonstrationsstadium in Kleinanlagen (Timmerberg und Kaltschmitt 2019; Schmidt et al. 2016). Eine Skalierung auf Industriegröße und ein beherrschbarer Prozessbetrieb sind Herausforderungen für diese Art E-Fuel-Produktion in Industrieskala.

Das FT-Verfahren ist heute ein wenig dynamischer Prozess mit geringen Möglichkeiten für die Reaktion auf schwankende erneuerbare Stromerzeugungskapazitäten. Es ist davon auszugehen, dass der Syntheseprozess im Betrieb eher nicht auf die Stromerzeugung mit erneuerbaren Kapazitäten dynamisch reagiert und mit Wasserstoffspeichern hohe Volllaststunden der Kraftstoffsynthese erreicht werden.

- Bei der **Methanolsynthese** entsteht Rohmethanol, welches als chemisches Ausgangsprodukt für die Weiterverarbeitung in verschiedene Kohlenwasserstoffe dienen kann. Der heute standardmäßig eingesetzte Prozess für die Methanolproduktion ist die zweistufige Methanolsynthese, die genauso wie die FT-Synthese ein Synthesegas als Aufbereitungsschritt benötigt.

Die direkte Methanolsynthese, welche Kohlendioxid und Wasserstoff ohne Aufbereitung als Synthesegas nutzen kann, ist wegen der im industriellen Maßstab heute nicht verfügbaren RWGS stärker in den Fokus geraten. Die direkte Methanolsynthese kommt heute in Demonstrationsanlagen und kleinen industriellen Anlagen zum Einsatz⁸ und ist grundsätzlich technisch verfügbar. Herausforderungen für die Technologie sind ebenfalls der dynamische und flexiblere Einsatz der Methanolsynthese sowie die Skalierung auf größere Produktionskapazitäten.

Allerdings ist, anders als bei der FT-Synthese, die Weiterverarbeitung des Rohmethanols in die heute genutzten Endprodukte kein Standard (z. B. für Diesel und Kerosin⁹), auch wenn die Weiterverarbeitung in diese Kraftstoffe grundsätzlich möglich ist. Das Post-Processing in nutzbare Endprodukte in Raffinerien oder anderen Verarbeitungsprozessen müsste bei diesem Pfad in einem Transformationsprozess zur Verfügung gestellt werden.

Die Literatur gibt den Wirkungsgrad der Umsetzung von Wasserstoff in Kohlenwasserstoffe inklusive des Post-Processing für die FT-Synthese mit 62 - 72 % an (Brynolf et al. 2017; Fasihi et al. 2016; 2017; Timmerberg und Kaltschmitt 2019). Aufgrund der etablierten Technologie ist nicht mit relevanten Effizienzverbesserungen des Prozesses zu rechnen. Schmidt et al. (2016) gehen für die Kraftstoffherstellung über den Methanolfad von einer ähnlichen Energieeffizienz aus wie über den FT-Pfad. Beide Herstellungspfade sind auch damit verbunden, dass nicht nur E-Fuels als Endprodukte anfallen. Raffinerien stellen bei der Weiterverarbeitung des E-Crudes beispielsweise im Industriesektor genutztes Naphta und Wachse als Koppelprodukte her. Der Methanolfad besitzt

⁸ Die George Olah-Anlage in Island, die Kohlendioxid aus einer Geothermieanlage als Kohlenstoffquelle verwendet, ist die erste industrielle Methanolproduktion im kleinen Industriemaßstab auf Basis der direkten Methanolsynthese (www.carbonrecycling.is).

⁹ Aus Methanol hergestelltes Kerosin ist nicht als Kraftstoff für den Flugverkehr zugelassen. Ein beschleunigtes Zulassungsverfahren ist gegebenenfalls möglich, da bereits Zulassungen für andere Alkohole als Ausgangsstoff existieren.

eine höhere Selektivität, d.h. er kann einen höheren Anteil an dem vorwiegend angestrebten Endprodukt besitzen.

Timmerberg und Kaltschmitt (2019) und DECHEMA (2019) schätzen den Zeitraum der Skalierung vom heutigen Stand der Technik zur industriellen Produktion unabhängig vom regulatorischen Rahmen, Investitionsentscheidungen und Nachfragebedingungen aus technischer Sicht auf rund 10 Jahre ab, da eine Skalierung über mehrere Größenstufen sinnvoll ist. Startups wie INERATEC verfolgen heute dagegen die Verbreitung von Mikroreaktoren, die dezentral E-Fuels herstellen könnten, in ihrem Potenzial für Kostendegressionen allerdings beschränkt sind.

2.4 Gesamtprozess

Die Einzelprozesse für die E-Fuel-Herstellung müssen grundsätzlich nicht an einem Ort stattfinden, da sowohl Strom als auch Wasserstoff und Kohlendioxid transportfähig sind. Die Integration in bestehende Infrastrukturen (z. B. Stromnetz) und der Aufbau neuer Infrastrukturen (z. B. Wasserstoff- und Kohlendioxidtransport) wären die Folgen räumlich stark voneinander getrennter Prozesse. Zumindest für die verfahrenstechnischen Prozesse Elektrolyse und Kraftstoffsynthese ist jedoch davon auszugehen, dass diese räumlich konzentriert an einem Standort stattfinden, da dadurch die Möglichkeit der Wärmeintegration verschiedener Teilprozesse besteht und somit der Gesamtenergiebedarf des Gesamtprozesses sinkt. Inwieweit die theoretisch vorhandenen Möglichkeiten der Prozessintegration in der Praxis auch angewendet werden, hängt vom Betrieb der einzelnen Prozesse ab. Die Art des Betriebs der E-Fuel-Herstellung ergibt sich aus ökonomischen, regulatorischen und technischen Rahmenbedingungen.

Für diese Studie gehen wir grundsätzlich von den folgenden generischen **Annahmen für den Betrieb der E-Fuel-Produktion** aus:

- Für die Wasserstoffelektrolyse ist die NT-Elektrolyse der Referenzprozess. Als untere Grenzen der Effizienz des Prozesses (Referenz) nehmen wir den für heute häufig genannten Wert von 65 % an; als obere Grenze, die in den gängigen Studien als Langfristpotenzial genannt wird, wählen wir für die Effizienz 75 % (best-case) aus. Auch wenn ideale Standorte durchaus noch höhere Volllaststunden zulassen könnten, gehen wir als Referenz davon aus, dass diese pro Jahr die Auslastung von 4.000 Volllaststunden (VLS) aufweisen. Auf Berechnungen mit der HT-Elektrolyse verzichten wir in diesem Papier, da aus heutiger Sicht nicht klar ist, ob und wie diese Elektrolyseure als dynamische Herstellungsprozesse in ein Energiesystem mit hohen Anteilen volatiler erneuerbarer Stromerzeugung auf geeignete Weise eingebunden werden können.
- Für die Kohlendioxidbereitstellung ist die Referenz die Abscheidung aus der Umgebungsluft, da sie in den meisten Studien und Szenarien die zentrale Quelle für Kohlendioxid ist. Der Strombedarf für diesen Prozessschritt ist stark davon abhängig, ob Abwärme aus anderen Teilprozessen zur Verfügung steht und welcher Anteil des Wärmebedarfs elektrisch erzeugt werden muss. Da eine detaillierte Prozesssimulation außerhalb der Möglichkeiten in diesem Papier liegt, übernehmen wir als Annahme für die folgenden Rechnungen den Strombedarf für alle Prozesse außer der Elektrolyse ($54 \text{ kWh}_{\text{el}}$ je $516 \text{ kWh}_{\text{fuel}}$) aus Fasihi et al. (2017).
- Wir nehmen ebenfalls einen Referenzwert und einen hohen Wert für den Wirkungsgrad der Kraftstoffsynthese an. Aus den Rechnungen in Fasihi et al. (2017) kann für den gesamten Syntheseprozess inklusive der Veredelung in Endprodukte ein Wirkungsgrad von 62 % bestimmt werden. Timmerberg und Kaltschmitt (2019) geben den Wirkungsgrad der Kraftstoffsynthese inklusive Aufarbeitung mit 72 % an, ohne dabei anzugeben, ob sich dieser auf den unteren oder

den oberen Heizwert bezieht. Die beiden Werte wählen wir als Referenzwert und für den best-case aus. Für den Betrieb der Kraftstoffsynthese gehen wir von einem kontinuierlichen Betriebsregime mit 8.000 VLS aus. Notwendige Wasserstoffspeicher vernachlässigen wir in den Rechnungen zu dem notwendigen Energiebedarf. Es wird auch angenommen, dass alle Endprodukte, also auch die Koppelprodukte der Kraftstoffproduktion, eine Anwendung finden und somit energetisch oder stofflich genutzt werden.

Durch die getroffenen Annahmen für die Referenz und den best-case stellt sich eine Spannbreite für die Gesamteffizienz der E-Fuel-Produktion ein. Bei der Referenz liegt die Gesamteffizienz bei 47 %; im optimistischen Fall mit den höheren Effizienzen der Einzelprozesse ist die Gesamteffizienz 63 %. Diesem Wert liegt allerdings die Annahme einer sehr idealen Prozessintegration sowie optimistische Annahmen für die Prozesseffizienz der Kraftstoffsynthese zugrunde.

Tabelle 2-1: Annahmen zu Wirkungsgraden und technische Herausforderungen für Einzelprozesse und den Gesamtprozess der Herstellung von E-Fuels

Prozess	Wirkungsgrad Referenzfall	Wirkungsgrad best-case	Technische Herausforderungen (Schwerpunkte)
Elektrolyse	65%	75%	Weiterentwicklung der HT-Elektrolyse zu industrieller Reife und für dynamischen Betrieb ermöglicht ggf. höhere Wirkungsgrade
CO ₂ -Bereitstellung	Nach Fasihi et al. (2017)	Nach Fasihi et al. (2017)	Weiterentwicklung der CO ₂ -Abtrennung aus der Luft zu industrieller Reife
Kraftstoffsynthese	62%	72%	Weiterentwicklung der reversen Wassergas-Shift Reaktion zu industrieller Reife Weiterentwicklung des Post-Processing von Methanol in Kraftstoffe
Gesamtprozess	47%	63%	Wärmeintegration im dynamischen Betrieb

Quelle: Eigene Zusammenstellung

3 Anforderungen bei der E-Fuel-Produktion für den Klimaschutz und weitere Nachhaltigkeitsindikatoren

Die Motivation für die mögliche Nutzung von E-Fuels im Verkehrssektor ist der Klimaschutz. Aus der Beschreibung zur Herstellung der E-Fuels (siehe Kapitel 2) ist offensichtlich, dass der wesentliche Energiebedarf aus Strom stammt und die Produktion der E-Fuels mit einem hohen Strombedarf einhergeht. Die Klimaschutzwirkung der E-Fuel-Nutzung hängt also direkt damit zusammen, welche THG-Intensität der Strom für die Herstellung der Kraftstoffe besitzt und wie die Produktionsanlagen in das Energiesystem integriert werden. Kapitel 2 weist auch darauf hin, dass nicht alle verfügbaren Kohlendioxidquellen einen klimaneutralen Kohlendioxidkreislauf mit der Atmosphäre ermöglichen.

Die Produktion von E-Fuels ist also nicht automatisch mit einer Klimaschutzwirkung verbunden. Vielmehr müssen Anforderungen an die Herstellung der Kraftstoffe gestellt werden, damit sie auch wirklich die angestrebte Klimaschutzwirkung entfalten. Dass solche Anforderungen an die Kraftstoffproduktion sich allerdings nicht nur auf die Klimaschutzwirkung beziehen, sondern auch weitere Umwelteffekte und auch soziale Aspekte der möglichen E-Fuel-Produktion einbeziehen sollten, ist unter anderem aus dem Aufbau des Marktes für Biokraftstoffe bekannt.

Aus der Diskussion um die Biokraftstoffe lässt sich aber auch noch eine zweite Lehre ziehen: Wirksame und langfristig anwendbare Nachhaltigkeitsanforderungen an die Kraftstoffproduktion sind die Voraussetzung für die Investitionssicherheit in diese Technologie. Ständige Nachjustierungen der geforderten Produktionsbedingungen widersprechen der von der Industrie geforderten Investitionssicherheit (Kasten und Kühnel 2019). Diese werden aber notwendig, wenn nicht von Beginn an ein Nachhaltigkeitsregime entwickelt wird, welches die nachhaltige Produktion und den nachhaltigen Einsatz der E-Fuels sicherstellt.

3.1 Anforderungen an den Stromeinsatz

3.1.1 Grundsätzliche Anforderungen an den Stromeinsatz

Aus der Herstellung von E-Fuels folgt eine neue zusätzliche Stromnachfrage, die das bestehende Stromsystem mit den im System vorhandenen Stromerzeugungskapazitäten und der vorhandenen Stromübertragungs- und -verteilinfrastruktur bedienen muss. In der Klimaschutzbewertung muss also im Vordergrund stehen, welche Auswirkungen die zusätzlich nachgefragte Energiemenge auf das Gesamtsystem besitzt. Die Anforderungen sollten sich also immer auf das gesamte Stromsystem beziehen und nicht nur isoliert einzelne Stromerzeugungsanlagen und deren Charakteristika berücksichtigen.

Für die **Klimaschutzbewertung** der E-Fuel-Produktion ist offensichtlich, dass die THG-Bewertung auf der Basis stattfinden muss, welche Stromerzeugungskapazitäten die zusätzliche Stromnachfrage für die E-Fuel-Produktion bereitstellen. Es müssen also die Strommengen für die THG-Bewertung herangezogen werden, die ohne die Kraftstoffherstellung nicht erzeugt und nachgefragt worden wären. Diese Betrachtungsweise nennt man Marginalbetrachtung (siehe unten Box zu Merit Order). In Stromsystemen mit großen Anteilen der Stromerzeugung aus fossilen und nuklearen Energiequellen ist es wahrscheinlich, dass die zusätzliche Stromnachfrage mit recht hohen Anteilen aus diesen Energiequellen befriedigt wird und somit höhere THG-Emissionen und höhere Stromerzeugungsanteile aus Kernenergie daraus folgen. Die Anrechnung als erneuerbare Energien in der THG-Bewertung ist nur dann gerechtfertigt, wenn der Strom in der Marginalbetrachtung aus erneuerbarem Strom stammt. Dies kann

- erneuerbarer Strom aus existierenden Anlagen sein, für den ansonsten wegen Stromtransportengpässen oder wegen fehlender Nachfrage keine Verwendung wäre („Überschussstrom“), oder
- erneuerbarer Strom aus erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten, die wegen der erhöhten Stromnachfrage neu in das Stromsystem integriert wurden.

Die alleinige Nutzung von Überschussstrom für die E-Fuel-Produktion wäre vor allem wegen der geringen Auslastung der Produktionsanlage unökonomisch (u.a. Agora Verkehrswende et al. 2018), weil „Überschussstrom“ nur in wenigen Stunden im Jahr, in geringen Mengen und räumlich verteilt auftritt. Erneuerbarer Strom aus zusätzlichen und neuen erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten ist daher die wesentliche Grundvoraussetzung, um Strom in der THG-Bewertung der E-Fuels als erneuerbaren Strom anrechnen lassen zu können.

Das Prinzip der Merit Order und die Marginalbetrachtung

Um die Auswirkungen der E-Fuel-Produktion auf das Stromsystem zu bewerten, ist es wichtig, das Prinzip der Merit-Order zu verstehen, mit dem die Strommärkte marktwirtschaftlich organisiert werden. Der Großhandelsstrompreis und der Betrieb von Kraftwerken ergibt sich aus den kurzfristigen Betriebskosten (Grenzkosten) der Stromerzeugungskapazitäten sowie der Stromnachfrage im Stromsystem (Last). Verfügbare Kraftwerke werden in der Reihenfolge ihrer Grenzkosten der Stromerzeugung in Betrieb genommen. Stromerzeugungskapazitäten mit niedrigen Grenzkosten erhalten dabei den Vorzug.

Dazu werden die Kraftwerke mit aufsteigenden Grenzkosten zu jeder Stunde des Jahres gereiht (Merit Order). Mit Last zur jeweiligen Stunde im Stromsystem wird das Kraftwerk bestimmt, mit dem die Last im Stromsystem genau gedeckt wird. Dieser Schnittpunkt aus der Last und dem Stromangebot definiert den Großhandelspreis zu der jeweiligen Stunde und es produzieren nur Kraftwerke den Strom, die niedrigere oder gleiche Grenzkosten aufweisen als der Großhandelspreis.

Steigt nun die Last im Stromsystem durch zusätzliche Stromnachfrager wie beispielsweise die E-Fuel Produktion, verschiebt sich der Schnittpunkt zwischen Merit Order und Lastkurve und weitere Kraftwerke erzeugen Strom. Diese Kraftwerke werden Grenzkraftwerke (im Englischen: marginal power plants) genannt und die zusätzlich erzeugte Strommenge ist der Marginalstrom. Zur THG-Bewertung zusätzlicher Stromnachfrager ist also diese Strommenge entscheidend.

Erneuerbare Energien haben sehr geringere Grenzkosten, da keine Kraftstoffkosten anfallen und da sie keine CO₂-Kosten tragen müssen. In Stromsystemen mit relevanten Anteilen nicht-erneuerbarer Stromerzeugung sind erneuerbare Stromerzeugungskapazitäten nur in eher wenigen Stunden die Grenzkraftwerke für die Stromerzeugung. Durch die zusätzliche Stromnachfrage erhöht sich in solchen Stromsystemen also vor allem die Auslastung nicht-erneuerbarer Kraftwerke mit den entsprechenden THG-Emissionen, wenn keine zusätzlichen erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten diese zusätzliche Stromnachfrage ausgleichen. In der THG-Bilanzierung mit der Marginalbetrachtung müssen die zusätzlichen Stromerzeugungskapazitäten nicht zeitgleich die Stromnachfrage aus der E-Fuel-Herstellung befriedigen. Dieser Ausgleich kann über einen längeren Zeitraum (Modellierung zumeist über ein Jahr) bilanziell stattfinden.

Der Ausbau erneuerbarer Stromerzeugungskapazitäten entsteht in den meisten Stromsystemen auf der Basis politisch definierter relativer oder absoluter Ausbauziele. Die **Zusätzlichkeit** für neue erneuerbare Stromerzeugungskapazitäten muss sich also auf diese Ausbauziele beziehen. Auf regulatorischer Ebene kann die Voraussetzung für die Zusätzlichkeit folgendermaßen erfüllt werden:

- Der für die E-Fuel-Herstellung eingesetzte und zusätzlich erzeugte erneuerbare Strom darf nicht auf die Ausbauziele des jeweiligen Landes angerechnet werden.¹⁰

Aus Gründen der **verursachergerechten Kostenverteilung** ergibt sich daraus eine zweite Anforderung an zusätzlich aufgebauten Stromerzeugungskapazitäten:

- Die Vollkosten der zusätzlichen erneuerbaren Stromerzeugung und weitere sachgerechte Systemkosten (z.B. Netzentgelte bei Inanspruchnahme des Stromnetzes) sind der E-Fuel-Herstellung zuzuordnen.

¹⁰ In Deutschland folgt aus dieser Voraussetzung beispielsweise, dass der erneuerbare Strom aus neuen Stromerzeugungskapazitäten, der in der E-Fuel-Anlagen genutzt wird, nicht für die Zielerreichung im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) angerechnet werden darf.

Werden die Vollkosten der erneuerbaren Stromerzeugung und sachgerechte Netzkosten nicht den Anlagen der Kraftstoffproduktion zugeordnet, müssen diese von anderen Marktteilnehmern oder der Allgemeinheit getragen werden.

Für das Stromsystem gibt es noch weitere Aspekte, die für die **Systemintegration** möglicher Produktionsanlagen wichtig sind. Volatile Stromerzeugungskapazitäten aus Windkraft- und Solaranlagen werden das Stromsystem der Zukunft prägen. Die Stromnachfrage muss für niedrige Systemkosten also in der Lage sein, der volatilen Stromerzeugung aus den erneuerbaren Energien möglichst gut zu folgen, um so den Bedarf an zusätzlicher Flexibilität (z. B. Batteriespeicher) so gering wie möglich zu halten. Technisch gesehen, sind NT-Elektrolyseure sehr gut in der Lage dynamisch betrieben zu werden und dieser Anforderung gerecht zu werden. Aus ökonomischer Sicht ist die möglichst große Auslastung der Elektrolyseure sinnvoll, so dass ein entgegengesetzter Anreiz besteht und regulatorisch ein systemdienlicher und für das Stromsystem kosteneffizienter Anlagenbetrieb sichergestellt werden muss. Als Anforderung für die Kraftstoffproduktion lässt sich als Anforderung für den flexiblen Anlagenbetrieb das Folgende formulieren:

- Die Stromnachfrage der E-Fuel-Produktion muss sich zeitlich an der volatilen, erneuerbaren Stromerzeugung orientieren.

Für die **Systemintegration** ist noch eine zweite Komponente als Anforderung relevant. Mit steigenden Anteilen an erneuerbarer Stromversorgung wird die Stromerzeugung dezentraler als in einem Stromsystem mit fossilen, thermischen Kraftwerken und die Standorte der Stromerzeugung ändern sich. In Deutschland sind beispielsweise die Potenziale für die Stromerzeugung aus Windenergie in Norddeutschland höher als in Süddeutschland, so dass der Stromtransport stärker als zuvor vom Norden in den Süden stattfindet. Engpässe im Stromtransport können also auftreten, wenn das Stromsystem nicht im ausreichenden Maß mit Anpassungen im Stromnetz auf diese veränderten Rahmenbedingungen reagiert. Für das Stromsystem ist es daher vorteilhaft, neue Stromnachfrager – wie es E-Fuel-Produktionsanlagen sind - vor allem dort zu lokalisieren, wo die Stromerzeugung zukünftig auch vermehrt stattfinden wird. So können die notwendigen Anpassungen im Stromsystem und die Stromsystemkosten reduziert werden. Der folgende Grundsatz sollte also zusätzlich in Bezug auf die Systemintegration für die E-Fuel-Herstellung gelten:

- Die Anlagen für die E-Fuel-Produktion dürfen bestehende und prognostizierte Engpässe für den Transport von Strom nicht verstärken.

Die regulatorische Ausgestaltung möglicher Kriterien und Verifizierungsverfahren der aufgezählten Anforderungen ist komplex. Im Rahmen der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU werden spätestens Ende 2021 erstmalig Kriterien für die THG-Bewertung der E-Fuels festgelegt, die sich unter anderem auf die genannten Aspekte beziehen werden.

3.1.2 Weitere Nachhaltigkeitsaspekte für den Stromeinsatz bei Kraftstoffimporten

Die Transportkosten von flüssigen Kraftstoffen sind niedrig. Daraus folgt, dass Standorte mit niedrigen Stromgestehungskosten für erneuerbare Energien und hoher Investitionssicherheit¹¹ weitestgehend unabhängig von der Transportdistanz Kostenvorteile bei E-Fuel-Herstellung haben werden. Ein globales Handelssystem wie beim Rohöl mit kostengünstigen Hot Spots für die

¹¹ Aus hoher Investitionssicherheit in High-Governance Regionen folgen niedrigere Finanzierungskosten (Weighted Average Cost of Capital), die einen relevanten Einfluss auf die Herstellungskosten der Kraftstoffe haben.

Kraftstoffproduktion scheint ein plausibles Szenario zu sein. Für Länder mit hohen Exportanteilen der E-Fuel-Produktion können weitere, zusätzliche Nachhaltigkeitsaspekte von Bedeutung sein.

Die Stromkosten sind der wichtigste Kostenaspekt bei der Herstellung von E-Fuels. Die Inanspruchnahme best-möglicher Standorte für die erneuerbare Stromerzeugung mit möglichst niedrigen Stromgestehungskosten ist wahrscheinlich. Genau diese Standorte sind aber auch in vielen Energiesystemen Vorzugsstandorte für die Klimaschutzbemühungen im eigenen Stromsystem, so dass ein Wettbewerb um diese Flächen entstehen kann. Eine ähnliche Konkurrenzsituation ist auch wahrscheinlich für die notwendigen Fachkräfte und Infrastrukturen für den Ausbau und Betrieb der erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen.

Im Vergleich zur E-Fuel-Herstellung sind die energetischen Verluste beim Stromtransport und der direkten Nutzung des Stroms geringer. Die **Klimaschutzwirkung** neuer erneuerbarer Stromerzeugungskapazitäten ist daher höher als bei der E-Fuel-Nutzung, wenn erneuerbarer Strom fossile Kraftwerke im einheimischen Stromsystem verdrängt. Eine zeitliche Verzögerung der Transformation der Stromsysteme im Produktionsland darf sich durch den Export von E-Fuels also nicht einstellen, um indirekt höhere THG-Emissionen im Stromsystem zu vermeiden. Indirekt können so auch höhere Kosten für das Stromsystem und die einheimische Stromnutzung entstehen, wenn die best-möglichen Standorte der erneuerbaren Stromerzeugung vor allem dem Export der E-Fuels zugutekommen. Auch aus **sozialen Nachhaltigkeitsgesichtspunkten** ist daher folgende Anforderung für die Produktion von E-Fuels in Exportländern sinnvoll:

- Negative, indirekte Wirkungen für das einheimische Energiesystem und insbesondere eine Verlangsamung der Dekarbonisierung der Energieversorgung vor Ort müssen an Standorten mit hohen Exportanteilen der E-Fuels vermieden werden.

Die Übersetzung aller bisher genannten Nachhaltigkeitskriterien in ein Verifizierungs- und Monitoringsystem für Standorte überall auf der Welt muss eine hohe Priorität besitzen. Nur so kann ein globaler Handel für E-Fuels entstehen, der dem Nachhaltigkeitsanspruch der E-Fuels gerecht wird.

Auch ist es notwendig, frühzeitig Partnerschaften mit möglichen Exportländern aufzubauen und im Dialog einen Pfad zu entwickeln, mit dem die exportorientierte E-Fuel-Produktion aus Energiesystem- und Klimaschutzsicht sowie im Hinblick auf die Entwicklungs- und soziale Perspektive des Exportlandes nachhaltig aufgebaut werden kann (siehe auch Abschnitt 3.3). Ein schneller Aufbau der Wasserstoff- und E-Fuel-Produktion, die rein auf den Export ausgerichtet ist, widerspricht diesem Ansatz und wird aller Wahrscheinlichkeit auch nicht erfolgreich sein¹².

3.1.3 Mögliche Wirkungen auf die THG-Emissionen im Verkehrssektor

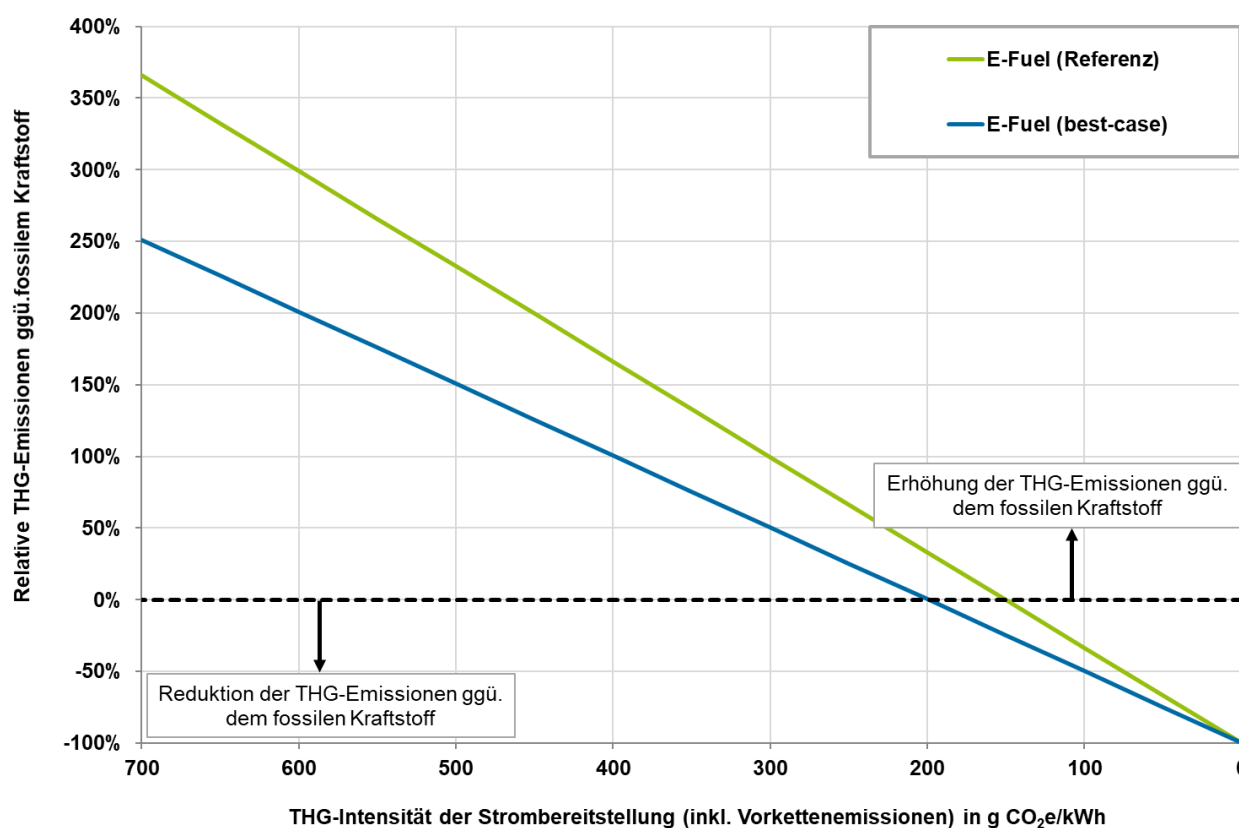
Bei der Herstellung von E-Fuels verbleiben durch die Umwandlungsverluste und den Energiebedarf der einzelnen Prozessschritte nur rund 50 – 60 % der Energie des eingesetzten Stroms im erzeugten Kraftstoff. Die direkte Folge dieser hohen Verluste ist, dass die THG-Intensität des Stroms sich stark auf die indirekten THG-Emissionen der E-Fuels auswirkt (Abbildung 3-1). Der Bereich, in dem das erzeugte E-Fuel weniger THG-Emissionen als fossiler Kraftstoff verursacht, liegt in Abhängigkeit der Effizienz des Gesamtprozesses bei der THG-Intensität von 150 – 200 g CO₂e/kWh für die

¹² Die wenig ausgeprägte gegenseitige Partnerschaft zwischen Produzenten- und Nachfrageländern ist beispielsweise eines der Argumente, mit denen das Vorhaben „Desertec“ Anfang der 2010er-Jahre an der Umsetzung scheiterte.

Stromerzeugung¹³. Die Marginalstrommenge für die E-Fuel-Herstellung, d.h. die Strommenge, die wegen der zusätzlichen Stromnachfrage zusätzlich erzeugt wird (siehe Box zu Merit Order und Marginalstrom), muss niedrigere spezifische THG-Emissionen als 150 – 200 g CO₂e/kWh aufweisen, um mit der Nutzung von E-Fuels eine Klimaschutzwirkung erst zu ermöglichen.

In der Erneuerbare-Energien-Richtlinie II (RED II¹⁴) ist ein Schwellenwert genannt, ab dem E-Fuels als erneuerbare Kraftstoffe für die Einhaltung des erneuerbaren Ziels im Verkehrssektor dieser Richtlinie angerechnet werden können. Dieser Wert ist mit der 70%-igen THG-Minderung gegenüber dem in der Richtlinie festgelegten Komparator (91,4 g CO₂e/MJ) definiert. Die THG-Emissionen der E-Fuels müssen also unter 27,4 g CO₂e/MJ (99 g CO₂e/kWh) liegen.

Abbildung 3-1: THG-Emissionen der E-Fuel-Herstellung in Abhängigkeit der THG-Intensität der Stromerzeugung; dargestellt relativ zu fossilem Diesel (317 g CO₂e / kWh)



Quelle: Eigene Abbildung (Emissionswert für fossilen Diesel auf Basis von Ecoinvent Centre 2018)

Wie sich die Marginalstrommenge für die E-Fuel-Produktion im jeweiligen Stromsystem zusammensetzt und welche THG-Intensität für die Bestimmung der THG-Emissionen angesetzt werden müssen, hängt von vielen verschiedenen Faktoren (z. B. vorhandene und zugebaute

¹³ In dieser und allen folgenden THG-Berechnungen nehmen wir an, dass bei der Verbrennung der Kraftstoffe dieselben THG-Emissionen frei werden wie heute bei der Verbrennung des fossilen Diesels. Durch die höhere Reinheit und die optimierte Zusammensetzung der Kraftstoffe sowie darauf abgestimmter Motoren besteht gegebenenfalls die Möglichkeit, die THG-Emissionen bei der Verbrennung leicht zu verringern. In welchem Maßstab solche Optimierungsmöglichkeiten in der Praxis umgesetzt werden können (z. B. Anpassung bestehender Raffinerieprozesse, Motorenoptimierung bei Kraftstoffgemischen), ist offen.

¹⁴ Renewable Energy Directive II

Kapazitäten im Stromsystem, Nachfrageverläufe verschiedener Nachfrager, CO₂-Preis, Betriebsweise der E-Fuel-Herstellung, etc.) ab. Stromsystemmodellierungen und Szenarioanalysen können diese Marginalstrommengen abschätzen. Dieses Vorgehen führt für dieses Papier aber zu weit. Um eine Einschätzung dazu zu bekommen, welche spezifischen THG-Emissionen E-Fuels bei verschiedenen Zusammensetzungen der Marginalstrommenge haben können, nehmen wir generisch zusammengesetzte Strommixe für den Marginalstrom der E-Fuel-Produktion an.

- In den Berechnungen mit dem Namen „Erdgas“ nehmen wir an, dass der fossile Anteil des Marginalstroms vollständig aus Erdgas stammt. Das bedeutet, dass für die Deckung der zusätzlichen Stromnachfrage Gaskraftwerke genutzt werden. Die durchschnittlichen spezifischen THG-Emissionen der Stromerzeugung aus Erdgas sind laut Lauf et al. (2019) inklusive der Vorkettenemissionen 433 g CO₂e/kWh. Da Erdgas die niedrigsten THG-Emissionen der fossilen Stromerzeugungsoptionen besitzt, ist diese Berechnung die best-case-Annahme für den fossilen Anteil der marginalen Stromerzeugung für die E-Fuel-Herstellung.
- In den Berechnungen mit dem Namen „80% Erdgas/20% Steinkohle“ nehmen wir an, dass der fossile Anteil des Marginalstroms zu 80 % aus Erdgas und zu 20 % aus Steinkohle stammt. Für die zusätzliche Stromnachfrage kommen also sowohl Erdgas als auch Steinkohlekraftwerke zum Einsatz. Die durchschnittlichen THG-Emissionen der Stromerzeugung aus Steinkohle sind laut Lauf et al. (2019) inklusive der Vorkettenemissionen 873 g CO₂e/kWh. Für die angegebene Zusammensetzung des fossilen Anteils des Marginalstroms ergeben sich inklusive der Vorketten der Stromerzeugung spezifische THG-Emissionen von 521 g CO₂e/kWh. Diese Berechnungsannahme ist ein mittleres Szenario für die Berechnung möglicher Wirkungen auf die THG-Emissionen.
- Da in der Erneuerbare-Energien-Richtlinie für die Bestimmung der THG-Emissionen der E-Fuels zum Teil auf die THG-Emissionen der nationalen Strommixe verwiesen wird, führen wir auch Berechnungen auf Basis des deutschen Strommixes durch („Strommix 2018“). Lauf et al. (2019) geben diesen Wert für das Jahr 2018 mit 641 g CO₂e/kWh (inklusive der Vorketten-Emissionen) an. Diese Annahme dient in den generischen Berechnungen möglicher Wirkungen der E-Fuel-Herstellung als eine worst-case-Annahme. Bei hohen Anteilen der marginalen Stromerzeugung mit Braun- und Steinkohlekraftwerken können die Emissionen jedoch noch höher liegen.

Abbildung 3-2 zeigt die spezifischen THG-Emission der E-Fuels für die genannten Zusammensetzungen der fossilen Stromerzeugung bei verschiedenen Anteilen an erneuerbaren Energien im Marginalstrom (0 %, 25 %, 50 %, 75 %, 100%)¹⁵. Die erneuerbaren Anteile können dabei entweder aus zusätzlichen EE-Erzeugungsanlagen oder aus ansonsten abgeregelten Anlagen stammen. Da die Abregelung erneuerbarer Anlagen nur in wenigen Stunden im Jahr, in geringen Mengen und räumlich sehr verteilt auftritt, ist es wahrscheinlich, dass diese erneuerbare Stromerzeugung aus zusätzlichen Stromerzeugungskapazitäten stammen muss (siehe Kapitel 3.1.1).

Unter anderem daraus folgt, dass die in den Abschnitten 3.1.1 und 3.1.2 aufgeführten Anforderungen für die E-Fuel-Produktion gelten müssen, um den bezogenen erneuerbaren Strom für die

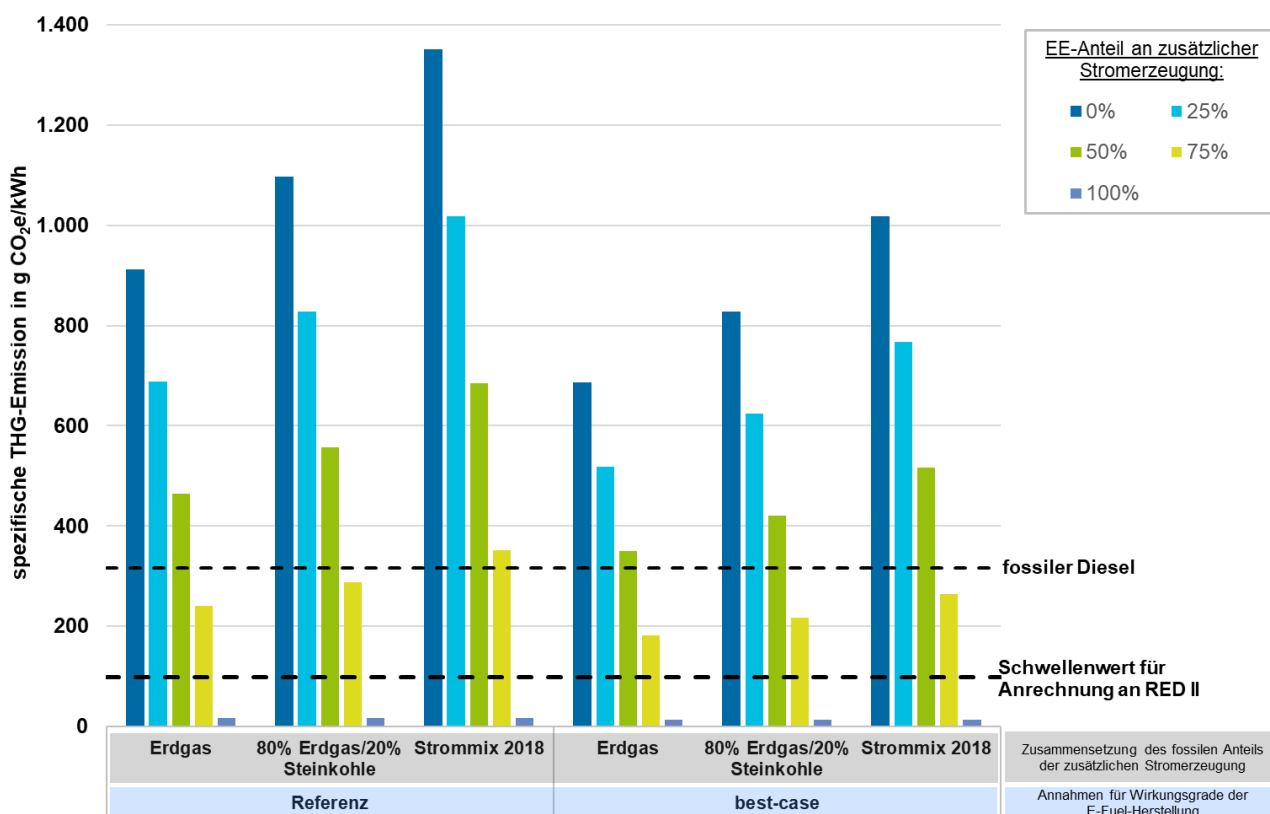
¹⁵ Mit der getroffenen Annahme, dass Elektrolyseure 4.000 Vollaststunden betrieben werden, entspricht diese Annahme 0, 1.000, 2.000, 3.000 bzw. 4.000 Stunden, die in der Marginalbetrachtung aus erneuerbaren Energien stammen.

Kraftstoffherstellung bei der Berechnung der THG-Emissionen als erneuerbaren Strom anrechnen zu dürfen.

- Für den erneuerbaren Anteil des Marginalstroms nehmen wir für die folgenden Berechnungen an, dass der Strom zu einer Hälfte aus Wind-Onshore-Anlagen (10 g CO₂e/kWh) und zur anderen Hälfte aus Wind-Offshore-Anlagen (6 g CO₂e/kWh) stammt. Der erneuerbare Anteil des Marginalstroms geht bei diesen Annahmen mit 8 g CO₂e/kWh in die folgenden Berechnungen ein. Alle Angaben zu den spezifischen THG-Emissionen stammen ebenfalls aus Lauf et al. (2019).

Die Werte für die spezifischen THG-Emissionen aus Lauf et al. (2019) beziehen sich auf das deutsche Stromsystem und das Jahr 2018. In anderen Stromsystemen können diese durch andere Wirkungsgrade der thermischen Kraftwerke sowie anderer Auslastung der erneuerbaren Energien und anderen Arten der erneuerbaren Energieversorgung (z. B. Photovoltaik) von den hier durchgeführten Berechnungen leicht abweichen. Diese Abweichungen sind aber nur geringfügig und ändern die Berechnungen nicht um Größenordnungen, so dass die folgenden Einschätzungen zur Klimaschutzwirkung der E-Fuels sich dadurch nicht um wesentliche Größenordnungen verändern.

Abbildung 3-2: Spezifische THG-Emissionen bei der E-Fuel-Herstellung bei verschiedenen generischen Szenarien für die Marginalstrommenge der Kraftstoffherzeugung



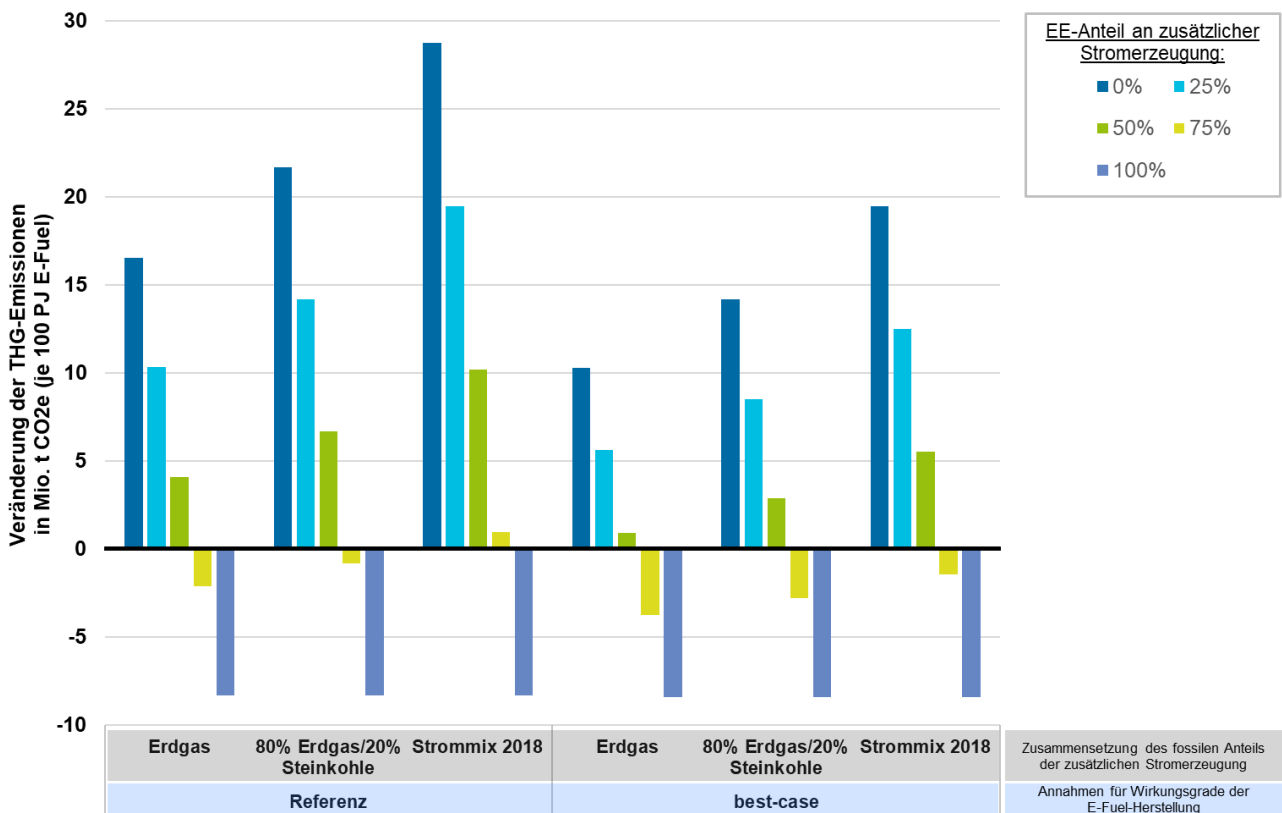
Quelle: Eigene Abbildung

Die **spezifischen THG-Emissionen** der E-Fuels hängen selbstverständlich stark von der Effizienz des Gesamtprozesses ab (Abbildung 3-2). Je effizienter der Prozess, desto geringer sind die indirekten THG-Emissionen der E-Fuels.

Im Referenzfall für die Effizienz der E-Fuels, der den heutigen Stand der Technik darstellt, sind E-Fuels erst ab einem erneuerbaren Anteil im Marginalstrom von rund 70 % klimafreundlicher als fossiler Diesel. Bei einer ungünstigen Zusammensetzung des fossilen Anteils im Marginalstrom steigt der notwendige Anteil des erneuerbaren Stroms auf fast 80 %. Sollen die Kraftstoffe gemäß der Erneuerbare-Energien-Richtlinie II als erneuerbar gelten, müssen die erneuerbaren Anteile im in der Bilanzierung genutzten Strommix bei über 90 % liegen. Die Anforderungen dafür, dass erneuerbarer Strom unserer Einschätzung nach in der Bilanzierung als erneuerbar angesehen werden darf, sind in den Abschnitten 3.1.1 und 3.1.2 dargestellt.

In den Berechnungen mit den best-case-Annahmen für die Effizienz der Kraftstoffherstellung verschieben sich diese Werte jeweils zu geringeren Anforderungen an die erneuerbaren Anteile im Marginalstrom. Stammt der fossile Anteil im Marginalstrom aus Erdgas, reicht bereits ein erneuerbarer Anteil von 55 % aus, um E-Fuels herzustellen, die eine geringere THG-Intensität besitzen als fossiler Diesel. Bei fossiler Stromproduktion mit höherer THG-Intensität steigt der dafür benötigte erneuerbare Anteil des Stroms auf 70 %. Die Schwelle für die Anrechenbarkeit an die Erneuerbare-Energien-Richtlinie verbleibt bei erneuerbaren Stromanteilen im bilanzierten Strom von rund 90 %. Auch an dieser Stelle verweisen wir noch einmal auf die Relevanz der zuvor genannten Anforderungen für eine Anrechnung als erneuerbarer Strom in der Bilanzierung der Kraftstoffe (siehe Kapitel 3.1.1 und 3.1.2).

Abbildung 3-3: THG-Mehr- oder Minderemissionen je 100 PJ E-Fuel bei verschiedenen generischen Szenarien für die Marginalstrommenge der Kraftstoffherzeugung



Quelle: Eigene Abbildung

Nullemissionen werden im Übrigen auch bei der Nutzung von E-Fuels erst möglich, wenn auch die Vorkettenemissionen der erneuerbaren Stromerzeugung keine THG-Emissionen mehr ausweisen. Die Dekarbonisierung der dafür benötigten Materialien und Herstellungsprozesse ist dafür die Voraussetzung.

Mögliche Auswirkungen auf die **absoluten THG-Emissionen** im Verkehrssektor können mit den getroffenen Annahmen auch abgeschätzt werden. Abbildung 3-3 zeigt die Veränderung der THG-Emissionen gegenüber der Nutzung von fossilem Diesel, wenn 100 PJ E-Fuels im Verkehrssektor¹⁶ zum Einsatz kommen. Im Idealfall mit einer vollständigen Nutzung erneuerbaren Stroms in der Herstellung der E-Fuels können mit 100 PJ E-Fuels knapp über 8 Mio. t CO₂e eingespart werden. Das Gegenteil ist der Fall, wenn geringere erneuerbare Stromanteile für die Herstellung der E-Fuels zum Einsatz kommen. Je 100 PJ E-Fuel steigen die CO₂e-Emissionen in den generischen Rechnungen bei der heutigen Effizienz (Referenzfall) der Produktionsanlagen um rund 17 – 29 Mio. t CO₂e, wenn in der THG-Bewertung kein erneuerbarer Strom angerechnet werden kann. Bei verbesserter Effizienz der Produktion (best-case) sinkt dieser Wert auf 10 – 19 Mio. t CO₂e.

Diese Abschätzungen der möglichen Wirkung auf die Freisetzung von THG-Emissionen durch die Herstellung der E-Fuels zeigen die Bedeutung für die Definition geeigneter Kriterien für die Produktion dieser Kraftstoffe. Ohne Regulierungs- und Monitoringsystem, welches die Integrität der E-Fuels für den Klimaschutz sicherstellt, besteht das Risiko, dass nicht weniger, sondern mehr THG-Emissionen frei werden.

Tabelle 3-1: Anforderungen an den Strombezug für die E-Fuel-Herstellung für die Anerkennung als erneuerbarer Strom in THG-Bewertung (Zusammenfassung)

Ziel	Anforderung
Klimaschutzwirkung (Zusätzlichkeit)	Der für die E-Fuel-Herstellung eingesetzte und zusätzlich erzeugte erneuerbare Strom darf nicht auf die Ausbauziele des jeweiligen Landes angerechnet werden.
Verursachergerechte Kostenverteilung	Die Vollkosten der zusätzlichen erneuerbaren Stromerzeugung und weitere sachgerechte Systemkosten (z.B. Netzentgelte bei Inanspruchnahme des Stromnetzes) sind der E-Fuel-Herstellung zuzuordnen.
Effiziente Systemintegration	Die Stromnachfrage der E-Fuel-Produktion muss sich zeitlich an der volatilen, erneuerbaren Stromerzeugung orientieren.
Effiziente Systemintegration	Die Anlagen für die E-Fuel-Produktion dürfen bestehende und prognostizierte Engpässe für den Transport von Strom nicht verstärken.
Klimaschutzwirkung (Exportfokus)	Negative, indirekte Wirkungen für das einheimische Energiesystem und insbesondere eine Verlangsamung der Dekarbonisierung der Energieversorgung vor Ort müssen an Standorten mit hohen Exportanteilen der E-Fuels vermieden werden.

Quelle: Eigene Zusammenstellung

¹⁶ Im Jahr 2016 wurden in Deutschland 2.780 PJ an flüssigen und gasförmigen Kraftstoffen durch den Verkehrssektor (inklusive der internationalen Verkehre) nachgefragt. 100 PJ entsprechen somit ungefähr 3,5% der heutigen Kraftstoffnachfrage.

3.2 Anforderungen an den Kohlendioxidbezug

Durch die Verbrennung der E-Fuels entsteht in den Verkehrsmitteln unweigerlich dieselbe Menge an THG-Emissionen wie bei der Nutzung fossiler Kraftstoffe. E-Fuels sind erst dann **klimaneutral**, wenn der benötigte Energiebedarf der Umwandlungsprozesse emissionsfrei ist (siehe Abschnitt 3.1) und eine der beiden folgenden Bedingungen für das in der Herstellung eingesetzte Kohlendioxid vorliegt:

- Ein klimaneutraler Kohlendioxidkreislauf mit der Atmosphäre stellt sich ein, wenn das Kohlendioxid zuvor aus der Atmosphäre entzogen wurde, bevor es durch die Verbrennung im Verkehrssektor wieder frei wird.

Dies ist der Fall, wenn das Kohlendioxid direkt aus der Umgebungsluft stammt (Direct Air Capture, DAC) oder das Kohlendioxid über Photosynthese in Biomasse umgewandelt vorliegt. Die direkte Kohlendioxidabscheidung aus der Luft oder Kohlendioxidemissionen aus Industrieprozessen, die nachhaltige Biomasse nutzen, sind daher Kohlendioxidquellen, die einen klimaneutralen Kohlendioxidkreislauf bei der Nutzung von E-Fuels zulassen.

- Kohlendioxid, welches auf natürliche Art und Weise in die Atmosphäre emittiert, ist ebenfalls eine klimaneutrale Quelle für die E-Fuel-Herstellung. Geologische Quellen, deren Kohlendioxidausstoß nicht zusätzlich (z. B. für die geothermische Stromgewinnung) aktiviert wurden, können solche Kohlendioxidquellen sein. Das Mengenpotenzial für diese Kohlendioxidquellen ist aber stark beschränkt.

Kohlendioxidemissionen, die in Industrieprozessen aus fossilen Rohstoffen und sonstigen nicht-erneuerbaren Quellen stammen, sind nicht klimaneutral. In diesem Fall werden THG-Emissionen bei der Verbrennung in Fahr- und Flugzeugen frei, ohne dass das Kohlendioxid zuvor aus der Atmosphäre entnommen wurde oder ohnehin auf natürliche Weise frei geworden wäre.

Durch eine ungeeignete Wahl der Kohlendioxidquelle können für E-Fuels zusätzlich zu den THG-Emissionen, die in Abschnitt 3.1.3 für die möglichen Effekte des Strombezugs gezeigt werden, Emissionen in der Höhe von ungefähr 270 g CO_{2e} je kWh an Kraftstoff¹⁷ auftreten. Dieser Wert entspricht den direkten Emissionen der Verbrennung des Kraftstoffs. In der Gesamtbilanz aus Herstellung und Verbrennung der E-Fuels würden so 7,5 Mio. t CO_{2e} mehr emittiert werden je 100 PJ an E-Fuels als bei der Nutzung einer klimaneutralen Kohlendioxidquelle¹⁸.

Mit den in Abschnitt 3.1.3 getroffenen Annahmen für die Berechnungen möglicher THG-Emissionen müsste der erneuerbare Anteil des Marginalstroms im Referenzfall bei über 97 % liegen, um bei einer ungeeigneten Kohlendioxidquelle für die E-Fuel-Herstellung überhaupt einen Klimaschutzeffekt zu erreichen. Mit der höheren Effizienz der best-case-Annahmen sinkt der für den Klimaschutzeffekt notwendige erneuerbare Stromanteil in diesem Fall auf mindestens 95 %.

Offensichtlich reduziert sich dadurch selbst bei aus Klimaschutzsicht idealem Strombezug (siehe Abschnitt 3.1.1 und 3.1.2) das Potenzial, mit E-Fuels zum Klimaschutz beizutragen, erheblich. In diesem Fall würden sich durch die E-Fuel-Nutzung die spezifischen THG-Emissionen nur um 9 % (Referenzfall) bzw. 11 % (best-case) gegenüber dem fossilen Diesel reduzieren. Die Klimaneutralität ist mit der Nutzung von E-Fuels also nicht erreichbar, wenn für den Klimaschutz ungeeignete Kohlendioxidquellen als Rohstoffbasis für die Kraftstoffherstellung eingesetzt werden. Insgesamt

¹⁷ Wert für fossilen Diesel aus Ecoinvent Centre (2018).

¹⁸ Die Spanne an Mehremissionen je 100 PJ bei vollständig fossilem Marginalstrom steigt dadurch auf 24 – 36 Mio. t CO_{2e} (Referenzfall) bzw. 18 – 27 Mio. t CO_{2e} (best-case). Bei vollständig erneuerbarem Marginalstrom geht die THG-Minderung je 100 PJ auf 0,8 Mio. t CO_{2e} zurück.

sind in diesem Fall nur Klimaschutzverbesserungen um rund 10 % gegenüber fossilen Kraftstoffen möglich.

Die Direktabscheidung von Kohlendioxid aus der Luft (DAC¹⁹) und von Kohlendioxid aus biogenen Industrieprozessen ist kurz- und wahrscheinlich auch mittelfristig nur im begrenzten Maßstab eine mögliche Kohlendioxidquelle, wenn die E-Fuel-Produktion schnell auf größere Mengenpotenziale ausgebaut werden soll. Die Direktabscheidung von Kohlendioxid aus der Luft ist derzeit noch in der Demonstrationsphase, die Technologiekosten sind hoch und die Skalierung der Technologie benötigt Zeit. Die Technologie für die Kohlendioxidabtrennung aus Abgasströmen beispielsweise der Bioethanol- und der Biogasherstellung ist technisch verfügbar und mit geringen Kosten einsetzbar; die dezentrale Verbreitung und die geringen Kapazitäten dieser Anlagen behindern jedoch einen Einsatz in industriellen Anlagen im mittleren und größeren Maßstab sehr stark.

Industrielle Punktquellen (z. B. Stahlwerk, Zementwerk) sorgen im Gegensatz dazu für eine hohe räumliche Konzentration an Kohlendioxidemissionen und besitzen recht hohe Anteile an Kohlendioxid in ihren Abgasströmen. Daraus folgt, dass industrielle Punktquellen aus technischer und ökonomischer Perspektive sehr gut geeignete Kohlendioxidquellen für die E-Fuel-Herstellung sind. Fossil betrieben stellen industrielle Punktquellen aber – wie zuvor bereits dargestellt – kein klimaneutrales Kohlendioxid für die Kraftstoffherstellung zur Verfügung.

In allen Klimaschutzszenarien, die den Rahmen des Pariser Abkommens einhalten und eine 95 %-ige THG-Minderung bis zum Jahr 2050 erreichen, weisen industrielle Punktquellen stark sinkende THG-Emissionen und im Jahr 2050 annähernd Nullemissionen auf²⁰. Unterschiede in den Szenarien ergeben sich für industrielle Punktquellen vor allem daraus, inwieweit die Langfristspeicherung von Kohlendioxid (CCS²¹) und inwieweit erneuerbare Gase oder erneuerbarer Strom als Energiequelle für die benötigte Hochtemperaturwärme als Klimaschutztechnologien eingesetzt werden. Je nach Klimaschutzansatz stehen aus Punktquellen für die E-Fuels-Herstellung langfristig keine Kohlendioxidemissionen, nur geringe Kohlendioxidmengen aus „unvermeidbaren“²² Prozessemissionen oder größere Mengen klimaneutraler Kohlendioxidemissionen aus erneuerbaren Gasen zur Verfügung.

Das Dilemma: Bei der Nutzung des Kohlendioxids aus einer Punktquelle in der E-Fuel-Herstellung geht der Anreiz verloren, die Kohlendioxidemissionen in der Punktquelle zu reduzieren. Es besteht also das Risiko, dass mögliche Effizienzverbesserungen und transformative Prozessumstellungen vermieden werden, um über die Lebensdauer der Anlage zur E-Fuel-Produktion ausreichend Kohlendioxid zu produzieren. Zusätzlich ist es wahrscheinlich, dass die Kohlendioxidbereitstellung für die Herstellung der E-Fuels einen ökonomischen Wert bekommt und dessen Nutzung somit den Bestrebungen des EU-ETS entgegenwirkt, über ein Preissignal zur Reduktion der THG-Emissionen in Punktquellen beizutragen. Die Reduktion der THG-Emissionen in industriellen Punktquellen kann sich also durch die Nutzung des Kohlendioxids in der Kraftstoffproduktion verlangsamen. In diesem Fall wäre die vermiedene Menge an THG-Reduktion als zusätzliche Emissionen zu bewerten (Abbildung 3-4).

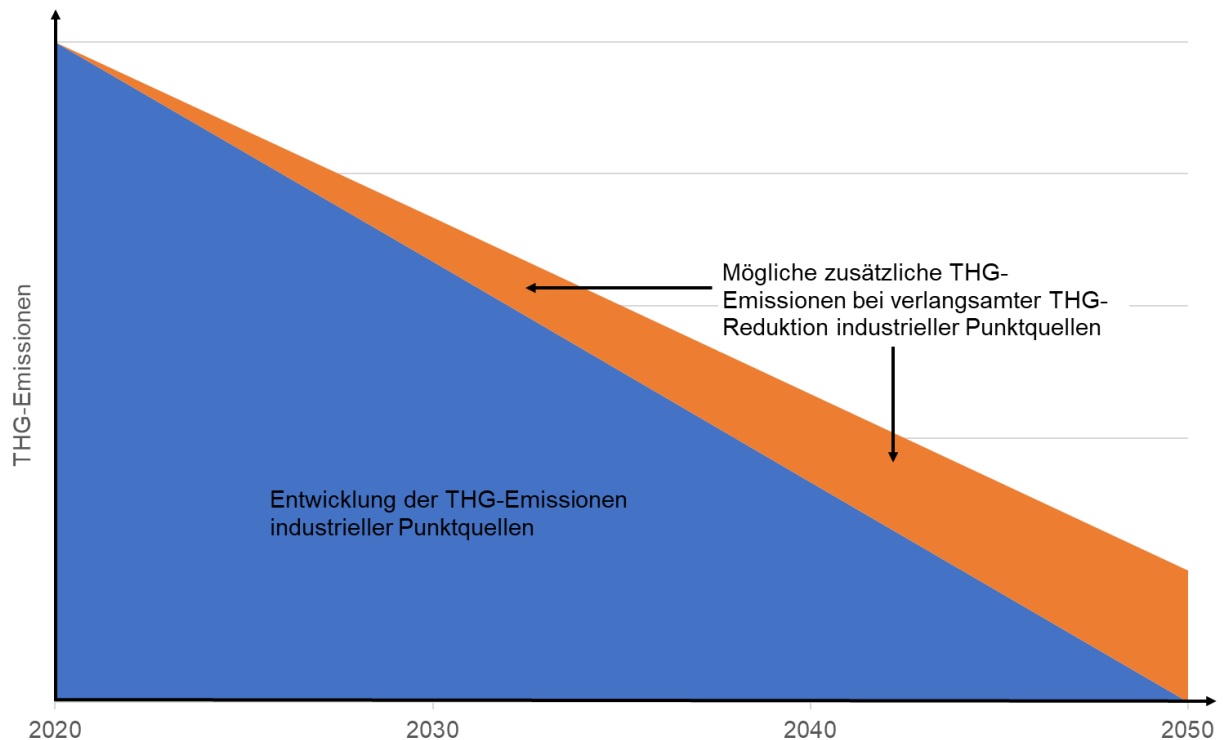
¹⁹ **D**irect **A**ir **C**apturing

²⁰ Die vollständige Abscheidung von Kohlendioxid unvermeidbarer Prozessemissionen ist wahrscheinlich nicht möglich, so dass unabhängig von der gewählten Klimaschutzstrategie geringe unvermeidbare THG-Emissionen verbleiben, die technisch nur zu sehr hohen Kosten abgeschieden werden könnten.

²¹ **C**arbon **C**apture and **S**torage

²² „Unvermeidbare“ Emissionen sind prozesstechnische Emissionen aus Industrieprozessen, für die aus heutiger Perspektive keine Herstellungsalternativen existieren (z. B. Zement- und Kalkproduktion).

Abbildung 3-4: Schematischer THG-Reduktionspfad industrieller Punktquellen für ein Klimaschutzenszenario und der mögliche Einfluss der E-Fuel-Produktion



Quelle: Eigene Abbildung

Die ökonomischen und technischen Vorteile, industrielle Punktquellen als Kohlendioxidquellen für die E-Fuel-Herstellung zu nutzen, sind offensichtlich.

- Aus Klimaschutzsicht ist die Nutzung von Kohlendioxid aus industriellen Punktquellen aber nur als klimaneutral zu bewerten, wenn die Nutzung nicht die Reduktion der THG-Emissionen und die Transformation dieser Prozesse verlangsamt.

Eine Regulierung dazu, unter welchen Rahmenbedingungen industrielle Punktquellen als Kohlendioxidquelle genutzt werden können, ist also sinnvoll und die Voraussetzung dafür, industrielle Punktquellen als Kohlenstoffquelle in Erwägung zu ziehen.

Die Freisetzung von THG-Emissionen durch die Wahl ungeeigneter Kohlendioxidquellen für die E-Fuel-Herstellung ist also vorhanden. Das Potenzial, mit der Nutzung von E-Fuels zum Klimaschutz beizutragen, verringert sich ohne Regulierung des Kohlendioxidbezugs für die E-Fuel-Herstellung erheblich und das Risiko für Mehremissionen gegenüber der Nutzung fossiler Kraftstoffe erhöht sich. Kurz- und mittelfristig stehen die Direktabscheidung aus der Luft und Kohlendioxid aus biogenen Prozessen für einen schnellen Hochlauf der Technologie nicht im ausreichenden Maßstab zur Verfügung. Eine Regulierung dazu, welche Kohlendioxidquellen für die E-Fuel-Herstellung in welchem Maß genutzt werden ist also aus Klimaschutzsicht unbedingt notwendig. Diese Anforderung für die Sicherstellung der Klimawirkung ist noch relevanter, wenn größere Mengen an E-Fuels zeitnah produziert werden sollen. Interaktionen mit anderen Klimaschutzinstrumenten wie dem EU-ETS sind dabei unbedingt zu berücksichtigen.

Tabelle 3-2: Anforderungen an den Kohlendioxidbezug für die E-Fuel-Herstellung für eine klimaneutrale Produktion (Zusammenfassung)

Ziel	Anforderung
Klimaneutraler CO ₂ -Kreislauf	Ein klimaneutraler CO ₂ -Kreislauf mit der Atmosphäre stellt sich ein, wenn das CO ₂ zuvor aus der Atmosphäre entzogen wurde, bevor es durch die Verbrennung im Verkehrssektor wieder frei wird. Technische Optionen sind die CO ₂ -Abtrennung aus der Umgebungsluft und die Nutzung von CO ₂ aus industriellen Prozessen auf Basis nachhaltiger Biomasse.
Klimaneutrale CO ₂ -Nutzung	CO ₂ , welches auf natürliche Art und Weise ohne anthropogenen Einfluss in die Atmosphäre emittiert (z.B. geologische Quellen), ist eine klimaneutrale CO ₂ -Quelle für die E-Fuel-Herstellung.
Klimaneutrale CO ₂ -Nutzung	Aus Klimaschutzsicht ist die Nutzung von CO ₂ aus industriellen Punktquellen aber nur als klimaneutral zu bewerten, wenn die Nutzung nicht die notwendige Reduktion der THG-Emissionen und die Transformation industrieller Produktion verlangsamt.

Quelle: Eigene Zusammenstellung

3.3 Anforderungen für lokale Nachhaltigkeitsaspekte

Neben elektrischem Strom und Kohlendioxid greifen Anlagen zur Herstellung der E-Fuels auf weitere Ressourcen zu: Wasser ist die stoffliche Grundlage für den Elektrolyseprozess und die Herstellung von Wasserstoff. Die erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten und mögliche Anlagen zur Kohlendioxidabtrennung aus der Luft sind flächenintensive Technologien. Und Rohstoffe, die als Katalysatoren oder für Einzelkomponenten der Produktionstechnologien benötigt werden, sind zum Teil als kritische Rohstoffe einzuordnen (siehe unten Box zu kritischen Rohstoffen) und können beim Abbau Umweltschäden verursachen. Nachhaltigkeitsaspekte zu diesen Punkten, die häufig einen starken Bezug auf die lokale Umgebung der Produktionsstandorte von E-Fuels haben, sind der Fokus in diesem Abschnitt. Besonders kritisch sind diese Effekte zu bewerten, wenn die Herstellung der E-Fuels vor allem für den Export stattfindet und die lokale Bevölkerung vor allem von den möglichen negativen Effekten betroffen ist, aber nicht von den Vorteilen profitieren kann.

Wasser ist die stoffliche Grundlage für die Herstellung von Wasserstoff in der Elektrolyse; rund 1,4 Liter Wasser fallen an für jeden Liter an Kraftstoff, der in E-Fuel-Anlagen produziert wird (Schmidt et al. 2016). Weitere Wasserbedarfe in höherer Größenordnung können auftreten für die Kühlung der Einzelprozesse der Kraftstoffherstellung sowie möglicherweise auch die Reinigung von Anlagen für die solare Stromerzeugung. Malins (2017) gibt dafür beispielsweise rund 70 Liter Wasserbedarf je Liter Kraftstoff an und schätzt den Gesamtbedarf an Wasser der E-Fuel-Produktion als vergleichbar zu anderen typischen Industrieprozessen ein.

Einige der oft als Bestandorte für die Herstellung strombasierter Stoffe diskutierten Regionen weisen eine hohe Sonneneinstrahlung auf und gehören zu den trockensten Regionen der Welt. Die Wasserversorgung ist in vielen dieser Regionen (z. B. MENA-Region, Südafrika, Australien, Teile Chinas, Südwesten der USA) bereits heute mangelhaft. Bei einer wachsenden Bevölkerung und einer weiteren Verschiebung zu einer stärkeren Ernährung mit Fleischprodukten ist zudem die Erwartung des steigenden Wasserbedarfs in einigen dieser Regionen vorhanden. Die Wassernutzung für die Elektrolyse ist dabei eine direkte Konkurrenz zu den Bedarfen der lokalen Bevölkerung, da für die Wasserstoffproduktion in Elektrolyseuren reines Wasser die Voraussetzung ist. Aus sozialer und ökologischer Nachhaltigkeitsperspektive ist es offensichtlich, dass neue Industrieanlagen wie für die E-Fuel-Produktion die Versorgung und die Qualität der

Wasserversorgung für die lokale Frischwasserversorgung nicht verschlechtern dürfen. Dabei ist nicht nur der heutige Zustand zu bewerten, sondern auch mögliche zukünftige Bedarfe und Effekte, die sich aus dem voranschreitenden Klimawandel ergeben.

Bei Mangel an Frischwasser ist in Küstennähe auch die Aufbereitung von Meerwasser zu Frischwasser in Entsalzungsanlagen eine mögliche Option, Wasser für die E-Fuel-Produktion zur Verfügung zu stellen. Mögliche negative Umwelteffekte, die sich durch den Rückfluss und das Freiwerden der mit Chemikalien und Salz angereicherten Sole der Entsalzungsanlagen potenziell einstellen, sind aus Nachhaltigkeitssicht durch die Aufbereitung des rückfließenden Wassers und die Standortwahl des Rückflusses zu minimieren (Roberts et al. 2010; Jones et al. 2019).

Die Herstellungsprozesse für E-Fuels nehmen wie ähnliche verfahrenstechnische Prozesse vergleichsweise wenig **Fläche** in Anspruch. Anders ist diese Einschätzung für die Herstellung des zusätzlichen erneuerbaren Stroms und die Bereitstellung von Kohlendioxid, wenn dieses aus der Umgebungsluft stammt: Beides sind flächenintensive Technologien. Die Flächenverfügbarkeit ist daher neben den geringen Kosten für die erneuerbare Stromproduktion ein wichtiger Parameter in der Bestimmung möglicher, optimaler Standorte für die E-Fuel-Produktion. Die fehlende Akzeptanz für die notwendige Flächennutzung ist zusammen mit den höheren Kosten für die erneuerbare Stromproduktion beispielsweise ein wesentlicher Grund dafür, dass die E-Fuel-Herstellung in dicht besiedelten Regionen wie Deutschland aller Wahrscheinlichkeit nicht stattfinden wird.

Die Konkurrenz um Gunstandorte für die erneuerbare Stromerzeugung und mögliche indirekten Auswirkungen auf die nationalen Stromsysteme möglicher Hot Spots der Kraftstoffproduktion wurden bereits in Kapitel 3.1.2 angesprochen. Neben den möglichen Wirkungen auf die Geschwindigkeit der Dekarbonisierung des Stromsystems können durch die E-Fuel-Produktion für den Export weitere ökologische und soziale Konflikte auftreten: Die Nutzung best-möglicher Flächen für die E-Fuel-Herstellung kann zu höheren Kosten und einem erschwerten Zugang zu Strom in möglichen Exportländern führen. In Ländern, in denen Stromarmut ein gesellschaftliches Problem darstellt, ist die Kraftstoffproduktion auf Strombasis nicht ohne Weiteres zu rechtfertigen. Die Konkurrenz um Flächen kann sich aber auch auf lokale Kontexte wie beispielsweise landwirtschaftliche, sonstige wirtschaftliche aber auch gesellschaftliche (religiöse und kulturelle Nutzflächen sowie indigene Landnutzungsrechte) und naturschutzrelevante Nutzungen beziehen. Die Nutzung solcher Flächen für die Produktion von E-Fuels sollten grundsätzlich vermieden werden.

Der Aufbau der großindustriellen Kraftstoffproduktion ist an den meisten Produktionsstandorten wahrscheinlich mit erheblichen Effekten auf lokale Strukturen verbunden. Die Wirkung geht dabei über die beiden Themen Wasser- und Flächennutzung hinaus. **Gesellschaftliche und wirtschaftliche Strukturen** werden ebenfalls stark beeinflusst sein. Aus diesem Grund ist es zentral, bereits im Vorfeld der Inbetriebnahme möglicher Produktionsanlagen lokale Stakeholder sowie Bürger und Bürgerinnen in die Planungsprozesse mit einzubeziehen und den möglichen Betrieb der Anlagen auf mögliche negative Wirkungen auf Umwelt und Gesellschaft zu prüfen. Auch ist der Betrieb der Anlagen mit Maßnahmen zur Förderung der lokalen Gesellschaft (z. B. über Ausbildungsförderung, Unterstützung bei Unternehmungsgründungen) zu begleiten (Johnson 2013). Terrapon-Pfaff et al. (2019) verweisen beispielsweise in ihrer lokalen Wirkungsanalyse auf ökologische und soziale Effekte einer solarthermischen Großanlage in Marokko darauf, dass große Infrastrukturmaßnahmen bestehende Nachhaltigkeitsherausforderungen potenziell verstärken. Ihrer Einschätzung nach sind ein transparentes Erwartungsmanagement und eine sozial gerechte Verteilung des Nutzens solcher Infrastrukturmaßnahmen entscheidend für die nachhaltige Akzeptanz des Betriebs der Anlagen. Die gesellschaftliche und wirtschaftliche Entwicklung an möglichen Produktionsstandorten kann mit der E-Fuel-Produktion so positiv beeinflusst werden.

Es ist also offensichtlich, dass nicht nur auf administrativer, nationaler Ebene Partnerschaften zur Einbindung der Produktionsanlagen in die Wirtschafts- und Energiesysteme möglicher Produzentenländer stattfinden muss (siehe Kapitel 3.1.2). Auch auf lokaler Ebene müssen frühzeitig Konzepte und Partnerschaften an zukünftigen Produktionsstandorten entwickelt werden, die dafür sorgen, dass nicht nur die produzierenden Unternehmen und die Kraftstoff-nachfragenden Länder von der Kraftstoffproduktion profitieren, sondern auch die lokale Bevölkerung an den Produktionsstandorten. Hierzu ist die lokale Zivilgesellschaft frühzeitig in die Planung einzubeziehen und gezielt so zu fördern, dass sie an dem Nutzen möglicher Produktionsanlagen beteiligt wird.

In den Herstellungsprozessen der E-Fuels kommen in Einzelkomponenten und als Katalysatoren unter anderem einige kritische Metalle (siehe Box zu kritischen Rohstoffen) zum Einsatz, deren Abbau mit negativen Umwelt- und sozialen Effekten verbunden sein kann. Der Abbau der eingesetzten Seltenen Erden findet zumeist in Lagerstätten mit den radioaktiven Elementen Uran und Thorium statt und ist zudem mit der Bildung giftiger Abfälle aus den Löseprozessen der Seltenen Erden verbunden (Schüler et al. 2011). Das Risiko lokaler Umweltschäden und der gesundheitlichen Beeinträchtigung der Bevölkerung ist also gegeben, wenn die Freisetzung der Radioaktivität nicht verhindert wird und ein Langzeiteinschluss der Abfälle misslingt. Auch kommen in den Syntheseprozessen Kobalt und Lithium als Katalysatoren zum Einsatz (Viebahn et al. 2018b) mit den bekannten ökologischen und sozialen Herausforderungen (z. B. die hohen Wasserbedarfe bei der Lithiumproduktion in Südamerika und die Einhaltung sozialer Arbeitsbedingung beim Kobaltabbau), die auch für die Batteriespeicher für die Elektromobilität diskutiert werden und dafür eine noch größere Herausforderung darstellen (Schüler et al. 2018).

Ähnlich wie bei anderen Zukunftstechnologien ist die Voraussetzung für eine nachhaltige Produktion der E-Fuels, die Lieferketten für die eingesetzten Materialien nachzuvollziehen und **hohe Umwelt- und Sozialstandards beim Abbau** der notwendigen Rohstoffe durchzusetzen.

Versorgung mit kritischen Rohstoffen

Neue Technologien können – gerade wenn sie im großen Maßstab neu zum Einsatz kommen und nur wenig Sekundärrohstoffe aus dem Recycling zur Verfügung stehen – Stoffströme und Preise von Rohstoffen wesentlich verändern. Die sichere (und günstige) Versorgung mit diesen Rohstoffen ist die Voraussetzung dafür, dass sich neue Technologien durchsetzen und im großen Maßstab genutzt werden können. Als „kritisch“ werden Rohstoffe für eine Wirtschaft dann bezeichnet, wenn Rohstoffe nicht nur ein Versorgungsrisiko besitzen, sondern das jeweilige Wirtschaftssystem auch wesentlich auf die Versorgung mit den jeweiligen Rohstoffen besonders stark angewiesen ist (Vulnerabilität).

In Betrachtung der einzelnen Technologien und Prozesse für die E-Fuel-Herstellung ist das Versorgungsrisiko bei **PEM-Elektrolyseuren** am größten. Platin und Iridium sind in PEM-Elektrolyseuren Katalysatoren. Iridium ist ein Platingruppen-Metall und wird jährlich in der Größenordnung von 7 t vollständig als Koppelprodukt der Platinproduktion abgebaut (JM 2018; Smolinka et al. 2018). Der Abbau ist auf wenige Länder (Südafrika mit 70 – 85 % und Russland) und wenige Unternehmen beschränkt (Smolinka et al. 2018; Buchert et al. 2008). JM (2018) sieht selbst in geringen Schwankungen in der Nachfrage nach Iridium ein Risiko für die Verfügbarkeit von Iridium.

Die Iridium-Beladung beim heutigen Stand der Technologie liegt bei 667 kg je GW an Elektrolyseleistung (Smolinka et al. 2018; Viebahn et al. 2018b). Der Aufbau der E-Fuel Produktion auf Basis von PEM-Elektrolyseuren von knapp rund 70 PJ an Kraftstoffen würde somit die jährliche Abbaumenge an Iridium in Anspruch nehmen. Dabei ist zu beachten, dass das abgebaute Iridium heute schon vollständig genutzt wird und auch andere Zukunftsanwendungen wie PEM-

Brennstoffzellen ebenfalls Iridium als Katalysator benötigen. Die Reduktion der Iridium-Beladung ist die Voraussetzung für den Aufbau von PEM-Elektrolyseuren in relevanter Größenordnung. Smolinka et al. (2018) gibt eine Verringerung der Iridium-Beladung auf 50 kg je GW an Elektrolyseleistung als möglichen Zielwert für den Anfang der 2030er Jahre an. DECHEMA (2019) verweist auf Studien, die eine Reduktion der Iridium-Beladung auf 10 kg je GW innerhalb von 5 – 10 Jahren als möglich ansehen. Ob diese Zielgrößen jedoch erreicht werden, ist aus heutiger Sicht offen.

Die Versorgung mit Platin schätzen Smolinka et al. (2018) als weniger kritisch ein als die von Iridium. Der Abbau des Platins ist ähnlich stark konzentriert wie beim Iridium mit hohen Anteilen des Abbaus in Südafrika; anders als beim Iridium dominiert jedoch der Abbau als primärer Rohstoff. Trotz der größeren Abbaumenge besteht bei Platin heute ein Unterangebot, was zu hohen Rohstoffpreisen führt. Platin kommt wie Iridium auch als Katalysator in PEM-Brennstoffzellen zum Einsatz, so dass mit steigender Brennstoffzellennutzung die Nachfrage nach Platin ansteigen kann.

In **HT-Elektrolyseuren** finden sich die Seltenen Erden-Metalle Lanthan und Yttrium sowie Kobalt. In der Synthese zu den Kraftstoffen gibt es verschiedene mögliche Katalysatoren. Darunter fallen mit Lanthan und Kobalt dieselben Rohstoffe wie in HT-Elektrolyseuren, aber auch andere Rohstoffe wie Lithium und Palladium. Viebahn et al. (2018b) schätzen das Risiko für die Versorgung mit diesen Rohstoffen als kritisch ein, da sich die Rohstoffförderung in China (Seltene Erden) und im Kongo (Kobalt) konzentriert oder die Rohstoffe wegen der geringen Verfügbarkeit hohe Kosten (Palladium) aufweisen. Es besteht aber nicht dasselbe Versorgungsrisiko wie bei Iridium.

Smolinka et al. (2018) weist zusätzlich auf den möglichen Einsatz von Scandium in den Elektrolyten der HT-Elektrolyse hin, auch wenn heute nur wenige Hersteller solche Elektrolyten mit Scandium-Dotierung verwenden. Ähnlich wie bei Iridium findet der Abbau des Seltenen Erden-Metalls nur als Koppelprodukt statt und beschränkt sich auf 10 t im Jahr. Heute findet es vor allem Anwendung in Aluminium-Legierungen, kommt aber auch bereits in HT-Brennstoffzellen zum Einsatz (1,1 t im Jahr 2013). Nach den Szenariorechnungen von Smolinka et al. (2018) kann die Nachfrage nach Scandium im ungünstigen Fall die Verfügbarkeit überschreiten.

Bei einem starken Ausbau der E-Fuel-Produktion erhöht sich auch der Bedarf nach der **Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien**. Indirekt steigt also der Rohstoffbedarf möglicher, kritischer Rohstoffe der erneuerbaren Stromerzeugung. Für die Stromerzeugung mit Photovoltaik weist Gallium die größte Konzentration auf ein Herstellungsland auf. 95 % der weltweiten Primärerzeugung findet in China als Nebenprodukt des Bauxitabbaus statt (Falkenberg et al. 2019); bei steigender Nachfrage könnte die Galliumproduktion allerdings relativ leicht gesteigert werden, da bisher nur ein geringer Teil des globalen Mengenpotenzials ausgeschöpft wird. Neodym, Dysprosium, Praseodym und Terbium sind Seltene Erden, die in Windkraftanlagen und generell in Elektromotoren verbaut werden. Wie bereits erwähnt, liegt der Förderschwerpunkt der Seltenen Erden in China; Praseodym und Terbium werden beispielsweise ausschließlich in China weiterverarbeitet, so dass aus Kostengründen und Gründen der Versorgungssicherheit versucht wird, die Konzentration dieser Seltenen Erden stark zu reduzieren (Falkenberg et al. 2019).

Bei PEM-Elektrolyseuren besteht also das Risiko durch die geringe Verfügbarkeit von Iridium Rohstoffengpässe aufzuweisen, die den Ausbau der Technologie behindern könnten. Ähnliches kann bei HT-Elektrolyseuren passieren, wenn der Technologiepfad mit Elektrolyten, die auf Scandium zugreifen, eingeschlagen wird. Die übrigen Technologien nutzen zwar kritische Rohstoffe, konkrete Versorgungsengpässe sind für sie zunächst aber nicht zu erwarten. Bei vielen der kritischen Rohstoffe existiert aber eine Konkurrenzsituation zu anderen Zukunftstechnologien, so dass ein kontinuierliches Monitoring der Rohstoffversorgung und ihrer Risiken sinnvoll ist.

4 Einordnung der E-Fuels als Klimaschutzoption im Verkehr

Die THG-Emissionen im Verkehrssektor lagen im Jahr 2019 bei knapp über 163 Mio. t CO₂e. Damit sind die Emissionen des Verkehrssektors auf dem Niveau des Jahres 1990. Die höhere Fahrleistung der Fahrzeuge, größere und schwerere Fahrzeuge sowie die Zahl der Fahrzeuge an sich überkompensieren die Klimaschutzmaßnahmen wie die ökologische Steuerreform und den Versuch, die Effizienzsteigerung der Fahrzeuge mit CO₂-Emissionsstandards zu beschleunigen. Bis zum Jahr 2050 muss der Verkehrssektor aber annähernd treibhausgasneutral sein, damit das im Pariser Abkommen beschlossene Ziel, die Temperaturerwärmung auf möglichst 1,5 Grad zu begrenzen, erreicht werden kann. Der Sektor steht also vor der großen Herausforderung, in nur noch 30 Jahren die Transformation zu einem klimaneutralen Anwendungssektor zu vollziehen.

Doch welche grundsätzlichen Strategien dienen dazu, die THG-Emissionen im Verkehrssektor zu verringern?

- **Vermeidung** von Verkehren und die **Verlagerung** auf inhärent klimafreundlichere Verkehrsmittel

Mit der Vermeidung von Verkehren – nicht der Mobilität an sich – sinken durch weniger zurückgelegte Kilometer die Emissionen per se. Mit in diese Strategie gehört die Verlagerung der Verkehre auf Verkehrsmittel, in denen mit einem Fahrzeug eine hohe Transportleistung an Personen und Gütern möglich ist (z. B. ÖPNV, Bahnverkehr) oder aktive Verkehre wie den Fuß- und Radverkehr, die keine THG-Emissionen verursachen. Durch die Verlagerung auf diese klimafreundlicheren Verkehrsmittel sinkt ebenfalls die Energienachfrage im Verkehr.

- **Steigerung der Energieeffizienz** und **Elektrifizierung** der Verkehrsmittel

Bei steigender technischer Effizienz sinkt die Energienachfrage je Fahrzeugkilometer und somit die Gesamtnachfrage nach Energie. Ein Spezialfall für die Energieeffizienzsteigerung ist Elektrifizierung. Elektromotoren sind wesentlich effizienter als Verbrennungsmotoren (Faktor: 2,5 – 3 Mal so effizient) und sie ermöglichen die Nutzung von Strom, dessen Erzeugung heute bereits zu einem relevanten Anteil aus erneuerbarem Strom stattfindet.

- Verwendung **THG-neutraler Energieträger** im Verkehrssektor

Die THG-neutrale Energieversorgung der Verkehrsmittel ist die Voraussetzung dafür, langfristig das Ziel der Klimaneutralität im Verkehrssektor zu erreichen. Aus heutiger Sicht sind mögliche THG-neutrale Energieversorgungsoptionen vor allem Strom, Wasserstoff und klimaneutrale Kohlenwasserstoffe aus Strom und nachhaltiger Biomasse.

Die Kombination dieser drei grundlegenden Strategien zeigt sich in allen Studien und Szenarien zum Klimaschutz im Verkehr. Diese drei Strategien lassen sich unter anderem bezüglich der Höhe der THG-Minderung (Effektivität) und der Kosten für die Gesellschaft (Kosteneffizienz) einordnen. Eine gute Darstellung²³ dazu findet sich unter anderem in der Studie „Klimapfade für Deutschland“ (Gerbert et al. 2018). Die Zusammenhänge zwischen diesen Strategien zeigen sich auch in anderen Studien und Szenarien:

- Die **Vermeidung von Verkehren** und die **Verlagerung auf klimafreundliche Verkehrsmittel** (Maßnahmen 1 – 6 in Abbildung 51 aus „Klimapfade für Deutschland“) tragen nicht nur zum Klimaschutz bei, sie verringern sogar die gesellschaftlichen Kosten im Vergleich zum heutigen

²³ Abbildung 51 auf Seite 194 der Studie „Klimapfade für Deutschland“.

Verkehrssystem. Sie sind in ihrer Wirksamkeit beschränkt und können nicht alleine zur Erreichung der Klimaschutzziele beitragen. Je stärker diese Strategie jedoch zum Klimaschutz beiträgt, desto geringer sind die gesellschaftlichen Kosten der Dekarbonisierung des Verkehrssystems. Zumeist verbindet sich die Vermeidung und die Verlagerung von Verkehren mit weiteren Vorteilen wie die geringere Luftschadstoff- und Lärmbelastung.

Aus gesellschaftlicher Sicht sind Maßnahmen zur Vermeidung und Verlagerung von Verkehren hinsichtlich mehrerer Nachhaltigkeitsaspekte vorteilhaft.

- Die **Effizienzsteigerung** und die **Elektrifizierung der Antriebe** (Maßnahmen 7 – 18 und 23 – 24 in Abbildung 51 aus „Klimapfade für Deutschland“) sind ausreichend, um zusammen mit den Maßnahmen zur Vermeidung und Verlagerung die THG-Emissionen im Verkehrssektor um 80 % gegenüber dem Niveau von 1990 zu reduzieren. Verschiedene Antriebe (z. B. batterieelektrische Antriebsysteme, Brennstoffzellenantriebe) haben Vorteile gegenüber dem heutigen Standardantrieb, dem Verbrennungsmotor. Die Investitionen, die Fahrzeughersteller heute tätigen, deuten darauf hin, dass batterieelektrische Antriebssysteme zurzeit die zentrale Technologie für die Transformation der Fahrzeugindustrie hin zu lokal emissionsfreien Fahrzeugen sind. Die Vorteile der batterieelektrischen Fahrzeuge auf verschiedenen Ebenen (z. B. Kosten, Ressourceneffizienz) sind unter anderem die Folge der Effizienzvorteile des Elektromotors gegenüber Verbrennungsmotoren sowie der Möglichkeit, Strom ohne weitere chemische Umwandlungsprozesse zu nutzen. Gegenüber der Verwendung von E-Fuels ist um den Faktor 3,5 – 5 weniger Strom für dieselbe Wegstrecke notwendig, wenn der Strom direkt in den Fahrzeugen für den Vortrieb genutzt werden kann (Abbildung 4-1).

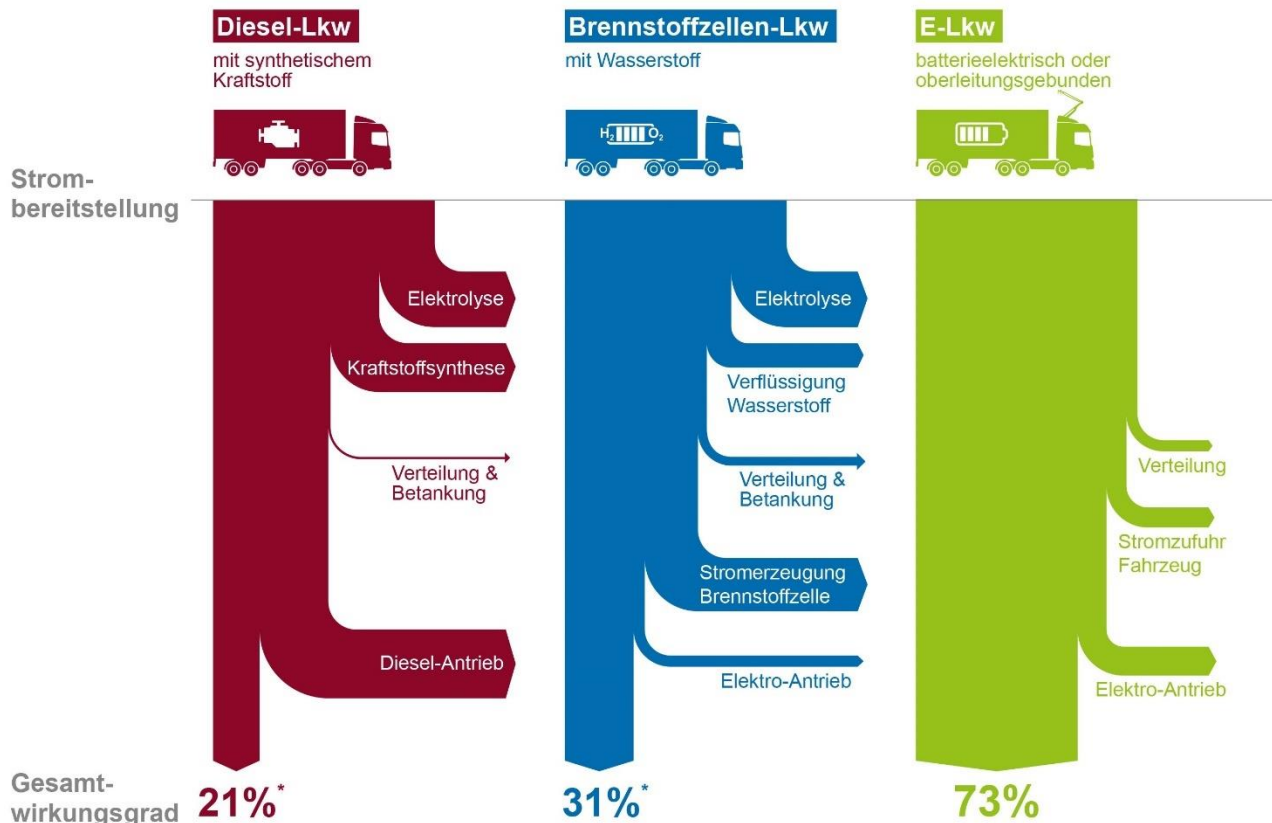
Für Umwelt- und Gesundheitsaspekte haben Fahrzeuge mit elektrischen Antrieben (batterieelektrische und Brennstoffzellenfahrzeuge) den Vorteil, lokal keine (Schadstoff)Emissionen zu erzeugen und auch weniger Lärmemissionen zu besitzen als verbrennungsmotorische Fahrzeuge. Die Herausforderung für batterieelektrische Fahrzeuge ist, über transparente Lieferketten soziale und ökologische Standards beim Abbau der eingesetzten Rohstoffe durchzusetzen.

Die Elektrifizierung des Verkehrs ist also ein zentrales Element für den Klimaschutz im Verkehrssektor. Welche Anwendungen (z.B. netzintegrierte Oberleitungs-Lkw) und welche Reichweiten (u.a. auch im Straßengüterverkehr) mittel- und langfristig durch elektrische Fahrzeuge erreicht werden, ist offen. Dies entscheidet darüber, welchen Anteil elektrifizierte Fahrzeuge im Bestand und an der Fahrleistung haben werden und wie stark diese Anwendungen von den Effizienzvorteilen der direkten Stromnutzung profitieren können.

- **THG-freie Kraftstoffe** (Maßnahme 19 – 22 und 25 in Abbildung 51 aus „Klimapfade für Deutschland“), zu denen die E-Fuels gehören, sind ein wesentlicher Bestandteil der Gesamtstrategie für den Klimaschutz im Verkehrssektor, wenn die THG-Emissionen im Verkehrssektor um 95 % und mehr reduziert werden sollen. Im Vergleich zu den vorigen beiden Strategien sind die gesellschaftlichen Kosten für die Nutzung THG-freier Kraftstoffe höher. Für Verkehrsmittel, die wegen der langen Transportdistanzen (z. B. Flugverkehr, Schiffsverkehr) Flüssigkraftstoffe, die eine hohe energetische Dichte besitzen, einsetzen müssen, sind E-Fuels neben Biokraftstoffen die einzige technisch verfügbare Lösung klimaneutral zu werden. Die Allokation dieser Kraftstoffe sollte also vor allem bei diesen Anwendungen stattfinden (siehe auch Kasten und Kühnel 2019). Inwieweit E-Fuels auch in anderen Anwendungen des Verkehrssektors (z. B. Langstrecken-Güterverkehr auf der Straße) für den Klimaschutz notwendig sind, hängt

davon ab, wie weit und mit welcher Geschwindigkeit sich die Transformation des Verkehrssektors hin zu anderen Antrieben als den Verbrennungsmotoren entwickelt.

Abbildung 4-1: Vergleich der Nutzungswirkungsgrade von Strom für verschiedene Antriebssysteme in Lkw



*bei Erschließung von Effizienzpotenzialen bei Elektrolyse, Kraftstoffsynthese und Brennstoffzelle

Quelle: Eigene Abbildung

Für die Einordnung der Nutzung von E-Fuels als Klimaschutzoption für den Verkehrssektor ist auch der Blick auf Klimaschutzoptionen des **Gesamtenergiesystems** hilfreich, da klimaneutraler Wasserstoff und dessen Folgeprodukte wie E-Fuels auch in anderen Sektoren Klimaschutzoptionen sind. Klimaschutzszenarien für Deutschland, die im Jahr 2050 über alle Sektoren mindestens die 95 %-ige Minderung der THG-Emissionen erreichen, weisen stark unterschiedliche Mengen an wasserstoffbasierten Sekundärenergieträgern und Rohstoffen auf.

In Szenarien, in denen Kohlenwasserstoffe (z.B. im Pkw-Verkehr) weiterhin stark nachgefragt werden und in denen sich die Elektrifizierung in verschiedenen Sektoren nur teilweise durchsetzt²⁴, steigt die Nachfrage nach wasserstoffbasierten Stoffen²⁵ auf rund 3.250 PJ (900 TWh) im Jahr 2050. In Szenarien, in denen in allen Sektoren Vermeidungsstrategien für die Energie- und Rohstoffnachfrage eine größere Rolle spielen und die Elektrifizierung über alle Sektoren eine

²⁴ Beispiele dafür sind das Szenario „Beharrung“ in Sterchele et al. (2020) und das Szenario PTX95 in Hohohm et al. (2018).

²⁵ In den Studien ist nicht immer klar dargestellt, wie sich die Nachfrage auf verschiedene Stoffe wie Wasserstoff, Methan und Flüssigkraftstoffen verteilt.

wesentliche Klimaschutzstrategie ist²⁶, reduziert sich dieser Wert auf bis zu rund 900 PJ (250 TWh). Je nach Gesamtstrategie für den Klimaschutz unterscheidet sich der Gesamtbedarf an klimafreundlichen Wasserstoff und Kohlenwasserstoffen erheblich. Die für den Verkehrssektor genannten Grundprinzipien für die Effektivität und Effizienz der einzelnen Grundstrategien ist allerdings für alle Sektoren ähnlich. Für stationäre Prozesse kommt zudem noch die Option der Abscheidung und Langfristspeicherung von Kohlendioxid (CCS) hinzu.

Die Strategie für die Allokation von Wasserstoff und seinen Folgeprodukten kann also nicht nur eine sektorspezifische sein, sondern muss über verschiedene Sektoren stattfinden. Der Einsatz klimaneutraler wasserstoffbasierter Rohstoffe als stoffliche und energetische Grundlage für Industrieprozesse sind für den Klimaschutz wahrscheinlich unvermeidbar: Es besteht ein Bedarf an Hochtemperaturwärme, der über wasserstoffbasierte Stoffe abgedeckt werden kann, und zusätzlich zu dem bestehenden Bedarf an Wasserstoff und Kohlenwasserstoffen als stoffliche Grundlage können neue wasserstoffbasierte Prozessrouten wie beispielsweise bei der Stahlerzeugung entstehen. Der Industriesektor wird – je nach politischer Steuerung – also auch kurz- bis mittelfristig ein wesentlicher Nachfrager nach wasserstoffbasierten Stoffen werden, wenn die Klimaschutzanforderungen auch in diesem Sektor ansteigen werden. Besondere Bedeutung haben dabei Investitionsentscheidungen in Prozesse und Anlagen mit Lebensdauern von 30 und mehr Jahren, die den Spielraum für mögliche Klimaschutztechnologien nach der Investition vorgeben.

Bei steigenden Anteilen der erneuerbaren Stromerzeugung ist es zudem unvermeidbar, dass Strom durch die Umwandlung in Wasserstoff langfristig gespeichert wird, um diese Energie in Stunden mit geringerer erneuerbarer Stromerzeugung wieder für die Stromerzeugung nutzen zu können. Im Strom- und im Industriesektor wird es also wie im Verkehrssektor Anwendungen geben, für die der Bezug wasserstoffbasierter Stoffe quasi ohne Alternative ist in einem annähernd klimaneutralen Energiesystem.

Klimafreundlicher Wasserstoff und seine Folgeprodukte werden aller Wahrscheinlichkeit nach nicht uneingeschränkt und nur zu hohen Kosten verfügbar sein. Es sollte daher von Anfang an der Anreiz geschaffen werden, die verfügbaren Stoffströme in solchen Anwendungen zu verwenden, die für den langfristigen Klimaschutz sehr wahrscheinlich auf Wasserstoff und wasserstoffbasierte Stoffe zugreifen müssen. Im Verkehrssektor sind dies der Flug- und Seeverkehr.

5 Schlussfolgerungen für den möglichen zeitlichen Verlauf der E-Fuel-Nutzung

Nach der Diskussion verschiedener Aspekte für die E-Fuel-Herstellung und Nutzung ist offensichtlich, dass E-Fuels für den Klimaschutz im Verkehrssektor benötigt werden, aber auch noch relevante Herausforderungen zu überwinden sind, damit sie die ihnen zugesprochene Rolle auch übernehmen können. Im Folgenden gehen wir also darauf ein, welche Aspekte die Einführung der E-Fuel-Produktion und der Nutzung beeinflussen können und welche Rahmenbedingungen existieren müssen, damit sie auch zum Klimaschutz beitragen. Denn Kapitel 3 zeigt, dass E-Fuels nur unter bestimmten Rahmenbedingungen zum Klimaschutz beitragen und im schlechtesten Fall Mehremissionen verursachen.

Techno-ökonomische Studien, die Mengenpotenziale für die E-Fuel-Produktion auf Basis von Wetterprofilen und einer Limitierung der Flächennutzung für gewisse Weltregionen bestimmen, gibt es mehrfach in der Literatur (Fasihi et al. 2017; Horvath et al. 2018). Das Ergebnis solcher Studien

²⁶ Ein Beispiel ist das Szenario „Suffizienz“ in Sterchele et al. (2020).

sind sehr große Mengenpotenziale für die Produktion an E-Fuels und weiteren synthetischen Stoffen. Diese Studien vernachlässigen aus unserer Sicht viele entscheidende Limitierungen für den Aufbau von E-Fuel-Produktionskapazitäten, wie sie teilweise auch in den vorigen Kapiteln dargestellt sind. Unserer Einschätzung nach zeigen solche rein techno-ökonomischen Studien vor allem den Umstand, dass weltweit genügend Flächen und Energie vorhanden sind, um potenziell sehr große Mengen an erneuerbaren Strom zu erzeugen. Inwieweit diese Potenziale erschlossen werden können, hängt von vielen weiteren Aspekten ab.

Analysen, die mehr Gesichtspunkte als Wetterprofile berücksichtigen und über einen Bottom-Up-Ansatz die Entwicklungsschritte einzelner Anlagen und Technologien einfließen lassen, sind uns nicht bekannt. Einige relevante Aspekte, die den Aufbau von Produktionskapazitäten beeinflussen werden und eine Bedeutung für die Entwicklung der Technologie haben, sind im Folgenden aufgelistet.

- Der **Stand der Technik** lässt heute nur kleine dezentrale Produktionsanlagen für die E-Fuel-Produktion zu, die Kohlendioxid aus dezentralen biogenen Industrieprozessen für die Herstellung der E-Fuels nutzen. Bei der Kraftstoffherstellung über die FT-Synthese begrenzt die Aufbereitung des Wasserstoffs und des Kohlendioxids zu Synthesegas die Größe der Produktionsanlagen; beim Pfad über die direkte Methanolsynthese (heute als kleine industrielle Anlage verfügbar) ist die bisher nicht durchgeführte Aufbereitung des Methanols zu Kerosin und Diesel eine Limitierung für einige mögliche nutzbare Endprodukte im Verkehrssektor. Für eine klimaneutrale Produktion der E-Fuels ist zudem die Kohlendioxidabscheidung aus der Luft eine entscheidende Schlüsseltechnologie, deren Betrieb bisher nur in Kleinanlagen stattfindet. Sollen PEM-Elektrolyseure für die Wasserstoffproduktion zum Einsatz kommen, ist die Reduktion der Iridium-Beladung als Katalysatoren ein notwendiger Entwicklungsschritt, ohne den der Einsatz von PEM-Elektrolyseuren im größeren Maßstab als sehr unwahrscheinlich erscheint.

Verschiedene Studien verweisen auf eine schrittweise Entwicklung und eine schrittweise Skalierung der E-Fuel-Produktion vom jetzigen Stand der Technik zu Anlagen in Industriestkala. (Timmerberg und Kaltschmitt 2019; DECHEMA 2019). Rein aus technischer Sicht sehen diese Studien eine Zeitskala von rund 10 Jahren als realistisch an, bis eine erste Produktionsanlage in Industriegröße den Betrieb aufnehmen kann. Darauf folgende Anlagen in Industriestkala sollten aus technischer Sicht mit weniger Zeitvorlauf die Produktion aufnehmen können. Timmerberg und Kaltschmitt (2019) geben in ihrer Einschätzung für einen idealen Verlauf aus rein technischer Sicht das Mengenpotenzial der E-Fuel-Produktion bis zum Jahr 2030 mit 30 PJ pro Jahr an²⁷. In diesem Fall hätte eine erste industrielle Anlage die Produktion an Kraftstoffen bereits aufgenommen. Ob die Kohlendioxidabscheidung aus der Luft innerhalb von 10 Jahren die Reife erlangt, für die industrielle Produktion von E-Fuels vollständig das Kohlendioxid zur Verfügung zu stellen, ist zu hinterfragen.

- Die Voraussetzung für die Klimaschutzwirkung der E-Fuels ist der Ausbau **zusätzlicher erneuerbarer Stromerzeugungskapazitäten**. Die Kraftstoffmenge von 30 PJ wäre mit den Effizienzannahmen aus Kapitel 2.4 mit einem zusätzlichen Strombedarf von 15 – 18 TWh

²⁷ Im Jahr 2018 lag der Bedarf an Flüssigkraftstoffen des Verkehrssektors (ohne die internationale Seeschifffahrt) laut AGEBA (2020) bei 2.696 PJ. BReg (2019) gibt den Kraftstoffbedarf der Seeschifffahrt mit 106 PJ für das Jahr 2016 an. 30 PJ entsprechen daher rund 1 % der heutigen Nachfrage nach flüssigen Kraftstoffen im Verkehrssektor.

verbunden²⁸. Bei der Produktion in Deutschland müssten für die Kraftstoffproduktion in dieser Größenordnung 485 – 610 Offshore-Windräder oder 2.300 – 2.900 Onshore-Windkraftanlagen²⁹ zusätzlich zu dem ohnehin angestrebten Ausbau der erneuerbaren Energien den Betrieb aufnehmen. An Standorten mit besseren Wetterprofilen für die erneuerbare Stromerzeugung würde sich die Anzahl der notwendigen Windkraftanlagen zwar reduzieren, diese Zahl verdeutlicht dennoch die enorme Herausforderung für den Aufbau erneuerbarer Stromerzeugungskapazitäten, wenn große Mengen an Produktionskapazitäten für E-Fuels in einem sehr kurzen Zeitraum aufgebaut werden sollen.

Neben dem rein physischen Aufbau der Anlagen sind Planungsprozesse, Beteiligungsprozesse der Bevölkerung, die Verfügbarkeit ausgebildeter Arbeiter, die notwendige Ausrüstung für den Aufbau der Anlagen, etc. notwendige Voraussetzungen dafür, dass diese Anzahl an neu errichteten Stromerzeugungsanlagen den Betrieb aufnehmen kann. Je nach Standort der Produktionsanlagen ergeben sich dadurch neue Herausforderungen; an neuen Standorten für die Kraftstoffproduktion kann zusätzlich noch der Aufbau für die **Transportinfrastruktur** von Kraftstoffen notwendig werden, damit der hergestellte Kraftstoff auch zu den Anwendern gelangen kann.

Es ist also offensichtlich, dass nicht nur durch die Herstellung der Kraftstoffe selbst eine Grenze für die Geschwindigkeit des Aufbaus der Herstellung nachhaltiger und klimafreundlicher E-Fuels existiert. Der mögliche Ausbau an erneuerbarer Stromerzeugung und anderen Infrastrukturen, die für die nachhaltige Produktion und den Transport der E-Fuels die Voraussetzung sind, können die Menge an verfügbaren, nachhaltigen E-Fuels begrenzen.

- Aus **Klimaschutzperspektive** ist der Aufbau eines **Verifizierungs- und Monitoringsystems** die Voraussetzung dafür, dass die in Kapitel 3 beschriebenen Anforderungen an den Strombezug – die Zusätzlichkeit der erneuerbaren Stromerzeugung, die geeignete Systemintegration in ein volatiles Stromsystem sowie die Kostengerechtigkeit für die zusätzliche Stromerzeugung – und den Kohlendioxidbezug auch bei der Produktion der E-Fuels wirklich ihre Anwendung finden. Die Europäische Kommission wird bis Ende des Jahres 2021 mit einem delegierten Rechtsakt im Rahmen der Erneuerbare-Energien-Richtlinie II erstmalig Kriterien für den Strombezug definieren, mit denen die Anforderungen für den Strombezug für die E-Fuel-Produktion festgeschrieben werden. Mit der Methode zur Berechnung der THG-Emissionen der E-Fuels besitzt die Europäische Kommission auch die Möglichkeit, Regularien für den Kohlendioxideinsatz in der E-Fuel-Produktion in einem delegierten Rechtsakt festzulegen.

Erfahrungen aus der Erneuerbare-Energien-Richtlinie zu den Biokraftstoffen zeigen, dass der Aufbau verlässlicher Verifizierungs- und Monitoringsysteme Zeit benötigt und nachträgliche Nachjustierungen der Kriterien wahrscheinlich sind. Es ist daher nicht unwahrscheinlich, dass erst Mitte der 2020er Jahre ein verlässliches System für die Verifizierung und das Monitoring der Nachhaltigkeit von E-Fuels existieren wird. Ein verlässliches und stabiles System für die Nachweisführung der Klimaschutzwirkung ist zusammen mit Instrumenten, die die Nachfrage

²⁸ Bei einer Produktion von 100 PJ würde der Strombedarf zusätzlich zu den ohnehin existierenden Ausbauzielen um 49 – 62 TWh ansteigen.

²⁹ Für die Rechnungen nehmen wir an, dass Onshore-Windkraftanlagen eine Nennleistung von 3 MW und 2.125 Volllaststunden besitzen. Bei Offshore-Windkraftanlagen ist die Leistung von 7 MW bei 4.325 Volllaststunden angenommen.

nach E-Fuels fördern und sicherstellen, die Voraussetzung für Investitionssicherheit und entsprechende Investitionen in die Produktion der E-Fuels.

- Aus der erweiterten **Nachhaltigkeitsperspektive** ist der frühzeitige Aufbau von Partnerschaften auf nationaler, administrativer Ebene, aber auch auf lokaler Ebene mit Stakeholdern und insbesondere der Zivilgesellschaft an den möglichen Produktionsstandorten zielführend, wenn die Herstellung der E-Fuels wegen besserer Standortbedingungen außerhalb Deutschlands stattfinden wird. Beteiligungsprozesse mit Stakeholdern und der Bevölkerung vor Ort sowie der Aufbau von lokalen Strukturen sind notwendig, damit auch die lokale Wirtschaft und Gesellschaft an möglichen Produktionsstandorten von der neuen Wertschöpfung profitieren und möglichst keine negativen Auswirkungen durch die Wasser- und Flächeninanspruchnahme auftreten. Auf nationaler Ebene ist es entscheidend, im Rahmen der Partnerschaften die Bedarfe möglicher Exportländer der E-Fuels aufzunehmen und eine sinnvolle Integration der E-Fuel-Produktion in die angestrebte Entwicklung der Exportländer anzustreben.

Ohne diese Austauschprozesse, in denen unterschiedliche Vorstellungen zwischen Export- und Importländern auftreten können, ist es unwahrscheinlich langfristig eine hohe Akzeptanz für die E-Fuel-Produktion von den Exportländern zu erhalten. Die Notwendigkeit, solche Partnerschaften aufzubauen und zu pflegen, geht mit einem Zeitaufwand einher. Ein schneller Aufbau sehr großer Produktionskapazitäten der E-Fuels an möglichen Produktions-Hot Spots ist also auch aufgrund dieses Aspektes nicht zielführend für eine langfristige Perspektive.

- Kapitel 4 zeigt mit dem Vergleich zu anderen Klimaschutzoptionen im Verkehr indirekt die hohen Kosten der Technologie. Für die Einführung der Technologie sind also **Instrumente und Maßnahmen** notwendig, die trotz der hohen Kosten eine Nachfrage nach den E-Fuels erzeugen. Die Anreize für die Nutzung der E-Fuels und anderer wasserstoffbasierter Stoffe sollten dabei so gesetzt werden, dass keine Lock-In-Situationen dafür geschaffen werden, die Energieträger in Anwendungen mit anderen vorteilhafteren Technologien langfristig zu nutzen. Der Anreiz sollte zumindest so gesetzt werden, dass die Kraftstoffe vor allem dort zum Einsatz kommen, wo sie auch langfristig wahrscheinlich benötigt werden.

Die genannten Aspekte zeigen auf, dass vielfältige Herausforderungen und „Zeitkonstanten“ für die Produktion und Nutzung nachhaltiger E-Fuels existieren. Wahrscheinlich ist – und das zeigen auch die meisten Langfristszenarien für den Klimaschutz –, dass relevante Mengen an E-Fuels erst nach dem Jahr 2030 für den Klimaschutz zur Verfügung stehen werden.

Literaturverzeichnis

- AGEB - AG Energiebilanzen e.V. (2020): Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2019, Stand: März 2020, 2020.
- Agora Verkehrswende; Agora Energiewende; Frontier Economics (2018): Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe, Studie. Berlin, 2018.
- Bertuccioli, L.; Chan, A.; Hart, D.; Lehner, F.; Madden, B.; Standen, E. (2014): Development of Water Electrolysis in the European Union. E4tech; Element Energy. Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (Hg.). Lausanne, 2014.
- BMVI - Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (Hg.) (2019): Wege zur Erreichung der Klimaziele 2030 im Verkehrssektor, Zwischenbericht 03/2019. Nationale Plattform Zukunft der Mobilität, Arbeitsgruppe 1. Berlin, 2019.
- BMWi - Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Hg.) (2019): Gewinner des Ideenwettbewerbs „Reallabore der Energiewende“, Steckbriefe. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2019.
- BReg - Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland (2019): Projektionsbericht 2019 für Deutschland, gemäß Verordnung (EU) Nr. 525/2013, 2019, zuletzt geprüft am 24.07.2019.
- Brynolf, S.; Taljegard, M.; Grahn, M.; Hansson, J. (2017): Electrofuels for the transport sector: A review of production costs. Chalmers University of Technology; Swedish Environmental Research Institute. Göteborg, 2017.
- DECHEMA - Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V. (Hg.) (2019): Optionen für ein nachhaltiges Energiesystem mit Power-to-X Technologien, Nachhaltigkeitseffekte - Potenziale Entwicklungsmöglichkeiten. 2. Roadmap des Kopernikus-Projektes „Power-to-X“: Flexible Nutzung erneuerbarer Ressourcen (P2X). Unter Mitarbeit von Ausfelder, F. und Dura, H., 2019.
- Ecoinvent Centre (Hg.) (2018): ecoinvent database v3.5, 2018.
- Fasihi, M.; Bogdanov, D.; Breyer, C. (2016): Techno-Economic Assessment of Power-to-Liquids (PtL) Fuels Production and Global Trading Based on Hybrid PV-Wind Power Plants, 10th International Renewable Energy Storage Conference, IRES 2016, 15-17 March 2016, Düsseldorf, Germany. In: *Energy Procedia* (99), S. 243–268, zuletzt geprüft am 05.12.2018.
- Fasihi, M.; Bogdanov, D.; Breyer, C. (2017): Long-term hydrocarbon trade options for Maghreb core region and Europe, Renewable Energy based synthetic fuels for a net zero emissions world. Lappeenranta University of Technology. Finland, 2017.
- Fröhlich, T.; Blömer, S.; Münter, D.; Brischke, L.-A. (2019): CO₂-Quellen für die PtX-Herstellung in Deutschland - Technologien, Umweltwirkung, Verfügbarkeit (ifeu paper, 03/2019). Institut für Energie- und Umweltforschung, September 2019. Online verfügbar unter https://www.ifeu.de/wp-content/uploads/ifeu_paper_03_2019_CO2-Quellen-f%C3%BCr-PtX.pdf, zuletzt geprüft am 15.03.2020.
- Gerbert, P.; Herhold, P.; Buchardt, J.; Schönberger, S.; Rechenmacher, F.; Krichner, A.; Kemmler, A.; Wunsch, M. (2018): Klimapfade für Deutschland. The Boston Consulting Group; Prognos. Bundesverband der deutschen Industrie (Hg.). Berlin, Basel, Hamburg, München, 2018.
- Hobohm, J.; Maur, A. auf der; Dambeck, H.; Kemmler, A.; Koziel, S.; Kreidelmeyer, S.; Piégsa, A.; Wendring, P.; Meyer, B.; Apfelbacher, A.; Dotzauer, M.; Zech, K. (2018): Status und Perspektiven flüssiger Energieträger in der Energiewende, Endbericht.

- Mineralölwirtschaftsverband e.V.; Institut für Wärme und Oeltechnik e.V.; Mittelständische Energiewirtschaft Deutschland e.V. und Bundesverband mittelständischer Mineralölunternehmen (Hg.). Berlin, 2018.
- Holen, G.; Bruknapp, R. (2019): 100% Carbon Neutral, Disrupt or be disrupted. Kraftstoffe der Zukunft - 16. Internationaler Fachkongress für erneuerbare Mobilität. Nordic Blue Crude. Berlin, 22.01.2019.
- Horvath, S.; Fasihi, M.; Breyer, C. (2018): Techno-economic analysis of a decarbonized shipping sector: Technology suggestions for a fleet in 2030 and 2040. In: *Energy Conversion and Management* (164), S. 230–241.
- IRENA - International Renewable Energy Agency (Hg.) (2018): Hydrogen from renewable power, Technology outlook for the energy transition. Abu Dhabi, 2018.
- Johnson, O. (2013): Exploring the Effectiveness of Local Content Requirements in Promoting Solar PV Manufacturing in India (Discussion Paper, 11/2013). Deutsches Institut für Entwicklungspolitik (Hg.). Bonn, 2013.
- Jones, E.; Qadir, M.; van Vliet, M. T.H.; Smakhtin, V.; Kang, S.-m. (2019): The state of desalination and brine production, A global outlook. In: *Science of The Total Environment* 657, S. 1343–1356. DOI: 10.1016/j.scitotenv.2018.12.076.
- Kasten, P.; Kühnel, S. (2019): Positionen zur Nutzung strombasierter Flüssigkraftstoffe (efuels) im Verkehr, Darstellung von Positionen verschiedener gesellschaftlicher Akteure zum Einsatz von efuels im Verkehr. Erstellt als Teil des Kopernikus Fördervorhabens Power2X - Erforschung, Validierung und Implementierung von „Power-to-X“-Konzepten gefördert durch BMBF Förderkennzeichen: 03SFK2H0. Öko-Institut. Berlin, 2019.
- Lauf, T.; Memmler, M.; Schneider, S. (2019): Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger, Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2018 (Climate Change, 37/2019). Umweltbundesamt (Hg.). Dessau-Roßlau, 2019.
- Malins, C. (2017): What role for electrofuel technologies in European transport's low carbon future?. Cerology, 2017.
- Pfennig, M.; Gerhardt, N.; Pape, C.; Böttger, D. (2017): Mittel- und Langfristige Potenziale von PtL und H2-Importen aus internationalen EE-Vorzugsregionen, Teilbericht im Rahmen des Projektes: Klimawirksamkeit Elektromobilität - Entwicklungsoptionen des Straßenverkehrs unter Berücksichtigung der Rückkopplung des Energieversorgungssystems in Hinblick auf mittel- und langfristige Klimaziele. Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik. Kassel, 2017.
- Roberts, D. A.; Johnston, E. L.; Knott, N. A. (2010): Impacts of desalination plant discharges on the marine environment, A critical review of published studies. In: *Water Research* 44 (18), S. 5117–5128. DOI: 10.1016/j.watres.2010.04.036.
- Schmidt, P. (2019): Hydrogen from electrolysis as a key element in PtX pathways – Scenarios for a massive scale-up. Fuels of the Future. 16th International Conference on Renewable Mobility. Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH. Berlin, 22.01.2019, zuletzt geprüft am 30.04.2019.
- Schmidt, P.; Weindorf, W.; Roth, A.; Batteiger, V.; Riegel, F. (2016): Power-to-Liquids, Potentials and Perspectives for the Future Supply of Renewable Aviation Fuel (Background). Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH; Bauhaus Luftfahrt e.V. Umweltbundesamt (Hg.). Dessau-Roßlau, 2016.

- Schüler, D.; Buchert, M.; Liu, R.; Dittrich, S.; Merz, C. (2011): Study on Rare Earths and Their Recycling, Final Report for The Greens/EFA Group in the European Parliament. Öko-Institut e.V. (Hg.). Darmstadt, 2011.
- Schüler, D.; Dolega, P.; Degreif, S. (2018): Social, economic and environmental challenges in primary lithium and cobalt sourcing for the rapidly increasing electric mobility sector, Strategic Dialogue on Sustainable Raw Materials for Europe (STRADE) (European Policy Brief, 06/2018). Öko-Institut, 2018.
- Siegemund, S.; Trommler, M.; Kolb, O.; Zinnecker, V.; Schmidt, P.; Weindorf, W.; Zittel, W.; Raksha, T.; Zerhusen, J. (2017): E-Fuels Study: The potential of electricity-based fuels for low-emission transport in the EU, An expertise by LBST and dena. Deutsche Energie-Agentur GmbH; Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH. Verband der Automobilindustrie (Hg.). Berlin, 2017.
- Smolinka, T.; Wiebe, N.; Sterchele, P.; Palzer, A.; Lehner, F.; Jansen, M.; Kiemel, S.; Miehe, R.; Wahren, S.; Zimmermann, F. (2018): Studie IndWEde, Industrialisierung der Wasser-elektrolyse in Deutschland: -Chancen und -Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme. Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme; E4tech; Fraunhofer Institut für Produktionstechnologie und Automatisierung. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (Hg.). Berlin, 2018.
- Sterchele, P.; Brandes, J.; Heilig, J.; Wrede, D.; Kost, C.; Schlegl, T.; Bett, A.; Henning, H.-M. (2020): Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem, Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen. Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme, 2020.
- Sunfire - Sunfire GmbH (2017): Erste kommerzielle Blue Crude-Produktion entsteht in Norwegen, Sunfire GmbH. Online verfügbar unter <https://www.sunfire.de/de/unternehmen/news/detail/erste-kommerzielle-blue-crude-produktion-entsteht-in-norwegen>, zuletzt geprüft am 15.03.2020.
- Terrapon-Pfaff, J.; Fink, T.; Viebahn, P.; Jamea, E. M. (2019): Social impacts of large-scale solar thermal power plants: Assessment results for eh NOOR₀ I power plant in Morocco. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (113).
- Timmerberg, S.; Kaltschmitt, M. (2019): Untersuchung zum PtX-Hochlauf, Wie schnell kann PtX produziert werden? VDI Expertenforum Schifftechnik - Antriebe der Zukunft. Technische Universität Hamburg. Hamburg, 29.03.2019.
- Viebahn, P.; Zelt, O.; Fishedick, M.; Hildebrand, J.; Heib, S.; Becker, D.; Horst, J.; Wietschel, M.; Hirzel, S. (2018a): Technologien für die Energiewende. Politikbericht an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Unter Mitarbeit von Neumann, S. (Wuppertal Report, 14). Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie; Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme; Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung. Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie (Hg.). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken, April 2018. Online verfügbar unter <https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/7080/file/WR14.pdf>, zuletzt geprüft am 15.03.2020.
- Viebahn, P.; Zelt, O.; Fishedick, M.; Wietschel, M.; Hirzel, S.; Horst, J. (2018b): Technologien für die Energiewende, Technologiebericht - Band 2. Teilbericht 2 zum Teilprojekt A im Rahmen des strategischen BMWi-Leitprojekts „Trends und Perspektiven der Energieforschung“ (Wuppertal Reports, 13.2). Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie; Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung und Institut für ZukunftsEnergieSysteme gGmbH (Hg.). Wuppertal, 2018.
- Wietschel, M.; Haendel, M.; Boßmann, T.; Deac, G.; Michaelis, J.; Doll, C.; Schломann, B.; Köppel, W.; Degünther, C. (2019): Integration erneuerbarer Energien durch Sektorkopplung: Analyse zu

technischen Sektorkopplungsoptionen (Climate Change, 03/2019). Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung; DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher-Instituts für Technologie. Umweltbundesamt (Hg.). Dessau-Roßlau, 2019.