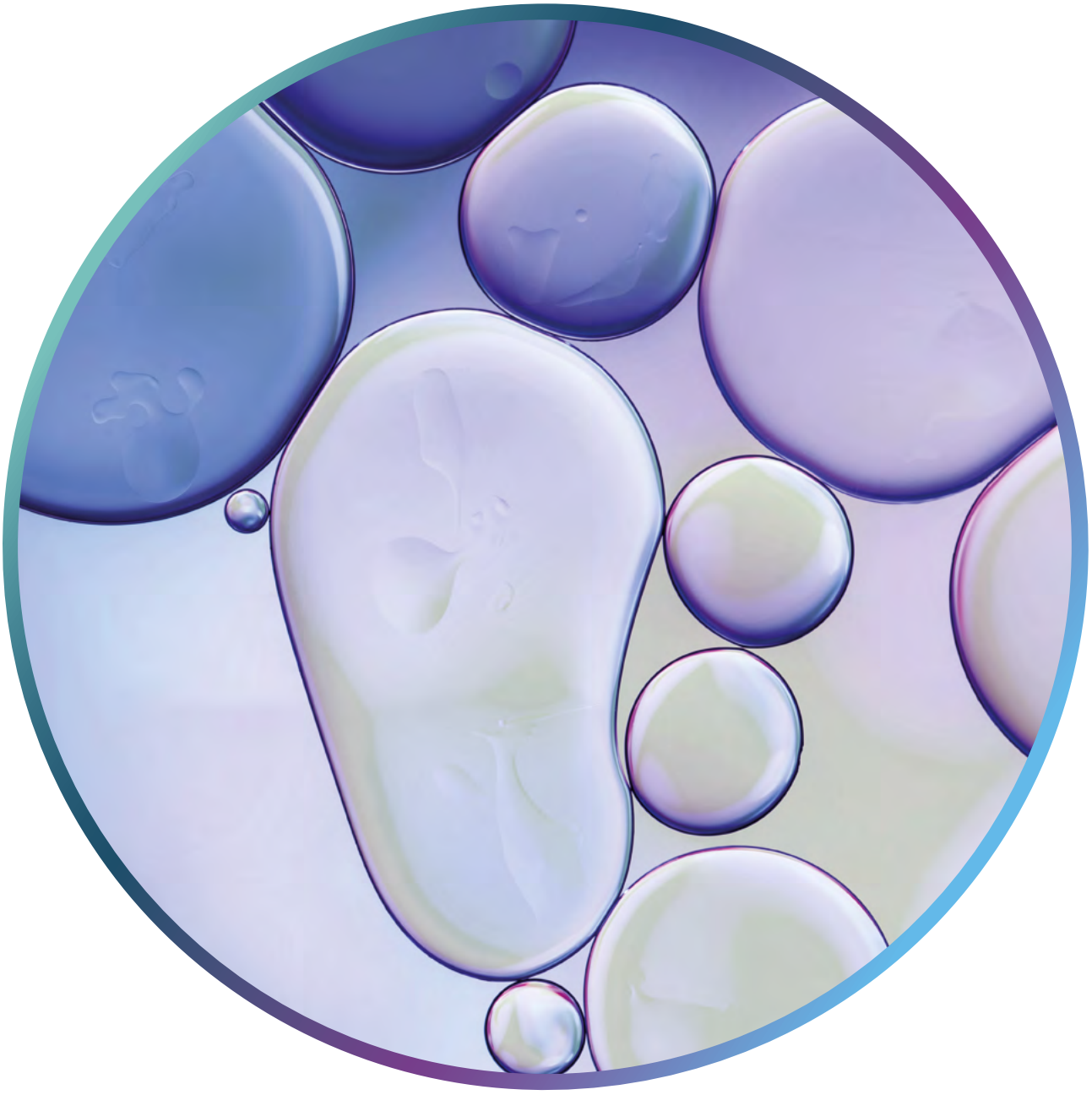
Agora Verkehrswende

Agora Energiewende

Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe

STUDIE



frontier economics

IMPRESSUM

Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe

ERSTELLT IM AUFTRAG VON

Agora Energiewende
www.agora-energiewende.de
info@agora-energiewende.de

Agora Verkehrswende
www.agora-verkehrswende.de
info@agora-verkehrswende.de

Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 Berlin
T +49. (0) 30 700 14 35-000
F +49. (0) 30 700 14 35-129

Projektleitung:
Dr. Matthias Deutsch, Agora Energiewende
matthias.deutsch@agora-energiewende.de

Dr. Urs Maier, Agora Verkehrswende
urs.maier@agora-verkehrswende.de

Satz:
INFOTEXT – Content & Grafikdesign
Lindenstraße 76 | 10969 Berlin

Titel: istock.com/surachetkhamsuk

Fassung vom 12.02.2018

129/04-S-2018/DE
07-2018-DE

DURCHFÜHRUNG DER STUDIE

Frontier Economics Ltd.
Im Zollhafen 24 | 50678 Köln

Dr. Jens Perner, Dr. Michaela Unteutsch,
Andrea Lövenich

DANKSAGUNG

Wir danken Marius Backhaus, Jonathan Beierl, Tobias Bischof-Niemz, Christian Breyer, Mahdi Fasihi, Andreas Graf, Peter Kasten, Alexandra Langenheld, Kerstin Meyer, Christoph Pellinger, Frank Peter, Christoph Podewils, Stephanie Ropenus, Oliver Schmidt, Lambert Schneider, Stephanie Searl, Oliver Then, Georg Thomaßen, Fritz Vorholz für hilfreiche Kommentare und allen Teilnehmern des Expertenworkshops für die Beiträge zur Diskussion. Die Verantwortung für die Ergebnisse liegt ausschließlich bei Frontier Economics und für die Schlussfolgerungen bei Agora Energiewende und Agora Verkehrswende.

Bitte zitieren als:
Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Frontier Economics (2018): Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe.

Die Zitationsempfehlungen für die Schlussfolgerungen und für den Hauptteil finden Sie auf den Seiten 7 und 43.

Vorwort

Liebe Leserin, lieber Leser,

gasförmige und flüssige synthetische Brennstoffe aus erneuerbar erzeugtem Strom stellen eine Ergänzung zu den energieeffizienteren direkt-erneuerbaren und direkt-elektrischen Dekarbonisierungsansätzen dar. Die Zahl der Szenarien mit einem umfangreichen Einsatz solcher Brennstoffe und einer zugrundegelegten massiven Kostensenkung nimmt gegenwärtig zu. Aber welche Annahmen stehen hinter dieser Kostensenkung? Um die weitere Diskussion darüber möglichst transparent führen zu können, haben Agora Verkehrswende und Agora Energiewende Frontier Economics damit beauftragt, Kostensenkungspfade für synthetische Brennstoffe und mögliche günstige Standorte für die Produktion des benötigten erneuerbaren Stroms im In- und Ausland zu untersuchen. Die Ergebnisse finden Sie in dem vorliegenden Bericht und in dem begleitenden Excel-Tool auf unseren Webseiten. Mit dieser Veröffentlichung möchten wir außerdem eine Diskussion um die Nachhaltigkeitsanforderungen an die Produktion synthetischer Brennstoffe und um mögliche Förderinstrumente anstoßen.

Wir wünschen Ihnen eine anregende Lektüre!

Ihr
Dr. Patrick Graichen,
Direktor Agora Energiewende
Christian Hochfeld,
Direktor Agora Verkehrswende

1	**Synthetische Brennstoffe werden eine wichtige Rolle bei der Dekarbonisierung von Chemie, Industrie und Teilen des Verkehrs spielen.** Neben chemischen Grundstoffen und Hochtemperatur-Prozesswärme geht es dabei um Flug- und Schiffsverkehr sowie möglicherweise um Teile des Straßenverkehrs. Da synthetische Brennstoffe immer teurer sein werden als direkt genutzter Strom, ist offen, wie groß ihre Bedeutung in anderen Sektoren sein wird.
2	***Power-to-Gas*- und *Power-to-Liquid*-Anlagen brauchen für einen wirtschaftlichen Betrieb günstigen Erneuerbaren-Strom und hohe Volllaststunden. Sie können daher nicht mit Überschussstrom betrieben werden.** Stattdessen werden explizit für diesen Zweck Erneuerbare-Energien-Anlagen gebaut werden müssen – entweder in Deutschland (Offshore-Windkraft) oder zum Beispiel in Nordafrika beziehungsweise im Nahen Osten (Onshore-Windkraft und/oder Photovoltaik). Dies würde Erdöl und Erdgas exportierenden Staaten auch eine Perspektive für ein postfossiles Geschäftsmodell ermöglichen.
3	**Synthetisches Methan und Öl kosten anfänglich in Europa etwa 20 bis 30 Cent pro Kilowattstunde. Die Kosten können bis 2050 auf etwa 10 Cent je Kilowattstunde sinken, wenn die global installierte *Power-to-Gas-/Power-to-Liquid*-Kapazität auf etwa 100 Gigawatt steigt.** Die avisierten Kostensenkungen bedingen erhebliche frühzeitige und kontinuierliche Investitionen in Elektrolyseure und CO_2-Absorber. Diese sind ohne politische Intervention oder eine hohe CO_2-Bepreisung nicht zu erwarten, denn die Herstellungskosten für synthetische Brennstoffe sind dauerhaft höher als die Förderkosten ihrer fossilen Alternativen.
4	**Wir brauchen einen Öl- und Gaskonsens, der den Ausstieg aus den Fossilen festlegt, effiziente Substitution priorisiert und über verpflichtende Nachhaltigkeitsregeln sowie Anreizinstrumente den Einstieg in synthetische Brennstoffe ermöglicht.** Strombasierte Brennstoffe sind keine Alternative, sondern eine Ergänzung zu Anwendungen mit geringeren Umwandlungsverlusten wie Elektroautos oder Wärmepumpen. Anwendungsspezifi-sche Ziele tragen dem Rechnung. Verbindliche Nachhaltigkeitsregeln sichern den Klimavorteil von *Power-to-Gas-/Power-to-Liquid*-Brennstoffen und schaffen Planungssicherheit.

Inhalt

Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe: Schlussfolgerungen aus Sicht von Agora Verkehrswende und Agora Energiewende

1. Schlussfolgerungen 9
2. Quellen 35

Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe Frontier Economics

3. Kurzfassung 45

4. Hintergrund, Zielsetzung und methodischer Ansatz der Studie 51
   - 4.1 Hintergrund der Studie 51
   - 4.2 Zielsetzung der Studie 53
   - 4.3 Methodisches Vorgehen und Aufbau des Berichts 53

5. Stromerzeugung 55
   - 5.1 Betrachtete Länder und Stromerzeugungstechnologien 55
   - 5.2 Annahmen zu Kosten, Volllaststunden und Lebensdauer von Erneuerbaren Energien 56
   - 5.3 Stromgestehungskosten 60

6. Umwandlungsprozesse 61
   - 6.1 Wasserstoffelektrolyse 62
   - 6.2 Methanisierung 66
   - 6.3 Herstellung flüssiger Kraftstoffe (Methanolsynthese und Fischer-Tropsch-Synthese) 72

7. Transport, Beimischung und Verteilung 77
   - 7.1 Transport 77
   - 7.2 Beimischung und Verteilung 78

8. Zusammenfassung der Kostenschätzung importierter synthetischer Brennstoffe bis 2050 81
   - 8.1 Übersicht der Kostenschätzungen 81
   - 8.2 Wesentliche Kostentreiber 86

9. Diskussion von Nachhaltigkeitskriterien für die betrachteten Erzeugungsoptionen 91

10. Fazit und Ausblick 95

11. Quellen 96

Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe

Schlussfolgerungen aus Sicht von Agora Verkehrswende und Agora Energiewende

Bitte zitieren als:
Agora Verkehrswende und Agora Energiewende (2018): Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe: Schlussfolgerungen aus Sicht von Agora Verkehrswende und Agora Energiewende. In: Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Frontier Economics (2018): Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe.

Agora Verkehrswende

Agora Energiewende

1 **Synthetische Brennstoffe werden eine wichtige Rolle bei der Dekarbonisierung von Chemie, Industrie und Teilen des Verkehrs spielen.**

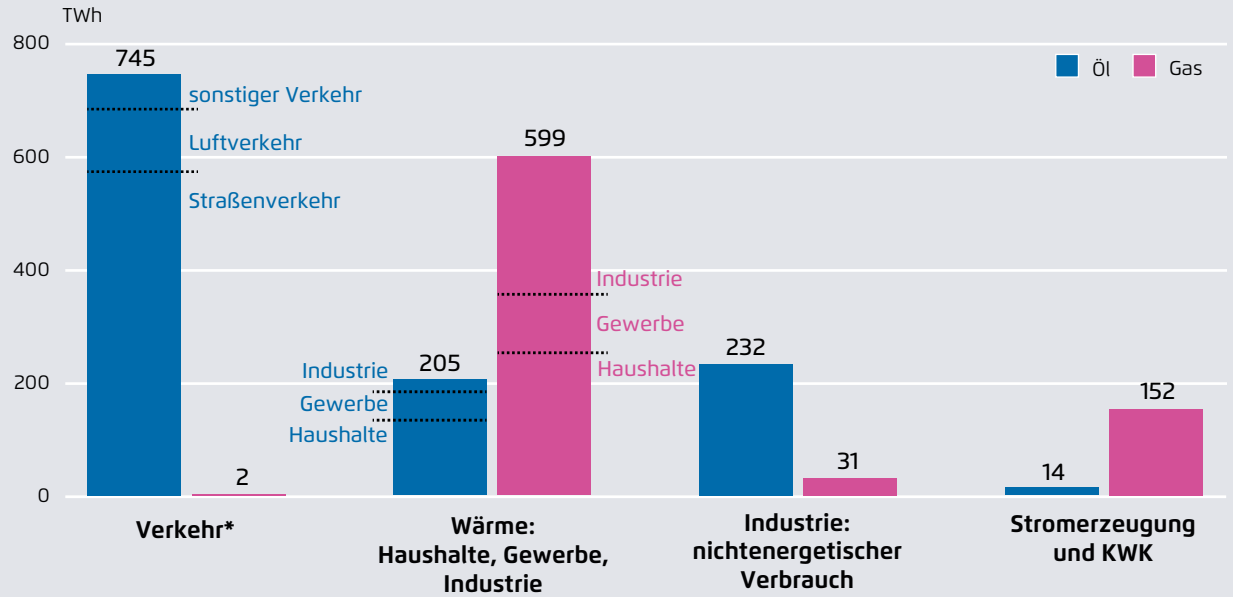
Steigende Klimaschutzanforderungen machen den Einsatz von synthetischen Brennstoffen notwendig.

Die Energieversorgung weiter Teile unserer Volkswirtschaft ist heute noch durch fossile Brennstoffe geprägt. Wie Abbildung 1 illustriert, wird Öl insbesondere in den Bereichen Verkehr und Wärme sowie für nicht energetische Anwendungen in der Industrie benötigt. Der größte Einzelposten ist dabei der Straßenverkehr. Gas kommt vor allem in den Bereichen Wärme und Stromerzeugung zum Einsatz.

Deutschland hat sich zum Ziel gesetzt, die Treibhausgasemissionen bis 2030 um mindestens 55 Prozent und bis 2050 um 80 bis 95 Prozent gegenüber 1990 zu verringern. Mit dem Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung sind erstmalig auch sektorenspezifische Emissionsminderungsziele bis 2030 formuliert: Im Gebäudesektor wird demnach eine Verringerung von 119 Millionen Tonnen CO_2-Äquivalenten (2014) auf 70 bis 72 Millionen Tonnen CO_2-Äquivalente bis 2030 und im Verkehrssektor von 160 Millionen Tonnen CO_2-Äquivalenten (2014) auf 95 bis 98 Millionen Tonnen CO_2-Äquivalente erforderlich.[1] Die wichtigsten energiepolitischen Strategien zur Zielerreichung bis 2030 bestehen für den Gebäude- und Verkehrssektor darin, die systemische und spezifische Energieeffizienz zu steigern, die Sektoren zu elektrifizieren, den Anteil Erneuerbarer Energien auszubauen sowie den Einsatz besonders CO_2-intensiver

1 Bundesregierung (2016)

Verwendung von fossilem Öl und Gas in Deutschland im Jahr 2015 in Terawattstunden Abbildung 1



* inklusive Kraftanwendungen im Gewerbe sowie Seeschifffahrt (Bunkerungen)

eigene Darstellung nach AGEB (2017)

fossiler Energieträger wie Kohle und Öl zu mindern.[2] Damit kommt Erdgas als CO_2-emissionsärmsten fossilen Energieträger bis 2030 für einige Anwendungen eine wichtige Rolle als Brückentechnologie zur Erreichung der Klimaschutzziele zu.[3]

Für den Zeitraum 2030 bis 2050 spielen in vielen Szenarien, die eine Erreichung der Klimaschutzziele modellieren, synthetische Brennstoffe eine wichtige Rolle. Je höher das Ambitionsniveau wird, desto mehr *Power-to-Gas* (PtG) und *Power-to-Liquid* (PtL) wird benötigt – aber schon ein mittlerer Zielpfad, der auf eine Emissionsminderung um 87,5 Prozent zusteuert, erfordert signifikante Mengen. Hinzu kommen noch jene Mengen, die der internationale Luft- und Seeschiffsverkehr benötigt.

Der wesentliche Grund für die Bedeutung von PtG/PtL liegt darin, dass es nicht genügend nachhaltig erzeugte Biomasse gibt, um überall da, wo Verbrennungsprozesse eine Rolle spielen, die eingesetzten Energieträger Kohle, Öl oder Gas durch Holz, Biogas oder Biokraftstoffe zu ersetzen. Denn das Potenzial der Biomasse zur energetischen Nutzung in Deutschland sowie global ist angesichts der Flächenkonkurrenz mit Nahrungs- und Futtermitteln stark limitiert. Zudem ist das Mengenpotenzial von Biomasse aus Abfällen und Reststoffen, bei denen die Flächenkonkurrenzen nicht auftreten, viel zu gering, um in ausreichender Menge Kraftstoff für den Verkehr liefern zu können.[4]

Strombasierte synthetische Brennstoffe[5] – im Folgenden kurz: synthetische Brennstoffe – tragen dann zur Dekarbonisierung bei, wenn sie aus erneuerbarem Strom erzeugt werden und gegebenenfalls benötigter Kohlenstoff klimaneutral bereitgestellt wird.[6] Besonders relevant sind dabei Wasserstoff als Ausgangsbasis sowie – darauf aufbauend – Methan und synthetische Flüssigkraftstoffe. Offen ist jedoch, welche Rolle sie spielen werden. Die Antwort auf diese Frage hängt in hohem Maße davon ab, zu welchen Kosten Brennstoffe bis wann wie CO_2-arm werden können.[7] Technische Fortschritte lassen es möglich erscheinen, synthetische Brennstoffe in großem Maßstab zu vertretbaren Kosten zu produzieren, sodass sie ein signifikanter Teil der Lösung sein könnten.

Die Vorteile dieser Brennstoffe gegenüber der direkten Nutzung von Strom bestehen in ihrer hohen Energiedichte, der Speicherbarkeit und der zum Teil bereits vorhandenen Infrastruktur – Eigenschaften also, die sie mit fossilen Brennstoffen gemeinsam haben. Über entsprechende Technologien und damit verbundene Anwendungsmuster entstanden in den Industriegesellschaften über einen langen Zeitraum weitreichende Routinen im Alltag. Synthetische, klimaneutrale Brennstoffe würden es also ermöglichen, die Anwendungsroutinen und Energiestrukturen im Wesentlichen so zu belassen wie heute.

Synthetische Brennstoffe haben einen großen Nachteil: Die geringe Energieeffizienz. Erhebliche Umwandlungsverluste erfordern große Strommengen für ihre Produktion.

2 Agora Energiewende (2017b). Im Verkehrssektor ist zudem die Mobilitätswende erforderlich, die eine Stärkung von Bahn, Bus und *Shared Mobility* beinhaltet (Agora Verkehrswende 2017). Zur Rolle der Energieeffizienz siehe Langenheld/Graichen (2017).

3 Zu den nicht zu ignorierenden Methanemissionen bei der Erdgasförderung siehe IEA (2017b).

4 Weltweit können Biokraftstoffe der zweiten Generation aus land- und forstwirtschaftlichen Reststoffen maximal zwischen 13 und 19 Exajoule Energie zur Verfügung stellen. Demgegenüber wird der weltweite Endenergieverbrauch des Verkehrs auf 100 bis 170 Exajoule im Jahr 2050 geschätzt (INFRAS, Quantis 2015).

5 Synthetische Heizstoffe werden zur Erzeugung von Wärme eingesetzt, Kraftstoffe zum Antrieb von Kraftmaschinen. Sowohl im Heiz- als auch Kraftstoffbereich können flüssige Brennstoffe (wie Heizöl, Benzin, Diesel) als auch gasförmige Brennstoffe (Wasserstoff, Erdgas, synthetisches Methan) eingesetzt werden.

6 Solarthermische Prozesse ohne Stromerzeugung (DLR 2017) werden hier nicht betrachtet.

7 BDEW et al. (2016)

Verglichen mit der direkten Nutzung von Strom ist die Herstellung synthetischer Brennstoffe mit hohen energetischen Umwandlungsverlusten verbunden. Dies hat zwei unmittelbare Folgen: Zum einen werden die Kosten für *Power-to-Gas* und *Power-to-Liquid* immer deutlich höher sein als die für die direkte Stromnutzung, zum anderen entsteht ein deutlich höherer Bedarf an Stromproduktion aus Wind und Sonne, verbunden mit dem damit einhergehenden Flächenbedarf.[8] Daher ist klar: Sollen synthetische Heiz- und Kraftstoffe in großem Umfang zum Einsatz kommen, können die dafür benötigten Strommengen aus Erneuerbaren Energien (EE) nicht in Deutschland produziert werden, sie sind dann zu importieren. Das globale Mengenpotenzial synthetischer Brennstoffe ist nicht Gegenstand dieser Untersuchung.[9]

Abbildung 2 illustriert die Umwandlungsverluste beziehungsweise Wirkungsgrade anhand von **Pkw mit unterschiedlichen Antriebskonzepten**, die alle von erneuerbar erzeugtem Strom ausgehen:[10] batteriebetriebenes Elektroauto, Brennstoffzellenauto und Auto mit Verbrennungsmotor. Mit der Umwandlung in jedem weiteren Einzelprozess verringert sich der jeweilige Gesamtwirkungsgrad. Der höchste Gesamtwirkungsgrad ergibt sich für das batteriebetriebene Elektroauto mit 69 Prozent, da die Verluste vergleichsweise gering ausfallen. An zweiter Stelle folgt das Brennstoffzellenauto mit 26 Prozent. Hier macht sich die Wasserstofferzeugung mittels Elektrolyse als Zwischenschritt deutlich bemerkbar. Am wenigsten effizient ist das Auto mit der Nutzung von synthetischen Kraftstoffen im Verbrennungsmotor, welches durch die doppelte chemische Umwandlung sowie den im Verhältnis besonders ineffizienten Verbrennungsmotor bei einem Gesamtwirkungsgrad von 13 Prozent landet. Zwischen dem verbrennungsmotorischen Konzept und dem batteriebetriebenen Elektroauto liegt also ein Faktor fünf. Anders ausgedrückt: Für die gleiche Fahrstrecke benötigt das Auto mit Verbrennungsmotor rund fünfmal so viel erneuerbaren Strom wie das batteriebetriebene Elektroauto. Dies bedeutet, dass deutlich mehr Anlagen zur Erzeugung von EE-Strom gebaut werden müssen als bei direkter Stromnutzung, verbunden mit entsprechend höheren Kosten der benötigten Umwandlungsanlagen und einem größeren Flächenbedarf.

Abbildung 3 zeigt Einzel- und Gesamtwirkungsgrade unterschiedlicher **Heizungssysteme** ausgehend von erneuerbar erzeugtem Strom. Den höchsten Gesamtwirkungsgrad erzielt mit 285 Prozent die elektrische Wärmepumpe, die anders als viele andere Technologien eine besondere Hebelwirkung aufweist: Mit ihr kann Umweltwärme (aus Luft, Boden, Wasser) eingebunden werden, deren Menge größer ist als der zum Betrieb der Wärmepumpe benötigte Strom, sodass Werte über 100 Prozent erreicht werden. Im hier gewählten Beispiel stellt die Wärmepumpe eine Wärmemenge zur Verfügung, die dreimal[11] so groß ist wie die dazu benötigte Strommenge. Danach folgt der Gasbrennwertkessel mit 50 Prozent. Hier ist die chemische Umwandlung verlustbehaftet, wohingegen der Transport verlustarm ist. Am Ende steht die Brennstoffzellenheizung mit 45 Prozent, deren Endprodukte sich allerdings zu etwa gleichen Anteilen in die zwei Komponenten Wärme (24 Prozent) und Strom (21 Prozent) aufteilen. Zwischen dem Gesamtwirkungsgrad der elektrischen Wärmepumpe und der Brennstoffzellenheizung steht ein Faktor sechs. Bezieht man sich auf die reine Wärmeproduktion der Brennstoffzelle (24 Prozent), beträgt dieser Faktor sogar etwa zwölf.

8 FENES et al. (2015). Im Fall von *Power-to-Gas* werden aus einer Kilowattstunde erneuerbar erzeugtem Strom nur 0,24 bis 0,84 Kilowattstunden Brennstoff erzeugt. Diese Bandbreite deckt unterschiedliche Prozessketten (von der reinen Elektrolyse bis hin zur Methanisierung) und Gasnetz-Druckstufen ab. Abwärmenutzung in *Power-to-Gas*-Anlagen kann dabei helfen, die Ausbeute zu verbessern (dena 2016).

9 Hier besteht Forschungsbedarf. Vgl. Fh-IWES (2017).

10 Beispielhafte Werte ohne Berücksichtigung der Vorketten.

11 Angenommen wird eine Jahresarbeitszahl von 3 abzüglich 5 Prozent Leitungsverlusten = 2,85.

Beide Abbildungen verdeutlichen die vergleichsweise hohen Umwandlungsverluste beim Einsatz synthetischer Brennstoffe.

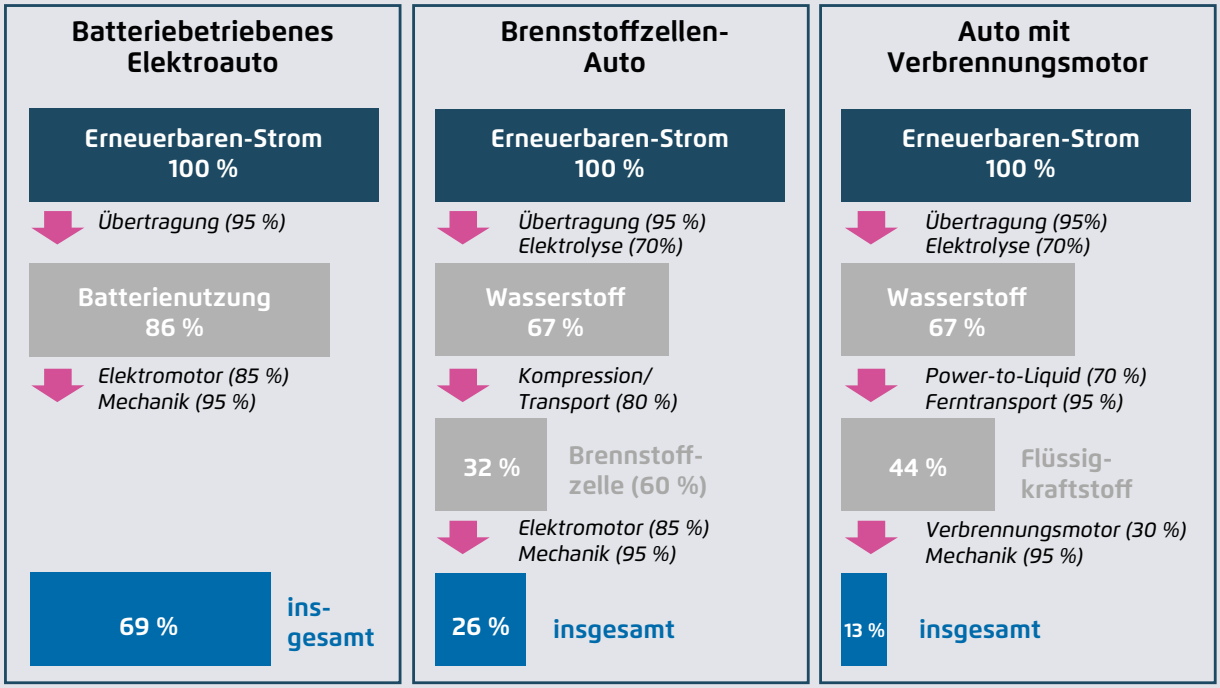
Solange nicht klar belegt ist, dass dieser unstrittige, auf der Physik beruhende Nachteil der synthetischen Brennstoffe durch andere Vorteile – zum Beispiel bei Infrastrukturkosten – überkompensiert werden kann, ist es naheliegend, zunächst technische Lösungswege mit geringeren Umwandlungsverlusten zu verfolgen.[12]

Synthetische Brennstoffe sollten im Verkehrs- und Wärmesektor vorrangig dort zum Einsatz kommen, wo eine effiziente, direkte Nutzung von Strom nicht möglich ist.

Im **Verkehrssektor** stellt die Elektromobilität hinsichtlich Effizienz und Kosten den Maßstab für Antriebe auf der Schiene, bei Pkw und leichten Nutzfahrzeugen, bei Bussen im ÖPNV sowie bei Lkw im Stadtverkehr sowie auf kurzen Strecken und mit guten Lademöglichkeiten dar. Etwas differenzierter ist die Situation bei schweren Lkw im Fernverkehr zu betrachten. Sie lassen sich nach heutigem Kenntnisstand nicht ausschließlich mit den Batterien betreiben, die sich heute und in den nächsten Jahren in der Massenproduktion befinden werden. Sie benötigen daher mindestens zusätzlich Oberleitungen für die Versorgung mit Strom – oder einen

12 Die Rolle insbesondere der Infrastrukturkosten sollte weiter untersucht werden. Ein erster Beitrag hierzu wurde vom FNB Gas (2017) vorgelegt.

Einzel- und Gesamtwirkungsgrade von Pkw mit unterschiedlichen Antriebskonzepten ausgehend von erneuerbar erzeugtem Strom — Abbildung 2

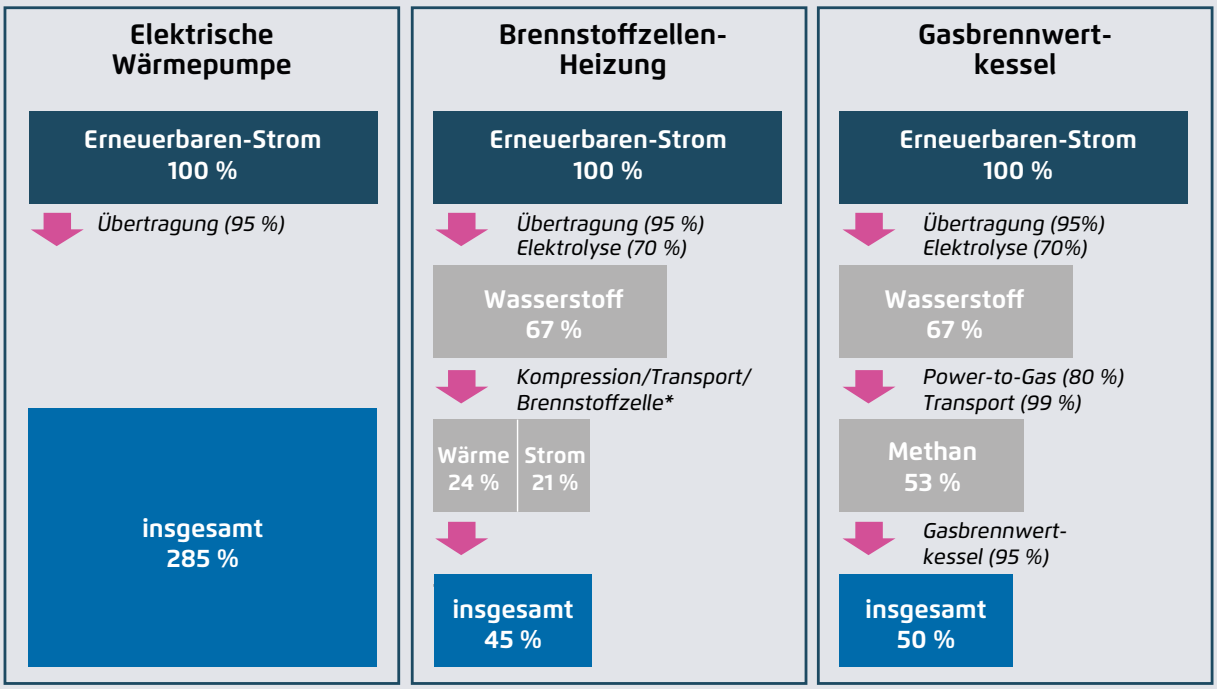


Hinweis: Einzelwirkungsgrade in Klammern. Durch Multiplikation der Einzelwirkungsgrade ergeben sich die kumulierten Gesamtwirkungsgrade in den Kästen.

eigene Berechnung auf der Grundlage von acatech et al. (2017a), Abbildung 5

Einzel- und Gesamtwirkungsgrade unterschiedlicher Heizungssysteme ausgehend von erneuerbar erzeugtem Strom

Abbildung 3



* Wirkungsgrade: 80 Prozent (Kompression/Transport) und 85 Prozent (Brennstoffzelle insgesamt, davon 45 Prozent Wärme, 40 Prozent Strom)

Hinweis: Einzelwirkungsgrade in Klammern. Durch Multiplikation der Einzelwirkungsgrade ergeben sich die kumulierten Gesamtwirkungsgrade in den Kästen. Für die Wärmepumpe wird eine Jahresarbeitszahl von drei angenommen.

eigene Berechnung auf der Grundlage von acatech et al. (2017 a,b), Köppel (2015), FENES et al. (2015)

Verbrennungsmotor beziehungsweise eine Brennstoffzelle. Auch die Kombination verschiedener Antriebssysteme für die Strecken abseits eines noch zu errichtenden Oberleitungssystems ist denkbar. In diesen Fällen wären schwere Lkw im Fernverkehr in einem dekarbonisierten Verkehrssystem auf synthetische Brennstoffe angewiesen. Auch für den Flug- und Seeschiffsverkehr kommt eine direkte Stromnutzung nach derzeitigem Stand der Diskussion nur sehr eingeschränkt infrage.[13] Sie benötigen deshalb klimaneutrale synthetische Kraftstoffe: Wasserstoff für Brennstoffzellen oder CO_2-basiertes synthetisches Methan beziehungsweise Flüssigkraftstoff für Verbrennungsmotoren (siehe Spalten 2 und 3 in Tabelle 1). Vergleichbares gilt für Baumaschinen oder schwere Landmaschinen, die auch in Zukunft vermutlich nur in Einzelfällen direkt-elektrisch betrieben werden können[14] und daher auf synthetische Kraftstoffe angewiesen sein werden.

Im **Gebäudewärmesektor** sind der direkte Einsatz Erneuerbarer Energien (das heißt vor allem die

13 Agora Verkehrswende (2017), S. 60; Umweltbundesamt (2016), S. 1; vgl. *Flugrevue* (2017), *Maritime Journal* (2017); acatech et al. (2017b).

14 Vgl. Electrive (2017).

Nutzung von Tiefengeothermie und Solarthermie)[15] sowie die Wärmepumpe, die mit erneuerbarem Strom versorgt wird, aus Effizienzgesichtspunkten das Mittel der Wahl. Die Einschränkung für ihren Einsatz besteht darin, dass Bestandsgebäude vor dem Einsatz von Wärmepumpen hinreichend gedämmt werden müssen, um eine Wärmepumpe sinnvoll einsetzen zu können. Ist dies – aus welchen Gründen auch immer – nicht möglich, können synthetische Brennstoffe eine Alternative sein; entweder als alleiniger Energieträger – mit Brennstoffzellen-KWK oder Brennwertkessel – oder im Verbund mit Wärmepumpen als Hybridheizungen.[16]

Der **Wärmebedarf der Industrie** bezieht sich vor allem auf Prozesswärme. Für niedrige Temperaturen (nach aktuellem Stand bis etwa 75 Grad Celsius, perspektivisch mit neuen Kältemitteln bis etwa 140 Grad Celsius)[17] können auch hier Wärmepumpen den Wärmebedarf am effizientesten decken. Allerdings wurden im Jahr 2014 rund 60 Prozent der industriellen Wärme auf einem Temperaturniveau über 200 Grad Celsius nachgefragt,[18] für die Wärmepumpen dann nicht mehr infrage kommen. Auch wenn hier teilweise andere Verfahren für direkt-elektrische Prozesswärmeanwendungen in der Industrie[19] zur Anwendung kommen können, verbleibt doch auch ein großer industrieller Wärmebedarf, der nur über Verbrennungsprozesse gedeckt werden kann.[20] Hierfür werden synthetische Brennstoffe erforderlich sein.

Angesichts der hohen Umwandlungsverluste kommen synthetische Brennstoffe in den bisher vorliegenden Klimaschutzszenarien für das Energiegesamtsystem, die die Zielerreichung unterstellen, bis zum Jahr 2050 typischerweise dann zum Einsatz, wenn keine realistischen effizienteren Alternativen absehbar sind.

Tabelle 1 bietet einen Überblick zu direkt-elektrischen Ansätzen und synthetischen Brennstoffen nach Sektoren und Anwendungen.

Neben der Nutzung für Verkehr und Wärme sind synthetische Brennstoffe wichtig als Langzeitstromspeicher und um chemische Grundstoffe klimaneutral herstellen zu können.

In der **Industrie** gibt es eine Vielzahl von Wasserstoffanwendungen wie die Ammoniakherstellung oder die Direktreduktion von Eisenerz in der Stahlerzeugung.[21] Bisher wird der dafür benötigte Wasserstoff meist auf Basis von fossilen Brennstoffen gewonnen. In einer dekarbonisierten Zukunft muss dieser durch erneuerbaren Strom hergestellt werden. Zudem sind **organische chemische Grundstoffe** wie Methanol oder Ethylen auf Kohlenstoff als Ausgangsmaterial angewiesen. Dieser wird bisher vor allem aus Erdöl und Erdgas gewonnen und wird langfristig klimaneutral bereitgestellt werden müssen. Kohlenstoff aus synthetischen Brennstoffen könnte hierfür die Ausgangsbasis bieten. Für die wichtigsten Grundstoffe der chemischen Industrie wurde in der Euro-

15 Der direkte Einsatz Erneuerbarer Energien wird im Folgenden nicht mehr explizit angesprochen, ist aber – wo relevant – immer auch als prioritäre Alternative zum Einsatz von erneuerbarem Strom und synthetischen Brennstoffen zu prüfen.

16 Ein schlecht isoliertes Bestandsgebäude ohne weitere Dämmung mit 100 Prozent synthetischen Brennstoffen zu beheizen dürfte allerdings langfristig sehr unwirtschaftlich werden – insbesondere, wenn die Nachfrage aus zahlungskräftigeren Sektoren den Brennstoffpreis ansteigen lässt. Eine weitere Vertiefung der möglichen Bedeutung von *Power-to-Gas* im Gebäudewärmesektor im Zusammenhang mit Gebäudeeffizienz analysieren ifeu et al. (in Arbeit).

17 Dies ist insbesondere für die Nahrungsmittel-, Papier- und Chemieindustrie relevant (VDE-ETG 2015).

18 Fh-IWES/IBP (2017)

19 Diese Verfahren bauen auf physikalische Effekte wie Widerstandserwärmung, Induktion, Strahlung und Plasmen auf. So werden beispielsweise im Elektrostahlofen Temperaturen von bis zu 3.500 Grad Celsius erzeugt (VDE-ETG 2015).

20 Nach Blesl et al. (2015) kann dieser auf etwa 200 Terawattstunden im Jahr 2050 geschätzt werden.

21 IEA (2017)

Priorisierung von Optionen zur Dekarbonisierung nach Sektoren und Anwendungen Tabelle 1

Dekarbonisierungsoptionen	Prioritär direkte Stromnutzung*	Ergänzend synthetische Brennstoffe**	
		Wasserstoff***	CO_2-basiertes PtG und PtL
Verkehr	Züge und Bahnen, Busse und Lkw auf kürzeren Strecken, Oberleitungs-Lkw und -Reisebusse auf längeren Strecken, Pkw, Zweiräder, Binnenschiffe (je nach Verwendungszweck)	Fernverkehrs-Lkw und -Busse abseits von Oberleitungen, Binnenschiffe (je nach Verwendungszweck)	Luft- und Seeschiffsverkehr, Fernverkehrs-Lkw und Busse abseits von Oberleitungen, Binnenschiffe (je nach Verwendungszweck)
Wärme	Niedertemperaturwärme mit Wärmepumpen in hinreichend gedämmten Gebäuden und in der Industrie	Brennstoffzellen-KWK in Bestandsgebäuden mit erheblichen Dämmrestriktionen	Bestandsgebäude mit erheblichen Dämmrestriktionen und Hybridheizungen mit unterstützendem Kessel
	Hochtemperaturprozesswärme mit direkt-elektrischen Verfahren (Widerstandsheizung, Plasma etc.)	Hochtemperaturprozesswärme für schwer elektrifizierbare Anwendungen	Hochtemperaturprozesswärme für schwer elektrifizierbare Anwendungen
Industrie		Ammoniakherstellung; Direktreduktion von Eisenerz in der Stahlherstellung	Kohlenstoffquelle für organische chemische Grundstoffe
Strom	Kurzzeitspeicherung	Langzeitspeicherung und Rückverstromung in Gasturbinen und Wasserstoffverbrennungsmotoren	Langzeitspeicherung und Rückverstromung in Gasturbinen
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	stationäre und zum Teil mobile Kraftanwendungen in Bau, Landwirtschaft, Logistik	mobile Kraftanwendungen in Bau, Landwirtschaft, Logistik, Militär	mobile Kraftanwendungen in Bau, Landwirtschaft, Logistik, Militär

* oder zum Teil direkte Erneuerbare-Energien-Nutzung wie Solarthermie
** oder zum Teil direkte Erneuerbare-Energien-Nutzung über Biomasse
*** in der Regel zur Verwendung in Brennstoffzellen, sofern nicht anders spezifiziert

Hinweis: Einige Ansätze befinden sich noch in der Entwicklung. Diese Übersicht beinhaltet nicht alle denkbaren Anwendungen.

Eigene Zusammenstellung basierend auf acatech et al. (2017b); Blesl et al. (2015); DECHEMA (2017a); dena (2017a:8); dena (2017c); IEA (2015); IEA (2017); ifeu et al. (2016); Larfeldt et al. (2017); Öko-Institut et al. (2015); Steward et a. (2009); FENES et al. (2014); Fh-ISI et al. (2017a); Fh-ISI et al. (2017b); Fh-IWES/IBP (2017); UBA (2016).

päischen Union bis 2050 ein Bedarf an CO_2 als Rohstoff im Bereich von 50 bis 300 Millionen Tonnen CO_2 pro Jahr ermittelt. Hinzu kommt ein ähnlicher großer Bedarf zur Anwendung in Brennstoffen, sodass sich insgesamt ein Bedarf von bis zu 670 Millionen Tonnen CO_2 pro Jahr ergibt.[22]

Im **Stromsektor** wird bei hohen Anteilen Erneuerbarer Energien die Langzeitspeicherung von synthetischem Methan zur Rückverstromung in Zeiten mit geringer Einspeisung aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen sehr wichtig. [23] Die Rückverstromung mit Wasserstoff in Gasturbinen wird bisher vor allem als Wasserstoff-Beimischung zu Erdgas und in Form von Ammoniak als Brennstoff diskutiert.[24] Darüber hinaus ist die Nutzung im Wasserstoffverbrennungsmotor denkbar.[25]

22 DECHEMA (2017b)

23 FENES et al. (2014)

24 Diskutiert werden bisher Wasserstoffbeimischungen im Bereich von – je nach Gasturbinentechnologie – 25 Prozent bis 45 Prozent. Siehe dazu Larfeldt et al (2017).

25 IEA (2017); Steward (2009).

2 Power-to-Gas- und Power-to-Liquid-Anlagen brauchen für einen wirtschaftlichen Betrieb günstigen Erneuerbaren-Strom und hohe Volllaststunden. Sie können daher nicht mit Überschussstrom betrieben werden.

***Power-to-Gas*- und *Power-to-Liquid*-Anlagen müssen für einen wirtschaftlichen Betrieb zwei Bedingungen erfüllen: hohe Volllaststunden und günstigen Erneuerbaren-Strom.**

- *Hohe Volllaststunden:* PtG/PtL-Anlagen sind kapitalintensive Güter mit hohen Fixkosten. Jede zusätzlich erreichbare Betriebsstunde ist folglich für die Kosten der synthetischen Brennstoffe zentral, denn je höher die Auslastung der Anlagen, desto günstiger der Brennstoff. Um wirtschaftlich betrieben werden zu können, brauchen *Power-to-Gas*- und *Power-to-Liquid*-Anlagen daher eine Volllaststundenzahl von mindestens 3.000 bis 4.000 Stunden pro Jahr.[26]
- *Günstigen Erneuerbaren-Strom:* Die variablen Kosten einer PtG/PtL-Anlage werden aufgrund der Umwandlungsverluste von den Stromkosten dominiert. So kann man als grobe Faustformel sagen, dass die Energiekosten zur Herstellung von synthetischem Methan doppelt so hoch sind wie die jeweiligen Kosten der Stromproduktion. Das heißt bei Strombezugskosten von fünf Cent je Kilowattstunde hat synthetisches Methan Energieproduktionskosten von zehn Cent je Kilowattstunde. Hierzu müssen neben den Kapitalkosten für die Anlagen noch die Kosten für Wasser und CO_2 hinzugefügt werden. Um wirtschaftlich betrieben werden zu können, brauchen *Power-to-Gas*- und *Power-to-Liquid*-Anlagen daher zwingend günstigen Erneuerbaren-Strom.

Nimmt man diese Bedingungen zusammen, dann brauchen PtG-/PtL-Anlagen für einen wirtschaftlichen Betrieb kostengünstigen Erneuerbaren-Strom an mindestens 3.000 bis 4.000 Stunden pro Jahr. Die Konsequenz ist, dass die in der Diskussion oft geäußerte Hoffnung, PtG-/PtL-Anlagen könnten mit erneuerbarem „Überschussstrom" betrieben werden, nicht trägt.[27] Denn weder systemweite Stromüberschüsse noch Abregelungen Erneuerbarer-Energien-

26 acatech et al. (2015)

27 Shell (2017) schreibt zum Beispiel in der Zusammenfassung: „Große Zukunftspotenziale werden in der Elektrolyse aus überschüssigem erneuerbaren Strom gesehen." Siehe auch DVGW (2017), GP JOULE (2017), VKU (2017).

Anlagen aufgrund lokaler beziehungsweise regionaler Netzengpässe sind in dieser Größenordnung in der absehbaren Zukunft zu erwarten:

- Im Fall eines **systemweiten Bilanzüberschusses** wird im gesamten Marktgebiet zu einem bestimmten Zeitpunkt mehr Strom aus Erneuerbaren Energien produziert, als verbraucht werden kann. Die Residuallast – die Differenz aus Last und fluktuierender Erneuerbare-Energien-Erzeugung – ist also negativ.[28] Eine hundertprozentige Deckung der Nachfrage mit Erneuerbaren Energien wurde bisher in Deutschland zu keiner Stunde erreicht.[29] Mit zunehmendem Anteil von Stromerzeugung aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien werden allerdings in Zukunft öfter Stunden mit mehr als 100 Prozent Erneuerbare-Energien-Abdeckung auftreten: Bis zu einem Anteil von knapp 55 Prozent Wind- und Solarenergie sind weniger als 1.000 Stunden pro Jahr an Überschüssen zu erwarten. Ab etwa 65 Prozent Wind- und Solarenergie steigt die Zahl auf rund 2.000 Stunden pro Jahr und bei etwa 90 Prozent Wind- und Solarenergie auf knapp 4.000 Stunden pro Jahr (siehe Abbildung 4).[30]
- Im Fall von **lokalen und regionalen Netzengpässen** kann erzeugter Erneuerbare-Energien-Strom nicht komplett vor Ort verbraucht und auch nicht in weiter entfernte Regionen übertragen werden, weil das Übertragungsnetz noch nicht hinreichend ausgebaut ist. Stattdessen werden die entsprechenden EE-Anlagen, die zumeist an das Verteilnetz angeschlossen sind, häufig abgeregelt. Die Gründe für die Abregelungen liegen allerdings überwiegend im Übertragungsnetz. Die damit zusammenhängende Ausfallarbeit ist in den letzten Jahren stark gestiegen und betrug 2015 deutschlandweit knapp 4,4 Terawattstunden, davon etwa 3 Terawattstunden allein in Schleswig-Holstein.[31] Würden bis 2025 die Ziele der Schleswig-Holsteinischen Landesregierung für den Windenergieausbau umgesetzt, ohne das Übertragungsnetz weiter auszubauen, so würde es in maximal 1.600 Stunden pro Jahr in Schleswig-Holstein zu Abregelungen aufgrund von nicht transportierbaren Strommengen kommen.[32]

Der oft genannte „Überschussstrom" stellt also schon in dieser Ausgangsbetrachtung rein mengenmäßig keine ausreichende Basis für den wirtschaftlichen Betrieb von PtG-/PtL-Anlagen in Deutschland dar.[33] Hinzu kommt, dass diese Anlagen lokal mit weiteren, oft erheblich kostengünstigeren zuschaltbaren Lasten im Markt für Flexibilität konkurrieren werden, wie *Power-to-Heat*, Speichern und Industrieanwendungen.[34]

28 Als Indikator hierfür werden oft negative Strompreise herangezogen. Allerdings ist es bisher so, dass negative Strompreise in Deutschland vor allem aus einer Inflexibilität konventioneller Kraftwerke und dem sogenannten *Must-run*-Sockel resultieren (Energy Brainpool 2014).

29 Im Jahr 2016 (2017) gab es zwar 97 (146) Stunden mit negativen Strompreisen; der höchste Anteil Erneuerbarer Energien am Stromverbrauch lag allerdings bei 86 (88,6) Prozent (Agora Energiewende 2017a, 2018).

30 acatech et al. (2015) ziehen die Anteile an fluktuierenden Erneuerbaren Energien direkt aus acht existierenden Szenarien heran und berechnen für diese für ein einheitliches Wetterjahr (2008) mit einheitlicher Lastcharakteristik die jeweilige Anzahl an Stunden mit Überschussstrom. Ein europäischer Stromaustausch wird dabei nicht berücksichtigt.

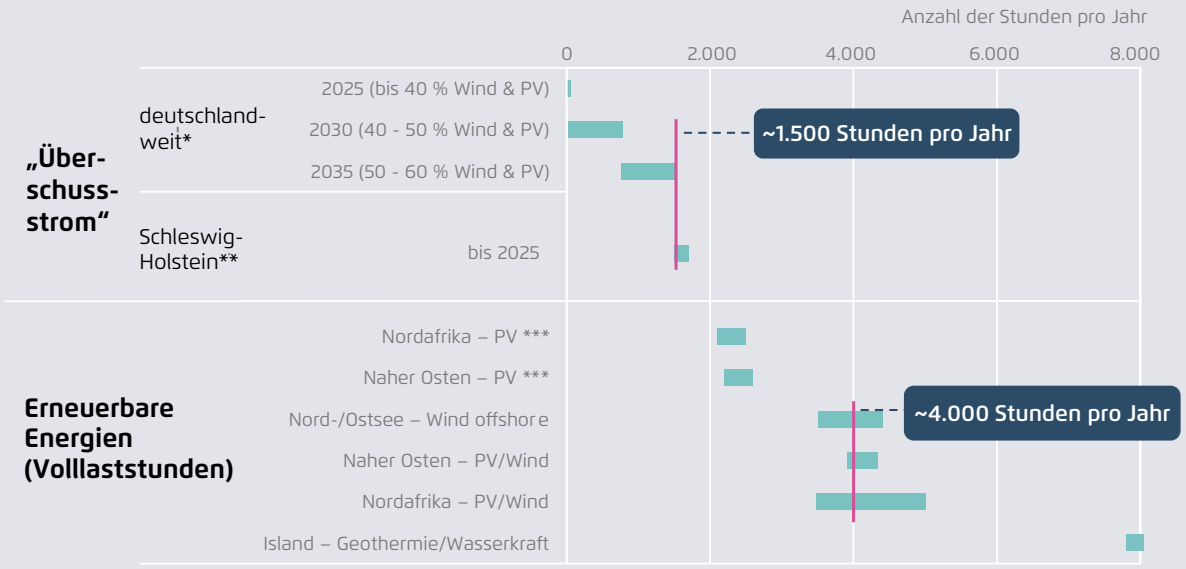
31 Agora Energiewende (2017c)

32 Nach Umsetzung der erwarteten Netzausbaumaßnahmen würden diese Abregelungen allerdings nicht mehr auftreten. GP JOULE (2017); Ecofys/Fh-IWES (2014); vgl. auch ChemCoast (2013).

33 Die ergänzende Nutzung von Graustrom oder zertifiziertem EE-Strom aus Altanlagen würde die systemische Klimabilanz synthetischer Brennstoffe deutlich verschlechtern (vgl. Ausführungen weiter unten).

34 *GP JOULE (2017); acatech et al.* (2015); Michaelis et al. (2016). Nichtsdestotrotz werden im Stromsystem perspektivisch hohe Leistungen an Flexibilitäten erforderlich. Inwieweit und unter welchen Bedingungen PtG-Anlagen hier eine Rolle spielen können – gegebenenfalls in *Multi-Use*-Anwendungen (BTU 2017) –, sollte noch weiter untersucht werden.

„Überschussstrom“ in Deutschland versus Volllaststunden der EE-Stromerzeugung Abbildung 4



* Systembilanzüberschuss (negative Residuallast) abgeleitet aus Simulationsrechnungen ohne europäischen Stromaustausch für acht Szenarien von acatech et al. (2015); zu den Anteilen an Windenergie und Photovoltaik kommen noch Erneuerbare Energien aus Biomasse und Wasserkraft hinzu, um die EEG-Ausbauziele im jeweils angegebenen Zeitraum zu erreichen.

** Maximale Abregelung aufgrund von Netzengpässen bis 2025 bei einem Windenergieausbau entsprechend der Ziele der Landesregierung von Schleswig-Holstein. Nach Umsetzung der erwarteten Netzausbaumaßnahmen würden diese Abregelungen allerdings nicht mehr auftreten. (ecofys/IWES 2014)

*** Nachgeführte Photovoltaik

Quelle: eigene Darstellung

Die Nutzung von Erneuerbare-Energien-Überschüssen allein ist noch keine ausreichende Dekarbonisierungsstrategie.

Wenn erneuerbarer Strom mittels Sektorenkopplung zur Dekarbonisierung von Wärme und Verkehr beitragen soll, muss dieser Strom *zusätzlich* erzeugt werden. Andernfalls handelt es sich um eine reine Verschiebung erneuerbar erzeugter Energie von einem Sektor in den anderen: Der im Wärme- oder Verkehrssektor genutzte „Überschuss“ ginge dann einher mit einem Erneuerbaren-Defizit im Stromsektor.[35]

Für eine vollständige, umfassende Energiewende müssen aber alle Sektoren dekarbonisiert werden. Die zentrale Annahme dieser Studie ist, dass die Produktion synthetischer Brennstoffe nur im Zusammenhang mit zusätzlichen Investitionen in Erneuerbare-Energien-Anlagen gedacht werden kann. Diese Brennstoffe haben damit immer auch die entsprechenden Vollkosten der benötigten Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien zu tragen.

Für die Erzeugung synthetischer Brennstoffe werden explizit für diesen Zweck Erneuerbare-Energien-Anlagen gebaut werden müssen – entweder in Deutschland (Offshore-Windkraft) oder beispiels-

35 Fh-IWES/IBP (2017); Schill (2016); Öko-Institut et al. (2016); acatech et al. (2015); Brunner et al. (2016).

weise in Nordafrika beziehungsweise im Nahen Osten (Onshore-Windkraft und/oder Photovoltaik).

Abbildung 4 zeigt die Bandbreiten an jährlichen Volllaststunden, die mit Erneuerbare-Energien-Anlagen in Deutschland und an Standorten im Ausland erreicht werden können. Während nachgeführte Photovoltaik in Nordafrika und im Nahen Osten mehr als 2.000 Volllaststunden erreicht, können kombinierte Photovoltaik-/Windenergieanlagen in diesen Regionen rund 4.000 bis 5.000 Volllaststunden gewährleisten. In einem ähnlichen Bereich liegt mit 3.500 bis 4.400 Volllaststunden die Offshore-Windenergie in der Nord- und Ostsee. Diese Anlagen laufen also mehr als doppelt so viele Stunden, wie in den nächsten 10 bis 15 Jahren an Stunden mit „Überschussstrom" in Deutschland insgesamt oder lokal in Schleswig-Holstein erwartet werden können.[36]

Die meisten Volllaststunden sind mit kombinierten Geothermie-/Wasserkraft-Anlagen in Island möglich, die beinahe das ganze Jahr über betrieben werden.

Hinreichend viele Volllaststunden für den Anlagenbetrieb sind grundsätzlich in unterschiedlichen Teilen der Welt durch Photovoltaik/Windkraft-Kombinationen erreichbar. Über den in dieser Analyse vertieft untersuchten Mittelmeerraum hinaus gibt es zum Beispiel sehr gute Standorte in Brasilien, Patagonien oder Somalia.[37] Neben der Transportentfernung nach Deutschland insgesamt stellt sich dabei für jeden Standort auch die Frage nach dem Zugang zu Infrastruktur.

36 Zum Vergleich: Elektrolyseure werden in zwei aktuellen Szenarien für das Jahr 2050 mit 3.457 beziehungsweise 4.131 Volllaststunden betrieben (Szenarien „Strom und grünes Gas" des FNB Gas (2017) sowie „90 offen" von acatech et al. (2017)).

37 Fh-IWES (2017); für eine globale Übersichtskarte siehe Fasihi et al. (2016).

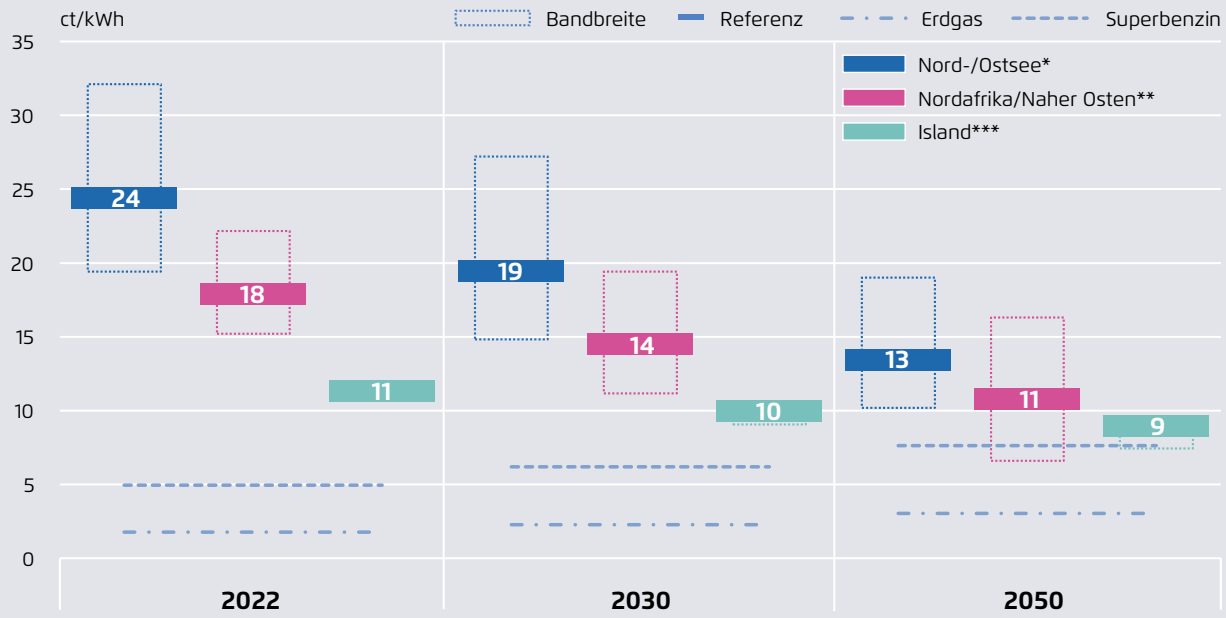
3 **Synthetisches Methan und Öl kosten anfänglich in Europa etwa 20 bis 30 Cent pro Kilowattstunde. Diese Kosten können bis 2050 auf etwa 10 Cent je Kilowattstunde sinken, wenn die global installierte PtG-/PtL-Kapazität auf etwa 100 Gigawatt steigt.**

Die Herstellung von synthetischem Methan und Öl in Europa kostet anfänglich etwa 20 bis 30 Cent pro Kilowattstunde.

Wenn heute neue *Power-to-Gas*- oder *Power-to-Liquid*-Anlagen mit einem Realisierungszeitraum von drei bis vier Jahren errichtet werden, so sind diese im Jahr 2022 am Netz. Solche Investitionsentscheidungen zu einem frühen Zeitpunkt der Technologie fallen in die Kategorie der Pilot- und Demonstrationsanlagen im Rahmen eines Markteinführungsprogramms und dürften primär in Europa stattfinden – das heißt auf der Basis von Strom von Offshore-Windenergieanlagen in Nord- und Ostsee. Damit würden synthetisches Methan und Öl bei heute geplanten Anlagen etwa 20 bis 30 Cent pro Kilowattstunde (vgl. Abbildung 3) kosten. Würde man diese Anlagen schon heute mit Photovoltaik und Photovoltaik/Windkraft-Kombinationen in Nordafrika und im Nahen Osten an Standorten mit einer hohen Strahlungsintensität und/oder einem hohen Windaufkommen errichten, lägen die Kosten rund 40 Prozent niedriger.[38] Viel günstiger

38 Wobei hier unterstellt wird, dass für Anlagen in Nordafrika und im Nahen Osten die gleichen Kapitalkosten gelten wie für Anlagen in Europa. Da bisher keine konkreten Projekte

Kosten von synthetischem Methan und synthetischen Flüssigkraftstoffen (ohne Netzentgelte und Vertriebskosten) in Cent$_{2017}$ je Kilowattstunde Endprodukt — Abbildung 5



Hinweise: Die Preisentwicklungen bei Erdgas und Superbenzin sind angelehnt an Mittelwerte aus Weltbank- und IEA-Szenarien. Mögliche weitere Kostensenkungen bei PtG-/PtL ergeben sich aus der Entwicklung von Photovoltaik und gegebenenfalls Batteriespeichern zur Erhöhung der Volllaststunden sowie besonders großen Elektrolyseanlagen. Mögliche Kostensteigerungen können aus höheren Kapitalkosten aufgrund von höheren Länderrisiken resultieren.

* Offshore-Windenergie,
** Photovoltaik- und Photovoltaik/Windenergie-Systeme,
*** Geothermie/Wasserkraft (begrenztes Potenzial von insgesamt 50 Terawattstunden)

Hinweis: 10 Cent je Kilowattstunde entsprechen etwa 90 Cent je Liter bei flüssigem Kraftstoff.

eigene Berechnungen auf Basis von Frontier Economics (2018) mit gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten von sechs Prozent (Werte gerundet)

werden die Brennstoffe nur, wenn man sie auf Basis von Geothermie und Wasserkraft in Island erzeugt. Dann sind auch 2022 schon etwa zehn Cent je Kilowattstunde möglich. Grund hierfür sind die vergleichsweise niedrigen Stromerzeugungskosten und eine hohe Auslastung der Umwandlungstechnologien.

Das Potenzial der Erzeugung synthetischer Brennstoffe in Island ist allerdings auf insgesamt 50 Terawattstunden beschränkt.

Die Kosten können bis 2030 auf etwa 15 Cent je Kilowattstunde und bis 2050 auf etwa 10 Cent je Kilowattstunde sinken.

Die Kosten synthetischer Brennstoffe können im betrachteten Zeitraum deutlich sinken. Dies liegt in

mit dem Ziel eines PtG-Methan- oder PtL-Exports nach Deutschland bekannt sind (vgl. Reuters 2017), sind dies eher theoretische Werte.

erster Linie an den angenommenen Degressionen der Investitionskosten für EE-Erzeugungsanlagen und Umwandlungsanlagen aufgrund der Lerneffekte, die bei einer kontinuierlichen globalen Marktsteigerung entstehen. Zusätzlich sind Kostensenkungen dadurch zu erwarten, dass die Wirkungsgrade der Wasserstoffelektrolyse über die Zeit ansteigen.

Mittelfristig, aber auch langfristig ist der Import synthetischer Brennstoffe aus allen betrachteten Exportregionen mit geringeren Kosten verbunden als die Erzeugung solcher Brennstoffe auf Basis von Offshore-Windenergie in Deutschland. Allerdings nähern sich die Kosten deutlich an. Wie groß der potenzielle Kostenvorteil durch Importe ist, hängt maßgeblich davon ab, wie sich die Investitionskosten für Offshore-Windenergie entwickeln und welche Volllaststunden an den einzelnen Standorten erreicht werden können.[39] Hinzu kommen mögliche Unterschiede bei den Kapitalkosten: Während den hier angestellten Rechnungen der Einfachheit halber gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten von pauschal sechs Prozent zugrunde liegen, kommen in der Realität in den möglichen Exportländern länderspezifische Risikoschläge aufgrund politischer oder regulatorischer Instabilität hinzu, welche die Kosten importierter synthetischer Brennstoffe potenziell noch erhöhen. So lägen bei Kapitalkosten von zwölf Prozent die Kosten von *Power-to-Gas* aus Nordafrika mit Photovoltaik/Windenergie-Kombination im Referenzfall 2050 nicht bei 11 Cent je Kilowattstunde, sondern bei etwa 15 Cent je Kilowattstunde – und damit über dem mittleren Wert für die Herstellung synthetischer Brennstoffe in Europa auf der Basis von Offshore-Windenergie mit Kapitalkosten von sechs Prozent.[40]

Die avisierten Kostensenkungen können erreicht werden, wenn die global installierte PtG-/PtL-Kapazität auf etwa 100 Gigawatt steigt – was erhebliche frühzeitige und kontinuierliche Investitionen in Elektrolyseure und CO_2-Absorber erfordert.

Die wichtigsten Einflussgrößen für die zukünftigen Kosten synthetischer Brennstoffe sind die Stromerzeugungskosten und die Auslastung sowie die Investitionskosten der Umwandlungsanlagen. Weniger relevant sind dagegen Transportkosten, was insbesondere im Fall der Flüssigkraftstoffe gilt.
Während die Investitionen in Erneuerbare Energien weltweit zunehmen[41], womit ein weiteres Sinken der Kosten für Solar- und Windenergie absehbar ist, sind ähnlich große Investitionen in *Power-to-Gas*- und *Power-to-Liquid*-Anlagen überhaupt noch nicht absehbar. Zur Realisierung von Skalen- und Lerneffekten zur Kostensenkung[42] sind aber auch in diesen Bereichen erhebliche Investitionen notwendig. Um zukünftig die in dieser Studie unterstellten Kostenreduktionen zu erzielen, bedarf es der welt-

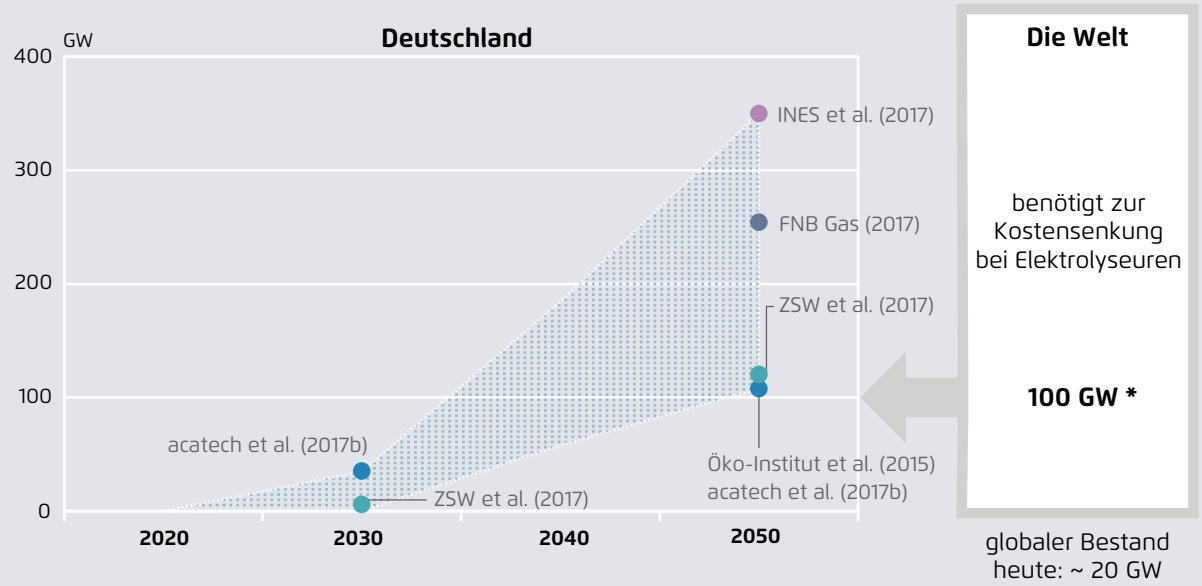
39 Auf der Importseite kommen weitere absehbare Kostensenkungen bei Photovoltaik und gegebenenfalls Batteriespeichern zur Erhöhung der Volllaststunden hinzu, die zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Analyse nicht mehr berücksichtigt werden konnten. Ähnlich verhält es sich mit dem möglichen kostensenkenden Einfluss besonders großer Elektrolyseanlagen. Während die vorliegende Analyse spezifische Investitionskosten von rund 660 bis 770 Euro pro Kilowatt für 2020 annimmt, sind für besonders große Anlagen im Bereich von 100 Megawatt und größer auch heute schon Investitionskosten von etwa 400 bis 500 Euro pro Kilowatt erreichbar (DLR et al. 2014; IEA 2017a). Überwiegt bei einer 5-Megawatt-Anlage noch der Anteil der sonstigen (Nicht-Elektrolysestack-) Kosten mit 58 Prozent, so verringert sich dieser bei einer 100-Megawatt-Anlage auf 23 Prozent (DLR et al. 2014).

40 Die angenommenen Kapitalkosten sind entscheidend für die Wirtschaftlichkeitsannahmen. Sie können im Excel-Tool auf der Agora-Website angepasst werden. Ondraczek et al. (2015) ermitteln gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten von 11,8 Prozent für Marokko, 10,5 Prozent für Algerien und 8,6 Prozent für Saudi-Arabien. In der Praxis lassen sich Kapitalkosten mithilfe staatlicher Bürgschaften senken (Temperton 2016) – wie zum Beispiel Hermes-Bürgschaften. Aktuelle Analysen zum Import synthetischer Brennstoffe nehmen in der Regel weniger als acht Prozent Kapitalkosten an, so zum Beispiel zwei Prozent und sieben Prozent (MWV et al. 2017) oder vier Prozent (dena 2017b).

41 IRENA (2016)

42 Schmidt et al. (2017a)

Installierte Leistung an PtG-/PtL-Elektrolyseuren in Szenarien für Deutschland und weltweit benötigte Elektrolyseurs-Leistung zur Kostensenkung in Gigawatt — Abbildung 6



Deutschland-Szenarien: acatech et al (2017b): „90 offen" mit Treibhausgasminderung bis 2050 um 90 Prozent gegenüber 1990 und keinerlei Importen von Brennstoffen; FNB Gas (2017): „Strom und Grünes Gas" mit Treibhausgasminderung bis 2050 um 95 Prozent gegenüber 1990 und vollständigem Import von flüssigen synthetischen Kraftstoffen; INES et al. (2017): „Optimiertes System" mit vollständiger Treibhausgasneutralität und ohne Energieimporte oder -exporte im Jahr 2050; Öko-Institut et al. (2015): „Klimaschutzszenario-95" mit Treibhausgasminderung bis 2050 um 95 Prozent gegenüber 1990 und 143 Terawattstunden importierten synthetischen Brennstoffen; ZSW et al. (2017): „DE_95 % max"

* eigene Berechnungen auf Basis des optimistischen Kostenpfades von Frontier Economics (2018); Ausgangswert 2014: 0,03 Gigawatt Power-to-Gas-Anlagen in Deutschland; Lernrate: 13 Prozent (FENES et al. 2014)

eigene Darstellung

weiten Installation von Elektrolyseursleistung in der Größenordnung von 100 Gigawatt (Abbildung 6). Zum Vergleich: Für Deutschland kommen acatech et al. (2017b) in einem Szenario mit 90 Prozent Treibhausgasreduktion gegenüber 1990 im Jahr 2050 mit etwa 108 Gigawatt Elektrolyseuren aus, wohingegen das Szenario „Optimiertes System" mit vollständiger Treibhausgasneutralität von INES et al. (2017) etwa 350 Gigawatt Leistung aus Elektrolyseuren impliziert. Für das Jahr 2030 erwarten viele Szenarien für Deutschland noch keine größere PtG-Wasserstoff-Nutzung[43], während acatech et al. (2017b) in der großskaligen Wasserstoffherstellung mit etwa 35 Gigawatt Elektrolyseuren 2030 den Beginn einer neuen Phase der Energiewende sehen.[44]

Der zur Kostensenkung benötigte Anstieg auf rund 100 Gigawatt Elektrolyseursleistung weltweit entspricht etwa einer Verfünffachung gegenüber der heute weltweit installierten Leistung von etwa 20 Gigawatt[45]. Die damit verbundenen Investitionskosten für Elektrolyseure liegen in einer Größenordnung

43 Siehe AEE (2016)

44 Siehe auch ZSW et al. (2017) mit einem Bedarf von 5 bis 10 Gigawatt im Jahr 2030 sowie dena (2017a) mit einem Bedarf von etwa 40 Terawattstunden.

45 Hierbei handelt es sich überwiegend um alkalische Elektrolyseure.

von 10 bis 100 Milliarden Euro bis 2050. Die große Bandbreite verdeutlicht die mit der Technologieentwicklung heute noch verbundenen großen Unsicherheiten.[46] Zu den Kosten der Elektrolyseure kommen die Investitionskosten für Methanisierungs- und *Power-to-Liquid*-Anlagen hinzu. Für eine Methanisierung beziehungsweise *Power-to-Liquid*-Herstellung mit nachhaltiger CO_2-Quelle muss außerdem die CO_2-Abscheidung aus der Luft zur Marktreife gebracht werden.[47] Angesichts des frühen Pilotanlagen-Stadiums sind die hier zugrunde gelegten Kostenannahmen für diese Technologie mit den größten Unsicherheiten behaftet. Insgesamt ist das Erreichen der benötigten Kostensenkungen eine internationale 100-Gigawatt-Herausforderung. Neben den hier betrachteten technischen und finanziellen Dimensionen spielen für die Größe der Herausforderung vor allem politische Aspekte eine Rolle, die in den folgenden Abschnitten beschrieben werden.

Kleinere und dezentralere[48] Ansätze zur Erzeugung synthetischer Brennstoffe in Deutschland stehen nicht im Mittelpunkt dieser Analyse. Sie dürften mittel- bis langfristig von Kostensenkungen bei den Umwandlungstechnologien profitieren, werden aber absehbar keinen signifikanten Beitrag dazu leisten. Denn die Kostensenkungen ergeben sich in erster Linie aus der größer werdenden kumulierten Leistung der weltweit produzierten Elektrolyseure.

Die avisierten Investitionen und damit verbundenen Kostensenkungen bei synthetischen Brennstoffen sind ohne politische Intervention oder eine hohe CO_2-Bepreisung nicht zu erwarten, denn die Herstellungskosten für synthetische Brennstoffe sind dauerhaft höher als die Förderkosten ihrer fossilen Alternativen.

Power-to-Gas und *Power-to-Liquid* sind Dekarbonisierungstechnologien für die Bereiche, in denen flüssige oder gasförmige Brennstoffe gegenüber einer Nutzung von erneuerbarem Strom überlegen sind. Im Gegensatz zu Strom aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen, der jetzt schon in vielen Gegenden der Welt günstiger ist als Strom aus fossilen Kraftwerken, werden PtL und PtG trotz der möglichen Kostensenkungen jedoch ohne entsprechende politische Rahmenbedingungen voraussichtlich nie günstiger sein als Erdöl und Erdgas, wie Abbildung 5 anhand von gemittelten Weltbank- und IEA-Preisszenarien zeigt. Der Grund: Es gibt nach wie vor große Erdöl- und Erdgasvorräte, die zu niedrigen Kosten gefördert werden können. Steigt die globale Nachfrage an Erdöl und Erdgas nicht mehr an, sondern sinkt sogar im Zuge der weltweiten Elektrifizierung mit Windenergie- und Photovoltaikanlagen, dann ist auch nicht mehr zu erwarten, dass Erdöl und Erdgas knapp werden.

Power-to-Gas und *Power-to-Liquid* werden daher nur dann breitflächig zum Einsatz kommen, wenn politische Maßnahmen dafür sorgen. Dies kann entweder über eine Bepreisung des CO_2-Ausstoßes durch die Nutzung von Erdöl und Erdgas entsprechend den tatsächlichen Schadenskosten erfolgen – das heißt derzeit etwa 80 bis 100 Euro pro Tonne CO_2 – oder über andere Instrumente, wie etwa über Vorgaben zur Beimischung[49] oder über Marktein-

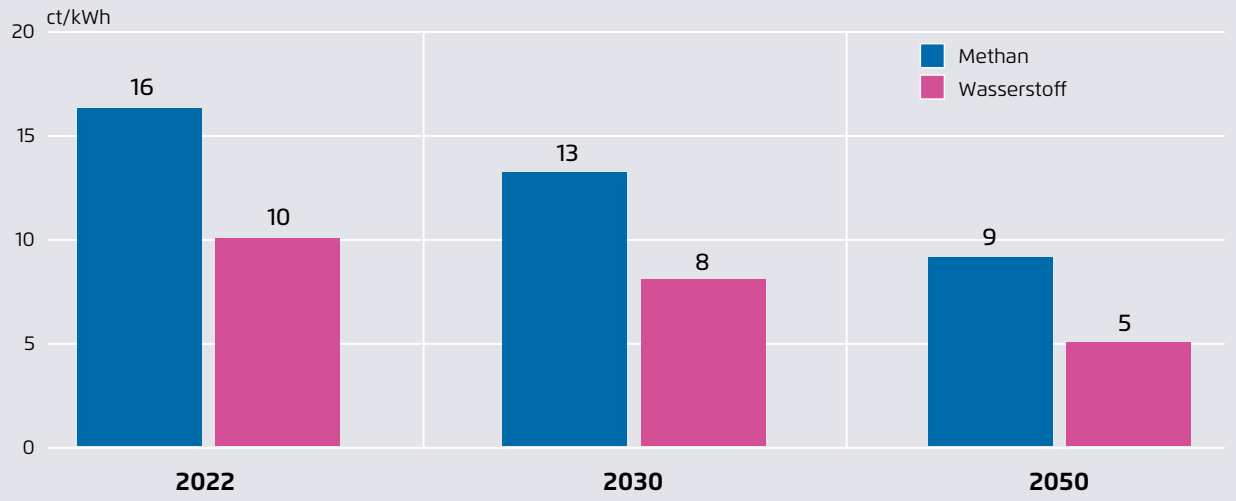
46 Die Bandbreite an Entwicklungspfaden und Kosten kommt unter anderem deswegen zustande, weil unterschiedliche Lernraten auf unterschiedliche Ausgangswerte bezogen werden. Während in der deutschen Diskussion typischerweise die noch sehr geringe Zahl der in Deutschland installierten PtG-Elektrolyse-Anlagen als Ausgangswert herangezogen wird (< 0,1 Gigawatt), vergleichen Schmidt et al. (2017b) globale Lernkurven und nutzen als Ausgangswert den globalen Bestand an Elektrolyseuren (~ 20 Gigawatt). Fraglich ist außerdem, inwieweit eine aus historischen Daten zur alkalischen Elektrolyse gewonnene Lernrate auch auf neuere Technologien wie die PEM-Elektrolyse (vgl. Schmidt 2017a) oder gegebenenfalls zukünftig auch membranlose Elektrolyseure (Esposito 2017) angewandt werden kann.

47 Vgl. Abschnitt 4.

48 Dieser unscharfe Begriff kann sich auf sehr unterschiedliche Größenordnungen beziehen und damit tendenziell bis hin zu sehr kleinen PtG-Anlagen für Einfamilienhäuser reichen (Energiezukunft 2015; vgl. dena 2016).

49 Vgl. Kapitel 7.2 „Beimischung und Verteilung".

Kosten der Methan- und Wasserstoffherstellung mit Photovoltaik in Nordafrika (ohne Kosten des Transports nach Deutschland) in Cent$_{2017}$ je Kilowattstunde Abbildung 7



Referenzszenario, gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten: sechs Prozent; Methan ist mit existierender Gasinfrastruktur voll kompatibel und hat damit geringere Transportkosten

eigene Berechnungen basierend auf Frontier Economics (2018)

führungsprogramme[50]. Ohne eine entsprechende Instrumentierung werden synthetische Brennstoffe voraussichtlich nicht aus dem Forschungs- und Demonstrationsstadium herausgelangen und daher die avisierten Kostensenkungen nicht eintreten.

Die Produktion von Wasserstoff ist um knapp 50 Prozent günstiger als die von synthetischem Methan, erfordert jedoch die Anpassung von Infrastruktur und Endgeräten an die Wasserstoffnutzung.

Eine Alternative zu synthetischem Methan oder Flüssigkraftstoff ist Wasserstoff, das heißt auf der ersten Wertschöpfungsstufe im Rahmen des *Power-to-Gas*-Prozesses zu verbleiben. Eine Fokussierung auf Wasserstoff vereinfacht und vergünstigt also die Produktion deutlich und hat erheblich bessere Effizienzen als Methan oder Flüssigkraftstoffe. Gegenüber dem in dieser Analyse vertieft untersuchten synthetischem Methan kann der Wasserstoff am gleichen Standort etwa 50 Prozent günstiger produziert werden. Anfänglich ergeben sich damit für die Wasserstoffproduktion in Nordafrika zehn Cent je Kilowattstunde, im Jahr 2050 nur noch fünf Cent je Kilowattstunde (Abbildung 7).

Der Nachteil der Wasserstoffroute ist, dass der weitere Umgang mit diesem Brennstoff deutlich aufwendiger ist als die Nutzung von synthetischem Methan oder synthetischen Flüssigkraftstoffen. Denn die bestehende Infrastruktur lässt sich nur sehr begrenzt für Wasserstoff nutzen, es kämen also erhebliche Kosten für die Anpassung von Infrastruktur und Endgeräten hinzu, da nicht alle Komponenten des Gassystems die gleiche Wasserstofftoleranz aufweisen.[51] Stand der Diskussion in Deutschland ist eine Wasserstofftoleranz von bis zu 10 Volumenprozent im

50 Vgl. Abschnitt 4.

51 Besonders kritisch sind Gasturbinen, Speicher und CNG-Fahrzeuge (Müller-Syring et al. 2014).

aktuellen Gasversorgungnetz[52] mit einer Perspektive in Richtung 15 Volumenprozent.[53] Für höhere Wasserstoffanteile wären voraussichtlich kostenintensive Umrüstungen nötig, alternativ wären auch lokale oder regionale Infrastrukturen ausschließlich für Wasserstoff denkbar.[54]

Vor einer Verteilung und Nutzung in Deutschland müsste aber auch der Wasserstoff erst einmal nach Deutschland gelangen. Eine offene Frage ist zudem, wie eine Beimischung von Wasserstoff mit Gasleitungsbetreibern im Ausland organisiert werden könnte. Eine Alternative wäre der Transport in Tankern mit flüssigem Wasserstoff[55], mit Wasserstoff in organischen Trägerflüssigkeiten[56] oder in Form von Ammoniak[57]. Je größer das Potenzial für internationale Kooperation im Zuge einer weitreichenden weltweiten Dekarbonisierung, desto sinnvoller wäre es, eine globale Wasserstoffinfrastruktur aufzubauen.[58] Damit würde zwar der Vorteil einer Weiternutzung der existierenden Gasinfrastruktur entfallen – gleichzeitig wären aber die Unsicherheiten im Zusammenhang mit der CO_2-Abscheidung aus der Luft obsolet, weil kein Kohlenstoff mehr gebraucht würde.

Insgesamt muss sich also noch zeigen, wie der Pfad von fossilen Brennstoffen über synthetischen Wasserstoff hin zu synthetischem Methan und Flüssigkraftstoff aussehen kann, wenn einerseits existierende Assets genutzt werden sollen, aber andererseits die Gesamtsystemkosten möglichst gering gehalten werden sollen.

Langfristig werden sich Preise für synthetische Brennstoffe am Weltmarkt bilden.

Auf Basis der Erfahrungen von anderen Märkten ist davon auszugehen, dass die Preise oberhalb der in dieser Analyse beschriebenen Gestehungskosten liegen werden. Die Zahlungsbereitschaft für synthetische Brennstoffe eines Sektors hängt von der CO_2-Bepreisung der fossilen Alternativen sowie von der Verfügbarkeit und den Kosten direkt-erneuerbarer beziehungsweise direkt-elektrischer Alternativen ab. Diese unterscheiden sich zwischen den Sektoren erheblich.[59] Je größer der Dekarbonisierungsdruck in den einzelnen Sektoren, desto stärker werden unterschiedliche Nachfrager nach synthetischen Brennstoffen langfristig in einen Wettbewerb eintreten.[60]

52 Das in der Vergangenheit eingesetzte Stadtgas mit einem Wasserstoffanteil von über 50 Prozent wurde über zum Teil wahrscheinlich noch existierende Infrastrukturen an Haushalte verteilt. Allerdings bezieht sich diese Erfahrung nicht auf das Fernleitungsnetz (Shell 2017).

53 DBI-GUT et al. (2017)

54 Rohrleitungsgebundene regionale Infrastrukturen ausschließlich für Wasserstoff sind in Deutschland bisher selten und Gegenstand der Forschung. Anfangs aufgebaute lokale Wasserstoffnetze könnten später überregional miteinander verbunden werden (Dena 2016; DVGW 2017; Shell 2017). FNB Gas (2017) beschreiben ein Szenario mit getrennten Leitungen, in dem Wasserstoff zu Industrie- und Verkehrskunden transportiert und Methan an Haushaltsendkunden verteilt wird.

55 Kawasaki Heavy Industries plant die Einführung solcher Schiffe bis 2020 (LNG World Shipping 2017). Zu Umwandlungsverlusten bei der Verflüssigung von Wasserstoff siehe Fh-IWES (2017).

56 Preuster et al. (2017)

57 Turner (2017). Eine weitergehende Analyse zu Stickstoff als Wasserstoffträger und Kraftstoff der Zukunft mit der besten Energiebilanz liefern Grinberg Dana et al. (2016). Siehe auch IEA (2017a).

58 DBI-GUT et al. (2017). Die Regierung von Südaustralien hat eine Wasserstoff-Roadmap vorgelegt, mit welcher sie ihre Region zum Wasserstoff-Exporteur machen möchte (Government of South Australia 2017).

59 siehe Tabelle 1 oben

60 dena (2016)

4 **Wir brauchen einen Öl- und Gaskonsens, der den Ausstieg aus den Fossilen festlegt, effiziente Substitution priorisiert und über verpflichtende Nachhaltigkeitsregeln sowie Anreizinstrumente den Einstieg in synthetische Brennstoffe ermöglicht.**

Strombasierte Brennstoffe sind keine Alternative, sondern eine Ergänzung zu Anwendungen mit geringeren Umwandlungsverlusten wie Elektroautos oder Wärmepumpen. Anwendungsspezifische Ziele tragen dem Rechnung.

Für Klimaschutz und Energiewende ist es unerlässlich, die Nutzung von fossilem Öl und Gas zu beenden. Angesichts der enormen Herausforderungen, die mit einem derartigen Ausstieg verbunden sind, braucht es analog zum Kohlekonsens[61] einen Öl- und Gaskonsens der beteiligten Akteursgruppen. Gemeinsam müssen Regeln sowohl für den Ausstieg aus der Nutzung fossilen Öls und Gases als auch für deren Substitution mit klimaneutralen Alternativen geschaffen werden. Hierbei gilt es zu betonen, dass diese Substitution nicht eins zu eins durch klimaneutrale Brennstoffe geschehen kann. Aufgrund der beschriebenen signifikanten Umwandlungsverluste wäre ein solches Vorgehen hinsichtlich Effizienz – insbesondere bezüglich des Energie- und Flächenbedarfs – und Kosten und damit mit Blick auf die Erfolgsaussichten sowie der notwendigen globalen Energiewende mit großen Nachteilen verbunden. Wenn auch nicht als Alternative zu direkt-elektrischen und direkt-erneuerbaren Anwendungen, so werden strombasierte, klimaneutrale Brennstoffe aller Voraussicht nach aber insofern eine Ergänzung zu ihnen darstellen, dass sie für einige Anwendungsbereiche nach heutigem Kenntnisstand unverzichtbar sind.[62] Deshalb ist es wichtig, ihre mittel- bis langfristige Verfügbarkeit zu wettbewerbsfähigen Kosten sicherzustellen. Dies kann nur gelingen, wenn regulative Instrumente implementiert werden, die Planungssicherheit für Investitionen in große PtL-/PtG-Anlagen schaffen. Planungssicherheit entsteht durch die Kombination eines klaren Ausstiegspfades, transparenter Vorgaben und Anreize für die Nutzung der jeweils effizientesten Anwendungstechnologien mit einem verlässlichen Einstiegspfad im Sinne eines Markteinführungsprogramms für strombasierte, klimaneutrale Brennstoffe auf der Grundlage verpflichtender Nachhaltigkeitsstandards.

Bestehende Instrumente zur Minderung der spezifischen CO_2-Emissionen von Brennstoffen, wie die Kraftstoffqualitätsrichtlinie der Europäischen Union, oder zur Steigerung des Anteils Erneuerbarer Energien, wie die Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU, wirken sowohl hinsichtlich des Ausstiegs aus den Fossilen als auch in Richtung eines Einstiegs in klimaneutrale Alternativen. Im Falle der aktuellen Neuausrichtung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie sind sowohl die direkte Stromnutzung als auch strombasierte Brennstoffe explizit mit einbezogen. Einen Überblick zu bestehenden relevanten europäischen und deutschen Gesetzgebungen zur CO_2-Minderung bei Brennstoffen gibt Tabelle 2. Auf internationaler Ebene sollten insbesondere die Bestrebungen zur CO_2-Minderung von Brennstoffen seitens der Internationalen Zivilluftfahrtorganisation (ICAO)[63] und der Internationalen Seeschifffahrtsorganisation (IMO) intensiviert werden. Die deutsche Bundesregierung sollte hier im Rahmen ihrer Möglichkeiten verstärkt Einfluss nehmen.

Während die detaillierte Ausgestaltung der Instrumentierung des Öl- und Gaskonsens nicht Gegenstand dieser Untersuchung ist, werden im Folgenden

61 Agora Energiewende (2017)

62 Vgl. Tabelle 1.

63 Vgl. zum ICAO-Klimaschutzinstrument CORSIA und zum EU-Emissionshandel für den Flugverkehr: Cerulogy (2017) und ICCT (2017)

Relevante europäische und deutsche Gesetzgebungen zur CO_2-Minderung bei Brennstoffen

Tabelle 2

Relevante Regulierungen	Inhalt
Kommissionsvorschlag zur Revision der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II) *(Renewable Energy Directive)*	mind. 27 % Erneuerbare bis 2030 in den Bereichen Verkehr, Wärme/Kälte, Industrie; Mindestanteil fortschrittlicher Biokraftstoffe inkl. strombasierter Kraftstoffe von 6,8 % im Jahr 2030; mindestens 70 % Treibhausgaseinsparung von modernen Biokraftstoffen gegenüber fossilen Referenzkraftstoffen
Richtlinie über die Kraftstoffqualität (*Fuel Quality Directive* – FQD; 2009/30/EG)	6 % spezifische Treibhausgasminderung bis 2020 gegenüber fossilen Referenzkraftstoffen
Bundesimmissionsschutzgesetz zur Umsetzung von FQD und RED (BImSchG)	Treibhausgasminderungsquote für Inverkehrbringer fossiler und biogener Kraftstoffe: 3,5 % ab 2015, 4 % ab 2017, 6 % ab 2020
37. Bundesimmissionsschutzverordnung (37. BImSchV)	Anrechenbarkeit von strombasierten Kraftstoffen auf Treibhausgasquote ab 2018 unter folgenden Bedingungen: Strom nicht biogenen Ursprungs; keine Netzkopplung; alternativ Netzkopplung zur Vermeidung der Abregelung von EE-Anlagen
38. Bundesimmissionsschutzverordnung (38. BImSchV)	festgeschriebener Mindestanteil fortschrittlicher Kraftstoffe (inkl. strombasierte Kraftstoffe) für Inverkehrbringer; ab 2025 0,5 %; ab 2020 bei mehr als 20 PJ: 0,05 %
Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung (Biokraft-NachV)	Mindeststandards für Treibhausgasminderung von Biokraftstoffen
Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)	Definition von synthetischem Methan und Wasserstoff als „Biogas“, sofern Strom und ggf. benötigtes Kohlenmono-/dioxid zu mindestens 80 % aus erneuerbaren Energiequellen stammen

eigene Darstellung

erste orientierende Leitplanken insbesondere auch zu den Nachhaltigkeitsanforderungen für synthetische Brennstoffe formuliert.

Ausstiegspfad für fossiles Öl und Gas – Reduktion der verwendeten Menge fossiler Brennstoffe: Die noch reichlich vorhandenen Mengen Erdöls und Erdgases müssen zu einem großen Teil ungefördert unter der Erde bleiben. Ansonsten lassen sich die Klimaschutzziele von Paris nicht erreichen.[64] Zentraler Baustein des Ausstiegspfades für fossile Brennstoffe sollte deshalb ein Instrument sein, das ihre verwendete Gesamtmenge oder die damit verbundenen Gesamtemissionen schrittweise verringert. Als Beispiel hierfür kann der deutsche Atomkonsens von 2000 mit seinen Reststrommengen dienen, der den Betreibern eine flexible Zuordnung dieser Strommengen zu Kraftwerken ermöglichte.[65]

Effiziente Substitution fossilen Öls und Gases – Anreize für möglichst effiziente Dekarbonisierungspfade: Wie beschrieben kann diese Substitution nicht eins zu eins durch strombasierte Kraftstoffe geschehen. Auch wenn es die Nachfrage nach strombasierten Kraftstoffen erhöhen würde, ist es nicht sinnvoll, deren Verwendung im Pkw-Verkehr anzureizen. In diesem Bereich ist die Elektrifizierung von Antrieben aus Klimaschutzsicht der effizientere und mittelfristig kostengünstigere Weg. Bestehende Effizienzgesetzgebungen wie die EU-Verordnung zur Verringerung der CO_2-Emissionen von Pkw und leichten Nutzfahrzeugen[66] dürfen deshalb nicht durch die Anrechnung strombasierter Kraftstoffe auf die CO_2-Flottenziele der Autohersteller in ihrer Wirkung geschwächt werden.[67] Allerdings ist es ohnehin wahrscheinlich, dass batterieelektrische Pkw im Vollkostenvergleich mit Verbrenner-Pkw im Jahr 2030 günstiger abschneiden werden[68] und sich Käuferentscheidungen daher in Richtung Elektromobilität verschieben werden. Verstärkt wird dies durch Debatten um städtische Einfahrverbote und mögliche nationale Zulassungsverbote für Pkw mit Verbrennungsmotor zur Verbesserung der Luftqualität und des Klimaschutzes.[69]

Im Gebäudesektor wäre es kontraproduktiv, wenn die Möglichkeit der Nutzung strombasierter synthetischer Brennstoffe in Gas- oder Ölkesseln dazu führen würde, dass weniger Gebäude energetisch saniert würden.[70] Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund der langen Lebensdauer von Gebäuden. Denn zum einen ist der Stromverbrauch für synthetische Brennstoffe um ein Vielfaches höher als der einer Wärmepumpe.[71] Zum anderen ist fraglich, ob synthetische Brennstoffe angesichts der zukünftigen Nachfragekonkurrenz auf dem Weltmarkt und zwischen unterschiedlichen Sektoren tatsächlich so günstig zur Verfügung stehen werden, dass sich ein Verheizen in den Gas- oder Ölkesseln unsanierter Gebäude auch langfristig gegenüber direkt-elektrischen oder direkt-erneuerbaren Alternativen rechnet. Damit hält eine energetische Gebäudesanierung alle Optionen für spätere Entscheidungen bei der Heizungstechnologie offen – sei es in Richtung Wärmepumpe oder in Richtung synthetische Brennstoffe – und bietet

64 IPCC (2013)

65 Vgl. Agora Energiewende (2016) zum Vorbild Atomkonsens für einen Kohlekonsens.

66 Beispielsweise wäre eine Anrechnung klimaneutraler Kraftstoffe im Zusammenhang mit der EU-Verordnung zur Verringerung der CO_2-Emissionen von Pkw und leichten Nutzfahrzeugen für den Klimaschutz kontraproduktiv, da sie die Elektrifizierung von Fahrzeugen verlangsamen würde (EU 2009a).

67 Zur Zukunft der CO_2-Regulierung von Pkw und leichten Nutzfahrzeugen siehe Agora Verkehrswende (2018).

68 Vgl. Öko-Institut (2018).

69 Beispielsweise beinhaltet ein aktueller Gesetzesvorschlag in Kalifornien, dass ab 2040 nur noch Pkw und leichte Nutzfahrzeuge zugelassen werden, die lokal emissionsfrei fahren (vgl. Kane 2018).

70 Langenheld/Graichen (2017); Fraunhofer IWES/IBP (2017)

71 Das Beispiel in Abbildung 3 zeigt einen Gasbrennwertkessel, der sechsmal so viel erneuerbaren Strom für das synthetische Methan benötigt wie eine Wärmepumpe mit der Jahresarbeitszahl drei.

mehr Flexibilität, falls bestimmte Erwartungen an die zukünftige Kostenentwicklung enttäuscht werden sollten.[72]

Einstiegspfad für strombasierte Brennstoffe – anwendungsspezifische Ziele für die Erhöhung des Anteils strombasierter, klimaneutraler Brennstoffe: Für die Anwendungen, die nicht im großen Maßstab direkt-elektrisch oder direkt-erneuerbar betrieben werden können, ist es wichtig, strombasierte Brennstoffe als Ergänzung aufzubauen. Zu diesem Zweck sind anwendungsspezifische Quoten für den Anteil von strombasierten Brennstoffen zu diskutieren. So wäre zum Beispiel ein steigender Mindestanteil von strombasierten Kraftstoffen im Luft- oder Seeverkehr sinnvoll.

Anwendungsspezifische Ziele für strombasierte Brennstoffe sind wichtig, um Planungssicherheit für Investoren zu schaffen und um über die Produktionsskalierung sowie Forschung und Entwicklung Kostensenkungen zu erreichen.[73] Als Investoren können jene finanzstarken Akteure gefragt sein, die derzeit noch erheblich vom Geschäft mit fossilen Brennstoffen profitieren. Auf der Basis gut austarierter Politikinstrumente für den Ausstieg aus fossilem Öl und Gas und den Einstieg in klimaneutrale Substitute sollten sie die hierfür notwendigen Signale[74] erhalten und branchenübergreifend aktiv werden.[75] Gleichzeitig ist es Aufgabe staatlicher Technologieförderung, Investitionen in erste Musteranlagen finanziell abzusichern. Mit dem Aufbau derartiger Anlagen nach den zu vereinbarenden Nachhaltigkeitsregeln wäre sowohl ein Standard für folgende Investitionen gesetzt als auch wichtiges Erfahrungswissen gewonnen.

Der Einstieg in strombasierte Brennstoffe darf nicht ohne verbindliche Nachhaltigkeitsstandards angereizt werden. Hierbei geht es insbesondere um eine Mindest-Treibhausgasreduktion im Vergleich zu fossilen Referenzbrennstoffen.

Verbindliche Nachhaltigkeitsregeln sichern den Klimavorteil von *Power-to-Gas-/Power-to-Liquid*-Brennstoffen und schaffen Planungssicherheit.

Marktanreizinstrumente für synthetische Brennstoffe sind klimapolitisch nur sinnvoll, wenn sie an verpflichtende Regeln zur Nachhaltigkeit geknüpft sind. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund der Erfahrungen mit Biokraftstoffen aus Anbaubiomasse in der Europäischen Union. Über Quoten und eine dadurch gesteigerte Nachfrage wurden massive Ausweitungen von Produktionskapazitäten möglich. Erst zeitverzögert führten Bedenken hinsichtlich der ökologischen und sozialen Auswirkungen zu der Integration strengerer Nachhaltigkeitsstandards in die entsprechende Gesetzgebung[76]. Insbesondere die kritische Analyse des Einflusses indirekter Landnutzungsänderungen (ILUC) auf die Treibhausgasbilanzen unterschiedlicher Biodiesel- und Bioethanol-Kraftstoffe hatte zur Folge, dass das Klimaschutzpotenzial von Biokraftstoffen sich als viel kleiner herausstellte als anfangs gedacht.[77] Um das Potenzial von PtG- und

72 ifeu et al. (in Arbeit)

73 Schmidt et al. (2017a)

74 In einer idealen Welt würde eine CO_2-Bepreisung auch im Nicht-ETS-Bereich zu einem Umsteuern von fossilen auf erneuerbare Energieträger führen (vgl. Agora Energiewende 2017d). Angesichts der Existenz von Innovationsexternalitäten ist allerdings davon auszugehen, dass eine CO_2-Bepreisung alleine nicht zu hinreichender Forschung, Entwicklung und damit zusammenhängenden Investitionen in langfristig benötigte PtG-/PtL-Anlagen führen würde (Mitchell et al. 2011).

75 DECHEMA (2017a)

76 Beim Vergleich des Kommissionsvorschlags zur Reform der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EU 2018), der aktuellen Richtlinie 2009/28/EG (EU 2009b) und ihrer Vorgängerin 2003/30/EG (EU 2003) zeigen sich die gestiegenen Nachhaltigkeitsanforderungen ebenso wie eine verringerte Anrechenbarkeit von konventionellen Biokraftstoffen (*Cap*).

77 Ebenfalls kritisch sind weitere ökologische sowie soziale Folgen der Produktion von Biokraftstoffen aus Anbaubiomasse zu betrachten. Zu Emissionsbilanzen biogener Energienutzungspfade siehe ifeu (2016).

PtL-Brennstoffen für die weltweite Dekarbonisierung sinnvoll einschätzen zu können und Planungssicherheit für Investoren zu bieten, ist es daher unerlässlich, verbindliche Nachhaltigkeitsstandards in fünf Bereichen zu entwickeln (siehe Tabelle 3). Selbstverständlich sind auch für den Markthochlauf direkt-elektrischer Anwendungen Nachhaltigkeitsstandards zu vereinbaren und einzuhalten. Dies gilt in besonderem Maße für den Abbau von Rohstoffen für Batterien sowie für deren Fertigung.[78]

Mindest-Treibhausgasreduktion: Synthetische Brennstoffe müssen unter Berücksichtigung der gesamten Vorkette mindestens 70 Prozent Treibhausgaseinsparung gegenüber fossilen Referenzkraftstoffen erzielen. Eine einhundertprozentige Treibhausgasneutralität ist angesichts geringer Treibhausgasemissionen, die selbst mit der Produktion von Wind- und Solarstrom verbunden sind, nicht möglich. 70 Prozent sind als Mindestwert für die Treibhausgasminderung fortschrittlicher Biokraftstoffe im Vorschlag der EU-Kommission zur Reform der Erneuerbare-Energien-Richtlinie enthalten. Strombasierte Kraftstoffe sollten die selben Mindestanforderungen erfüllen. Die Emissionsminderung ergibt sich aus der Treibhausgasintensität des eingesetzten Stroms und der Herkunft des benötigten Kohlendioxids.

Zusätzlichkeit der EE-Stromerzeugung: Für eine annähernde Treibhausgasneutralität muss der Strom für den gesamten Produktionsprozess (inklusive Wasseraufbereitung etc.) aus zusätzlichen Erneuer-

78 Öko-Institut (2017a), vgl. auch Cerulogy (2017).

Übersicht relevanter Nachhaltigkeitsaspekte hinsichtlich der Produktion synthetischer Brennstoffe — Tabelle 3

Mindest-Treibhausgasreduktion	Synthetische Brennstoffe müssen unter Berücksichtigung der gesamten Vorkette mindestens 70 Prozent Treibhausgaseinsparung gegenüber fossilen Referenzkraftstoffen erzielen.
Zusätzlichkeit der EE-Stromerzeugung	Der Strom für den gesamten Produktionsprozess (inklusive Wasseraufbereitung etc.) muss aus zusätzlichen Erneuerbare-Energien-Anlagen stammen. Ist dies nicht gewährleistet, müssen die Emissionen des jeweiligen Strommixes bilanziert werden.
CO_2 aus nachhaltigen atmosphärischen Quellen	Nur CO_2-Gewinnung aus der Luft oder nachhaltigen biogenen Quellen schafft Klimaneutralität im Sinne eines geschlossenen CO_2-Kreislaufes. Ist dies nicht gewährleistet, sind die vollen CO_2-Emissionen anzurechnen.
Nachhaltige Nutzung von Wasser und Landflächen	Die Bereitstellung von Wasser für die Elektrolyse darf keine negativen Auswirkungen auf die bestehende Wasserversorgung haben. Naturschutzflächen oder andere schützenswerte Flächen (beispielsweise mit einer hohen Biodiversität) dürfen nicht als Produktionsstandorte verwendet werden.
Sozialverträglichkeit der Brennstoffproduktion	Die Brennstoffherstellung darf sich nicht negativ auf die Bevölkerung auswirken. Bei der Produktion in Entwicklungsländern muss ein Teil der Gewinne in eine nachhaltige Entwicklung vor Ort fließen.

eigene Darstellung, verändert nach Öko-Institut (2017b)

Kostenannahmen zur CO_2-Gewinnung in $Euro_{2017}$ pro Tonne CO_2 Abbildung 8

	heute	2030	2050
Direct Air Capture* für PtG	145	102	100
Zementindustrie Deutschland		33	
Zementindustrie Island		17	

* Photovoltaik, Nordafrika, Referenz

Frontier Economics (2018)

bare-Energien-Anlagen stammen. Dies ist gegeben, wenn EE-Anlagen explizit für die Brennstoffproduktion errichtet werden und es weder eine Kopplung mit dem Stromnetz gibt noch eine Anrechnung des EE-Stroms auf Zielvorgaben bezüglich des Anteils von EE-Strom im jeweiligen Strommix.[79] Mit Blick auf die mögliche Produktion von synthetischen Brennstoffen in Entwicklungsländern für den Export in Industrieländer ist folgende Frage zu stellen: Wie lässt sich verhindern, dass die Dekarbonisierung eines Landes dadurch verlangsamt wird, dass an den besten Standorten für Windenergie- und PV-Anlagen Strom für exportorientierte PtG-/PtL-Anlagen erzeugt wird und entweder EE-Strom für andere inländische Nutzungen an ungünstigeren Standorten zu möglicherweise höheren Kosten produziert wird oder die Stromerzeugung weiterhin auf der Grundlage fossiler Brennstoffe geschieht?[80]

CO_2 aus nachhaltigen atmosphärischen Quellen: Eine annähernde Treibhausgasneutralität ist nur zu erreichen, wenn das für die Herstellung von PtL/PtG benötigte CO_2 aus der Luft (*Direct Air* Capture, DAC) oder aus nachhaltigen biogenen Quellen gewonnen wird. Für die Zukunft strombasierter Brennstoffe spielt *Direct Air Capture* eine zentrale Rolle, da CO_2 aus nachhaltigen biogenen Quellen ein begrenztes Mengenpotenzial aufweist und in den häufig trockenen Windenergie- und Photovoltaik-Gunsträumen ohnehin knapp ist. Fossiles CO_2 auf der anderen Seite, das beispielsweise prozessbedingt bei der Produktion von Zement oder Stahl entsteht, sollte nicht für die Herstellung von PtL oder PtG verwendet werden, auch wenn dies zumindest für eine Übergangszeit von verschiedenen Seiten in Betracht gezogen wird.[81] Gegen die Verwendung fossilen Kohlendioxids sprechen drei Gründe:

Die Limitierung der Nutzung fossilen Kohlendioxid durch deutsche Klimaschutzziele: Die deutschen Minderungsziele erlauben 2050 nur einen niedrigen

79 Überschussstrom allein bietet wie in Abschnitt 1.2 dargestellt keine Grundlage für die PtG-/PtL-Produktion. Wenn zusätzlich Strom aus dem Netz bezogen wird, um die Zahl der Volllaststunden zu erhöhen, ist dieser Strom mit den Emissionen des Strommixes zu bilanzieren. Gegenüber dem fossilen Referenzbrennstoff wandelt sich der Klimavorteil so aufgrund des großen Strombedarfs schnell in einen Klimanachteil.

80 In diesem Zusammenhang sollten zukünftig die globalen Angebots- und Nachfragepotenziale an synthetischen Brennstoffen näher untersucht und gegenübergestellt werden. Was wäre beispielsweise, wenn ein Großteil der EU-Mitgliedsstaaten auf einen Import synthetischer Brennstoffe setzen würde? Siehe dazu auch IEA (2017a).

81 Vgl. Christensen & Petrenko (2017), die für den Fall der Verwendung fossilen Kohlendioxids aus Abgasen auf das Risiko des *„double counting"*, d.h. der Mehrfachanrechnung von Emissionsminderungen, hinweisen. Eine Mehrfachanrechnung wäre gegeben, wenn bei der Verwendung von CO_2 etwa aus der Zementindustrie für die Kraftstoffproduktion und den Einsatz dieses Kraftstoffs in Pkw sowohl der Zementhersteller als auch der Kraftstoffproduzent und möglicherweise sogar der Autohersteller die Minderung innerhalb ihrer jeweils bestehenden Treibhausgas-Minderungsverpflichtungen geltend machen könnten.

Sockel von Treibhausgasemissionen. Heute wird dieser Sockel den Sektoren Industrie und Landwirtschaft für deren als kaum vermeidbar geltende Emissionen zugesprochen. Wobei für die CO_2-Abscheidung, d.h. als Quelle des benötigten Kohlendioxids, nach heutigem Kenntnisstand nur die Industrie geeignet ist. Hier handelt es sich um Punktquellen und nicht wie in der Landwirtschaft vorwiegend um diffuse Quellen. Wird aber das von der Industrie angebotene Kohlendioxid die zur Mitte des Jahrhunderts benötigten CO_2-Mengen für in Deutschland verbrannte strombasierte Brennstoffe bilanziell decken können? Diese Frage ist deshalb wichtig, da gemäß dem in der internationalen Treibhausgas-Berichterstattung üblichen Quellprinzip die benötigten fossilen CO_2-Mengen auch dann durch ein deutsches Emissionsbudget gedeckt sein sollten, wenn CO_2-Gewinnung und Brennstoffproduktion im Ausland stattfinden. Andernfalls führte das bei der Verbrennung in Deutschland emittierte Kohlendioxid in der Folge zu einer Budgetüberschreitung hinsichtlich des Ausstoßes fossilen Kohlendioxids.

Die verminderte physische Verfügbarkeit abgeschiedenen Kohlendioxids: Auf der Grundlage aktueller Minderungsziele und -verpflichtungen lässt sich das Klimaziel von Paris, die globale Erwärmung gegenüber dem vorindustriellen Niveau auf höchstens zwei Grad und möglichst 1,5 Grad Celsius zu beschränken, kaum erreichen. So wird es perspektivisch notwendig sein, auch prozessbedingte Treibhausgasemissionen aus der Industrie so weit wie möglich zu vermeiden sowie gegebenenfalls abzuscheiden und unterirdisch zu speichern (*Carbon Capture and Storage,* CCS).[82]

Die notwendigen Investitionen in die Schlüsseltechnologie Direct Air Capture: So lange Kohlendioxid beispielsweise aus der Zement- und Stahlindustrie zu vergleichsweise niedrigen Kosten verfügbar ist, werden Investitionen in die CO_2-Gewinnung aus der Luft nicht die Größenordnungen erreichen, die für eine frühzeitige Kostensenkung notwendig sind.

82 ZEP (2017)

Flächenbedarf für CO_2-Gewinnung aus der Luft für die PtG- oder PtL-Produktion im Zusammenhang mit einem Offshore-Windpark (ein Gigawatt) Tabelle 4

km²	PtG-Methan	PtL
min*	0,19	0,35
max**	0,70	1,28

* 0,4 km² für 1 Mt CO_2/Jahr; Climeworks (2017)
** 1,5 km² für 1 Mt CO_2/Jahr; APS (2011)

eigene Berechnungen

In der vorliegenden Studie werden für DAC Kosten von 145 Euro je Tonne CO_2 und ab 2030 von etwa 100 Euro je Tonne CO_2 angesetzt.[83]

Außerdem ist die Frage zu stellen, ob die Umleitung von Treibhausgasemissionen von einem Sektor in einen anderen nicht dazu führt, dass der Dekarbonisierungsdruck beispielsweise in der Baustoffindustrie abnimmt und entscheidende Innovationsanreize ausbleiben.

Neben den beschriebenen zwei Pfadabhängigkeitsrisiken hinsichtlich *Direct Air Capture* gibt es noch eine drittes Risiko: DAC-Anlagen haben einen hohen Flächenbedarf, der von Beginn an einzuplanen ist. Eine PtG-/PtL-Produktion unter Zuhilfenahme von CO_2 aus Abgasen müsste zu einem späteren Zeitpunkt aufwendig auf den Betrieb mit CO_2 aus DAC umgestellt werden. Dies mag in vielen Ländern Nordaf-

83 Siehe auch Kapitel 6.2.3.4 zu *Direct Air Capture* sowie das herunterladbare *Excel-Tool*, in welchem alternativ auch die Kosten der CO_2-Gewinnung aus der Zementindustrie angenommen werden können. Die hier angenommene DAC-Technologie von Climeworks (2017) wurde unter anderem auch als Teil der Projektes *Nordic Blue Crude* (ohne Jahr) einer breiteren Öffentlichkeit bekannt. Dena (2017b) legt grundsätzlich die gleiche Technologie zugrunde, nimmt allerdings höhere Kosten an – in einem Bereich von etwa 200 bis 400 Euro je Tonne CO_2.

rikas und des Nahen Ostens eine geringere Rolle spielen. In dichter besiedelten Räumen Europas ist der Platzbedarf hingegen nicht zu unterschätzen. Würde man zum Beispiel den Strom aus einem großen Offshore-Windpark in der Nord- oder Ostsee mit einer Nennleistung von einem Gigawatt zur Herstellung von PtG oder PtL nutzen, bräuchte man für die erforderliche CO_2-Gewinnung aus der Luft eine Fläche zwischen 0,19 und 1,28 Quadratkilometern, wie Tabelle 4 zeigt.[84] Das entspricht etwa 27 bis 180 Fußballfeldern.

Nachhaltige Nutzung von Wasser und Landflächen: In vielen Gunsträumen für Photovoltaik- und Windenergieanlagen ist Trinkwasser ein knappes Gut. Das für die Elektrolyse und damit die Brennstoffproduktion benötigte Süßwasser ist deshalb in diesen Fällen aus Meerwasserentsalzungsanlagen zusätzlich zu gewinnen. Auch hier ist auf eine nachhaltige Entwicklung in den Erzeugerländern zu achten. Es ist zu vermeiden, dass für Industrieländer Brennstoffe unter Zuhilfenahme großer Mengen Süßwassers hergestellt werden und die lokale Bevölkerung und Wirtschaft gleichzeitig unter Wasserknappheit leidet. Wenn große Industrieanlagen an Windenergie- und Photovoltaik-Gunststandorten errichtet werden sollen, muss sichergestellt sein, dass andere, bestehende und gegebenenfalls weniger lukrative Flächennutzungen nicht ohne Weiteres verdrängt werden. Dies gilt insbesondere für Konkurrenzen zur Nahrungsmittelerzeugung. Konkurrenzen können aber auch bestehen zu einer Nutzung mit Siedlungen oder als Raum für eine schützenswerte Tier- und Pflanzenwelt.

Sozialverträglichkeit der Brennstoffproduktion: Die Brennstoffherstellung darf sich nicht negativ auf die Bevölkerung auswirken. Bei der Produktion in Entwicklungsländern muss ein Teil der Gewinne in eine nachhaltige Entwicklung vor Ort fließen. Wenn in Ländern beispielsweise des nördlichen Afrika oder im Nahen Osten synthetische Brennstoffe für Deutschland hergestellt werden, muss angesichts des Wohlstandsgefälles sichergestellt sein, dass die gesamte Bevölkerung in den produzierenden Ländern nachhaltig von diesem Geschäft profitiert.

Der Export synthetischer Brennstoffe könnte Erdöl und Erdgas exportierenden Staaten ein postfossiles Geschäftsmodell ermöglichen.

Werden die im Rahmen des Öl- und Gaskonsens zu vereinbarenden Nachhaltigkeitsstandards in den oben genannten Bereichen eingehalten, können aus dem Export strombasierter Brennstoffe bedeutende Vorteile auch und gerade für jene Produktionsländer erwachsen, deren Wirtschaftskraft heute vorrangig auf dem Export fossiler Brennstoffe basiert. Denn im Zuge weltweiter Anstrengungen zur Erreichung des Zwei-Grad-Ziels werden diese Einnahmen perspektivisch zurückgehen. Dies wird erhebliche Auswirkungen auf Beschäftigung und Staatshaushalte, die Anpassung existierender Subventionen für fossile Brennstoffe an Weltmarktpreise, eine Neudefinition des Verhältnisses von Staat und Gesellschaft sowie auf die politische Stabilität ganzer Regionen haben.[85] Im südlichen Mittelmeerraum wird die Situation zusätzlich verschärft durch ein starkes Bevölkerungswachstum, hohe Arbeitslosigkeit und zunehmende direkte Auswirkungen des Klimawandels.[86]

Auch wenn diese Diskussion erst langsam Fahrt aufnimmt[87], so kann man hierfür auf mehr als ein Jahrzehnt an Überlegungen rund um die *Desertec*-Vision vom Strom aus der Wüste zurückgreifen.[88] *Desertec*

84 Diese Bandbreite geht zurück auf unterschiedliche Angaben in der Literatur (APS 2011; Climeworks 2017). Eigene Annahmen: 4.400 Volllaststunden; Wirkungsgrade Strom→H2: 67 Prozent; H2→Methan/PtL: 80 Prozent.

85 Schon jetzt geraten die Staatshaushalte von Ölexportländern angesichts niedriger Ölpreise erheblich unter Druck, vgl. Jalilvand (2017).

86 Dii (2013); Lelieveld et al. (2016).

87 Fasihi et al. (2017); dena (2017a, b); MWV et al. (2017).

88 Werenfels/Westphal (2010)

sollte dazu beitragen, erneuerbar erzeugten Strom aus dem südlichen Mittelmeerraum über neu zu errichtende Stromnetze nach Europa zu transportieren.[89] Insbesondere die Errichtung vieler neuer, verlustarmer Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsnetze hat sich so bisher noch nicht realisiert.

Eine Produktion synthetischer Brennstoffe im südlichen Mittelmeerraum bietet ähnliche Vorteile wie *Desertec*-Strom, vermeidet aber entscheidende Nachteile. Für die Exportländer liegt der größte Vorteil in neuer Wertschöpfung aus der Herstellung von EE-Anlagen-Komponenten, aus der Errichtung und dem Betrieb der Anlagen.[90] Ähnliches dürfte für die zusätzlich benötigten *Power-to-Gas*- oder *Power-to-Liquid*-Anlagen gelten. Die Importländer, wie Deutschland, erhalten die benötigten synthetischen Brennstoffe zu vergleichbar geringen Kosten (siehe oben). Der größte Nachteil fehlender Stromnetze nach Europa trifft auf synthetische Brennstoffe nicht zu, da für diese – mit der Ausnahme von Wasserstoff – die existierende Gas- und Ölinfrastruktur direkt genutzt werden kann.[91]

Hinzu kommt, dass die Größe der Dekarbonisierungs-Herausforderung und die Notwendigkeit von Brennstoffen in bestimmten Anwendungen immer deutlicher und dringlicher werden. Hierfür bietet sich die Produktion an guten Erneuerbare-Energien-Standorten im südlichen Mittelmeerraum an: potenziell als sinnvolle globale Arbeitsteilung und Beitrag zur geopolitischen Stabilität.

Fazit

Power-to-Gas und *Power-to-Liquid* werden langfristig in solchen Anwendungen benötigt, die nicht direkt mit Erneuerbaren Energien oder direktelektrisch versorgt werden können. Hierzu müssen Umwandlungsanlagen mit günstigem erneuerbarem Strom, hohen Volllaststunden und CO_2 aus der Luft betrieben werden. Um die erhofften Kostensenkungen bei den Anlagen zu erreichen, werden frühzeitige und großskalige Investitionen benötigt. Die Größe dieser Investitionen erfordert einen Öl- und Gaskonsens zwischen Industrie und Politik. Er sollte den langfristigen Ausstieg aus fossilem Öl und Gas festlegen, effiziente Substitution priorisieren und über verpflichtende Nachhaltigkeitsregeln sowie Anreizinstrumente den Einstieg in strombasierte synthetische Brennstoffe ermöglichen. Hierfür gilt es jetzt, geeignete energiepolitische Instrumente zu entwickeln.

89 Die ersten *Desertec*-Konzepte standen vor der Wahl zwischen dem Transport von Strom oder Wasserstoff. Aufgrund der hohen Umwandlungsverluste bei einer unterstellten Wasserstoff-Rückverstromung fiel die Wahl auf Strom (Düren 2017).

90 Dii (2013)

91 Düren (2017)

2. Quellen

acatech et al. (2015): *Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050. Stabilität im Zeitalter der erneuerbaren Energien*. Stellungnahme. November 2015, ISBN: 978-3-8047-3503-3

acatech et al. (2017a): acatech, Leopoldina, Akademienunion. *„Sektorkopplung" – Optionen für die nächste Phase der Energiewende*. Stellungnahme, November 2017 www.acatech.de/de/publikationen/publikationssuche/detail/artikel/sektorkopplung-optionen-fuer-die-naechste-phase-der-energiewende.html

acatech et al. (2017b): acatech, Leopoldina, Akademienunion. *„Sektorkopplung" – Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems, Analyse, November 2017* (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft) https://energiesysteme-zukunft.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/pdf/ESYS_Analyse_Sektorkopplung.pdf

AGEB (2017): *AG Energiebilanzen. Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 2015*. Datenstand: 10.08.2017

AEE (2016): Agentur für Erneuerbare Energien. *Metaanalyse: Flexibilität durch Sektorkopplung von Strom, Wärme & Verkehr*. April 2016

Agora Energiewende (2016): *Elf Eckpunkte für einen Kohlekonsens. Konzept zur schrittweisen Dekarbonisierung des deutschen Stromsektors* (Langfassung)

Agora Energiewende (2017a): *Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2016*. Analyse

Agora Energiewende (2017b): *Energiewende 2030: The Big Picture. Megatrends, Ziele, Strategien und eine 10-Punkte Agenda für die zweite Phase der Energiewende*

Agora Energiewende (2017c): *Energiewende und Dezentralität. Zu den Grundlagen einer politisierten Debatte*

Agora Energiewende (2017d): *Neue Preismodelle für Energie. Grundlagen einer Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Strom und fossile Energieträger.* Hintergrund. Berlin, April 2017

Agora Energiewende (2018): *Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2017*. Analyse

Agora Verkehrswende (2017): *Mit der Verkehrswende die Mobilität von morgen sichern. 12 Thesen zur Verkehrswende* www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2017/12_Thesen/Agora-Verkehrswende-12-Thesen_WEB.pdf

Agora Verkehrswende (2018): *Die Fortschreibung der Pkw-CO_2-Regulierung und ihre Bedeutung für das Erreichen der Klimaschutzziele im Verkehr*

APS (2011): American Physical Society. *Direct Air Capture of CO_2 with Chemicals. A Technology Assessment for the APS Panel on Public Affairs*. June 1, 2011, American Physical Society

BDEW et al. (2016): *Dekarbonisierung mit Gas – Gas kann grün. Gemeinsamer Appell der Gaswirtschaft zum Klimaschutzplan 2050*: 31. Oktober 2016, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., www.bdew.de/media/documents/20161028_KSP_Appell-der-Gaswirtschaft.pdf

Bellona (2017): *The ‚Power to Liquids' Trap. Reality Check*, April 2017 http://network.bellona.org/content/uploads/sites/3/2017/04/Power-to-Liquids_BellonaEuropa-1.pdf

Blesl et al. (2015): *Strom im Wärmemarkt – Optionen und Einflussfaktoren im Hinblick auf die Erreichung energiepolitischer Ziele*. Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung. Präsentation vom 11.02.2015

Brunner et al. (2016): *Wirtschaftliche Perspektiven für Power-to-Gas im zukünftigen Energiesystem, et. Energiewirtschaftliche Tagesfragen*. März 2016 www.researchgate.net/publication/297686591_Wirtschaftliche_Perspektiven_fur_Power-to-Gas_im_zukunftigen_Energiesystem

BTU (2017): *Sektorenkopplung. Vier Infrastrukturen – eine optimale Lösung?* Brandenburgische Technische Universität Cottbus-Senftenberg. Mark Kuprat. Im Auftrag von Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH, ONTRAS Gastransport GmbH, ENSO NETZ GmbH www.enso-netz.de/ensonetz/home_netz.nsf/Ressourcen/15A8EA3A0FF3238BC12581CB-004D7648/$file/20171024_Studie_Sektorenkopplung_Final.pdf

Cerulogy (2017): *What role is there for electrofuel technologies in European transport's low carbon future?* A report for Transport and Environment. https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2017_11_Cerulogy_study_What_role_electrofuels_final_0.pdf

ChemCoast et al. (2013): *Fahrplan zur Realisierung einer Windwasserstoff – Wirtschaft in der Region Unterelbe*. Kurzdarstellung

Climeworks (2017): *Comparison of CO_2 removal approaches* www.climeworks.com/co2-removal/

Christensen, Adam; Petrenko, Chealsea (2017): *CO_2-Based Synthetic Fuel: Assessment of Potential European Capacity and Environmental Performance.* Funded by European Climate Foundation and International Council on Clean Transportation.

DBI-GUT et al. (2017): *KonStGas. Integration fluktuierender erneuerbarer Energien durch konvergente Nutzung von Strom- und Gasnetzen. Konvergenz Strom- und Gasnetze.* Abschlussbericht www.dbi-gruppe.de/files/PDFs/Projekte/00_Abschlussbericht_KonStGas_2017.pdf

DECHEMA (2017a): *E-Fuels – Mehr als eine Option.* September 2019. Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e. V. https://dechema.de/dechema_media/WhitePaper_E_Fuels-p-20002780.pdf

DECHMA (2017b): *Low carbon energy and feedstock for the European chemical industry.* DECHEMA. Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e. V., Study commissioned by the European Chemical Industry Council http://dechema.de/dechema_media/Technology_study_Low_carbon_energy_and_feedstock_for_the_European_chemical_industry-p-20002750.pdf

dena (2016): *Potenzialatlas Power to Gas. Klimaschutz umsetzen, erneuerbare Energien integrieren, regionale Wertschöpfung ermöglichen*. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Juni 2016

dena (2017a): *dena-Leitstudie Integrierte Energiewende. Zwischenfazit. Impulse und Erkenntnisse aus dem Studienprozess* https://shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads_Dateien/esd/9214_dena-Leitstudie-Integrierte-Energiewende_Zwischenfazit.pdf

dena (2017b): *E-FUELS Study. The potential of electricity-based fuels for low-emission transport in the EU.* An expertise by LBST and dena. November 2017, Funded by Verband der Automobilindustrie http://shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads_Dateien/verkehr/9219_E-FUELS-STUDY_The_potential_of_electricity_based_fuels_for_low_emission_transport_in_the_EU.pdf

dena (2017c): *Roadmap Power to Gas. Baustein einer Integrierten Energiewende. Strategieplattform Power to Gas*

Dii (2013): *The Economic Impacts of Desert Power. Socio-economic aspects of an EUMENA renewable energy transition*

DIW (2015): *Elektromobilität in Deutschland: CO_2-Bilanz hängt vom Ladestrom ab:* in: DIW Wochenbericht 10.2015. Speicher und Elektrofahrzeuge im Stromsystem

DLR et al. (2014): *Studie über die Planung einer Demonstrationsanlage zur Wasserstoff-Kraftstoffgewinnung durch Elektrolyse mit Zwischenspeicherung in Salzkavernen unter Druck*. LBST, Fh-ISE, KBB Underground Technologies http://elib.dlr.de/94979/1/2014_DLR_ISE_KBB_LBST_PlanDelyKaD.pdf

DLR (2017): *Forschergruppe stellt aktuell größte Testanlage zur solarthermischen Wasserspaltung vor. HYDROSOL_Plant: Wasserstoff aus Sonnenlicht,* 29. November 2017, www.dlr.de/dlr/desktopdefault.aspx/tabid-10081/151_read-25217/#/gallery/29210

Düren (2017): *Understanding the bigger energy picture. DESERTEC and beyond.* Springer Briefs in Energy, DOI 10.1007/978-3-319-57966-5

DVGW (2017): *Der Energie-Impuls – ein Debattenbeitrag für die nächste Phase der Energiewende* www.dvgw-energie-impuls.de

Energiezukunft (2015): *Power-to-Gas-Anlage für Zuhause* www.energiezukunft.eu/umwelt/technik/power-to-gas-anlage-fuer-zuhause-gn103415/

Reuters (2017): *Energie plans to go green via biogas and renewable hydrogen*. 4. Dezember 2017, Geert De Clercq www.reuters.com/article/us-engie-biogas/engie-plans-to-go-green-via-biogas-and-renewable-hydrogen-idUSKBN1DY22D

Ecofys/Fh-IWES (2014): *Untersuchung Energiespeicher in Schleswig-Holstein*. Kurzfassung. Im Auftrag des Ministeriums für Energiewende, Umwelt, Landwirtschaft und ländliche Räume des Landes Schleswig-Holstein

Electrive (2017): *Fendt bringt Elektro-Traktor auf den Markt* www.electrive.net/2017/09/11/fendt-bringt-elektro-traktor-auf-den-markt/

Esposito, Daniel V. (2017): *Membraneless Electrolyzers for Low-Cost Hydrogen Production in a Renewable Energy Future.* Joule (2017) https://doi.org/10.1016/j.joule.2017.07.003

EU (2003): RICHTLINIE 2003/30/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 8. Mai 2003 zur Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen oder anderen erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehrssektor. eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/ALL/?uri=uriserv:OJ.L_.2003.123.01.0042.01.DEU

EU (2009a): VERORDNUNG (EG) Nr. 443/2009 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 23. April 2009 zur Festsetzung von Emissionsnormen für neue Personenkraftwagen im Rahmen des Gesamtkonzepts der Gemeinschaft zur Verringerung der CO_2-Emissionen von Personenkraftwagen und leichten Nutzfahrzeugen; ABl. L 140 vom 05.06.2009, S. 1–15

EU (2009b): RICHTLINIE 2009/28/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG; ABl L 140 vom 05.06.2009, S. 16–62

EU (2018): Vorschlag für eine RICHTLINIE DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neufassung). http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52016PC0767R(01)

Fasihi, M., Bogdanov, F., Breyer, Ch. (2017): *Long-term Hydrocarbon Trade Options for the Maghreb Region and Europe – Renewable Energy Based Synthetic Fuels a Net Zero Emissions World.* In *Sustainability* 2017, 9, S. 306

Fasihi, Mahdi, Dmitrii Bogdanov und Christian Breyer. (2016): *Techno-Economic Assessment of Power-to-Liquids (PtL) Fuels Production and Global Trading Based on Hybrid PV-Wind Power Plants.* Energy Procedia, 10th International Renewable Energy Storage Conference, IRES 2016, 15-17 March 2016, Düsseldorf, Germany, 99 (November): 243–68 https://doi.org/10.1016/j.egypro.2016.10.115

FENES et al. (2014): *Stromspeicher in der Energiewende*. Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz. im Auftrag von Agora Energiewende www.agora-energiewende.de/fleadmin/Projekte/2013/speicher-in-der-energiewende/Agora_Speicherstudie_Web.pdf

FENES et al. (2015): FENES et al. (2015): *Bedeutung und Notwendigkeit von Windgas für die Energiewende in Deutschland, Forschungsstelle Energienetze und Energiespeicher.* (FENES) OTH Regensburg, Energy Brainpool, Studie im Auftrag von Greenpeace Energy, Regensburg/Hamburg/Berlin www.greenpeace-energy.de/fileadmin/docs/pressematerial/Windgas-Studie_2015_FENES_GPE_lang.pdf

Fh-IWES (2017): *Mittel- und langfristige Potenziale von PtL- und H_2-Importen aus internationalen Vorzugsregionen.* Teilbericht. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit www.energieversorgung-elektromobilitaet.de/includes/reports/Teilbericht_Potenziale_PtL_H2_Importe_FraunhoferIWES.pdf

Fh-ISI et al. (2017a): *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland.* Modul 0: *Zentrale Ergebnisse und Schlussfolgerungen*, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, September 2017

Fh-ISI et al. (2017b): *Machbarkeitsstudie zur Ermittlung der Potentiale des Hybrid-Oberleitungs-Lkw.* Studie im Rahmen der Wissenschaftlichen Beratung des BMVI zur Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie. Im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr und Digitale Infrastruktur (BMVI)

Flugrevue (2017): *easyJet will Elektroflugzeuge für Kurzstrecken.* www.flugrevue.de/flugzeugbau/easyjet-will-elektroflugzeuge-fuer-kurzstrecken/735404

FNB Gas (2017): *Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland*. Eine modellbasierte Analyse. September 2017. Frontier Economics, IAEW, 4Management, EMCEL, im Auftrag des FNB Gas www.fnb-gas.de/files/fnb_gas_wert_von_gasinfrastruktur-endbericht.pdf

Fh-IWES/IBP (2017): *Wärmewende 2030. Schlüsseltechnologien zur Erreichung der mittel- und langfristigen Klimaschutzziele im Gebäudesektor*. Studie im Auftrag von Agora Energiewende

Frontier Economics (2018): *Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe.* Studie im Auftrag von Agora Verkehrswende und Agora Energiewende. In: Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Frontier Economics (2018): Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe.

Government of South Australia (2017): *A hydrogen roadmap for South Australia*. September 2017 https://service.sa.gov.au/cdn/ourenergyplan/assets/hydrogen-roadmap-8-sept-2017.pdf

GP JOULE (2017): *Akzeptanz durch Wertschöpfung. Wasserstoff als Bindeglied zwischen der Erzeugung erneuerbarer Energien und der Nutzung im Verkehrs-, Industrie- und Wärmesektor*. Machbarkeitsstudie zum Verbundvorhaben. März 2017

ICCT (2017): International Council on Clean Transportation. *International Civil Aviation Organization's Carbon Offset and Reduction Scheme for International Aviation (CORSIA).* Policy update www.theicct.org/sites/default/files/publications/ICAO%20MBM_Policy-Update_13022017_vF.pdf

IEA (2015): *Technology Roadmap Hydrogen and Fuel Cells.* International Energy Agency www.iea.org/publications/freepublications/publication/TechnologyRoadmapHydrogenandFuelCells.pdf

IEA (2017a): *Renewable Energy for Industry. From green energy to green materials and fuels.* International Energy Agency www.iea.org/publications/insights/insightpublications/Renewable_Energy_for_Industry.pdf

IEA (2017b): *World Energy Outlook 2017*. International Energy Agency. Paris

ifeu (2016): *Aktualisierung der Eingangsdaten und Emissionsbilanzen wesentlicher biogener Energienutzungspfade (BioEm).* Im Auftrag des Umweltbundesamtes.

ifeu et al. (2016): *Klimaschutzbeitrag des Verkehrs bis 2050*. Im Auftrag des Umweltbundesamtes

ifeu et al. (in Arbeit): *Die Rolle der Energieeffizienz im Gebäudesektor in Zeiten der Sektorkopplung.* ifeu, Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IEE), Consentec, im Auftrag von Agora Energiewende www.agora-energiewende.de/de/projekte/-agothem-/Projekt/projektdetail/170/Geb%C3%A4udeeffizienz+und+Sektorkopplung/

INES et al. (2017): *Erneuerbare Gase – ein Systemupdate der Energiewende*. enervis energy advisors, im Auftrag von Initiative Erdgasspeicher (INES), Bundesverband Windenergie www.wind-energie.de/system/files/attachments/press-release/2017/erneuerbare-gase-ein-systemupdate-der-energiewende/20171212-studie-erneuerbare-gase.pdf

INFRAS, Quantis (2015): *Postfossile Energieversorgungsoptionen für einen treibhausgasneutralen Verkehr im Jahr 2050: Eine verkehrsträgerübergreifende Bewertung*. Im Auftrag des Umweltbundesamtes

IPCC (2013): *Summary for Policymakers.* In: Stocker, T.F., D. Qin, G.-K. Plattner, M. Tignor, S.K. Allen, J. Boschung, A. Nauels, Y. Xia, V. Bex and P.M. Midgley (Hrsg.), Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change Cambridge (United Kingdom), New York (USA): Cambridge University Press

IRENA (2016): *Unlocking renewable energy investment: the role of risk mitigation and structured finance* www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Risk_Mitigation_and_Structured_Finance_2016.pdf

Jalilvand, D. (2017): *Exploring the nexus: geopolitical and energy transformations in the Middle East, Insights from the forthcoming book "The Political and Economic Challenges of Energy in the Middle East and North Africa"*. edited by David Jalilvand & Kirsten Westphal

Kane, M. (2018): *New Bill Proposed In California Requires All New Passenger Vehicles To Be ZEV By 2040*

https://insideevs.com/new-bill-proposed-in-california-requires-all-new-passenger-vehicles-to-be-zev/ (letzter Zugriff am 10.01.2018)

Köppel, W. (2015): *Flexibilitätsoptionen durch Konvergenz von Strom- und Gasnetz.* VDE Vortragsreihe „Themen der Energiewende: Speicher der Zukunft". Karlsruhe, 16.11.2015

Langenheld, A., Graichen, P. (2017): *Efficiency First: Wie sieht ein effizientes Energiesystem in Zeiten der Sektorkopplung aus*?, Kurzanalyse, Mai 2017, Agora Energiewende
www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2012/positive-effekte-energieeffizienz/Agora_EfficiencyFirst_und_Sektorkopplung.pdf

Larfeldt et al. (2017): *Hydrogen Co-Firing in Siemens Low NO_X Industrial Gas Turbines*. POWER-GEN Europe, Cologne, Germany, June 27- 29, 2017

Lelieveld, J., Y. Proestos, P. Hadjinicolaou, M. Tanarhte, E. Tyrlis, und G. Zittis (2016): *Strongly Increasing Heat Extremes in the Middle East and North Africa (MENA) in the 21st Century*. Climatic Change 137, Nr. 1–2 (23. April 2016): 245–60
https://doi.org/10.1007/s10584-016-1665-6

LNG World Shipping (2017): *ClassNK releases guidelines for liquefied hydrogen carriers.* 30 March 2017
www.lngworldshipping.com/news/view,classnk-releases-guidelines-for-liquefied-hydrogen-carriers_47105.htm

Maritime Journal (2017): *Energy Efficient Hybrids for Rijkswaterstaat*
www.maritimejournal.com/news101/vessel-build-and-maintenance/ship-and-boatbuilding/energy-efficient-hybrids-for-rijkswaterstaat

Michaelis et al. (2016): *Die Einbindung von Power-to-Gas-Anlagen in den Gassektor, et. Energiewirtschaftliche Tagesfragen.* Mai 2016
www.researchgate.net/publication/303437916_Die_Einbindung_von_Power-to-Gas-Anlagen_in_den_Gassektor

Mitchell, C. et al. (2011): *Policy, Financing and Implementation*. In: IPCC Special Report on Renewable Energy, Sources and Climate Change Mitigation. Cambridge University Press

Müller-Syring et al. (2014): *Wasserstofftoleranz der Erdgasinfrastruktur inklusive aller assoziierter Anlagen*. Abschlussbericht. DBI GUT. DVGW-Förderkennzeichen G 1-02-12

MWV et al. (2017): *Status und Perspektiven flüssiger Energieträger in der Energiewende*. Korrigierte Zusammenfassung Phase I. Stand 26.10.2017. Status-quo und Technologiepfade, Prognos, Fh-UMSICHT, DBFZ, im Auftrag von Mineralölwirtschaftsverband e. V., Institut für Wärme und Oeltechnik e. V., MEW Mittelständische Energiewirtschaft Deutschland e. V., UNITI Bundesverband mittelständischer Mineralölunternehmen e. V.
www.mwv.de/wp-content/uploads/2017/10/171026_Prognos-Kurzfassung_Fluessige-Energietraeger_Stand_26.10.2017.pdf

Öko-Institut (2018): *Ein Kostenvergleich zwischen batterieelektrischen und verbrennungsmotorischen Pkw als Klimaschutzoption für das Jahr 2030*. Kurzstudie im Auftrag von Agora Verkehrswende

Öko-Institut (2017a): *Strategien für die nachhaltige Rohstoffversorgung der Elektromobilität. Synthesepapier zum Rohstoffbedarf für Batterien und Brennstoffzellen*. Im Auftrag von Agora Verkehrswende
www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2017/Nachhaltige_Rohstoffversorgung_Elektromobilitaet/Agora_Verkehrswende_Synthesenpapier_WEB.pdf

Öko-Institut (2017b): *An outline of sustainability criteria for synthetic fuels used in transport.* Policy paper for Transport & Environment

www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Sustainability-criteria-for-synthetic-fuels.pdf

Öko-Institut et al. (2016): *Assessing the status of electrification of the road transport passenger vehicles and potential future implications for the environment and European energy system*. Im Auftrag der European Environment Agency

Öko-Institut et al. (2015): *Klimaschutzszenario 2050*. 2. Endbericht. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, 18.12.2015

Ondraczek, J., Komendantova, N., & Patt, A. (2015): *WACC the dog: The effect of financing costs on the levelized cost of solar PV power*. Renewable Energy, 75(Supplement C), 888–898. Supplementary data https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.10.053

Preuster, Patrick, Christian Papp, und Peter Wasserscheid (2017): *Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHCs): Toward a Hydrogen-free Hydrogen Economy.* Accounts of Chemical Research 50 (1): 74–85. doi:10.1021/acs.accounts.6b00474

Schmidt O., Gambhir A., Staffell I., Hawkes A., Nelson J., Few S. (2017a): *Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study.* Int J Hydrogen Energy. 2017 https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.10.045

Schmidt, O., A. Hawkes, A. Gambhir, und I. Staffell. (2017b). *The future cost of electrical energy storage based on experience rates*. Nature Energy 6 (Juli):17110 https://doi.org/10.1038/nenergy.2017.110

Shell (2017): *Shell Wasserstoff-Studie. Nachhaltige Mobilität durch Brennstoffzelle und H_2. Energie der Zukunft.* Shell Deutschland Oil GmbH

Steward, D. et al (2009): *Lifecycle Cost Analysis of Hydrogen Versus Other Technologies for Electrical Energy Storage.* Technical Report, NREL/TP-560-46719, November 2009

Temperton, I. (2016). *Reducing the cost of financing renewables in Europe*. Agora Energiewende www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2016/De-Risking/Agora_RES-Derisking.pdf

Turner, Rebecca. (2017). *CSIRO Breakthrough Could Turn Renewable Hydrogen into Export Boom*. Text. ABC News. Mai 11 www.abc.net.au/news/2017-05-11/hydrogen-breakthrough-could-fuel-renewable-energy-export-boom/8518916

UBA (2016): *Integration von Power to Gas/Power to Liquid in den laufenden Transformationsprozess*

VDE-ETG (2015): *Potenziale für Strom im Wärmemarkt bis 2050. Wärmeversorgung in flexiblen Energieversorgungssystemen mit hohen Anteilen an erneuerbaren Energien*. VDI, ETG Taskforce Wärmemarkt. Juni 2015

VKU (2017): *Erdgasinfrastruktur in der Zukunft: Darauf können wir bauen*. Verband kommunaler Unternehmen e. V., VKU Verlag, Januar 2017

Werenfels, Westphal (2010): *Solarstrom aus Nordafrika. Rahmenbedingungen und Perspektiven*. Stiftung Wissenschaft und Politik

ZEP (2017): *Climate solutions for EU industry: interaction between electrification, CO_2 use and CO_2 storage*. www.zeroemissionsplatform.eu/component/downloads/downloads/1661.html

ZSW et al. (2017): *Power-to-X – Technologien für Übermorgen?* FVEE-Jahrestagung. 09.11.2017, Präsentation von Simon Schwarz www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Themenhefte/th2017-1/th2017_13.pdf

Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe

Bitte zitieren als:
Frontier Economics (2018): Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe. Studie im Auftrag von Agora Verkehrswende und Agora Energiewende. In: Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Frontier Economics (2018): Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe.

frontier economics

3. Kurzfassung

Hintergrund, Zielsetzung und Fokus der Studie

Die deutsche Bundesregierung hat sich das Ziel gesetzt, die CO_2-Emissionen bis zum Jahr 2050 um 80 bis 95 Prozent gegenüber 1990 zu reduzieren. Um dieses Ziel zu erreichen, ist eine CO_2-Reduktion in allen Sektoren erforderlich, also auch im Wärme- und Verkehrssektor.

Eine Option zur Dekarbonisierung des Wärme- und Verkehrssektors ist der Einsatz von synthetischen Heiz- und Kraftstoffen, die mithilfe von Strom aus Erneuerbaren Energien hergestellt werden: Wasserstoff, synthetisches Methan, Methanol, synthetisches Benzin- beziehungsweise Dieselkraftstoffe etc. Einer der Vorteile dieser Verfahren ist, dass synthetische Heiz- und Kraftstoffe – und damit indirekt Strom aus Erneuerbaren Energien – vergleichsweise einfach aus dem Ausland importiert werden können. Vorteil könnte hierbei sein, dass besonders günstige Standorte zur Erzeugung von EE-Strom genutzt werden können (zum Beispiel Standorte mit hoher Sonneneinstrahlung und/oder hohem Windaufkommen) und in der Folge die Kosten der Herstellung von synthetischen Heiz- und Kraftstoffen im Vergleich zu einer Produktion in Deutschland gesenkt werden können. Zudem könnte der Import synthetischer Heiz- und Kraftstoffe dann interessant werden, wenn langfristig die Standorte für EE-Anlagen (beispielsweise Windkraftanlagen) in Deutschland knapp werden sollten.

Vor diesem Hintergrund haben Agora Energiewende und Agora Verkehrswende Frontier Economics beauftragt, die Kosten des Imports von synthetischen Heiz- und Kraftstoffen bis 2050 abzuschätzen. Der Fokus liegt hierbei auf den Kosten des Imports von synthetischem Methan und synthetischen Flüssigkraftstoffen. Zur Einordnung der Kosten wird außerdem die alternative Erzeugung dieser Brennstoffe mit Offshore-Windkraftanlagen in der Nord- und Ostsee dargestellt.

Die Wertschöpfungskette der Erzeugung von synthetischem Methan und synthetischen Flüssigkraftstoffen

Ausgangspunkt der Herstellung von synthetischem Methan beziehungsweise von synthetischen Flüssigkraftstoffen ist die Erzeugung von Strom. Aus Strom und Wasser wird mittels Elektrolyse Wasserstoff hergestellt, sowie als Nebenprodukt Sauerstoff. In einem zweiten Umwandlungsschritt wird aus Wasserstoff und Kohlendioxid entweder synthetisches Methan erzeugt (durch Methanisierung) oder synthetischer Flüssigkraftstoff hergestellt (über Fischer-Tropsch-Synthese oder Methanolsynthese).

Für die Stromerzeugung werden im Rahmen der Studie exemplarisch sechs Standort-/Technologieoptionen zur Erzeugung betrachtet:

- Offshore-Windkraft in der Nord- und Ostsee – als Referenzpunkt für die Kosten von importierten synthetischen Heiz- und Kraftstoffen
- Geothermie/Wasserkraft in Island
- Photovoltaik in Nordafrika
- hybride Photovoltaik-/Onshore-Windkraftstromerzeugung in Nordafrika
- Photovoltaik im Nahen Osten
- hybride Photovoltaik-/Onshore-Windkraftstromerzeugung im Nahen Osten

Bei der Kostenabschätzung wird angenommen, dass das für die Methanisierung beziehungsweise die Herstellung von synthetischen Flüssigkraftstoffen benötigte CO_2 aus der Luft gewonnen wird (*Direct Air Capture*). Zudem gehen wir im Rahmen der Studie davon aus, dass die Umwandlungsanlagen in großem Format explizit für den Export synthetischer Heiz- und Kraftstoffe nach Deutschland gebaut werden. Analog werden für die betrachtete Offshore-Wind-

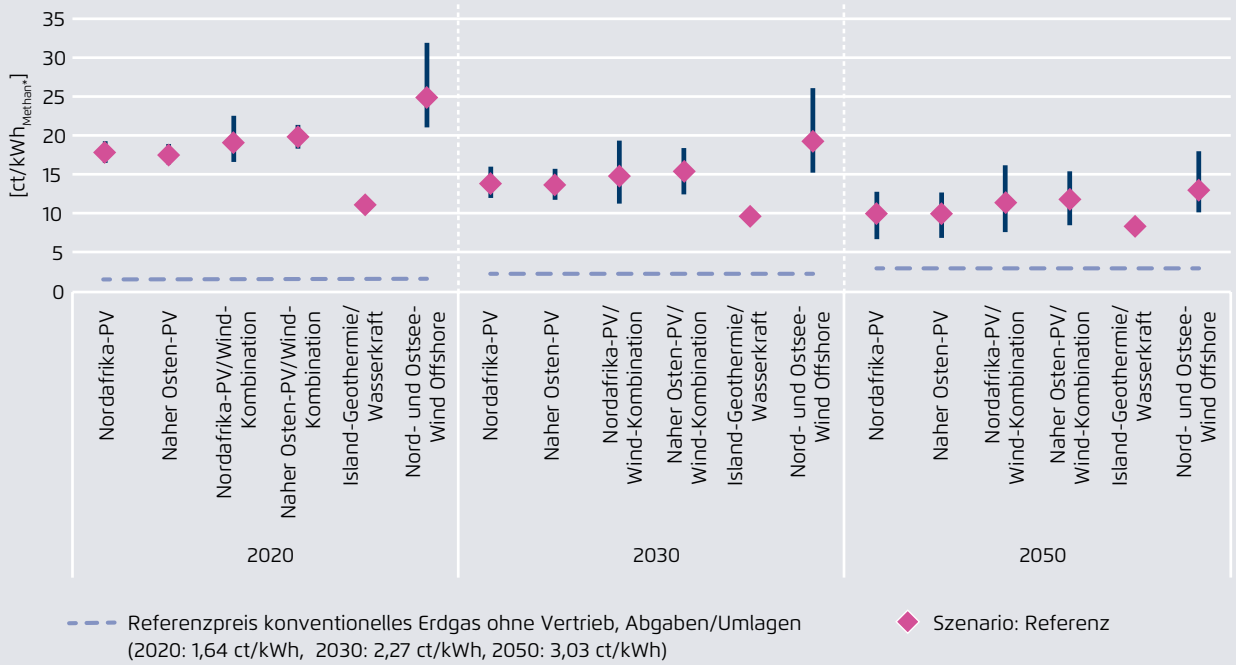
kraftanlagen in der Nord- und Ostsee die Investitionskosten für die Anlagen explizit berücksichtigt, und damit nicht nur die kurzfristigen Grenzkosten wie im Falle eines großen Stromdargebots (sogenannter „Überschussstrom").

Wichtigste Ergebnisse der Kostenabschätzung

Die Abschätzung der Kosten von importiertem synthetischen Methan/importierten synthetischen Flüssigkraftstoffen zeigt:

- → **Die Kosten von synthetischem Methan/synthetischen Flüssigkraftstoffen sinken im Zeitverlauf deutlich** (siehe Abbildung 1 und Abbildung 2). Grund hierfür sind die angenommenen Kostendegressionen bei den Investitionskosten der EE-Erzeugungsanlagen und der Umwandlungsanlagen, die vor allem auf zu erwartenden Skalen- und Lerneffekten beruhen. Zudem steigen die Wirkungsgrade der Wasserstoffelektrolyse annahmegemäß über die Zeit an. Die Kostensenkung von importiertem synthetischem Methan/importierten synthetischen Flüssigkraftstoffen führt mittel- bis langfristig zu einer Annäherung der Kosten für synthetische Heiz- und Kraftstoffe an fossile Energieträger.
- → **Die Kosten der einzelnen Standort- und Technologieoptionen nähern sich über die Zeit an.** Grund hierfür ist, dass die Investitionskosten von Photovoltaik sowie Offshore-Windkraftanlagen annahmegemäß deutlich stärker sinken als die Investitionskosten der etablierten Technologien Onshore-Windkraft, Geothermie und Wasserkraft.
- → **Wesentlicher Kostentreiber ist die Höhe der Stromerzeugungskosten** (siehe Abbildung 3). Die Stromerzeugungskosten haben einen bedeu-

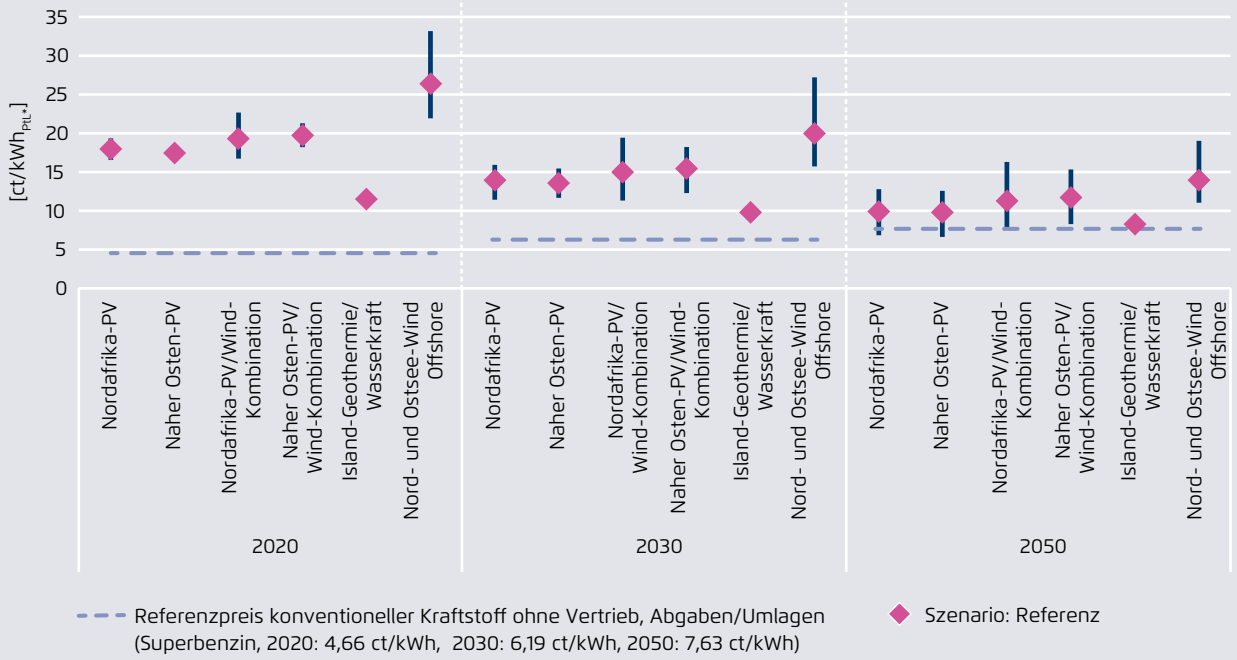
Gesamtkosten von importiertem synthetischen Methan (ohne Netzentgelte und Vertriebskosten) (ct_{2017}/kWh_{Methan}) Abbildung 1



* Kosten des erzeugten synthetischen Methans (Endenergie (Hi), ohne Umlagen/Abgaben)

Frontier Economics

Gesamtkosten importierter synthetischer Flüssigkraftstoffe (ohne Netzentgelte und Vertriebskosten) (ct_{2017}/kWh_{PtL}) Abbildung 2



Referenzpreis konventioneller Kraftstoff ohne Vertrieb, Abgaben/Umlagen (Superbenzin, 2020: 4,66 ct/kWh, 2030: 6,19 ct/kWh, 2050: 7,63 ct/kWh)

Szenario: Referenz

* Kosten des erzeugten synthetischen Flüssigkraftstoffes (Endenergie, ohne Abgaben/Umlagen)

Frontier Economics

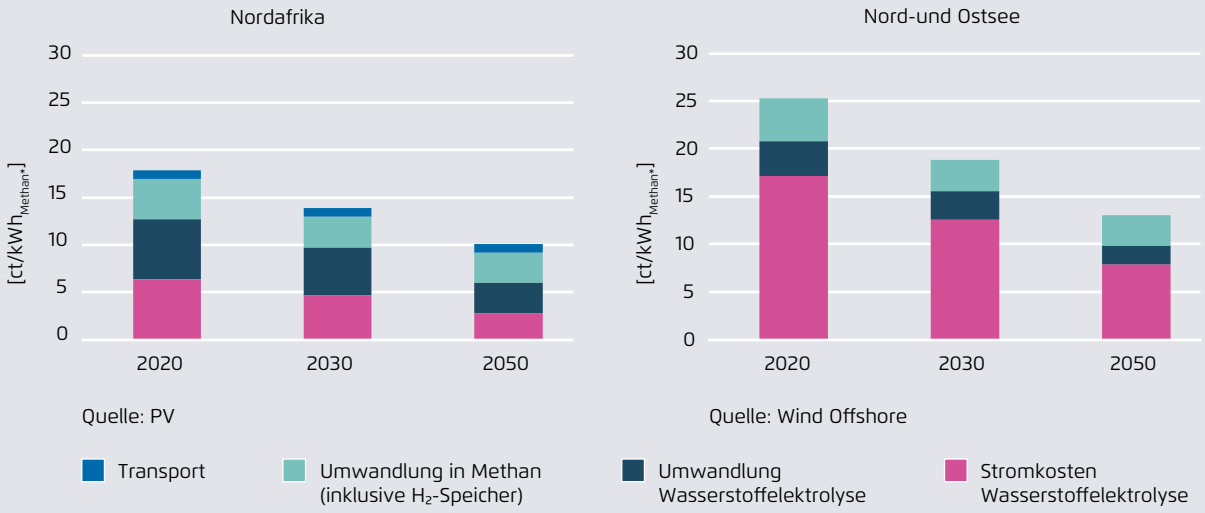
tenden Anteil an den Gesamtkosten von synthetischem Methan beziehungsweise synthetischen Flüssigkraftstoffen. Im Jahr 2020 stellen die Stromerzeugungskosten mit Abstand die größten Kostenkomponenten dar. Bis 2050 sinken die Stromerzeugungskosten zwar aufgrund angenommener Investitionskostenreduktionen für Erneuerbare Energien, aber auch im Jahr 2050 machen sie einen signifikanten Anteil an den Gesamtkosten aus. Der hohe Einfluss der Stromerzeugungskosten auf die Kosten von synthetischem Methan und synthetischen Flüssigkraftstoffen ist auf die Umwandlungsverluste bei der Wasserstoffelektrolyse sowie der Methanisierung beziehungsweise der Methanol- oder Fischer-Tropsch-Synthese zurückzuführen.

→ **Auch Auslastung und Investitionskosten der Umwandlungsanlagen sind wesentlich** (siehe Abbildung 4). Der zweite wesentliche Kostenbestandteil, neben den Stromerzeugungskosten, sind die Kosten der Umwandlungsanlagen (Wasserstoffelektrolyseanlage sowie Methanisierungsanlage beziehungsweise Anlage zur Herstellung von flüssigen Kraftstoffen). Die Kosten der Umwandlungsanlagen werden primär durch deren Investitionskosten sowie die Auslastung der Anlagen beeinflusst.

→ **Kosten für die Bereitstellung von CO_2.** Bei der Herstellung von synthetischen Methan beziehungsweise flüssigen Kraftstoffen aus Wasserstoff wird CO_2 benötigt. Dieses kann aus verschiedenen Quellen gewonnen werden wie Biomasse, Industrieprozessen, Geothermiebohrungen, aber auch direkt aus der Luft. Je nach CO_2-Quelle variieren die Kosten erheblich. In unseren Kostenabschätzungen haben wir angenommen, dass in allen Ländern das benötigte CO_2 aus der Luft gewonnen wird. Wir nehmen also das Verfahren mit den ver-

Vergleich der Erzeugungs- und Transportkosten für synthetisches Methan in Nordafrika (Photovoltaik) und in der Nord- und Ostsee (Offshore-Windkraft) im Referenzfall (ct_{2017}/kWh_{Methan})

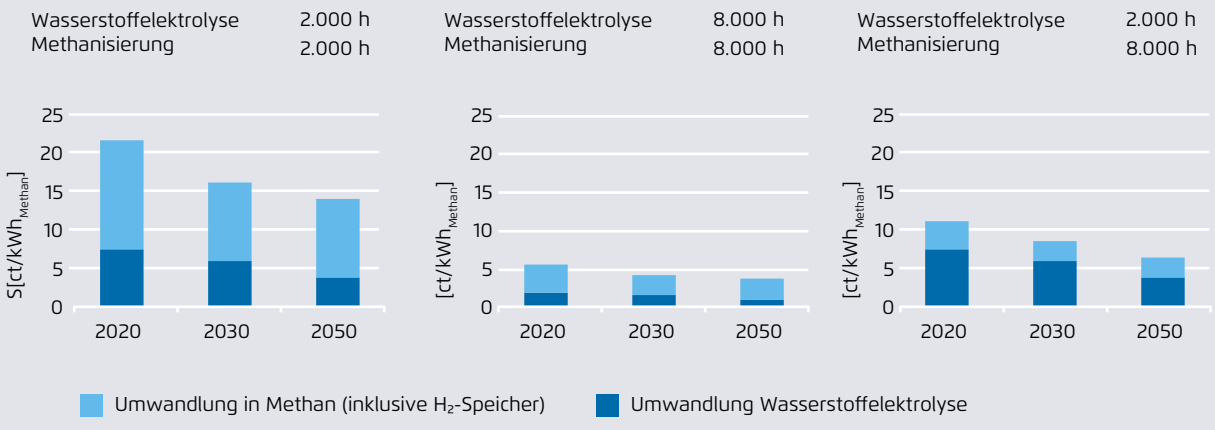
Abbildung 3



Frontier Economics

Auswirkung der Auslastung und der Investitionskosten der Umwandlungsanlagen auf die Kosten der Umwandlung (indikativ und exemplarisch für die Wasserstoff-elektrolyse und die Methanisierung)

Abbildung 4



Frontier Economics

gleichsweise höchsten Kosten, aber auch der weitestgehenden Skalierbarkeit an – bei gleichzeitiger Einhaltung des Nachhaltigkeitsstandards eines geschlossenen CO_2-Kreislaufs (siehe unten).

Nachhaltigkeitsaspekte

Wenn der Einsatz von importierten synthetischen Heiz- und Kraftstoffen zur Erreichung von Emissionsminderungszielen in Deutschland beitragen soll, ist sicherzustellen, dass die Erzeugung der Heiz- und Kraftstoffe in den Herkunftsländern Nachhaltigkeitskriterien gerecht wird. Von besonderer Bedeutung könnten hierbei folgende Nachhaltigkeitsaspekte sein:

- **Additivität der EE-Erzeugung:** „Additivität" umfasst die Frage, ob die EE-Stromerzeugung in den Herkunftsländern zusätzlich zu anderer EE-Stromerzeugung erfolgt oder diese verdrängt.
- **Nachhaltige Flächennutzung:** Ein weiteres Nachhaltigkeitskriterium bezieht sich auf die Nutzungskonkurrenz von Landflächen, zum Beispiel bei Standorten von EE-Anlagen oder Umwandlungsanlagen. Hierbei spielen insbesondere die für die Nahrungsmittelherstellung nutzbaren Landflächen sowie Waldflächen eine Rolle. In sehr trockenen Regionen wie Nordafrika oder dem Nahen Osten sollte dies allerdings keine wesentliche Rolle spielen. Inwieweit Nutzungskonkurrenzen vorliegen wäre standortspezifisch für die einzelnen Länder beziehungsweise Regionen zu untersuchen.
- **Nachhaltige Wirtschaftsentwicklung in den Erzeugerländern:** Teilweise wird auch gefordert, dass CO_2-Reduktionsmaßnahmen, die im Ausland durchgeführt werden, eine nachhaltige Wirtschaftsentwicklung in den erzeugenden Ländern fördern. Investitionen in Erneuerbare Energien und Umwandlungsanlagen für den Export von synthetischen Heiz- und Kraftstoffen dürften hier grundsätzlich positiv wirken und unter anderem beispielsweise auch in jenen Ländern von Interesse sein, die heute einen hohen Anteil ihres Volkseinkommens über den Export fossiler Energien erwirtschaften, aber gleichzeitig ein hohes Potenzial an Erneuerbaren Energien haben, also zum Beispiel Länder in Nordafrika oder dem Nahen Osten. Es müsste allerdings zum Beispiel über ein Zertifizierungssystem sichergestellt werden, dass die exportierten Brennstoffe dann tatsächlich aus Erneuerbaren Energien stammen.
- **Keine Verwendung bestehender Trinkwasserversorgung in trockenen Klimazonen:** In trockenen Kli-mazonen wie in Nordafrika und dem Nahen Osten sollte gewährleistet werden, dass das für die Elektrolyse benötigte Wasser aus Meerwasserentsalzungsanlagen gewonnen wird und nicht der heute bestehenden Wasserversorgung entnommen wird.
- **Geschlossener CO_2-Kreislauf**: Um einen geschlossenen CO_2-Kreislauf zu gewährleisten, müsste das für die Umwandlung benötigte CO_2 aus der Luft, Biomasse oder Biogas gewonnen werden. In unseren Kostenabschätzungen haben wir angenommen, dass in allen Ländern das benötigte CO_2 aus der Luft gewonnen wird.

Fazit und Ausblick

Die Abschätzung der Kosten von importierten synthetischen Heiz- und Kraftstoffen lässt darauf schließen, dass Kostenvorteile beim Import von synthetischen Heiz- und Kraftstoffen aufgrund günstigerer Standortbedingungen für die Stromerzeugung auf Basis von Erneuerbaren Energien möglich sind. Zudem ist mittel- bis langfristig von einer Annäherung der Kosten für synthetische und konventionelle Brenn- und Kraftstoffe auszugehen.

Die Literaturauswertung, auf deren Basis die Kostenabschätzung beruht, zeigt hingegen auch, dass hohe Unsicherheiten bezüglich der zukünftigen Kostenentwicklungen bestehen. Diese Unsicherheiten spiegeln sich in den Bandbreiten der Kosten der unterschiedlichen Szenarien wider. In diesem Zusammenhang ist auf das auf der Agora-Website bereitgestellte Excel-Tool hinzuweisen, mit dem die Nutzer selbst Auswirkungen von Annahmenvariationen auf die Kostenberechnungen testen können.

4. Hintergrund, Zielsetzung und methodischer Ansatz der Studie

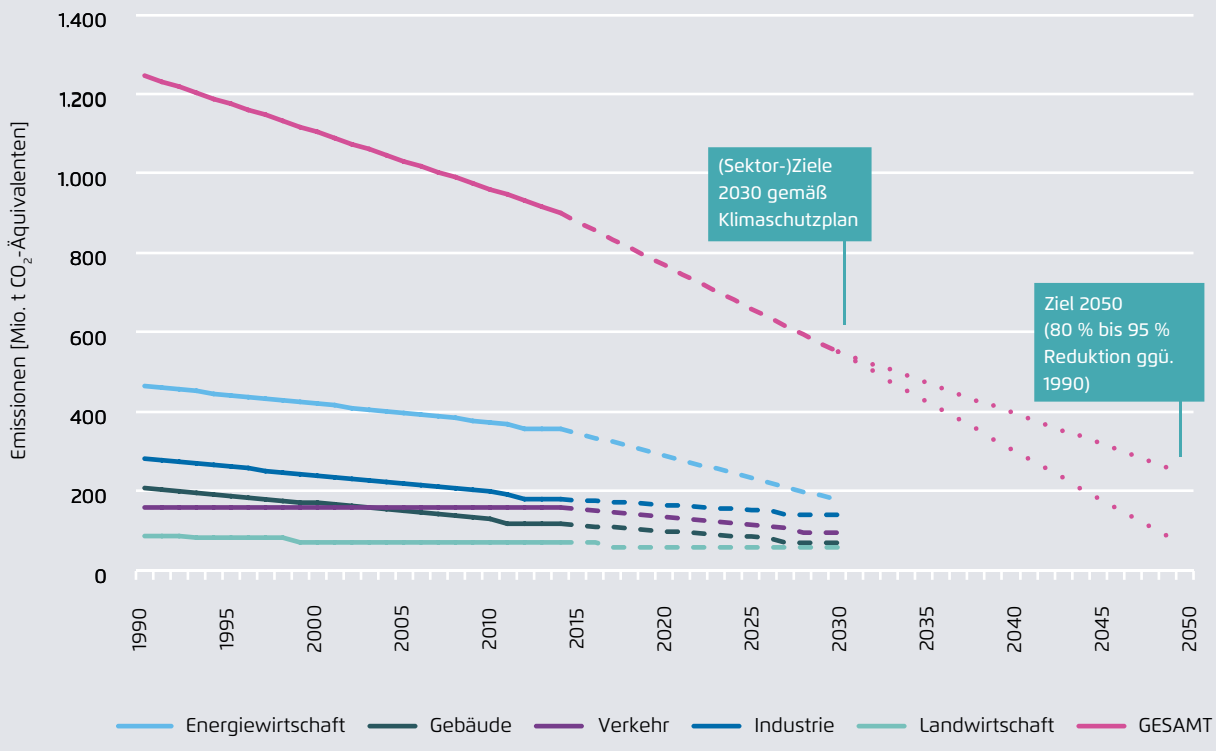
Einführend erläutern wir in diesem Kapitel den Hintergrund der Studie (Abschnitt 4.1), die Zielsetzung der Studie (Abschnitt 4.2), den methodischen Ansatz sowie den Aufbau des Berichts (Abschnitt 4.3).

4.1 Hintergrund der Studie

Die deutsche Bundesregierung hat sich das Ziel gesetzt, die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 um 80 bis 95 Prozent gegenüber 1990 zu reduzieren. Um dieses Ziel zu erreichen, ist eine Treibhausgasreduktion in allen Sektoren erforderlich, also auch im Wärme- und Verkehrssektor. Für den Zeitraum bis 2030 wurden im Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung sektorspezifische Ziele festgelegt. Demnach sollen die Emissionen im Gebäudesektor von 119 Millionen Tonnen CO_2-Äquivalente in 2014 auf 70 bis 72 Millionen Tonnen CO_2-Äquivalente bis 2030 sinken. Im Verkehrssektor sollen die Emissionen von 160 Millionen Tonnen CO_2-Äquivalente im Jahr 2014 auf 95 bis 98 Millionen Tonnen CO_2-Äquivalente bis 2030 zurückgehen.[92]

92 Bundesregierung (2016)

Dekarbonisierungsziele implizieren deutlichen Ausbau Erneuerbarer Energien, auch im Wärme- und Verkehrssektor — Abbildung 5



Frontier Economics auf Basis des *Klimaschutzplans 2050* (Bundesregierung 2016)

Aktuell werden in Deutschland zwei grundsätzliche Strategien zur langfristig vollständigen Dekarbonisierung des Wärme- und Verkehrssektors diskutiert,[93] wobei auch eine Kombination von Elementen beider Strategien denkbar ist:[94]

- zum einen eine direkte Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors, zum Beispiel über strombasierte Heizsysteme oder Elektroautos, und
- zum anderen die Nutzung von synthetischen Heiz- und Kraftstoffen[95], die mithilfe von Strom aus Erneuerbaren Energien hergestellt werden (Wasserstoff, synthetisches Methan, Methanol, synthetisches Benzin- beziehungsweise Dieselkraftstoffe etc.).

Durch eine Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors kann auf Basis von Erneuerbaren Energien erzeugter Strom („EE-Strom") direkt in diesen Sektoren zur Anwendung kommen. Vorteil dieses Ansatzes ist, dass Strom nicht in einen anderen Energieträger umgewandelt werden muss und so zunächst keine Umwandlungsverluste entstehen. Ein weiterer Vorteil ist eine hohe Effizienz vieler Stromanwendungstechnologien, wie zum Beispiel von Wärmepumpen. Der Nachteil ist, dass Verluste bei Transport, Verteilung und vor allem bei der Speicherung von Strom anfallen. Außerdem muss bei einer breiten Elektrifizierung – neben dem Ausbau der Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien – in zusätzliche Übertragungsnetze, Stromverteilnetze sowie in Stromspeicherinfrastruktur investiert werden.

Bei der zweiten Option wird auf Basis von Erneuerbaren Energien erzeugter Strom in synthetische Heiz- oder Kraftstoffe umgewandelt, die dann im Wärme- oder Verkehrssektor eingesetzt werden. Nachteil dieser Option sind vor allem Umwandlungsverluste, die bei der Herstellung von synthetischen Heiz- oder Kraftstoffen entstehen. Dies bedeutet, dass zur Erzeugung einer Kilowattstunde Endprodukt bei dieser Strategie vergleichsweise mehr Anlagen zur Erzeugung von EE-Strom gebaut werden müssen als bei der Option der direkt-elektrischen Nutzung. Daneben müssen mit entsprechenden Kosten Umwandlungsanlagen errichtet werden. Zudem sind bekannte Endanwendungen wie zum Beispiel Verbrennungsmotoren teilweise weniger effizient als entsprechende elektrische Antriebe. Vorteile dieses Ansatzes sind andererseits, dass

- bestehende Infrastrukturen weiter genutzt werden können (zum Beispiel Gastransportnetze, Verteilinfrastrukturen, Kraftverkehrsflotte);
- Heiz- und Kraftstoffe im Vergleich zu Strom leicht (und relativ kostengünstig) speicherbar sind;
- Heiz- und Kraftstoffe eine höhere Energiedichte als Strom aufweisen und folglich eine Nutzung der klimaneutralen Heiz- und Kraftstoffe im Flug- und Schiffsverkehr möglich ist; und dass
- synthetische Heiz- und Kraftstoffe vergleichsweise einfach aus dem Ausland importiert werden können.

Die Möglichkeit des Imports von synthetischen Heiz- und Kraftstoffen steht im Fokus dieser Studie. Ein Import synthetischer Heiz- und Kraftstoffe könnte zum einen für die Umsetzung der Energiewende relevant sein, wenn angesichts des voraussichtlich sehr hohen Bedarfs an EE-Strom im Rahmen der Sektorenkopplung langfristig die Verfügbarkeit von in Deutschland produziertem EE-Strom mit dem Bedarf nicht mithalten könnte. Zum anderen bietet der Import von synthetischen Heiz- und Kraftstoffen den Vorteil, dass besonders vorteilhafte Standorte

93 Zusätzlich kann der direkte Einsatz von Erneuerbaren Energien wie Biomasse und Solarthermie zur Dekarbonisierung des Wärmesektors beitragen (siehe hierzu Fh-IWES/IBP (2017)).

94 Die Identifikation des volkswirtschaftlich günstigsten Dekarbonisierungspfads ist nicht Bestandteil dieser Studie.

95 Heizstoffe werden zur Erzeugung von Wärme eingesetzt, Kraftstoffe zum Antrieb von Kraftmaschinen. Sowohl im Heiz- als auch Kraftstoffbereich können flüssige Brennstoffe (wie Heizöl, Benzin, Diesel) als auch gasförmige Brennstoffe (Erdgas, synthetisches Methan) eingesetzt werden. Bei unserer Kostenberechnung fokussieren wir auf die Kosten von synthetischem Methan und synthetischen Flüssigkraftstoffen.

zur Erzeugung von EE-Strom genutzt werden können (zum Beispiel Standorte mit hoher Sonneneinstrahlung und/oder hohem Windaufkommen) und in der Folge die Kosten der Herstellung von synthetischen Heiz- und Kraftstoffen gesenkt werden können.

4.2 Zielsetzung der Studie

Ziel der vorliegenden Studie ist es, die Kosten des Imports von synthetischen Heiz- und Kraftstoffen bis 2050 abzuschätzen. Hierbei fokussieren wir auf die Kosten des Imports von synthetischem Methan und synthetischen Flüssigkraftstoffen. Wie in Abschnitt 4.3 näher erläutert, basieren die Kosteneinschätzungen auf einer Auswertung bestehender Literatur, auf Experteneinschätzungen sowie indikativen eigenen Kostenannahmen. Es sei darauf hingewiesen, dass sowohl die Literaturauswertung als auch die Diskussionen mit Experten gezeigt haben, dass die unterschiedlichen Einschätzungen in Bezug auf Kosten und technologische Eigenschaften der Umwandlungstechnologien relativ weit streuen. Zudem gab es nach Aussage von Experten beispielsweise bei der PEMEC-Elektrolyse (siehe Abschnitt 6.1) in nur wenigen Jahren starke Kostendegressionen, sodass bereits Angaben aus Studien, die vor wenigen Jahren veröffentlicht wurden, aus heutiger Sicht überholt sein können.

Aus diesem Grund werden in dieser Studie Bandbreiten für Kostengrößen angegeben, das heißt, neben einem Referenzszenario wird ein optimistisches und ein pessimistisches Szenario beschrieben. Die vorliegende Studie erhebt keinen Anspruch auf eine Punktprognose von Kostenentwicklungen und technologischen Entwicklungen bis zum Jahr 2050. Zudem sind unsere Berechnungen in einem nutzerfreundlichen Excel-Tool, welches auf der Website von Agora Energiewende/Agora Verkehrswende (www.agora-energiewende.de/PtG-PtL-Tool/) heruntergeladen werden kann, transparent einsehbar und durch den Nutzer flexibel anpassbar. Insofern besteht in dem Excel-Tool für den Leser die Möglichkeit, den Annahmensatz (siehe Kapitel 5 bis 7) frei anzupassen und die Auswirkungen auf die Kosten anschaulich nachzuvollziehen.

4.3 Methodisches Vorgehen und Aufbau des Berichts

Bei der Abschätzung der Kosten von importierten synthetischen Heiz- und Kraftstoffen sind wir anhand der Wertschöpfungsstufen vorgegangen:

- **Stromerzeugung:** Zunächst haben wir die Stromerzeugungskosten ausgewählter Technologie- und Standortoptionen (siehe hierzu Abschnitt 5) bis 2050 abgeschätzt.
- **Umwandlung:** Der Fokus der Analyse liegt auf den Kosten im Umwandlungsbereich, also den Kosten, die bei der Umwandlung von Strom in synthetische Heiz- und Kraftstoffe via Wasserstoffelektrolyse, Methanisierung oder der Herstellung von synthetischen Flüssigkraftstoffen via Methanolsynthese oder Fischer-Tropsch-Synthese entstehen (siehe hierzu Abschnitt 6).
- **Transport:** Zusätzlich zu den Kosten der Stromerzeugung und der Umwandlung fallen Kosten für den Transport der synthetischen Heiz- und Kraftstoffe nach Deutschland an (siehe hierzu Abschnitt 7.1)
- **Beimischung/Verteilung:** Zur Bestimmung von Kosten auf Endkundenebene sind zusätzlich zu den vorgenannten Kostenelementen Netzentgelte und/oder Vertriebskosten zu berücksichtigen.[96] Zudem werden die Kosten für die Endkunden davon beeinflusst, in welchem Verhältnis synthetische Heiz- und Kraftstoffe zu fossilem Erdgas oder fossilen Flüssigkraftstoffen beigemischt werden (siehe hierzu Abschnitt 7.2).

Die vorgenommene Kostenabschätzung für den Umwandlungsbereich basiert auf einer Auswertung bestehender Literatur, auf Input von Experten wäh-

96 Zudem wären prinzipiell auch Steuern und Abgaben zu berücksichtigen. Da momentan unklar ist, wie sich das Steuern- und Abgabensystem bis 2050 weiterentwickeln wird (vgl. Agora Energiewende (2017d)), wurde im Rahmen dieser Studie von Steuern und Abgaben abstrahiert.

rend eines im Rahmen des Projektes veranstalteten Workshops sowie an einzelnen Stellen auf eigenen Annahmen (Erläuterung in Abschnitt 6). Die Kosten werden anhand der Investitionskosten, Betriebskosten und Wirkungsgrade über den Zeitablauf unter Berücksichtigung von Erwartungen zum technischen Fortschritt detailliert abgeschätzt. Gleiches gilt für die Kosten für die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien, wobei hier Annahmen zu den Investitionskosten und zur Auslastung der Anlagen auf Basis von Literaturangaben und aktuellen Marktentwicklungen getroffen wurden.

Die Kostenannahmen für Transport und Beimischung wurden auf Basis von Indikationen aus der Literatur getroffen. Die Modellierung der Kosten erfolgt hierbei aufgrund der verhältnismäßig geringeren Größenordnungen der Kostenkomponenten etwas weniger detailliert.

In Bezug auf die Kostenabschätzungen ist darauf hinzuweisen, dass wir im Rahmen der Studie davon ausgehen, dass die Anlagen explizit für den Export synthetischer Heiz- und Kraftstoffe nach Deutschland gebaut werden. Dies impliziert, dass wir für alle Anlagen jeweils die Vollkosten ansetzen. Analog werden für die betrachtete Offshore-Windkraftanlagen in der Nord- und Ostsee die Investitionskosten für die Anlagen explizit berücksichtigt – und damit nicht nur die kurzfristigen Grenzkosten wie im Falle eines großen Stromdargebots (sogenannter „Überschussstrom").

Wir gehen weiterhin davon aus, dass als synthetische Heiz- beziehungsweise Kraftstoffe Methan beziehungsweise synthetische Flüssigkraftstoffe hergestellt und nach Europa transportiert werden. Möglich wäre auch eine Beschränkung auf die Herstellung und den Transport von Wasserstoff. Die Berechnung der Kosten der Herstellung von Wasserstoff ist in unseren Kalkulationen als Zwischenschritt enthalten. Für die Verwendung von Wasserstoff im großem Stil – das heißt über die Beimischung kleinerer Mengen Wasserstoff zu Erdgas hinaus – wäre allerdings eine weitergehende Umstellung des Energiesystems auch in Deutschland erforderlich, einschließlich Transport- und Verteilinfrastruktur, Anwendungen bei den Verbrauchern etc. Die Berechnung einer solch umfänglichen Umstellung des Energiesystems ist nicht Gegenstand des Projektes.

Der Aufbau des Berichts orientiert sich an der Abfolge der Wertschöpfungsstufen:

- → In Kapitel 5 erläutern wir, welche Stromerzeugungsoptionen wir betrachten und welche Annahmen wir in Bezug auf die einzelnen Erneuerbare Energien Technologien treffen.
- → In Kapitel 6 beschreiben wir die Umwandlungstechnologien und die getroffenen Annahmen in Bezug auf deren Kosten.
- → In Kapitel 7 erläutern wir die getroffenen Annahmen in Bezug auf Transportkosten und Kosten der Beimischung/Verteilung.
- → In Kapitel 8 stellen wir die Ergebnisse der Kostenabschätzung dar.
- → In Kapitel 9 diskutieren wir Nachhaltigkeitskriterien, die beim Import von synthetischen Heiz- und Kraftstoffen aus politischer Sicht relevant sind.
- → In Kapitel 10 ziehen wir ein Fazit und geben einen Ausblick für die weitere Diskussion rund um die Dekarbonisierung von Wärme- und Verkehrssektor.

5. Stromerzeugung

In diesem Kapitel erläutern wir welche Stromerzeugungsoptionen im Rahmen der Studie betrachtet werden (Abschnitt 5.1), welche Annahmen in Bezug auf Kosten, Volllaststunden und Lebensdauer der Erneuerbaren Energien getroffen werden (Abschnitt 5.2) und welche Stromgestehungskosten aus den getroffenen Annahmen resultieren (Abschnitt 5.3).

5.1 Betrachtete Länder und Stromerzeugungstechnologien

5.1.1 Überblick über die im Rahmen der Studie untersuchten Standort-/Technologie-optionen

Im Rahmen der Studie werden exemplarisch sechs verschiedene Standort-/Stromerzeugungstechnologie-Varianten zur Herstellung von synthetischen Heiz- und Kraftstoffen betrachtet, die sich vor allem durch die verfügbaren Erneuerbare-Energien-Ressourcen und die daraus resultierende angenommene Auslastung der Anlagen unterscheiden:

- **Offshore-Windkraft in der Nord- und Ostsee** (3.500 bis 4.400 Volllaststunden): Die Kosten der Herstellung synthetischer Heiz- und Kraftstoffe auf Basis von Offshore-Windkraft in der Nord- und Ostsee dienen als Referenzpunkt für die Kosten von importierten synthetischen Heiz- und Kraftstoffen.
- **Geothermie/Wasserkraft in Island** (8.000 Volllaststunden): Die Kosten der Stromerzeugung auf Basis von Geothermie und großen Wasserkraftanlagen sind im Vergleich zu anderen (EE-)Stromerzeugungsoptionen sehr niedrig (siehe Abbildung 7). Gleichzeitig erfolgt die Stromerzeugung auf Basis von Geothermie und Wasserkraftwerken nahezu in Grundlast. Die hohen Volllaststunden bei der Stromerzeugung wirken sich direkt auf die Auslastung der Wasserstoffelektrolyse aus und verringern daher die spezifischen Umwandlungskosten.[97] Island weist folglich aus Kostengesichtspunkten sehr günstige Voraussetzungen als potenzieller Exporteur synthetischer Heiz- und Kraftstoffe auf. Es ist allerdings darauf hinzuweisen, dass das Potenzial zur Stromerzeugung auf Basis von Geothermie und Wasserkraft mit circa 50 Terawattstunden pro Jahr recht überschaubar ist[98] und Importe aus Island alleine daher keine Lösung für die deutsche Energiewende sein werden. Island dient insofern vornehmlich als Beispiel für Länder mit sehr günstigen Standortbedingungen für die Stromerzeugung als Input für synthetische Brennstoffe.
- **Photovoltaik in Nordafrika** (2.100 bis 2.500 Volllaststunden): Die Stromerzeugung auf Basis von Photovoltaik ist an Standorten mit hoher Sonneneinstrahlung – wie in Nordafrika – mit relativ niedrigen Kosten verbunden. Zudem werden die Investitionskosten von Photovoltaikanlagen bis 2050 weiter sinken, wodurch die Stromerzeugungskosten insbesondere auf lange Sicht noch günstiger als heute werden.
  Bei den Photovoltaikanlagen gehen wir davon aus, dass Freiflächenanlagen mit nachgeführten Systemen (*Single-axis tracking*) gebaut werden.[99] Wir

97 Zudem könnte in Island das für die Methanisierung beziehungsweise die Herstellung von flüssigen Kraftstoffen benötigte CO_2 auf Basis von Geothermiebohrlöchern – und daher vergleichsweise günstig – gewonnen werden. Inwieweit dies klimaneutral ist, ist allerdings umstritten. Wir gehen deshalb in dieser Studie davon aus, dass auch in Island das CO_2 aus der Luft gewonnen wird.

98 siehe Askja Energy (ohne Jahr).

99 Grundsätzlich nimmt der Anteil der nachgeführten Photovoltaiksysteme an den weltweiten Freiflächen-Photovoltaikanlagen zu (GTM 2016). Würden statt nachgeführten Systemen feste Photovoltaikanlagen zugebaut (zum Beispiel falls der Einsatz von Anlagen mit nachgeführten Systemen durch Anfälligkeit der Mechanik durch Sand zu aufwendig sein sollte), würden etwas geringere Volllaststunden erreicht Breyer (2016) nennt für Marokko beispielsweise 1.790 Stunden für feste Anlagen und

nehmen weiterhin an, dass das für die Wasserstoffelektrolyse benötigte Wasser in Meerwasserentsalzungsanlagen gewonnen wird.

- **Hybride Photovoltaik-/Onshore-Windkraftstromerzeugung in Nordafrika** (3.485 bis 5.015 Vollaststunden): Um die Auswirkungen höherer Volllaststunden auf die Kosten importierter Heiz- und Kraftstoffe zu testen, wird zusätzlich die Option von hybrider Photovoltaik-/Onshore-Windkraftstromerzeugung betrachtet. Entsprechend höher sind allerdings auch die Investitionskosten für die Anlagen, da hier in zwei unterschiedliche Technologien investiert wird.[100]
- **Photovoltaik im Nahen Osten** (2.200 bis 2.600 Volllaststunden): Der Nahe Osten weist wie Nordafrika vorteilhafte Standortbedingungen für die Erzeugung von Strom auf Basis von Photovoltaik auf. Wie für Nordafrika wird angenommen, dass Wasser aus Meerwasserentsalzungsanlagen gewonnen wird.
- **Hybride Photovoltaik-/Onshore-Windkraftstromerzeugung im Nahen Osten** (3.910 bis 4.335 Volllaststunden): Aus den gleichen Überlegungen wie in Bezug auf Nordafrika wurde auch für den Nahen Osten ergänzend die Option von hybrider Photovoltaik-/Onshore-Windkraftstromerzeugung betrachtet.

Für alle Länder nehmen wir an, dass der für die Umwandlung benötigte CO_2-Input aus der Luft gewonnen wird (*Direct Air Capture*).

5.2 Annahmen zu Kosten, Volllaststunden und Lebensdauer von Erneuerbaren Energien

In Tabelle 1 sind die im Rahmen der Studie angenommenen Investitionskosten für Erneuerbare Energien für die Stichjahre 2020, 2030 und 2050 dargestellt.[101] Für jedes Stichjahr sind die angenommenen Investitionskosten im Referenzszenario sowie im optimistischen und pessimistischen Szenario angegeben.

Die Kostenannahmen für Onshore-Windkraft, Geothermie und große Wasserkraft basieren auf dem „New Policies Scenario" sowie dem „450 Scenario" des *World Energy Outlooks 2016* der IEA. Für die Abschätzung der möglichen zukünftigen Kostenreduktion von Onshore-Windkraftanlagen wurde zusätzlich Wiser et al. (2016) herangezogen.

Da die Kostenannahmen für Offshore-Windkraft und Photovoltaik im *World Energy Outlook* deutlich über Annahmen in anderen Quellen liegen, werden für diese beiden Technologien weitere Quellen herangezogen: Die heutigen Kostenannahmen für Offshore-Windkraft orientieren sich an Fichtner/Prognos (2013). Bezüglich der Kostenentwicklung von

2.344 Stunden für Anlagen mit nachgeführten Systemen). Gleichzeitig wäre der Einsatz von festen Anlagen mit geringeren Investitionskosten verbunden als bei dem Einsatz von Anlagen mit nachgeführten Systemen.

100 Weitere Möglichkeiten zur Volllaststundenerhöhung wären zum Beispiel die Stromerzeugung auf Basis von *Concentrating Solar Power(CSP)*-Anlagen oder der Einsatz von Batteriespeichern. Beide Optionen wurden im Rahmen der Studie nicht betrachtet: Die Volllaststunden von CSP in Nordafrika und dem Nahen Osten liegen mit circa 2.300 bis 3.500 Stunden (Brand/Zingerle (2010), Breyer (2016), Caldera et al. (2016)) deutlich unter den Volllaststunden, die in den beiden Regionen durch hybride Photovoltaik-/Onshore-Windenergieerzeugung erreicht werden können (siehe Abschnitt 5.2). Gleichzeitig übersteigen die Investitionskosten von CSP-Anlagen die Summe der Investitionskosten für Photovoltaik- und Onshore-Windkraftanlagen (Im *World Energy Outlook* 2016 der IEA werden CSP-Investitionskosten im Jahr 2020 auf 5.000 bis 5.100 Euro pro Kilowatt geschätzt. Dies liegt deutlich über der Summe der Investitionskosten für Photovoltaik und Onshore-Windkraft – siehe Tabelle 1 in Abschnitt 5.2). Eine Überschlagsrechnung zu Kosten und Nutzen des Einsatzes von Batteriespeichern hat zudem gezeigt, dass selbst bei optimistischen Annahmen zu Kosten der Speicher (Ghorbani et al. (2017) gehen für das Jahr 2020 von Investitionskosten in Höhe von 300 Euro pro Kilowattstunde für Lithium-Ionen-Batterien aus) die Kosten den Nutzen übersteigen würden.

101 Kostenannahmen für die Zwischenjahre können dem Excel-Tool auf der Agora-Website entnommen werden.

Offshore-Windkraftanlagen werden Zwischenergebnisse einer Analyse zur Vorbereitung des EEG-Erfahrungsberichts berücksichtigt (Prognos/Fichtner 2017). Die Investitionskosten-Annahmen für Photovoltaik werden auf Basis von Fraunhofer ISE (2015) getroffen und mit einem Aufschlag von zehn Prozent skaliert, um den höheren Kosten von Single-axis-Systemen Rechnung zu tragen.[102]

Für hybride Photovoltaik-/Onshore-Windkraftstromerzeugung wird die Summe der Investitionskosten für Photovoltaik und Onshore-Windkraftanlagen angesetzt; für die hybride Geothermie-/Wasserkraftstromerzeugung der Mittelwert der Investitionskosten für Geothermie und Wasserkraft.[103]

In den in Tabelle 1 ausgewiesenen Investitionskosten für Offshore-Windkraft sind noch keine Kosten für die Netzanbindung der Windparks enthalten. Bei der Berechnung der Stromgestehungskosten für Offshore-Windkraft berücksichtigen wir daher fallende Netzanbindungskosten in Höhe von 1,5 Cent pro Kilowattstunde im Jahr 2020, 1,16 Cent pro Kilowattstunde im Jahr 2030 und 0,7 Cent pro Kilowattstunde im Jahr 2050.[104]

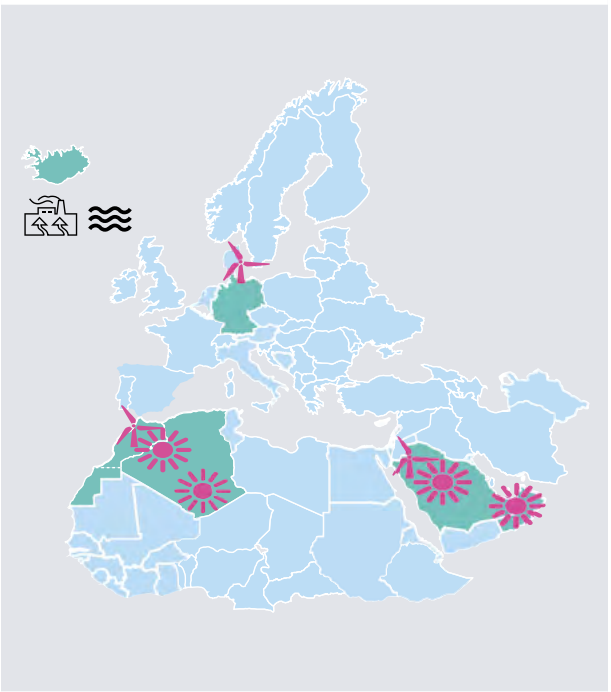
Es ist allerdings davon auszugehen, dass die Netzanbindung mit der Entwicklung von Offshore-Netzen mit erheblichen Skaleneffekten einhergeht und durch technischen Fortschritt in den nächsten Jahrzehnten auch die spezifischen Kosten zurückgehen dürften. Um dies vereinfachend und näherungsweise abzubilden, treffen wir eigenständig die Annahme, dass die Kosten der Netzanbindung ab 2020 im Durchschnitt um 2,5 Prozent pro Jahr zurückgehen.

102 Die in Fraunhofer ISE (2015) ausgewiesenen Investitionskosten beziehen sich auf nicht nachführbare Systeme. Laut Fasihi et al. (2016) liegen die Investitionskosten von nachführbaren Systemen um circa zehn bis elf Prozent über denjenigen der nicht nachführbaren Systemen.

103 Wie in Tabelle 3 ersichtlich, sind bei der hybriden Photovoltaik-/Onshore-Windenergieerzeugung die Volllaststunden höher als bei reiner Photovoltaik oder reiner Onshore-Windenergieerzeugung. Die Volllaststunden der hybriden Geothermie/Wasserkraftstromerzeugung sind dagegen identisch zu den Volllaststunden bei reiner Geothermie oder reinen Wasserkraftstromerzeugung.

104 Die Annahme der Höhe der Netzanbindungskosten basiert auf Angaben im Kontext der Ausschreibungen für Offshore-Windparks in den Niederlanden. Die niederländische Regierung vergütet Kosten für die Netzanbindung in Höhe von 1,4 Cent pro Kilowattstunde. Die tatsächlichen Netzanbindungskosten sollen jedoch im Bereich von 1,4 bis 1,6 Cent pro Kilowattstunde liegen. Siehe hierzu offshore Wind.biz (2016). Dabei ist zu bedenken, dass in den Niederlanden Wechselstrom-Anbindungen eingesetzt werden, wohingegen in Deutschland zumeist Gleichstrom-Anbindungen zu Anwendung kommen, wodurch die Kosten in anderer Höhe anfallen können. Wenn man alle relevanten Länder einbezieht, werden in Nord- und Ostsee gegenwärtig mehrheitlich Wechselstrom-Anbindungen umgesetzt.

Im Rahmen der Studie betrachtete Länder- und Technologieoptionen zur Erzeugung von synthetischen Heiz- und Kraftstoffen — Abbildung 6



Frontier Economics

Angenommene Investitionskosten für Erneuerbare Energien [€$_{2017}$/kW] Tabelle 1

	Optimistisch			Referenz			Pessimistisch		
Jahr	**2020**	**2030**	**2050**	**2020**	**2030**	**2050**	**2020**	**2030**	**2050**
Wind onshore	1.415	929	780	1.526	1.260	1.078	1.604	1.550	1.478
Wind offshore	2.250	1.720	1.400	2.800	2.200	1.600	3.502	3.067	2.196
Photovoltaik	833	608	306	908	718	486	981	828	667
Geothermie	2.524	2.389	2.118	2.524	2.434	2.254	2.577	2.502	2.353
Große Wasserkraft	2.389	2.389	2.389	2.389	2.389	2.389	2.389	2.389	2.389

Frontier Economics auf Basis von IEA (2016), Fraunhofer ISE (2015), Fichtner/Prognos (2013), Wiser et al. (2016)

Angenommene Betriebskosten sowie Lebensdauern für Erneuerbare Energien Tabelle 2

	Betriebskosten (% der Investitionskosten)	Lebensdauer (Jahre)
Wind onshore	2,5	20
Wind offshore	3,2	25
Photovoltaik	1,5	25
Geothermie	2,0	30
Große Wasserkraft	2,5	50
Hybride Photovoltaik-/ Onshore-Windanlagen	2,0	22,5
Hybride Geothermie-/ Wasserkraftanlagen	2,3	40

Frontier Economics auf Basis von IEA (2016) und Prognos/Fichtner (2017) für die Betriebskosten sowie auf Basis von Fraunhofer ISE (2013) für die Lebensdauer von Onshore-Windkraft und Photovoltaik, auf Basis von IEA (2010a) für die Lebensdauer von Wasserkraft, auf Basis von IEA (2010b) für die Lebensdauer von Geothermie und auf Basis von Prognos/Fichtner (2017) für die Lebensdauer von Offshore-Windkraft

Bezüglich der Betriebskosten von Erneuerbaren Energien wird angenommen, dass diese einem – über die Zeit konstanten – Prozentsatz der Investitionskosten entsprechen. Die Höhe der Prozentsätze orientiert sich hierbei an den im *World Energy Outlook 2016* der IEA ausgewiesenen Betriebskosten (Tabelle 2). Für hybride Photovoltaik-/Onshore-Windkraftanlagen sowie hybride Geothermie-/Wasserkraftanlagen wird der Mittelwert der jeweiligen Anlagen angesetzt.

In Tabelle 3 sind die Annahmen zu den Volllaststunden für Erneuerbare Energien in den jeweiligen, im Rahmen der Studie betrachteten, Regionen dargestellt.

Annahmen zu den Volllaststunden für Erneuerbare Energien [h/a] Tabelle 3

Region	Technologie	Optimistisch	Referenz	Pessimistisch	Wesentliche Literaturquelle/ Anmerkung
Nordafrika	Photovoltaik („Single-Axis tracking“)	2.500	2.344	2.100	Breyer (2016) für den Referenzfall
	Wind onshore	3.400	2.700	2.000	Brand/Zingerle (2010) und Breyer (2016)
	Hybrid Photovoltaik/Windkraft	5.015	4.287	3.485	Vollaststunden entsprechen der Summe der Vollaststunden von Photovoltaik und onshore-Windkraft mit einem Abschlag von 15 %.[105]
Naher Osten	Photovoltaik („Single-Axis tracking“)	2.600	2.440	2.200	Caldera et al. (2016) für den Referenzfall
	Wind onshore	2.500	2.450	2.400	Caldera et al (2016) und Norton Rose Fulbright (2013)
	Hybrid Photovoltaik/ Windkraft	4.335	4.157	3.910	Vollaststunden entsprechen der Summe der Vollaststunden von Photovoltaik und onshore-Windkraft mit einem Abschlag von 15 %
Island	Hybrid Geothermie/ Große Wasserkraft	8.000	8.000	8.000	Annahme, dass grundlastfähiger Strom erzeugt wird
Nord- und Ostsee	Wind offshore	4.400	4.000	3.500	Fh-IWES Windmonitor (ohne Jahr) (pessimistischer Wert), Prognos/Fichtner (2017) (Referenzwert und optimistischer Wert)

105 Der Abschlag von 15 Prozent trägt dem Umstand Rechnung, dass Windkraft- und Photovoltaikstromerzeugung nicht vollständig unkorreliert sind. Die Höhe des Abschlags orientiert sich an Breyer (2012). Dort heißt es (S. 393): „The overlap FLh (Fig. 7.3-4) range between 5% - 25% of total FLh of PV plus wind power plants. The overlap FLh are about 15% ±3% for most regions in the world.“

Frontier Economics auf Basis von Breyer (2012), Breyer (2016), Caldera et al. (2016), Norton Rose Fulbright (2013), Fh-IWES Windmonitor (ohne Jahr), Prognos/Fichtner (2017)

5.3 Stromgestehungskosten

Abbildung 7 stellt die aus den in Abschnitt 5.2 diskutierten Annahmen resultierenden Stromgestehungskosten für die unterschiedlichen Technologien dar. Die Stromgestehungskosten von Offshore-Windkraft weisen aufgrund der angenommenen Volllaststunden und Investitionskosten eine sehr hohe Bandbreite zwischen optimistischem und pessimistischem Szenario auf.

Stromgestehungskosten in den Jahren 2020, 2030 und 2050 [ct_{2017}/kWh_{el}] Abbildung 7

Frontier Economics

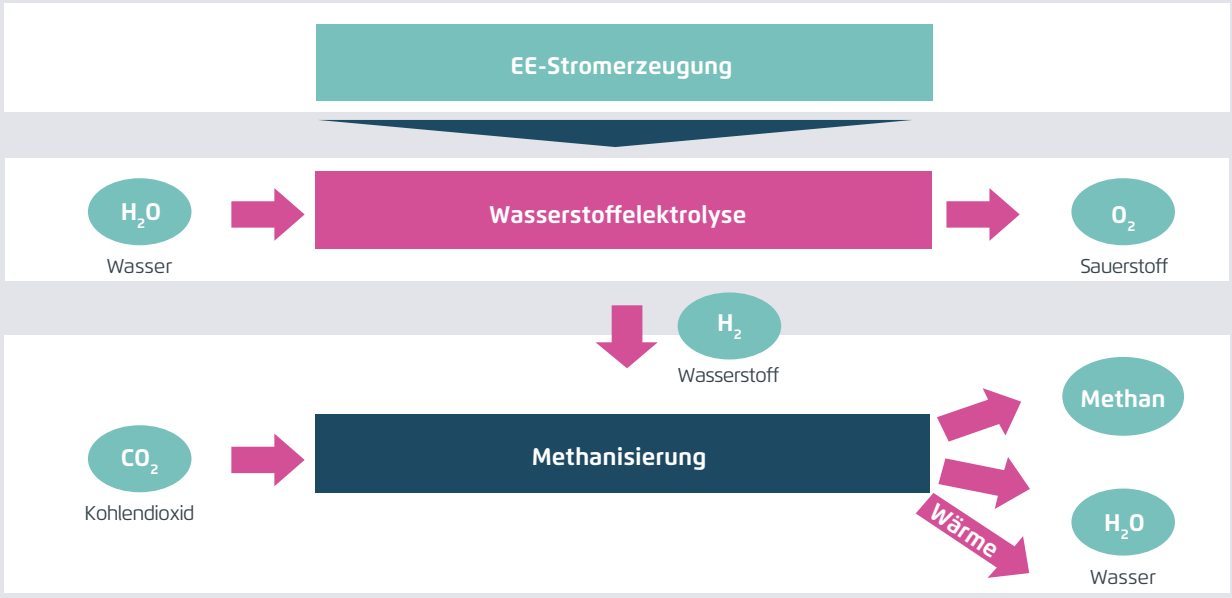
6. Umwandlungsprozesse

In diesem Kapitel beschreiben wir die Prozesse der Umwandlung von Strom in synthetische Heiz- und Kraftstoffe sowie die damit verbundenen Kostenelemente. Abbildung 8 und Abbildung 9 geben einen Überblick über die Umwandlungsprozesse von Strom in synthetisches Methan beziehungsweise in synthetische Flüssigkraftstoffe. In beiden Fällen wird zunächst via Wasserstoffelektrolyse Strom und Wasser in Wasserstoff (und Sauerstoff) umgewandelt. In einem zweiten Schritt wird entweder via Methanisierung synthetisches Methan oder via Methanol- beziehungsweise Fischer-Tropsch-Synthese synthetischer Flüssigkraftstoff erzeugt.[106]

In Bezug auf die Kostenabschätzungen gehen wir im Rahmen der Studie davon aus, dass die Umwandlungsanlagen in großem Format explizit für den Export synthetischer Heiz- und Kraftstoffe nach Deutschland gebaut werden. Dies impliziert zum einen, dass wir uns bereits bei den Kostenannahmen für heute an den unteren Werten der in der Literatur ausgewiesenen Kosten orientieren, da große Anlagen mit niedrigeren Kosten verbunden sind als viele der heutigen kleinen Anlagen, die zum Teil auch primär Demonstrations- und Forschungszwecken dienen. Zum anderen impliziert dieser Kontext, dass bei der Annahme zur zukünftigen Kostenentwicklung davon auszugehen ist, dass eine hohe Marktdurchdringung erreicht wird und in der Folge zusätzliche Standardisierungs- und Skaleneffekte realisiert werden können. Dies gilt vor allem für die Elektrolyse; Methanisierung, Methanolherstellung sowie Fischer-Tropsch-Verfahren sind hingegen relativ etablierte Prozesse.

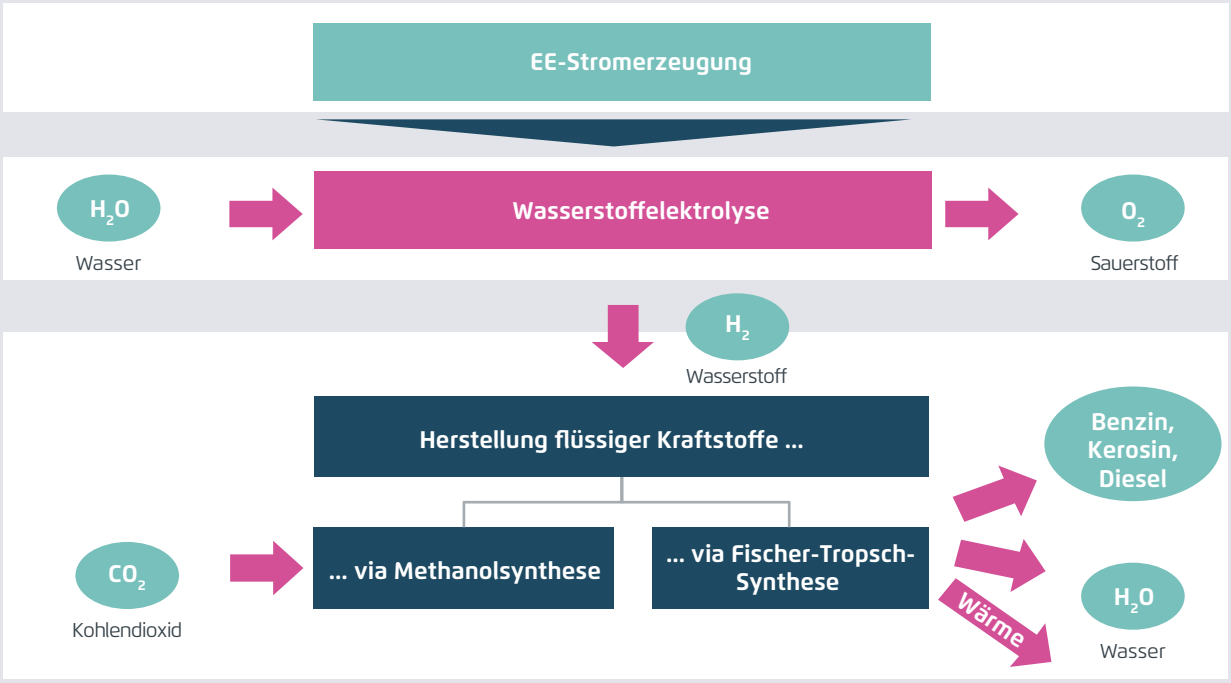
106 Methanol- und Fischer-Tropsch-Synthese sind aus technischer Sicht unterschiedliche Prozesse, die Kosten der beiden Prozesse sind jedoch sehr ähnlich, sodass wir bei der Kostenabschätzung keine Differenzierung zwischen den Prozessen vorgenommen haben.

Umwandlung von Strom in synthetisches Methan — Abbildung 8



Frontier Economics

Umwandlung von Strom in synthetische Flüssigkraftstoffe — Abbildung 9



Frontier Economics

Im Folgenden erläutern wir die Prozesse und Kosten der Wasserstoffelektrolyse (Abschnitt 6.1), der Methanisierung (Abschnitt 6.2) und der Herstellung flüssiger Kraftstoffe (Abschnitt 6.3).

6.1 Wasserstoffelektrolyse

Bei der Wasserstoffelektrolyse werden aus Strom und Wasser Wasserstoff und Sauerstoff gewonnen (siehe Abbildung 10). Kostenelemente der Wasserstoffelektrolyse umfassen daher neben Investitions- und Betriebskosten der Elektrolyseanlagen prinzipiell auch Kosten für die Bereitstellung von Wasser. In der Praxis sind die Kosten der Wasserbereitstellung jedoch vernachlässigbar gering (siehe hierzu Abschnitt 6.1.3.1).

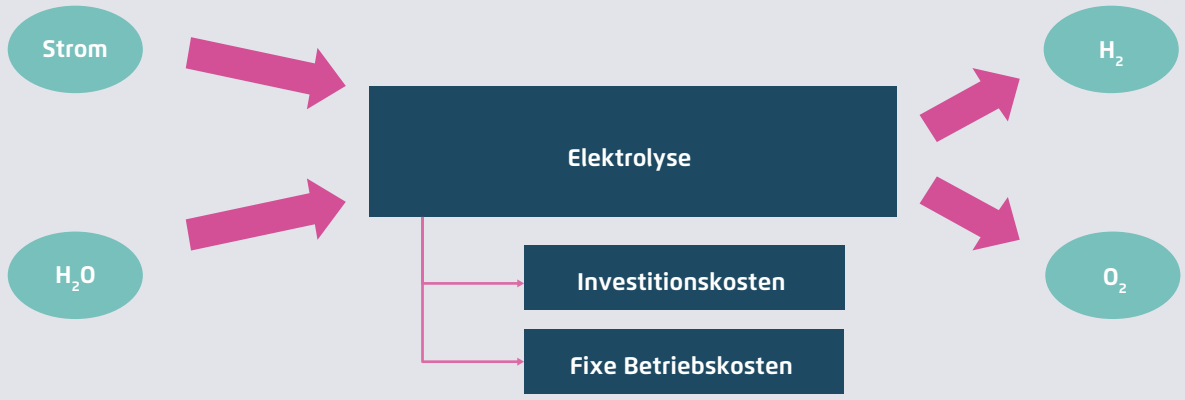
Bei der Umwandlung von Strom in Wasserstoff sind Wirkungsgradverluste zu berücksichtigen, die sich nach Technologie der Wasserstoffelektrolyse unterscheiden (siehe hierzu Abschnitt 6.1.1).

6.1.1 Technologien der Wasserstoffelektrolyse

Die Wasserstoffelektrolyse kann mit Niedrigtemperaturverfahren (bei 50 bis 80 Grad Celsius) oder mit Hochtemperaturverfahren (700 bis 1.000 Grad Celcius) durchgeführt werden.

Niedrigtemperaturverfahren sind die alkalische Elektrolyse (AEC) und die Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse (PEMEC – Proton exchange membrane electrolysis). Beide Technologien werden kommerziell vertrieben und sind im Vergleich zur Hochtemperaturelektrolyse weit entwickelt. Die PEM-Elektrolyse weist etwas höhere Wirkungsgrade als die AEC-Elektrolyse auf.

Prozess der Wasserstoffelektrolyse Abbildung 10



Frontier Economics

Die Hochtemperaturelektrolyse (SOEC – Ion-conducting solid oxide electrolysis) befindet sich noch im Entwicklungsstadium und wird zurzeit beispielsweise in der Sunfire-Pilotanlage in Dresden genutzt. Die SOEC-Elektrolyse zeichnet sich durch hohe Wirkungsgrade aus. Ein weiterer Vorteil der SOEC-Elektrolyse ist ein potenziell geringerer Strombedarf im Vergleich zu der Niedrigtemperaturelektrolyse. Grund für den niedrigeren Strombedarf ist, dass ein Teil des Energiebedarfs durch Wärmeinput gedeckt werden kann. Sowohl bei der Methanisierung als auch bei Methanol- und Fischer-Tropsch-Synthese entsteht Wärme als Nebenprodukt, die somit als Input für die SOEC-Elektrolyse genutzt werden könnte. Wird der CO_2-Input für die Umwandlung aus der Luft gewonnen, wird jedoch auch für dieses Verfahren Wärmeinput benötigt, sodass in diesem Fall eine Nutzungskonkurrenz um die Wärme entsteht.

Ein wesentlicher Nachteil der Hochtemperaturelektrolyse ist die geringere Flexibilität im Vergleich zur Niedrigtemperaturelektrolyse, die die Anwendbarkeit der SOEC-Elektrolyse im Zusammenhang mit fluktuierenden Erneuerbaren Energien erschwert.[107] Aus diesem Grund nehmen wir in der vorliegenden Studie an, dass Wasserstoff im Niedrigtemperaturverfahren gewonnen wird. Da die SOEC-Elektrolyse aber, wie bereits angesprochen, noch im Entwicklungsstadium steckt und die zukünftigen Einsatzoptionen heute noch nicht beurteilt werden können, zeigen wir auch für dieses Verfahren, soweit verfügbar, Kostenschätzungen und Wirkungsgrade.[108]

6.1.2 Literaturübersicht zu den Investitionskosten der Wasserstoffelektrolyse

Abbildung 11 zeigt, dass die in der Literatur genannten Angaben zu Investitionskosten innerhalb einer großen Bandbreite liegen. Zumindest in Teilen können die Bandbreiten auf folgende drei Faktoren zurückgeführt werden:

1. **Kostenangaben beziehen sich zum Teil auf unterschiedliche Anlagengrößen.** – Ein Teil, jedoch nicht alle ausgewerteten Studien, geben an, auf welche Anlagengrößen sich die Investitionskostenangabe

107 siehe Fasihi et al. (2016)

108 Die Auflistung der getroffenen Annahmen für SOEC ist auch insofern hilfreich, als dass dieses Verfahren im Excel-Tool zur Berechnung der Kosten manuell ausgewählt werden kann, sodass man den Einfluss auf die Kosten der Wasserstoffelektrolyse darstellen kann.

bezieht. In manchen Studien werden auch Kostenangaben für mehrere Anlagengrößen gemacht (zum Beispiel bei LBST (2016) und Enea Consulting (2016)). In diesen Fällen wird deutlich: Mit steigender Anlagengröße sinken die Investitionskosten. Da wir im Rahmen der Studie davon ausgehen, dass große Anlagen für den Export der synthetischen Heiz- und Kraftstoffe gebaut werden (siehe Einleitung zu Abschnitt 6), orientieren wir uns an Kostenangaben für große Anlagen.

2. **Kostenangaben beziehen sich zum Teil auf unterschiedliche Elektrolyse-Technologien.** – In manchen Studien ist angegeben, ob sich die Kostenangabe auf die AEC-, die PEMEC- oder die SOEC-Elektrolyse bezieht, andere Studie beinhalten Kostenangaben ohne Spezifizierung der Technologie. Die meisten auffindbaren Kostenangaben beziehen sich auf das AEC-Verfahren, explizite Kostenangaben für PEMEC werden nur in ISE (2011), Enea Consulting (2016) und Fasihi et al. (2016) genannt. Bei Fasihi et al. (2016) zeigt sich, dass die Kostenentwicklung bei PEMEC höheren Unsicherheiten unterliegt als diejenige von AEC: Der untere Wert der Bandbreite der PEMEC-Kosten liegt im Jahr 2030 unter den Kosten von AEC, der obere Wert der Bandbreite über den Kosten von AEC.

   Für SOEC ist in den ausgewerteten Studien nur eine Kostenangabe auffindbar (Fasihi et al. (2016) für das Jahr 2030). Nach diesen Angaben ist SOEC auch mittelfristig teurer als AEC. Genau wie die PEM-Elektrolyse unterliegt jedoch auch die Kostenentwicklung der SOEC-Elektrolyse hohen Unsicherheiten, wie die in Fasihi et al. (2016) ausgewiesene Bandbreite für die SOEC-Investitionskosten zeigt

3. **Studien wurden zu unterschiedlichen Zeitpunkten (2011 bis 2016) veröffentlicht.** – Die in Abbildung 11 dargestellte Auswertung umfasst Werte aus Studien, die zwischen 2011 und 2016 veröffentlicht wurden. Wie bereits in Abschnitt 4.2 erläutert, gab es nach Aussage der im Rahmen eines projektinternen Workshops befragten Experten in den letzten Jahren eine starke Kostendegression bei der PEM-Elektrolyse, sodass diesbezügliche Werte aus Studien mit einem vergleichsweise frühen Veröffentlichungsdatum heute bereits veraltet scheinen.

6.1.3 Im Rahmen der Studie getroffene Annahmen

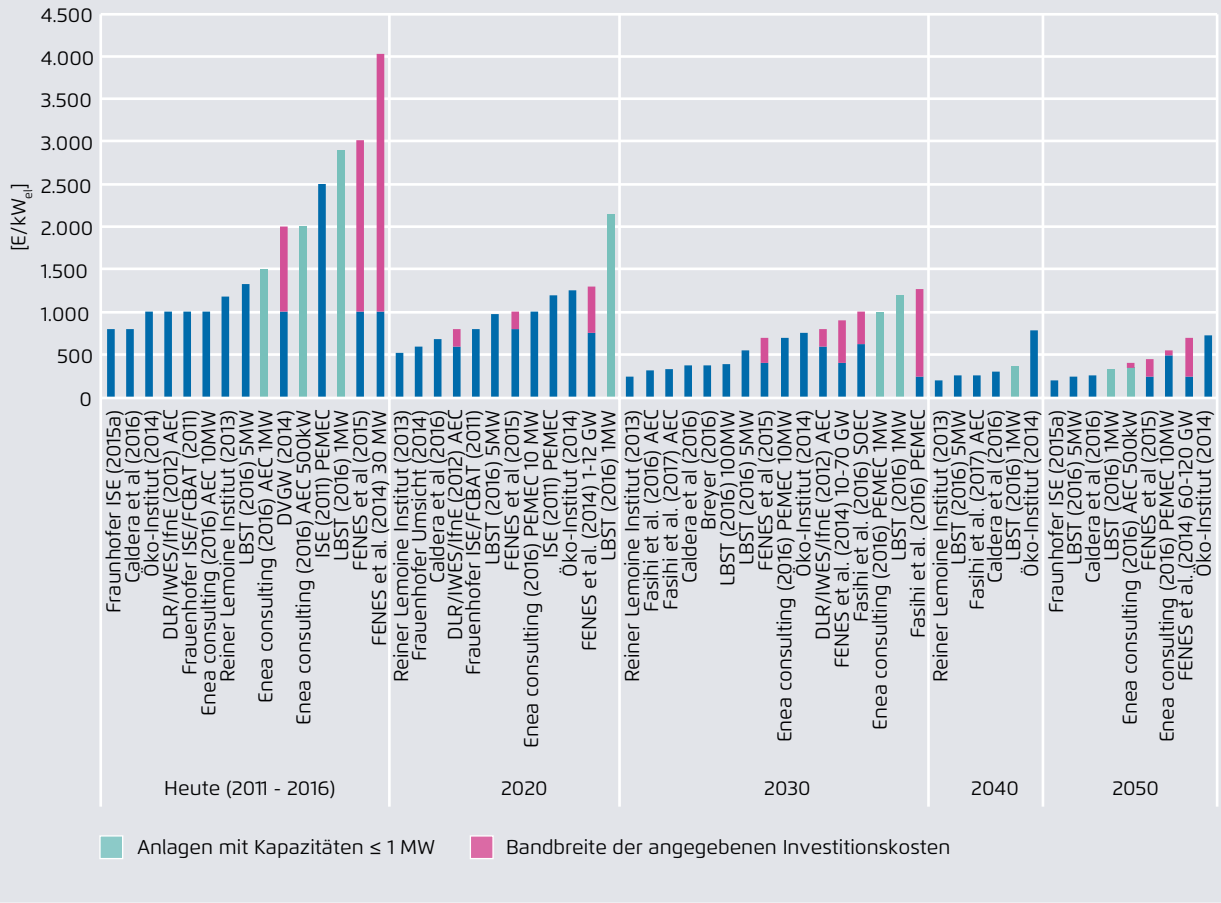
In diesem Abschnitt erläutern wir die im Rahmen der Studie getroffenen Annahmen zu Kosten und Wirkungsgrad der Wasserstoffelektrolyse. Wir unterscheiden dabei zwischen Niedrigtemperatur- und Hochtemperaturelektrolyse, nicht aber zwischen den beiden Niedrigtemperatur-Elektrolyse-Verfahren AEC und PEMEC. Wie im vorangegangen Abschnitt beschrieben, ist ein verlässlicher Kostenvergleich zwischen den beiden Technologien nur schwer möglich. Zudem sind die Wirkungsgradunterschiede geringer als zwischen Niedrig- und Hochtemperaturelektrolyse, sodass eine Unterscheidung für die Kostenabschätzung im Rahmen dieser Studie nicht erforderlich ist.

Die in Abschnitt 8 gezeigten Ergebnisse der Studie unterstellen eine Anwendung der Niedrigtemperaturelektrolyse. Wie in Abschnitt 6.1.1 erläutert, kann die Abwärme aus dem Methanisierungsprozess (beziehungsweise dem Prozess der Umwandlung in flüssige Kraftstoffe) entweder als Input für die Hochtemperaturelektrolyse oder als Input für die Gewinnung von CO_2 aus der Luft genutzt werden. Im Rahmen der Studie wurde angenommen, dass die Abwärme für die Gewinnung von CO_2 aus der Luft zur Verfügung steht und daher nicht für die Elektrolyse genutzt werden kann.

6.1.3.1 Annahmen zu Investitionskosten

Folgende Tabelle 4 zeigt die angenommenen Investitionskosten für die Niedrigtemperatur- und die Hochtemperatur-Wasserstoffelektrolyse.
In Bezug auf die jährlichen Betriebskosten wird angenommen, dass diese einem fixen Prozentsatz der Investitionskosten entsprechen – für die Nied-

Studienübersicht zu Investitionskosten der Wasserstoffelektrolyse — Abbildung 11



Frontier Economics

rigtemperaturelektrolyse in Höhe von 3 Prozent pro Jahr und für die Hochtemperaturelektrolyse in Höhe von 3,5 Prozent pro Jahr.

6.1.3.2 Annahmen zum Wirkungsgrad

In Tabelle 5 sind die angenommenen Wirkungsgrade (Heizwert Hi) für die Umwandlung von Strom in Wasserstoff dargestellt.

6.1.3.3 Auslastung der Wasserstoffelektrolyse

Ein weiterer wichtiger Einflussfaktor der Wasserstoffelektrolyse-Kosten ist die Auslastung der Elektrolyseanlagen: Je höher die Auslastung, desto weniger fallen die Investitionskosten bei Berechnung der spezifischen Umwandlungskosten ins Gewicht. Im Rahmen der Studie wurde angenommen, dass die Auslastung der Wasserstoffelektrolyseanlagen den Volllaststunden der jeweiligen Stromerzeugungstechnologie entspricht. Wie in Abschnitt 5.1 beschrieben, könnte die Auslastung zwar prinzipiell durch Einsatz von Stromspeichern erhöht werden, nach überschlägigen Rechnungen übersteigen die damit verbundenen Kosten jedoch den Nutzen einer höheren Auslastung auch bei optimistischen Annahmen bezüglich Kostendegressionen deutlich.

Angenommene Investitionskosten für die Wasserstoffelektrolyse [€$_{2017}$/kW$_{el}$] Tabelle 4

	2020			2030			2050		
	Opt.	Ref.	Pess.	Opt.	Ref.	Pess.	Opt.	Ref.	Pess.
Niedrigtemperaturelektrolyse	656	737	768	442	625	707	200	450	600
Hochtemperaturelektrolyse	877	930	969	675	804	909	400	600	800

Frontier Economics auf Basis der in Abschnitt 6.1.3 dargestellten Literaturauswertung sowie auf Basis von Experteninput

Angenommener Wirkungsgrad (Heizwert Hi) für die Umwandlung von Strom in Wasserstoff Tabelle 5

	2020	2030	2050
Niedrigtemperaturelektrolyse	67 %	71 %	80 %
Hochtemperaturelektrolyse	81 %	84 %	90 %

Frontier Economics auf Basis der in Abschnitt 6.1.3 dargestellten Literaturauswertung sowie auf Basis von Experteninput[18].

6.1.3.4 Annahmen zu Kosten der Wasserbereitstellung

Die Kosten der Wasserbereitbestellung sind vernachlässigbar gering – auch in den Ländern, in denen das Wasser in Entsalzungsanlagen gewonnen werden muss.[110] Die Kosten der Bereitstellung von Wasser in Meerwasserentsalzungsanlagen werden auf Basis von Caldera et al. (2016) berechnet. Demnach betragen die Investitionskosten von Entsalzungsanlagen 1.150 Euro/(m³ pro Tag), die Betriebskosten vier Prozent der Investitionskosten und der Stromverbrauch beträgt 4,1 kWh$_{el}$/m³.

6.2 Methanisierung

Bei der Methanisierung werden aus Kohlendioxid (CO_2) und Wasserstoff (H_2) Methan (CH_4) sowie als Nebenprodukte Wasser (H_2O) und Wärme erzeugt (Abbildung 12). Neben Investitions- und Betriebskosten der Methanisierungsanlage fallen auf der Wertschöpfungsstufe der Methanisierung daher Kosten für die Gewinnung von CO_2 an. Die Abwärme des Methanisierungsprozesses kann als Input für die Gewinnung von CO_2 aus der Luft genutzt werden (Abschnitt 6.2.3.4). Wir gehen in unserer Kostenberechnung davon aus, dass diese Abwärme ausreichend ist, um den gesamten Wärmebedarf der *Direct-Air-Capture*-Anlage zu decken (siehe Abschnitt

109 LBST (2016), S. 69, Fasihi et al. (2017), S. 249 und Fasihi et al. (2017), S. 4

110 In Enea Consulting (2016) werden die Kosten der Wasserbereitstellung aufgrund der geringen Relevanz sogar vollständig vernachlässigt – dort (S. 19) heißt es: „Based on previous ENEA studies, the water consumption was neglected given its low impact on the overall LCOX."

6.2.3.4). Das bei der Methanisierung als Nebenprodukt erzeugte Wasser kann als Input für die Wasserstoffelektrolyse genutzt werden.

6.2.1 Technologien der Methanisierung

Der Prozess der Methanisierung erfolgt heute überwiegend über die katalytische (thermochemische) Methanisierung. Darüber hinaus befindet sich die biologische Methanisierung im Entwicklungsstadium.

6.2.1.1 Katalytische Methanisierung

Die katalytische Methanisierung erfolgt bei 300 bis 550 Grad Celsius, meist anhand eines Katalysators auf Nickelbasis. Bei der katalytischen Methanisierung ist eine gute Wärmerückgewinnung möglich. Auch im Stand-by-Betrieb muss sichergestellt werden, dass die Temperatur der Methanisierungsanlage circa 200 Grad Celsius nicht unterschreitet.[111]

6.2.1.2 Biologische Methanisierung

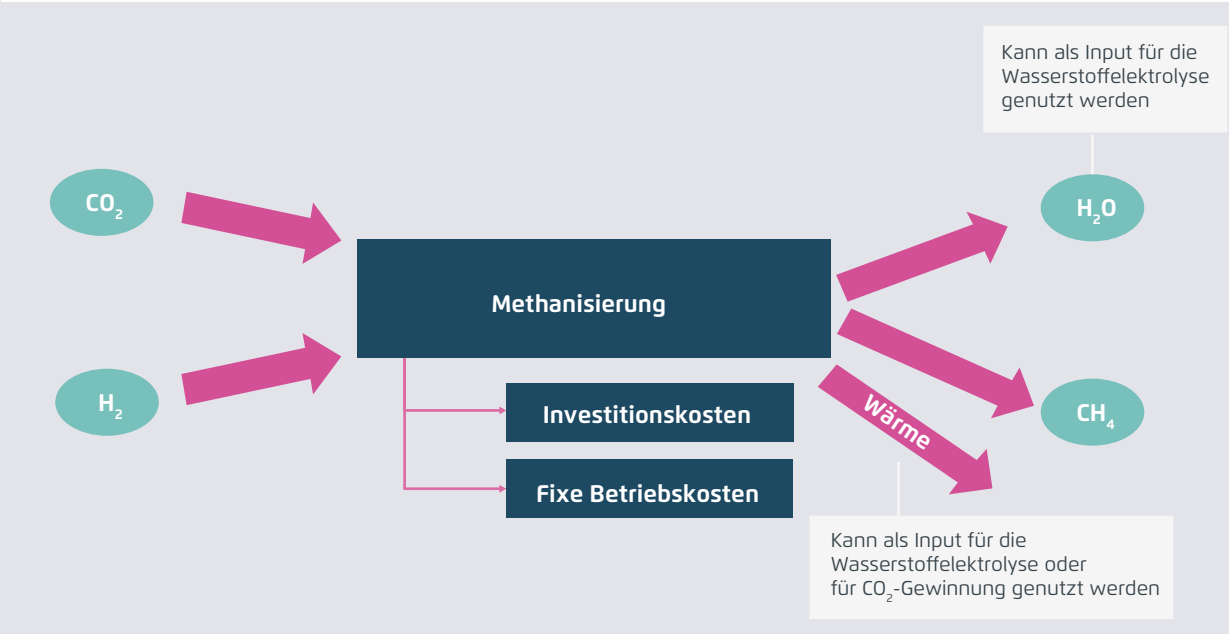
Die biologische Methanisierung erfolgt bei 30 bis 70 Grad Celsius mittels Mikroorganismen, die in wässriger Lösung schwimmen. Diese nehmen CO_2 und Wasserstoff über die Zellwände auf und wandeln diese in Wasser und Methan um. Die biologische Methanisierung hat einen geringeren Gesamtwirkungsgrad als die katalytische Methanisierung. Zudem werden aufgrund niedriger Methanbildungsraten größere Reaktoren benötigt, als bei der katalytischen Methanisierung, sodass die biologische Methanisierung vor allem für kleine Anlagen geeignet ist.[112]

Da sich die biologische Methanisierung noch im Entwicklungsstadium befindet, einen geringeren Gesamtwirkungsgrad hat und zudem (zumindest auf absehbare Zeit) eher für kleine Anlagen geeignet ist, haben wir diese Option im Rahmen der durchgeführten Kostenberechnungen nicht weiter berücksichtigt.

111 Bär et al. (2015)

112 ebenda

Prozess der Methanisierung — Abbildung 12



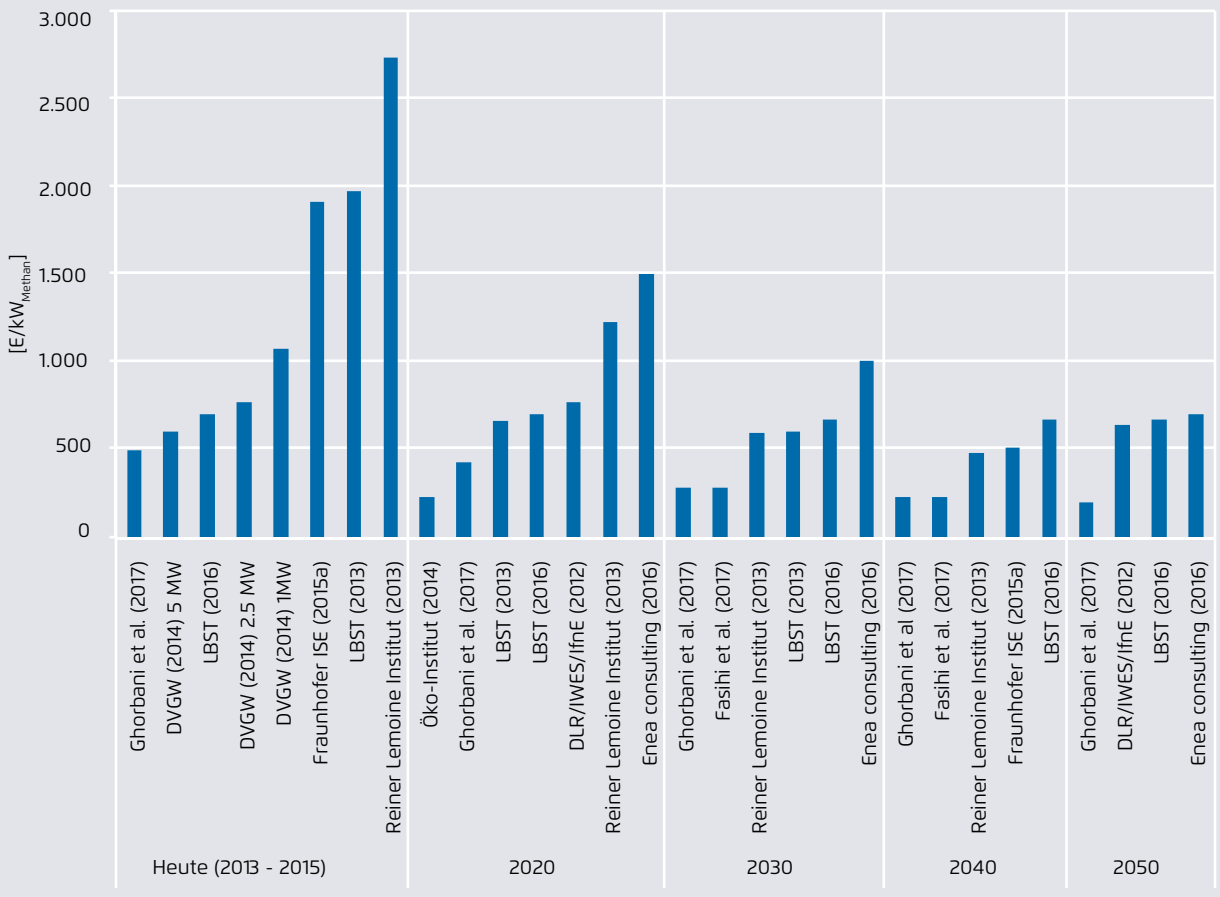
Frontier Economics

6.2.2 Literaturübersicht zu den Investitionskosten der Methanisierung

Für die Abschätzung der Investitionskosten der Methanisierung wurde wie für die Abschätzung der Investitionskosten der Wasserstoffelektrolyse in einem ersten Schritt eine Literaturauswertung durchgeführt. Abbildung 13 zeigt, dass die Kostenangaben in den verschiedenen Studien stark voneinander abweichen.

Eine Angabe dazu, auf welche Anlagengröße sich die Kosten beziehen, liegt nur bei DVGW (2014) vor. Diese Angaben zeigen, dass die Investitionskosten mit steigender Anlagengröße stark sinken.

Literaturauswertung zu Investitionskosten der Methanisierung[113] Abbildung 13



Frontier Economics

113 In einigen Studien sind die Kosten in Euro/kW_{el} angegeben. In diesen Fällen wurden die Kosten vereinfachend mit dem Faktor 1,57 kW_{el}/kW_{gas} umgerechnet (Faktor basiert auf Fasihi et al. (2017): Unter den dort getroffenen Wirkungsgradannahmen werden 1.000 kWh_{el} für die Produktion von 637 kWh_{Methan} benötigt.

6.2.3 Im Rahmen der Studie getroffene Annahmen

6.2.3.1 Investitionskosten der Methanisierungsanlage

Wie schon in der Einleitung zu Abschnitt 6 beschrieben, nehmen wir im Rahmen der Studie an, dass große Umwandlungsanlagen explizit für den Export der synthetischen Heiz- und Kraftstoffe gebaut werden und orientieren uns aufgrund von Größenefekten eher am unteren Bereich der in den Studien für heute ausgewiesenen Kosten. In Bezug auf die Betriebskosten wird angenommen, dass diese einem fixen Prozentsatz in Höhe von drei Prozent pro Jahr der Investitionskosten entsprechen.

6.2.3.2 Annahmen zum Wirkungsgrad

Der angenommene Wirkungsgrad von Wasserstoff zu Methan beträgt 80 Prozent. Schütz und Härtel (2016) nehmen in ihrer Studie einen Wirkungsgrad von 80 Prozent an, Fasihi et al. (2016) sowie Fasihi und Breyer (2017) stützen ihre Annahmen auf einen Wirkungsgrad von circa 78 Prozent für 2030/2040 und LBST nimmt in der Studie von 2016 an, dass circa 83 Prozent des Wasserstoffes in Methan umgewandelt werden kann. Da die Technologie der Methanisierung bereits weit entwickelt ist, wurde keine Wirkungsgradsteigerung über die Zeit angenommen. Diese Annahmen werden auch in der Runde von Experten, die im Rahmen eines projektinternen Workshops befragt wurden, unterstützt.

6.2.3.3 Auslastung der Methanisierungsanlage

Die Auslastung der Methanisierungsanlage kann durch Einsatz eines Wasserstoffspeichers erhöht werden. Die Speicherung von Wasserstoff ist mit deutlich geringeren Kosten verbunden als die Speicherung von Strom.

Um eine Auslastung der Methanisierungsanlage in Höhe von 8.000 Stunden zu erreichen, nehmen wir an, dass der Wasserstoff zwischengespeichert wird. Die Größe des benötigten Wasserstoffspeichers hängt davon ab, welche Volllaststunden bereits bei der EE-Stromerzeugung (und daher auch bei der Wasserstoffelektrolyse) erreicht werden. Im Fall von Island werden bereits bei der EE-Stromerzeugung 8.000 Stunden erreicht, sodass kein Wasserstoffspeicher benötigt wird, um eine Auslastung der Methanisierungsanlage von 8.000 Stunden zu erreichen. Die höchsten Wasserstoffspeicher-Kosten fallen an, wenn der EE-Strom auf Basis von Photovoltaik erzeugt wird (Tabelle 7). [114]

Obwohl die Speicherung von Wasserstoff (zumindest in Stahltanks) eine etablierte Technologie ist, sind die Angaben in der Literatur zu den Investitionskosten für die Speichersysteme uneinheitlich. Grund hierfür dürfte sein, dass die Kosten je nach Technologien (zum Beispiel Untergrundspeicherung versus Speicherung in Stahltanks), Größe der Anlagen, Stahlpreisen, Schwankungen in den Wechselkursen etc. variieren. Wir nehmen in dieser Studie für die Investitionskosten einen Wert von 27 Euro/kWh$_{H2}$ an.[115]

114 Bei der Abschätzung der Wasserstoffspeicher-Kosten wurde vereinfachend von den Volllaststunden der jeweiligen EE-Erzeugungstechnologien im Referenzszenario ausgegangen. Zu beachten ist, dass in Deutschland die Anlagen in das Stromsystem integriert wären und damit Systemvorteile bei der Bereitstellung von EE-Strom nutzbar wären, die dazu führen würden, dass deutlich weniger Wasserstoffspeicher erforderlich wären. Zudem wären gegebenenfalls Kavernenspeicher in Norddeutschland nutzbar, die deutlich geringere Kosten aufweisen würden. Diese Vorteile sind in unserer Analyse nicht inkludiert.

115 Ramsden, Krpopovski, Levene (2008) gehen bei einem Speichersystem mit Stahltank kurzfristig von Investitionskosten von 30,7 Millionen US-Dollar für ein Speichervolumen von 28.600 Kilogramm Wasserstoff aus (entspricht circa 27 Euro pro Kilowattstunde). Seit Mitte/Ende 2008 unterliegen die Stahlpreise einem fallenden Trend, was nahelegen würde, dass die Speichersysteme eher günstiger geworden sind. Die Autoren gehen in Ihrer Veröffentlichung mittelfristig von Kosten von nur noch 19,1 Millionen Dollar (zitiert bei Steward et al. (2009)) aus (entspricht circa 20 Euro pro Kilowattstunde) beziehungsweise langfristig von 12,3 Millionen Dollar (circa 13 Euro pro Kilowattstunde). LBST (2013) geht von einem Wert von umgerechnet circa 66 Euro pro Kilowattstunde aus, wobei hier keine Größeneffekte (zum Beispiel aufgrund der Beschaffung größerer Stückmengen an Stahltanks) berücksichtigt werden. Wir gehen von einem mittleren Wert der auffindbaren Bandbreiten aus.

Angenommene Investitionskosten für die Methanisierungsanlage [€$_{2017}$/kW$_{Methan}$] Tabelle 6

	2020	2030	2050
Optimistisches Szenario	652	432	190
Referenzszenario	748	654	500
Pessimistisches Szenario	785	756	700

Frontier Economics auf Basis der in Abschnitt 6.2.2 dargestellten Literaturauswertung sowie auf Basis von Experteninput

Angenommene Kosten für die Wasserstoffspeicherung [ct$_{2017}$/kWh$_{H2}$] Tabelle 7

	Nordafrika		Naher Osten		Island	Deutschland
	PV	**PV/Wind**	**PV**	**PV/Wind**	**Geothermie/ Wasserkraft**	**Offshore-Wind**
ct/kWh$_{H2}$	0,43	0,28	0,42	0,29	0	0,34

Frontier Economics

6.2.3.4 Annahmen zu Kosten der CO_2-Gewinnung und dem CO_2-Bedarf

Das für die Methanisierung benötigte CO_2 könnte theoretisch aus Industrieprozessen, Kraftwerken, Biogas- oder Biomasseanlagen, Geothermiebohrlöchern oder aus der Luft gewonnen werden. Wie in Abschnitt 5.1.1 beschrieben, wurde im Rahmen der Studie die Annahme getroffen, dass in allen Ländern das CO_2 aus der Luft gewonnen wird. Hiermit wird ein geschlossener CO_2-Kreislauf sichergestellt. Zudem kann CO_2 aus der Luft an jedem Standort gewonnen werden, während zum Beispiel die Nutzung von CO_2 aus Industrieprozessen nur an industrienahen Standorten erfolgen kann. Andernfalls müsste die entsprechende Infrastruktur zum Transport des CO_2 mit den entsprechenden Kosten hinzukommen.

Für die Herstellung von einer Kilowattstunde Methan werden 0,198 Kilogramm CO_2 benötigt.[116]

Kosten der CO_2-Gewinnung aus der Luft

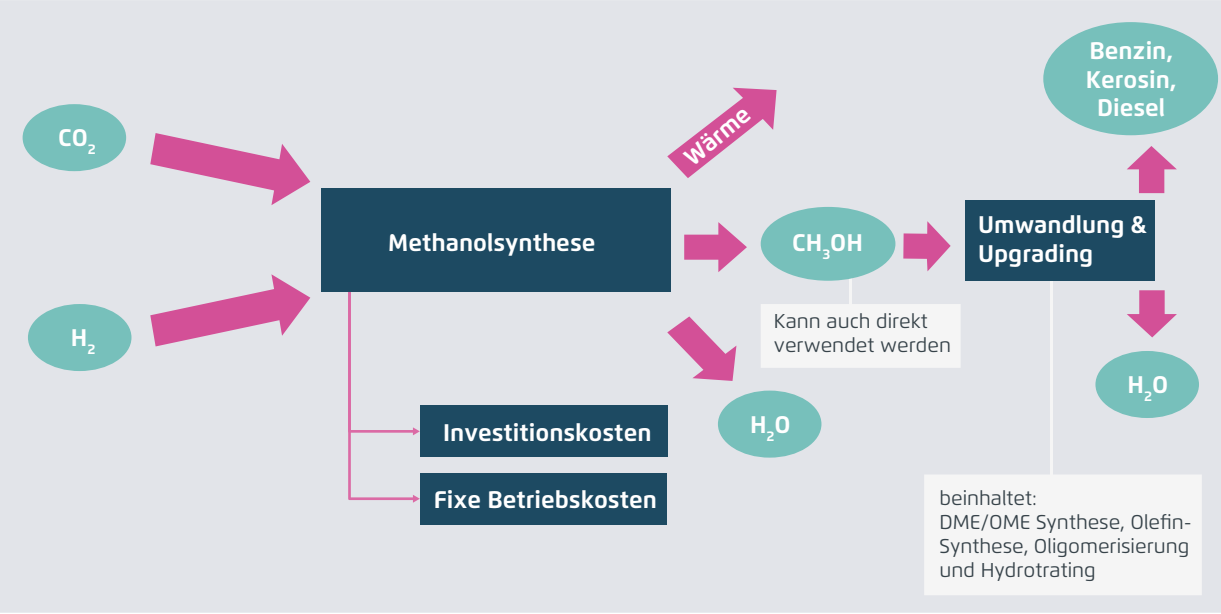
Die CO_2-Gewinnung aus der Luft (*Direct air capture*) erfolgt annahmegemäß mittels der „Temperature Swing Adsorption"(TSA)-Technologie. Hierbei wird das CO_2 in einem Filter aufgefangen und durch Wärme wieder aus dem Filter gelöst. Die Investitionskosten der TSA-Anlage liegen heute bei circa 1.800 Euro/kW$_{Methan}$ und sinken bis 2050 annahmegemäß auf 1.278 Euro/kW$_{Methan}$.[117]

Betriebskosten wurden in Höhe von vier Prozent der Investitionskosten angesetzt. Der Stromverbrauch

116 LBST (2013), S. 26 und LBST (2016), S. 97

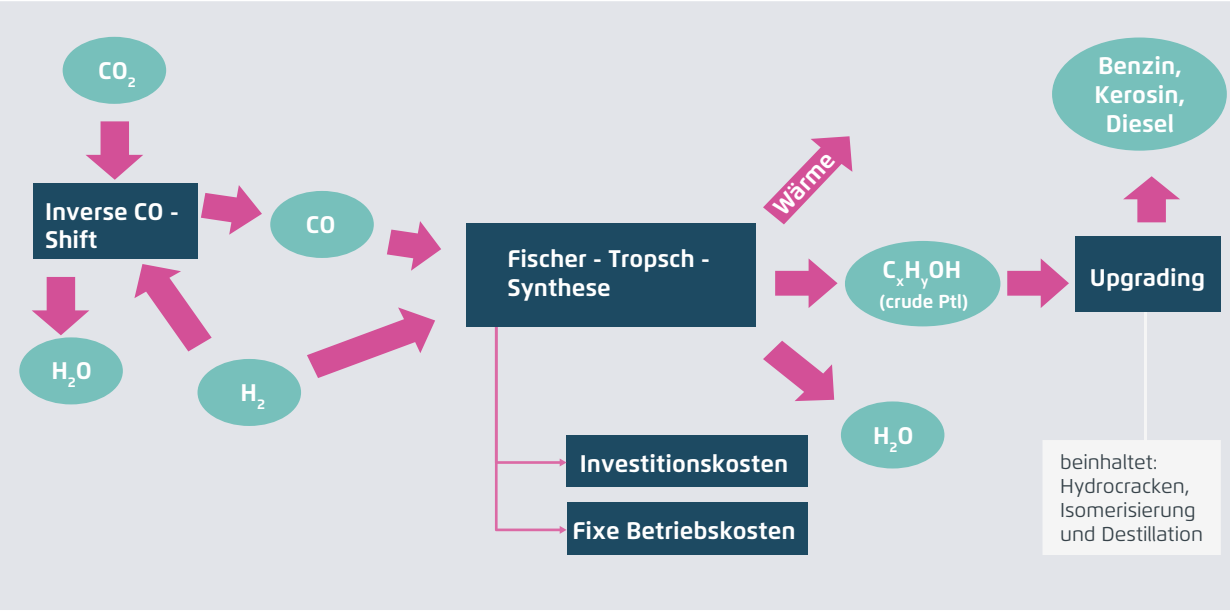
117 LBST (2016), S. 82

Prozess der Herstellung von flüssigen Kraftstoffen via Methanolsynthese — Abbildung 14



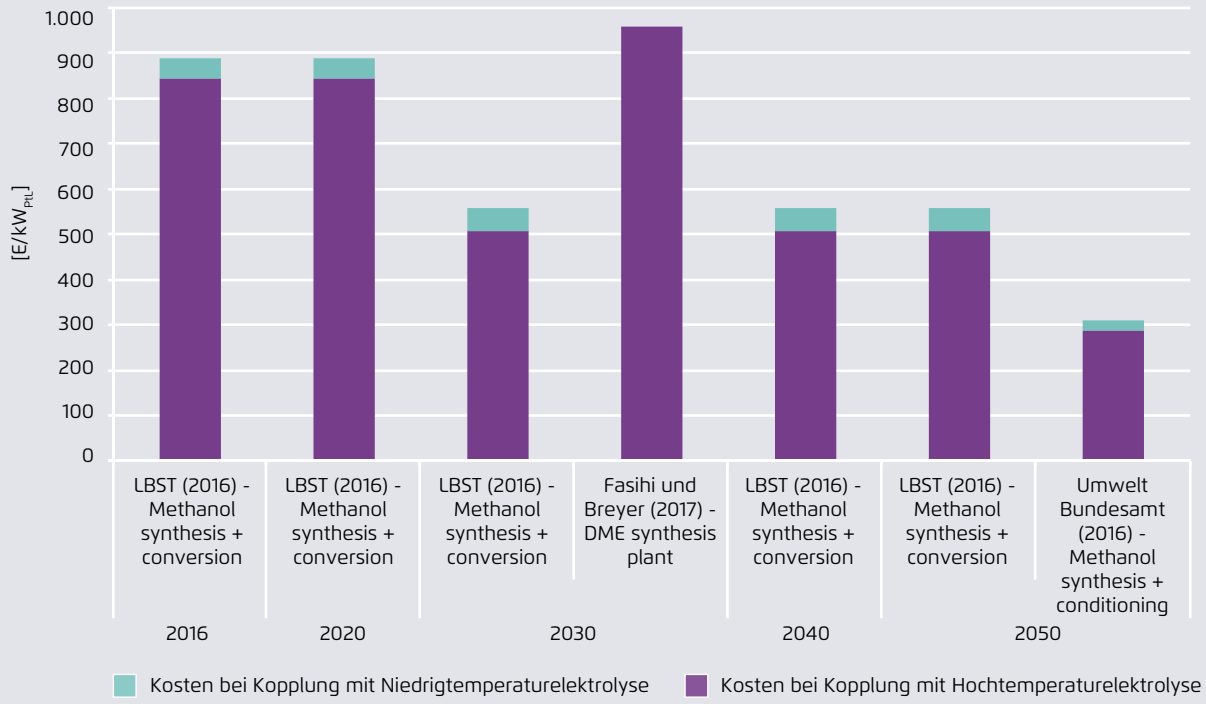
Frontier Economics

Prozess der Herstellung von flüssigen Kraftstoffen via Fischer-Tropsch-Synthese — Abbildung 15



Frontier Economics

Literaturauswertung zu Investitionskosten der Methanolsynthese (plus Conversion) Abbildung 16



Frontier Economics

der Anlage beträgt im Durchschnitt 0,9 MJ/kg (CO_2).[118] Die Stromkosten entsprechen den jeweiligen Stromgestehungskosten der EE-Technologien.

Neben Strom wird für den TSA-Prozess Wärme benötigt. Wie bereits in der Einleitung zu Abschnitt 6.2 beschrieben, nehmen wir an, dass die benötigte Wärme als Abwärme aus der Methanisierung (beziehungsweise aus dem Prozess zur Herstellung von Flüssigkraftstoffen) zur Verfügung steht und daher keine Kosten verursacht.

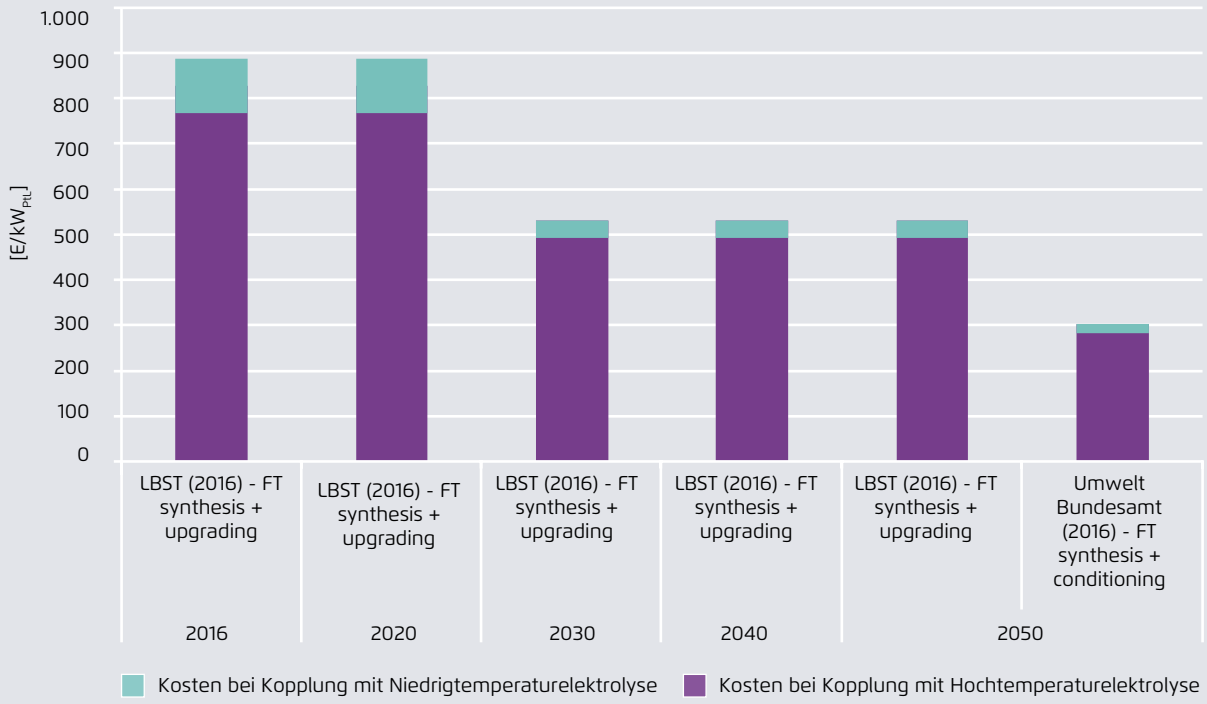
118 LBST (2016), S. 97. Dies ist der Durchschnitt der Bandbreite von 0,72 bis 1,08 Megajoule pro Kilogramm CO_2.

6.3 Herstellung flüssiger Kraftstoffe (Methanolsynthese und Fischer-Tropsch-Synthese)

Synthetische Flüssigkraftstoffe werden aus Wasserstoff und Kohlendioxid oder Kohlenmonoxid via Methanolsynthese oder Fischer-Tropsch-Synthese hergestellt.

Bei der Methanolsynthese wird in einem ersten Schritt aus Wasserstoff und Kohlendioxid oder Kohlenmonoxid Methanol hergestellt. Das Methanol kann entweder direkt verwendet werden (zu den Einschränkungen der direkten Verwendung siehe Abschnitt 7.2.1) oder weiter in synthetisches Benzin, Diesel oder in monomolekulare Kraftstoffe wie OME (Oxymethylenether) oder DME (Dimethylether) umgewandelt werden (Abbildung 14).

Literaturauswertung zu Investitionskosten der Fischer-Tropsch-Synthese (plus Upgrading) Abbildung 17



Frontier Economics

Die aktuell größte Methanolsyntheseanlage wird in Island betrieben und erzeugt mehr als fünf Millionen Liter Methanol pro Jahr.[119]

Bei der Herstellung von synthetischen Flüssigkraftstoffen via Fischer-Tropsch-Synthese wird aus Kohlenmonoxid und Wasserstoff ein Roh-Flüssigkraftstoff (C_XH_YOH) herstellt, der anschließend raffiniert wird (Abbildung 15). Das Kohlenmonoxid wird aus Kohlendioxid über einen „Reverse Water Gas Shift"-Prozess gewonnen.[120] Die Fischer-Tropsch-Synthese wird momentan beispielsweise in der Sunfire-Demonstrationsanlage in Dresden genutzt. Das Unternehmen Nordic Blue Crude plant, die Fischer-Tropsch-Synthese für die Herstellung von synthetischem Diesel in Norwegen einzusetzen.[121] Grundsätzlich ist das Fischer-Tropsch-Verfahren eine relativ alte Technik, die bereits in größerem Format zur Gewinnung synthetischer Kraftstoffe aus Kohlen eingesetzt wurde.

6.3.1 Literaturübersicht zu den Investitionskosten der Herstellung flüssiger Kraftstoffe

Abbildung 16 und Abbildung 17 zeigen das Ergebnis der Literaturauswertung zu den Investitionskosten der Herstellung flüssiger Kraftstoffe via Methanol-

119 Carbon Recycling International.

120 Im Fall der Kopplung der Fischer-Tropsch-Synthese mit der Hochtemperaturelektrolyse kann die Produktion von Wasserstoff und Kohlenmonoxid auch via Co-Elektrolyse in einem Schritt erfolgen.

121 Nordic Blue Crude (ohne Jahr).

Angenommene Investitionskosten für die Umwandlungsanlage [€$_{2017}$/kW$_{PtL}$] Tabelle 8

	2020	2030	2050
Optimistisches Szenario	732	544	300
Referenzszenario	788	677	500
Pessimistisches Szenario	843	828	800

Frontier Economics auf Basis der in Abschnitt 6.3.1 dargestellten Literaturauswertung sowie auf Basis von Experteninput

synthese beziehungsweise via Fischer-Tropsch-Synthese. Die Kosten beziehen sich auf die Methanolsynthese und die weitere Umwandlung des Methanols in Benzin/Diesel oder DME beziehungsweise auf die Kosten der Fischer-Tropsch-Synthese und die Kosten der weiteren Umwandlung des Rohkraftstoffes in einen raffinierten Kraftstoff.

Für die Herstellung flüssiger Kraftstoffe sind in weitaus weniger der ausgewerteten Studien Kostenangaben zu finden als für die Wasserstoffelektrolyse beziehungsweise die Methanisierung. Aus diesem Grund ist die Bandbreite der dargestellten Kosten weitaus geringer als bei den anderen Prozessen. Zudem handelt es sich bei den Prozessen zur Herstellung flüssiger Kraftstoffe um vergleichsweise etablierte Prozesse, bei denen mit geringeren Kostendegressionen zu rechnen ist als bei der Wasserstoffelektrolyse oder der Methanisierung.

Auch wenn keine großen Kostendegressionen durch Technologiesprünge zu erwarten sind, könnten die Kosten bis 2050 zum Beispiel aufgrund von Standardisierungseffekten und des Einsatzes größerer Anlagen sinken. Einen möglichen Kosteneffekt des Einsatzes größerer Anlagen zeigt ein Vergleich der bei LBST (2016) und des Umweltbundesamtes (2016) für 2050 angegebenen Kosten: Die Kosten gemäß Umweltbundesamt (2016) basieren auf LBST (2016), sind allerdings niedriger angesetzt, da in der Studie des Umweltbundesamtes von größeren Anlagen ausgegangen wurde.[122]

6.3.2 Im Rahmen der Studie getroffene Annahmen bezüglich der Kosten der Herstellung flüssiger Kraftstoffe

6.3.2.1 Kostenannahmen

Die Literaturauswertung zu den Investitionskosten von Anlagen zur Herstellung von synthetischen Flüssigkraftstoffen zeigt, dass sich die Kosten für die Fischer-Tropsch-Synthese und die Methanolsynthese nicht wesentlich unterscheiden. Aus diesem Grund nehmen wir keine Kostendifferenzierung zwischen den beiden Verfahren vor.

In Bezug auf die Betriebskosten wird angenommen, dass diese einem fixem Prozentsatz in Höhe von drei Prozent der Investitionskosten entsprechen.

6.3.2.2 Annahmen zum Wirkungsgrad

Für die Umwandlung von Wasserstoff zu flüssigem Kraftstoff wird, basierend auf Fasihi und Breyer

122 Siehe Umweltbundesamt (2016), S. 19f: „For the purpose of this study, the technical and economic data for the PtL plant as per (LBST 2016) have been scaled up to a production capacity of 100 kt of liquid hydrocarbons per year. Thanks to economies of scale, this leads to lower specific investment for the direct air capture plant for CO_2 supply and the synthesis step compared to (LBST 2016)."

(2017), ein Wirkungsgrad in Höhe von 79,9 Prozent angenommen.

6.3.2.3 Auslastung der Umwandlungsanlage

Wie bei der Methanisierungsanlage (Abschnitt 6.2.3.3) gehen wir davon aus, dass ein Wasserstoffspeicher eingesetzt wird, durch den die Auslastung der Anlage zur Erzeugung von flüssigen Kraftstoffen mit 8.000 Stunden angenommen werden kann.

6.3.2.4 Annahmen zu Kosten der CO_2-Gewinnung und dem CO_2-Bedarf

Für die Herstellung von einem Kilogramm Flüssigbrennstoff werden 2,033 Kilogramm CO_2 benötigt.[123] Für alle Länder wurde angenommen, dass das CO_2 aus der Luft gewonnen wird.

Die CO_2-Gewinnung aus der Luft erfolgt, wie schon in Abschnitt 6.2.3.4 beschrieben, mittels *Temperatur Swing Adsorption*. Die Investitionskosten liegen heute bei circa 2.231 Euro/kW_{PtL} und sinken bis 2050 annahmegemäß auf 1.635 Euro/kW_{PtL}[124]. Betriebskosten wurden in Höhe von vier Prozent der Investitionskosten angesetzt. Der Stromverbrauch der Anlage beträgt im Durchschnitt 0,9 Megajoule pro Kilogramm (CO_2).[125]

123 Fasihi und Breyer (2017). Die Angabe des CO_2-Bedarfs bezieht sich auf die Herstellung von DME.

124 LBST (2016), S. 95

125 LBST (2016), S. 97. Dies ist der Durchschnitt der Bandbreite von 0,72 bis 1,08 Megajoule pro Kilogramm ($CO_{2)}$

7. Transport, Beimischung und Verteilung

In diesem Kapitel beschreiben wir die Kosten, die entlang der Wertschöpfungskette nach der Erzeugung der synthetischen Heiz- und Kraftstoffe in den Erzeugungsländern anfallen: Zum einen entstehen Kosten für den Transport der synthetischen Heiz- und Kraftstoffe von den Erzeugungsländern nach Deutschland (Abschnitt 7.1), und zum anderen sind bei den Endkundenpreisen Kosten für den Vertrieb und/oder Netzentgelte zu berücksichtigen (Abschnitt 7.2)[126].

7.1 Transport

Im Rahmen der Studie wurden Transportkosten zwischen den Erzeugungsländern und Deutschland berücksichtigt. Kosten für Leistungen innerhalb Deutschlands werden über Netzentgelte beziehungsweise Vertriebskosten abgebildet (siehe hierzu Abschnitt 7.2).

7.1.1 Grundlegende Transportoptionen

Für den Transport von synthetischem Methan aus den Erzeugungsländern nach Deutschland gibt es prinzipiell zwei Möglichkeiten: Die Nutzung von (bestehenden) Gaspipelines oder der Transport via LNG. Die Nutzung des Pipelinesystems wäre nur für den Transport aus Ländern mit Anbindung zum europäischen Gasnetz möglich – das heißt beispielsweise für Nordafrika, nicht aber für Island und (voraussichtlich) auch nicht für den Nahen Osten. Zudem wäre auch im Falle von Nordafrika bei Pipeline-Transport nicht gewährleistet, dass das synthetische Methan physisch nach Deutschland gelangt – es würde lediglich in das europäische Gasnetz eingespeist und könnte bilanziell in Deutschland angerechnet werden.

Beim Transport per Tanker werden synthetische Heiz- und Kraftstoffe direkt nach Deutschland transportiert beziehungsweise in Nachbarländer wie die Niederlande oder Belgien, in denen sich LNG-Terminals befinden.

7.1.2 Im Rahmen der Studie getroffene Annahmen in Bezug auf Transportkosten

Im Rahmen der Studie haben wir die Möglichkeit des Pipeline-Transports kostenseitig nicht berücksichtigt, sondern sind davon ausgegangen, dass synthetische Heiz- und Kraftstoffe über Tanker nach Deutschland transportiert werden.

7.1.2.1 Transportkosten für synthetisches Methan

Die LNG-Transportkosten für synthetisches Methan setzen sich aus Kosten für die Verflüssigung des Gases im Erzeugungsland, aus den direkten Transportkosten sowie aus den Kosten der Regasifizierung in Deutschland zusammen. Die heutigen Verflüssigungskosten basieren auf den unteren Werten in Ripple (2016), die für Sabine Pass (USA) ausgewiesenen werden.[127] Die Kosten der Verflüssigung sind in den letzten zehn Jahren stark angestiegen und liegen aktuell auf einem hohen Niveau.[128] Songburst (2014) nennt als zukünftige Kostensenkungspotenziale unter anderem eine Steigerung des Wettbewerbs bei der Herstellung (von Komponenten) der LNG-Anlagen

126 Zusätzlich fallen auf Endkundenebene Steuern und Abgaben an. Da unklar ist, wie sich das Steuern- und Abgabensystem mittel- bis langfristig weiterentwickeln wird, haben wir bei den Kostenberechnungen von Steuern und Abgaben abstrahiert.

127 In Ripple (2016) werden „liquefaction costs" ausgewiesen. Diese unterscheiden sich jedoch (am gleichen Standort) je nach Käufer und vertraglich vereinbarter Menge. Es handelt sich daher im ökonomischen Sinne nicht um Kosten der Verflüssigung aus Erzeugersicht, sondern um Kosten aus Käufersicht, also um Preise. Unter der Prämisse, dass auch mit dem niedrigsten Preis noch die Kosten aus Erzeugersicht gedeckt werden, spiegelt dieser eine Approximation für die Kosten aus Erzeugersicht wider.

128 Seeliger (2006) nennt als Grenzkosten des LNG-Transports (inklusive Verflüssigungskosten!) zwischen Algerien und Italien Größenordnungen von 0,85 bis 1,68 $/MMBtu.

sowie die Nutzung von Synergieeffekten zwischen Projekten in einer Region. Vor diesem Hintergrund nehmen wir eine leichte Kostensenkung bis 2050 an.

Die direkten Transportkosten sowie die Regasifizierungskosten basieren auf Henderson (2016). Die direkten Transportkosten werden entsprechend der Distanzen zwischen den im Rahmen der Studie betrachteten Erzeugungsländern und Deutschland skaliert.

7.1.2.2 Transportkosten für Flüssigkraftstoffe

Die Transportkosten für Flüssigkraftstoffe schätzen wir auf Basis der Kostenangabe in Fasihi et al (2016) und Transportdistanzen zwischen den Erzeugungsländern und Deutschland ab.
In Fasihi et al (2016) werden für eine Transportdistanz von 13.400 Kilometer Kosten in Höhe von 0,82 Euro/MWh_{th} angegeben.[129] Skaliert auf die Transportdistanzen zwischen den im Rahmen dieser Studie betrachteten Erzeugungsländern und Deutschland ergeben sich die in Tabelle 10 dargestellten Transportkosten:

7.2 Beimischung und Verteilung

Wir nehmen an, dass die synthetischen Heiz- und Kraftstoffe zu fossilen Heiz- und Kraftstoffen beigemischt werden, sofern die synthetischen Heiz- und Kraftstoffe nicht in reiner Form genutzt werden. Zudem fallen auf Endkundenebene auch Kosten für den Vertrieb beziehungsweise Netzentgelte an. Zusätzlich fallen auf Endkundenebene Steuern und Abgaben an. Da unklar ist, wie sich das Steuern- und

129 Fasihi et al. (2016), S. 254

LNG-Transportkosten — Tabelle 9

	Angaben in US $/MMbtu (real)		
	2020	**2030**	**2050**
Verflüssigung	2,25	2,2	2,0
Schiffstransport aus Island	0,25	0,25	0,25
Schiffstransport aus Nordafrika	0,38	0,38	0,38
Schiffstransport aus dem Nahen Osten	1,17	1,17	1,17
Regasifizierung	0,5	0,5	0,5
Summe	3,0 - 3,92	2,95 - 3,87	2,75 - 3,67
	Angaben in Eurocent/kWh (real)		
Verflüssigung	0,69	0,67	0,61
Transport aus Island	0,08	0,08	0,08
Transport aus Nordafrika	0,12	0,12	0,12
Transport aus dem Nahen Osten	0,36	0,36	0,36
Regasifizierung	0,15	0,15	0,15
Summe	0,91 - 1,19	0,9 - 1,18	0,84 - 1,12

Frontier Economics auf Basis von Henderson (2016), Ripple (2016) und www.SeaRates.com (Bestimmung der Transportdistanz). Umrechnungsfaktoren: 1 MMBtu = 293,297 kWh; sowie 1 US-Dollar = 0,89 Euro.

Abgabensystem mittel- bis langfristig weiterentwickeln wird, haben wir bei den Kostenberechnungen von Steuern und Abgaben abstrahiert.[130]

7.2.1 Varianten der Beimischung/Verteilung von synthetischen Heiz- und Kraftstoffen

7.2.1.1 Gase (Wasserstoff, Methan)

Im Gasbereich könnte entweder synthetischer Wasserstoff oder synthetisches Methan genutzt werden. Eine Nutzung von Wasserstoff ist kostengünstiger als die Nutzung von Methan, da bei der Erzeugung von Wasserstoff geringere Umwandlungsverluste anfallen als bei Methan. Der Beimischungsgrad von Wasserstoff ist jedoch (ohne grundlegende Anpassungen der Gasnetzinfrastruktur sowie von Endanwendungen) aus technischen Gründen begrenzt, während eine Beimischung von Methan zu Erdgas bis zu 100 Prozent möglich ist.

7.2.1.2 Flüssigkraftstoffe

Im Verkehrssektor können synthetische Flüssigkraftstoffe prinzipiell bis zu 100 Prozent zu Benzin oder Diesel beigemischt werden. Alternativ könnten im Verkehrssektor auch monomolekulare Kraftstoffe (wie Methanol, DME oder OME) eingesetzt werden.[131] Letztere Option hätte den Vorteil, dass hierdurch auch lokale Emissionen, wie Feinstaub, reduziert würden. Eine Beimischung von monomolekularen Kraftstoffen zu Diesel oder Benzin ist jedoch nur in begrenzten Anteilen möglich. Bei höheren Beimischungsanteilen müssten Endanwendungen angepasst werden.

7.2.2 Im Rahmen der Studie getroffene Annahmen in Bezug auf Beimischung und Verteilung

7.2.2.1 Beimischungsvarianten

Die Endkundenpreise werden für die Beimischungsvarianten 0 bis 100 Prozent von synthetischem Erdgas zu Methan sowie von synthetischen Flüssigkraftstoffen zu Diesel oder Benzin berechnet.

7.2.2.2 Kosten der fossilen Heiz-/Kraftstoffe

Als Grundlage für die Produktbeschaffungspreise der fossilen Heizstoffe dient der Erdgaspreis der Weltbank, der 2017 bei circa 1,5 Cent pro Kilowattstunde angesetzt ist.[132] Für die Projektion der Preise bis 2050 wird im optimistischen Szenario die Entwicklung des Erdgaspreises der Weltbank bis 2030 zugrunde gelegt

130 Für einen Überblick zur Diskussion um Abgaben und Umlagen im Energiesektor siehe Agora Energiewende (2017d).

131 Zudem kann auch im Verkehrssektor synthetisches Methan in Gasfahrzeugen eingesetzt werden.

132 siehe Weltbank (2017)

Angenommene Transportkosten für Flüssigkraftstoffe — Tabelle 10

Erzeugungsland	Abfahrtshafen	Seedistanz bis Hamburg (km)	Transportkosten ct/kWh$_{th}$ (real)
Island	Reykjavik	2.332	0,014
Nordafrika	Algier, Annaba, Agadir, Casablanca, Nador	ca. 3.600	0,022
Naher Osten	Muskat, Dammam, Jeddah/King Abdullah Port, Dubai	ca. 11.000	0,067

Frontier Economics auf Basis von www.SeaRates.com (Bestimmung der Seedistanz) und Fasihi et al (2016) (Abschätzung der Transportkosten je Kilometer).

und für den Zeitraum nach 2030 fortgeschrieben.
Im pessimistischen Szenario basiert der Erdgaspreis bis 2040 auf dem „Current Policies Szenario" der IEA (2016) (zwischen 2040 und 2050 wurde diese Entwicklung fortgeschrieben). Die Werte des Referenzszenarios entsprechen dem Mittelwert der Werte im optimistischen und pessimistischen Szenario (siehe Tabelle 11).
Der Beschaffungspreis für fossile Kraftstoffe beträgt im April 2017 3,9 Cent pro Kilowattstunde für Superbenzin und 3,7 Cent pro Kilowattstunde für Diesel.[133]
Für die Projektion der Preise bis 2050 wird im optimistischen Szenario die Entwicklung des Rohölpreises der Weltbank bis 2030 zugrunde gelegt und für den Zeitraum nach 2030 fortgeschrieben. Im pessimistischen Szenario wurde die Entwicklung von Benzin- und Dieselpreisen auf Basis der Rohölpreisentwicklung im „Current Policy Szenario" der IEA (2016) abgeleitet. Die Werte des Referenzszenarios entsprechen dem Mittelwert der Werte im optimistischen und pessimistischen Szenario.

7.2.2.3 Netzentgelte/Vertriebskosten

Im Rahmen der Studie wird angenommen, dass sowohl die Höhe der Netzentgelte als auch die Höhe der Vertriebskosten von heute bis 2050 konstant bleibt und in gleicher Höhe für Erdgas und synthetisches Methan beziehungsweise. für fossiles Diesel/Benzin und synthetische Flüssigkraftstoffe anfallen.
In die Berechnung sind folgende Werte eingeflossen:

- Netzentgelte für Gas (Erdgas/synthetisches Methan) in Höhe von 1,59 Cent pro Kilowattstunde.[134]
- Vertriebskosten für Gas (Erdgas/synthetisches Methan) in Höhe von 0,43 Cent pro Kilowattstunde. [135]
- Kosten für den (inländischen) Transport, die Lagerung, die Bevorratung, Verwaltung und den Vertrieb für Flüssigkraftstoffe (fossiles Diesel/Benzin oder synthetische Flüssigkraftstoffe) in Höhe von 10 Cent pro Liter.[136]

Angenommene Produktbeschaffungspreise fossiler Brennstoffe: Erdgas, Superbenzin und Diesel (ct_{2017}/kWh) Tabelle 11

Szenario	2020	2030	2050
Erdgas			
Optimistisch	1,42	1,70	2,25
Referenz	1,64	2,27	3,03
Pessimistisch	1,87	2,84	3,81
Superbenzin			
Optimistisch	4,17	4,42	4,91
Referenz	4,66	6,19	7,63
Pessimistisch	5,14	7,96	10,34
Diesel			
Optimistisch	4,01	4,25	4,73
Referenz	4,48	5,95	7,34
Pessimistisch	4,94	7,66	9,95

Frontier Economics auf Basis von Mineralölwirtschaftsverband, Weltbank (2017) und IEA (2016).

133 siehe Mineralölwirtschaftsverband (ohne Jahr)

134 Netzentgelte für Erdgas auf Haushaltsebene, inklusive Kosten für Messung und Abrechnung gemäß BDEW: „Erdgaspreis für Haushalte (EFH) [Einfamilienhaushalte] in ct/kWh" (Stand 02/2017)

135 Kosten für Beschaffung und Vertrieb gemäß BDEW (2017), abzüglich Beschaffungskosten, die über den Durchschnitt des BAFA-Grenzübergangspreises in den letzten fünf Jahren approximiert wurden.

136 Daten zu Vertriebskosten für Benzin oder Diesel sind nicht öffentlich verfügbar. Der Mineralwirtschaftsverband veröffentlicht lediglich Daten für den Deckungsbeitrag, der Kosten für den Transport, die Lagerung, Bevorratung, Verwaltung und den Vertrieb sowie eine Gewinnmarge umfasst. Der Deckungsbeitrag unterliegt zudem Schwankungen über die Zeit. Im Zeitraum Januar bis April 2017 lag der Deckungsbeitrag bei Benzin/Diesel bei circa 12 bis 14 Cent pro Liter. Laut Aussagen des Mineralwirtschaftsverbands soll die Gewinnmarge 1 bis 2 Cent pro Liter betragen (Boerse.Ard.de (2015) oder sueddeutsche.de (2014)). Wir nehmen daher an, dass circa 10 Cent pro Liter auf Kosten für Transport, Lagerung, Bevorratung, Verwaltung und Vertrieb anfallen.

8. Zusammenfassung der Kostenschätzung importierter synthetischer Brennstoffe bis 2050

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Kostenabschätzung zusammengefasst:

- → Abschnitt 8.1 gibt einen Überblick über die Höhe der abgeschätzten Kosten und
- → Abschnitt 8.2 identifiziert die Haupttreiber der Kosten.

Alle Ergebnisse basieren auf der Annahme eines WACC von sechs Prozent (für alle Technologien und Standorte).[137]

8.1 Übersicht der Kostenschätzungen

Im Folgenden werden die Gesamtkosten für den Import synthetischer Heiz- und Kraftstoffe erläutert – zunächst als Endenergiekosten an der Grenze zu Deutschland (das heißt ohne Berücksichtigung von Netzentgelten und Vertriebskosten) (Abschnitt 8.1.1), anschließend auf Endkundenebene (das heißt mit Berücksichtigung von Netzentgelten/Vertriebskosten, allerdings ohne Berücksichtigung von Steuern und Abgaben[138]) (Abschnitt 8.1.2).

8.1.1 Gesamterzeugungs- und Transportkosten importierter Heiz- und Kraftstoffe (ohne Netzentgelte/Vertriebskosten)

8.1.1.1 Gesamtkosten von importiertem synthetischen Methan

In Abbildung 18 sind die abgeschätzten Kosten der Erzeugung und des Transports importierten synthetischen Methans für die Stichjahre 2020, 2030 und 2050 dargestellt. In Rot sind dabei jeweils die Kosten im Referenzszenario dargestellt; die blaue gestrichelte Linie gibt die Kostenbandbreite zwischen optimistischem Szenario (niedrige Kosten) und pessimistischem Szenario (hohe Kosten) an.

Zudem ist in Abbildung 18 der im Referenzszenario angenommene Preis für die Beschaffungskosten von konventionellem Erdgas abgebildet. Es ist anzumerken, dass ein Vergleich zwischen den Kosten des synthetischen Methans und dem Preis für konventionelles Erdgas insofern inadäquat ist, da synthetisches Methan im Gegensatz zu konventionellem Erdgas CO_2-neutral ist.

Ein Blick auf die Ergebnisse für das Jahr 2020 zeigt:

- → **Die günstigste Erzeugungsoption für synthetisches Methan ist diejenige auf Basis von Geothermie und Wasserkraft in Island.** Grund hierfür sind die vergleichsweise niedrigen Stromerzeugungskosten und eine hohe Auslastung der Umwandlungstechnologien.
- → **Die Herstellung von synthetischem Methan auf Basis von Offshore-Windkraft in der Nord- und Ostsee ist mit höheren Kosten verbunden als der Import von synthetischem Methan** aus allen betrachteten Importoptionen.

137 Der WACC kann, genauso wie die anderen getroffenen Annahmen, im Excel-Tool auf der Agora-Website angepasst werden. Grundsätzlich hat der WACC einen merklichen Einfluss auf die Gesamtkosten (siehe auch Fh-ISE 2015b).

138 Da unklar ist, wie sich das Steuern- und Abgabensystem mittel- bis langfristig weiterentwickeln wird, haben wir – wie in Kapitel 7 erläutert – bei den Kostenberechnungen von Steuern und Abgaben abstrahiert.

→ Die Kosten von importiertem Methan aus Nordafrika oder dem Nahen Osten liegen zwischen den Kosten von importiertem Methan aus Island und den Erzeugungskosten in der Nord- und Ostsee.

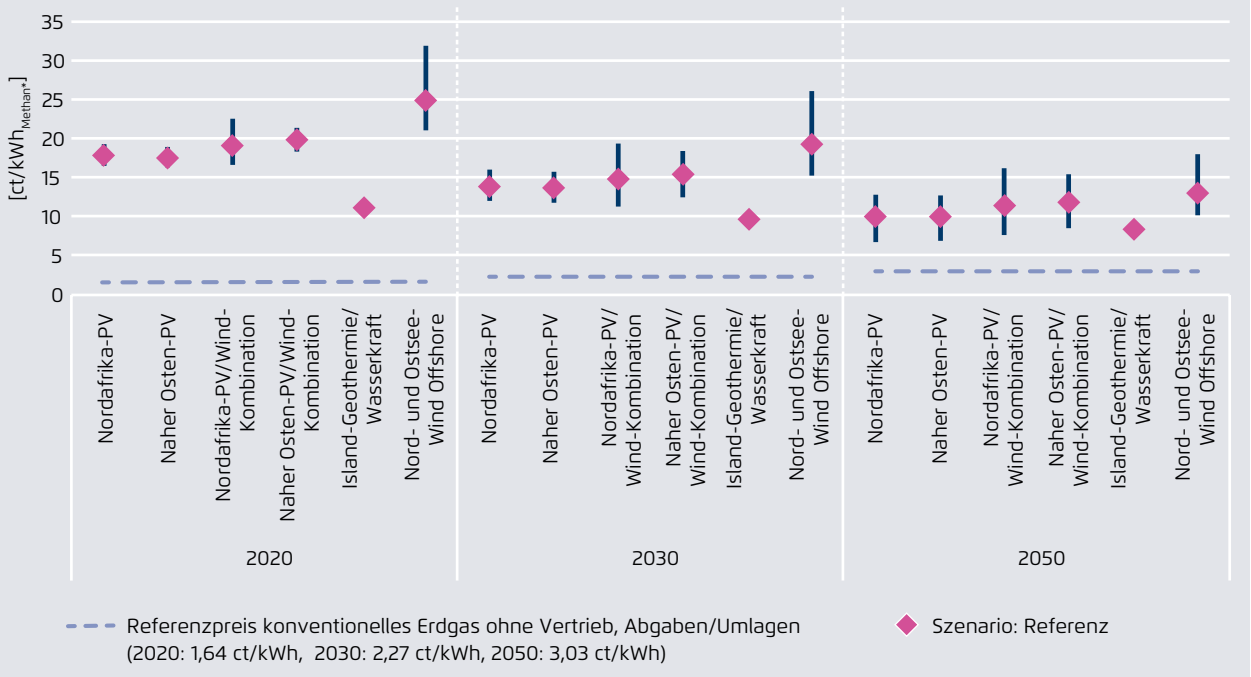
→ **Die Kosten für synthetisches Methan auf Basis von Photovoltaik oder auf Basis von hybrider Photovoltaik-/Onshore-Windkraftstromerzeugung befinden sich auf einem ähnlichen Niveau.** Grund hierfür ist, dass zwei gegenläufige Effekte auf die Kosten der beiden Technologieoptionen wirken: Zum einen werden bei hybrider Photovoltaik-/Onshore-Windenergieerzeugung höhere Volllaststunden erreicht als bei reiner Photovoltaikstromerzeugung. Hierdurch steigt die Auslastung der Wasserstoffelektrolyseanlage, wodurch deren Investitionskosten weniger stark ins Gewicht fallen. Zum anderen sind jedoch die Stromgestehungskosten höher als bei reiner Photovoltaikerzeugung.

Ein Vergleich der Ergebnisse für das Jahr 2020 mit den Ergebnissen für das Jahr 2050 zeigt:

→ **Die Kosten von synthetischem Methan sinken im Zeitverlauf deutlich.** Grund hierfür sind die angenommenen Kostendegressionen bei den Investitionskosten der EE-Erzeugungsanlagen (siehe Kapitel 5) und der Umwandlungsanlagen (siehe Kapitel 6). Zudem steigen die Wirkungsgrade der Wasserstoffelektrolyse annahmegemäß über die Zeit an (siehe Kapitel 6).

→ **Die Kosten der einzelnen Standort- und Technologieoptionen nähern sich über die Zeit an.** Grund hierfür ist, dass die Investitionskosten von Photovoltaik sowie Offshore-Windkraftanlagen annahmegemäß deutlich stärker sinken als die

Gesamtkosten von synthetischem Methan (ohne Netzentgelte und Vertriebskosten) (ct_{2017}/kWh_{Methan}) Abbildung 18



* Kosten des erzeugten synthetischen Methans (Endenergie (Hi), ohne Umlagen/Abgaben)

Investitionskosten der etablierten Technologien Onshore-Windkraft, Geothermie und Wasserkraft (siehe Kapitel 5);

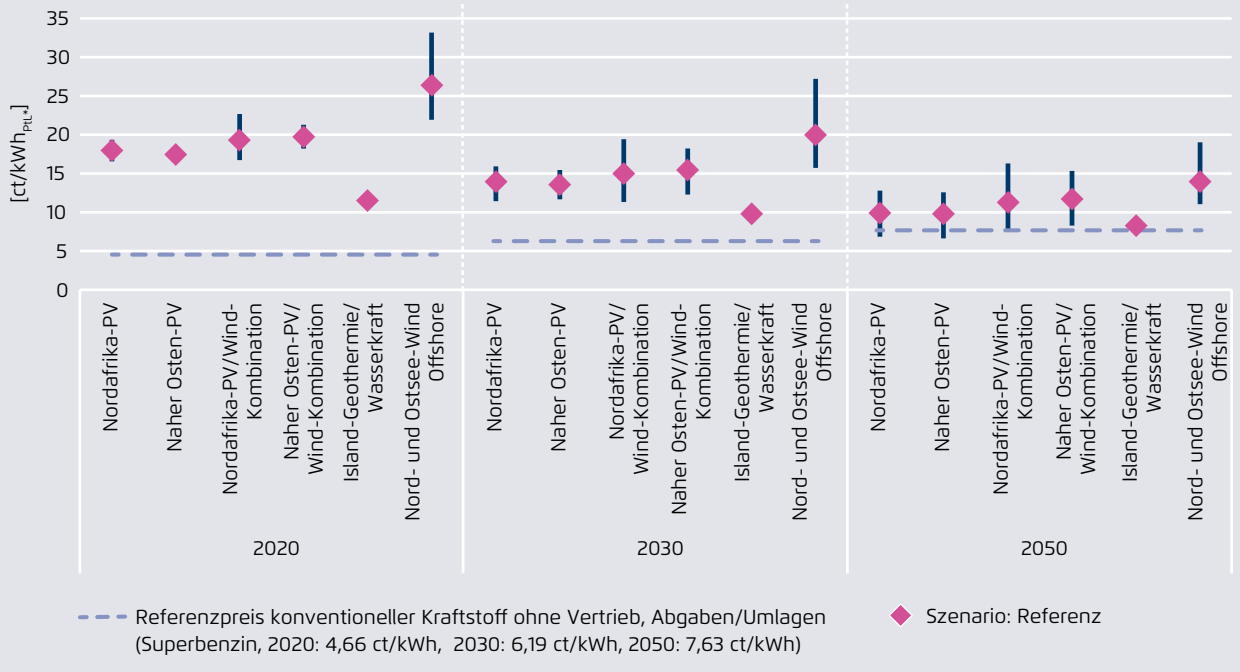
→ **Auch langfristig ist der Import von synthetischem Methan bei allen betrachteten Importoptionen mit geringeren Kosten verbunden als die Erzeugung von synthetischem Methan auf Basis von Offshore-Windenergie in der Nord- und Ostsee.** Allerdings nähern sich die Kosten merklich an. Wie groß der potenzielle Kostenvorteil durch Importe ist, hängt maßgeblich davon ab, wie sich die Investitionskosten für Offshore-Windenergie bis 2050 entwickeln sowie davon, welche Volllaststunden an den einzelnen Windpark-Standorten erreicht werden können (siehe Kapitel 5 zu den Bandbreiten der diesbezüglichen Annahmen zwischen optimistischem und pessimistischen Szenario).

Insgesamt zeigt sich also, dass der Kostenvorteil durch günstigere Stromerzeugungskosten in möglichen Importländern die Transportkosten nach Deutschland überkompensiert und somit ein Kostenvorteil durch Importe von synthetischem Methan besteht. Wie hoch dieser Kostenvorteil ist, hängt maßgeblich davon ab, wie sich die Investitionskosten von Offshore-Windenergie im Vergleich zu den Kosten anderer EE-Erzeugungstechnologien, insbesondere von Photovoltaik, entwickeln.

8.1.1.2 Gesamtkosten importierter synthetischer Flüssigkraftstoffe

Für die Erzeugungs- und Transportkosten importierter synthetischer Flüssigkraftstoffe (Abbildung 19) zeigt sich grundsätzlich ein ähnliches Bild wie bei synthetischem Methan. Da sowohl synthetisches Methan als auch synthetische Flüssigkraftstoffe auf

Gesamtkosten synthetischer Flüssigkraftstoffe (ohne Netzentgelte und Vertriebskosten) (ct_{2017}/kWh_{PtL}) Abbildung 19



* Kosten des erzeugten synthetischen Flüssigkraftstoffes (Endenergie, ohne Abgaben/Umlagen)

Basis von Wasserstoff hergestellt werden, ist ein großer Anteil der Erzeugungskosten von synthetischem Methan und synthetischen Flüssigkraftstoffen identisch. Zudem weichen die angenommenen Wirkungsgrade von Methanisierung und Umwandlung in Flüssigkraftstoffe nur unwesentlich voneinander ab, und auch die Investitionskosten der Anlagen liegen in einer ähnlichen Größenordnung (Kapitel 6). Die Transportkosten von Flüssigkraftstoffen sind zwar etwas niedriger als diejenigen von synthetischem Methan139, allerdings fallen bei der Herstellung von synthetischen Flüssigkraftstoffen etwas höhere Kosten für den CO_2-Input an, sodass im Ergebnis die Kostenabschätzungen in einer ähnlichen Größenordnung liegen.

Daher zeigt sich auch für die synthetischen Flüssigkraftstoffe, dass Kostenvorteile durch Import möglich sind. Wie bei synthetischem Methan hängt das Ausmaß der Kostenvorteile maßgeblich von der Entwicklung der Investitionskosten bei Offshore-Windenergie ab.

8.1.2 Gesamtkosten importierter Heiz- und Kraftstoffe auf (Haushalts-)Endkundenebene (inklusive Netzentgelte und Vertriebskosten)

In Abbildung 20 sind die Gesamtkosten von Methan auf (Haushalts-)Endkundenebene dargestellt. Die Kosten enthalten neben den Komponenten „Erzeugung" und „Transport" zusätzlich Netzentgelte bezie-

139 Beim Transport von Flüssigkraftstoffen fallen nur direkte Transportkosten an, während beim LNG-Transport von Methan zusätzlich Kosten der Verflüssigung und der Regasifizierung anfallen (vergleiche Kapitel 7).

Gesamtkosten von Methan in Abhängigkeit des Anteils des beigemischten synthetischen Methans (inklusive Netzentgelten und Vertriebskosten) – Kosten des synthetischen Methans exemplarisch für die Importoption „PV aus Nordafrika" (ct_{2017}/kWh_{Methan})

Abbildung 20

Quelle: PV; Zinsatz: 6 %
Hinweis: 0 % - rein fossiles Erdgas; 100 % - rein synthetisches Erdgas

*Kosten des erzeugten synthetischen Methans (Endenergie (Hi), ohne Umlagen/Abgaben)

hungsweise Vertriebskosten sowie eine Mischung aus fossilem und synthetischem Erdgas.

Die Kosten auf Endkundenebene sind abhängig vom Beimischungsgrad des synthetischen Methans: Bei einem Beimischungsgrad von 0 Prozent entsprechen sie den Kosten bei ausschließlichem Bezug von konventionellem Erdgas, bei einem Beimischungsgrad von 100 Prozent den Kosten bei ausschließlichem Bezug von synthetischem Methan.[140]

140 Die Kosten von synthetischem Methan in Abbildung 20 entsprechen den Kosten von importiertem synthetischem Gas aus Nordafrika, das auf Basis von Photovoltaik erzeugt wurde. Im auf der Agora-Website zur Verfügung gestellten Excel-Tool kann die Grafik auch für andere Importoptionen reproduziert werden.

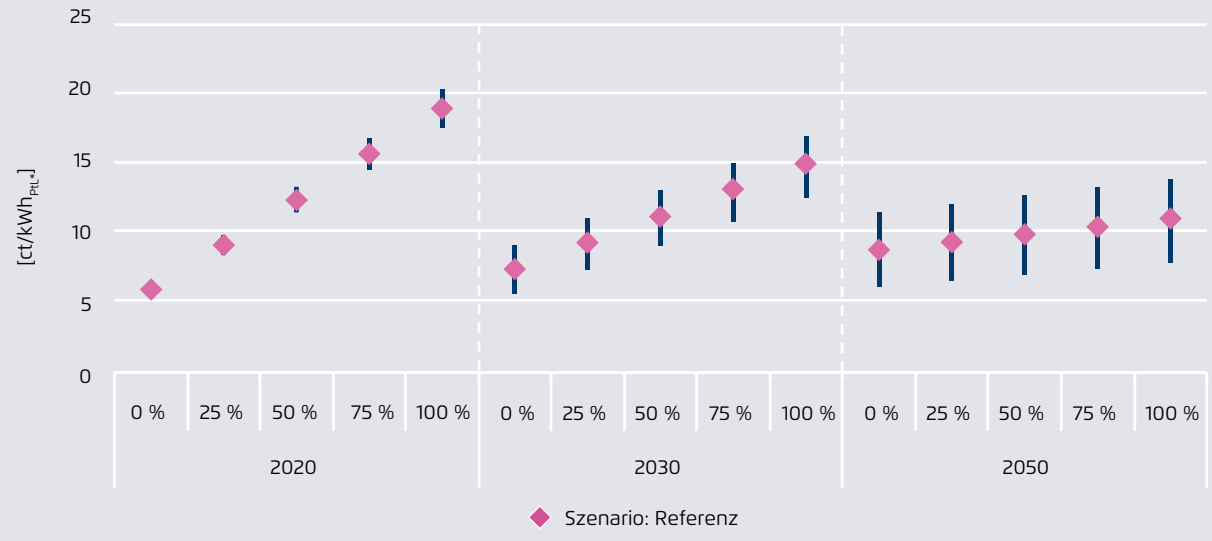
Im Jahr 2020 weichen die Kosten von synthetischem und konventionellem Methan noch stark voneinander ab – die Endkundenkosten bei 100 Prozent Beimischung entsprechen mehr als dem vierfachen der Kosten bei 0 Prozent Beimischung.

Bis 2050 nähern sich die Kosten von synthetischem und konventionellem Methan an und weisen nur noch geringe Unterschiede auf. Treiber hierfür ist zum einen der angenommene Anstieg der Preise für konventionelles Erdgas (im Referenzszenario von heute 1,72 ct_{2017}/kWh auf 2,36 ct_{2017}/kWh im Jahr 2030 und auf 3,16 ct_{2017}/kWh im Jahr 2050). Zum anderen sinken die Erzeugungskosten des synthetischen Methans, wie auch in Abbildung 18 dargestellt.

In Abbildung 21 sind die Gesamtkosten von flüssigen Kraftstoffen auf Endkundenebene dargestellt.

Gesamtkosten von flüssigen Kraftstoffen in Abhängigkeit des Anteils des beigemischten synthetischen Kraftstoffes (inklusive Vertriebskosten) – Kosten der synthetischen Flüssigkraftstoffe exemplarisch für die Importoption „PV aus Nordafrika" (ct_{2017}/kWh_{PtL})

Abbildung 21

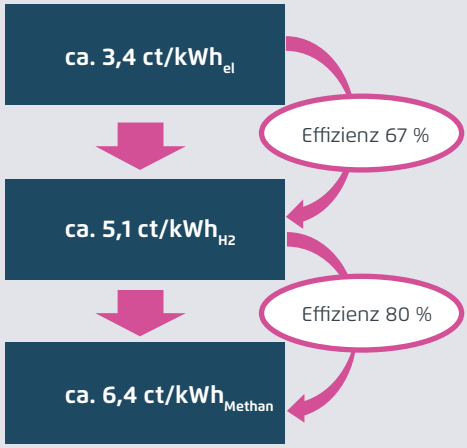


Quelle: PV; Zinsatz: 6 %
Hinweis: 0 % - rein fossiles Erdgas; 100 % - rein synthetischer Kraftstoff

*Kosten des erzeugten Flüssigkraftstoffes (Endenergie, inklusive Abgaben/Umlagen)

Analog zum Methan sind im Jahr 2020 die Kosten von synthetischen Flüssigkraftstoffen höher als die Kosten von konventionellen Kraftstoffen. Bis 2050 nähern sich die Kosten von synthetischen und konventionellen flüssigen Kraftstoffen an und weisen nur noch geringe Unterschiede auf. Treiber hierfür ist zum einen der angenommene Anstieg der Preise für konventionelle Kraftstoffe (für Superbenzin im Referenzszenario von 4,66 ct_{2017}/kWh im Jahr 2020 auf 6,19 ct_{2017}/kWh im Jahr 2030 und auf 7,63 ct_{2017}/kWh im Jahr 2050). Zum anderen sinken die Erzeugungskosten des synthetischen Kraftstoffes.

Erhöhung der Stromerzeugungskosten durch Umwandlungsverluste – Darstellung der Stromerzeugungskosten und der Effizienzen (Wirkungsgrade) bei der Herstellung zu synthetischem Methan exemplarisch für die Importoption „PV aus Nordafrika im Referenzszenario" Abbildung 22



Frontier Economics

8.2 Wesentliche Kostentreiber

Im Folgenden werden die Haupttreiber der Kostenentwicklung für importiertes synthetisches Methan und synthetische Flüssigkraftstoffe beschrieben. Dies sind im Wesentlichen die Stromerzeugungskosten (Abschnitt 8.2.1) und die Auslastung sowie die Investitionskosten der Umwandlungsanlagen (Abschnitt 8.2.2). Weniger relevant sind dagegen die Transportkosten, was insbesondere im Fall der synthetischen Flüssigkraftstoffe gilt.

8.2.1 Kostentreiber: Stromerzeugungskosten

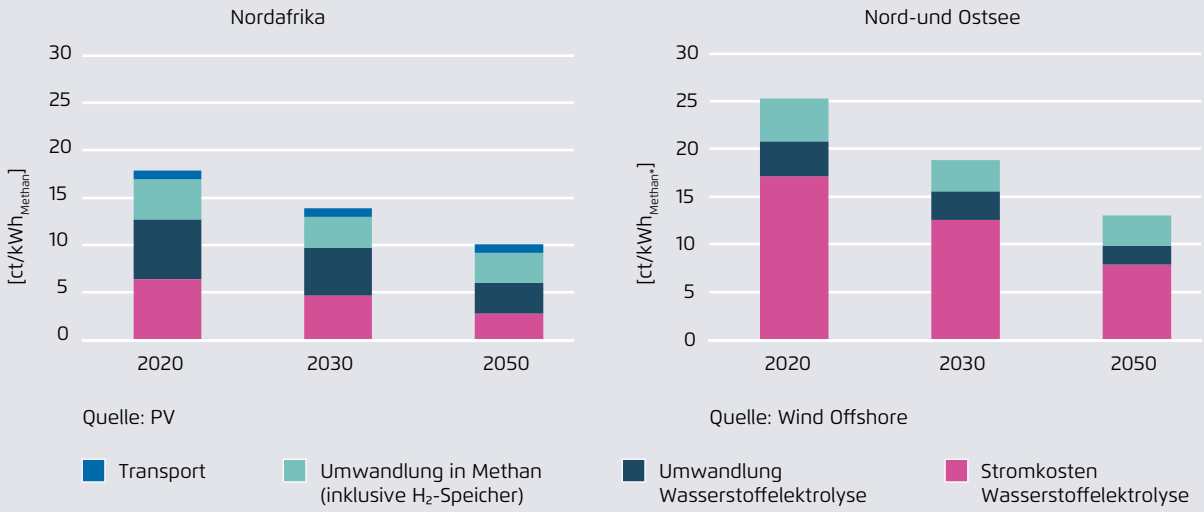
Die Stromerzeugungskosten machen einen bedeutenden Anteil an den Gesamtkosten von synthetischem Methan beziehungsweise synthetischen Flüssigkraftstoffen aus, wie Abbildung 23 und Abbildung 24 zeigen. Im Jahr 2020 sind die Stromerzeugungskosten mit Abstand die größte Kostenkomponente. Bis 2050 sinken die Stromerzeugungskosten zwar aufgrund angenommener sinkender Investitionskosten für Erneuerbare Energien, auch im Jahr 2050 machen sie jedoch einen signifikanten Anteil an den Gesamtkosten aus.

Der hohe Einfluss der Stromerzeugungskosten auf die Kosten von synthetischem Methan und synthetischen Flüssigkraftstoffen ist auf die Umwandlungsverluste zurückzuführen, wie folgendes Beispiel illustriert: Die Stromgestehungskosten für Photovoltaik in Nordafrika belaufen sich im Jahr 2020 auf 3,43 ct/kWh$_{el}$ (Referenzszenario). Bei einem Wirkungsgrad in Höhe von 67 Prozent bei der Wasserstoffelektrolyse fallen Stromkosten in Höhe von 5,12 ct/kWh$_{H2}$ an. Bei der Methanisierung beziehungsweise der Methanol- oder Fischer-Tropsch-Synthese fallen wiederum Umwandlungsverluste an, sodass die Stromkosten im Endprodukt der synthetischen Heiz- und Kraftstoffe in diesem illustrativen Beispiel 6,39 ct/kWh$_{Methan}$ beziehungsweise 6,39 ct/kWh$_{PtL}$ betragen.

Die Bedeutung der Stromerzeugungskosten lässt sich in Abbildung 23 und Abbildung 24 sowohl durch

Vergleich der Erzeugungs- und Transportkosten für synthetisches Methan in Nordafrika (Photovoltaik) und in der Nord- und Ostsee (Offshore-Windkraft) im Referenzszenario (ct_{2017}/kWh_{Methan})

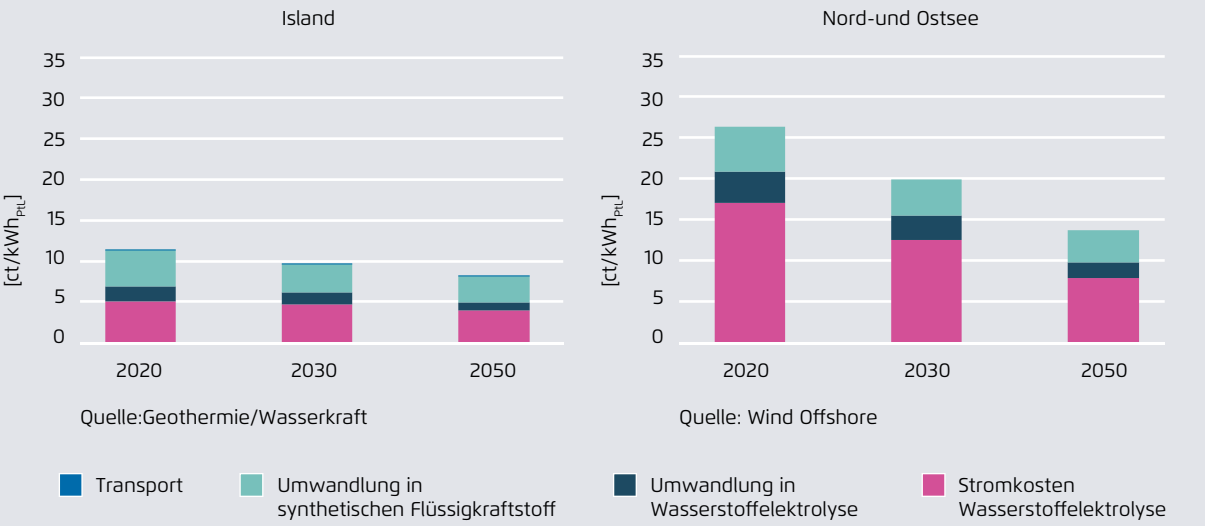
Abbildung 23



Frontier Economics

Vergleich der Erzeugungs- und Transportkosten für synthetische Flüssigkraftstoffe in Island (Geothermie/Wasserkraft) und in der Nord- und Ostsee (Offshore-Windkraft) im Referenzszenario (ct_{2017}/kWh_{PtL})

Abbildung 24



Frontier Economics

den Vergleich der Stromerzeugungskosten zwischen unterschiedlichen Ländern als auch im Vergleich zwischen den Jahren ablesen. Durch den oben beschriebenen „Multiplikatoreffekt" der Umwandlungsverluste wirken sich Investitionskosten- und Volllaststunden-Unterschiede zwischen verschiedenen Regionen und Zeitpunkten stark auf die Gesamtkosten aus.

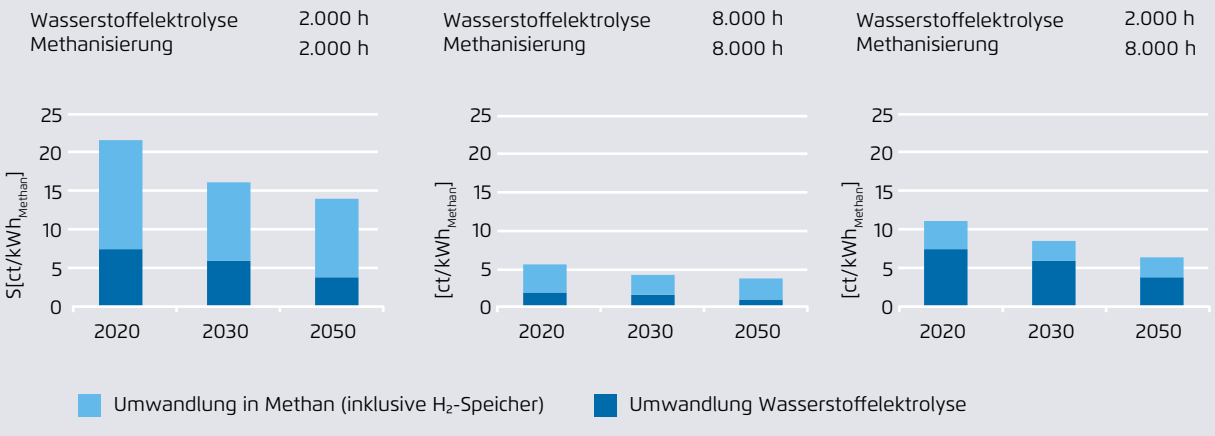
8.2.2 Kostentreiber: Auslastung und Investitionskosten der Umwandlungsanlagen

Der zweite wesentliche Kostenbestandteil neben den Stromerzeugungskosten sind die Kosten der Umwandlungsanlagen (Wasserstoffelektrolyseanlage sowie Methanisierungsanlage beziehungsweise Anlage zur Herstellung von flüssigen Kraftstoffen). Die Kosten der Umwandlungsanlagen werden primär durch deren Investitionskosten sowie die Auslastung der Anlagen beeinflusst.

Der Einfluss der Investitionskosten wird in Abbildung 24 durch den Vergleich der Kosten zwischen 2020 und 2050 deutlich. Wie in Abschnitt 6 beschrieben, sinken die Kosten aller Umwandlungsanlagen annahmegemäß über die Zeit.

Der Einfluss der Anlagenauslastung auf die Kosten lässt sich anhand von Abbildung 25 illustrieren: In der linken Grafik ist sowohl eine Auslastung der Wasserstoffelektrolyse- als auch eine Auslastung der Methanisierungsanlage exemplarisch in Höhe von 2.000 Stunden angenommen. Die resultierenden Umwandlungskosten sind mehr als dreimal so hoch wie in der mittleren Grafik, in der eine Auslastung der Umwandlungsanlagen exemplarisch in Höhe von 8.000 Stunden unterstellt ist. In der rechten Grafik ist zusätzlich ein mittlerer Fall dargestellt, bei dem die Auslastung der Wasserstoffelektrolyse bei 2.000 Stunden pro Jahr angenommen wird, die Methanisierungsanlage jedoch im Grundlastbetrieb (8.000 Stunden) läuft. Dieser Fall illustriert einen Fall, in dem die Wasserstoffelektrolyse aufgrund niedriger Volllaststunden bei der Stromerzeugung aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien (und ohne Einsatz eines Stromspeichers) eine geringe Auslastung hat, der

Auswirkung der Auslastung und der Investitionskosten der Umwandlungsanlagen auf die Kosten der Umwandlung (exemplarisch für die Wasserstoffelektrolyse und die Methanisierung) Abbildung 25



Frontier Economics

Methanisierung jedoch ein Wasserstoffspeicher vorgeschaltet wird, durch den die Auslastung der Anlage entsprechend erhöht wird.

8.2.3 Die Rolle der Kosten von CO_2 und Meerwasserentsalzung

Die Kosten der CO_2-Gewinnung spielen innerhalb des Prozesses der Methanisierung eine nicht unwesentliche Rolle. So belaufen sich die Kosten der Gewinnung von CO_2 aus der Luft (Direct Air Capture) auf circa 10 bis 15 Prozent der Gesamtkosten der Methanbereitstellung.

Die Kosten der Meerwasserentsalzung als Teil der Elektrolyse sind dagegen vernachlässigbar. Auf der Basis der vorliegenden Literaturangaben liegen diese Kosten um Größenordnungen unter den anderen Kostenkomponenten und tauchen daher in den Abbildungen (siehe Tool) nicht sichtbar auf.

9. Diskussion von Nachhaltigkeitskriterien für die betrachteten Erzeugungsoptionen

Wenn der Einsatz von importierten synthetischen Heiz- und Kraftstoffen zur Erreichung von Emissionsminderungszielen in Deutschland beitragen soll, ist aus politischen Gründen sicherzustellen, dass die Erzeugung von synthetischem Methan/synthetischen Flüssigkraftstoffen in den Herkunftsländern Nachhaltigkeitskriterien gerecht wird. Von besonderer Bedeutung könnten hierbei folgende Nachhaltigkeitsaspekte sein:

- **Additivität der EE-Erzeugung:** „Additivität" umfasst die Frage, ob die EE-Stromerzeugung in den Herkunftsländern zusätzlich zu anderer EE-Stromerzeugung erfolgt oder diese verdrängt. Eine Herausforderung bei der Bewertung der Additivität der EE-Stromerzeugung besteht darin, die Referenz festzulegen, gegenüber der die Erzeugung zusätzlich erfolgen soll. Mögliche Referenzwerte könnten zum Beispiel sein, dass die EE-Stromerzeugung zum Zwecke der für den Export bestimmten Heiz- und Kraftstoffe zusätzlich zu der EE-Stromerzeugung erfolgen muss,
  - die nach rein ökonomischen Kriterien im Erzeugungsland sowieso erfolgen würde;
  - die benötigt wird, um EE-Ziele in den Herkunftsländern zu erreichen; oder
  - die benötigt wird, um den gesamten Strom-(oder gar Energie-)verbrauch im Herkunftsland zu decken.

Eine gewisse Analogie besteht zur Definition der Additivität von Treibhausgas-Minderungsmaßnahmen im Rahmen des Clean Development Mechanisms (CDM), der auch im Europäischen Emissionshandelssystem implementiert wurde.[141] Dort wurde Additivität in der Weise definiert, dass CDM-Maßnahmen zu Emissionsreduktionen führen müssen, die ohne die CDM-Maßnahme nicht erreicht worden wären. Der Nachweis der Additivität ist in der Praxis jedoch schwierig. Schneider (2009) kommt zu dem Schluss, dass Additivität niemals mit hundertprozentiger Sicherheit nachgewiesen werden kann, da die Additivität gegenüber einer hypothetischen Situation (nämlich derjenigen, dass die CDM-Maßnahme nicht durchgeführt würde) nachgewiesen werden muss. Untersuchungen der Additivität von durchgeführten CDM-Maßnahmen kamen zu dem Ergebnis, dass es für einen großen Anteil von durchgeführten Projekten infrage gestellt werden kann, dass diese tatsächlich dem Additivitäts-Kriterium genügen.[142] Vor diesem Hintergrund fordert Schneider (2009), dass der Nachweis der Additivität anhand von objektiven Kriterien und in einer transparenten Art und Weise erfolgen sollte. Er weist jedoch auch auf den Zielkonflikt hin, einerseits nicht-additive Projekte zu verhindern, andererseits aber Projekte, die additiv sind, nicht durch zu strikte Kriterien auszuschließen.

Übertragen auf die Additivität von synthetischem Methan/synthetischen Flüssigkraftstoffen in den Erzeugungsländern bedeutet dies, dass das Additivitäts-Kriterium so definiert werden sollte, dass es eine reine Verdrängung von lokaler EE-Erzeugung wirksam verhindert, aber gleichzeitig auch keine unüber-

141 Im Rahmen des CDM-Mechanismus können Entwicklungsländer Maßnahmen zur Reduzierung von Treibhausgasen ergreifen und diese zertifizieren lassen. Hierdurch erwerben sie Certified Emission Reduction (CER) beziehungsweise Emission Reduction Units (ERU). Industrieländer können diese Zertifikate erwerben, um eigene Reduktionsziele zu erreichen. Diese konnten auch im EU ETS als Minderungszertifikate eingereicht werden.

142 siehe Schneider (2009) und die dort ausgewertete Literatur (Schneider (2009), S. 250f). Eine kritische Analyse findet sich auch bei Öko-Institut (2016). So wird hier die Additivität des Zubaus von Erneuerbaren Energien in Drittstaaten im Rahmen des CDM als additive Maßnahme in Zweifel gezogen.

windbare bürokratische Hürde für die Umsetzung von ökologisch und ökonomisch sinnvollen Maßnahmen darstellt. So wäre bei Anwendung einer sehr strikten Definition der Additivität (wie: „Zunächst muss sichergestellt werden, dass der gesamte Strom- oder Energieverbrauch im Erzeugungsland bereits durch Erneuerbare Energien gedeckt wird.") das Kriterium in der kurz- bis mittleren Frist in nahezu keinem potenziellen Herkunftsland erfüllbar. Eine Ausnahme hiervon wäre Island, da die heimische Stromnachfrage (in Höhe von circa 17 Terawattstunden) bereits heute nahezu zu 100 Prozent durch Erneuerbare Energien gedeckt wird und das EE-Potenzial mehr als doppelt so hoch ist, wie die heimische Stromnachfrage.[143] In den meisten anderen Ländern bestünde jedoch die Gefahr, dass durch eine sehr strikte Auslegung der Additivität Investitionen in Erneuerbare Energien entfallen könnten, die ansonsten getätigt würden – in diesem Fall wäre die Regelung umweltpolitisch kontraproduktiv.

- **Nachhaltige Flächennutzung:** Ein weiteres Nachhaltigkeitskriterium bezieht sich auf die Nutzungskonkurrenz von Landflächen. Hierbei spielen insbesondere die Nutzungskonkurrenz von Landflächen, die für die Herstellung von Nahrungsmitteln nutzbar sind, sowie die Nutzungskonkurrenz von Waldflächen eine Rolle. So werden für die Anlagen für die Stromerzeugung aus Erneuerbaren, die Syntheseanlagen und gegebenenfalls die Wasser- und CO_2-Gewinnung Flächen beansprucht. Es wäre im Einzelfall regional bzw. lokal zu untersuchen, wie erforderliche Flächen für die Herstellung synthetischer Brenn- und Kraftstoffe in den Herkunftsländern bis dato genutzt werden und welche Nutzungen verdrängt werden könnten. Im Kontext der Debatte um Biokraftstoffe, argumentieren Fargione et al. (2008), dass die Umwandlung von Waldflächen zu einem Vielfachen der CO_2-Emissionen führen kann, die durch Nutzung des Biokraftstoffes gegenüber herkömmlichen Kraftstoffen eingespart werden könnten. Im Gegensatz zur Herstellung von Biokraftstoffen ist es für die Herstellung von synthetischem Methan/synthetischen Flüssigkraftstoffen allerdings nicht erforderlich, auf landwirtschaftlich nutzbare Flächen oder fruchtbare Waldflächen zurückzugreifen. Ebenso können beispielsweise Wüstenflächen genutzt werden.

- **Nachhaltige Wirtschaftsentwicklung in den Erzeugerländern:** Teilweise wird auch gefordert, dass CO_2-Reduktionsmaßnahmen, die im Ausland durchgeführt werden, eine nachhaltige Wirtschaftsentwicklung in den erzeugenden Ländern fördern. Kriterien für eine nachhaltige Entwicklung können unter anderem zusätzliche Investitionen, Verringerung der Armut sowie Transfer und Verbreitung neuer Technologien sein.[144] Eine Studie zum Projekt „Desert Power 2050", das bis 2050 einen beträchtlichen Anteil der Energienachfrage in Europa und den erzeugenden Ländern in Nordafrika und dem Mittleren Osten mit erneuerbarem Strom decken will, ergab, dass die wirtschaftliche Entwicklung stark von den politischen Rahmenbedingungen abhängt. Modellbasierte Berechnungen ergaben ein positives Wachstum der Realeinkommen für den Fall einer internationalen Klimapolitik, welche die negativen Auswirkungen der CO_2-Emmissionen internalisiert.[145]

- Dementsprechend könnten die Exportländer von Investitionen in Erneuerbare Energien und Infrastruktur für den Export synthetischer Heiz- und Kraftstoffe wirtschaftlich nachhaltig profitieren. Es wäre zu untersuchen, inwieweit die Exportländer hier Rahmenbedingungen für den dauerhaften Aufbau inländischer Wertschöpfung schaffen können. Dies könnte unter anderem für Länder von Interesse sein, die bisher einen erheblichen Teil ihres Volkseinkommens über den Export fossiler Brennstoffe (Erdgas, Erdöl) generieren, also auch Länder in Nordafrika und dem Nahen Osten. In

143 Askja Energy (ohne Jahr).

144 Schneider (2007)

145 Calzadilla et. al (2014)

solchen Ländern müsste allerdings über eine Zertifizierung sichergestellt werden, dass die exportierten Heiz- und Kraftstoffe aus Syntheseverfahren stammen und nicht aus fossilen Quellen. Eine Analogie besteht hier zum Import von Bioethanol, dessen Nachhaltigkeit ebenfalls zertifiziert werden muss: So verlangt die EU bis 2020 einen Anteil von 10 Prozent Erneuerbaren Energien im Transportsektor.[146] Die Biokraftstoffe müssen dabei allerdings nachweislich nachhaltig hergestellt werden. Um dies sicherzustellen, hat die EU in der *Erneuerbare-Energien-Richtlinie* entsprechende Vorschriften erlassen. Diese Nachhaltigkeitskriterien schreiben vor, dass in den Mitgliedsstaaten genutzte Biokraftstoffe seit 2011 nachweisen müssen, dass sie mindestens 35 Prozent der Treibhausgase im Vergleich zu fossilen Kraftstoffen einsparen, ab 2018 um 50 Prozent. Die Zertifizierung der Bioethanolhersteller erfolgt durch einen unabhängigen Gutachter nach einem staatlich zugelassenen Zertifizierungssystem. In regelmäßigen unabhängigen Kontrollen prüfen die Gutachter die Herkunft der Rohstoffe und deren Verarbeitung in den jeweiligen Bioethanolanlagen. Die Hersteller müssen dabei die Nachhaltigkeit der von ihnen angebauten Rohstoffe dokumentieren.

→ **Keine Verwendung bestehender Trinkwasserversorgung in trockenen Klimazonen:** In trockenen Klimazonen wie in Nordafrika und dem Nahen Osten sollte gewährleistet werden, dass das für die Elektrolyse benötigte Wasser aus Meerwasserentsalzungsanlagen gewonnen wird und nicht der heute bestehenden Wasserversorgung entnommen wird. In unseren Kostenabschätzungen haben wir daher angenommen, dass in trockenen Klimazonen Wasser aus Entsalzungsanlagen bereitgestellt werden muss. Kritisch wäre in diesem Fall gegebenenfalls, wenn zum Beispiel Standorte von Meerwasserentsalzungsanlagen knapp wären, die ansonsten für die Versorgung der Bevölkerung erforderlich wären. Analysen hierzu liegen allerdings nicht vor, das heißt, eine Knappheit von Standorten von Meerwasserentsalzungsanlagen in Regionen, die für die Herstellung synthetischer Brennstoffe infrage kommen, ist nicht bekannt.

→ Geschlossener CO_2-Kreislauf: Um einen geschlossenen CO_2-Kreislauf zu gewährleisten, müsste das für die Umwandlung benötigte CO_2 aus der Luft, Biomasse oder Biogas gewonnen werden.[147] In unseren Kostenabschätzungen haben wir angenommen, dass in allen Ländern das benötigte CO_2 aus der Luft gewonnen wird. Entsprechend liegt unseren Berechnungen ein klimaneutraler Kohlenstoffkreislauf zugrunde. Ein entsprechend geschlossener Kohlenstoffkreislauf müsste beim Import synthetischer Heiz- und Kraftstoffe entsprechend nachgewiesen werden. Im Gegensatz zur Additivität der Maßnahme (siehe oben) sollte ein Nachweis eines geschlossenen Kohlenstoffkreislaufes vergleichsweise einfach umsetzbar sein, zum Beispiel durch einen Abgleich der in „Direct Air Capture"-Anlagen gewonnen CO_2-Mengen und der für Umwandlungsprozesse verwendeten CO_2-Mengen.

146 Richtlinie 2009/28/EG vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG

147 Zu beachten ist, dass synthetisches Methan aus Erneuerbare-Energien-Strom die gleiche Klimawirkung wie fossiles Methan hat, wenn es unverbrannt entweicht (Methanschlupf). Wir gehen in unserer Analyse davon aus, dass Methanschlupf technisch beherrschbar ist und dementsprechend nicht vorliegt.

10. Fazit und Ausblick

Die in dieser Analyse vorgenommene Abschätzung der Kosten von importierten synthetischen Heiz- und Kraftstoffen zeigt, dass im Vergleich zur Herstellung mit Hilfe von Offshore-Windkraft in der Nord- und Ostsee ein Kostenvorteil durch Importe von günstigen Standorten für die Stromerzeugung auf Basis von Erneuerbaren Energien möglich ist. Zudem zeigt die Kostenabschätzung, dass mittel- bis langfristig von einer Annäherung der Kosten für synthetische und konventionelle Heiz- und Kraftstoffe auszugehen ist.

Die Literaturauswertung, auf deren Basis die Kostenabschätzung beruht, zeigt hingegen auch, dass hohe Unsicherheiten bezüglich der Kostenentwicklung der Umwandlungstechnologien bestehen. Diese Unsicherheiten spiegeln sich in den Bandbreiten der Kosten der unterschiedlichen Szenarien wider. In diesem Zusammenhang sei auch nochmals auf das auf der Agora-Website bereitgestellte Excel-Tool hingewiesen, in dem die Nutzer selbst Auswirkungen von Annahmen-Variationen auf die Kostenberechnungen testen können.

Insgesamt liefert die vorliegende Studie einen wichtigen Baustein in der aktuellen Debatte um Dekarbonisierungsstrategien im Wärme- und Verkehrssektor. Für eine umfassende ökonomische Bewertung von unterschiedlichen Dekarbonisierungsstrategien muss dieser Beitrag mit weiteren Bausteinen kombiniert werden – zum Beispiel einer Gegenüberstellung der Kosten synthetischer Heiz- und Kraftstoffe mit den Kosten unterschiedlicher Elektrifizierungsoptionen.

11. Quellen

Agora Energiewende (2015): Calculator of Levelized Cost of Electricity for Photovoltaics. www.agora-energiewende.org/pv-cost

Agora Energiewende (2017d): Neue Preismodelle für Energie. Grundlagen einer Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Strom und fossile Energieträger. Hintergrund. Berlin, April 2017

Askja Energy (ohne Jahr): https://askjaenergy.com/iceland-introduction/iceland-energy-sector/

Bär, K; Mörs, F.; Götz, M. und F. Graf (2015): Vergleich der biologischen und katalytischen Methanisierung für den Einsatz von PtG-Konzepten. In gwf-Gas | Erdgas 7/2015

BDEW (2017): Erdgaspreis für Haushalte (EFH) in ct/kwh. (Stand 02/2017)

Boerse.Ard.de (2015): Wer was am Benzin verdient. http://boerse.ard.de/anlageformen/rohstoffe/so-setzt-sich-der-spritpreis-zusammen100.html

Brand, B./Zingerle, J. (2010): The renewable energy targets of the Magreb countries: Impact on electricity supply and conventional power markets. EWI working paper

Breyer, Christian (2012): Economics of Hybrid Photovoltaic Power Plants. Dissertation. Universität Kassel.

Breyer, Christian (2016): How would a 100 percent renewable electricity system work in the MENA region. – Building energy scenarios in North Africa for Cooperation. Heinrich Böll Foundation's Afrique du Nord offices. Präsentation, 15. November 2016.

Bundesnetzagentur (2017): Pressemitteilung vom 13.04.2017: Bundesnetzagentur erteilt Zuschläge in der ersten Ausschreibung für Offshore-Windparks. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2017/13042017_WindSeeG.html

Bundesregierung (2016): Klimaschutzplan 2050. Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. November 2016

Calzadilla, A., Wiebelt, M., Blohmke, J., Klepper, G. (2014): Desert Power 2050: Regional and sectoral impacts of renewable electricity production in Europe, the Middle East and North Africa. (No. 1891). Kiel Working Paper.

Caldera, U.; Afanasyeva, S.; Bodganov, D. und Ch. Breyer (2016): Integration of reverse osmosis seawater desalination in the power sector, based on PV and wind energy, for the Kingdom of Saudi Arabia. In: Proceedings of the 32nd European Photovoltaic Solar Energy Conference, June 20-24, Munich, Germany

Carbon Recycling International: http://carbonrecycling.is/george-olah/2016/2/14/worlds-largest-co2-methanol-plant

DLR/IWES/IfnE (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global

DVGW (2014): Techno-ökonomische Studie von Power-to-Gas-Konzepten

Enea Consulting (2016): The Potential of Power-to-Gas

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

Fargione, J. et al. (2008): Land Clearing and the Biofuel Carbon Debt. In Science Vol 319, 29 February 2008

Fasihi, M., Bogdanov, F., Breyer, Ch. (2016) : Techno-Economic Assessment of Power-to-Liquids (PtL) Fuels Production and Global Trading Based on Hybrid PV-Wind Power Plants . Energy Procedia 99 (2016) S. 243–268

Fasihi, M., Bogdanov, F., Breyer, Ch. (2017): Long-term Hydrocarbon Trade Options for the Maghreb Region and Europe – Renewable Energy Based Synthetic Fuels a Net Zero Emissions World. In Sustainablity 2017, 9, S. 306

Fasihi, M. und Breyer, Ch (2017): Synthetic Methanol and Dimethyl Ether Production based on Hybrid PV-Wind Power Plants. 11th International Renewable Energy Storage Conference, March 14–16, 2017, Düsseldorf

FENES et al. (2014): Stromspeicher in der Energiewende. Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz. Studie im Auftrag der Agora Energiewende

FENES et al. (2015): Bedeutung und Notwendigkeit von Windgas für die Energiewende in Deutschland. Studie im Auftrag von Greenpeace Energy

Fichtner/Prognos (2013): Kostensenkungspotenziale der Offshore-Windenergie in Deutschland

Fraunhofer ISE/FCBAT (2011): NOW Studie. Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien. Kurzfassung des Abschlussberichts

Fraunhofer ISE (2013): Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien

Fraunhofer ISE (2015a): Was kostet die Energiewende? Wege zur Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050

Fraunhofer ISE (2015b): Current and Future Cost of Photovoltaics. Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems. Study on behalf of Agora Energiewende

Fraunhofer Umsicht/Fraunhofer IWES (2014): Abschlussbericht Metastudie Energiespeicher. Studie im Aufrag des BMWi

Fraunhofer IWES: Windmonitor (ohne Jahr): http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/windmonitor_en/4_Offshore/5_betriebsergebnisse/1_Volllaststunden/

Fraunhofer IWES/IBP (2017): Wärmewende 2030. Schlüsseltechnologien zur Erreichung der mittel- und langfristigen Klimaschutzziele im Gebäudesektor. Studie im Auftrag von Agora Energiewende

Ghorbani, N.; Breyer, Ch. und Aghahosseini, A. (2017): Transition to a 100% renewable energy system and the role of storage technologies: A case study of Iran". 11th International Renewable Energy Storage Conference, March 14-16, 2017, Düsseldorf

GTM (2016): Global PV Tracker Market to Grow 254% Year-Over-Year in 2016. Trackers are gaining share on fixed-tilt systems. October 11, 2016, Greentech Media, https://www.greentechmedia.com/articles/read/global-pv-tracker-market-to-grow-254-year-over-year-in-2016

Henderson, James (2016): Gazprom – Is 2016 the year for a change of pricing strategy in Europe? Oxford Energy Comment. January 2016

IEA (2010a): Renewable Energy Essentials: Hydropower

IEA (2010b): Renewable Energy Essentials: Geothermal

IEA (2016): World Energy Outlook 2016 Koalitionsvertrag 2013 zwischen CDU, CSU und SPD https://www.bundesregierung.de/Content/DE/_Anlagen/2013/2013-12-17-koalitionsvertrag.pdf?__blob=publicationFile

Klimaschutzplan 2050 – Klimapolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung http://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf

LBST (2013): Analyse der Kosten Erneuerbarer Gase. Studie im Auftrag des BEE

LBST (2016): Renewables in Transport 2050. Empowering a sustainable mobility future zero emission fuels from renewable electricity – Europe and Germany

Mineralölwirtschaftsverband e. V. (ohne Jahr): https://www.mwv.de/preiszusammensetzung/

Nordic Blue Crude (ohne Jahr): http://www.nordicbluecrude.no/

Norton Rose Fulbright (2013): Oman's renewable energy potential – solar and wind. http://www.nortonrosefulbright.com/knowledge/publications/75892/renewable-energy-oman%20-%20section4

offshore Wind.biz (2016): http://www.offshorewind.biz/2016/10/28/borssele-tender-revealed/

Öko-Institut (2016): How additional is the Clean Development Mechanism?

Öko-Institut (2014): Prüfung der klimapolitischen Konsistenz und der Kosten von Methanisierungsstrategien

Prognos/Fichtner (2017): Workshop Offshore-Windenergie – Technische Entwicklung und Kostensituation, Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz, Teilvorhaben IIf: Windenergie auf See, Berlin, 18.05.2017

Ramsden, T.; Kroposki, B.; Levene, J. (2008): Opportunities for Hydrogen-Based Energy Storage for Electric Utilities". Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory

Reiner Lemoine Institut (2013): Vergleich und Optimierung von zentral und dezentral orientierten Ausbaupfaden zu einer Stromversorgung aus erneuerbaren Energien in Deutschland

Ripple, Ronald D. (2016): U.S. Natural Gas (LNG) Exports: Opportunities and Challenges. IAEE Energy Forum. Third Quarter 2016

SeaRates: www.SeaRates.com

Schneider, L. (2007): Is the CDM fulfilling its environmental and sustainable development objectives? An evaluation of the CDM and options for improvement. Studie des Öko-Instituts im Auftrag des WWF

Schneider, L. (2009): Assessing the additionality of CDM projects: practical experiences and lessons learned. In: Climate Policy 9 (2009) S. 242-254

Schütz, S.; Härtel, P. (2016): Klimaschutz und regenerativ erzeugte chemische Energieträger – Infrastruktur und Systemanpassung zur Versorgung mit regenerativen chemischen Energieträgern aus in- und ausländischen regenerativen Energien. Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes

Seeliger, A. (2006): Entwicklung des weltweiten Erdgasangebots bis 2030. Eine modellgestützte Prognose der globalen Produktion, des Transport und des internationalen Handels sowie eine Analyse der

Bezugskostensituation ausgewählter Importnationen. Dissertation. Schriften des Energiewirtschaftlichen Instituts Band 61

Songhurst, B. (2014): LNG Plant Cost Escalation. OIES Paper: NG 83

Steward, D. et al (2009): Lifecycle Cost Analysis of Hydrogen Versus Other Technologies for Electrical Energy Storage (Technical Report, NREL/TP-560-46719, November 2009)

Sueddeutsche.de (2014): Was Benzin tatsächlich kostet und wer daran verdient. http://www.sueddeutsche.de/wirtschaft/spritmonitor-was-benzin-tatsaechlich-kostet-und-wer-daran-verdient-1.1937507

Umweltbundesamt (2016): Power-to-Liquids – Potentials and Perspectives for the Future Supply of Renewable Aviation fuel

Weltbank (2017): World Bank Commodity Market Price Forecast January 2017. http://pubdocs.worldbank.org/en/926111485188873241/CMO-January-2017-Forecasts.pdf

Wiser et al. (2016): Forecasting Wind Energy Costs and Cost Drivers: The Views of the World's Leading Experts. IEA Wind Task 26

129/04-S-2018/DE
05-2018-DE

Wie gelingt uns die Energiewende?

Welche konkreten Gesetze, Vorgaben und Maßnahmen sind notwendig, um die Energiewende zum Erfolg zu führen? Agora Energiewende und Agora Verkehrswende wollen den Boden bereiten, damit Deutschland in den kommenden Jahren die Weichen richtig stellt. Wir verstehen uns als Denk- und Politiklabore, in deren Mittelpunkt der Dialog mit den relevanten energiepolitischen Akteuren steht.

Agora Energiewende
Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 Berlin
T +49 (0)30 700 14 35-000
F +49 (0)30 700 14 35-129
www.agora-energiewende.de
info@agora-energiewende.de

Agora Verkehrswende
Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 Berlin
T +49 (0)30 700 14 35-000
F +49 (0)30 700 14 35-129
www.agora-verkehrswende.de
info@agora-verkehrswende.de

Agora Verkehrswende und Agora Energiewende sind gemeinsame Initiativen der Stiftung Mercator und der European Climate Foundation.