

## Die Bedeutung strombasierter Stoffe für den Klimaschutz in Deutschland

Zusammenfassung und Einordnung des Wissenstands  
zur Herstellung und Nutzung strombasierter  
Energieträger und Grundstoffe

Freiburg, 07.11.2019

Dieser Bericht wurde im Rahmen des vom Bundesministerium für  
Bildung und Forschung im Rahmen der Initiative „Kopernikus-  
Projekte für die Energiewende“ geförderten Vorhabens „ENSURE  
– Neue EnergieNetzStruktURen für die Energiewende“ erstellt  
(Förderkennzeichen 03SFK1TO)

### Autorinnen und Autoren

Christoph Heinemann (Ansprechpartner)  
Peter Kasten (Ansprechpartner)

Dr. Dierk Bauknecht  
Joß Florian Bracker  
Dr. Veit Bürger  
Lukas Emele  
Dr. Tilman Hesse  
Sven Kühnel  
Dominik Seebach  
Christof Timpe

### Geschäftsstelle Freiburg

Postfach 17 71  
79017 Freiburg

#### Hausadresse

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

### Büro Berlin

Schicklerstraße 5-7  
10179 Berlin  
Telefon +49 30 405085-0

### Büro Darmstadt

Rheinstraße 95  
64295 Darmstadt  
Telefon +49 6151 8191-0

[info@oeko.de](mailto:info@oeko.de)  
[www.oeko.de](http://www.oeko.de)



## Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

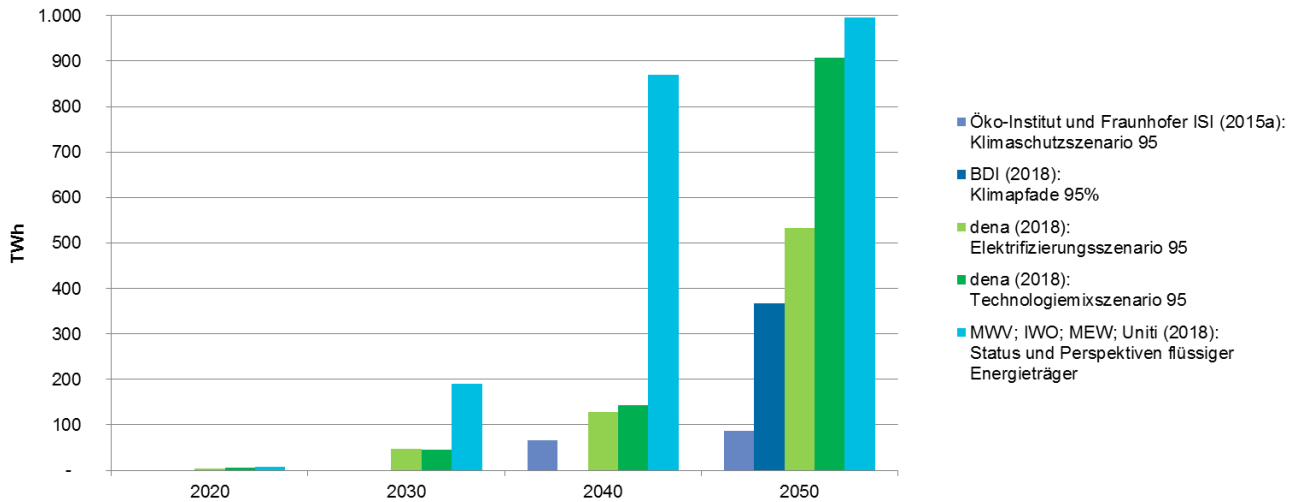
### **Strombasierte Stoffe sind zur Einhaltung des Pariser Abkommens als Klimaschutzoption langfristig notwendig.**

Zur Begrenzung der menschengemachten Erderwärmung auf 1,5 °C und zur Einhaltung des Pariser Abkommens müssen die Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) Deutschlands bis spätestens zum Jahr 2050 annähernd auf null zurückgehen. Für das Energiesystem und die energie- und rohstoffnachfragenden Anwendungssektoren besitzen strombasierte Stoffe in diesem Kontext zwei unterschiedliche Funktionen:

- Ab erneuerbaren Stromerzeugungsanteilen von ca. 80 % im Stromsystem wird die Langfristspeicherung von Stromüberschüssen in Form strombasierter Energieträger sinnvoll, die bei der Rückverstromung zur Überbrückung von Dunkelflauten zur Versorgungssicherheit im Stromsektor eingesetzt werden können (siehe Abschnitt 3.4). Bei niedrigeren EE-Anteilen bieten Kurzfristspeicher, der europäische Strommarkt und nachfrageseitiges Lastmanagement ausreichende und kostengünstigere Flexibilitätsoptionen.
- In den Anwendungssektoren Verkehr, Gebäudewärme und Industrie gibt es spezifische Anwendungen (z. B. erneuerbarer Kraftstoff im Luftverkehr), für die außer der Nachfragereduktion und Effizienzsteigerungen keine realistische Klimaschutzoptionen als Alternative zur Nutzung von Wasserstoff und kohlenwasserstoffhaltigen Stoffen existieren (siehe Abschnitte 3.1 bis 3.3). Im Endeffekt erlauben die Wandlungsprozesse von Strom in Energieträger und Grundstoffe diesen Anwendungen den Zugriff auf den emissionsfreien Strom. In diesen Anwendungen stehen strombasierte Energieträger und Grundstoffe in Konkurrenz zu biogenen Stoffen. Da die Menge an nachhaltig nutzbarer Biomasse für den Einsatz als Energieträger und Grundstoff begrenzt ist, werden strombasierte Stoffe für den Klimaschutz langfristig benötigt. Ein systemdienlicher, flexibler Herstellungsprozess der strombasierten Stoffe ist dabei von zentraler Bedeutung.

Der mengenmäßig wesentlich größere Bedarf an strombasierten Stoffen fällt dabei in den genannten Anwendungssektoren an (siehe Abschnitt 3.5). Die Nutzung strombasierter Stoffe in den Anwendungssektoren führt demnach zwangsläufig zu einem erheblichen Bedarf an zusätzlichen EE-Stromerzeugungskapazitäten.

Bedarf an strombasierten Stoffen in unterschiedlichen Klimaschutzszenarien mit dem Ziel der 95%igen THG-Minderung gegenüber dem Jahr 1990



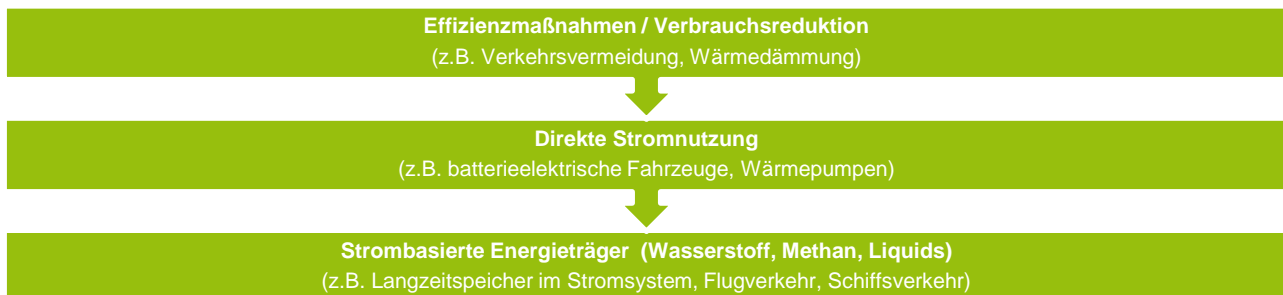
Quelle: siehe Abbildung 3-4

**Strombasierte Stoffe werden erst nach dem Jahr 2030 und bei hohen Treibhausgasminderungszielen eine relevante Klimaschutzmaßnahme sein.**

Die Szenarioanalysen verschiedener Klimaschutzszenarien zeigen, dass strombasierte Stoffe bis zum Jahr 2030 keinen nennenswerten Beitrag zum Klimaschutz leisten werden (siehe Abschnitt 3). Ein steiler Anstieg der Nachfrage nach strombasierten Stoffen stellt sich in den Szenarien vor allem zwischen den Jahren 2040 und 2050 ein. Dafür gibt es drei Gründe:

- Die Herstellungskosten der strombasierten Stoffe sind hoch. Selbst bei sehr optimistischen Annahmen zur Kostendegression der verfahrenstechnischen Anlagen und bei der erneuerbaren Stromerzeugung, zur Standortwahl an kostenoptimalen Bestandorten, zur Effizienzsteigerung der Prozesse sowie zur Finanzierung der Kapitalkosten werden strombasierte Stoffe teurer sein als ihre fossilen Alternativen (siehe Abschnitt 4.3). Dies führt zu sehr hohen Treibhausgasvermeidungskosten. Andere Klimaschutzmaßnahmen zur Nachfragevermeidung (z. B. Dämmung in Gebäuden), zur Effizienzsteigerung (z. B. Prozessverbesserungen in Industrieprozessen) und zur Elektrifizierung (z.B. batterieelektrische Mobilität) weisen geringere Treibhausgasvermeidungskosten auf und sind demnach der Nutzung strombasierter Stoffe vorzuziehen. Aus diesem Grund weisen verschiedene Klimaschutzszenarien die Nutzung strombasierter Stoffe nur in Szenarien mit einer THG-Minderungsanforderung bis zum Jahr 2050 um 95 % gegenüber dem Jahr 2050 aus. Zudem ist die Nutzung zumeist auf Anwendungen begrenzt, für die es keine technischen Alternativen für den Klimaschutz gibt. In den analysierten Klimaschutzszenarien werden diese Anwendungen im relevanten Maßstab erst nach dem Jahr 2030 mit strombasierten Stoffen versorgt, um zunächst günstigere Klimaschutzoptionen zu nutzen.

## Kaskade der Maßnahmen im Klimaschutz: Effizienz sollte Vorrang haben vor dem Einsatz strombasierter Stoffe



Quelle: Eigene Abbildung

- In der Herstellung strombasierter Stoffe gibt es viele Teilprozesse, die bereits eine hohe technische Reife besitzen und in industriellem Maßstab zum Einsatz kommen. In den meisten Prozessketten gibt es jedoch auch Teilprozesse, die zwar in Demonstrationsgröße erprobt sind, aber noch für den großindustriellen Einsatz skaliert werden müssen (siehe Abschnitt 2.2.2). Für diesen Skalierungsprozess ergibt sich ein Zeitbedarf von mindestens 10 Jahren, so dass selbst bei optimalen Förderbedingungen erst ab dem Jahr 2030 mit ersten großindustriellen Produktionsanlagen gerechnet werden kann. Die Ausnahme dazu bildet die Wasserstoffherstellung, da dort vor allem etablierte Technologien genutzt werden. Die Produktion von Elektrolyseuren im zweistelligen MW-Maßstab befindet sich derzeit im Manufakturbetrieb und muss in eine automatisierte Produktion überführt werden, um großskalige Anlagen zuzulassen. Dennoch ist auch die Wasserstoffnutzung durch die nicht vorhandene Transportinfrastruktur in ihrer Menge begrenzt.
- Für alle Produktionsanlagen strombasierter Stoffe besteht die Herausforderung, zusätzlich zu den ohnehin angestrebten EE-Stromerzeugungsanlagen weitere Anlagen für die neue Nachfrage durch strombasierte Stoffe bereitzustellen, um auch wirklich die angestrebte Klimaschutzwirkung zu erreichen. In Deutschland, aber auch an häufig diskutierten Bestandorten für die Herstellung strombasierter Stoffe, ergibt sich eine Limitierung der Ausbaugeschwindigkeit durch die benötigten materiellen, fachlichen und administrativen Infrastrukturen (z. B. Technik zur Errichtung der Infrastruktur, Verfügbarkeit von Fachkräften, Dauer von Genehmigungsverfahren) sowie durch die Notwendigkeit gesellschaftlicher Aushandlungsprozesse (z. B. Akzeptanz für die Flächennutzung).

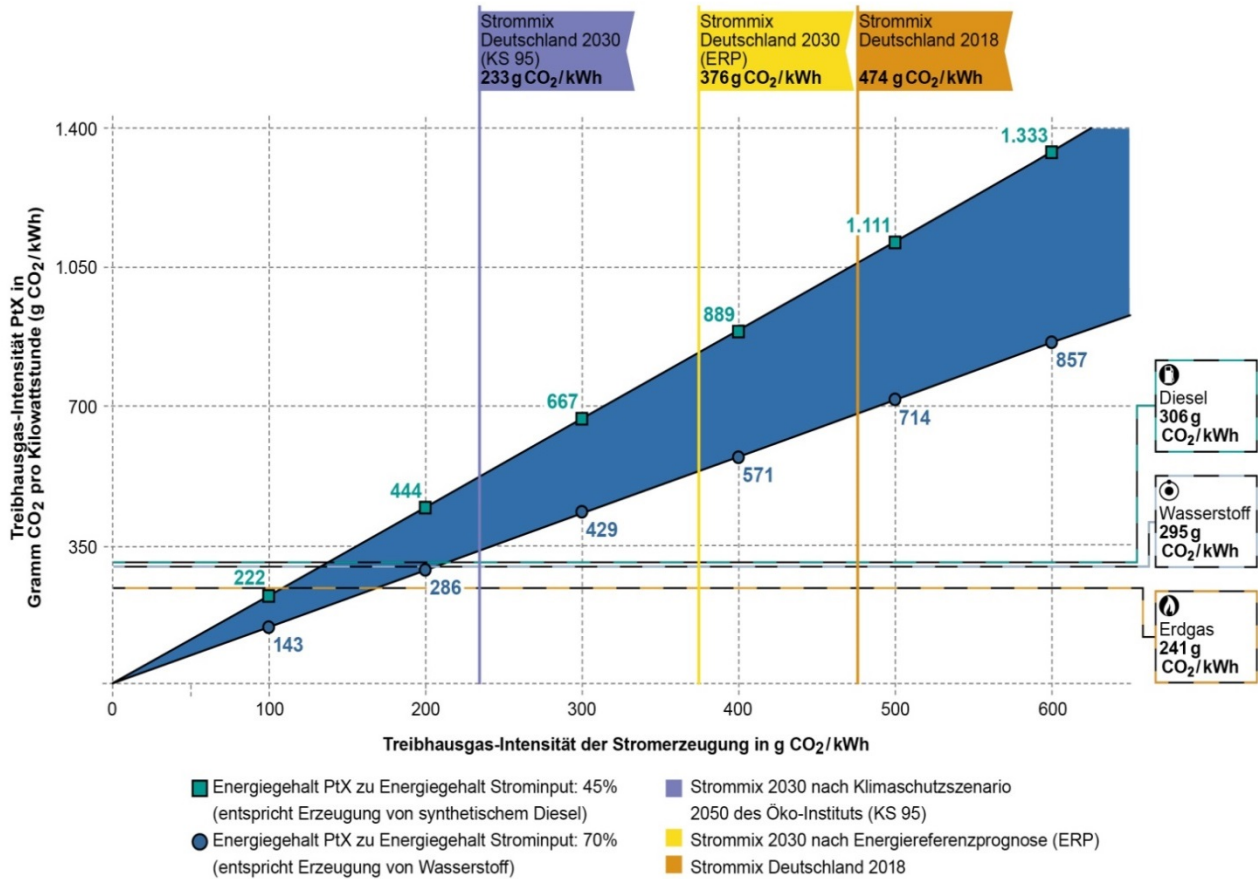
## Die Nutzung strombasierter Stoffe führt nicht automatisch zu reduzierten THG-Emissionen.

In vielen Studien und Szenarien wird angenommen, dass der Einsatz strombasierter Stoffe zur THG-Minderung bis hin zur THG-Neutralität beiträgt. Um dies zu erreichen, müssen jedoch bestimmte Produktionsanforderungen berücksichtigt werden:

- Die Herstellung strombasierter Stoffe kann zu höheren CO<sub>2</sub>-Emissionen führen als die Nutzung fossiler Alternativen, solange noch fossile Erzeugungskapazitäten im Stromsystem eingesetzt werden und diese durch die Herstellung strombasierter Stoffe stärker zum Einsatz kommen (siehe Abschnitt 4.1.1). Die Art der Stromerzeugung ist demnach der wichtigste Faktor zur Erreichung der Klimaschutzwirkung durch strombasierte Stoffe. Bei netzintegrierten PtX-Anlagen im europäischen Verbundnetz kann aufgrund des Einsatzes der Kraftwerke gemäß ihrer Grenzkosten (Merit-Order) eine zusätzliche Nachfrage nach Strom – wie sie durch die Herstellungspro-

zesse strombasierter Stoffe erzeugt wird – zu einem verstärkten Einsatz fossiler Kraftwerke führen.

Vergleich der CO<sub>2</sub>-Intensität strombasierter Stoffe mit der fossilen Referenz in Abhängigkeit der CO<sub>2</sub>-Intensität der Stromerzeugung



Quelle: [Eigene Abbildung](#); Datengrundlagen siehe Abbildung 4-2

Solange im Stromsystem noch relevante Anteile fossiler Erzeugung existieren, tragen strombasierte Stoffe nur zum Klimaschutz bei, wenn zusätzliche EE-Erzeugungsanlagen gemäß der zusätzlichen Stromnachfrage errichtet werden. Als zusätzlicher EE-Strom ist eine EE-Erzeugung zu verstehen, die in einem Referenzfall ohne die Produktion strombasierter Stoffe nicht erzeugt worden wäre. Die Nutzung alleine von EE-Überschüssen in der Herstellung strombasierter Stoffe führt zu keinem wirtschaftlichen Betrieb von PtX-Erzeugungsanlagen.

- CO<sub>2</sub> aus der Umgebungsluft und aus Prozessen, in denen nachhaltige Biomasse zum Einsatz kommt, sind die einzigen Kohlenstoffquellen, die zu einem treibhausgasneutralen CO<sub>2</sub>-Kreislauf mit der Umgebungsluft bei der Nutzung strombasierter, kohlenwasserstoffhaltiger Stoffe führen können (siehe Abschnitt 4.1.2). Die Nutzung von CO<sub>2</sub> aus fossilen Punktquellen reduziert den Anreiz für Industrieanlagen, den CO<sub>2</sub>-Ausstoß aus fossilen Quellen im für den Klimaschutz notwendigen Maßstab zu reduzieren, solange die Produktion strombasierter Stoffe CO<sub>2</sub> benötigt. Die notwendigen Veränderungen in diesen Industrieprozessen für eine THG-Minderung können sich so zeitlich nach hinten schieben. Erhält CO<sub>2</sub> als Rohstoff einen ökonomischen Wert, würde dies zudem die Wirkungsweise des EU-Emissionshandelssystems konterkarieren.

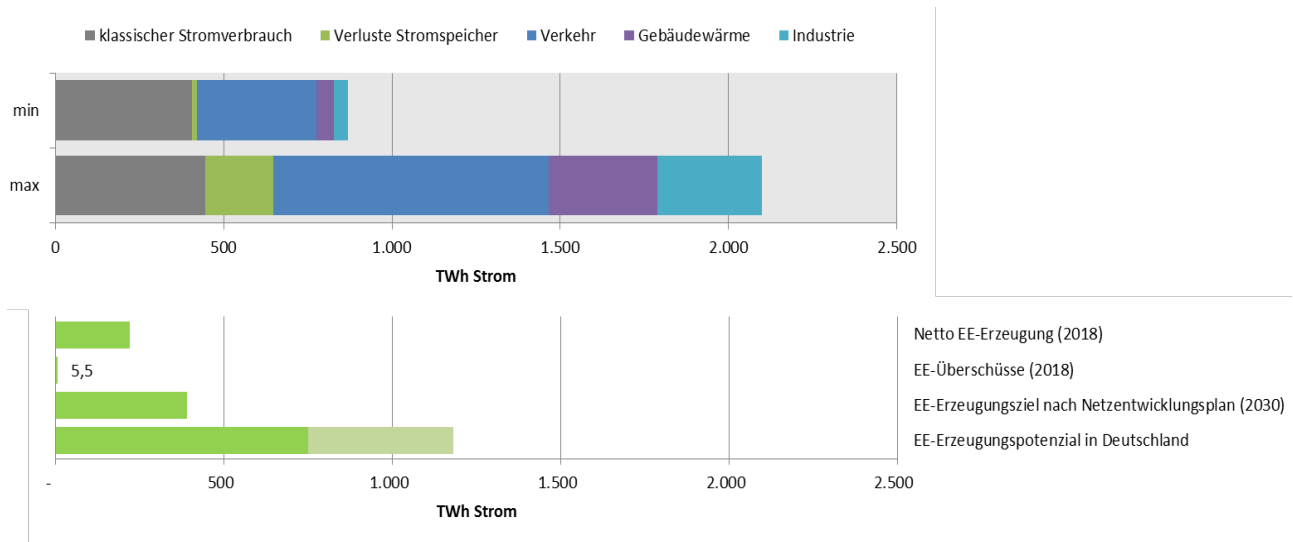
Zur Sicherstellung der Treibhausgasminderung durch die Nutzung strombasierter Stoffe müssen daher möglichst frühzeitig verifizierbare Kriterien entwickelt werden. Dies ist insbesondere vor dem Hintergrund wichtig, dass ein Zielkonflikt zwischen einem kostenoptimierten Betrieb der Produktionsanlagen und deren klimafreundlichem Betrieb besteht (siehe Abschnitt 4.3). Nur so stellt sich eine langfristige Investitionssicherheit für die Anlagenbetreiber ein und ein klimafreundlicher Betrieb wird sichergestellt. Die Bewertungskriterien sollten auch einen weiteren Nachhaltigkeitskontext zum Beispiel zur Flächen- und Wasserinanspruchnahme umfassen, um regionale und lokale Wirkungen möglicher Produktionsanlagen mit in den Produktionsregeln abzubilden (siehe Abschnitt 4.2).

### **Ein Großteil der für den Klimaschutz benötigten strombasierten Stoffe wird in Zukunft im Ausland produziert werden.**

Der Großteil des Bedarfs an strombasierten Stoffen muss daher aus Produktionsanlagen stammen, die auf explizit für diese Anlagen errichtete, zusätzliche EE-Kapazitäten zugreifen. Für diese Produktionsanlagen ergeben sich an Beststandorten im Ausland bessere Bedingungen als im Inland:

- Die Kosten für den Strombezug sind ein entscheidender Kostenfaktor für die Herstellung strombasierter Stoffe, so dass die Herstellungskosten an weltweiten EE-Bestandorten erheblich niedriger sind als in Deutschland und vergleichbaren Ländern (siehe Abschnitt 4.3). Trotz der Transportkosten nach Deutschland ergibt sich für viele strombasierte Stoffe so ein erheblicher Kostenvorteil für die Produktion an EE-Bestandorten im Ausland.
- Die erforderliche Menge an erneuerbarer Stromerzeugung für die aus bestehenden Szenarien abgeleiteten Produktionsmengen von strombasierten Energieträgern würde die gesellschaftlich als akzeptabel eingeschätzten Grenzen des EE-Ausbaus in Deutschland deutlich übertreffen (siehe Abschnitt 3.5).
- Auf Basis dieser Erkenntnisse ist folgender Phase-In Pfad plausibel: Nach der Demonstrationsphase der Technologie, die unter anderem in Deutschland stattfinden wird, werden erste Anlagen in Industrieskala im Ausland errichtet. Wie bisher bei der Förderung von Rohöl und Erdgas wird daher in Zukunft ein hoher Anteil der strombasierten Stoffe aus dem Ausland importiert werden. Gerade bei den ersten Produktionsanlagen werden dabei EE-Vorzugsstandorte in Ländern mit hoher politischer Stabilität und stabilem Geschäftsumfeld im Vorteil sein, da an diesen Standorten eine höhere Investitionssicherheit gegeben ist und sich wahrscheinlich bessere Finanzierungsbedingungen ergeben (siehe Abschnitt 4.3).

### Minimale und maximale Strombedarfe durch Sektorkopplung in Klimaschutzszenarien für das Jahr 2050 nach Sektoren und Erzeugung aus erneuerbaren Energien



Quelle: Eigene Abbildung; Datengrundlage siehe Abbildung 4-4

### Fazit: Politische Fördermaßnahmen und die Regulierung der Produktionsbedingungen sind notwendig für die THG-Minderung durch den Einsatz strombasierter Stoffe.

Aus den zuvor genannten vier generellen Schlussfolgerungen ergibt sich, dass politischer Handlungsbedarf hinsichtlich der Förderung, aber auch hinsichtlich der Regulierung strombasierter Stoffe besteht. Eine politische Förderstrategie sollte die Einführung erster Produktionsanlagen im Rahmen einer zielgerichteten Einführungsstrategie unterstützen. Dabei dürfen die Förderinstrumente aber den bestehenden Ordnungsrahmen durch Sonderregelungen für strombasierte Stoffe (z. B. generelle Netzentgeltbefreiung für strombasierte Stoffe, Anrechnung auf CO<sub>2</sub>-Emissionsstandards im Straßenverkehr) nicht aufweichen. Als Grundsatz sollte dabei maßgeblich gelten, dass die jeweiligen Anwendungssektoren auch die Kosten für die Förderung strombasierter Stoffe tragen sollten.

Denn der Einsatz strombasierter Stoffe ist vor allem dann als Klimaschutzmaßnahme sinnvoll, wenn er zusätzlich zur Nachfragevermeidung und zu Effizienzsteigerungen bzw. der Elektrifizierung von Anwendungen in Bereichen stattfindet, für die keine weiteren technischen Lösungen zur Verfügung stehen. Deshalb sollte die Förderstrategie auch sicherstellen, dass die Einführung strombasierter Stoffe nicht dazu führt, Transformationsprozesse der Anwendungssektoren hin zu effizienteren Technologien (z. B. Wärmepumpen, Elektromobilität) zu verzögern. Vielmehr sollten die strombasierten Stoffe bereits möglichst frühzeitig in Anwendungen genutzt werden, die auch langfristig für den Einsatz strombasierter Stoffe in Frage kommen. Auch erscheint eine frühzeitige Kooperation mit möglichen Partnerländern mit verfügbaren Bestandorten für die Herstellung strombasierter Stoffe sinnvoll zu sein.

Neben dem Förderbedarf besteht aber auch dringender Regulierungsbedarf, um eine THG-Minderung durch strombasierte Stoffe überhaupt zu erreichen. Da ein betriebswirtschaftlich optimierter Betrieb von Herstellungsprozessen strombasierter Stoffe im Zielkonflikt zu einem klimafreundlichen Betrieb steht, werden für die Wirkung als Klimaschutzmaßnahme Produktionsanforderungen für strombasierte Stoffe benötigt. Sie sind frühzeitig zu entwickeln und anzuwenden, um



Betreibern möglicher Produktionsanlagen langfristige Investitionssicherheit zu geben und eine Lenkungswirkung zu treibhausgasfreundlichen Anlagenkonzepten zu entfalten.

# Inhaltsverzeichnis

<b>Zusammenfassung und Schlussfolgerungen</b>	<b>3</b>
<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>12</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>13</b>
<b>Vorwort</b>	<b>14</b>
<b>1. Einleitung</b>	<b>15</b>
<b>2. Technische Grundlagen strombasierter Stoffe</b>	<b>16</b>
<b>2.1. Herstellungsverfahren für strombasierte Stoffe</b>	<b>17</b>
2.1.1. Wasserstoffproduktion	17
2.1.2. Bereitstellung von Kohlenstoffdioxid aus der Umgebungsluft	19
2.1.3. Methanproduktion	20
2.1.4. Produktion flüssiger Stoffe („Liquids“)	21
2.1.5. Ammoniakproduktion	23
<b>2.2. Prozessketten der Herstellung strombasierter synthetischer Stoffe</b>	<b>24</b>
2.2.1. Energiebedarfe und Umwandlungsverluste	24
2.2.2. Technische Reife und Verfügbarkeit der Technologien	27
<b>3. Die Rolle von strombasierten Stoffen in den unterschiedlichen Sektoren</b>	<b>29</b>
<b>3.1. Verkehrssektor</b>	<b>30</b>
<b>3.2. Wärmesektor (Gebäudewärme)</b>	<b>35</b>
<b>3.3. Industriegesektor</b>	<b>38</b>
<b>3.4. Stromsektor</b>	<b>41</b>
<b>3.5. Sektorübergreifende Zusammenfassung</b>	<b>44</b>
3.5.1. Notwendigkeit der Nutzung von strombasierten Stoffen in bestimmten Sektoren und Anwendungen	45
3.5.2. Notwendige Mengen an strombasierten Stoffen und resultierende Strombedarfe in Klimaschutzszenarien	47
<b>4. Nachhaltigkeitsaspekte und Kosten der Produktion strombasierter Stoffe</b>	<b>50</b>
<b>4.1. Anforderungen für die THG-Minderung durch strombasierte Stoffe</b>	<b>51</b>
4.1.1. Strombezug und Systemintegration	51
4.1.2. Klimafreundlicher CO <sub>2</sub> -Bezug	60
<b>4.2. Anforderungen für eine nachhaltige Produktion auf regionaler und lokaler Ebene</b>	<b>63</b>

4.2.1.	Flächeninanspruchnahme	64
4.2.2.	Wasserinanspruchnahme	65
<b>4.3.</b>	<b>Die Herstellungskosten strombasierter Stoffe</b>	<b>66</b>
<b>Literatur</b>		<b>73</b>

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1:	Schematische Übersicht zu Ausgangsstoffen und Herstellungsprozessen strombasierter Energieträger und Grundstoffe	17
Abbildung 2-2:	Heutige Umwandlungseffizienz der Herstellung verschiedener strombasierter Stoffe und deren langfristiges Entwicklungspotenzial; CO <sub>2</sub> -Quelle: Luft; Berechnungsbasis ist der untere Brennwert	26
Abbildung 3-1:	Effektivität (Menge der THG-Minderung) und gesellschaftliche THG-Vermeidungskosten verschiedener Minderungsmaßnahmen für den Zeitraum 2016 - 2050 aus „Klimapfade für Deutschland“; rot markiert: Maßnahmen mit PtX-Nutzung	33
Abbildung 3-2:	Gesamtwirkungsgrad von strombasierten Energieträgern als Stromspeicher im Jahr 2050	43
Abbildung 3-3:	Minimale und maximale Strombedarfe in 2050 nach Sektoren bei 95%-THG-Minderung ggü. 1990	49
Abbildung 3-4:	Bedarf an strombasierten Stoffen in unterschiedlichen Klimaschutzszenarien	50
Abbildung 4-1:	Netzbedingte EE-Überschüsse im Jahr 2018 in GWh	53
Abbildung 4-2:	Vergleich der CO <sub>2</sub> -Intensität strombasierter Stoffe mit der fossilen Referenz in Abhängigkeit der CO <sub>2</sub> -Intensität der Stromerzeugung; Annahme: Keine weiteren CO <sub>2</sub> -Emissionen durch Art der CO <sub>2</sub> -Quellen und durch indirekte Effekte	55
Abbildung 4-3:	Realisierbares EE-Stromerzeugungspotenzial in Deutschland unter Berücksichtigung von Ausschlussflächen	58
Abbildung 4-4:	Minimale und maximale Strombedarfe durch Sektorkopplung in Klimaschutzszenarien für das Jahr 2050 nach Sektoren und Erzeugung aus erneuerbaren Energien	59
Abbildung 4-5:	Mögliche Entwicklungen der spezifischen Herstellungskosten von strombasiertem Diesel (ohne Steuern und Abgaben) an Bestandorten (CO <sub>2</sub> -Bereitstellung aus der Luft und Vollkostenrechnung erneuerbarer Stromerzeugungskapazitäten)	67
Abbildung 4-6:	Kostenszenarien der Erzeugung strombasierter Methans (ohne Netzentgelte und Vertriebskosten) zu unterschiedlichen Zeitpunkten und an unterschiedlichen Standorten	69
Abbildung 4-7:	Mögliche spezifische Herstellungskosten für strombasiertes Methanol im Jahr 2015 und 2030 in Abhängigkeit der Auslastung der Syntheseanlage	70
Abbildung 4-8:	Mögliche spezifische Herstellungskosten von strombasiertem Diesel (ohne Steuern und Abgaben) in Abhängigkeit der WACC für die Produktion in Nordafrika und Deutschland (CO <sub>2</sub> -Bereitstellung aus der Luft und Vollkostenrechnung erneuerbarer Stromerzeugungskapazitäten)	72

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1:	Technische und produktionsseitige Herausforderungen für den Aufbau von Produktionskapazitäten und Effizienzverbesserungen strombasierter Stoffe	29
Tabelle 3-1:	Strom- und PtX-Endenergienachfrage der nationalen Verkehre in verschiedenen Klimaschutzszenarien in den Jahren 2030 und 2050 in TWh	31
Tabelle 3-2:	PtX-Endenergienachfrage der internationalen Verkehre ausgehend von Deutschland in verschiedenen Klimaschutzszenarien in den Jahren 2030 und 2050 in TWh	34
Tabelle 3-3:	Strom- und PtX-Endenergienachfrage der Wärmeversorgung im Gebäudebereich in verschiedenen Klimaschutzszenarien 2030 und 2050 in TWh	36
Tabelle 3-4:	Nichtenergetischer Verbrauch (NEV) fossiler Energieträger im Jahr 2016	38
Tabelle 3-5:	Prozessemissionen im Industriesektor in Mt CO <sub>2</sub> -eq im Jahr 2016	40
Tabelle 3-6:	Übersicht über mögliche Anwendungsgebiete strombasierter Stoffe	46

## Vorwort

Das vom Bundesministerium für Bildung und Forschung im Rahmen der Förderinitiative „Kopernikus-Projekte für die Energiewende“ geförderte Vorhaben „ENSURE – Neue EnergieNetzStruktUren für die Energiewende“ analysiert die Herausforderungen, die im Zuge der Energiewende voraussichtlich an die Netze der Energieversorgung in Deutschland gestellt werden und entwickelt und erprobt Technologien und Konzepte, mit denen diesen Herausforderungen entsprochen werden kann.

Im Rahmen dieses Vorhabens wurden verschiedene Szenarien für den weiteren Verlauf der Energiewende entwickelt. Hierbei zeigte sich, dass ein Schlüssel für eine weitgehende Dekarbonisierung der Volkswirtschaft in dem Einsatz von strombasierten Energieträgern und Grundstoffen liegt. Dies steht in Übereinstimmung mit den Ergebnissen anderer Energiesystemszenarien. Je nachdem wie hoch die Vorgabe zur CO<sub>2</sub>-Minderung in den für ENSURE definierten Szenarien festgelegt wurde, können diese Energieträger und Grundstoffe bereits ab dem Jahr 2030 eine wichtige Rolle spielen.

Um die Bedeutung dieser strombasierten Stoffe für den Klimaschutz genauer zu beleuchten, hat das Öko-Institut im Rahmen des ENSURE-Projekts diesen Bericht erstellt, der eine Zusammenfassung und Einordnung des Wissenstands zur Herstellung und Nutzung strombasierter Energieträger und Grundstoffe darstellt und dabei auch die erwarteten Kosten und relevanten Nachhaltigkeitsaspekte adressiert.

Umfangreiche Informationen zum ENSURE-Projekt sind auf der Website des Vorhabens zu finden: [www.kopernikus-projekte.de/projekte/neue-netzstrukturen](http://www.kopernikus-projekte.de/projekte/neue-netzstrukturen)

## 1. Einleitung

Mit dem Pariser Klimaschutzabkommen hat sich Deutschland zusammen mit 194 Ländern dem Ziel verpflichtet, die Erderwärmung auf unter 2 °C, möglichst unter 1,5 °C, zu beschränken. Dazu müssen bis 2050 die Treibhausgas(THG)-Emissionen um mehr als 95 Prozent im Vergleich zu 1990 reduziert werden. Die Bundesregierung hat sich mit dem Klimaschutzplan 2050 konkrete Maßnahmen zur Erreichung der notwendigen THG-Minderungen vorgenommen (BMUB 2016). Diese THG-Reduktionen erfordern massive Verbesserungen der Energieeffizienz und eine Umstellung der Energieversorgung auf erneuerbare Energien. Zudem müssen kohlenstoffbasierte Industrieprozesse (z. B. Grundstoffchemie) auf erneuerbare Kohlenstoffquellen umgestellt oder Stoffsubstitute genutzt werden. Neben der direkten erneuerbaren Stromnutzung und der Abscheidung sowie Speicherung von CO<sub>2</sub> (CCS)<sup>1</sup> ist der Einsatz strombasierter Stoffe eine mögliche Technologieoption, um THG-intensive Energieträger durch erneuerbare Energieträger zu ersetzen.

Die Herstellungsprozesse für strombasierte Stoffe sind jedoch mit hohen Umwandlungsverlusten verbunden, und bei der Produktion von Kohlenwasserstoffen wird CO<sub>2</sub> als zusätzlicher stofflicher Input benötigt. In Bezug auf zukünftige Anwendungsgebiete und die entsprechenden Mengenbedarfe gibt es derzeit noch keine klare gesellschaftliche Strategie, und der Nutzen für den Klimaschutz ist vor allem in der Übergangsphase hin zu einem THG-neutralen Stromsystem umstritten. Auch sind die ökologischen Effekte im Rahmen des Transformationsprozesses vor allem hinsichtlich der Einbindung in ein bestehendes Energie- und Wirtschaftssystem bisher nicht umfassend wissenschaftlich untersucht (insbesondere THG-Emissionen sowie Ressourcen- und Flächenbedarf). Eine solche Analyse ist jedoch Grundvoraussetzung für die Beurteilung und die Sicherstellung der nachhaltigen Produktion und Nutzung strombasierter Stoffe. Dieses Hintergrundpapier fasst den aktuellen Wissensstand zu Technologien zur Produktion von strombasierten Stoffen zusammen und skizziert den Bedarf sowie die Möglichkeiten und Grenzen des nachhaltigen Einsatzes von strombasierten Stoffen in den unterschiedlichen Sektoren.

Die Beweggründe für einen möglichen, zukünftigen Einsatz strombasierter Stoffe sind mannigfaltig. Haupttreiber ist hierbei die Erreichung der notwendigen THG-Minderungen in verschiedenen Sektoren. Dabei steht der Einsatz von strombasierten Stoffen in direkter Konkurrenz zur Nutzung von Biomasse und der CCS-Technologie.

Neben der THG-Minderung können strombasierte Energieträger weitere wichtige „neue“ Funktionen erfüllen. Im Stromsektor können Wasserstoff oder synthetisches Methan und deren Rückverstromung Flexibilität bereitstellen und als Langzeitspeicher genutzt werden. Damit leisten sie einen Beitrag zur Versorgungssicherheit bei hohen Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien (z.B. bei Dunkelflauten). Dazu können flexibel betriebene Elektrolyseanlagen ansonsten abgeregelte, erneuerbare Stromerzeugung in Gas umwandeln.

Darüber hinaus bewerten einige Stakeholder den Einsatz strombasierter Stoffe auch in weiteren Anwendungsfällen als eine Option zur Minderung der THG-Emissionen; vor allem wenn bestehende Technologien (z.B. verbrennungsmotorische Fahrzeuge; Prozesse in der chemischen Industrie) und bestehende Infrastrukturen (z.B. Erdgasverteilnetz) weitergenutzt werden und somit technische, regulatorische und zum Teil nutzungsseitige Transformationsprozesse und -anstrengungen vermieden werden können. Langfristig sinkt der Bedarf an fossilem Erdgas durch den Klimaschutz im Wärme- und Industriesektor (z.B. durch verbesserte Gebäudedämmung, Einsatz von Wärme-

---

<sup>1</sup> Carbon Capture and Storage

pumpen, geänderte Prozessführungen). Dies führt langfristig zu Refinanzierungsproblemen der Gasinfrastruktur.

In dieser Gemengelage ist die Motivation dieses Hintergrundpapiers, die Diskussion um strombasierte Stoffe zu versachlichen. Dazu werden die Herstellungsverfahren strombasierter Stoffe beschrieben und analysiert, die zukünftige Rolle der strombasierten Stoffe als Klimaschutzmaßnahme in unterschiedlichen Sektoren beleuchtet sowie Nachhaltigkeitsaspekte aufgezeigt und die Kosten der Produktion strombasierter Stoffe beschrieben.

### **Definition: Strombasierte Stoffe**

Fokus dieses Hintergrundpapiers ist die Nutzung und Produktion von strombasierten Stoffen, also Stoffen, die auf der Basis von Strom hergestellt wurden. Diese Stoffe können Energieträger für die Verbrennung oder Grundstoffe für die Weiterverarbeitung in chemischen Prozessen sein (Wasserstoff, Methan, Liquids<sup>2</sup>, Ammoniak). Ausgangspunkt zur Produktion dieser strombasierten Stoffe ist normalerweise die Wasserstoff-Elektrolyse, deren Hauptinput Strom ist.

Der Begriff der strombasierten Stoffe grenzt sich von dem Begriff „Power-to-X“ ab; der „Power-to-X“-Begriff steht für eine Vielzahl von strombasierten Anwendungen im Rahmen der Sektorintegration und umfasst in Teilen auch die direkte Stromnutzung (z.B. Power-to-Heat durch Tauchsieder in Wärmespeichern).

## **2. Technische Grundlagen strombasierter Stoffe**

- Die Umwandlung von Strom in strombasierte Stoffe und die Speicherung bzw. der Transport der strombasierten Stoffe sind mit hohen Energieverlusten verbunden. Heute liegen die Verluste bei rund 55 % (strombasierte Liquids) bis rund 40 % (gasförmige Speicherung von Elektrolyse-Wasserstoff). Mögliche Effizienzverbesserungen und die Weiterentwicklung neuer Prozesse werden gegebenenfalls eine Reduzierung der Energieverluste auf knapp unter 50 % (strombasierte Liquids) bis rund 30 % (gasförmige Speicherung von Elektrolyse-Wasserstoff) zulassen.
- Viele Teilprozesse der Herstellung strombasierter Stoffe sind etablierte Technologien. Dennoch werden die Technologien einiger relevanter Teilprozesse derzeit noch nicht im industriellen Maßstab produziert (z.B. Elektrolyseure) oder müssen noch vom Demonstrations- auf den industriellen Produktionsmaßstab skaliert werden. Der Zeitbedarf für den Aufbau von großindustriellen Produktionsanlagen ist aller Voraussicht nach groß (10 Jahre und mehr). Für die Wasserstoffnutzung kann sich ein kürzerer Einführungszeitraum für solche Anwendungen ergeben, die sich in der Nähe von möglichen Produktionsstandorten befinden und für die daher keine Transportinfrastruktur benötigt wird. Aus technischer Sicht ergibt sich eine Mengenlimitierung für einen möglichen Aufbau von Produktionskapazitäten.
- Die treibhausgasfreundliche Produktion strombasierter Stoffe benötigt zusätzliche EE-Stromkapazitäten. Da die materiellen, fachlichen und administrativen Infrastrukturen in Deutschland und an Beststandorten im Ausland begrenzt sein werden und auch für die THG-Minderung im Stromsektor benötigt werden, ergibt sich daraus eine weitere Mengenlimitierung für die Geschwindigkeit des Aufbaus von Produktionsanlagen strombasierter Stoffe.

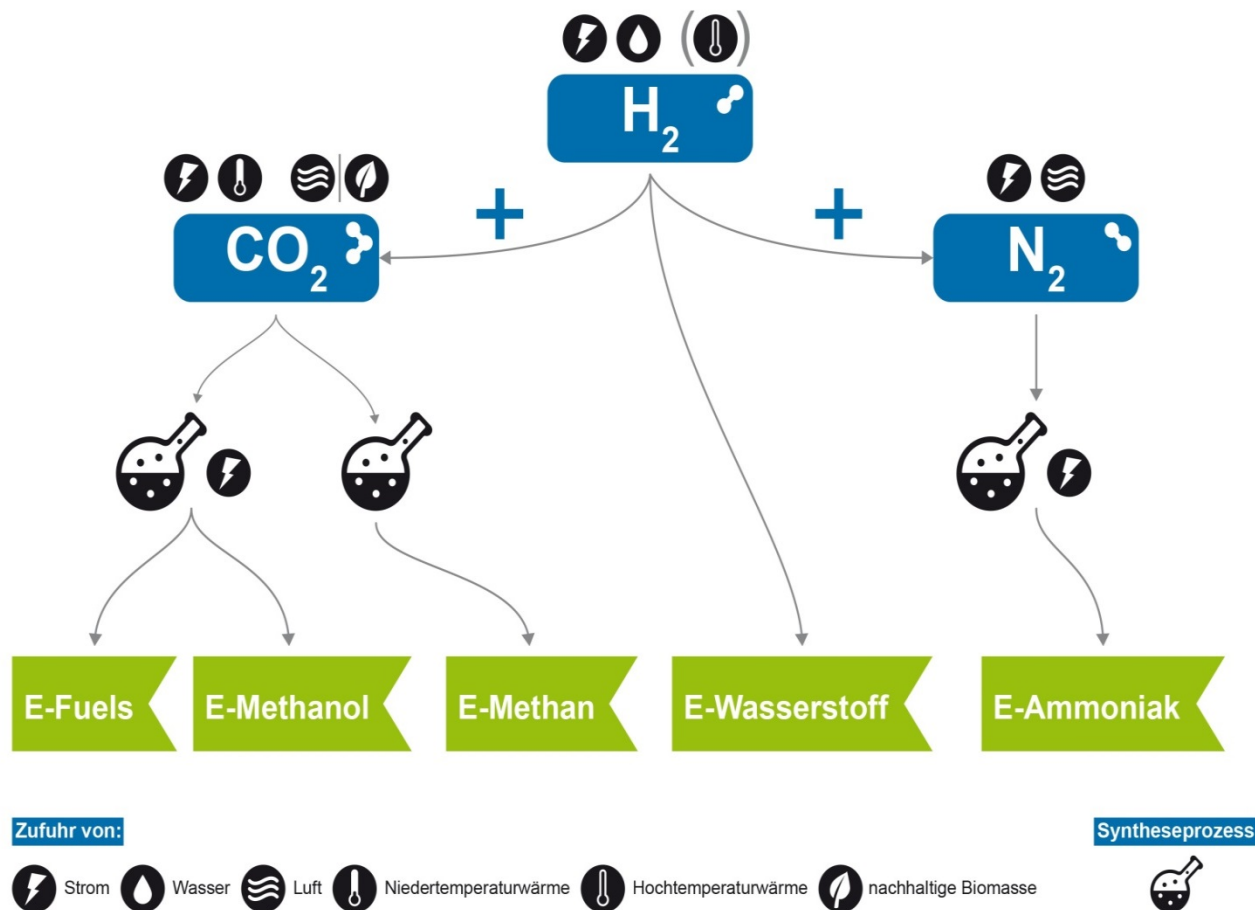
Um eine Diskussionsgrundlage für die folgenden Kapitel zu schaffen, werden in diesem Abschnitt technische Charakteristika für Herstellungsverfahren verschiedener strombasierter Stoffe beschrieben. Schwerpunkt der Darstellungen sind die notwendigen Energiebedarfe für Strom und Wärme sowie die sich daraus ergebenden Umsetzungswirkungsgrade, die technologische Reife der jeweiligen Verfahrensschritte und die Möglichkeiten eines dynamischen Betriebs, der für die

<sup>2</sup> Liquids: End- und Zwischenprodukte, die bei Normaldruck und Umgebungstemperatur im flüssigen Aggregatzustand vorliegen (z.B. Diesel, Kerosin, Methanol).



Einbindung in ein von EE-Stromerzeugungskapazitäten geprägtes Energiesystem notwendig ist. Eine Übersicht über die verschiedenen Energieträger und ihre Herstellungscharakteristika ist in Abbildung 2-1 gegeben.

**Abbildung 2-1: Schematische Übersicht zu Ausgangsstoffen und Herstellungsprozessen strombasierter Energieträger und Grundstoffe**



Quelle: Eigene Darstellung

## 2.1. Herstellungsverfahren für strombasierte Stoffe

### 2.1.1. Wasserstoffproduktion

Die Wasserstoffproduktion mittels Elektrolyse ist der zentrale Teilprozess aller PtX-Verfahren. Dabei wird Wasser unter Zuführung von elektrischer Energie elektrochemisch in Wasserstoff und Sauerstoff gespalten. Bei der Wasserelektrolyse kann grundsätzlich zwischen einer Niedertemperatur-Elektrolyse (NTEL) und einer Hochtemperatur-Elektrolyse (HTEL) unterschieden werden.

Die Niedertemperatur-(NT)-Verfahren werden bei 50-80 °C durchgeführt. Zu ihnen gehören die alkalische Elektrolyse (AEL) und die Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse (PEMEL<sup>3</sup>), die

<sup>3</sup> Proton Exchange Membrane Electrolysis

beide heute mit Elektrolyseuren im einstelligen MW-Bereich eingesetzt werden. Der Wirkungsgrad<sup>4</sup> beider NT-Elektrolyse-Verfahren liegt heute bei rund 65 % (Chalmers; IVL 2017; Frontier Economics 2018) und wird für das Jahr 2030 in vielen Studien mit Werten knapp über 70 % angegeben (Fraunhofer ISI; KIT 2019; Lehrstuhl für Energieverfahrenstechnik Friedrich-Alexander-Universität (FAU) Erlangen-Nürnberg 2014; Frontier Economics 2018; LUT 2017a; University of Oxford 2015; E4Tech; Element Energy 2014). Langfristig kann der Wirkungsgrad weiter ansteigen: Frontier Economics (2018) gibt einen Wirkungsgrad von 80 % an; die meisten Studien (z.B. Fraunhofer ISI; KIT 2019; E4Tech; Element Energy 2014) sehen ein Steigerungspotenzial auf bis rund 75 % als realistisch an.

NT-Elektrolyseure lassen sich abweichend von ihrer Nennlast betreiben. Sie reagieren relativ unempfindlich auf Lastwechsel und können ihre Leistung daher vergleichsweise gut an ein fluktuierendes Energieangebot aus erneuerbaren Quellen anpassen. Am flexibelsten ist die PEMEL, die mit der heute verfügbaren Anlagentechnik bei Bedarf zeitweise im Leistungsbereich unter 10 % der Nennlast betrieben werden kann (Chalmers; IVL 2017). Gleichzeitig ist eine temporäre Überlastfähigkeit bis auf 200-300 % der Nennlast gegeben (TU Berlin 2018). Steile Lastgradienten<sup>5</sup> und die geringe Kaltstartzeit<sup>6</sup> der PEMEL-Anlagen ermöglichen eine flexible Betriebsweise.

Die Hochtemperatur-Elektrolyse (HTEL), auch Solid Oxide Electrolysis (SOEL) genannt, wird bei einer Prozesstemperatur von 700-1000 °C durchgeführt. Im Unterschied zur NT-Elektrolyse wird kein flüssiges Wasser, sondern überhitzter Wasserdampf dem Prozess zugeführt. Da für die Spaltung von Wasserdampf weniger Strom als für die Zerlegung von flüssigem Wasser erforderlich ist, kann die HT-Elektrolyse höhere Wirkungsgrade erreichen. In Frontier Economics (2018) wird der auf den Strominput bezogene Wirkungsgrad mit 81 % für das Jahr 2020 und 90 % für das Jahr 2050 angegeben. Im Gegenzug muss der HT-Elektrolyse Hochtemperatur-Prozesswärme<sup>7</sup> für die Erzeugung des Wasserdampfs zugeführt werden, beispielsweise Abwärme aus gekoppelten Syntheseprozessen. Für das Überhitzen des Wasserdampfs auf 700-1000 °C wird zusätzlich elektrische Energie benötigt, was die zuvor angegebenen Wirkungsgrade reduziert, wenn keine weitere externe Wärmequelle existiert.

Die HT-Elektrolyse ist weniger gut für einen flexiblen Anlagenbetrieb geeignet, da sie sensibel auf Lastwechsel reagiert und das hohe Temperaturniveau ein schnelles An- und Abfahren der Anlage erschwert (Fraunhofer IWES 2017). Das HTEL-Verfahren befindet sich noch im Entwicklungsstadium (Erprobung von Pilotanlagen im kW-Bereich), allerdings ist geplant, dass erste größere kommerzielle Anlagen um das Jahr 2020 den Betrieb aufnehmen (Holen und Bruknapp 2019).

Soll Wasserstoff als Energieträger bzw. Grundstoff verwendet werden, muss er für viele Anwendungen gespeichert (und transportiert) werden, was die Verdichtung oder Verflüssigung erfordert. Für die Verdichtung auf 800 bar ist gemäß Wuppertal Institut; Fraunhofer ISI; IZES (2018) ein

<sup>4</sup> Der Wirkungsgrad des Elektrolyse-Verfahrens ist als Verhältnis aus dem Energieinhalt des erzeugten Wasserstoffs (bezogen auf den Heizwert  $H_i$ ) und der eingesetzten elektrischen Energie definiert. Auch für alle weiteren Prozessschritte und Prozessketten wird der Wirkungsgrad in diesem Papier – wenn nicht explizit anderes erwähnt – auf den Heizwert des Produkts bezogen, da dieser Wert für die Nutzung als Energieträger entscheidend ist. Wenn der erzeugte Wasserstoff jedoch nur ein Zwischenprodukt darstellt und in einem Syntheseprozess eingespeist – und somit stofflich genutzt – wird, dann ist der Brennwert der korrekte Bezugswert. In Bezug auf den Brennwert sind die jeweiligen Elektrolyse-Wirkungsgrade höher als im vorliegenden Papier angegeben.

<sup>5</sup> Geschwindigkeit der Lastwechsel, die die Anlage verkraften kann: TU Berlin (2018) gibt für bereits installierte PEM-Elektrolyseure einen Median-Wert von 50 %/s an.

<sup>6</sup> PEMEL: Sekunden bis Minuten (AEL: Minuten bis Stunden) gemäß Chalmers; IVL (2017).

<sup>7</sup> Die Temperatur der Prozesswärme muss hierfür (deutlich) über 100 °C betragen. Für die Erwärmung von 20 °C kaltem Wasser und anschließende Verdampfung bei 100 °C werden 46,7 kJ / mol benötigt.

Energieaufwand von  $0,13 \text{ kWh}_{\text{el}} / \text{kWh}_{\text{H}_2}$  erforderlich, was einem Energieverlust von 11,5 % in Bezug auf den Energiegehalt des Wasserstoffs entspricht. HTR IET (2014) geben für eine Verdichtung auf 250 bar 9,1 % als Energieverlust an. Der Energieaufwand zur Druckspeicherung fällt geringer aus, wenn der Wasserstoff per Druckelektrolyse erzeugt wird.

Bei einer Abkühlung auf  $-253 \text{ °C}$  geht Wasserstoff in den flüssigen Aggregatzustand über. Im Vergleich zur Verdichtung liegt der Energieaufwand für die Verflüssigung deutlich höher. Wuppertal Institut; Fraunhofer ISI; IZES (2018) zufolge müssen beim heutigen Stand der Technik  $0,3 - 0,4 \text{ kWh}_{\text{el}} / \text{kWh}_{\text{H}_2}$  (23 - 29 % des Energiegehalts des Wasserstoffs) aufgewendet werden. Für die Zukunft wird ein Zielwert von  $0,22 \text{ kWh}_{\text{el}} / \text{kWh}_{\text{H}_2}$  angegeben, was einem Energieverlust von 18 % entspricht. Weitere Verluste fallen bei der Speicherung von verflüssigtem Wasserstoff durch das Verdampfen des flüssigen Wasserstoffs an (Boil-off), welches technisch nicht zu verhindern ist: Die Literatur gibt eine Verdampfungsrate von 0,3 - 0,5 % pro Tag an (DNV GL 2018). Solange der verdampfte Wasserstoff nicht aufgefangen und in eine sinnvolle Nutzung überführt werden kann, fallen demnach weitere Verluste an.

Neben Strom wird für die Elektrolyse auch Süßwasser als stofflicher Input benötigt. Relevante, zusätzliche Energiebedarfe fallen dadurch jedoch selbst dann nicht an, wenn das reine Wasser mit Entsalzungsanlagen hergestellt werden muss. Der Energiebedarf für die möglicherweise notwendige Entsalzung des Wassers ist daher vernachlässigbar gering. Für die Herstellung von 1 kWh Wasserstoff werden ca. 0,3 Liter Wasser benötigt (Frontier Economics 2018).

### 2.1.2. Bereitstellung von Kohlenstoffdioxid aus der Umgebungsluft

Die Bereitstellung von  $\text{CO}_2$  aus der Luft wird üblicherweise als Direct Air Capture (DAC) bezeichnet und hat den Vorteil, dass die Ressource Luft „unbegrenzt“ weltweit zur Verfügung steht und einen direkten Kreislauf der  $\text{CO}_2$ -Entnahme und  $\text{CO}_2$ -Freisetzung durch die Nutzung des strombasierten Stoffes ermöglicht. Die benötigte Menge an  $\text{CO}_2$  steht bei genügender Flächen- und Energieverfügbarkeit zudem direkt an der Syntheseanlage bereit, so dass keine weitere Infrastruktur für den Transport notwendig ist.

Das am weitesten entwickelte DAC-Verfahren ist die Temperature Swing Adsorption (TSA), welche heute in mehreren Demonstrationsprojekten zum Einsatz kommt. Zudem gibt es bereits erste Ansätze für die Industrialisierung der Technologie (Müller 2018). Beim TSA-Verfahren wird  $\text{CO}_2$  zunächst chemisch an ein Filtermaterial gebunden und somit der Luft entzogen. Anschließend kann das  $\text{CO}_2$  unter Wärmezufuhr bei etwa  $100 \text{ °C}$  abgetrennt und der dazu benötigte Filter wieder regeneriert werden. Gemäß dena; LBST (2017) und Wuppertal Institut; Fraunhofer ISI; IZES (2018) sind für die Bereitstellung von einem Kilogramm  $\text{CO}_2$  1,5 - 2,5 kWh thermische Energie und 0,2 - 0,5 kWh elektrische Energie erforderlich.

Die Reinheit des  $\text{CO}_2$  wird mit  $> 99,5 \%$  (dena; LBST 2017) bzw. 99,9 % (Wuppertal Institut; Fraunhofer ISI; IZES 2018) angegeben. Gemäß dena; LBST (2017) ist dies für die anschließende Verwendung in Methanisierungs- und Kraftstoffsynthesenanlagen aufgrund der sehr empfindlichen Katalysatoren nicht ausreichend. Deshalb wird in dieser Literaturquelle dem TSA-Verfahren noch ein  $\text{CO}_2$ -Aufbereitungsschritt nachgeschaltet, in dem für die Komprimierung und Verflüssigung des  $\text{CO}_2$  (bei  $-25 \text{ °C}$ ) ca.  $0,2 \text{ kWh}_{\text{el}} / \text{kg}_{\text{CO}_2}$  aufgewendet werden müssen.

Es existieren weitere mögliche Quellen für die Bereitstellung von Kohlenstoffdioxid. Hierzu gehören insbesondere biogene Quellen und großindustrielle Punktquellen auf Basis fossiler Rohstoffe. Für einen nachhaltigen Einsatz werden diese weiteren Quellen jedoch nur sehr begrenzt zur Verfügung stehen (siehe Abschnitt 4.1.2). Es ist somit davon auszugehen, dass bei einer Nachfrage nach strombasierten kohlenstoffhaltigen Stoffen in relevantem Maßstab  $\text{CO}_2$  aus der Umgebungs-

luft der dominante Bereitstellungspfad sein wird. An dieser Stelle verzichten wir daher auf die technische Beschreibung der weiteren CO<sub>2</sub>-Abscheidungsverfahren.

### 2.1.3. Methanproduktion

Die Produktion von Methan (CH<sub>4</sub>) aus Wasserstoff und Kohlendioxid wird als Methanisierung bezeichnet, die mit Hilfe eines Katalysators oder auf biologischem Weg mit Hilfe von Mikroorganismen durchgeführt werden kann. Für die Herstellung von Methan werden 0,198 kg<sub>CO<sub>2</sub></sub> / kWh<sub>CH<sub>4</sub></sub> benötigt (Frontier Economics 2018).

Die chemisch-katalytische Methanisierung, auch Sabatier-Prozess genannt, wird in einem Synthesereaktor bei Temperaturen oberhalb von 200 °C durchgeführt. Da es sich um eine exotherme Reaktion handelt, müssen nur die beiden Ausgangsstoffe H<sub>2</sub> und CO<sub>2</sub> dem Prozess zugeführt werden, nicht jedoch Energie. Stattdessen wird Abwärme<sup>8</sup> freigesetzt, die beispielsweise zur CO<sub>2</sub>-Abtrennung aus der Luft eingesetzt werden könnte.<sup>9</sup> Der energetische Wirkungsgrad der Umwandlung von Wasserstoff in Methan beträgt heute knapp 78 % (Median der Literaturanalyse in TU Berlin (2018); Frontier Economics (2018); Chalmers; IVL (2017)), es werden also ca. 1,29 kWh<sub>H<sub>2</sub></sub> benötigt, um 1 kWh<sub>CH<sub>4</sub></sub> herzustellen. Fraunhofer ISI; KIT (2019) geben ein Verbesserungspotenzial für den Prozess auf einen Wirkungsgrad von 90 % an; diese Annahme findet sich in anderen gängigen Studien allerdings nicht. Eine Prozessverbesserung auf einen Wirkungsgrad von 80 % erscheint jedoch realistisch.

Methanisierungsanlagen können im Lastbereich zwischen 25 % und 100 % dynamisch betrieben werden, ein Lastwechsel ist innerhalb weniger Sekunden möglich. Ein Kaltstart dauert hingegen wenige Minuten bis zu einigen Stunden (TU Berlin 2018). Zur Vermeidung von Kaltstarts können die Anlagen bei Betriebsunterbrechung auch in einen Standby-Modus versetzt werden, bei dem die Temperatur allerdings bei 200 °C gehalten werden muss (Frontier Economics 2018; Wuppertal Institut; Fraunhofer ISI; IZES 2018).

Die technologische Reife wird in Wuppertal Institut; Fraunhofer ISI; IZES (2018) je nach Reaktortyp<sup>10</sup> der Demonstrations- oder Technologieentwicklungsphase zugeordnet; industriell betriebene Anlagen in größerer Skalierung existieren bisher nicht. In TU Berlin (2018) und Grünwald (2018) wird darauf hingewiesen, dass bei Dauerbetrieb der katalytischen Methanisierungsanlagen eine Methanausbeute von ca. 95 % erzielt werden kann. Diese Reinheit ist nicht für alle Anwendungen ausreichend, so dass eine nachgeschaltete Aufbereitung des Methans notwendig sein kann.

Bei der biologischen Methanisierung kommen Mikroorganismen als biologische Katalysatoren zum Einsatz. Der biochemische Prozess findet bei 35 – 70 °C in wässriger Umgebung statt. Der Entwicklungsstand ist geringer als bei der chemisch-katalytischen Methanisierung und wird in Wuppertal Institut; Fraunhofer ISI; IZES (2018) als in der Demonstrationsphase (Prototypentest in Betriebsumgebung) angegeben. Die biologische Methanisierung kann sowohl in externen Reaktoren erfolgen als auch in den Biogasprozess integriert werden und das dort gebildete CO<sub>2</sub> umsetzen.

<sup>8</sup> Die Reaktionsenthalpie der Sabatier-Reaktion, CO<sub>2</sub> + 4 H<sub>2</sub> ↔ CH<sub>4</sub> + 2 H<sub>2</sub>O, beträgt -165 kJ / mol.

<sup>9</sup> LUT (2017a) geben an, dass rund zwei Drittel der notwendigen Wärmeenergie für den Prozess der CO<sub>2</sub>-Abtrennung aus der Luft durch die Abwärme des Sabatier-Prozesses zur Verfügung gestellt werden könnten.

<sup>10</sup> Der Festbettreaktor erreicht hierbei die höchste Stufe der Demonstrationsphase („Qualifiziertes System mit Nachweis der Funktionstüchtigkeit in Betriebsumgebung“).

Die wesentlichen Vorteile gegenüber der chemisch-katalytischen Methanisierung bestehen in der höheren Toleranz der biologischen Katalysatoren gegenüber Verunreinigungen der zugeführten Gase sowie in der höheren Flexibilität, da das Verfahren der biologischen Methanisierung unempfindlich auf schnelle Laständerungen<sup>11</sup> reagiert. Trotz der besseren Methanreinheit von über 98 % (TU Berlin 2018) wird bei der biologischen Methanisierung ebenfalls eine nachgelagerte Gasaufbereitung notwendig (Wuppertal Institut; Fraunhofer ISI; IZES 2018).

Ein bedeutender Nachteil sind die im Vergleich zur chemisch-katalytischen Methanisierung deutlich geringeren Methanbildungsraten – d. h. ein geringerer Methanertrag (je Stunde) pro Kubikmeter Reaktorvolumen –, so dass für die Herstellung der gleichen Menge an Methan 10 - 100 mal größere Reaktoren benötigt werden (DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher-Instituts für Technologie 2015). In der Praxis ist die realisierbare Anlagengröße deshalb auf den einstelligen MW-Bereich beschränkt (Wuppertal Institut; Fraunhofer ISI; IZES 2018). In Frontier Economics (2018) wird als weiterer Nachteil genannt, dass die biologische Methanisierung unter Berücksichtigung der Nebenaggregate wie Pumpen und durch das eingeschränkte Potenzial der Abwärmenutzung (geringeres Temperaturniveau) einen etwas geringeren Gesamtwirkungsgrad als der Sabatier-Prozess aufweist.

Bei ausreichender Reinheit kann synthetisch erzeugtes Methan direkt in das Erdgasnetz eingespeist werden. Außerdem kann Methan als komprimiertes Gas oder in flüssiger Form gespeichert und transportiert werden, wobei die Verflüssigung bei einer Abkühlung auf -161 °C eintritt. Im Vergleich zu Wasserstoff ist die Speicherung von Methan mit einem verhältnismäßig geringen Energieeinsatz möglich: gemäß dena; LBST (2017) sind für die Verdichtung auf 250 bar 0,022 kWh<sub>el</sub> / kWh<sub>CH<sub>4</sub></sub> und für die Verflüssigung 0,06 kWh<sub>el</sub> / kWh<sub>CH<sub>4</sub></sub> an elektrischer Energie aufzuwenden, was einem Energieverlust von 2,2 % bzw. 5,7 % entspricht. LUT (2017a) geben für die Verflüssigung sogar einen Energieverlust von 8 % des Energiegehalts des Methans an. Durch das Verdampfen des flüssigen Methans in Speichern (Boil-Off) treten ebenfalls Speicherverluste auf, wenn das verdampfte Methan nicht weiter genutzt werden kann. Die Verlustrate liegt mit 0,05 % - 0,15 % pro Tag deutlich niedriger als bei Wasserstoff (Sönmez et al. 2013). Das verdampfte Methan besitzt zudem eine hohe Klimawirkung, wenn es nicht aufgefangen wird und in weiteren Prozessen Verwendung findet.

#### 2.1.4. Produktion flüssiger Stoffe („Liquids“)

Die Herstellung (Synthese) flüssiger Stoffe aus den beiden Ausgangsstoffen Wasserstoff und CO<sub>2</sub> ist mit zwei verschiedenen Verfahren möglich: der Fischer-Tropsch-Synthese (FT-Synthese) und der Methanol-Synthese. Je nach Einstellung der Prozessparameter in der Syntheseanlage sowie nachgelagert durchgeführter Aufbereitungs- und Umwandlungsverfahren lässt sich ein großes Spektrum an Kraft- und Grundstoffen herstellen. Der Gesamtprozess der „Liquids“-Herstellung wird als Power-to-Liquid (PtL) bezeichnet.

Der Herstellungsprozess über die FT-Synthese verläuft in zwei Prozessschritten: Zunächst wird mit der reversen Wassergas-Shift-Reaktion (RWGS-Reaktion)<sup>12</sup> bei rund 1.000 °C Betriebstemperatur ein Synthesegas<sup>13</sup> erzeugt, welches in der darauf folgenden FT-Synthese in ein Kohlenwasser-

<sup>11</sup> d.h. auf die zeitlich variable Zufuhr von H<sub>2</sub> und CO<sub>2</sub>

<sup>12</sup> Die RWGS ist eine endotherme Reaktion mit folgender Reaktionsgleichung: CO<sub>2</sub> + H<sub>2</sub> + Wärme ↔ CO + H<sub>2</sub>O

<sup>13</sup> Gasgemisch, das der ungefähren Zusammensetzung CO + 2H<sub>2</sub> entspricht, also etwa zu einem Drittel aus CO und zu zwei Dritteln aus H<sub>2</sub> besteht.

stoffgemisch (e-crude) umgewandelt wird. Die FT-Synthese ist ein etabliertes Verfahren, das bisher vor allem zur Herstellung von Flüssigkraftstoffen aus Kohle und Erdgas eingesetzt wird.

Wie bei der Methanisierung handelt es sich bei der FT-Synthese um einen exothermen Prozess<sup>14</sup>, so dass nur Synthesegas, aber keine Energie zugeführt werden muss. Es entsteht Abwärme auf einem Temperaturniveau von ca. 220 °C (Fraunhofer IWES 2017). Im Gegensatz dazu benötigt die Erzeugung des Synthesegases eine externe Wärmezufuhr auf dem Temperaturniveau von rund 1.000 °C, die über einen Strominput zur Verfügung gestellt wird (Fraunhofer IWES 2017). Auch ist die Technologiereife der RWGS-Reaktoren auf einem deutlich niedrigeren Niveau als bei den FT-Reaktoren: Timmerberg und Kaltschmitt (2019) sowie LBST; Bauhaus Luftfahrt (2016) sehen die Technologie in der Demonstrationsphase und verweisen auf vereinzelte Demonstrationsanlagen im kleinen Maßstab. Abschließend muss das entstandene Gemisch aus Kohlenwasserstoffen in einem Raffinationsprozess aufbereitet und dabei in die gewünschten Produkte wie beispielsweise Diesel, Kerosin oder auch Industriewachse aufgetrennt werden.

Die RWGS und die FT-Synthese können aufgrund der hohen Betriebstemperaturen bzw. der komplexen Prozessführung nicht flexibel betrieben werden. Da sich beispielsweise die Zusammensetzung des Produktgemisches verändert, wenn Prozessparameter variieren, sind eine stabile Prozessführung und ein kontinuierlicher Betrieb der Anlage wichtig. Der energetische Wirkungsgrad für die Umwandlung von Wasserstoff in Kraftstoff wird in LUT (2017a) mit 65 % für das Jahr 2030 angegeben.<sup>15</sup> Chalmers; IVL (2017) geben für diese Umwandlung für heute einen mittleren Wert von 73 % an. Für die Herstellung von 1 kWh PtL-Kraftstoff werden somit zwischen 1,37 (73 % Wirkungsgrad) und 1,54 (65 % Wirkungsgrad) kWh<sub>H<sub>2</sub></sub> benötigt. Uns erscheint wegen der hohen Technologiereife des FT-Prozesses nur eine Effizienzverbesserung bei der RWGS realistisch, so dass wir im Folgenden eine Effizienzverbesserung auf 67 %<sup>16</sup> als langfristiges Potenzial annehmen. Außerdem sind ca. 0,267 kg CO<sub>2</sub> für die Synthese von 1 kWh Flüssigkraftstoff (synthetischer Diesel) erforderlich (Öko-Institut 2013).

Im Zusammenhang mit der FT-Synthese bestehen für die Nutzung der Abwärme des Prozesses mehrere Möglichkeiten: Die CO<sub>2</sub>-Gewinnung aus der Luft mittels des Temperature Swing Adsorption (TSA-) Verfahrens benötigt Niedertemperaturwärme. Diese könnte zum großen Teil mit Hilfe der Wärmerückgewinnung aus der FT-Synthese zur Verfügung gestellt werden.<sup>17</sup> Beim Einsatz der HT-Elektrolyse könnte man die Abwärme alternativ auch in den Elektrolyse-Prozess einkoppeln und zur Erzeugung des Wasserdampfes nutzen. Für die Überhitzung des Dampfes bis auf die Betriebstemperatur der HT-Elektrolyse wäre das Temperaturniveau in diesem Fall allerdings nicht ausreichend. Die Dampf-Überhitzung erfordert deshalb den Einsatz von Strom.

Anstelle von Kohlenwasserstoffen (per FT-Synthese) kann aus dem erzeugten Synthesegas auch Methanol hergestellt werden (Methanolsynthese). Methanol ist ein vielseitiger Grundstoff in der chemischen Industrie und kann ebenfalls als flüssiger Energieträger verwendet werden. Die klassische Methanol-Synthese weist eine ähnliche Einschätzung im Vergleich zur FT-Synthese auf: es

<sup>14</sup> Die Reaktionsenthalpie des Gesamtprozesses,  $\text{CO}_2 + 3 \text{H}_2 \rightarrow -\text{CH}_2- + 2 \text{H}_2\text{O}$ , beträgt -125 kJ / mol.

<sup>15</sup> Dieser Umwandlungswirkungsgrad beschreibt das Verhältnis der Brennwerte von Flüssigkraftstoff und Wasserstoff. Er umfasst sämtliche Energieverluste, die bei RWGS, FT-Synthese und der anschließenden Kraftstoffraffination auftreten.

<sup>16</sup> Dies entspricht der prozentualen Effizienzverbesserung, die wir auch für den Sabatier-Prozess bei der Methanisierung ansetzen.

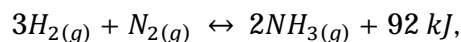
<sup>17</sup> LUT (2017a) geben an, dass etwas 80 % des Wärmebedarfs der CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus der Luft über die FT-Synthese zur Verfügung gestellt werden können. Frontier Economics (2018) gehen davon aus, dass die Abwärme ausreicht, um den Wärmebedarf für die CO<sub>2</sub>-Abscheidung vollständig zu decken.

handelt sich um ein etabliertes Verfahren, das seit vielen Jahren in der chemischen Industrie großtechnisch zum Einsatz kommt. LBST (2016) zufolge besteht in Bezug auf Energieeffizienz und Kosten des Verfahrens kein wesentlicher Unterschied zur FT-Synthese. Die Prozessdynamik ist ebenfalls vergleichbar mit der FT-Synthese. Das erzeugte Roh-Methanol wird anschließend mittels Destillation von Wasser und weiteren Nebenprodukten gereinigt.

Ein relativ neuer Ansatz ist die direkte Methanol-Synthese aus den beiden Ausgangsstoffen H<sub>2</sub> und CO<sub>2</sub> in einem einstufigen Prozess, d.h. ohne die Erzeugung eines Synthesegases. Das Direktverfahren weist gemäß LUT (2017b) und Anicic et al. (2014) eine höhere Energieeffizienz gegenüber dem klassischen zweistufigen Methanol-Verfahren auf. Die direkte Methanol-Synthese ist keine etablierte Technologie und befindet sich noch im Entwicklungsstadium (Chalmers; IVL 2017).

### 2.1.5. Ammoniakproduktion

Ammoniak (NH<sub>3</sub>) ist ein bedeutender chemischer Grundstoff auf Basis von Stickstoff und Wasserstoff. In letzter Zeit wird zunehmend auch die Eignung von Ammoniak als kohlenstofffreier synthetischer Energieträger diskutiert (Transport & Environment 2018). Heute wird NH<sub>3</sub> im industriellen Maßstab nach dem etablierten Haber-Bosch-Verfahren hergestellt, das unter hohem Druck (200 – 400 bar) und bei einer Temperatur von ca. 450 °C durchgeführt wird (Ricardo Energy & Environment 2019). Bei der Ammoniak-Synthese reagieren gemäß der Reaktionsgleichung



jeweils drei Wasserstoff-Moleküle mit einem Stickstoff-Molekül in einer exothermen Reaktion zu zwei Ammoniak-Molekülen. Der energetische Wirkungsgrad dieser Reaktion beträgt theoretisch 87,3 %.<sup>18</sup> Gemäß Ricardo Energy & Environment (2019) entfallen beim heutigen Stand der Technik, bezogen auf den Gesamt-Strombedarf des Power-to-Ammonia-Verfahrens, nur etwa 6 % auf das Haber-Bosch-Verfahren (d. h. die Ammoniaksynthese aus H<sub>2</sub> und N<sub>2</sub>), während etwa 92 % des Strominputs für die Elektrolyse (d.h. die H<sub>2</sub>-Erzeugung) aufgewendet werden müssen. Bei einem angenommenen Stromverbrauch von 1,54 kWh<sub>el</sub> / kWh<sub>H<sub>2</sub></sub> für heutige Elektrolyseure (siehe Abschnitt 2.1.1) ergibt sich daraus ein Energiebedarf von 0,10 kWh<sub>el</sub> / kWh<sub>H<sub>2</sub></sub> für den Haber-Bosch-Prozess. University of Oxford (2015) geben einen sehr ähnlichen Strombedarf von 0,12 kWh<sub>el</sub> / kWh<sub>NH<sub>3</sub></sub> (hier bezogen auf das Endprodukt) an. Die übrigen 2 % des Gesamt-Strominputs entfallen auf die Stickstoffgewinnung aus der Luft sowie auf die (Zwischen-) Speicherung von N<sub>2</sub>, H<sub>2</sub> und NH<sub>3</sub>. Da Stickstoff mit 78 % einen Großteil der Erdatmosphäre ausmacht, kann das Gas relativ einfach und effizient aus der Luft gewonnen werden. Heutiger Stand der Technik sind kryogene Luftzerlegungsanlagen, eine industriell ausgereifte Technologie, die hochreinen Stickstoff in großen Mengen bereitstellen kann (Ricardo Energy & Environment 2019).

Ammoniak kann man mit wenig Energieeinsatz verflüssigen, da die Verflüssigung bereits bei einer Temperatur von -33 °C oder einem Druck von 10 bar eintritt. Auch für die sichere Handhabung, Lagerung und den Transport von verflüssigtem Ammoniak (LNH<sub>3</sub>) per Schiff gibt es heute bereits etablierte Standards (Ricardo Energy & Environment 2019). Die Verdampfung während der Speicherung (Boil-Off) spielt keine nennenswerte Rolle.

<sup>18</sup> Dieser Wert setzt den Energiegehalt (Heizwert) von 2 Mol NH<sub>3</sub> (633,6 kJ) ins Verhältnis zum Heizwert von 3 Mol H<sub>2</sub> (725,6 kJ) und ist als theoretisch maximal erreichbarer Wirkungsgrad für die Umwandlung von H<sub>2</sub> in NH<sub>3</sub> anzusehen. In der Praxis liegt die Umwandlungseffizienz niedriger.

Neben dem bisher betrachteten zweistufigen Produktionsverfahren (Wasserelektrolyse und Haber-Bosch-Prozess) besteht grundsätzlich auch die Möglichkeit, Ammoniak in einem Direktverfahren aus den Ausgangsstoffen Wasser und  $N_2$  herzustellen. Dieses einstufige, elektrochemische Verfahren wird als Festkörper-Ammoniaksynthese bzw. Solid State Ammonia Synthesis (SSAS) bezeichnet. Da das Direktverfahren eine Senkung des Energieverbrauchs (und gegebenenfalls auch der Kosten) bei der Ammoniaksynthese verspricht, werden SSAS-Systeme derzeit intensiv erforscht. Dennoch ist ungewiss, ob und wann die Technologie kommerziell und im industriellen Maßstab eingesetzt werden kann (Fraunhofer ISI; KIT 2019).

## 2.2. Prozessketten der Herstellung strombasierter synthetischer Stoffe

### 2.2.1. Energiebedarfe und Umwandlungsverluste

Um die betrachteten strombasierten Stoffe energieeffizient und kostengünstig großtechnisch herstellen zu können, ist die bestmögliche Ausnutzung und Integration der vorhandenen Energie- und Stoffströme erforderlich. Hierzu müssen verschiedene Speicher<sup>19</sup>, Energiewandler (z.B. Wärmepumpen und Wärmetauscher) und Reinigungs-/Aufbereitungsverfahren zu einem Gesamtprozess integriert werden. Diese Optimierung führt zu komplexen Gesamtprozessen, deren Gesamtwirkungsgrad nicht direkt aus den Wirkungsgraden der Teilprozesse ermittelt werden kann. Es ist deshalb – wenn möglich – eine Betrachtung des Gesamtprozesses erforderlich, zu dem auch die Komprimierung bzw. Verflüssigung der Stoffe sowie deren Transport gehören können. Auch verringert sich der Wirkungsgrad der gesamten Prozesskette normalerweise, wenn eine flexible Betriebsweise (z.B. für die Nutzung volatiler erneuerbarer Energiequellen) höhere Ansprüche an die Betriebsweise stellt und die optimale Integration der Energie- und Stoffströme dadurch komplexer wird. Die im Folgenden angegebenen Energiebedarfe der Prozessketten dienen daher dem Vergleich und der Einordnung. Einzelne Anlagen können je nach ihren Spezifika auch andere Kennzahlen aufweisen.

Solange keine Transportinfrastruktur für gasförmigen Wasserstoff existiert, ist die Verflüssigung die einzige praktikable Möglichkeit für den Langstreckentransport. Auch kann die Verflüssigung für einige Anwendungen vorteilhaft sein, um die Vorteile der höheren Energiedichte im flüssigen Zustand auszunutzen. Fraunhofer IWES (2017) geben für die Herstellung von Flüssigwasserstoff mittels PEM-Elektrolyse einen Gesamtwirkungsgrad von 46,2 % (mittelfristig) und 51,0 % (langfristig) an. Durch das Verdampfen des Flüssigwasserstoffs während des Transports reduziert sich der Wirkungsgrad in Abhängigkeit der Transportlänge weiter: In Fraunhofer IWES (2017) sinkt der Gesamtwirkungsgrad von 51,0 % beispielsweise auf 50,8 % (Produktionsstandort: Nordsee) bzw. 46,4 % (Produktionsstandort: Brasilien). Höhere Wirkungsgrade ergeben sich, wenn man Umwandlungswirkungsgrade der NT-Elektrolyse von 65 % für heute und von 75 % als langfristiges Potenzial zugrunde legt und auch erhebliche Effizienzsteigerungen in der Wasserstoffverflüssigung erzielt (siehe Abschnitt 2.1.1): Als Gesamtwirkungsgrad ohne Transportverluste ergibt sich 53 % (heute), langfristig besteht das Potenzial eines Anstiegs bis auf etwa 64 %. Durch den Boil-Off während des Transports würde sich der Wirkungsgrad jeweils verringern.

Der Energieaufwand fällt geringer aus, wenn der Wasserstoff für den Transport und die Speicherung „nur“ komprimiert werden muss. Mit dem in Abschnitt 2.1.1 beschriebenen Strombedarf für die Komprimierung auf 250 bar ergibt sich für den heutigen Stand der Technik ein Gesamtwirkungsgrad (für Elektrolyse und Komprimierung) von 61 %. Der Gesamtwirkungsgrad für kompri-

<sup>19</sup> z.B. Batteriespeicher, Wärmespeicher,  $H_2$ - und  $CO_2$ -Speicher



mierten Wasserstoff kann sich mit steigender Effizienz der NT-Elektrolyse langfristig auf bis zu rund 70 % erhöhen.

Ähnlich wie bei Wasserstoff kann eine Verflüssigung auch von Methan für den Transport und für einige Anwendungen notwendig sein. Zusätzlichen Verlusten durch den Syntheseprozess und die CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus der Luft steht der geringere Energiebedarf für die Verflüssigung gegenüber. LUT (2017a) geben für das Jahr 2030 einen Wirkungsgrad von 53 % für den Gesamtprozess der Herstellung an. Legen wir wie zuvor einen niedrigeren Wirkungsgrad der NT-Elektrolyse für den heutigen Entwicklungsstand zugrunde (65 % aus Chalmers; IVL (2017) und Frontier Economics (2018) anstatt 71 %), wird für heute mit rund 48 % ein Wirkungsgrad unter 50 % abgeschätzt. Bei steigender Effizienz der Elektrolyse auf 75 % und des Syntheseprozesses auf 80 % (siehe Abschnitte 2.1.1 und 2.1.3 für die Potenziale der Technologie und Annahmen) ist eine Wirkungsgradverbesserung auf bis zu 57 % langfristig für die gesamte Prozesskette möglich. Wegen der geringeren Verdampfungsverluste bei der Speicherung flüssigen Methans ist auch die Entfernung des Produktionsstandorts weniger entscheidend als bei Wasserstoff, wenn das verdampfte Methan nicht sinnvoll eingesetzt werden kann. Geringfügige Verluste fallen jedoch auch beim Transport des flüssigen Methans an (0,1 % pro Tag; siehe Abschnitt 2.1.3).

Bei der Produktion nahe des Einsatzortes entfällt die Verflüssigung und das Methan kann komprimiert gespeichert werden. Für die Vergleichbarkeit setzen wir wie beim Wasserstoff eine Komprimierung auf 250 bar an, für die rund 0,02 kW<sub>el</sub>/kWh<sub>CH<sub>4</sub></sub> an Energie benötigt werden. Für heute ergibt sich so ein Gesamtwirkungsgrad für das strombasierte Methan von 52 %; als langfristiges Potenzial ergibt sich eine Effizienzverbesserung auf Wirkungsgrade von rund 61 % über die gesamte Prozesskette. Des Weiteren kann, je nach Produktionsstandort, ein Transport im gasförmigen Zustand über die bestehende Erdgasinfrastruktur möglich sein. Auf eine Angabe der Wirkungsgrade wird in diesem Fall aus Gründen der Übersichtlichkeit jedoch verzichtet.

Fraunhofer IWES (2017) geben den Gesamtwirkungsgrad der Liquids-Herstellung – ermittelt auf Basis der Nutzung volatiler erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen, der CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus der Luft und einer standortbezogenen Verfahrensoptimierung<sup>20</sup> – mit 40,9 % bis 42,7 % (mittelfristig) bzw. 47,5 % bis 50,1 % (langfristig) an. Höhere Werte sind in LUT (2017a) zu finden. Für das Jahr 2030 sehen die Autoren das Potenzial, Wirkungsgrade knapp unter 50 % für die PtL-Produktion zu erreichen. Für heute kann auf dieser Basis aufgrund der geringeren Effizienz der Elektrolyse (Wirkungsgrad von 65 %) ein Wirkungsgrad von etwa 45 % abgeschätzt werden; mit steigendem Wirkungsgrad der Elektrolyse und Effizienzverbesserungen in der Synthese erscheint langfristig ein Wirkungsgrad von 53 % möglich. Derselbe Wert ist in MWV; IWO; MEW; UNITI (2018) für die PtL-Produktion angegeben.

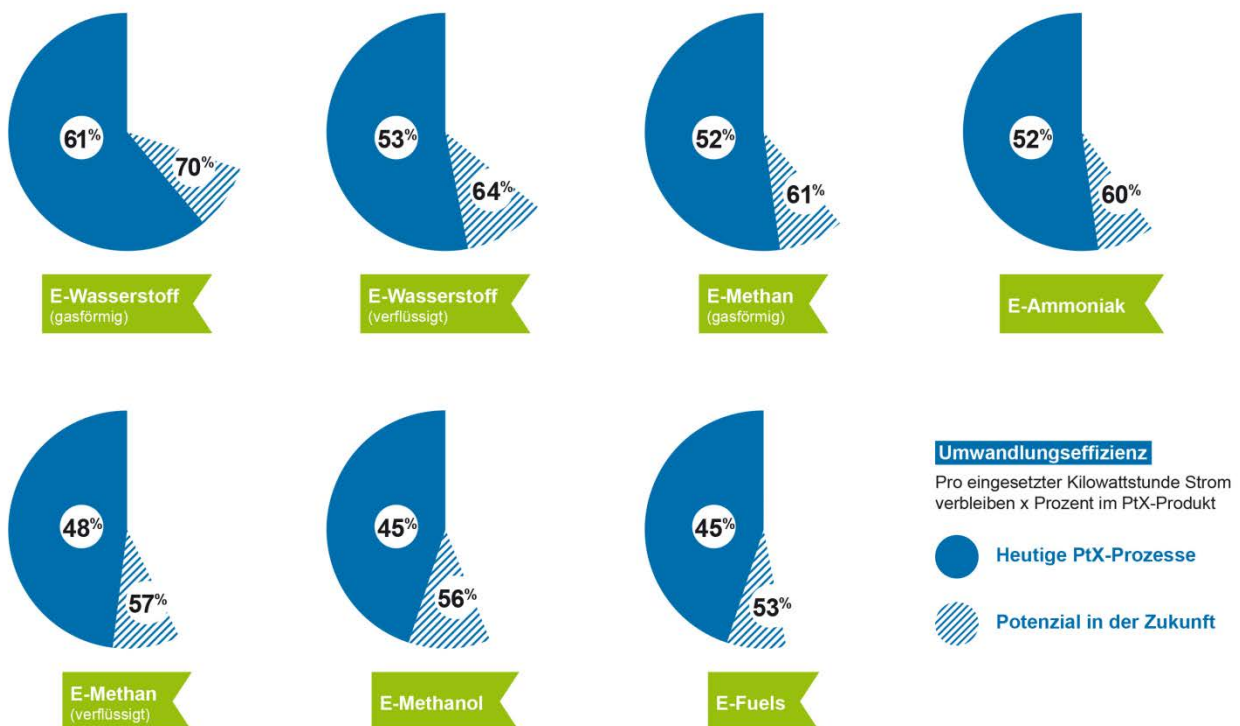
Methanol wird heute im industriellen Maßstab über die konventionelle Methanolsynthese hergestellt. Dieses Produktionsverfahren weist große Ähnlichkeiten (Elektrolyse, CO<sub>2</sub>-Bereitstellung und Synthesegaserzeugung) zum PtL-Verfahren auf und hat einen sehr ähnlichen Gesamtwirkungsgrad wie dieses (LBST; Bauhaus Luftfahrt 2016). Für heute kann demnach der Wirkungsgrad von rund 45 % angenommen werden. Im Jahr 2030 könnte Methanol durch die effizientere Direkt-Methanolsynthese hergestellt werden, für die in LUT (2017b) ein Gesamtwirkungsgrad von 53 % angegeben wird. Diese Gesamteffizienz basiert auf einem Elektrolyse-Wirkungsgrad von 71 % und einem Wasserstoff-zu-Methanol-Umwandlungswirkungsgrad von etwa 80 % und berücksichtigt

---

<sup>20</sup> Dabei werden u.a. die Leistung der EE-Erzeugungsanlagen und der PtL-Anlage sowie die Größe der eingesetzten Großwärmepumpe (zur effizienten Bereitstellung von Prozesswärme) und ggf. eines Batteriespeichers optimal an die Charakteristika des jeweils vor Ort gegebenen EE-Angebots angepasst.

die Stromverbräuche für die Methanolsyntheseanlage sowie die CO<sub>2</sub>-Gewinnung aus der Luft. Langfristig würde der Gesamtwirkungsgrad für die Methanolproduktion auf knapp 56 % steigen, wenn sich der Elektrolysewirkungsgrad – wie zuvor angenommen – auf 75 % erhöht. Fraunhofer ISI; KIT (2019) gehen davon aus, dass im Jahr 2050 aus 17,9 TWh Strom der gesamte angenommene Methanolbedarf Deutschlands (1.708 kt) hergestellt werden könnte. Dies entspricht einem durchschnittlichen Wirkungsgrad von 52,7 %.

**Abbildung 2-2: Heutige Umwandlungseffizienz der Herstellung verschiedener strombasierter Stoffe und deren langfristiges Entwicklungspotenzial; CO<sub>2</sub>-Quelle: Luft; Berechnungsbasis ist der untere Brennwert**



Quelle: Eigene Rechnungen auf Basis verschiedener Literatur (siehe Text in Abschnitt 2.1 und 2.2.1)

Ammoniak könnte mit bereits heute technisch verfügbaren Technologien – Elektrolyse, Luftzerlegung und Haber-Bosch-Verfahren – aus Wasser, Luft und Strom hergestellt werden. Auf Basis der in Abschnitt 2.1.5 beschriebenen Annahmen ergibt sich für den aktuellen Stand der Technik ein Gesamtwirkungsgrad von etwa 52 % für die Ammoniak-Herstellung. Im Syntheseprozess und bei der Luftzerlegung sind langfristig keine Effizienzsteigerungen zu erwarten. Durch die hinterlegte Effizienzsteigerung der Elektrolyse auf einen Wirkungsgrad von 75 % stellt sich als Langfristpotenzial ein Gesamtwirkungsgrad von knapp 60 % ein. Die Verflüssigung oder Komprimierung des Ammoniaks für die Speicherung und den Transport werden wegen des geringen benötigten Energieaufwands vernachlässigt.

Vergleicht man die zuvor hergeleiteten und in Abbildung 2-2 dargestellten Umwandlungseffizienzen von Strom in verschiedene strombasierte Stoffe, lassen sich folgende grundsätzliche Eigenschaften feststellen:

- Die Herstellung von Wasserstoff aus Strom weist im Vergleich zu den übrigen strombasierten Stoffen die geringsten Umwandlungsverluste auf. Dies lässt sich dadurch erklären, dass nur ein „Wandlungsprozess“ in der Prozesskette existiert. Der Vorteil ist heute und langfristig am größten, wenn der Wasserstoff für die Speicherung und den Transport „nur“ komprimiert werden muss. Kommt der energieintensive Schritt der Verflüssigung hinzu, kann der Wasserstoff je nach Dauer der Speicherung im flüssigen Zustand geringere Umwandlungseffizienzen aufweisen als beispielsweise Methan, welches ebenfalls verflüssigt wird. Für die Potenzialausschöpfung ist die Effizienzsteigerung sowohl in der Elektrolyse als auch bei der Verflüssigung entscheidend.
- Die Herstellung von strombasiertem Methan findet in zwei Prozessschritten statt und weist daher höhere Umwandlungsverluste auf als Wasserstoff. Zudem muss das CO<sub>2</sub> aus nachhaltigen Quellen zur Verfügung gestellt werden. Der Energieaufwand für die Speicherung und den Transport ist klein im Vergleich zur Wasserstoffnutzung; andere strombasierte Stoffe wie Methanol, Diesel und auch Ammoniak weisen dagegen vernachlässigbare Energieaufwände für den Transport und die Speicherung auf. Je nach Dauer der Verflüssigung kann Methan geringere Umwandlungsverluste aufweisen als Wasserstoff. Das mögliche Potenzial zur Effizienzverbesserung ergibt sich vor allem aus der höheren Effizienz der Elektrolyse und in kleinerem Maßstab durch die Verbesserung im Syntheseprozess<sup>21</sup>.
- Die Herstellung von Ammoniak aus Strom ist ebenfalls in zwei Prozessschritte aufgeteilt. Die Luftzerlegung zur Stickstoffbereitstellung und das Haber-Bosch-Verfahren zur Ammoniaksynthese sind etablierte verfahrenstechnische Prozesse, für die kein wesentliches Verbesserungspotenzial mehr angenommen wird. Energieaufwendungen für die Speicherung und den Transport des Ammoniaks sind im Gegensatz zum Wasserstoff und zum Methan vernachlässigbar gering. Heute ist die Umwandlungseffizienz des Ammoniaks mit der des gasförmig gespeicherten Methans vergleichbar und höher als bei flüssigem Methan. Das Entwicklungspotenzial ist allerdings leicht geringer als bei den zuvor genannten strombasierten Stoffen, da sich eine mögliche Effizienzverbesserung alleine durch eine verbesserte Elektrolyse ergibt. Die sich in der Erforschung befindliche Festkörper-Ammoniaksynthese würde einen einzigen Prozessschritt ohne die Elektrolyse und damit eine höhere Effizienz als hier abgeleitet ermöglichen.
- Die Herstellung von strombasierten Liquids ist heute und langfristig mit den höchsten Energieverlusten verbunden. Dies ergibt sich aus dem energieintensiven Syntheseprozess, in dem zunächst bei hoher Temperatur ein Synthesegas erzeugt werden muss (RWGS). Trotz möglicher Verbesserungen sowohl bei der Elektrolyse als auch bei der RWGS ist das Potenzial der Effizienzsteigerung eher gering. Für die Methanolherstellung befindet sich ein einstufiger Syntheseprozess in Entwicklung, der den Prozessschritt der Synthesegaserzeugung nicht benötigt. Das Potenzial zur Effizienzverbesserung ist bei der Methanolherstellung daher höher als für die FT-Synthese.

### 2.2.2. Technische Reife und Verfügbarkeit der Technologien

Während die Energiebedarfe und Umwandlungsverluste der Herstellungsketten eine Bedeutung für die einzusetzende Strommenge in der PtX-Produktion besitzen, ist die technische Reife und die Verfügbarkeit der Technologie relevant für die Ableitung möglicher Mengenpotenziale von PtX-Stoffen. Die Skalierung der Technologie ist gerade für die ersten Anlagen mit hohen technischen

---

<sup>21</sup> Das abgeleitete Potenzial für die Verbesserungen des Syntheseprozesses der Methanisierung ist geringer als das Potenzial für eine verbesserte Verflüssigung von Wasserstoff. Daher weist die Prozesskette des Wasserstoffs ein höheres Verbesserungspotenzial auf.

und wirtschaftlichen Risiken verbunden. DECHEMA (2019) sowie Timmerberg und Kaltschmitt (2019) gehen davon aus, dass erste verfahrenstechnisch großskalige PtX-Produktionsanlagen im Idealfall mindestens eine Planungs- und Aufbauphase von annähernd 10 Jahren benötigen. Als erster Schritt hin zu relevanten Produktionsmengen nehmen beide Arbeiten eine Demonstrationsphase mit mittelgroßen PtX-Anlagen an, wie sie derzeit im Rahmen der „Reallabore der Energiewende“ gefördert und aufgebaut werden sollen.

Hinzu kommt die Herausforderung, die für die Elektrolyse benötigten zusätzlichen erneuerbaren Strommengen und bei Bedarf auch noch die notwendige Menge an nachhaltigem CO<sub>2</sub> für die PtX-Produktion zur Verfügung zu stellen. Für 1 % der heutigen Endenergienachfrage des Verkehrssektors müssten bei einer Produktion an strombasierten Liquids in Deutschland beispielsweise rund 500 Offshore-Windkraftanlagen bzw. rund 2.275 Onshore-Windkraftanlagen zusätzlich zu dem ohnehin geplanten Ausbau aufgebaut werden, um eine vollständig erneuerbare Stromversorgung der Produktionsschritte zu gewährleisten<sup>22</sup>. Auch wenn sich bei der Produktion an globalen EE-Vorzugsstandorten die Zahl der notwendigen erneuerbaren Kapazitäten an Wind- und Solaranlagen gegebenenfalls gegenüber dem zuvor genannten Beispiel reduziert, weist die Beispielrechnung auf die Herausforderung der erneuerbaren Stromverfügbarkeit hin. Auch hierfür müssen die Anlagen geplant, genehmigt und aufgebaut werden, so dass die als Mindestdauer für die Skalierung erster PtX-Anlagen angegebenen 10 Jahre auch für den Aufbau der benötigten Stromversorgungskapazitäten der PtX-Produktion als Untergrenze anzusetzen ist.

Eine mögliche Option, den PtX-Kapazitätsaufbau zumindest bei den verfahrenstechnischen Anlagen zu beschleunigen, sind dezentrale, modulare Systeme. Der Bedarf an zusätzlichen EE-Stromkapazitäten bleibt bei diesem Konzept jedoch bestehen und limitiert die Geschwindigkeit des Aufbaus möglicher Produktionsanlagen. Zusätzlich sind ähnliche Kostenentwicklungen, wie sie in üblichen Kostenabschätzungen (siehe Abschnitt 4.3) als mögliche zukünftige Kosten dargestellt sind, in diesem Fall nicht zu erreichen (DECHEMA 2019).

Auf Basis der zuvor genannten Zeitkonstanten (10 Jahre und mehr für die Skalierung der Technologie), die sich alleine durch die technischen Entwicklungsschritte der Technologie ergeben, ist schließlich davon auszugehen, dass selbst bei idealen Rahmen- und Förderbedingungen bis zum Jahr 2030 keine relevanten Mengen klimafreundlicher, strombasierter Stoffe produziert werden können. Eine Ausnahme dazu kann die Wasserstoffnutzung in solchen Anwendungen darstellen, die räumlich nahe an möglichen Produktionsstandorten liegen. Das Mengenpotenzial ist dabei allerdings auch durch die fehlende Transportinfrastruktur und die Notwendigkeit des Aufbaus erneuerbarer Stromkapazitäten gegeben. Tabelle 2-1 gibt eine Übersicht darüber, welche technischen Herausforderungen sich für die in Abschnitt 2.2.1 aufgeführten Prozessketten ergeben.

<sup>22</sup> Im Jahr 2016 betrug die Endenergiemachfrage des Verkehrssektors (nationale und internationale Verkehre) in Deutschland nach Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland (2019) 2822 PJ. 28 PJ an PtX-Kraftstoff benötigen rund 56 PJ (16 TWh) an Strom. Nimmt man als durchschnittliche Nennleistung neuer Offshore-Anlagen 7 MW bei 4.300 Volllaststunden (50 Hertz et al. (2019)) an, ergibt sich die Notwendigkeit der Stromversorgung über 518 Offshore-Windkraftanlagen. Für die Berechnung der Onshore-Windkraftanlagen wurde eine Leistung von 3,2 MW bei 2.100 Volllaststunden (50 Hertz et al. (2019)) zugrunde gelegt (2.275 Onshore-Windkraftanlagen).

**Tabelle 2-1: Technische und produktionsseitige Herausforderungen für den Aufbau von Produktionskapazitäten und Effizienzverbesserungen strombasierter Stoffe**

PtX-Produkt	Technische Herausforderung
Wasserstoff	<ul style="list-style-type: none"> <li>· Kapazitätsaufbau für Elektrolyseurproduktion für NT-Elektrolyse: derzeit weltweiter jährlicher Zubau von 100 MW (2017)<sup>1;2</sup> und Produktion im Manufakturbetrieb<sup>2</sup> mit langen Fabrikationszeiträumen;</li> <li>· Skalierung der NT-Elektrolyse: Folgender Entwicklungsstand wird von Anlagenherstellern bei entsprechender Nachfrage für das Jahr 2020 als möglich angegeben<sup>2</sup>: <ul style="list-style-type: none"> <li>- 50 MW für AEL als verfügbares Produkt</li> <li>- 500 MW für AEL am Übergang von Demonstration zu Markteinführung</li> <li>- 50 MW für PEMEL in der Markteinführung</li> </ul> </li> <li>· Weiterentwicklung neuer Technologien: <ul style="list-style-type: none"> <li>– HT-Elektrolyse befindet sich im Übergang von Demonstrationsanlage zur Markteinführung</li> <li>– Co-Elektrolyse als mögliche Zukunftstechnologie: heute geringer Entwicklungsstand</li> </ul> </li> <li>· Je nach Produktionsstandort und H<sub>2</sub>-Anwendung wird der Aufbau einer Transport- und Verteilinfrastruktur sowie die Entwicklung / Markteinführung der Anwendungstechnologie notwendig.</li> </ul>
Methan	<ul style="list-style-type: none"> <li>· Verfügbarkeit der Elektrolysetechnologie (siehe Wasserstoff)</li> <li>· Skalierung der Methanisierung: heute in Demonstrationsphase</li> <li>· Weiterentwicklung / Skalierung der DAC-Technologie: heute in Pilot-/ Demonstrationsphase</li> </ul>
Liquids	<ul style="list-style-type: none"> <li>· Verfügbarkeit der Elektrolysetechnologie (siehe Wasserstoff)</li> <li>· Skalierung der reversen Wassergas-Shift-Reaktion: heute in vereinzelt Pilotanlagen</li> <li>· Co-Elektrolyse als mögliche Zukunftstechnologie: heute geringer Entwicklungsstand</li> <li>· Weiterentwicklung / Skalierung der DAC-Technologie: heute in Pilot-/ Demonstrationsphase</li> <li>· Weiterentwicklung der direkten Methanolsynthese: in Entwicklung</li> </ul>
Ammoniak	<ul style="list-style-type: none"> <li>· Verfügbarkeit der Elektrolysetechnologie (siehe Wasserstoff)</li> <li>· Weiterentwicklung des Solid State-Verfahrens: heute geringer Entwicklungsstand</li> </ul>
übergreifend	<ul style="list-style-type: none"> <li>· Aufbau zusätzlicher erneuerbarer Stromerzeugungskapazitäten in ausreichender Größenordnung</li> </ul>

Aufbau zusätzlicher erneuerbarer Stromerzeugungskapazitäten

Quellen: siehe Abschnitt 2.1; <sup>1</sup> U.S. Department of Energy (2018); <sup>2</sup> Fraunhofer ISE; E4Tech; Fraunhofer IPA (2018)

### 3. Die Rolle von strombasierten Stoffen in den unterschiedlichen Sektoren

In vielen Anwendungsfeldern konkurriert der Einsatz strombasierter Energieträger mit anderen Klimaschutzmaßnahmen, wie der direkten erneuerbaren Stromnutzung, Effizienzmaßnahmen und der thermischen Nutzung erneuerbarer Energien. In anderen Anwendungsgebieten sind strombasierte Stoffe zusammen mit biogenen Optionen die einzige absehbare Technologieoption für eine

vollständige Treibhausgasneutralität. In den folgenden sektorspezifischen Kapiteln wird die unterschiedliche Rolle von strombasierten Stoffen als Klimaschutztechnologie in den Sektoren Stromerzeugung, Verkehr, Wärme und Industrie herausgearbeitet. Anschließend wird der langfristige sektorübergreifende Gesamtbedarf auf Basis aktueller Klimaschutzenszenarien und Studien zu strombasierten Stoffen abgeleitet und die Bandbreite der benötigten Strom- und Kohlenstoffmengen betrachtet.

### 3.1. Verkehrssektor

- Strombasierte Energieträger werden im Verkehrssektor für den Klimaschutz langfristig benötigt. Dies trifft vor allem auf die Luft- und Schifffahrt zu.
- Verkehrsvermeidung, Verlagerung auf den Umweltverbund sowie die Effizienzsteigerung und Elektrifizierung der Fahrzeuge sind aufgrund der besseren Kosten- und Energieeffizienz – soweit möglich – der Nutzung von strombasierten Energieträgern vorzuziehen. Die Nutzung von strombasierten Energieträgern ist die teuerste Form der THG-Vermeidung im Verkehrssektor.
- Im Verkehrssektor werden unter den Rahmenbedingungen des Pariser Abkommens im Jahr 2050 je nach Entwicklung zwischen rund 100 TWh und rund 400 TWh an strombasierten Energieträgern in Deutschland nachgefragt. Der niedrige Wert wird nur erreicht, wenn sich die Verkehrsnachfrage stark verringert und sich eine starke Elektrifizierung im Verkehrssystem durchsetzt.

Für den Verkehrssektor ergibt sich aus den Anforderungen des Pariser Abkommens die Notwendigkeit, seine energiebedingten THG-Emissionen bis zum Jahr 2050 auf null zu senken. Nach heutigem Kenntnisstand werden CO<sub>2</sub>-freie Kraftstoffe für eine vollständige Dekarbonisierung des Verkehrssektors zumindest in einigen Anwendungen benötigt. Für die „Dekarbonisierung“ der Kraftstoffe werden in einer Vielzahl an Klimaschutzenszenarien zwei mögliche Technologieoptionen verfolgt: die Nutzung von biogenen und von strombasierten Kraftstoffen.

Der derzeit überwiegende Anteil an THG-armen Kraftstoffen sind Biokraftstoffe aus Anbaubiomasse, welche wegen ihrer Konkurrenz zum Anbau von Nahrungs- und Futtermitteln und der dafür begrenzten, verfügbaren Anbaufläche stark in der Kritik stehen. Berücksichtigt man die dadurch entstehenden indirekten Landnutzungsänderungen (iLUC), so zeigen einige Studien für einzelne Kraftstoffe sogar eine schlechtere Treibhausgasbilanz als die der im Verkehrssektor genutzten fossilen Kraftstoffe (Wageningen Economic Research; PBL; Wageningen Environmental Research; CENER 2017). Weitere Bedenken gegenüber diesen Biokraftstoffen sind allgemein ungünstige Ökobilanzen sowie die Verletzung sozialer Nachhaltigkeitskriterien (UBA 2013; Oxfam International 2012). Eine Alternative sind Biokraftstoffe aus Abfall- und Reststoffen, welche derzeit bereits in begrenztem Maße genutzt werden (vor allem Diesel aus Altspeiseöl). Ihr Potenzial ist jedoch begrenzt bzw. ihre Ausgangsmaterialien werden bereits zum großen Teil auf etablierten Verwertungswegen genutzt, so dass sich auch für diese Kraftstoffe Nutzungskonkurrenzen und indirekte Effekte einstellen können (ifeu 2019). Die Annahmen zur Verfügbarkeit nachhaltiger biogener Kraftstoffe in den Szenarien haben sich dementsprechend in den letzten Jahren deutlich reduziert. Als alternative CO<sub>2</sub>-freie Kraftstoffe sind daher die strombasierten Kraftstoffe in den Fokus der Klimaschutzdiskussion im Verkehrssektor geraten.

Verschiedene Klimaschutzenszenarien weisen unterschiedliche Angaben zu den benötigten Mengen strombasierter Kraftstoffe auf. Tabelle 3-1 zeigt für verschiedene Studien exemplarisch auf, wie sich unter Einhaltung verschiedener Klimaschutzziele die Nachfrage nach Strom und strombasierten Kraftstoffen der nationalen Verkehre bis zum Jahr 2050 entwickeln könnte (siehe auch Tabelle 3-1):

- Das Effizienz-Szenario aus Renewability III (Öko-Institut; DLR; ifeu; INFRAS 2016) im Auftrag des BMU mit dem Ziel einer vollständigen Dekarbonisierung des Verkehrssektors (RNB III Effizienz).
- Die Klimaschutzszenarien 2050 (Öko-Institut; Fraunhofer ISI 2015) im Auftrag des BMU mit einem 80%- und einem 95%-Pfad über alle Sektoren (KS 80, KS 95).
- Der Klimaschutzbeitrag des Verkehrs 2050 (ifeu; INFRAS; LBST 2017), Klimaschutzszenario E+ mit dem Ziel einer vollständigen Dekarbonisierung des Verkehrssektors (KSBV 2050 E+).
- Die Klimaschutzszenarien „Klimapfade für Deutschland“ (BCG; Prognos 2018) im Auftrag des BDI mit einem 80%- und einem 95%-Pfad über alle Sektoren (BDI 80, BDI 95).
- Die Klimaschutzszenarien EL95 und TM95 im Rahmen der DENA-Leitstudie (dena 2018) mit zwei unterschiedlichen 95%-Technologiepfaden über alle Sektoren (Dena EL95, Dena TM95).

**Tabelle 3-1: Strom- und PtX-Endenergienachfrage der nationalen Verkehre in verschiedenen Klimaschutzszenarien in den Jahren 2030 und 2050 in TWh**

	2030		2050	
	Strom	PtX	Strom	PtX
RNB III Effizienz	29	25	147	153
KS 80	35	0	91	0
KS 95	37	0	116	39
KSBV 2050 E+	29	39	70	214
BDI 80	30	1	79	10
BDI 95	30	12	94	102
DENA EL95	k.A.	k.A.	110	max. 159*
DENA TM95	k.A.	k.A.	86	max. 223*

\* ohne den nationalen Luftverkehr; Angabe der Nutzung von Methan, Wasserstoff und Flüssigkraftstoffen aggregiert für konventionell, biogen, synthetisch

Quellen: Öko-Institut et al (2016); Öko-Institut; Fraunhofer ISI (2015b); UBA (2017); BDI (2018); dena (2018)

Im Jahr 2030 liegt der Bedarf an strombasierten Kraftstoffen in den nationalen Verkehren<sup>23</sup> je nach Szenario bei 0 bis 40 TWh. Die deutlich unterschiedlichen Angaben resultieren vor allem daraus, welche CO<sub>2</sub>-Minderung im Jahr 2030 im Szenario verfolgt wird, wie hoch der Anteil der Elektromobilität ist und vor allem auch welche Annahme für die Potenziale nachhaltig bereitstellbarer alternativer Kraftstoffe im Jahr 2030 getroffen wird. Einige Studien berufen sich darauf, dass der breite Einsatz stromgenerierter Kraftstoffe wegen der sehr hohen Kosten und der geringen technischen Verfügbarkeit bzw. effizienten Allokation von EE-Strom erst nach 2030 sinnvoll und möglich ist und - gerade auch mit der Perspektive des Imports entsprechender Kraftstoffe – zunächst valide Nachhaltigkeitskriterien für strombasierte Kraftstoffe entwickelt werden müssen.

Im Jahr 2050 wird deutlich, dass die benötigten Mengen neben der Szenarioausgestaltung hinsichtlich des Anteils an Elektromobilität und der Entwicklung der Verkehrsnachfrage vor allem stark

<sup>23</sup> Unter den nationalen Verkehren sind der Straßenverkehr, der Schienenverkehr, die Binnenschifffahrt sowie der innerdeutsche Anteil des Luftverkehrs zusammengefasst.

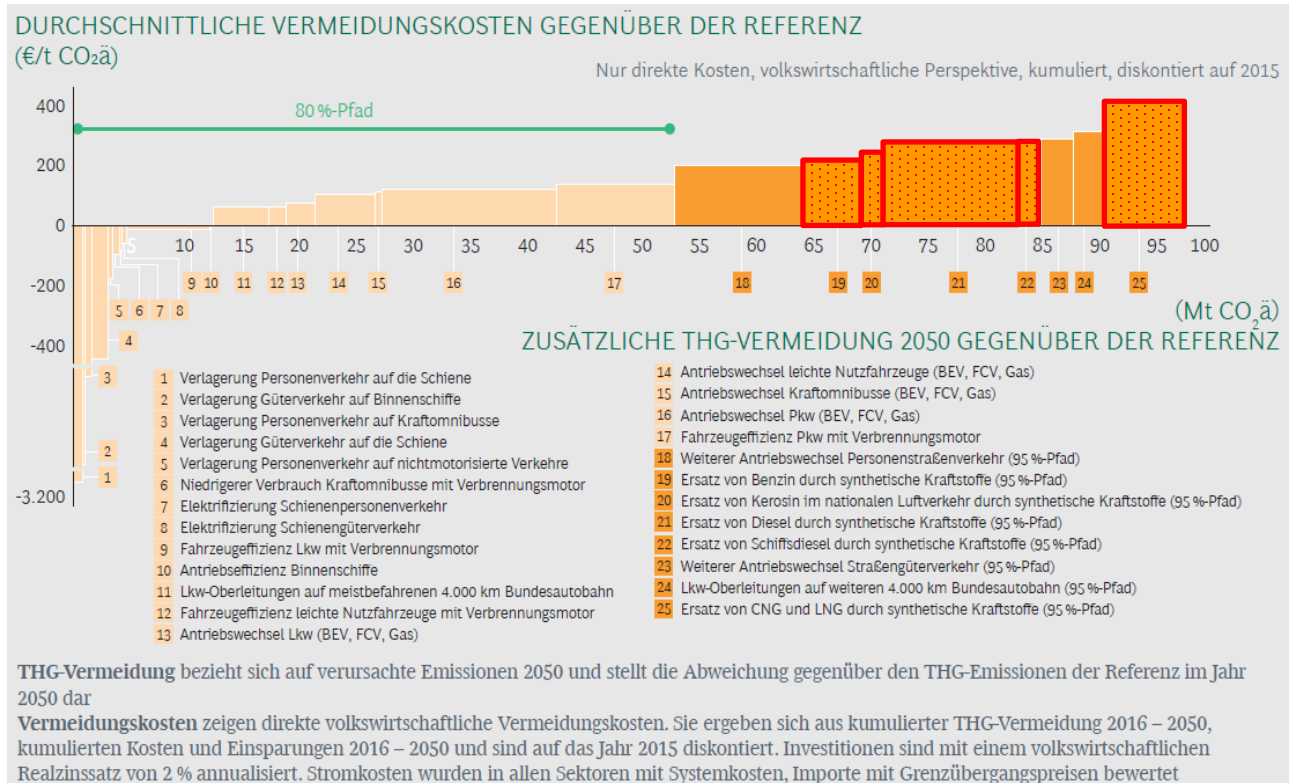
vom anvisierten CO<sub>2</sub>-Minderungsziel abhängen. So kommen die Szenarien mit einem 80 % Minderungsziel nahezu ohne den Einsatz strombasierter Kraftstoffe für den nationalen Verkehr aus. Bei einem Minderungsziel von 95 % werden Mengen in Höhe von rund 100 bis zu rund 220 TWh benötigt – abhängig vom Grad der direkten Elektrifizierung des Straßenverkehrs und der Entwicklung der Verkehrsnachfrage. So ist der Anteil an batterieelektrischen Fahrzeugen in den Szenarien KSBV 2050 E+ und DENA TM95 im Jahr 2050 vergleichsweise gering, so dass mehr strombasierte Kraftstoffe zur Dekarbonisierung benötigt werden als in den übrigen Szenarien. Dagegen ist die Effizienzsteigerung im Szenario BDI 95 sowohl bei Pkw als auch – vor allem – bei Lkw durch die Elektrifizierung so stark, dass die Mengen an strombasierten Kraftstoffen im Jahr 2050 geringer ausfallen. Im Szenario KS 95 fällt die Energienachfrage und demnach der Bedarf an strombasierten Energieträgern aufgrund einer Kombination ambitionierter Elektrifizierung sowie Minderung der Verkehrsnachfrage geringer aus als in anderen Szenarien. Eine Besonderheit stellen die beiden Szenarien der DENA-Leitstudie dar, da in diesen Szenarien relative hohe Anteile an Brennstoffzellenfahrzeugen zum Einsatz kommen.

Die unterschiedlichen Antriebs- und Energieträgeroptionen weisen im Verkehrssektor unterschiedliche spezifische Strombedarfe auf, wenn erneuerbarer Strom als THG-freie Energiequelle zum Einsatz kommen soll. Batterieelektrische Antriebe sind im Vergleich zu verbrennungsmotorischen und mit Brennstoffzellen ausgestatteten Fahrzeugen erheblich effizienter, d.h. es wird je zurückgelegtem Kilometer Strecke weniger Energie benötigt. Zudem ist die Ladung der Fahrzeuge mit Strom mit wesentlich geringeren energetischen Verlusten verbunden als die Umwandlung und der Transport strombasierter Kraftstoffe (siehe Abschnitt 2). Aus beiden Aspekten ergibt sich ein erheblicher Effizienzvorteil in Bezug auf die erforderliche Menge an erneuerbarem Strom, so dass ein batterieelektrischer Pkw also mit derselben Strommenge rund 5 Mal so weit fahren kann wie ein mit strombasierten Kraftstoffen betriebener Diesel-Pkw (z.B. Frontier Economics 2018).

Der Effizienzvorteil der direkten Stromnutzung im Verkehr wirkt sich auch auf die Kosten des Verkehrssystems aus. Aus Energieeffizienz- und volkswirtschaftlicher Sicht ist demnach eine Klimaschutzstrategie, die vor allem auf THG-armen/-freien Kraftstoffen beruht, ineffizient (u.a. Öko-Institut; DLR; ifeu; INFRAS 2016; BCG; Prognos 2018; UBA 2016). Die Effizienzsteigerung im Verkehr, d. h. also Verkehrsvermeidung, Verlagerung auf den Umweltverbund und die Bahn sowie eine direkte Stromnutzung in den Bereichen, in denen diese systemisch und technisch möglich ist, sind daher die primären Klimaschutzstrategien für die nationalen Verkehre (siehe Abbildung 3-1). Der Einsatz alternativer, THG-freier Kraftstoffe wie strombasierte Kraftstoffe sollte daher möglichst gering gehalten werden und vor allem dann zum Einsatz kommen, wenn die zuvor genannten Optionen ausgereizt sind. In Szenarien, die „nur“ eine THG-Minderung von 80 % im Verkehrssektor vorsehen und daher nicht mit den Anforderungen des Pariser Abkommens konform sind, finden strombasierte Kraftstoffe aufgrund der hohen Kosten auch keine relevante Anwendung im Verkehrssektor.



**Abbildung 3-1: Effektivität (Menge der THG-Minderung) und gesellschaftliche THG-Vermeidungskosten verschiedener Minderungsmaßnahmen für den Zeitraum 2016 - 2050 aus „Klimapfade für Deutschland“; rot markiert: Maßnahmen mit PtX-Nutzung**



Quelle: BDI (2018); eigene Markierung von Maßnahmen mit PtX-Nutzung

Für die internationalen Verkehre des Flug- und Seeverkehrs werden neben Effizienzsteigerungen außer in Nischen- und Spezialanwendungen keine Antriebsalternativen zu THG-freien Kraftstoffen für eine vollständige Dekarbonisierung diskutiert. Szenarien mit einem 80%igen Minderungspfad zeigen keinen Bedarf an strombasierten Kraftstoffen im internationalen Flug- und Seeverkehr (Tabelle 3-2). Anders ist das in den Szenarien mit einer 95%igen THG-Minderung. Im Jahr 2030 weisen diese Szenarien noch annähernd keine Nachfrage nach strombasierten Kraftstoffen im internationalen Verkehr auf; und wenn, dann in äußerst geringer Größenordnung (< 10 TWh). Im Jahr 2050 liegen die Bedarfe an strombasierten Kraftstoffen für den internationalen Luft- und Seeverkehr je nach Szenarioausgestaltung und Verkehrsnachfrage bei rund 55 bis rund 160 TWh. Dabei stellt das KS 95 aus „Klimaschutzszenario 2050“ eine Besonderheit dar: Die Verkehrsnachfrage ist in diesem Szenario durch politische Maßnahmen gedämpft, und nur etwa die Hälfte des Endenergiebedarfs des internationalen Verkehrs ist mit strombasierten Kraftstoffen gedeckt, was die vergleichsweise geringe Menge an strombasierten Kraftstoffen erklärt.

**Tabelle 3-2: PtX-Endenergienachfrage der internationalen Verkehre ausgehend von Deutschland in verschiedenen Klimaschutzszenarien in den Jahren 2030 und 2050 in TWh**

	2030	2050
RNB III Effizienz	9	148
KS 80	0	0
KS 95	0	57
KSBV 2050 E+	k.A.	164
BDI 80	0	0
BDI 95	2	143
DENA EL95	k.A.	max. 84*
DENA TM95	k.A.	max. 94*

\* nur Flugverkehr; keine Unterscheidung zwischen nationalem und internationalem Flugverkehr; Angabe der Nutzung von Kerosin und Wasserstoff aggregiert für konventionell, biogen, synthetisch

Quelle: Öko-Institut et al (2016); Öko-Institut; Fraunhofer ISI (2015b); UBA (2017); BDI (2018); dena (2018)

Zusammen mit der Nachfrage aus den nationalen Verkehren liegt der Bedarf an strombasierten Kraftstoffen im Verkehrssektor im Jahr 2050 in den verglichenen Klimaschutzszenarien mit einer 95%igen Minderung bei rund 100 bis 380 TWh. Der untere Wert bezieht sich dabei auf das KS 95 der Studie „Klimaschutzszenario 2050“ und ist wegen der starken Maßnahmen zur Verkehrsvermeidung und –verlagerung eine Besonderheit in der Szenarienlandschaft. Die strombasierten Energieträger kommen dabei in allen Szenarien in Anwendungen zum Einsatz, bei denen technisch außer in Nischen keine Alternativen zur Verfügung stehen. Hierzu zählen vor allem der Luft- und Seeverkehr. Zusätzlich weisen die Szenarien die strombasierten Kraftstoffe im Straßengüterverkehr in unterschiedlich starkem Maß auf. Als gesellschaftlich günstigere Variante des Klimaschutzes sehen die meisten Studien allerdings die Verkehrsvermeidung und –verlagerung sowie die Effizienzsteigerung und Elektrifizierung als primäre Klimaschutzelemente im Verkehr.

### 3.2. Wärmesektor (Gebäudewärme)

- Die Reduktion des Wärmebedarfs ist für das Gelingen der Wärmewende zentral. Im Vergleich zu einem Pfad, der schwerpunktmäßig auf erneuerbare Energien setzt, ist der Effizienzpfad hinsichtlich der Kosten der robustere Pfad. Bei hohen Sanierungsraten kann der Wärmebedarf der Gebäude maximal auf bis zu 35 – 40 % der heutigen Wärmenachfrage reduziert werden.
- Der Einsatz von strombasierten Energieträgern steht vor allem in Konkurrenz zum Einsatz von Wärmepumpen, Solarthermie, Biomasse und der direktelektrischen Wärmeerzeugung. Aufgrund der hohen Umwandlungsverluste bei der Herstellung strombasierter Energieträger sind andere erneuerbare Energieformen sowie der direkte Stromeinsatz vor allem mittels Wärmepumpe zu bevorzugen. Nischen-Wärmeanwendungen für strombasierte Energieträger sind im Bereich der schwer sanierbaren Bestandsgebäude denkbar.
- Die Nachfrage nach strombasierten Energieträgern für das Zieljahr 2050 in verschiedenen Klimaschutzenszenarien liegt zwischen 0°TWh und 210°TWh. Die hohe Bandbreite erklärt sich v.a. durch unterschiedliche Annahmen bezüglich (1) der Effizienzsteigerung der Gebäude, (2) der Potenziale thermisch nutzbarer erneuerbarer Energieträger (Solarthermie, Biomasse) und (3) den Annahmen zur Verfügbarkeit von PtX-Importen.

Die Bundesregierung verfolgt das Ziel, bis 2050 einen nahezu klimaneutralen Gebäudesektor zu erhalten (BMUB 2016; BMWI; BMU 2010). Dieser definiert sich über eine Reduktion des nicht-erneuerbaren Primärenergiebedarfs um 80 %. Eine konsequente Umsetzung der Ziele des Pariser Klimaschutzabkommens impliziert allerdings, dass angesichts der Reduktionsbeschränkungen in anderen Sektoren (v. a. Landwirtschaft, prozessbedingte Emissionen der Industrie) eine noch größere Minderung notwendig ist und deswegen eine vollständige Dekarbonisierung des Gebäudesektors angestrebt werden muss.

Eine Reihe langfristiger Klimaschutzenszenarien sieht für die Gebäudewärme (Raumwärme- und Warmwasserbedarf der Wohn- und Nichtwohngebäude) für das Zieljahr 2050 den Einsatz strombasierter Brennstoffe vor. Dies gilt insbesondere für die Szenarien, die auf den oberen Rand des Minderungskorridors (THG minus 95 %) abzielen. Der Einsatz reicht von 6 TWh (Klimapfad 95 in BCG; Prognos (2018)) bis hin zu rund 210 TWh (Szenario „Strom und Grünes Gas“ in Frontier Economics; IAEW RWTH Aachen; 4Management; EMCEL (2017)). Dahingegen werden im Jahr 2030 in keinem der Szenarien synthetische Brennstoffe eingesetzt. Die große Bandbreite erklärt sich unter anderem aus unterschiedlichen Annahmen zur Verfügbarkeit von PtX-Importen (nicht alle Studien berücksichtigen Importe strombasierter Brennstoffe), der Rolle der Biomasse im Wärmesektor und dem Restwärmebedarf im Jahr 2050. Für den Zielbereich THG minus 80 % zeigen die Szenarien weder für 2030 noch 2050 den Einsatz strombasierter Brennstoffe in der Gebäudewärme.

**Tabelle 3-3: Strom- und PtX-Endenergienachfrage der Wärmeversorgung im Gebäudereich in verschiedenen Klimaschutzszenarien 2030 und 2050 in TWh<sup>24</sup>**

	2030		2050	
	Strom	PtX	Strom	PtX
ESG Eff	94	0	89	0
ESG EE	111	0	117	0
KS 80	48	0	71	0
KS 95	56	0	76	0
BDI 80	83	0	96	0
BDI 95	85	0	100	6
Dena EL95	116	k.A.	114	7
Dena TM95	86	k.A.	79	142

Quelle: Prognos; IWU; ifeu (2015); Öko-Institut und Fraunhofer ISI (2015); BCG; Prognos (2018); dena (2018)

Verschiedene Bottom-up-Abschätzungen kommen zu dem Ergebnis, dass sich der Wärmeenergiebedarf der Gebäude durch Wärmeschutzmaßnahmen auf maximal 35 - 40 % des heutigen Bedarfsniveaus reduzieren lässt (Prognos; IWU; ifeu 2015; Öko-Institut; Fraunhofer ISE 2017; BCG; Prognos 2018; Öko-Institut; Fraunhofer ISI 2015). Zahlreiche Dämmrestriktionen (z. B. bei Altbauten) stehen einer tiefergehenden Reduktion entgegen. Um dieses Effizienzziel zu erreichen, muss die Sanierungsaktivität aber umgehend erheblich intensiviert werden. Grund dafür ist die sehr große Trägheit des Sektors – der Investitionszyklus für die großflächigen Bauteile wie Außenwand und Dach hat eine Länge von etwa 40 Jahren. So muss für die Zielerreichung die Sanierungsrate in der kommenden Dekade verdoppelt bis verdreifacht werden. Gleichzeitig erfordert das Effizienzziel, dass energetische Sanierungen auf ein Durchschnittsniveau erfolgen, was dem Förderstandard KfW Effizienzhaus 55 entspricht. Ob die Umsetzung dieser Zielvorgaben in der dafür notwendigen Geschwindigkeit gelingt, ist offen. Die Energieeffizienzstrategie Gebäude der Bundesregierung geht davon aus, den Endenergiebedarf der Gebäude bis 2050 im Mittel um rund 45 % zu reduzieren (BMWV 2015).

Jede Kilowattstunde Wärmeenergie, die nicht durch Effizienzmaßnahmen eingespart wird, muss aktiv erzeugt werden. Für eine dekarbonisierte Wärmeversorgung gibt es unter den EE-Wärmetechnologien eine Reihe von Optionen, die allerdings ebenfalls gewissen Einschränkungen unterliegen:

- Umweltwärme: Wärmepumpen fungieren in allen Klimaschutzszenarien als eine der Schlüsseltechnologien der Wärmewende. Für den effizienten Betrieb erfordern sie allerdings ein niedriges Temperaturniveau des Wärmeverteilsystems im Gebäude, was im Endeffekt den Einbau von Flächen- bzw. Fußbodenheizungen bedeutet. Ferner hat der Einsatz mehrerer Millionen Wärmepumpen auch beim Einsatz großer Wärmespeicher spürbare Rückwirkungen auf das Stromsystem.

<sup>24</sup> Nur Raumkonditionierung (Raumwärme, Warmwasser, Klimakälte sowie dazugehörige Hilfsenergie), keine Beleuchtung

- Biomasse: Neben der aus Nachhaltigkeitsgründen begrenzten Verfügbarkeit steht der Einsatzwettbewerb mit den anderen Sektoren.
- Solarthermie: Auch wenn der solare Deckungsgrad mit dem Effizienzniveau eines Gebäudes steigt, bleibt die solare Deckungsrate aufgrund des zeitlichen Auseinanderfallens des Hauptverbrauchs (Winter) und des Erzeugungspeaks (Sommer) beschränkt (insbesondere, wenn die Solaranlage neben der Brauchwassererzeugung die Heizung unterstützt); hinzu kommt, dass bei Mehrfamilienhäusern die Dachflächen nicht ausreichend groß sind. Gleichzeitig besteht eine Flächenkonkurrenz zur Fotovoltaik.
- Tiefengeothermie hat in Deutschland nur ein begrenztes Einsatzpotenzial.

Klassische EE-Wärmetechnologien (Solarthermie, biogene Energieträger) können dezentral oder zentral eingesetzt werden. Beim zentralen Einsatz mittels Großanlagen erfolgt die Wärmeverteilung über Wärmenetze. Bei Letzteren besteht allerdings ein Zielkonflikt mit den oben genannten Effizienzzielen: Nimmt die Energiedichte im Wärmenetz infolge von Effizienzmaßnahmen ab, geht dies zu Lasten der Wirtschaftlichkeit des Netzes.

Aus einem Abgleich der Gebäudetypologie und Eigentümerstruktur des deutschen Gebäudebestandes lassen sich zwei Segmente identifizieren, bei denen eine Dekarbonisierung ohne den Einsatz von synthetischen Brennstoffen eine besondere Herausforderung darstellt:

- Dichter besiedelte urbane Gebäudestrukturen mit eingeschränkten Sanierungsmöglichkeiten und Mangel an gebäudenahen dezentralen Potenzialen für klassische EE-Wärmetechnologien sind aus technischer Sicht eine Herausforderung. Diese Gebiete werden auch langfristig auf die Zufuhr von Energie von außen angewiesen sein. Diese kann über das Stromnetz (PtH), ein Wärmenetz oder das Gasnetz (Methan; gegebenenfalls Wasserstoff) erfolgen. Eine dekarbonisierte Fernwärme steht vor der Herausforderung, ausreichend siedlungsnahen Flächen für die Erzeugungsanlagen (Großwärmepumpen, Solarkollektorfelder) bereitzustellen (vgl. z. B. Braungardt und Bürger 2018). Zudem benötigt auch netzgestützte EE-Wärme ein niedriges Temperaturniveau im Verteilsystem.
- Das Segment der Ein- und Zweifamilienhäuser (EZFH) ist aus Akteurssicht eine Herausforderung. In Deutschland gibt es rund 12 Mio. EZFH im Streubesitz. Rund die Hälfte der selbstnutzenden Eigentümer älterer Häuser ist über 60 Jahre alt. Um die Effizienzziele zu erreichen, müssen also viele Millionen Eigentümer überzeugt und motiviert werden, Investitionen aufzubringen, um den erforderlichen Effizienzstandard zu erreichen. Gelingt dies nicht, müsste die Effizienzlücke durch alternative Dekarbonisierungsstrategien gefüllt werden. Dies wären der Einsatz klassischer EE-Wärmetechnologien (wobei dabei die oben dargestellten Einsatzeinschränkungen zu beachten sind), die direktelektrische Wärmeherzeugung mittels PtH oder die Verwendung strombasierter Brennstoffe.

Angesichts der Restriktionen beim Einsatz klassischer EE-Wärmetechnologien läuft es bei vielen Gebäuden auf eine Entscheidung hinaus, ob zur Wärmeherzeugung Strom direkt eingesetzt wird (Wärmepumpen oder Stromdirektheizungen) oder strombasierte Brennstoffe zum Einsatz kommen. Für den direkten Einsatz von Strom sprechen die wesentlich geringeren Wandlungsverluste, für den Einsatz strombasierter Brennstoffe deren Speicherfähigkeit (plus die Existenz vorhandener Speicher) und damit die Möglichkeit, Bedarf und Erzeugung zeitlich zu entkoppeln.

Hinsichtlich der Kosten der verschiedenen Transformationsvarianten im Gebäudebereich ergibt die bisherige Studienlage kein einheitliches Bild – so scheint weder der Pfad mit Fokus Energieeffizienz, noch der Pfad mit Fokus auf erneuerbare Energien zwingend der kostengünstigere zu sein (vgl. z. B. Fraunhofer ISE 2013; Öko-Institut; Fraunhofer ISE 2017; ifeu; Fraunhofer IEE; Consen-

tec 2018; Öko-Institut; Fraunhofer ISI; Prognos; M-Five; IREES; FIBL 2018). Jedoch kann der Effizienzpfad als der robustere der beiden Pfade angesehen werden: die zukünftigen Kosten der Effizienzanstrengungen sind besser zu kalkulieren als die Kosten für strombasierte (Brenn-)Stoffe, von denen im Pfad mit Fokus auf erneuerbare Energien mehr verbraucht werden als im Effizienzpfad.

### 3.3. Industriesektor

- Die Steigerung der Material- und Energieeffizienz in Prozessen und im Anlagenbetrieb sowie veränderte Herstellungsprozesse sind kosteneffiziente THG-Minderungsoptionen im Industriesektor.
- Emissionen im Industriesektor können auch bei der Nutzung von strombasierten Stoffen wegen anfallender Prozessemissionen in einigen Herstellungsverfahren (z. B. Zementherstellung) nicht vollständig vermieden werden.
- Die eingesetzte Menge an strombasierten Stoffen schwankt stark zwischen verschiedenen Szenarien. Der Einsatz dieser Stoffe steht in Konkurrenz zum Einsatz von nachhaltiger Biomasse und zur CCS-Technologie, wobei alle drei Optionen mit hohen THG-Vermeidungskosten versehen sind. Je nach Szenarioausgestaltung stellt sich im Jahr 2050 ein Bedarf an strombasierten Stoffen zwischen 20 TWh und 290 TWh ein.
- Szenarien, die eine Nutzung von strombasierten Stoffen und nachhaltiger Biomasse im Industriesektor vorsehen, stellen eine robustere Klimaschutzstrategie dar als Szenarien, die sich im großen Maßstab auf die CO<sub>2</sub>-Abscheidung und Speicherung fossiler Abgasströme verlassen.

In verschiedenen Industrieprozessen werden heute fossile Energieträger nicht nur energetisch, sondern auch stofflich („nichtenergetisch“) genutzt. Dies sind allen voran Mineralölprodukte (darunter insbesondere Rohbenzin/Naphtha), aber auch Erdgas, während Kohlen nur in geringem Umfang genutzt werden (Tabelle 3-4).

**Tabelle 3-4: Nichtenergetischer Verbrauch (NEV) fossiler Energieträger im Jahr 2016**

Rohstoff	Absoluter NEV in TWh	Anteil NEV am gesamten Primärenergieverbrauch (PEV) des Rohstoffs
Mineralölprodukte	229	18 %
Gase (vor allem Erdgas)	34	4 %
Braunkohlen	4	1 %
Steinkohlen	1	< 1 %
<b>Summe fossil</b>	<b>268</b>	<b>9 %</b>

Anmerkung: Nichtenergetische Nutzung von Biomasse wird nicht in der Energiebilanz erfasst.

Quelle: AG Energiebilanzen (2018)

Dominierend bei der **stofflichen Nutzung** ist die chemische Industrie, in der fossile Energieträger als kohlenwasserstoffhaltige Rohstoffe die Grundlage für viele Produkte und Prozesse industrieller Wertschöpfungsketten bilden. Beispiele sind die Herstellung von Basischemikalien (u. a. Ethen, Ammoniak, Methanol), Zwischenchemikalien (u. a. Harnstoff, Essigsäure, Formaldehyd) und Endverbraucherprodukte (u. a. Kunststoffe, Lösungsmittel, Agrochemikalien). Nachwachsende Roh-

stoffe (vor allem Pflanzenöle und tierische Fette) haben derzeit einen Anteil von 13 % an der Rohstoffbasis der chemischen Industrie (VCI 2019), werden aber nicht in der Energiestatistik erfasst. Aber auch außerhalb der organischen Chemie werden fossile Energieträger stofflich genutzt, beispielsweise Koks für Graphitelektroden, in der Metallproduktion und in der Fluor- und Chlorgewinnung sowie Bitumen als Dichtmaterial und Asphalt als Straßenbelag im Bauwesen. Wenn die aus fossilen Grundstoffen erzeugten Produkte zu Abfall geworden sind, entstehen – falls sie verbrannt werden – CO<sub>2</sub>-Emissionen, die als fossil und somit klimaschädlich zu werten sind.<sup>25</sup>

Industrieprozesse auf Basis fossiler Rohstoffe müssen im Rahmen einer umfassenden und dem Pariser Abkommen gerecht werdenden Klimaschutzstrategie wie in den anderen Sektoren klimaneutral umgestaltet werden. Das Potenzial zur Nutzung nachwachsender Rohstoffe und auch dem Recycling ist begrenzt und kann den aktuellen Bedarf an fossilen Kohlenstoff- und Wasserstoff-Quellen nicht abdecken. Eine Umstellung der fossilen Rohstoffbasis auf strombasierte Stoffe ist daher eine Klimaschutzoption. Dafür müssen auch teilweise Herstellungsprozesse geändert werden, um die Nutzung nicht fossiler Quellen zu vereinfachen. Beispiele für den möglichen Einsatz strombasierter Rohstoffe im relevanten Umfang sind:

- Ersatz von Kohlenstoffverbindungen aus Rohöl als Rohstoff für die chemische Industrie;
- Elektrolysewasserstoff statt fossilem Wasserstoff aus der Erdgas-Dampfreformierung für die Ammoniakherstellung;
- Direktreduktion von Eisenerz mit Wasserstoff statt über Koks.

Strombasierte Stoffe bieten sich vor allem an, um leichte Mineralölprodukte in der chemischen Industrie zu ersetzen. Sehr lange Kohlenwasserstoffketten (Bitumen, Asphalt) oder Materialien mit sehr hohen Kohlenstoffanteilen (Koks, Graphit) können nicht über die FT-Synthese hergestellt werden.

Der Bedarf an Prozesswärme in der Industrie, der heute zum großen Teil über die Verbrennung fossiler Rohstoffe zur Verfügung gestellt wird, kann zum Teil über Wärmepumpen und weitere direktelektrische Anwendungen gedeckt werden. Insbesondere die Nutzung von Erdgas für Hochtemperaturanwendungen (> 500 °C) ist jedoch schwer zu substituieren. Hochtemperaturwärme wird in ambitionierten Klimaschutzszenarien zumeist mit Methan (zum Teil auch in KWK) oder auf Basis von Wasserstoff erzeugt (enervis energy advisors 2018). Dieser Energieverbrauch kann an dieser Stelle durch strombasierte Stoffe ersetzt werden. Der Bedarf an strombasiertem Methan zur Erzeugung von Hochtemperaturwärme bei einer nahezu THG-neutralen Industrie beläuft sich beispielsweise in BCG; Prognos (2018) auf ca. 22 TWh.

In einigen Industrieprozessen entstehen auch durch chemische Reaktionen CO<sub>2</sub> und weitere Treibhausgase; die sogenannten Prozessemissionen. Teilweise ist dies von der Art und Höhe des Energieverbrauchs unabhängig. Etwa zwei Drittel der Prozessemissionen im Industriesektor sind CO<sub>2</sub>, davon wiederum haben die Eisen- und Stahlherstellung sowie die Zementherstellung die größten Anteile (siehe Tabelle 3-5). Nicht alle CO<sub>2</sub>-Emissionen aus Industrieprozessen können durch die Nutzung synthetischer Rohstoffe reduziert werden. Während strombasierte Stoffe die Emissionen der Eisen- und Stahlherstellung und der chemischen Industrie reduzieren können, können diese aber nicht zur Emissionsminderung aus der mineralischen Industrie (Zement und

---

<sup>25</sup> Die Emissionen aus der Verbrennung werden dabei dem Sektor zugeordnet, in dem die Verbrennung stattfindet, heute etwa zu zwei Dritteln in der öffentlichen Strom- und Wärmeerzeugung und zu etwa einem Drittel in der Industrie selbst (Öko-Institut (2017c)).

andere) beitragen. Zur Reduktion der Nicht-CO<sub>2</sub>-Emissionen leisten strombasierte Rohstoffe keinen Beitrag.

**Tabelle 3-5: Prozessemissionen im Industriesektor in Mt CO<sub>2</sub>-eq im Jahr 2016**

	CO <sub>2</sub> -Emissionen	Weitere THG-Emissionen	THG-Emissionen gesamt	THG-Reduktion durch PtX möglich
Zementherstellung	12,7	–	12,7	nein
Sonstige mineralische Industrie	6,9	–	6,9	nein
Eisen- und Stahlherstellung	16,0	0,0	16,0	ja
Sonstige Metallproduktion	1,1	0,2	1,3	nein
Chemische Industrie	5,6	1,3	6,9	ja
Ersatzstoffe für ozonschichtschädigende Stoffe	–	10,9	10,9	nein
Sonstige Produktionen und Produktverwendungen	2,5	4,5	7,1	teilweise
<b>Summe</b>	<b>44,9</b>	<b>16,9</b>	<b>61,8</b>	

Quelle: UBA (2018), eigene Analyse

Eine vollständige Reduzierung der THG-Emissionen aus Industrieprozessen ist also allein durch die Nutzung strombasierter Rohstoffe nicht möglich. Ein Teil dieser Emissionen kann durch effizientere Produktherstellung und -nutzung sowie durch vermehrtes Recycling reduziert werden. Ebenfalls kann ein Materialwechsel (beispielsweise mehr Holz statt Beton im Hausbau) zur Verringerung führen. Um die darüber hinaus verbleibenden CO<sub>2</sub>-Emissionen aus Industrieprozessen zu vermeiden, gibt es im Wesentlichen zwei Strategien: Einerseits der Ersatz der fossilen Rohstoffbasis durch biogene oder synthetische, strombasierte Rohstoffe und andererseits die Abscheidung und Speicherung von CO<sub>2</sub> (CCS)<sup>26</sup>. CCS ist wie die Herstellung der strombasierten Stoffe eine energieintensive Technologie, bindet die THG-Emissionen aber für einen möglichst langen Zeitraum und kann so als CO<sub>2</sub>-Senke fungieren; eine Funktionsweise, die in vielen Klimaschutzszenarien, die konform sind mit den Zielen des Pariser Abkommens, als notwendig angesehen wird (Öko-Institut; Fraunhofer ISI 2015; BCG; Prognos 2018; IPCC 2018).

In verschiedenen Szenarien werden unterschiedliche stoffliche Bedarfe in Industrieprozessen angegeben: enervis (2017) geben, basierend auf den Langfristszenarien 2012 (DLR; IWES; IfnE 2012), einen Bedarf von 278 TWh an strombasierten Gasen für die Chemieindustrie im Jahr 2050 an. Eine Studie der Agora Energiewende aus dem Jahr 2014 gibt einen ähnlichen Wert für die nicht-energetische Nutzung an und kommt auf einen stofflichen Bedarf von 293 TWh, der je nach Marktentwicklung zu 30 bis 96 % (entsprechend 88 bis 282 TWh) mit strombasierten Rohstoffen gedeckt werden kann (Agora Energiewende 2014b). Niedrigere Bedarfe ergeben sich in dem KS 95 der Studie „Klimaschutzszenario 2050“ (Öko-Institut; Fraunhofer ISI 2015). In diesem äußerst ambitionierten Szenario bezüglich der Steigerung der Material- und Energieeffizienz in den

<sup>26</sup> Carbon dioxide capture and storage: CO<sub>2</sub>-Abscheidung und Speicherung.



Prozessen sowie bei der Prozessumstellung und der Umstellung auf eine erneuerbare Wärmebereitstellung verbleibt dennoch ein Gesamtbedarf von 223 TWh, der über strombasierte Stoffe zu decken ist. Die CCS-Technologie wird in diesem Szenario für bestimmte Prozesse eingesetzt. Eine vollständig andere Klimaschutzstrategie verfolgt das 95%-Minderungsszenario der „Klimapfade für Deutschland“ (BCG; Prognos 2018). In diesem Szenario werden die verfügbaren Biomassepotenziale vor allem im Industriesektor allokiert. Zudem kommen strombasierte Stoffe außer für die Hochtemperatur-Prozesswärme (rund 22 TWh) nicht zum Einsatz und die THG-Minderung findet wesentlich durch CCS-Technologien statt.

In allen Studien wird deutlich, dass die Verbesserung der Material- und Energieeffizienz in Industrieprozessen sowie einige Änderungen in Prozesspfaden die kosteneffizientesten Klimaschutzanstrengungen sind. Für eine 95%ige Minderung über alle Sektoren werden allerdings auch weitergehende und eher „teure“ Maßnahmen wie die zuvor genannte Nutzung strombasierter Stoffe sowie der Einsatz der CCS-Technologie notwendig. Die Nutzung strombasierter Stoffe und nachhaltiger Biomasse im Industriesektor ermöglicht es, inputseitig die THG-Minderung zu erzielen. Bei der CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus Industrieprozessen mit diesen Inputstoffen wäre zudem eine klimaneutrale Nutzung des CO<sub>2</sub> aus Industrieprozessen in der Produktion kohlenstoffhaltiger strombasierter Stoffe möglich. CCS bei der Nutzung fossiler Rohstoffe erreicht eine Klimaschutzwirkung erst durch die Abscheidung und Einlagerung klimawirksamer Abgasströme. Eine vollständige CO<sub>2</sub>-Abtrennung aus fossilen Abgasströmen ist aus technischer Sicht nicht zu erwarten. Zudem lassen sich fehlende Akzeptanz und ausbleibende Entwicklungsschritte bezüglich der CCS-Technologie im Falle einer THG-Minderungsstrategie, die sich im großen Maßstab auf die CCS-Technologie verlässt, zu einem späteren Zeitpunkt nicht mehr ausgleichen. Ein starkes Abweichen von den THG-Minderungszielen wäre in diesem Fall sehr wahrscheinlich. Die Nutzung strombasierter Stoffe und nachhaltiger Biomasse in Industrieprozessen erscheint daher die robustere Klimaschutzstrategie zu sein.

### 3.4. Stromsektor

- Aufgrund von so genannten „Dunkel-Flauten“ (längeren Phasen mit geringer Erzeugung aus Wind und PV) entsteht im Stromsystem ein Langzeitspeicherbedarf. Der Bedarf für Langzeitspeicher ist in Szenarioanalysen ab einem EE-Anteil an der Stromerzeugung von ca. 80 % zu erkennen.
- In Abhängigkeit vom Wetterjahr und dem Einsatz von anderen Flexibilitätsoptionen (Kurzzeitspeicher und europäischer Stromaustausch) müssen ca. 10 bis 40 TWh Strom pro Jahr aus Langzeitspeichern zur Deckung der Nachfrage bereitgestellt werden.
- Gasspeicher sind aufgrund der großen benötigten Speicherkapazität derzeit die einzige Technologieoption für Langzeitspeicher. PtG als Langzeitspeicher kann über den Wasserstoff-Pfad oder den Methan-Pfad genutzt werden. Die Differenzen bezüglich des Speicherwirkungsgrads sind gering, Unterschiede ergeben sich jedoch bei der Verfügbarkeit der notwendigen Infrastruktur.
- Der Transport von strombasierten Gasen im Gasnetz ist aufgrund der hohen Umwandlungsverluste bei der Gaserzeugung und Rückverstromung kein Ersatz für den Ausbau des Strom-Übertragungsnetzes.
- Elektrolyseure sind per se keine Flexibilitätsoption für das Stromsystem, sondern zunächst zusätzliche Stromverbraucher, die auch einen zusätzlichen Flexibilitätsbedarf bewirken. Erst bei einem gezielten Einsatz als Langzeitspeicher (inkl. Speicherung von Gas und Rückverstromung) kann von einer Flexibilitätsoption gesprochen werden.

Der Stromsektor wird in der Zukunft einerseits Bereitsteller als auch Nachfrager von strombasierten Stoffen sein. An dieser Stelle wird die Nachfrage aus dem Stromsektor nach strombasierten

Stoffen als Speicher-Option analysiert (Nachfrageseite). Die Rolle des Stromsektors für die Bereitstellung von Strom zur Produktion von strombasierten Stoffen (Angebotsseite) wird in Kapitel 4.1.1 dargestellt.

Je weniger steuerbare Energieerzeugungseinheiten (z. B. thermische Kraftwerke) im Stromsystem zur Verfügung stehen, desto schwieriger wird es, über längere Zeiträume geringer Wind- und PV-Stromerzeugung – sogenannte Dunkel-Flauten – die Last zu decken. Dunkel-Flauten treten im Durchschnitt alle zwei Jahre über einen Zeitraum von mindestens zwei Wochen auf (Greenpeace Energy 2017). Während im Rahmen der Transformation des Stromsystems der Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien steigt und fossile, thermische Kraftwerke vom Netz gehen, steigt die Herausforderung, Dunkel-Flauten zu überbrücken. Zunächst werden Stromimporte über das europäische Verbundnetz und Lastmanagementoptionen (z.B. Nachfrageverschiebungen der Industrie und des Gewerbes nach Strom) für einen Ausgleich zwischen Erzeugung und Nachfrage sorgen. Pumpspeicherkraftwerke und Batteriespeicher können mit geringen Umwandlungsverlusten Strom speichern und so helfen, die Last zu decken. Aufgrund ihrer begrenzten Speicherkapazität können diese Optionen lediglich die Stromversorgung über eine Zeitspanne von wenigen Tagen gewährleisten. Aus diesem Grund besteht in Zukunft Bedarf an sogenannten Langzeitspeichern.

Es stellt sich die Frage, durch welche Speichertechnologien die Langzeitspeicheraufgabe erfüllt werden kann. Der Einsatz von Erdgas in thermischen Kraftwerken ist bei ambitionierten THG-Minderungszielen nicht möglich. Öko-Institut; energynautics (2016, 81ff) zeigt, dass für die Überbrückung von Dunkel-Flauten die Mengenkapazität des Speichers der entscheidende Faktor ist. Die benötigten Speicherkapazitäten können nicht durch zusätzliche Pumpspeicherwerke oder Batterien zur Verfügung gestellt werden. Das Erdgasnetz sowie geologische Kavernenspeicher bieten jedoch die notwendige Speicherkapazität (FENES; OTH Regensburg; Energy Brainpool 2015). Die Umwandlung von erneuerbarem Strom in Gas (Methan oder Wasserstoff), die Speicherung im Gasnetz oder geologischen Formationen dieser Gase und die Rückverstromung in Gaskraftwerken, Motoren oder Brennstoffzellen können diese Langzeitspeicherfunktion übernehmen (**Power-to-Gas-to-Power**).

Ab einem EE-Anteil an der Stromnachfrage von ca. 80 % kommen Kurzzeitspeicher (Batterien, Pumpspeicherwerke) und weitere Optionen wie das Lastmanagement und der europäische Stromaustausch an ihre Grenzen. Sie können die Zeiten der unterschiedlich stark ausgeprägten Dunkel-Flauten dann nicht mehr vollständig überbrücken (Öko-Institut; energynautics 2016; Agora Energiewende 2014a; Energy Brainpool 2016). Für die Frage, ab wann Langzeitspeicher benötigt werden, ist zudem das Wetterjahr entscheidend (Greenpeace Energy 2017).

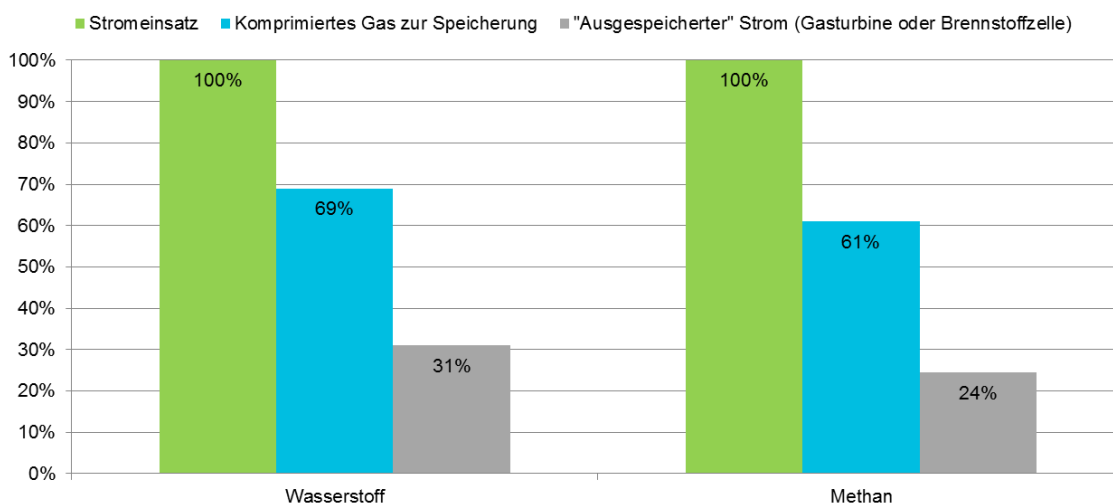
Energiesystem-Modellierungen der letzten Jahre berücksichtigen Power-to-Gas-to-Power als Langzeitspeicher für den Stromsektor. Die meisten Studien weisen jedoch nicht die Stromerzeugung aus Rückverstromung von Power-to-Gas (PtG) aus, auch weil zum Teil angenommen wird, dass importierte strombasierte Energieträger für die Stromproduktion eingesetzt werden (ewi Energy Research & Scenarios 2017). Eigene Modellierungsrechnungen des Öko-Instituts beziffern die notwendige Erzeugung aus Langzeitspeichern auf 32 bis 42 TWh<sub>el</sub> (das entspricht ca. 45 bis 59 TWh<sub>Gas</sub>) für eine 95%ige Stromversorgung mit erneuerbaren Energien (Öko-Institut 2016). Agora Energiewende (2014a) geht für unterschiedliche Konstellationen zwischen Kurz- und Langzeitspeichern und unter Berücksichtigung von einem europäischen Stromaustausch in einem Szenario mit 90 % EE-Anteil in Deutschland von ca. 10 TWh<sub>el</sub> (ca. 14 TWh<sub>Gas</sub>) Stromerzeugung aus Langzeitspeichern aus.

Die Bandbreite der Werte ist durch die folgenden Einflussfaktoren zu erklären:

- Der Bedarf an Langzeitspeicherung ist stark abhängig von der Berücksichtigung des europäischen Stromaustausches und der Annahme sonstiger Kurzzeitspeicher und Lastmanagementoptionen im Stromsystem.
- Der Bedarf an Langzeitspeicherung ist stark abhängig vom angenommenen Wetterjahr. Wetterjahre mit einer ausgeprägten Dunkel-Flaute können den Langzeitspeicherbedarf im Vergleich zu einem Wetterjahr mit ausbleibender Dunkel-Flaute verfünffachen, und dementsprechende Umwandlungs- und Erzeugungskapazitäten müssen bereitgestellt werden (Greenpeace Energy 2017).

Abbildung 3-2 zeigt die Gesamtwirkungsgrade von strombasierten Energieträgern, wenn diese als „Stromspeicher“ eingesetzt werden. Der Gesamtwirkungsgrad zwischen 23 und 31 % ist vergleichsweise gering: Batterien und Pumpspeicherwerke weisen Wirkungsgrade von über 70 % auf. Aus diesem Grund sollten strombasierte Gase im Stromsystem zur Stromerzeugung nur dann eingesetzt werden, wenn keine effizienteren Flexibilitäts- und Speicheroptionen (Lastmanagement, Batterien, Pumpspeicherwerke) genutzt werden können. Die Wirkungsgradunterschiede zwischen dem Wasserstoff- und dem Methanpfad sind gering. Aus diesem Grund ist offen, welcher Pfad für ein THG-neutrales Energiesystem passend ist. Ein zentraler Einflussfaktor ist dabei auch die Nutzungsmöglichkeit bestehender Infrastruktur im Wasserstoff- oder Methanpfad für die Langzeitspeicherung.

**Abbildung 3-2: Gesamtwirkungsgrad von strombasierten Energieträgern als Stromspeicher im Jahr 2050**



Quelle: Darstellung basierend auf Daten von Frontier Economics (2018)

Annahmen zu Wirkungsgraden und Komprimierung der Gase: vgl. Kapitel 2.1

Annahme Stromwirkungsgrad Rückverstromung: Gasturbine (bei Methan) mit 40 % und Brennstoffzelle (bei Wasserstoff) mit 45 %

Übertragungsnetzverluste nicht berücksichtigt, unter der Annahme, dass Stromerzeugung in der Nähe von Elektrolyse-Anlagen lokalisiert ist.

Als weiterer Nutzen von PtG wird im Stromsektor die Übernahme der Transportaufgabe des Stromübertragungsnetzes durch das Gasnetz diskutiert. Dabei geht es insbesondere um den Energietransport von Norddeutschland (EE-Stromerzeugung aus Windkraftanlagen) nach Süddeutschland (Nachfrageüberschuss gegenüber EE-Stromproduktion). Das bedeutet, dass anstelle des Stromtransports über das Strom-Übertragungsnetz in Norddeutschland Gas erzeugt, in das

Gastransportnetz eingespeist und gleichzeitig in Süddeutschland für die Rückverstromung aus dem Gastransportnetz Gas entnommen wird (vgl. DVGW 2013). Für diesen Energietransport ist davon auszugehen, dass Strom zunächst in Methan umgewandelt werden muss, um dann in das Gasnetz eingespeist werden zu können. Eine Verstromung von Methan im Süden Deutschlands würde in Gasturbinen oder Gas- und Dampfkraftwerken erfolgen. Der Gesamtwirkungsgrad dieser Kette liegt bei ca. 25 % (vgl. Abbildung 3-2)<sup>27</sup>. Dieser Wirkungsgrad kann mit den gängigen Übertragungsverlusten des Elektrizitätsnetzes verglichen werden, die ca. 4 % betragen (BNetzA; Bundeskartellamt 2018). Dieser Vergleich zeigt, dass diese Transportfunktion des Gasnetzes kein Substitut für den Stromnetzausbau darstellt und zu erheblichen Energieverlusten führen würde. Vielmehr zeigt die Option des Energietransports nach Süddeutschland auf, dass PtG-Anlagen räumlich sinnvoll angereizt werden sollten. Die Einspeicherung über Elektrolyse und Methanisierung sollte in Norddeutschland stattfinden. Eine Nutzung dieser virtuellen Transportfunktion im Gasnetz darf jedoch nicht zu einer Vermeidung des sehr viel effizienteren Stromnetzausbaus führen.

In politischen Diskussionen wird als weiterer Nutzen von PtG-Anlagen für den Stromsektor angeführt, dass die zusätzliche, flexible Stromnachfrage von Elektrolyseuren das Stromsystem stabilisieren könne. In der Tat kann eine flexible Nachfrage nach Strom dazu führen, dass z. B. Windkraftanlagen aufgrund eines Netzengpasses nicht abgeregelt werden müssen, sondern der erzeugte Strom stattdessen für die Elektrolyse genutzt werden kann. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass diese Überschüsse lokal und nur in wenigen Stunden des Jahres anfallen, so dass diese Betriebssituationen außer an sehr spezifischen Standorten in kleinen Mengen keine wirtschaftliche Auslastung der Elektrolyseure ermöglichen (Öko-Institut 2017b). Zudem stehen andere, kosteneffizientere Optionen mit geringeren Umwandlungsverlusten zur Nutzung der lokalen EE-Überschüsse ebenfalls zur Verfügung (z. B. Power-to-Heat, Batteriespeicher), die vorzugsweise genutzt werden sollten (Öko-Institut; energynautics 2016). Elektrolyseure sind also per se keine Flexibilitätsoption für das Stromsystem, sondern zunächst zusätzliche Stromverbraucher, die auch einen zusätzlichen Flexibilitätsbedarf bewirken. Als zusätzliche Flexibilitätsoption sind sie dann zu bewerten, wenn sie eine Speicherfunktion übernehmen (Langzeitspeicher). Für die Stromsystemstabilisierung durch die Flexibilisierung der Nachfrage sind Einsatzanreize zu entwickeln, die eine Nutzung von EE-Überschüssen dort anreizen, wo die größte THG-Minderung erzielt wird.

### 3.5. Sektorübergreifende Zusammenfassung

- Zum Einsatz von strombasierten Stoffen gibt es für viele Anwendungen effizientere und günstigere Alternativen.
- Keine Klimaschutzalternativen gibt es (außer der mengenmäßig begrenzt verfügbaren, nachhaltigen Biomasse) mit hoher Wahrscheinlichkeit für die Schifffahrt und den Luftverkehr, bei der Langfristspeicherung von Strom, in Nischen der Gebäudewärmeversorgung und für die Hochtemperaturerzeugung und stoffliche Nutzung in der Industrie.
- Strombasierte Stoffe werden zudem erst in Szenarien mit hohen THG-Minderungszielen (bei über 80 % THG-Minderung ggü. 1990) benötigt, da geringere THG-Minderungsziele mit anderen Klimaschutzoptionen zu niedrigeren THG-Vermeidungskosten erreicht werden können.
- Die Bandbreite der Nachfrage nach strombasierten Stoffen in den Klimaschutzszenarien ist groß. Großen Einfluss auf die eingesetzte Menge von strombasierten Stoffen und auf die Verteilung auf die Sektoren

<sup>27</sup> Würde eine Rückverstromung in Gas- und Dampfkraftwerken stattfinden, so erhöht sich dieser Wirkungsgrad auf ca. 38 %. In einem hochflexiblen Energiesystem ist jedoch in Frage zu stellen, ob eine bedarfsgerechte Rückverstromung mit konstanten Wärmenachfragen eines Gas- und Dampfkraftwerkes vereinbar ist.

haben die folgenden Annahmen:

- die möglichen Verbrauchsreduktionen durch Vermeidungsstrategien und die Energieeffizienz,
  - die Höhe des nachhaltigen Biomassepotenzials,
  - die Elektrifizierung von Anwendungen und Prozessen sowie
  - der Einsatz der CCS-Technologie.
- Minimale sektorale Strombedarfe für die Herstellung von strombasierten Stoffen werden insbesondere durch Effizienzsteigerungen, Nachfragereduktionen und die direkte Elektrifizierung erreicht. Insbesondere im Industriesektor wird in diesem Fall auch auf Biomasse und den Einsatz von CCS gesetzt.
  - Die gesamte Stromnachfrage (direkte und indirekte über strombasierte Stoffe) wird sich bis 2050 bei einer THG-Minderung um 95 % ggü. 1990 aller Voraussicht nach mindestens verdoppeln. Aus Klimaschutzgründen muss diese Nachfrage erneuerbar gedeckt werden. Der Strombedarf für strombasierte Stoffe kann auch durch die Produktion außerhalb Deutschlands gedeckt werden.
  - Der Verkehrssektor wird im Jahr 2050 aller Wahrscheinlichkeit nach die größte Nachfrage nach Strom (direkt und indirekt) aufweisen. Im Unterschied zum Industrie- und Gebäudesektor zeigt sich, dass der Verkehrssektor auch in Szenarien mit insgesamt geringen Stromnachfragen im relevanten Maßstab Strom nachfragt.
  - In allen Szenarien steigen die benötigten Mengen an strombasierten Stoffen zwischen dem Jahr 2040 und 2050 stark an. In Szenarien mit einem starken Fokus auf strombasierte Stoffe stellen sich im Jahr 2030 bereits erhebliche Bedarfe an strombasierten Stoffen ein. Aufgrund der technischen Herausforderungen, aber auch der benötigten Investitionen erscheinen solche Szenarien jedoch wenig plausibel zu sein.

Nach den zuvor dargestellten, möglichen Einsatzoptionen für strombasierte Energieträger und Grundstoffe in den einzelnen Sektoren, die sich durch die Zielsetzungen des Pariser Abkommens ergeben, werden in diesem Abschnitt die sektoralen Betrachtungen bezüglich strombasierter Energieträger und Rohstoffe zu einer Gesamtsicht zusammengeführt.

### 3.5.1. **Notwendigkeit der Nutzung von strombasierten Stoffen in bestimmten Sektoren und Anwendungen**

Die sektorspezifischen Analysen zeigen, dass in allen Anwendungssektoren die Nutzung von strombasierten Energieträgern für die notwendige THG-Reduzierung zur Erreichung des Pariser Abkommens mit hoher Wahrscheinlichkeit benötigt wird. Tabelle 3-6 zeigt die verschiedenen, möglichen Anwendungsgebiete strombasierter Stoffe in den einzelnen Sektoren. Während strombasierte Energieträger in manchen Anwendungsfällen mit anderen Technologieoptionen konkurrieren, stellen sie in einigen Anwendungsfeldern die einzige derzeit absehbare Option zur vollständigen THG-Reduzierung dar:

**Tabelle 3-6: Übersicht über mögliche Anwendungsgebiete strombasierter Stoffe**

Sektor	Wasserstoff	Methan	Liquids
Verkehr	<ul style="list-style-type: none"> <li>· Brennstoffzellen-Fahrzeuge</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>· Hochsee- und Binnenschifffahrt</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>· Luftverkehr, Hochsee- und Binnenschifffahrt</li> </ul>
Gebäudewärme	<ul style="list-style-type: none"> <li>· Bereitstellung von Niedertemperaturwärme (und Strom) (Brennstoffzelle)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>· Bereitstellung von Niedertemperaturwärme (Gaskessel)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>· Bereitstellung von Niedertemperaturwärme (Ölkessel)</li> </ul>
Industrie	<ul style="list-style-type: none"> <li>· Hochtemperatur-Anwendungen</li> <li>· Grundstoff (z.B. für Ammoniak)</li> <li>· Direktreduktion von Eisenerz</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>· Hochtemperatur-Anwendungen</li> <li>· Ersatz für Erdöl-Naphtha als Synthesausgangsstoff</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>· Ersatz für Erdöl-Naphtha als Synthesausgangsstoff</li> </ul>
Stromsystem	<ul style="list-style-type: none"> <li>· Langzeitspeicher: Speicherung als H<sub>2</sub> (oder als Beimischung im Gasnetz) und Rückverstromung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>· Langzeitspeicher: Speicherung im Gasnetz und Rückverstromung</li> </ul>	

**Verkehrssektor:** Für Pkw, leichte Nutzfahrzeuge und große Teile des straßengebundenen Schwerlastverkehrs besteht die Möglichkeit der direkten Stromnutzung durch batterieelektrische und netzintegrierte Oberleitungs-Lkw, die aufgrund der effizienten direkten Stromnutzung und Kostenvorteile als primäre Klimaschutzoptionen anzusehen sind. Für die Schifffahrt, den Luftverkehr und gegebenenfalls Teile des Schwerlastverkehrs ist die direkte Stromnutzung aus technologischen und Kosteneffizienz-Gründen auch langfristig nicht realistisch. Hier ist also die Energieversorgung auf Basis strombasierter Energieträger eine mögliche THG-Minderungsoption.

**Wärmesektor (Gebäudewärme):** Theoretisch kann der Wärmebedarf auch ohne strombasierte Energieträger klimaneutral gedeckt werden. Hierzu sind starke Effizienzgewinne durch Wärmedämmung und u.a. der Einsatz direktelektrischer EE-Wärmebereitstellungs-Technologien wie Wärmepumpen notwendig. Aufgrund von Restriktionen beim Einsatz dieser Technologien und der Gebäudedämmung ist eine Teilwärmeversorgung auf Basis strombasierter Energieträger nicht auszuschließen.

**Industriesektor:** Für die gesamte stoffliche Nutzung (z.B. Grundstoffchemie) und Hochtemperatur-Anwendungen ist die Nutzung strombasierter Stoffe und Energieträger eine Klimaschutzoption. Je nach Verfügbarkeit von Biomasse und der CCS-Technologie sowie je nach Steigerung der Energie- und Materialeffizienz ergeben sich niedrige bis sehr hohe Mengenbedarfe an strombasierten Stoffen. Eine Klimaschutzstrategie, die sich dabei vor allem auf die Potenziale der CCS-Technologien verlässt, ist weniger robust als Strategien, die einen Einstieg in die Biomasse und PtX-Nutzung vorsehen.

**Stromsektor:** Für Speicherbedarfe über kurze oder mittlere Zeiträume stehen alternative Technologien und Flexibilitätsoptionen zur Verfügung. Für die notwendige Energiespeicherung über längere Zeiträume stellt die Nutzung strombasierter Gase eine zentrale Option dar.

Ein entscheidender Unterschied zwischen den Anwendungen in den Sektoren ergibt sich dadurch, dass es für einige mit hoher Wahrscheinlichkeit keine technischen Alternativen gibt. Darunter fällt

beispielsweise die Langfristspeicherung der volatilen EE-Stromerzeugung bei hohen EE-Anteilen im Stromsystem. Für den Einsatz von kohlenstoffhaltigen Stoffen stellt sich eine Dualität mit Produkten biogener Herkunft ein: Auch diese können bis zu einer mengenmäßig begrenzten Verfügbarkeit nachhaltig sein, so dass die Anwendungsbereiche, in denen die direkte Stromnutzung nicht kosteneffizient und technisch nicht plausibel ist, auf strombasierte und biogene THG-neutrale Stoffe zugreifen werden können. Strombasierte Stoffe stehen also in einer Nutzungs- und Wettbewerbskonkurrenz zu nachhaltigen biogenen Stoffen.

### 3.5.2. Notwendige Mengen an strombasierten Stoffen und resultierende Strombedarfe in Klimaschuttszenarien

Mit Blick auf die benötigten Mengen strombasierter Stoffe fokussiert diese Studie auf Deutschland als Nachfrager. Der sektorübergreifende Bedarf an strombasierten Stoffen wird mittel- und langfristig jedoch nicht nur in Deutschland entstehen. Für eine globale Dekarbonisierung sind in den Industrieländern ähnliche Transformationsprozesse notwendig wie in Deutschland<sup>28</sup>.

Aus den sektorspezifischen Betrachtungen für Deutschland (vgl. Kapitel 3) wird deutlich, dass die eingesetzten Energiemengen in den verschiedenen Klimaschuttszenarien sich unterscheiden. Dies ist die Folge verschiedener Ansätze, mit denen die Klimaschuttsziele in den unterschiedlichen Szenariostudien erreicht werden. Daraus lassen sich verschiedene Wirkungen und Interaktionen mit der benötigten Menge an strombasierten Stoffen ableiten:

- Der Bedarf an strombasierten Stoffen steigt mit dem Ambitionsniveau der THG-Minderung. Das spiegelt sich darin wider, dass in den meisten Szenarien mit einer 80%igen THG-Minderung gegenüber 1990 kein Einsatz von strombasierten Stoffen notwendig ist. Für das Einhalten des Pariser Abkommens ist sektorübergreifend allerdings eine Minderung von über 95 % gegenüber dem Emissionsniveau des Jahres 1990 notwendig. Die meisten aktuellen sektoralen und sektorübergreifenden Analysen und Szenarien zeigen, dass für dieses Minderungsniveau strombasierte Stoffe zum Einsatz kommen müssen. Dies hängt unter anderem damit zusammen, dass es für einige Anwendungen trotz Energieeffizienzsteigerungen keine Alternative zum Einsatz von Wasserstoffen und Kohlenwasserstoffverbindungen gibt.
- Die Herstellungskosten der strombasierten Energieträger und Rohstoffe (siehe Kapitel 4.3) sind aufgrund der großen Umwandlungsverluste von Strom in Wasserstoff und Kohlenwasserstoffverbindungen (siehe Kapitel 2) hoch im Vergleich zu anderen stofflichen und energetischen Versorgungsoptionen. Die meisten Klimaschuttsoptionen sind mit geringeren THG-Vermeidungskosten verbunden, so dass die strombasierten Stoffe erst bei hohen Minderungsniveaus eine relevante und notwendige Option zum Klimaschutz werden.
- Der Bedarf an strombasierten Energieträgern hat einen direkten Zusammenhang mit der verfügbaren Höhe des nachhaltigen Biomassepotentials. Da bei der Nutzung nachhaltiger, nachwachsender Rohstoffe als Ausgangsmaterial bis zu einem gewissen Mengenpotenzial von niedrigeren Kosten als bei strombasierten Energieträgern und Rohstoffen ausgegangen wird, senkt eine

---

<sup>28</sup> Auch wenn andere Regionen sehr unterschiedliche Rahmenbedingungen für die Nutzung von erneuerbaren Energien besitzen (z. B. PV-Stromerzeugung in Sub-Sahara-Afrika oder Geothermie in Island), wird die Nutzung strombasierter Stoffe für bestimmte Prozesse und Anwendungen aufgrund mangelnder klimafreundlicher Alternativen global erfolgen. Aufgrund der sehr unterschiedlichen ökonomischer Strukturen lassen sich die Bedarfsanalysen für Deutschland nicht per se auf andere Länder übertragen. So werden insbesondere die Bedarfe an strombasierten Energieträgern für Industrieprozesse in anderen Ländern ohne ausgeprägte Chemie- und Grundstoffindustrie in geringerem Maße als in Deutschland auftreten. Zur Dekarbonisierung des Schiffs- und Flugverkehrs werden aber auch andere Länder Bedarfe an strombasierten Kraftstoffen entwickeln.

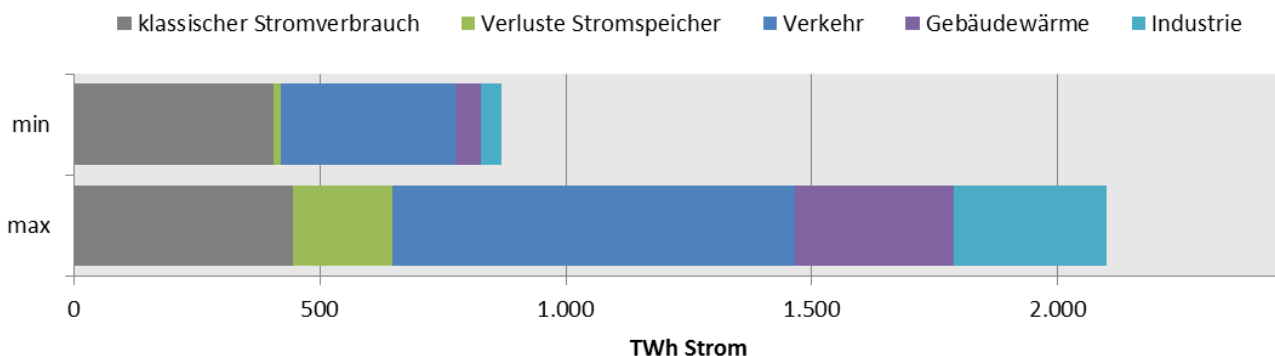
stärkere Nutzung von biogenen Kohlenwasserstoffen prinzipiell den Bedarf nach strombasierten Optionen. Allerdings sind nachhaltige Ausbaupotenziale für Bioenergie deutlich stärker begrenzt, als es noch vor einigen Jahren angenommen wurde. Die Annahme einer ausgeprägten und für das Energiesystem dominanten Biomassenutzung wird aus diesem Grund auch in den meisten Szenarien nicht mehr getroffen.

- Die Reduktion des Gesamtenergiebedarfs durch Vermeidungs- und Effizienzmaßnahmen (z. B. durch geringere Verkehrsnachfrage, stärkere Wärmedämmung von Gebäuden, Prozessoptimierung in der Industrie) vermindert den Bedarf an strombasierten Energieträgern erheblich. Die sektoralen Betrachtungen zeigen, dass solche Maßnahmen der Nutzung von strombasierten Energieträgern vorzuziehen sind und für die Erreichung sehr ambitionierter Klimaschutzziele, wie dem Einhalten des 1,5°-Ziels, notwendig sind (siehe z. B. Quaschnig 2016; BCG; Prognos 2018; Öko-Institut; Fraunhofer ISI 2015).
- Die direkte Stromnutzung ist die effizientere Form der Substitution fossiler Energieträger mithilfe erneuerbaren Stroms. Die Elektrifizierung der Wärmeversorgung und im Verkehrssektor (z. B. Wärmepumpen, Elektrifizierung des Straßenverkehrs) erlaubt die erneuerbare Energienutzung mit geringeren Wandlungsverlusten im Vergleich zur Nutzung von strombasierten Stoffen. Der Grad der Elektrifizierung wirkt sich demnach stark auf die benötigten Mengen an strombasierten Stoffen und Strom aus. Jedoch müssen in den jeweiligen Sektoren andere Technologien als heute zum Einsatz kommen, was auch eine größere Transformationsleistung bei der Infrastruktur bedeutet.

Relevant für die Wirkung auf das Stromsystem ist nicht die Endenergienachfrage nach strombasierten Stoffen über die verschiedenen Sektoren, sondern der Strombedarf für die Herstellung der Energieträger. Dieser ist aufgrund der Energieverluste während der Herstellung höher (siehe Kapitel 2). Abbildung 3-3 zeigt die Strombedarfe, die durch die zusätzliche Nachfrage nach Strom (z. B. durch Elektromobilität oder Wärmepumpen) sowie durch strombasierte Stoffe im Jahr 2050 anfallen. Die Abbildung stellt nicht ein konsistentes minimales und ein konsistentes maximales Szenario dar. Um die Bandbreite der zukünftigen Stromnachfrage abschätzen zu können, wurden aus verschiedenen Studien minimale und maximale Strombedarfe für die einzelnen Sektoren entnommen.



**Abbildung 3-3: Minimale und maximale Strombedarfe in 2050 nach Sektoren bei 95%-THG-Minderung ggü. 1990**



Quelle: Eigene Darstellung; da die sektor spezifischen Angaben aus unterschiedlichen Studien nicht konsistent zueinander sind (z. B. weil Biomassepotenziale unterschiedlich auf die Sektoren allokiert werden), soll die Darstellung lediglich die relativen Größenordnungen zwischen den Szenarien und Sektoren darstellen.

Klassischer Stromverbrauch minimal BCG; Prognos (2018). maximal (eigene Annahme: Minimalwert plus 10% unter Annahme geringerer Effizienz);

Speicherverluste eigene Berechnung auf Basis von minimal MWV; IWO; MEW; UNITI (2018); BCG; Prognos (2018); Öko-Institut und Fraunhofer ISI (2015); maximal dena (2018) Elektrifizierungsszenario95

Verkehr (inkl. internationaler Verkehr) minimal Öko-Institut und Fraunhofer ISI (2015) maximal MWV; IWO; MEW; UNITI (2018) (hier keine Daten zu direktelektrischem Bedarf vorhanden)

Gebäude minimal Öko-Institut und Fraunhofer ISI (2015), maximal ewi Energy Research & Scenarios (2017)

Industrie minimal BCG; Prognos (2018); maximal dena (2018)

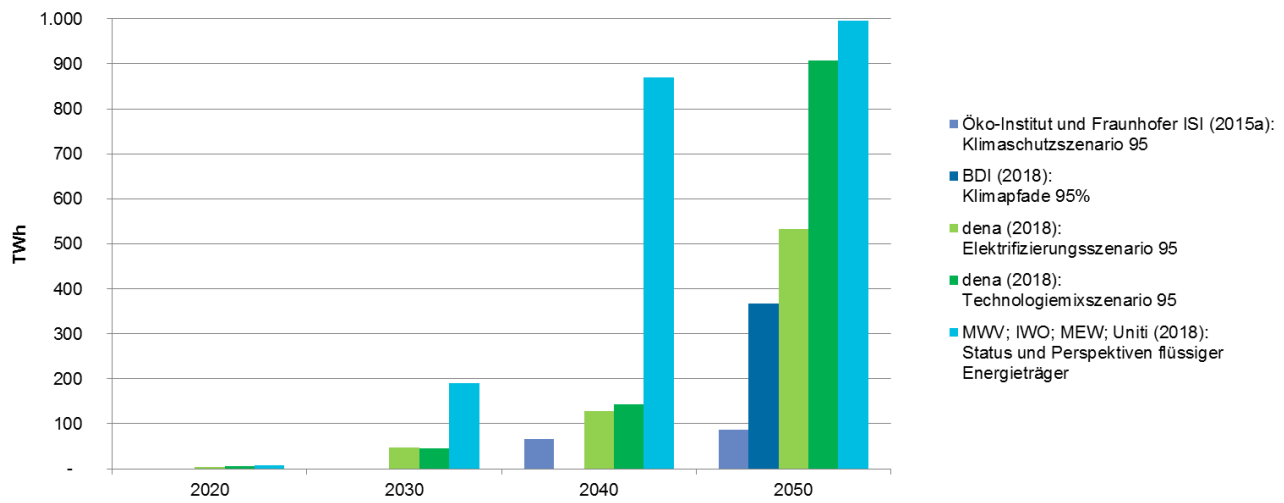
Aus der Abbildung 3-3 können die folgenden Erkenntnisse gewonnen werden:

- Die Stromnachfrage bis 2050 wird signifikant ansteigen, auch wenn massive Anstrengungen bei der Verbrauchsreduktion und Effizienz unternommen werden (vgl. „min“-Balken).
- Die Diskrepanz ist zwischen den Studien groß. Im „max“-Fall ist die Nachfrage nach Strom mehr als doppelt so hoch wie im „min“-Fall. Diese Ergebnisse sind stark von den sektoralen THG-Minderungsstrategien der Szenarien abhängig. So werden für minimale sektorale Strombedarfe insbesondere Effizienzsteigerungen und Nachfragereduktionen angenommen. Im Minimalfall des Industriesektors stehen der Biomasseeinsatz und die CCS-Technologie im Zentrum der THG-Minderung.
- Der Verkehrssektor nimmt im Jahr 2050 eine Sonderstellung ein und wird vermutlich die größte Nachfrage nach Strom haben. Im Unterschied zum Industrie- und Gebäudesektor zeigt sich, dass der Verkehrssektor auch im „min“-Fall durch das Aufkommen der batterieelektrischen Fahrzeuge einen großen Strombedarf hat.

Neben den absoluten Mengen an strombasierten Stoffen ist zusätzlich relevant, ab wann diese Stoffe im System benötigt werden und technisch auch zur Verfügung stehen. In Abbildung 3-4 sind Szenarien für eine 95%ige Minderung der THG-Emissionen gegenüber 1990 gegenübergestellt, welche die Bandbreite der Bedarfe abbilden. Die Unterschiede zwischen den Studien ergeben sich insbesondere durch die Hauptstrategie, die in den Studien verfolgt wird (Einsatz von CCS, massive Vermeidungsstrategien und ein verstärkter Einsatz von strombasierten Stoffen). Die Unterschiede in der Klimaschutzstrategie zeigen sich in den Studien bereits für das Jahr 2030, in dem die Szenarien einen Bedarf zwischen 0 und annähernd 200 TWh an strombasierten Stoffen zeigen. Vergleicht man dies mit den technischen Herausforderungen, die für die Nutzung von strombasierten

Stoffen zu bewältigen sind (siehe Abschnitt 2.2.2) und den hohen Investitionen (siehe Abschnitt 0), die für einen solchen Ausbau erforderlich wären, erscheinen hohe Mengen an strombasierten Stoffen zu diesem Zeitpunkt als sehr ambitioniert. In allen Szenarien steigen die Bedarfe an strombasierten Stoffen insbesondere zwischen den Jahren 2040 und 2050 stark an.

**Abbildung 3-4: Bedarf an strombasierten Stoffen in unterschiedlichen Klimaschutzszenarien**



#### 4. Nachhaltigkeitsaspekte und Kosten der Produktion strombasierter Stoffe

Die Nutzung strombasierter Stoffe ermöglicht eine starke Reduktion von CO<sub>2</sub>-Emissionen im Vergleich zur Nutzung fossiler Energieträger und Rohstoffe bis hin zur vollständigen THG-Neutralität: Dazu muss die Produktion jedoch bestimmte Anforderungen für den Energie- und CO<sub>2</sub>-Bezug erfüllen. Auch weitere Nachhaltigkeitsaspekte sind für die Nutzung strombasierter Stoffe relevant. Flächen werden für die notwendige Stromproduktion und die CO<sub>2</sub>-Bereitstellung in Anspruch genommen, und gerade in trockenen Regionen kann die Herstellung strombasierter Stoffe eine Wirkung auf die Wasserverfügbarkeit vor Ort besitzen.

Die Erfahrungen bei der Markteinführung der Biokraftstoffe zeigen, dass die Einhaltung und die frühzeitige Definition von Nachhaltigkeitsanforderungen und –kriterien zentral für die gesellschaftliche Akzeptanz am Produktionsstandort und in den Nutzungsmärkten sind. Auch ist dies für die Marktsicherheit (d. h. auch das Risiko von Fehlinvestitionen zu vermeiden) strombasierter Stoffe relevant, so dass über die Notwendigkeit der Verständigung über soziale und ökologische Produktionsregularien ein breites Einverständnis zwischen den verschiedenen Stakeholdergruppen besteht. Über die Ausgestaltung der Nachhaltigkeitskriterien besteht dieses Einverständnis jedoch nicht (Öko-Institut 2019b).

Kapitel 3 hat die mögliche Bedeutung strombasierter Stoffe für den zukünftigen Klimaschutz dargestellt. Dem Anspruch, die THG-Emissionen zu reduzieren und gegebenenfalls eine Option für eine emissionsfreie Nutzung zu sein, werden strombasierte Stoffe aber nicht automatisch gerecht. Welche Herausforderungen und Anforderungen sich daraus ergeben, ist wesentlicher Bestandteil dieses Kapitels (siehe auch Öko-Institut (2019a) für eine detailliertere Diskussion der Nachhaltigkeitsanforderungen). Da diese Herausforderungen auch einen starken Einfluss auf die Kosten der

Produktion strombasierter Stoffe haben, werden auch mögliche kostenseitige Entwicklungen in diesem Kapitel dargestellt.

## 4.1. Anforderungen für die THG-Minderung durch strombasierte Stoffe

### 4.1.1. Strombezug und Systemintegration

- Eine wirtschaftliche und mengenmäßig relevante Erzeugung von strombasierten Stoffen allein auf Basis von netzbedingter, überschüssiger EE-Erzeugung in Deutschland wird aller Voraussicht nach nicht möglich sein.
- Erst bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien im Nutzungsmix der Herstellung (ab ca. 70 % bis 80 % je nach strombasiertem Stoff) stellt sich ein Klimavorteil von strombasierten Stoffen im Vergleich zu den fossilen Referenzprodukten ein. Bei niedrigeren erneuerbaren Anteilen führt der Einsatz von strombasierten Stoffen zu erhöhten Emissionen und ist daher kontraproduktiv. Ein Klimavorteil wird zuerst beim Ersatz von bisher aus Erdgas erzeugtem Wasserstoff erreicht.
- Um als THG-Minderungsinstrument zu wirken, muss die zusätzliche Stromnachfrage durch zusätzlich erzeugten erneuerbaren Strom abgedeckt werden, d.h. es muss sich um Strom handeln, der ohne die Herstellung von strombasierten Stoffen nicht erzeugt worden wäre. Hierzu gehört, dass die Ausbauziele für die Erzeugung von EE-Strom angehoben werden müssen.
- Zudem muss die Produktion von strombasierten Stoffen flexibel auf das EE-Angebot reagieren, also nicht in Bandlast fahren. Die Einbindung der Produktionsanlagen für strombasierte Stoffe in das Stromnetz darf keine neuen Netzengpässe verursachen oder Netzengpässe verstärken.
- Der prognostizierte Strombedarf für die Produktion von strombasierten Stoffen und direktelektrische Anwendungen übersteigt in ambitionierten Klimaschutzszenarien im Jahr 2050 die Potenziale für die erneuerbare Stromerzeugung in Deutschland. Somit werden Importe von strombasierten Stoffen aus dem Ausland wahrscheinlich.
- Die Produktion von strombasierten Stoffen im Ausland ist im Einklang mit der Umstellung des lokalen Stromsystems auf erneuerbare Quellen zu realisieren.

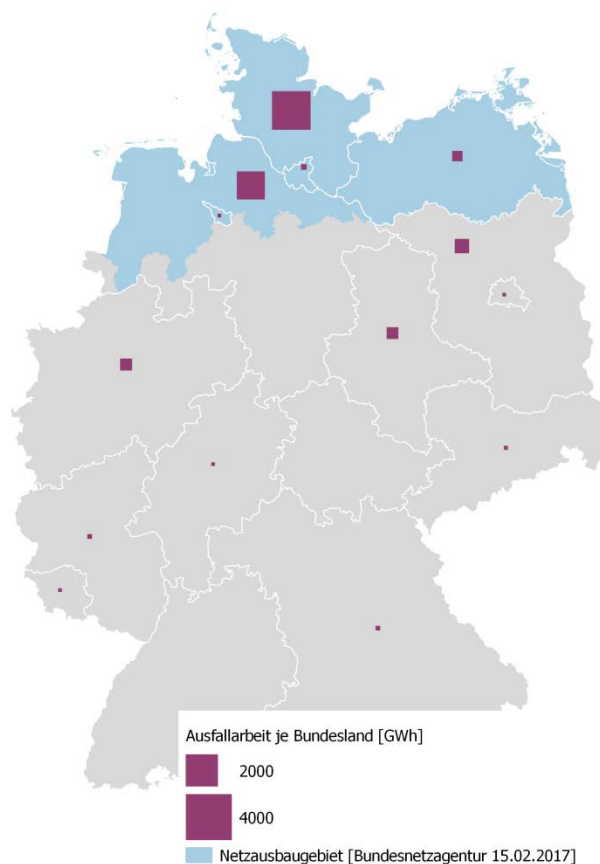
Die sektorübergreifende Analyse (siehe Kapitel 3.5) zeigt, dass zur Erreichung einer annähernd vollständigen Treibhausgasreduktion in Deutschland langfristig aller Wahrscheinlichkeit nach ein Bedarf an strombasierten Stoffen besteht. Die Produktion dieser strombasierten Stoffe – auch wenn diese nur zum Teil in Deutschland stattfindet – würde das Stromsystem stark beeinflussen. So wird zur Deckung des zusätzlichen Strombedarfs zusätzliche Stromerzeugung notwendig. Im Folgenden werden die systemischen Effekte dieser zusätzlichen Nachfrage auf die Stromerzeugung beschrieben. Hierbei stehen insbesondere die Auswirkungen einer Produktion strombasierter Stoffe im Transformationsprozess bis zum Jahr 2050 im Mittelpunkt, in dem das Stromsystem weiterhin von einer Mischung aus fossiler und erneuerbarer Erzeugung geprägt ist. In diesem Kontext werden folgende Fragestellungen adressiert:

- Können EE-Überschüsse zur Produktion von strombasierten Stoffen verwendet werden?
- Bei welcher CO<sub>2</sub>-Intensität der Stromerzeugung führt die Nutzung von strombasierten Stoffen zu geringeren Emissionen als die fossile Referenz?
- Welche Anforderungen an den Betrieb und Standort sind aus Stromsystemsicht an die PtX-Anlagen zu stellen?
- Kann der Bedarf an strombasierten Stoffen in Deutschland erzeugt werden?

Grundsätzlich bestehen im Stromsystem verschiedene Möglichkeiten zur Deckung des zusätzlichen Strombedarfs für die Herstellung strombasierter Stoffe. Zum einen können bestehende Stromerzeugungskapazitäten stärker genutzt werden. Dies kann entweder durch die zusätzliche Integration von überschüssiger EE-Produktion, welche nicht anderweitig in das System integriert werden kann, oder durch eine höhere Auslastung bestehender Gas- und Kohlekraftwerke erfolgen. Zur klimafreundlichen Produktion strombasierter Energieträger können darüber hinaus auch neue erneuerbare Erzeugungsanlagen geschaffen werden. Wenn ausschließlich die beiden genannten Fälle der Nutzung zusätzlichen erneuerbaren Stroms angewendet würden, so würden im Stromsystem keine weiteren THG-Emissionen entstehen. Der zusätzliche Strombedarf für so hergestellte strombasierte Stoffe wäre klimaneutral zur Verfügung gestellt. Der entgegengesetzte Fall zusätzlicher THG-Emissionen im Stromsystem würde bei der höheren Auslastung des bestehenden fossilen Kraftwerkparks eintreten. Daraus wird deutlich, dass für eine THG-Bewertung der Herstellung strombasierter Stoffe immer die Perspektive des Stromsystems relevant ist.

Die Nutzung überschüssiger EE-Erzeugung erscheint als eine kostengünstige Option der Energiebereitstellung für eine klimaneutrale Produktion strombasierter Stoffe, da in diesem Fall keine zusätzlichen THG-Emissionen im gesamten Stromsystem anfallen würden. Um diese Einschätzung qualifiziert bewerten zu können, muss zunächst zwischen netzbedingten und marktbedingten Überschüssen unterschieden werden.

Netzbedingte EE-Überschüsse entstehen, wenn die bestehenden Netzkapazitäten vorübergehend nicht ausreichen, um den erzeugten Strom abzutransportieren und der Netzbetreiber die EE-Anlagen abregelt (Einspeisemanagement). Mengenmäßig sind diese netzbedingten EE-Überschüsse (auch für die Zukunft) als gering einzustufen: Im Jahr 2018 wurden 5,4 TWh<sub>el</sub> Strom in Deutschland abgeregelt (BNetzA 2019). Dies entspricht einem Anteil von 2,8 % der eingespeisten Jahresarbeit aus EEG-geförderten Erzeugungsanlagen. Im Jahr 2017 war die abgeregelt Strommenge etwa genauso groß, sie lag bei 5,5 TWh<sub>el</sub>. Der aktuelle Entwurf des Netzentwicklungsplans erwartet für das Jahr 2025 netzbedingte Überschüsse in ähnlicher Größenordnung (50 Hertz et al. 2019). Um netzbedingte lokale EE-Überschüsse für die Produktion strombasierter Stoffe nutzen zu können, besteht die Notwendigkeit, dass die entsprechenden Produktionsanlagen räumlich im gleichen Netzgebiet verortet sind, in denen die EE-Überschüsse entstehen, also noch vor dem nächsten Netzengpass. Dies begrenzt die möglichen Produktionsstandorte stark. Die räumliche Verteilung der derzeitigen netzbedingten Überschüsse in Deutschland ist in der Abbildung 4-1 dargestellt. Der Ort, an dem diese netzbedingten EE-Überschüsse anfallen, verändert sich zudem sowohl mit dem weiteren Ausbau der EE-Erzeugung als auch mit fortschreitendem Netzausbau.

**Abbildung 4-1: Netzbedingte EE-Überschüsse im Jahr 2018 in GWh**

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von BNetzA (2019)

Marktbedingte EE-Überschüsse sind zunächst netzunabhängig und entstehen, wenn mehr Strom aus EE-Anlagen erzeugt wird, als zum selben Zeitpunkt nachgefragt wird. Erst ab einem EE-Anteil an der Stromerzeugung von ca. 60 % treten in Szenarien mit Fokus auf den Stromsektor relevante Mengen marktbedingter EE-Überschüsse auf (Öko-Institut; energynautics 2016). Diese marktbedingten EE-Überschüsse spiegeln sich an der Börse durch niedrige Strompreise wider und reizen unterschiedlichste Nachfrager am Strommarkt an, Strom zu nutzen. So kann, erleichtert durch den auf europäischer Ebene angestrebten grenzüberschreitenden Ausbau der Übertragungskapazitäten, beispielsweise in Deutschland zeitweilig anfallender Überschussstrom in andere Länder übertragen werden und dort mit einem hohen Nutzungsgrad fossile Stromerzeugung verdrängen. Auch wird die verstärkte Ausrichtung anderer Verbraucher am EE-Erzeugungsprofil die marktbedingten EE-Überschüsse reduzieren (z. B. flexible Wärmepumpen). Darüber hinaus ist die Verwendung von EE-Überschussstrom auch für verschiedene andere Anwendungen von Interesse (z. B. Power-to-Heat). Im Endeffekt steht die Herstellung strombasierter Stoffe in Konkurrenz zu übrigen Flexibilitätsoptionen, die nach verschiedenen Studien eine kostengünstigere und effizientere Nutzung marktbedingter EE-Überschüsse zulassen (siehe Abschnitt 3.4). Letztlich wird in einem Gesamtkonzept für das System der Stromversorgung und dessen Integration mit anderen Sektoren zu entscheiden sein, durch welche Verfahren EE-Überschüsse optimal genutzt werden. Im Rahmen der fortschreitenden Integration der Nachfragesektoren und des Stromsektors sowie der Erhöhung der Flexibilität der Nachfrager kann davon ausgegangen werden, dass marktbedingte Überschüsse in einem hochflexiblen und europäisch vernetzten Stromsystem nur geringfügig auftreten werden.

Das Potenzial zur Produktion strombasierter Stoffe allein durch die Nutzung von EE-Überschüssen wird nicht nur durch die begrenzten absolut anfallenden Strommengen eingeschränkt, sondern auch durch betriebswirtschaftliche Aspekte. Für den Betrieb von Elektrolyseuren sind aufgrund der hohen spezifischen Investitionen möglichst hohe Volllaststunden der PtX-Anlage notwendig (siehe Abschnitt 4.3). Frontier Economics (2018) schätzen beispielsweise eine Mindestauslastung von 3.000 bis 4.000 Volllaststunden als ein Mindestmaß für einen wirtschaftlichen Betrieb der PtX-Produktion ein.

Eine Analyse der netzbedingten EE-Überschussmengen für das Jahr 2015 zeigt, dass nur an wenigen Umspannwerken an mehr als 1.000 Stunden pro Jahr EE-Überschüsse anfallen (Öko-Institut 2017b). Lediglich an einem Umspannwerk in Schleswig-Holstein wurden im Jahr 2015 in mehr als 3.000 Stunden EE-Erzeugung abgeregelt. Wie vorstehend dargestellt, werden die Überschussmengen zwar durch den weiteren Ausbau der EE-Erzeugung zunehmen, im Zuge des Netzausbaus aber auch wieder reduziert. Ein wirtschaftlicher Einsatz von Elektrolyseuren auf Basis von netzbedingten EE-Überschusszeiten wird somit kaum möglich sein. Auch mit marktbedingten Überschüssen ist eine wirtschaftlich auskömmliche Auslastung erst bei hohen EE-Anteilen im Stromsystem zu erwarten.

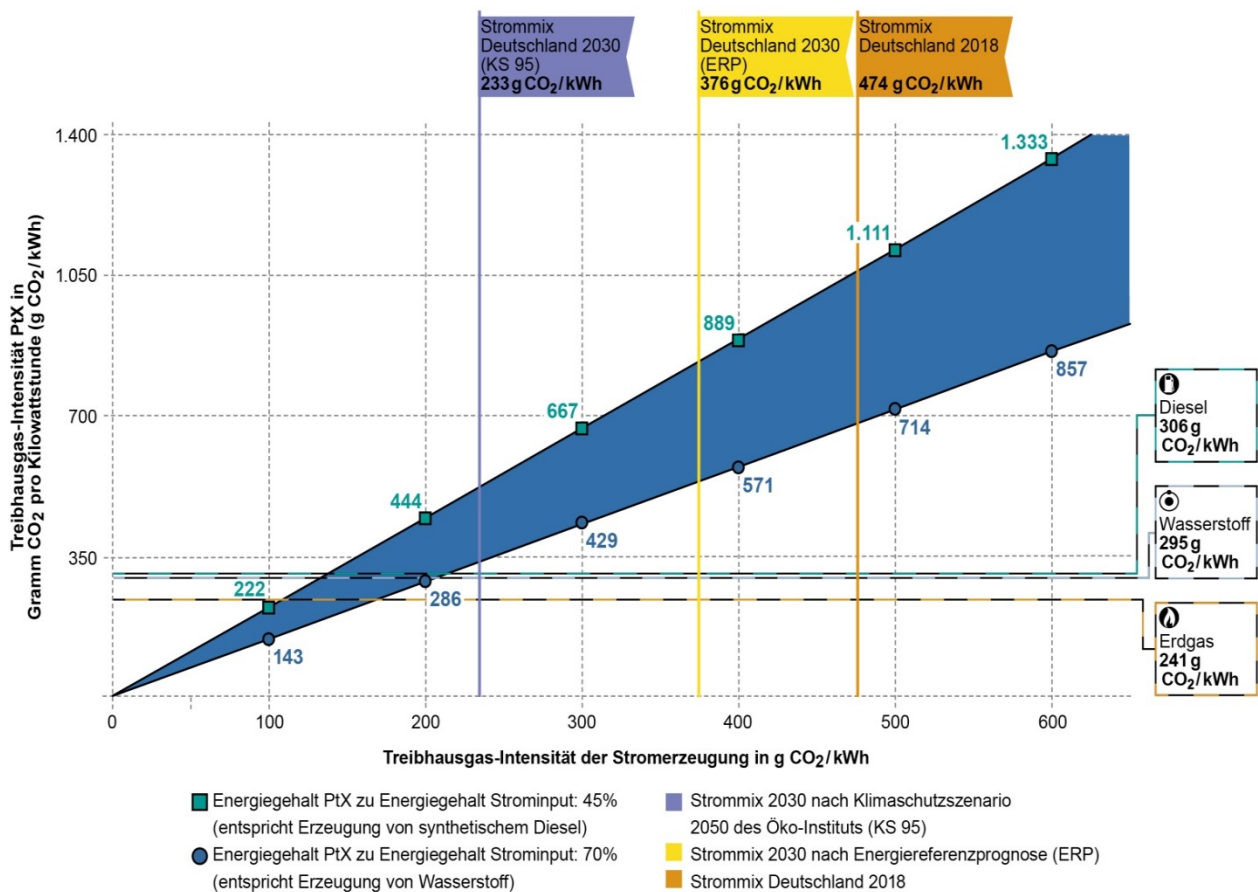
Generell stellt sich die Frage, bei welchem Strombezug der zugehörigen Produktionsanlagen die Nutzung von strombasierten Stoffen zu geringeren Emissionen als die fossile Referenz führt. Dazu zeigt Abbildung 4-2 für unterschiedliche Umwandlungsverluste bei der Herstellung von strombasierten Stoffen, bei welcher CO<sub>2</sub>-Intensität die Nutzung von strombasierten Stoffen im Vergleich zur fossilen Referenz zu THG-Minderungen führt, und in welchen Zeiträumen diese CO<sub>2</sub>-Intensität voraussichtlich erreicht werden kann. Grundsätzlich lässt sich festhalten, dass die Nutzung strombasierter Stoffe bei einer Produktion in Deutschland höchstwahrscheinlich erst zwischen dem Jahr 2035 und 2040 zu einer Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Vergleich zum fossilen Referenzprodukt führt, wenn für die Treibhausgasbewertung der zukünftig erwartete Strommix Deutschlands herangezogen werden muss. Vor diesem Zeitpunkt führt die Produktion strombasierter Stoffe zu einer Erhöhung der THG-Emissionen, es sei denn es kann sichergestellt werden, dass der gesamte Strombedarf dieser Produktion durch zusätzlich erzeugten EE-Strom abgedeckt wurde.

Die Dampfreformierung von Erdgas ist heute der gängige Prozess der Wasserstoffherstellung. Sie führt zu einer CO<sub>2</sub>-Intensität von 295 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>H<sub>2</sub></sub>. Eine Umstellung der Wasserstoff-Herstellung auf die Elektrolyse kann somit ab einem Stromemissionsfaktor von ca. 200 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>el</sub> zu THG-Minderungen beitragen. Dieser Stromemissionsfaktor ist ab einem ca. 70%igen EE-Anteil an der Stromerzeugung zu erwarten. Selbst unter Annahme sehr ambitionierter Klimaschutzmaßnahmen, wie sie im Klimaschutzszenario 95 des „Klimaschutzszenario 2050“ unterstellt werden, ist dieser EE-Anteil an der Stromerzeugung für das deutsche Stromsystem erst nach dem Jahr 2030 wahrscheinlich (Öko-Institut; Fraunhofer ISI 2015). Ein Klimavorteil von strombasierten Substituten für Diesel und Erdgas ergibt sich erst in dem Bereich der CO<sub>2</sub>-Intensität der Stromerzeugung von ca. 150 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>el</sub> (vgl. Abbildung 4-2). Diese Stromemissionsfaktoren sind erst ab einem rund 80%igen EE-Anteil an der Stromerzeugung und in Deutschland frühestens um das Jahr 2040 zu erwarten (Öko-Institut; Fraunhofer ISI 2015).

Diese Analyse basiert auf der Annahme, dass der zusätzliche Stromverbrauch der Elektrolyseure anteilig durch zusätzliche Stromerzeugungskapazitäten aus erneuerbaren Energien flankiert wird. So definiert das EEG die angestrebten EE-Ziele als Anteile am Gesamtstromverbrauch. Unter der Annahme, dass diese Ziele auch bei einem steigenden Strombedarf eingehalten werden können, führt ein zusätzlicher Strombedarf somit „automatisch“ zu einem zusätzlichen EE-Ausbau. In diesem Fall würde der Stromemissionsfaktor durch den zusätzlichen Stromverbrauch der Elektroly-

seure in vereinfachter Betrachtung nicht verändert. Wird jedoch angenommen, dass keine zusätzlichen erneuerbaren Erzeugungskapazitäten entsprechend des zusätzlichen Strombedarfs durch Elektrolyseure geschaffen werden, muss die zusätzliche Stromnachfrage durch die Produktionssteigerung bestehender Stromerzeugungsanlagen gedeckt werden. Da die dargebotsabhängige EE-Erzeugung in der Regel nicht bedarfsgerecht gesteigert werden kann, würde die zusätzliche Stromnachfrage durch zusätzliche Erzeugung fossiler Gas- und Kohlekraftwerke gedeckt werden. Dies hätte hohe zusätzliche Treibhausgasemissionen zur Folge und würde die intendierte Klimawirkung strombasierter Stoffe konterkarieren. Ein Klimavorteil der strombasierten Stoffe im Vergleich zu ihren fossilen Alternativen würde damit erst zu einem späteren Zeitpunkt auftreten als in Abbildung 4-2 dargestellt.

**Abbildung 4-2: Vergleich der CO<sub>2</sub>-Intensität strombasierter Stoffe mit der fossilen Referenz in Abhängigkeit der CO<sub>2</sub>-Intensität der Stromerzeugung; Annahme: Keine weiteren CO<sub>2</sub>-Emissionen durch Art der CO<sub>2</sub>-Quellen und durch indirekte Effekte**



Quelle: [Eigene Abbildung](#); Angaben zu fossilen Referenzwerten aus GaBI 6.0, 2018 und ecoinvent v3.5, 2018; Angaben zum Strommix aus UBA (2019); Prognos; Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI); GWS (2014); Öko-Institut; Fraunhofer ISI (2015).

Um die in Abbildung 4-2 dargestellten zusätzlichen Treibhausgasemissionen zu vermeiden, oder unabhängig von dem durchschnittlichen Stromemissionsfaktor eine Reduktion der Emissionen zu bewirken, muss die Produktion strombasierter Stoffe mit einer überproportionalen Steigerung der erneuerbaren Stromerzeugung einhergehen. Somit könnte der Produktion dieser Stoffe ein

Strommix angerechnet werden, der deutlich höhere erneuerbare Anteile aufweist als der landesweite Durchschnitt. Damit die Produktion strombasierter Stoffe stromseitig als vollständig emissionsfrei angesehen werden kann, müsste im Vergleich zu einem Referenzfall ohne die Produktion dieser Stoffe so viel EE-Strom zusätzlich erzeugt werden, wie die Produktionsanlagen an Strom benötigen.

Durch die Nutzung von Ökostrom, nachgewiesen durch Herkunftsnachweise für EE-Strom, können die Betreiber von Erzeugungsanlagen für strombasierte Stoffe zwar nachweisen, dass ihrem Strombedarf privatrechtlich eine erneuerbare Stromerzeugung zugeordnet wurde. Da jedoch europaweit ein erhebliches Überangebot an EE-Strom für den Ökostrommarkt besteht, kann selbst eine ansteigende Nachfrage nach Ökostrom durch die Anbieter problemlos aus bereits bestehenden EE-Anlagen gedeckt werden. Eine Wirkung auf die Menge der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien lässt sich über den Ökostrommarkt nur dann erreichen, wenn gezielt Herkunftsnachweise aus neu gebauten Anlagen eingesetzt werden, die keine staatliche Förderung erhalten.<sup>29</sup>

Allerdings wird jegliche erneuerbare Stromerzeugung in Deutschland statistisch erfasst und als Beitrag zur Erreichung der staatlich definierten Ausbauziele für erneuerbare Energien gewertet. Das gilt unabhängig davon, wer die Anlage errichtet und betreibt und ob eine Förderung nach dem EEG in Anspruch genommen wird oder nicht. Selbst wenn also die Betreiber von Erzeugungsanlagen für strombasierte Stoffe eine zusätzliche Stromerzeugung aus Erneuerbaren selbst oder durch ihre Stromlieferanten realisieren würden, so würden diese Strommengen auf die nationalen Ausbauziele angerechnet und dazu führen, dass entsprechend weniger neue Anlagen über das EEG gefördert werden müssen. Dies gilt auch für Anlagen zur EE-Stromerzeugung, die unmittelbar mit Erzeugungsanlagen für strombasierte Stoffe gekoppelt sind und nicht in das Stromnetz einspeisen sowie für die Nutzung von EE-Überschussstrom. Damit können privatwirtschaftliche Akteure im aktuellen regulatorischen Rahmen zwar durch gezielte Maßnahmen eine erhöhte erneuerbare Stromerzeugung bewirken, sie können aber nicht verhindern, dass dies durch eine Entlastung des EEG wieder ausgeglichen wird.

Damit diese ausgleichende Wirkung auf das EEG vermieden wird und somit tatsächlich so viel EE-Strom zusätzlich erzeugt werden kann, wie die Produktionsanlagen für strombasierte Stoffe an Strom benötigen, ist staatliches Handeln erforderlich. In Frage käme z. B. eine Erhöhung der EE-Ziele um die auf private Initiative hin zusätzlich erzeugte EE-Strommenge oder eine Nicht-Anrechnung dieser Strommenge auf das festgelegte Ziel.<sup>30</sup> Nur durch derartige Maßnahmen kann sichergestellt werden, dass der Strombedarf für die Herstellung strombasierter Stoffe wirklich treibhausgasneutral gedeckt wird.

Zu beachten ist weiterhin, dass aus wirtschaftlichen Gründen oftmals die Forderung erhoben wird, dass die Betreiber von Erzeugungsanlagen für strombasierte Stoffe von der Zahlung der EEG-Umlage befreit werden. In diesem Fall würden diese Anlagen, die kommunikativ oftmals als emissionsfrei bezeichnet werden, gemäß der geltenden Regelungen für die Stromkennzeichnung keinen Anteil des durch das EEG finanzierten EE-Stroms beziehen (vgl. § 78 EEG). Zudem würde die

<sup>29</sup> Für eine energiewirtschaftliche Analyse der Nutzung von Herkunftsnachweisen siehe Öko-Institut (2017a). Der Verzicht auf staatliche Förderung wird deshalb empfohlen, weil es grundsätzlich sinnvoll erscheint, dass die staatlich geförderte Erzeugung primär den Akteuren zugeordnet wird, die die Förderung finanzieren. In Deutschland wird diese Zuordnung durch die Regelungen der Stromkennzeichnung sichergestellt. Es erscheint sinnvoll, dies auch auf geförderte Anlagen im Ausland zu übertragen, selbst wenn für den Strom aus diesen Anlagen Herkunftsnachweise ausgestellt werden dürfen.

<sup>30</sup> Die Umsetzbarkeit dieser Optionen im Rahmen des geltenden nationalen und europäischen Rechts kann an dieser Stelle nicht weiter diskutiert werden.



geforderte finanzielle Entlastung der Erzeugungsanlagen für strombasierte Stoffe auf Kosten der verbliebenen Zahler der EEG-Umlage gehen, also insbesondere der privaten Haushalte, Gewerbebetriebe und nicht energieintensiven Industriebetriebe.

Auch aus Sicht der Stromnetze stellen Anlagen zur Produktion von strombasierten Stoffen zunächst einen zusätzlichen Stromverbraucher dar. Strom muss aus Erzeugungsanlagen zu diesem Verbraucher transportiert werden. Um das Übertragungsnetz für Strom nicht zusätzlich zu belasten, sind die Standorte der Elektrolyseure im Stromsystem von besonderer Relevanz. Große zusätzliche Lasten wie Elektrolyseure sollten daher vor den bestehenden und perspektivischen Netzingpässen errichtet werden, also in Nähe der Regionen mit hoher erneuerbarer Stromerzeugung. Ansonsten ist davon auszugehen, dass ein zusätzlicher Netzausbaubedarf zur Versorgung dieser Anlagen entsteht. Dieser würde die Klimaschutzmaßnahme „strombasierte Stoffe“ sowie das Stromsystem in Deutschland verteuern.

Standorte vor dem Netzingpass können momentan anhand des Netzausbaugebiets der Bundesnetzagentur lokalisiert werden (vgl. blaue Region in Abbildung 4-1).<sup>31</sup> Innerhalb dieses Netzausbaugebietes sollten die Produktionsanlagen strombasierter Stoffe zudem in der Nähe der Abnehmer der strombasierten Stoffe errichtet werden, um zusätzliche Netzingpässe innerhalb des Netzausbaugebietes zu vermeiden. Hier bietet sich insbesondere die Nähe zu bestehenden Industrieanlagen für erste Elektrolyseure an, die derzeit Wasserstoff aus Erdgas erzeugen, da so keine großräumige Transportinfrastruktur notwendig und die Klimaschutzwirkung je Stromeinsatz am größten ist.

Wenn die Produktionsanlage strombasierter Stoffe ihre Last an die momentane Situation im Stromnetz anpassen kann, so wird von einer flexiblen Last gesprochen. Der Netzbetreiber kann perspektivisch auf diese Flexibilität in besonderen Situationen zurückgreifen und so die Herstellung strombasierter Stoffe netzoptimiert betreiben. Elektrolyseure, die vor den Netzingpässen liegen, könnten durch die Fähigkeit, Zeiträume von mehreren Stunden in Überlast betrieben zu werden, bei entsprechendem Anlagendesign netzoptimiert betrieben werden. Eine flexible Fahrweise führt so zu einer verbesserten Integration der Produktion in das Stromnetz, weil dadurch das Stromnetz nicht für jeden Zeitpunkt auf die maximale Einspeisung aus EE-Erzeugungsanlagen ausgerichtet sein muss bzw. kurzfristig die Last vor dem Netzingpass erhöht werden kann. Dazu müssen die Anlagen durch den Netzbetreiber möglichst automatisiert ansteuerbar sein.

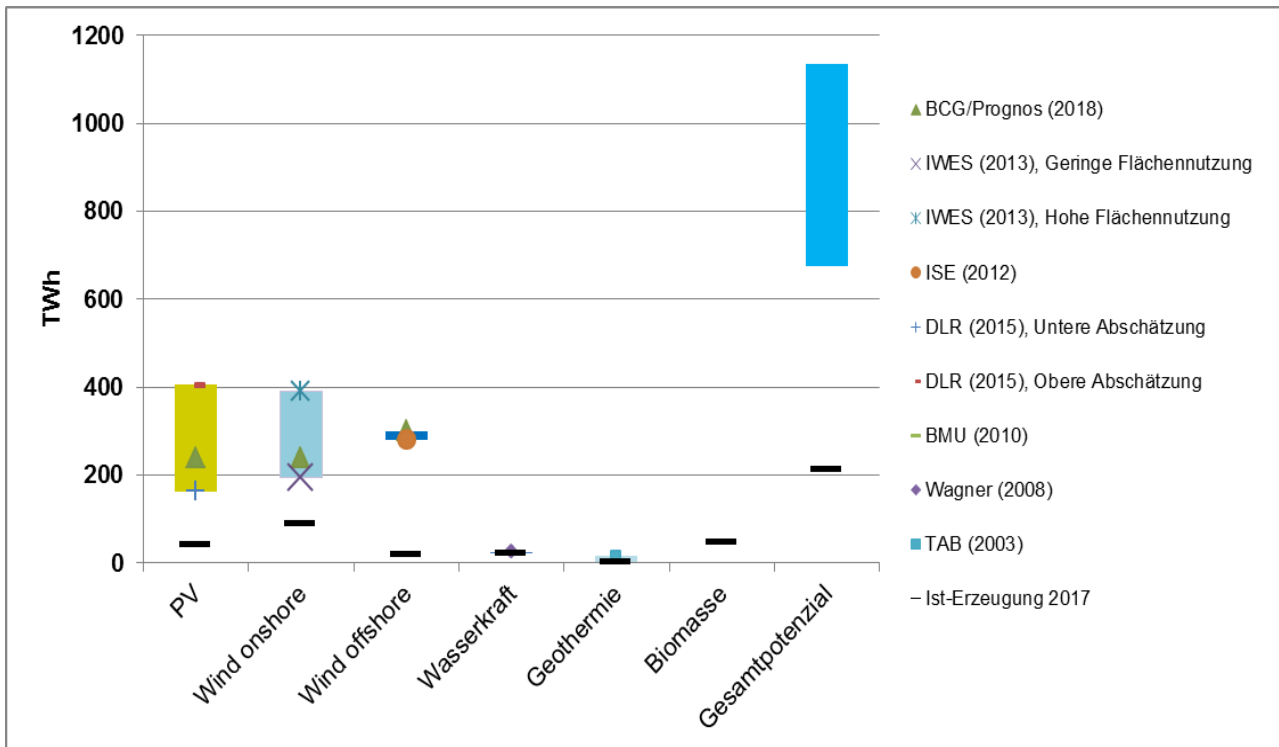
Zur Einordnung der langfristig potenziell verfügbaren EE-Stromerzeugung zur Produktion von strombasierten Stoffen ist eine Gegenüberstellung mit den EE-Potenzialgrenzen in Deutschland sinnvoll. Während die Potenziale für Wasserkraft, Geothermie und nachhaltig genutzte Biomasse bereits fast vollständig erschlossen sind, bestehen beim Ausbau der PV- und Wind-Erzeugung noch große ungenutzte Potenziale. Die Erzeugungspotenziale sind von verschiedenen Faktoren abhängig. Hierzu gehören die zukünftige Technologieentwicklung (z. B. Wirkungsgrade der Anlagen), die gesellschaftliche Akzeptanz von Flächennutzungen<sup>32</sup> und der Naturschutz.

Zahlreiche Studien haben die technologie-spezifischen Stromerzeugungspotenziale untersucht zu unterschiedlichen Ergebnissen. Abbildung 4-3 gibt einen Überblick über die realisierbaren EE-Erzeugungspotenziale verschiedener aktueller Studien.

<sup>31</sup> Einem aktuellen Verordnungsentwurf der Bundesnetzagentur zufolge soll das Netzausbaugebiet ab dem Jahr 2020 neu zugeschnitten werden. Vorgeschlagen wird, das Bundesland Niedersachsen komplett in das Netzausbaugebiet einzubeziehen, das Land Mecklenburg-Vorpommern soll dagegen nicht mehr einbezogen werden.

<sup>32</sup> Die gesellschaftliche Akzeptanz spiegelt sich u.a. in den Abstandsregelungen von Windenergieanlagen zu Wohngebieten wider.

**Abbildung 4-3: Realisierbares EE-Stromerzeugungspotenzial in Deutschland unter Berücksichtigung von Ausschlussflächen**

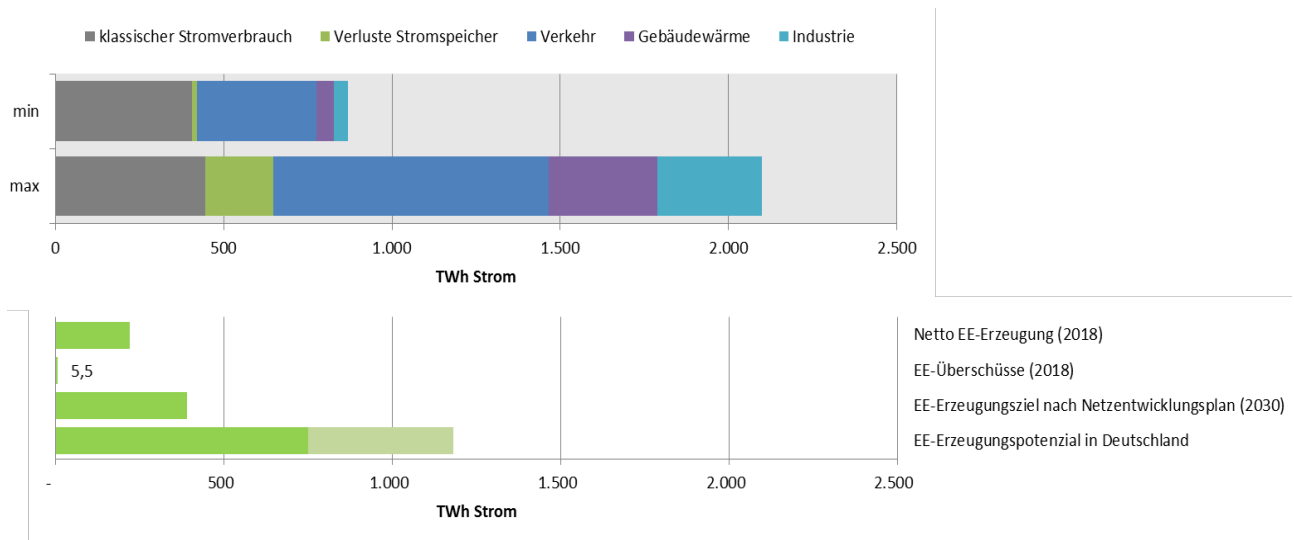


Quelle: AG Energiebilanzen (2018) ([https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article\\_id=29&fileName=20181214\\_brd\\_stromerzeugung1990-2018.pdf](https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=20181214_brd_stromerzeugung1990-2018.pdf)); BCG; Prognos (2018); Fraunhofer IWES (2013); Fraunhofer ISE (2012); DLR; ifeu; LBST; DBFZ (2015); Ingenieurbüro Floecksmühle; Universität Stuttgart; Hydrotec; Fichtner (2010); Wagner (2008); TAB (2003)

Die großen Unterschiede in den Potenzialen und Entwicklungsperspektiven bei Wind ergeben sich insbesondere aufgrund unterschiedlicher Annahmen zur Flächenverfügbarkeit. In der Gesamtbeurteilung liegt das langfristig nutzbare EE-Stromerzeugungspotenzial in der Größenordnung von 750 - 1.180 TWh/a (DLR; ifeu; LBST; DBFZ 2015; Fraunhofer IWES 2014; Fraunhofer ISE 2012; Prognos; Fraunhofer UMSICHT; DBFZ 2017).

Es stellt sich die Frage, wie sich das EE-Stromerzeugungspotenzial im Vergleich zu der zukünftigen Stromnachfrage verhält. Abbildung 4-4 zeigt, dass das deutsche EE-Erzeugungspotenzial diese Nachfrage nur dann decken kann, wenn sowohl bei der Herstellung strombasierter Stoffe wie auch in den anderen Nachfragesektoren größte Anstrengungen unternommen werden, die Stromnachfrage gering zu halten. In Szenarien mit höheren sektorspezifischen Stromnachfragen reicht das innerdeutsche Erzeugungspotenzial nicht aus. Als Resultat dieser Betrachtung muss festgestellt werden, dass alleine durch das nicht ausreichende EE-Stromerzeugungspotenzial höchstwahrscheinlich Importe von strombasierten Stoffen aus dem Ausland notwendig werden.

**Abbildung 4-4: Minimale und maximale Strombedarfe durch Sektorkopplung in Klimaschutzszenarien für das Jahr 2050 nach Sektoren und Erzeugung aus erneuerbaren Energien**



Quelle: Eigene Darstellung

Datenbasis: Vergleiche Abbildung 3-3; Netto EE-Erzeugung: Fraunhofer ISE; EE-Überschüsse 2018: BNetzA; Bundeskartellamt (2018); EE-Erzeugungsziel 2030 nach Netzentwicklungsplan (50 Hertz et al. 2019); EE-Erzeugungspotenzial: DLR; ifeu; LBST; DBFZ (2015); Fraunhofer IWES (2014); Fraunhofer ISE (2012); Prognos; Fraunhofer UMSICHT; DBFZ (2017).

Beim Import von strombasierten Stoffen aus weltweiten Gunstregionen stellt sich vor allem die Frage nach der Wirkung auf das exportierende Land und dessen Energie- und Wirtschaftssystem. Unter Gunststandorte werden dabei Regionen verstanden, die geringe Stromgestehungskosten aus PV oder Wind aufweisen (vgl. Kapitel 4.3) und eine hohe Flächenverfügbarkeit aufweisen. Auch in diesen Ländern gelten grundsätzlich dieselben Überlegungen zur Wirkung auf das jeweilige Stromsystem, wie sie in diesem Abschnitt mit dem Schwerpunkt auf Deutschland geführt wurden. Zusätzlich zu den hier bereits diskutierten Aspekten (EE-Überschüsse, Flexibilität, Netzintegration) müssen folgende Aspekte berücksichtigt werden:

- Die lokale Umstellung des Stromsystems auf erneuerbare Energien führt aufgrund der Wirkungsgradverluste bei der Herstellung von strombasierten Stoffen zu höheren THG-Emissionsminderungen als die Produktion dieser Stoffe. Die Emissionsminderung im Stromsektor des Produktionslandes sollte daher eine höhere Priorität besitzen als der schnelle Ausbau der PtX-Produktion für den Export. Es bestehen besondere Anreize, Gunststandorte für erneuerbare Energien (insbesondere Windenergieanlagen) für die Produktion von strombasierten Stoffen zu nutzen, weil sich aufgrund der Wirkungsgradverluste die Stromgestehungskosten besonders stark auf die Gestehungskosten der strombasierten Stoffe durchschlagen. Dieser Anreiz kann dazu führen, dass EE-Vorzugsflächen nicht der lokalen Stromsystemwende zur Verfügung stehen.
- Grundsätzlich gilt, dass mit dem Ziel eines größtmöglichen Klimavorteils der strombasierten Stoffe Standorte geeignet sind, die einen geringen Anteil fossiler Stromerzeugung im Stromsystem vorweisen und an denen relevante Flächen mit hohen Volllaststunden zur Erzeugung von EE-Strom zur Verfügung stehen. Auch Offgrid-Potenziale weit entfernt von Nachfragezentren nach Strom können hohe Potenziale aufweisen.

#### 4.1.2. Klimafreundlicher CO<sub>2</sub>-Bezug

- Die CO<sub>2</sub>-Abtrennung aus der Umgebungsluft und aus Prozessen, die nachhaltige Biomasse als Ausgangsstoff nutzen, ermöglicht einen klimaneutralen CO<sub>2</sub>-Kreislauf, wenn kohlenwasserstoffhaltige strombasierte Stoffe genutzt werden. Die CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus der Luft befindet sich technisch in der Demonstrationsphase und muss für den großindustriellen Einsatz skaliert werden. Biogene Prozesse werden aller Wahrscheinlichkeit nach nicht in derselben Größenordnung skaliert werden wie die Herstellungsprozesse strombasierter Stoffe. Deswegen und wegen der Mengenbegrenzung nachhaltiger Biomasse ist die Nutzung von biogenem CO<sub>2</sub> in der Herstellung strombasierter Stoffe begrenzt.
- CO<sub>2</sub> aus der Umgebungsluft ist eine Schlüsseltechnologie für die Erreichung der Klimaschutzziele. Die spezifische Förderung von Technologien zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus der Luft ist daher zentral für die Erreichung der Klimaschutzziele.
- Fossile, großindustrielle Punktquellen und aktivierte geologische CO<sub>2</sub>-Quellen sind keine klimaneutralen CO<sub>2</sub>-Quellen für die Herstellung strombasierter Stoffe. Die heutigen Rahmenbedingungen stellen nicht sicher, dass die Nutzung dieser CO<sub>2</sub>-Quellen nicht zu einer Verlangsamung der Emissionsreduktion bei fossilen Punktquellen führt. Erhält CO<sub>2</sub> als Rohstoff für die Produktion strombasierter Stoffe einen ökonomischen Wert, kann dies bei einer Produktion in Deutschland die Wirkung des EU-ETS beeinflussen.
- Für die Nutzung von CO<sub>2</sub> als Industrierohstoff müssen überprüfbare Nachhaltigkeitsregeln entwickelt werden.

Für die Syntheseprozesse von Wasserstoff zu Kohlenwasserstoffen wird CO<sub>2</sub> als Kohlenstoffquelle benötigt (siehe Abschnitt 2). Dabei werden für die Herstellung von Methan und Liquids mit dem Energiehalt einer TWh 0,20 bzw. 0,27 Mio. t CO<sub>2</sub> benötigt (siehe Abschnitt 2.1). Alleine für 1 % der heute nachgefragten Menge an Endenergie im Verkehrssektor (rund 28 PJ) würde sich somit ein Mengenbedarf an 1,55 bzw. 2,09 Mio. t CO<sub>2</sub> ergeben. Bei Berücksichtigung der Nachfrage an strombasierten Stoffen aus langfristigen Klimaschuttszenarien (siehe Abschnitt 3.4) steigt der Bedarf an CO<sub>2</sub> bis auf Werte > 100 Mio. t CO<sub>2</sub>. Stammt dieses in den strombasierten Stoffen gebundene CO<sub>2</sub> aus fossilen, nicht klimaneutralen Quellen, ist die Nutzung von strombasierten Stoffen nicht mit einer THG-Reduktion, verbunden und der Anspruch als Klimaschutzmaßnahme wird nicht eingehalten. Die Freisetzung von CO<sub>2</sub> bei Verbrennung oder anderweitiger Nutzung der strombasierten Stoffe führt dann unabhängig von der Art des eingesetzten Stroms (siehe Abschnitt 4.1.1) zu denselben CO<sub>2</sub>-Emissionen wie der Einsatz fossiler Rohstoffe.

CO<sub>2</sub> steht in der Atmosphäre nicht als reines Gas zur Verfügung und muss daher zunächst mit Energieaufwand aus möglichen CO<sub>2</sub>-Quellen abgetrennt werden. Energetisch vorteilhaft sind dabei Quellen mit einem hohen CO<sub>2</sub>-Anteil; kostenseitig und systemisch sind zudem Punktquellen mit einem hohen CO<sub>2</sub>-Aufkommen an einem Ort für die Herstellung strombasierter Kohlenwasserstoffe mit Vorteilen versehen, da so die mit der Skalierbarkeit verbundene Kostendegression der Produktionsanlagen ohne den Transport von CO<sub>2</sub> erst möglich wird. Mit diesen Prämissen können potenzielle CO<sub>2</sub>-Quellen für eine Eignung in der Herstellung strombasierter Kohlenwasserstoffe miteinander verglichen werden. Auch wird durch die genannten Punkte offensichtlich, dass nachhaltiges CO<sub>2</sub> für die Nutzung in strombasierten Stoffen eher ein begrenzter Rohstoff sein wird, dessen Bereitstellung mit einem Energie- und Ressourcenaufwand verbunden ist. Die Allokation strombasierter Stoffe, die CO<sub>2</sub> für die Herstellung benötigen, sollte daher vor allem in Anwendungen stattfinden, für die keine relevante technische Alternative für den Klimaschutz besteht.

## Biogene CO<sub>2</sub>-Quellen

Die Nutzung von CO<sub>2</sub> aus biogenen Quellen lässt über den „Umweg“ des Biomasseaufbaus einen treibhausgasneutralen CO<sub>2</sub>-Kreislauf mit dem CO<sub>2</sub> aus der Luft zu. Dazu darf die eingesetzte Energie (siehe Abschnitt 4.1.1) für die Abtrennung des CO<sub>2</sub> aus Prozessen mit Biomassenutzung keine THG-Emissionen verursachen. Auch ist der Einsatz nachhaltiger Biomasse eine Grundvoraussetzung für einen nachhaltigen, biogenen CO<sub>2</sub>-Bezug, der durch ein funktionierendes Monitoring- und Zertifizierungssystem für Biomassebezug sichergestellt werden muss. Um die Konkurrenz zur bestehenden Biomassenutzung und mögliche indirekte Effekte zu vermeiden, ist dabei vor allem die Nutzung von CO<sub>2</sub> aus Biomasse sinnvoll, welches zuvor bereits stofflich oder auch energetisch eingesetzt wurde.

Heutige Pilotanlagen für die Produktion strombasierter Stoffe greifen häufig auf Kohlenstoff aus der Biogasproduktion zurück (z. B. Methanproduktion in Werlte), was in dem hohen CO<sub>2</sub>-Gehalt der Rohbiogasströme solcher Anlagen und dem geringen Energieaufwand für die Abtrennung des CO<sub>2</sub> begründet liegt. Die Bioethanol-Produktion, weitere Prozesse der energetischen Biomassenutzung sowie biogene Abfallprodukte der chemischen Industrie können weitere, verfügbare biogene Quellen sein.

Auch wenn langfristig mit größer skalierten Anlagen im Bereich der Bioenergie zu rechnen ist, besteht aufgrund der Kosten für die Bereitstellung der Biomasse immer ein lokaler Rohstoffbezug. CO<sub>2</sub>-Punktquellen in vergleichbarer Größenordnung zu Industrieprozessen und eine lokale Verfügbarkeit großer Mengen an CO<sub>2</sub> aus Biomasse sind daher nicht zu erwarten. Auch ist das nachhaltige Biomassepotenzial mengenmäßig stark begrenzt. Biogene CO<sub>2</sub>-Quellen können demnach das Potenzial als eine nachhaltige, dezentrale CO<sub>2</sub>-Bezugsoption besitzen und vor allem in einer frühen Marktphase eine relevante Rolle für die Produktion strombasierter Kohlenwasserstoffe einnehmen. Die Skalierung der Technologie mit CO<sub>2</sub> aus biogenen Quellen ist jedoch begrenzt.

## Atmosphärisches CO<sub>2</sub>

Die CO<sub>2</sub>-Abtrennung aus der Luft erlaubt einen treibhausgasneutralen CO<sub>2</sub>-Kreislauf für die Herstellung strombasierter Kohlenwasserstoffe, wenn die eingesetzte Energie dafür die Nachhaltigkeitsansprüche aus Abschnitt 4.1.1 einhält. Aus diesem Grund und wegen der „unendlichen“ Verfügbarkeit des Kreislaufes des atmosphärischen CO<sub>2</sub> sehen die meisten Akteure und Studien die Umgebungsluft als die zentrale Kohlenstoffquelle für strombasierte Produktionsprozesse (z.B. Frontier Economics 2018; MWV; IWO; MEW; UNITI 2018).

Nachteilig ist die im Vergleich zu den anderen Bezugsoptionen niedrige Konzentration des CO<sub>2</sub> in der Atmosphäre (ca. 0,04 %). Hieraus folgt, dass die CO<sub>2</sub>-Abtrennung aus der Umgebungsluft einen vergleichsweise höheren Energieaufwand, eine nicht vernachlässigbare Flächeninanspruchnahme<sup>33</sup> und damit verbundene höhere Kosten aufweist. Auch befindet sich die Technologieentwicklung heute in der Demonstrationsphase und es existieren noch keine Anlagen im großindustriellen Maßstab (siehe Abschnitt 2.1.2), der für eine Skalierung der PtX-Produktionsprozesse notwendig ist. Die Weiterentwicklung der möglichen Technologieoptionen für die Abtrennung von CO<sub>2</sub> aus der Umgebungsluft ist daher ein Schlüsselement für ein zukünftiges, mit dem Pariser Ab-

---

<sup>33</sup> Für das TSA-Verfahren (siehe Abschnitt 2.1.5) gibt Wuppertal Institut; Fraunhofer ISI; IZES (2018) einen Flächenbedarf von 0,1 km<sup>2</sup> je Mt CO<sub>2</sub>/a an. Zusammen mit der benötigten Fläche für die Energieversorgung kann sich der Flächenbedarf auf bis zu 2 km<sup>2</sup> je Mt CO<sub>2</sub>/a steigern.

kommen konformes Energie- und Wirtschaftssystem und erscheint alternativlos für die Erreichung der Klimaschutzziele

### **Geologische CO<sub>2</sub>-Quellen**

CO<sub>2</sub> aus geologischen Quellen – vor allem aus geothermischen Prozessen, in denen das CO<sub>2</sub> als Kohlensäure gelöst im Wasser an die Oberfläche transportiert wird – kann eine klimaschonende CO<sub>2</sub>-Bezugsoption sein, muss es aber nicht. Voraussetzung für eine THG-freie CO<sub>2</sub>-Nutzung aus geothermischen Anlagen ist, dass das CO<sub>2</sub> als Teil eines geophysikalischen CO<sub>2</sub>-Zyklus auch ohne industrielle Nutzung in die Atmosphäre entweichen wäre. Als zusätzlich frei gesetztes CO<sub>2</sub> muss CO<sub>2</sub> aus geologischen Quellen bezeichnet werden, wenn durch die industrielle Nutzung die CO<sub>2</sub>-Freisetzung angeregt wurde und somit mehr Emissionen in die Atmosphäre entweichen als ohne Eingriff in die natürlichen Prozesse (dena; LBST 2017).

Ähnlich wie bei CO<sub>2</sub> aus Biogasanlagen besteht der Vorteil der Nutzung aus geothermischen Prozessen in den niedrigen Kosten für die CO<sub>2</sub>-Bereitstellung, so dass Standorte mit einfach verfügbarem CO<sub>2</sub> und günstigem erneuerbarem Strom aus geothermischen Prozessen häufig als Bestandorte aufgezählt werden und somit für eine frühe Marktphase in Frage kommen. Aber auch für diese CO<sub>2</sub>-Bezugsquelle ist die mengenmäßige und räumliche Verfügbarkeit stark limitiert.

### **Großindustrielle (fossile) CO<sub>2</sub>-Punktquellen**

Bei industriellen Anlagen (z.B. thermische Kraftwerke, Stahlproduktion, Zementwerke) fallen höher konzentrierte CO<sub>2</sub>-Emissionsströme an, die vergleichsweise geringe Kosten und Energieaufwände für die CO<sub>2</sub>-Abscheidung zulassen. Zudem stellen die industriellen Punktquellen eine hohe Menge an CO<sub>2</sub> lokal zur Verfügung, so dass eine Skalierung der PtX-Prozesse bei Verwendung dieser CO<sub>2</sub>-Quelle am einfachsten möglich ist. Auch fallen in einigen Anwendungen Prozessemissionen an, die sich auch langfristig nicht vollständig vermeiden lassen werden (siehe Abschnitt 3.3).

Prozessoptimierungen und neue Industrieprozesse, die für die Einhaltung der Anforderungen des Pariser Abkommens in vielen Szenario-Studien als notwendig angesehen werden, führen jedoch langfristig dazu, dass sich verfügbare Kohlenstoffquellen aus industriellen Prozessen stark reduzieren werden; sowohl über Effizienzsteigerungen und veränderte Prozessführung als auch über den möglichen Einsatz der CCS-Technologie (siehe Abschnitt 3.3). Auch ist es so, dass die mögliche CO<sub>2</sub>-Abtrennung Energie benötigt und sich die Effizienz der Prozesse zum Teil durch eine veränderte Prozessführung der Anlagen verschlechtert. Reiter und Lindorfer (2015) geben beispielsweise an, dass die CO<sub>2</sub>-Abtrennung aus Abgasströmen von Industrieprozessen zwischen rund 15 kg (Raffinerieprozesse) und rund 50 kg (Zementherstellung) an CO<sub>2</sub>-Äquivalenten je 100 kg an abgetrenntem CO<sub>2</sub> freisetzt. Die CO<sub>2</sub>-Abtrennung aus großindustriellen Prozessen ist daher direkt mit einer Erhöhung der THG-Emissionen verbunden.

Die Basis für eine THG-Bewertung der Nutzung von CO<sub>2</sub> aus Industrieprozessen ist der zuvor beschriebene THG-Minderungs- und Transformationspfad für den Industriesektor. Eine CO<sub>2</sub>-Nutzung, die die THG-Minderung und die Transformation des Sektors verlangsamt, ist nicht nachhaltig und erzeugt zusätzliche THG-Emissionen. Dabei ist auch zu beachten, dass die Produktionsanlagen strombasierter Energieträger und Rohstoffe eine Abschreibungs- und Betriebsdauer von mindestens 20 Jahren besitzen. Der Anreiz, die CO<sub>2</sub>-Emissionen einer Industrieanlage über diesen Zeitraum zu reduzieren, kann sich also im erheblichen Maße reduzieren. Heutige Entscheidungen bezüglich der CO<sub>2</sub>-Quelle müssen zudem über den Zeitraum von mindestens 20 Jahren dem Anspruch der Nachhaltigkeit gerecht werden. Investitionsentscheidungen um das Jahr 2025

herum können daher den CO<sub>2</sub>-Bezug einer PtX-Anlage bis ungefähr zum Jahr 2050 definieren und somit unterschiedlichen THG-Minderungsregimen für großindustrielle Punktquellen (z. B. Effizienzsteigerung, Prozessveränderungen, Konkurrenz zu CCS) unterliegen.

Als Argument für die Nutzung von CO<sub>2</sub> aus großindustriellen Punktquellen wird häufig auf die Wirksamkeit des EU-ETS verwiesen, der durch sein „Cap“ den THG-Minderungspfad der meisten großindustriellen Anlagen im Strom- und Industriesektor vorgibt. Die Monitoring-Richtlinie für den EU-ETS<sup>34</sup> gibt vor, dass bei der Weiterverwendung des CO<sub>2</sub> in Anlagen, die nicht unter das Regime des EU-ETS fallen, die THG-Minderungsanforderung bei der Anlage im Rahmen des EU-ETS verbleibt; der vorgegebene THG-Reduktionspfad des ETS verlangsamt sich also nicht.

Die Nutzung des CO<sub>2</sub> aus großindustriellen Anlagen kann dennoch einen erheblichen Einfluss auf die Wirksamkeit des EU-ETS besitzen und ihn teilweise konterkarieren: Entsteht ein „Markt“ für CO<sub>2</sub> als Rohstoff, wie es bei der Skalierung der Herstellung strombasierter Stoffe zu erwarten ist, können die CO<sub>2</sub>-Emissionen aus Industrieprozessen einen ökonomischen Wert erhalten, und es kann sich ein Preis für die Verfügbarkeit an CO<sub>2</sub>-Emissionen einstellen. Betreiber der Industrieprozesse mit CO<sub>2</sub>-Emissionen würden somit über die Betriebsdauer der Produktionsanlage strombasierter Stoffe (mindestens 20 Jahre) den durch den EU-ETS gegebenen Anreiz, CO<sub>2</sub>-Emissionen in ihren Anlagen zu verringern, verlieren. Die CO<sub>2</sub>-Minderung müssten in einem solchen Fall andere Teilnehmer des EU-ETS erzielen, die kein CO<sub>2</sub> für die Herstellung strombasierter Stoffe zur Verfügung stellen.

Großindustrielle CO<sub>2</sub>-Punktquellen an möglichen Produktionsstandorten außerhalb der EU liegen außerhalb des Regulierungsrahmens des EU-ETS. Dementsprechend ist es wahrscheinlich, dass die CO<sub>2</sub>-Nutzung in der Herstellung strombasierter Stoffe an Standorten ohne eine dem EU-ETS ähnliche Regulierung zu Mehremissionen führt, da die ausbleibende CO<sub>2</sub>-Minderung nicht durch andere Emittenten ausgeglichen werden muss.

Der derzeitige Regulierungsrahmen in und außerhalb der EU ist daher nicht geeignet, die nachhaltige und klimafreundliche Nutzung von CO<sub>2</sub> aus großindustriellen, fossilen Punktquellen für die Herstellung strombasierter Stoffe sicherzustellen. Sollen großindustrielle CO<sub>2</sub>-Punktquellen für die Herstellung strombasierter Stoffe eingesetzt werden, muss eine Nachweismethodik zur Einhaltung des zuvor definierten Nachhaltigkeitsanspruchs entwickelt werden.

## 4.2. Anforderungen für eine nachhaltige Produktion auf regionaler und lokaler Ebene

- Die Strombereitstellung aus erneuerbaren Energien und die CO<sub>2</sub>-Abtrennung aus der Luft sind flächenintensive Technologien. In Regionen, die ihr Stromsystem für den Klimaschutz noch dekarbonisieren müssen, entsteht eine neue Konkurrenzsituation um Flächen zur direkten Stromnutzung und zur Herstellung strombasierter Stoffe. Die Entwicklung einer Bewertungsmethodik des Flächenpotenzials für die erneuerbare Stromerzeugung und das Potenzial der direkten Stromnutzung erscheint zielführend zu sein, um diese Konkurrenz in Nachhaltigkeitsbewertungen und –zertifizierungen einfließen zu lassen.
- Großskalige Produktionsanlagen strombasierter Stoffe werden eine Wirkung auf die lokale Inanspruchnahme von Frischwasser und Flächen besitzen. Die Beteiligung der lokalen Bevölkerung sowie die unabhängige Evaluation der Wirkungen auf lokaler Ebene sind die Mindestvoraussetzungen aus Nachhaltig-

<sup>34</sup> Artikel 48 der Monitoring-Richtlinie (EU) 601/2012. Ausgenommen davon sind Emissionen, die im Falle von CCS-Technologien langfristig gespeichert werden (Artikel 49). (Europäische Kommission (2012))

keitssicht für den Aufbau solcher Anlagen. Die Bewertung der regional maximal akzeptierten Flächeninanspruchnahme ist notwendig, um nachhaltige Produktionspotenziale möglicher Herstellungsstandorte abschätzen zu können.

#### 4.2.1. Flächeninanspruchnahme

Die Herstellungsprozesse für strombasierte Stoffe nehmen wie ähnliche verfahrenstechnische Prozesse wenig Fläche in Anspruch. Anders ist diese Einschätzung für die Herstellung des zusätzlichen erneuerbaren Stroms und die CO<sub>2</sub>-Bereitstellung aus der Umgebungsluft, die als Input für die PtX-Produktion benötigt werden: Beides sind flächenintensive Technologien. Demnach ist die verfügbare Fläche bzw. die gesellschaftliche Akzeptanz für die industrielle Nutzung von Flächen eine stark limitierende Größe für den Ausbau von PtX-Technologien in dichtbesiedelten Ländern wie Deutschland (siehe auch Abschnitt 3.5.2). Nicht nur wegen der niedrigeren Herstellungskosten (siehe Abschnitt 4.3) ist somit der Schwerpunkt der Produktion strombasierter Stoffe an EE-Vorzugsstandorten in eher gering besiedelten Gebieten in und außerhalb Europas zu erwarten.

Hinsichtlich der Flächeninanspruchnahme hat die Nutzung von strombasierten Stoffen verschiedene Vorteile gegenüber dem in Konkurrenz stehenden, potenziellen Einsatz von Anbaubiomasse als Ausgangsrohstoff: Die Flächenintensität ist um ein Vielfaches geringer, und die in Anspruch genommene Fläche kann beim Einsatz von Onshore-Windkraft zum Teil weiterhin für die originäre Nutzung verwendet werden (LBST; Bauhaus Luftfahrt 2016). Zudem müssen keine (potenziellen) Agrarflächen mit nährreichem Boden und guten klimatischen Bedingungen für die Stromproduktion und CO<sub>2</sub>-Bereitstellung beansprucht werden. Offensichtlich ist jedoch, dass auch die für die Produktion strombasierter Stoffe genutzten Flächen die Nachhaltigkeitsanforderungen an die Kohlenstoffspeicherung in den Böden und an die Biodiversität einhalten müssen, um nachhaltig zu sein.<sup>35</sup>

Abschnitt 3 hat jedoch aufgezeigt, dass strombasierte Stoffe als alternative Klimaschutzoption für die direkte Nutzung des erneuerbaren Stroms diskutiert werden. In diesem Fall ist die Flächeninanspruchnahme wegen der Umwandlungsverluste bei der Herstellung strombasierter Stoffe um ein Vielfaches höher, und die strombasierten Stoffe schneiden daher hinsichtlich der Flächeninanspruchnahme im Vergleich schlechter ab. Daraus ergibt sich eine neue Konkurrenzsituation; und zwar um EE-Vorzugsflächen. Die übermäßige Nutzung von EE-Vorzugsflächen kann – gerade wenn strombasierte Stoffe im großen Maßstab für den Export in andere Länder produziert werden – in Abhängigkeit der verfügbaren Flächen mit besonders günstigen Bedingungen für direkte Nutzung des Stroms (z. B. Potenzial niedriger Stromgestehungskosten, vorteilhafte Bedingungen für Netzeinbindung, Nähe) zu einer verzögerten und gegebenenfalls auch teureren Transformation des jeweiligen regionalen Stromsystems führen (Öko-Institut 2019a).<sup>36</sup>

Im Endeffekt ist die Einführung einer Qualitätsbewertung von Flächen hinsichtlich des Mengen- und Kostenpotenzials für die erneuerbare Stromerzeugung und das Integrationspotenzial in das lokale Stromsystem ein mögliches Vorgehen für die Nachhaltigkeitsbewertung der Produktion von strombasierten Stoffen in EE-Vorzugsregionen. Damit könnte eine Analyse der Konkurrenz zu re-

<sup>35</sup> Bewertungskriterien wie für die **High Conservation Value** (<https://hcvnetwork.org/>); **High Carbon Stock Approach** (<http://highcarbonstock.org/>); **Key Biodiversity Areas** (<http://www.keybiodiversityareas.org/home>) sind geeignet für Einhaltung der Nachhaltigkeitsanforderungen.

<sup>36</sup> Neben der Limitierung bezüglich der verfügbaren Fläche können auch andere Faktoren zur Verzögerung des EE-Ausbaus und zu gegebenenfalls höheren Kosten des regionalen Stromsystems führen: Limitierte infrastrukturelle Kapazitäten für den Aufbau von EE-Anlagen, limitierte Verfügbarkeit von Fachkräften für Planung, Aufbau und Genehmigung von EE-Anlagen.



gional benötigten (zukünftigen) Strombedarfen sowie möglicher Auswirkungen auf Stromverfügbarkeit und -kosten potenzieller Exportländer strombasierter Stoffe durchgeführt werden. Zudem muss an allen PtX-Produktionsstandorten die gesellschaftliche Akzeptanz sichergestellt und eine mögliche Akzeptanzgrenze für die industrielle Nutzung von Flächen eingehalten werden.

#### 4.2.2. Wasserinanspruchnahme

Elektrolyseure benötigen reines Wasser als stofflichen Input für die Wasserstoffherstellung.<sup>37</sup> Solarenergie-Anlagen verursachen durch die notwendige Reinigung von möglichen Solarzellen und Parabolspiegeln einen zusätzlichen und größeren Wasserbedarf, wenn sie für die Herstellung strombasierter Stoffe eingesetzt werden. Cerulogy (2017) gibt diesen bei der Kraftstoffproduktion mit einer Größenordnung von 70 Liter je Liter Kraftstoff an. Zusätzlich kann ein Wasserbedarf auch für die Kühlung der verfahrenstechnischen Anlagen anfallen. Deutlich wird also, dass die Verfügbarkeit von Frischwasser eine Voraussetzung für die Produktion strombasierter Stoffe ist. Cerulogy (2017) schätzt den Wasserbedarf insgesamt jedoch so ein, dass er der Größenordnung anderer Industrieprozesse ähnelt.

Einige der oft als Bestandorte für die Herstellung strombasierter Stoffe diskutierten Regionen weisen eine hohe Sonneneinstrahlung auf und gehören zu den trockensten Regionen der Welt. Diese Regionen (z. B. MENA-Region, Südafrika, Australien, Teile Chinas, Südwesten der USA) weisen dementsprechend häufig heute bereits einen Wassermangel auf, der sich beim erwarteten Bevölkerungsanstieg und der weiteren Verschiebung der Essgewohnheiten auf Fleischprodukte weiter verschärfen dürfte. Gerade bei erheblichen Exporten strombasierter Stoffe ist daher zu hinterfragen, wie gerechtfertigt eine erhebliche Frischwassernutzung für Produkte ist, die selbst nicht den Regionen mit Wassermangel zugutekommen. Auch verweisen Terrapon-Pfaff et al. (2019) am Beispiel einer lokalen Wirkungsanalyse einer solarthermischen Großanlage darauf, dass große Infrastrukturmaßnahmen bestehende Nachhaltigkeitsherausforderungen potenziell verstärken.

Aus Nachhaltigkeitssicht ist selbstverständlich, dass die Nutzung neuer Industrieanlagen nicht die Trinkwasserversorgung an den Produktionsstandorten (Verfügbarkeit, Kosten, Qualität etc.) negativ beeinflussen darf. Im Idealfall sollte die geringe Wasserverfügbarkeit an möglichen Standorten sogar aufgegriffen werden und beim Aufbau neuer Wasserinfrastruktur die Wasserverfügbarkeit für die lokale Bevölkerung verbessert werden. Auch ist bei der Meerwasserentsalzung ein ökologisch ausgerichtetes Anlagendesign vorzusehen, wenn diese für die Aufbereitung zu Frischwasser genutzt wird.

Nationale Betrachtungen sind bei der Wirkungsbewertung der Produktion strombasierter Stoffe auf die Wasserverfügbarkeit nicht zielführend. Lokale Indikatoren und Wirkungsbewertungen sind dagegen umso wichtiger, um Effekte auf die Wasserverfügbarkeit zu bewerten. Die Umsetzung von Best-Practice-Maßnahmen und unabhängige Evaluierungen auf lokaler Ebene müssen demnach ein Mindeststandard für den Aufbau von Produktionskapazitäten in äußerst trockenen Regionen sein.

---

<sup>37</sup> LBST; Bauhaus Luftfahrt (2016) geben für die Herstellung von strombasierten Flüssigkraftstoffen einen Bedarf von 1,4 Liter Wasser je Liter Kraftstoff an.

### 4.3. Die Herstellungskosten strombasierter Stoffe

- Die relevanten Kostenfaktoren für die Herstellung strombasierter Stoffe sind:
  - die Kapitalkosten der verfahrenstechnischen Anlagen, insbesondere der Elektrolyseure
  - die Strombezugskosten bzw. Stromgestehungskosten für erneuerbare Stromerzeugung
  - die Auslastung der verfahrenstechnischen Anlagen.
- Über die Entwicklung dieser Kostenfaktoren und somit über die künftigen Gestehungskosten strombasierter Stoffe besteht eine hohe Unsicherheit. Trotz erheblicher zu erwartender Kostendegression werden die strombasierten Stoffe in ihrer Herstellung aller Voraussicht nach auch langfristig teurer sein als die fossilen Alternativen.
- Wegen der hohen Bedeutung der Stromgestehungskosten für die Herstellungskosten der strombasierten Stoffe können diese Stoffe an den weltweit kostengünstigsten Standorten für die Erzeugung von EE-Strom deutlich kostengünstiger produziert werden als beispielsweise in Deutschland. Der Aufbau großer Produktionskapazitäten in Deutschland ist daher auch aus diesem Grund sehr unwahrscheinlich.
- Es besteht ein Zielkonflikt zwischen einem kostenoptimierten Betrieb der Produktionsanlagen (z. B. hohe Auslastung der Anlage, CO<sub>2</sub>-Bereitstellung aus fossilen Punktquellen) und deren klimafreundlichem Betrieb (flexibler Anlagenbetrieb in Abhängigkeit vom fluktuierenden erneuerbaren Stromangebot, Nutzung nachhaltiger CO<sub>2</sub>-Quellen).
- Ein bisher wenig beachteter, für die Herstellungskosten aber sehr relevanter Faktor sind die gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten (WACC). Bei höheren als in den gängigen Studien angesetzten WACC können die Kostenvorteile von weltweiten EE-Bestandorten gegenüber weniger vorteilhaften EE-Standorten vollständig verschwinden. Dies spricht dafür, dass erste großskalige Anlagen wahrscheinlich in EE-Vorteilsregionen mit hoher politischer Stabilität und stabilem Geschäftsumfeld gebaut werden.
- Studien zu möglichen Weltmarktpreisen strombasierter Stoffe existieren bisher nicht. Diese können je nach Nachfrage, Produktionskapazitäten und politischen Rahmenbedingungen jedoch stark von den Gestehungskosten abweichen. Gerade beim Aufbau erster industrieller Anlagen an wenigen Produktionsstandorten können oligopolartige Strukturen entstehen, die zu hohen Preisen führen.

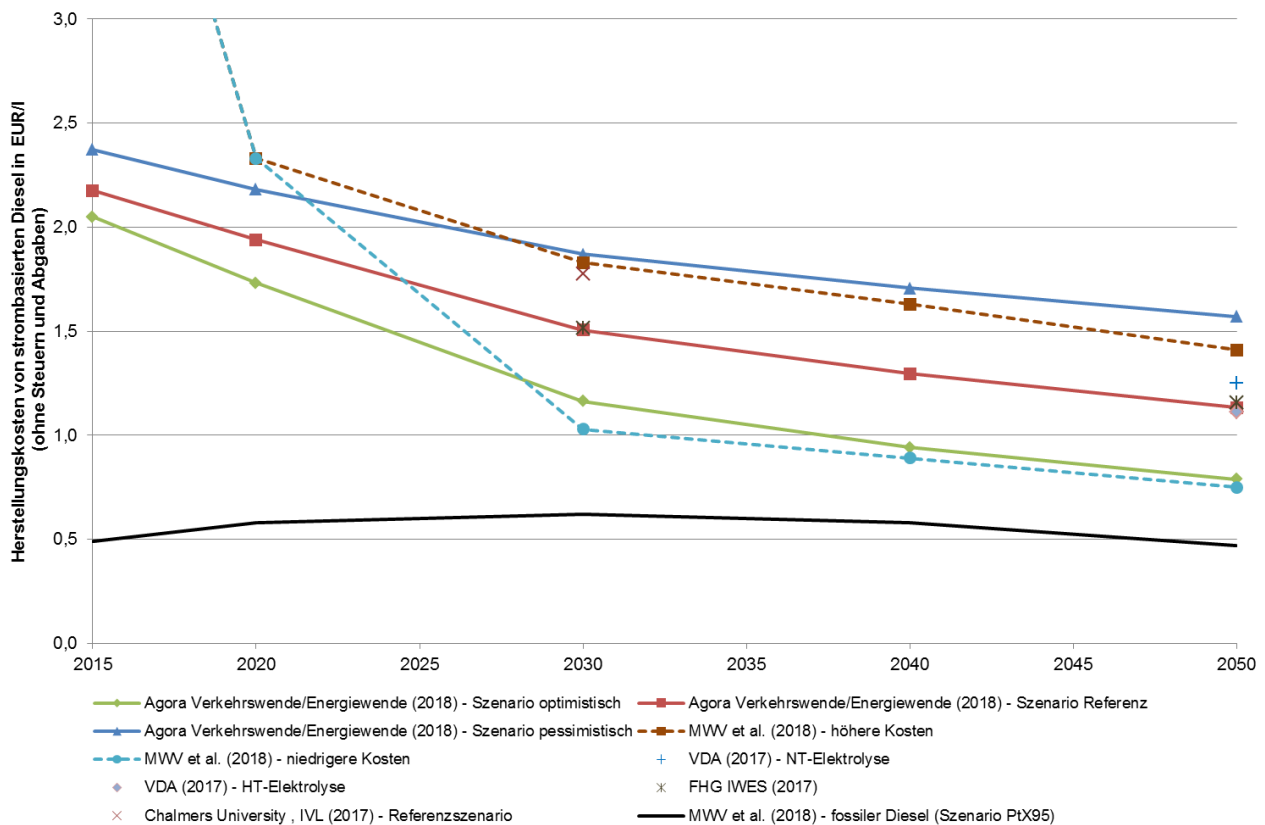
Abschnitt 3 zeigt deutlich, dass der Einsatz strombasierter Stoffe in Klimaschutzszenarien vor allem in Anwendungen stattfinden wird, für die aus heutiger Sicht wenige oder keine technischen Alternativen für einen Klimaschutzbeitrag existieren. Der Hauptgrund dafür sind die hohen Herstellungskosten der strombasierten Stoffe. Dieser Abschnitt geht daher auf die Herstellungskosten und die relevanten kostentreibenden Parameter ein, die sich aus einer Vielzahl an Kostenstudien (MWV; IWO; MEW; UNITI 2018; Frontier Economics 2018; Fraunhofer IWES 2017; dena; LBST 2017; Chalmers; IVL 2017) der letzten Jahre ableiten lassen. Folgende Faktoren sind gemäß der genannten Studien als zentral für die Herstellungskosten strombasierter Stoffe anzusehen:

- Kapitalkosten der verfahrenstechnischen Anlagen zur Herstellung der strombasierten Stoffe und zur CO<sub>2</sub>-Abtrennung, insbesondere der Elektrolyseure;
- Strombezugskosten bzw. Stromgestehungskosten für erneuerbare Stromerzeugung;
- Auslastung der verfahrenstechnischen Anlagen.

In den genannten Kostenstudien sinken die Erzeugungskosten strombasierter Stoffe kontinuierlich (siehe Abbildung 4-5 am Beispiel von strombasiertem Diesel), wobei gerade die Annahme der starken Kostendegression für den Aufbau der verfahrenstechnischen Anlagen durch erste Produk-

tionskapazitäten zu einer erheblichen Kostenminderung bis zum Jahr 2030 führt. Voraussetzung für eine solche Kostenminderung ist der Aufbau erheblicher Produktionskapazitäten sowie die Skalierung der Prozessketten auf eine großindustrielle Produktion. Ob eine solche Skalierung der Technologie wegen der bisher nicht vorhandenen Nachfrage und der technischen Restriktionen für den Aufbau der Technologie in diesem kurzen Zeitraum gelingt (siehe Abschnitt 2.2.2), ist jedoch offen. Auch müssen die Kostenszenarien dieser Studien auch immer unter der Voraussetzung der Skalierung der Technologie verstanden werden. Dezentrale Produktionskonzepte – wie sie zum Teil heute diskutiert werden – können zwar einen Einstieg in die industrielle Fertigung von Elektrolyseuren erleichtern; die in den gängigen Studien erzielte Kostendegression gerade für die strombasierten Stoffe mit Syntheseprozessen ist so nicht zu erzielen, und die strombasierten Stoffe werden in einem solchen Szenario höhere Herstellungskosten aufweisen.

**Abbildung 4-5: Mögliche Entwicklungen der spezifischen Herstellungskosten von strombasiertem Diesel (ohne Steuern und Abgaben) an Bestandorten (CO<sub>2</sub>-Bereitstellung aus der Luft und Vollkostenrechnung erneuerbarer Stromerzeugungskapazitäten)**



Quelle: Eigene Zusammenstellung aus verschiedenen Studien

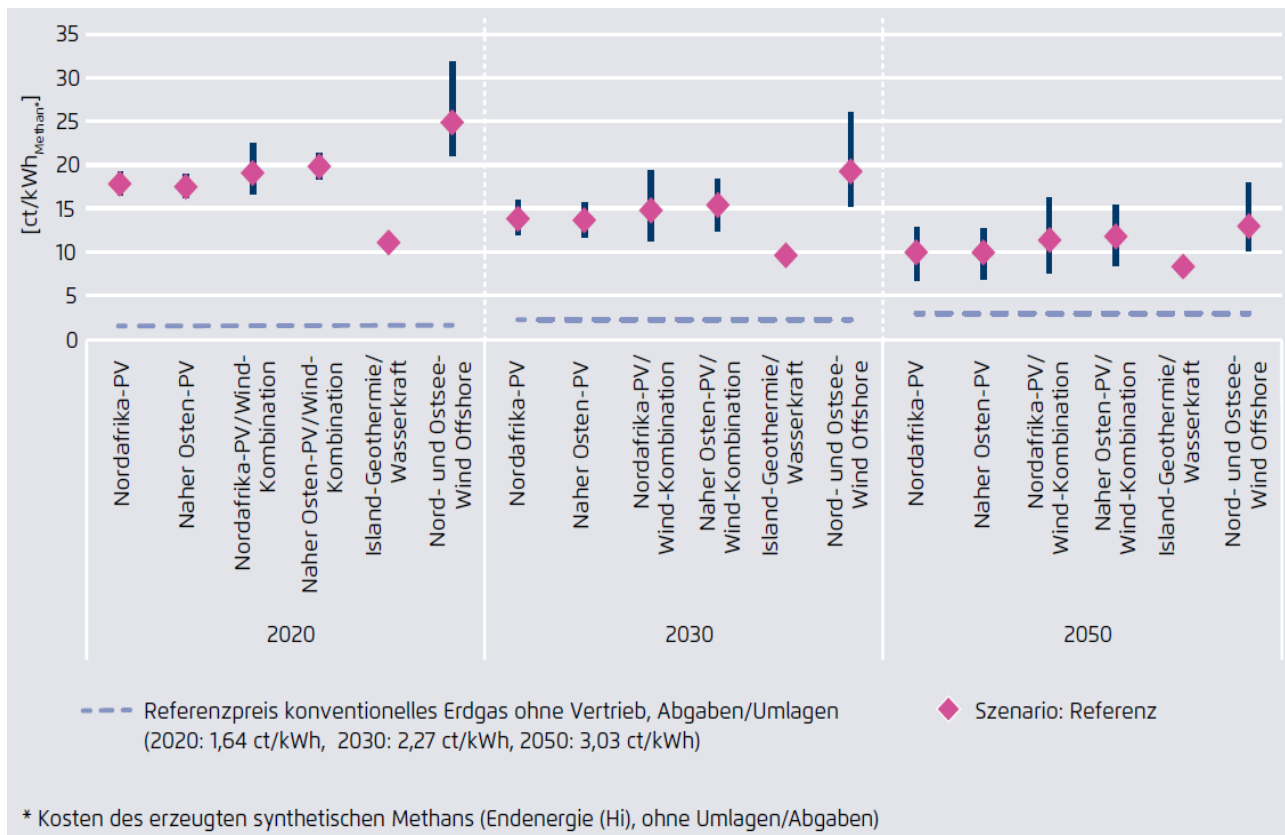
Abbildung 4-5 zeigt auch die hohe Unsicherheit der Kostenentwicklung strombasierter Stoffe, die sich durch unterschiedliche Annahmen für die erreichbare Kostendegression bei den kapitalintensiven verfahrenstechnischen Anlagen und die erneuerbare Stromerzeugung einstellt. Deutlich wird in den Kostenstudien auch, dass mit aller Wahrscheinlichkeit strombasierte Stoffe selbst bei äußerst ambitionierten Kostenverbesserungen langfristig teurer in der Produktion sein werden als ihre jeweilige Alternative.

Strombasiertes Methan und strombasierte Liquids zeigen im Kostenvergleich (bezogen auf die verfügbare Menge an Energie) für die Herstellung und den Transport ähnliche Kostenentwicklungen und unterscheiden sich nur geringfügig mit Kostenvorteilen für strombasiertes Methan (Frontier Economics 2018; MWV; IWO; MEW; UNITI 2018; dena; LBST 2017)<sup>38</sup>. Die Begründung dafür liegt in den ähnlichen Strombedarfen für die Herstellung der Stoffe sowie ähnlichen Syntheseprozessen. Niedrigere Herstellungskosten weist dagegen die Wasserstoffproduktion auf, da die Kapitalkosten für die Syntheseprozesse wegfallen und sich die Strombezugskosten wegen der geringeren Umwandlungsverluste reduzieren. Aber auch für Wasserstoff liegen die Kosten des strombasierten Wasserstoffs erheblich über den Herstellungskosten des fossilen Wasserstoffs. Der Kostenvorteil des Wasserstoffs gegenüber anderen strombasierten Stoffen ist besonders groß, solange der Wasserstoff nicht für die Speicherung oder den Langstreckentransport verflüssigt wird (Chalmers; IVL 2017); in Prozessketten mit Verflüssigung des Wasserstoffs geht der Kostenvorteil des Wasserstoffs annähernd vollständig verloren (Öko-Institut in Veröffentlichung; Fraunhofer I-WES 2017), da zusätzlich die Kapitalkosten für die Verflüssigungstechnologie sowie ähnliche Umwandlungsverluste wie bei den übrigen strombasierten Stoffen anfallen.

---

<sup>38</sup> Der Kostenunterschied zur Erdgasproduktion ist für Methan dagegen erheblich höher als bei strombasiertem Diesel oder Kerosin. In MWV; IWO; MEW; UNITI (2018) liegen die Kosten des strombasierten Methans im Jahr 2050 rund 60 % über den Erdgaskosten für Haushalte; in Frontier Economics (2018) sind die Herstellungskosten des Methans im Jahr 2050 im optimistischen Fall mindestens doppelt so hoch wie die Kosten für das Erdgas; im realistischen Szenario erhöhen sich die Kosten des strombasierten Methans derart, dass sie mindestens drei Mal so hoch wie der angenommene Erdgaspreis des Jahres 2050 liegen (Abbildung 4-6).

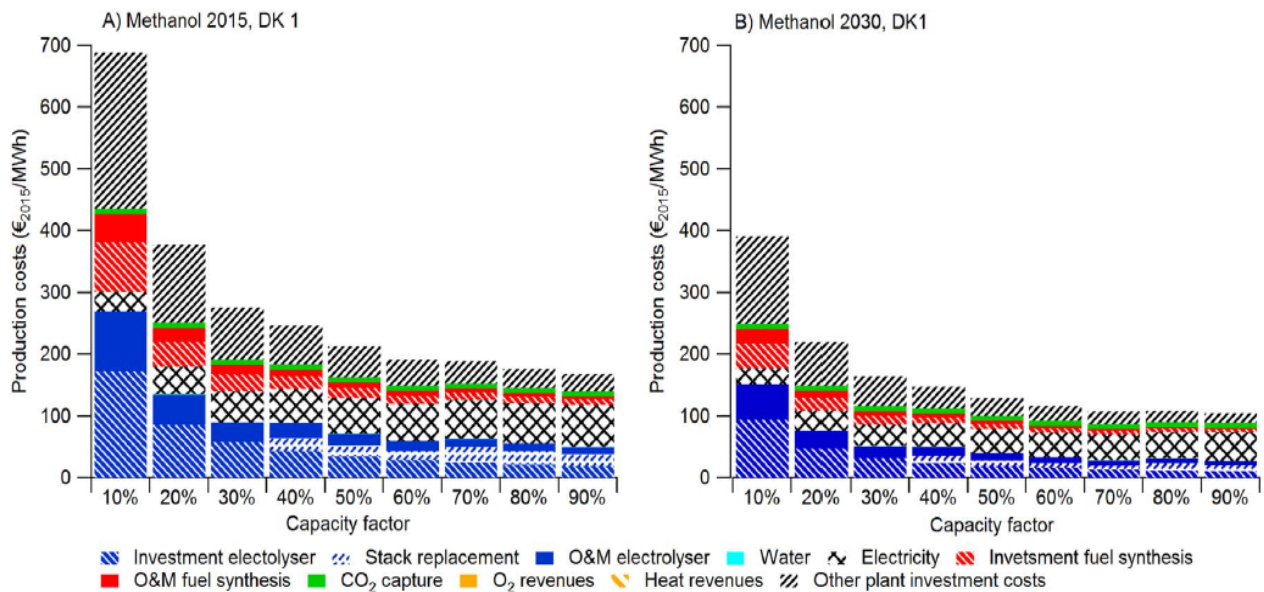
**Abbildung 4-6: Kostenszenarien der Erzeugung strombasierter Methans (ohne Netzentgelte und Vertriebskosten) zu unterschiedlichen Zeitpunkten und an unterschiedlichen Standorten**



Quelle: Agora Verkehrswende und Agora Energiewende (2018)

Die Bedeutung der Strombezugskosten zeigt sich vor allem in der Diskussion möglicher Produktionsstandorte. Je günstiger der Strombezug ist und je günstiger die Stromgestehungskosten der erneuerbaren Stromerzeugung sind, desto niedriger sind Erzeugungskosten der strombasierten Stoffe, wenn alle anderen relevanten Kostenfaktoren vergleichbar sind. Kostenvorteile ergeben sich dadurch an Standorten mit Bestbedingungen für die erneuerbare Stromerzeugung (Abbildung 4-6). Neben den geringen Flächenpotenzialen in Deutschland ist dies der Hauptgrund, weshalb viele Stakeholder langfristig keine relevante Produktion an strombasierten Stoffen in Deutschland, sondern eher an europäischen und globalen Beststandorten für die EE-Erzeugung sehen (Öko-Institut 2019b).

**Abbildung 4-7: Mögliche spezifische Herstellungskosten für strombasiertes Methanol im Jahr 2015 und 2030 in Abhängigkeit der Auslastung der Syntheseanlage**



Quelle: Chalmers; IVL (2017)

Der dritte wesentliche Faktor für die Berechnung möglicher Erzeugungskosten strombasierter Stoffe ist die Auslastung der Produktionsanlage (Abbildung 4-7), da sich darüber die erzeugte Menge an strombasierten Stoffen definiert. Je geringer die Auslastung der Anlage ausfällt, desto höher sind die Herstellungskosten aufgrund der geringeren Menge an verwertbaren Produkten. Die Vorteile der Produktion an Standorten mit möglichst kontinuierlicher erneuerbarer Stromerzeugung an EE-Vorzugsstandorten sind auch für diesen Kostenfaktor offensichtlich.

Die Problematik einer sehr flexiblen Betriebsweise der Elektrolyseure wird an dieser Diskussion auch deutlich, wie dies beispielsweise bei der Überschussstromnutzung der Fall wäre. Sollen Elektrolyseure sehr flexibel auf ein erneuerbares Stromdargebot reagieren, müssen die nachgeschalteten Synthese- oder auch anderweitige Industrieprozesse flexibel reagieren können oder es müssen für deren Vollausslastung große Mengen an Wasserstoffspeichern zur Verfügung gestellt werden. Beide Betriebsweisen bzw. Anlagenkonzepte würden zu hohen Herstellungskosten führen, so dass Frontier Economics (2018) von einer Mindestauslastung von 3.000 bis 4.000 Volllaststunden für einen wirtschaftlichen Betrieb ausgehen.

Die Klimaschutzwirkung und die nachhaltige Produktion strombasierter Stoffe hängen dabei eng mit möglichen Kostenentwicklungen zusammen. Für eine möglichst kostengünstige Produktion ist eine hohe Auslastung der Anlage zentral, die am einfachsten durch den Strombezug über das in vielen Fällen noch mit fossilen Kraftwerken versorgte Stromnetz erreicht wird. Auch reduzieren sich die Umwandlungsverluste erheblich, wenn beispielsweise CO<sub>2</sub> aus fossilen Industriepunktquellen anstatt CO<sub>2</sub> aus der Umgebungsluft als Kohlenstoffinput genutzt wird. Zudem ist in vielen Regionen ein Wettbewerb um mögliche EE-Bestflächen mit der effizienteren direkten Stromnutzung zu erwarten. Es zeigt sich also an vielen Stellen, dass die kostengünstige Art der Herstellung strombasierter Stoffe häufig mit einer wenig klimafreundlichen und wenig nachhaltigen Produktion einhergeht. Umso wichtiger ist eine frühzeitige Definition von Produktionsbedingungen, wie sie in den Abschnitten 4.1 und 4.2 diskutiert sind.

Zwei weitere relevante Faktoren für die Kosten, aber auch die Nachfrageentwicklung nach strombasierten Stoffen stehen bisher eher selten im Mittelpunkt der Diskussion um die Wirtschaftlichkeit des Einsatzes strombasierter Stoffe:

- Die gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten (WACC<sup>39</sup>) für die Kostenberechnung, mit dem die Finanzierungskosten und die Rendite des Eigenkapitals für die Herstellungsanlage strombasierter Stoffe in die Kostenberechnung einfließen.
- Die Preisbildung für strombasierte Stoffe, die neben der Kostenentwicklung auch auf weiteren Faktoren wie beispielsweise der Nachfrage und den verfügbaren Produktionskapazitäten aufbaut.

In der Bestimmung der Kosten möglicher zukünftiger Produktionsanlagen sind die WACC ein entscheidender Faktor. Neben der Renditeerwartung der Produzenten sind die WACC auch ein Maß für das Risiko der Investition. Die zuvor genannten Kostenszenarien nehmen in ihren Berechnungen WACC zwischen 5 % und 7 % an, wobei einige Studien die Bedeutung dieses Parameters zumindest über Sensitivitäten abbilden. Einige Studien verweisen auch darauf, dass gerade in Ländern mit geringer politischer Stabilität und ohne stabiles Investitionsumfeld mindestens kurz- bis mittelfristig höhere Zinssätze für die Finanzierung zu erwarten sind (MWV; IWO; MEW; UNITI 2018). Auch führen Unternehmen interne Kostenrechnungen mit höheren Renditeerwartungen und kürzeren Kalkulationszeiträumen durch (Chalmers; IVL 2017). Bei ersten großindustriell skalierten Anlagen und der dafür benötigten Investitionen besteht zudem auch noch ein Risiko für die technische Umsetzbarkeit bei „first of its kind“-Anlagen.

Dass höhere WACC für Investitionen im Energiesektor keine Seltenheit sind, zeigt sich beispielsweise auch in Ecofys; eclareon; Fraunhofer ISI; National Technical University of Athens; Lithuanian Energy Institute; TU Wien (2016). In den Analysen für umgesetzte erneuerbare Stromerzeugungsprojekte innerhalb der EU (Onshore-Wind) sind Werte von rund 4 % in Deutschland bis zu 12 % und mehr in einigen Ländern der EU als Berechnungszinssatz für die Projektfinanzierung abgeleitet. Die in den Kostenbetrachtungen getroffene Annahme der WACC von rund 6 % erscheint für einige der diskutierten Standorte daher ohne besondere Rahmenbedingungen für die Investitionen als äußerst optimistisch, wenn nicht sogar unrealistisch.

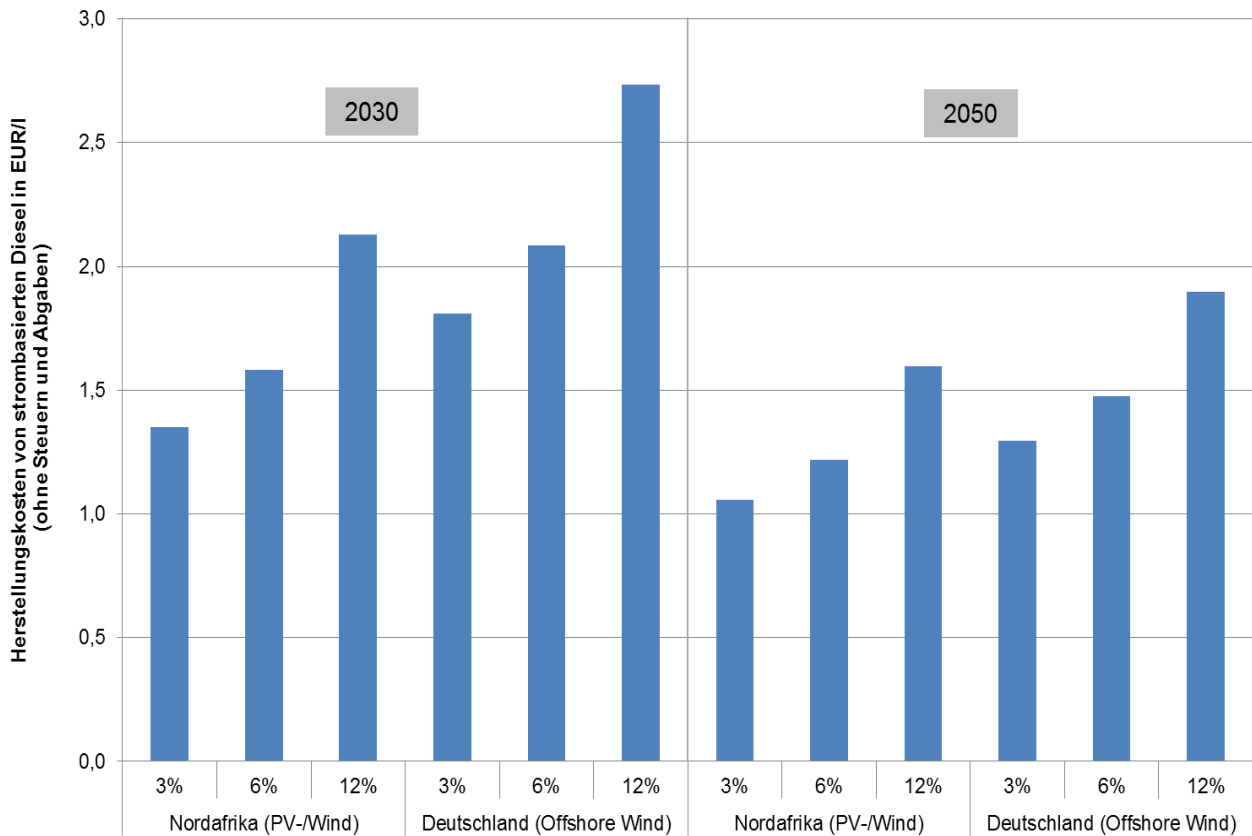
Beim Beispiel der Produktion von strombasiertem Diesel in Nordafrika und Deutschland<sup>40</sup> steigen die spezifischen Herstellungskosten um rund 30 %, wenn die WACC anstatt bei 6 % bei 12 % liegen (Abbildung 4-8). Auch wird deutlich, dass der aus technischer Sicht bestehende Kostenvorteil an Bestandorten durch die niedrigen Stromgestehungskosten und die hohe Auslastung der verfahrenstechnischen Anlagen verloren gehen kann, wenn im Vergleich zu anderen Standorten höhere Finanzierungskosten zu tragen sind, und höhere Finanzierungskosten auch zu erheblich höheren spezifischen Produktionskosten führen können.

---

<sup>39</sup> **Weighted Average Cost of Capital**

<sup>40</sup> Die Herstellung in Deutschland kann dabei als Proxy für Regionen mit hoher Investitionssicherheit angesehen werden. Andere Länder mit hoher Investitionssicherheit weisen bessere Standortbedingungen als Deutschland in Bezug auf die Flächenverfügbarkeit und die Stromgestehungskosten auf (z. B. Australien, USA, Chile, Norwegen).

**Abbildung 4-8: Mögliche spezifische Herstellungskosten von strombasiertem Diesel (ohne Steuern und Abgaben) in Abhängigkeit der WACC für die Produktion in Nordafrika und Deutschland (CO<sub>2</sub>-Bereitstellung aus der Luft und Vollkostenrechnung erneuerbarer Stromerzeugungskapazitäten)**



Quelle: Eigene Berechnungen mit Frontier Economics; Agora Energiewende; Agora Verkehrswende (2017)

Auch die Preisbildung wird in den Studien zu möglichen zukünftigen Kosten der Nutzung strombasierter Stoffe bisher nicht thematisiert, und die in Abschnitt 3 diskutierten Szenariostudien setzen die potenziellen Herstellungskosten jeweils als Preis. Je nach Höhe der verfügbaren Produktionsmenge und der Nachfrage nach strombasierten Stoffen, die stark von den politischen Rahmenbedingungen und Förderinstrumenten beeinflusst sein werden, wird sich ein Preis abweichend von den Herstellungskosten bilden. Gerade in der Einführungsphase der Technologie bei wenigen größer skalierten Anlagen können durchaus oligopolartige Strukturen entstehen, die in der Preisbildung zu erheblichen Aufschlägen der Produzenten auf die Herstellungskosten führen können.

Beide Faktoren deuten darauf hin, dass für eine Markteinführungsstrategie und den Markthochlauf zusätzliche Aspekte zu den rein techno-ökonomischen Faktoren wie Stromgestehungskosten und Flächenpotenziale eine relevante Bedeutung besitzen werden. Die politische Stabilität und stabile Rahmenbedingungen für Investitionen in großskalige Industrieprojekte werden aller Wahrscheinlichkeit nach gerade für die ersten Produktionsanlagen von Wichtigkeit sein.

Aus Kostensicht und aufgrund der im Vergleich geringen Flächenverfügbarkeit für EE-Kapazitäten ist die Skalierung der Technologie mit Ausnahme von spezifischen Anwendungen (z. B. Langfristspeicherung von Strom über Power-to-X-to-Power) in Deutschland äußerst unwahrscheinlich. Bei



der Skalierung der Technologie ist es aus den genannten Gründen plausibel, dass erste Anlagen vor allem an EE-Bestandorten mit hoher politischer Stabilität, bestehenden Geschäftsbeziehungen und stabilen Regeln für den Handel errichtet werden (siehe auch die Position einiger Stakeholder in Öko-Institut (2019b)).<sup>41</sup> Globale Bestandorte mit unsicheren Rahmenbedingungen für Investitionen in großskalige Anlagen würden in einem solchen Szenario erst zu einem späteren Zeitpunkt als potenzielle Produktionsstandorte in Frage kommen.

## Literatur

- 50 Hertz - 50 Hertz Transmission; Amprion; TenneT; TransnetBW (2019): Netzentwicklungsplan Strom 2030, Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 2019, zuletzt geprüft am 16.04.2019.
- AG Energiebilanzen (Hg.) (2018): AG Energiebilanzen. Bilanz 2016, Bearbeitungsstand 11.04.2018 mit Änderungen Gicht- und Konvertergas, 2018. Online verfügbar unter [https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article\\_id=29&fileName=bilanz16d.xls](https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=bilanz16d.xls).
- Agora Energiewende (Hg.) (2014a): Speicherstudie der Agora Energiewende: 2. Begleitkreissitzung am 05.03.2014, Tagungsunterlagen, Berlin, 05.03.2014, zuletzt geprüft am 30.09.2014.
- Agora Energiewende (Hg.) (2014b): Sterner, M.; Thema, M.; Eckert, F.; Moser, A.; Schäfer, A.; Drees, T.; Rehtanz, C.; Häger, U.; Kays, J.; Seack, A.; Sauer, D. U.; Leuthold, M.; Stöcker, P. Stromspeicher in der Energiewende, Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz. Berlin, 2014.
- Anicic, B.; Trop, P.; Goricanec, D. (2014): Comparison between two methods of methanol production from carbon dioxide. In: *Energy* 77, S. 279–289. DOI: 10.1016/j.energy.2014.09.069.
- BCG - The Boston Consulting Group; Prognos (2018): Gerbert, P.; Herhold, P.; Burchardt, J.; Schönberger, S.; Rechenmacher, F.; Kirchner, A.; Kemmler, A.; Wünsch, M. Klimapfade für Deutschland (BCG; Prognos). The Boston Consulting Group; Prognos. Bundesverband der deutschen Industrie (Hg.). Berlin, Basel, Hamburg, München, 2018.
- BMUB - Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (2016): Klimaschutzplan 2050, Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. Entwurf (Kabinettsache, Datenblatt-Nr. 18/16093). Berlin, 2016.
- BMWI - Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Hg.) (2015). Energieeffizienzstrategie Gebäude, Wege zu einem nahezu klimaneutralen Gebäudebestand. Berlin, 2015, zuletzt geprüft am 02.05.2016.
- BMWI; BMU (Hg.) (2010): BMWI; BMU. Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung (Berlin), 2010. Online verfügbar unter [http://www.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/\\_Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=5%20](http://www.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/_Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.pdf?__blob=publicationFile&v=5%20).
- BNetzA - Bundesnetzagentur (2019): Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen, Gesamtjahr und Viertes Quartal 2018, 2019.
- BNetzA - Bundesnetzagentur; Bundeskartellamt (Hg.) (2018). Monitoringbericht 2018. Bonn, 2018, zuletzt geprüft am 10.01.2019.

---

<sup>41</sup> Dies könnten beispielsweise verfügbare Bestandorte in der EU und in OECD-Ländern sein.

- Braungardt, S.; Bürger, V. (2018): Wärmewende Freiburg, Transformationsstrategien für eine CO<sub>2</sub>-freie Wärmeversorgung des Freiburger Gebäudebestandes. Freiburg, 31.03.2018, zuletzt geprüft am 15.08.2018.
- Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland (2019): Projektionsbericht 2019 für Deutschland, gemäß Verordnung (EU) Nr. 525/2013, 2019, zuletzt geprüft am 24.07.2019.
- Cerology (2017): Malins, C. What role for electrofuel technologies in European transport's low carbon future?. Cerology, 2017.
- Chalmers - Chalmers University of Technology; IVL - Swedish Environmental Research Institute (2017): Brynolf, S.; Taljegard, M.; Grahn, M.; Hansson, J. Electrofuels for the transport sector: A review of production costs. Chalmers University of Technology; Swedish Environmental Research Institute. Göteborg, 2017.
- DECHEMA - Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie (Hg.) (2019). Optionen für ein nachhaltiges Energiesystem mit Power-to-X Technologien, 2. Roadmap des Kopernikus-Projektes „Power-to-X“: Flexible Nutzung erneuerbarer Ressourcen (P2X). Unter Mitarbeit von Ausfelder, F. und Dura, H., 2019.
- dena - Deutsche Energie Agentur (Hg.) (2018): Bründlinger, T.; König, J. E.; Frank, O.; Gründig, D.; Jugel, C.; Kraft, P.; Krieger, O.; Mischinger, S.; Prein, P. dena-Leitstudie Integrierte Energiewende, Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050. Teil A: Ergebnisbericht und Handlungsempfehlungen (dena), Teil B: Gutachterbericht (ewi Energy Research & Scenarios). Berlin, 2018.
- dena - Deutsche Energie Agentur; LBST - Ludwig-Bölkow-Systemtechnik (2017): Siegemund, S.; Trommler, M.; Kolb, O.; Zinnecker, V.; Schmidt, P.; Weindorf, W.; Zittel, W.; Raksha, T.; Zerhusen, J. E-Fuels Study: The potential of electricity-based fuels for low-emission transport in the EU, An expertise by LBST and dena. Deutsche Energie Agentur; Ludwig-Bölkow-Systemtechnik. Deutsche Energie Agentur (Hg.). Berlin, 2017.
- DLR - Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt; IWES - Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik; IfnE - Ingenieurbüro für neue Energien (2012): Nitsch, J.; Pregger, T.; Naegler, T.; Heide, D.; de Tena, Diego Luca; Trieb, F.; Scholz, Y.; Nienhaus, K.; Gerhardt, N.; Sterner, M.; Trost, T.; Oehsen, A. v.; Schwinn, R. et al. Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global - Schlussbericht. BMU - FKZ 03MAP146. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt; Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik; Ingenieurbüro für neue Energien, 29.03.2012.
- DLR; ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung; LBST; DBFZ (2015). Erneuerbare Energien im Verkehr, Potenziale und Entwicklungsperspektiven verschiedener erneuerbarer Energieträger und Energieverbrauch der Verkehrsträger. DLR; Institut für Energie- und Umweltforschung; LBST; DBFZ. Berlin, 2015, zuletzt geprüft am 07.04.2017.
- DNV GL (2018). Assessment of selected alternative fuels and technologies. DNV GL, 2018.
- DVGW - Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches (2013): DVGW - Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches. Synergieeffekte Gas- und Stromnetze - Nutzung von Gasnetzen und -speichern für die Integration von Strom aus Erneuerbaren Energien und zur Entlastung der Stromnetze. Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches. Berlin, 2013, zuletzt geprüft am 21.03.2017.
- DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher-Instituts für Technologie (2015): Bär, K.; Mörs, F.; Götz, M.; Graf, F. Vergleich der biologischen und katalytischen Methanisierung für den Einsatz bei PtG-Konzepten. DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des

- Karlsruher-Instituts für Technologie. Karlsruher Institut für Technologie (Hg.). Karlsruhe, 2015. Online verfügbar unter [https://www.researchgate.net/publication/280009014\\_Vergleich\\_der\\_biologischen\\_und\\_katalytischen\\_Methanisierung\\_fur\\_den\\_Einsatz\\_bei\\_PtG-Konzepten](https://www.researchgate.net/publication/280009014_Vergleich_der_biologischen_und_katalytischen_Methanisierung_fur_den_Einsatz_bei_PtG-Konzepten), zuletzt geprüft am 30.08.2018.
- E4Tech; Element Energy (2014): Bertuccioli, L.; Chan, A.; Hart, D.; Lehner, F.; Madden, B.; Standen, E. Development of Water Electrolysis in the European Union. E4Tech; Element Energy. Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (Hg.). Lausanne, 2014.
- Ecofys; eclareon; Fraunhofer ISI - Fraunhofer Institut für System- und Innovationstechnik; National Technical University of Athens; Lithuanian Energy Institute; TU Wien (2016): Noothout, P.; Jagger, D. de; Tesniere, L.; van Rooijen, S.; Karypidis, N.; Brückmann, R.; Jirous, F.; Breitschopf, B.; Angelopoulos, D.; Doukas, H.; Konstantinavičiūtė, I.; Resch, G. The impact of risks in renewable energy investments and the role of smart policies, Final report. Project Acronym: Di-aCore. Ecofys; eclareon; Fraunhofer Institut für System- und Innovationstechnik; National Technical University of Athens; Lithuanian Energy Institute; TU Wien, 2016.
- Energy Brainpool (2016): Lenck, T.; Götz, P.; Huneke, F.; Linkenheil, C. P. Minimaler Bedarf an langfristiger Flexibilität im Stromsystem bis 2050 - Studierweiterung. Energy Brainpool. Greenpeace Energy (Hg.). Berlin, 2016.
- enervis - enervis energy advisors (Hg.) (2017): Klein, S.; Steinert, T.; Fricke, A.; Peschel, D. Erneuerbare Gase - ein Systemupdate der Energiewende. Berlin, 2017, zuletzt geprüft am 13.12.2017.
- enervis energy advisors (2018): Ecke, J.; Fricke, A. META Studie Sektorenkopplung: "Analyse einer komplexen Diskussion". enervis energy advisors. Berlin, 2018. Online verfügbar unter [https://vng.de/sites/default/files/vng\\_meta\\_studie\\_sektorenkopplung\\_enervis.pdf](https://vng.de/sites/default/files/vng_meta_studie_sektorenkopplung_enervis.pdf), zuletzt geprüft am 09.05.2018.
- Europäische Kommission (2012): Verordnung (EU) Nr. 601/2012 der Kommission vom 21. Juni 2012 über die Überwachung von und die Berichterstattung über Treibhausgasemissionen gemäß der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates. In: *Amtsblatt der Europäischen Union* (L 181), S. 30–104. Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2012:181:0030:0104:DE:PDF>, zuletzt geprüft am 30.08.2019.
- ewi Energy Research & Scenarios (2017): Energiemarkt 2030 und 2050 – Der Beitrag von Gas- und Wärmeinfrastruktur zu einer effizienten CO<sub>2</sub>-Minderung, 2017, zuletzt geprüft am 16.02.2018.
- FENES - Forschungsstelle für Energienetze und Energiespeicher; OTH Regensburg; Energy Brainpool (2015): Greenpeace Energy. Bedeutung und Notwendigkeit von Windgas für die Energiewende in Deutschland, Greenpeace Energy Windgas-Studie. Unter Mitarbeit von Sterner, M.; Thema, M.; Eckert, F.; Lenck, T. und Götz, P. Forschungsstelle für Energienetze und Energiespeicher; OTH Regensburg; Energy Brainpool. Regensburg, Hamburg, Berlin, 2015. Online verfügbar unter [http://www.greenpeace-energy.de/fileadmin/docs/pressematerial/2015\\_FENES\\_EBP\\_GPE\\_Windgas-Studie.pdf](http://www.greenpeace-energy.de/fileadmin/docs/pressematerial/2015_FENES_EBP_GPE_Windgas-Studie.pdf), zuletzt geprüft am 25.08.2015.
- Fraunhofer ISE - Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme; E4Tech; Fraunhofer IPA - Fraunhofer Institut für Produktionstechnologie und Automatisierung (2018): Smolinka, T.; Wiebe, N.; Sterchele, P.; Palzer, A.; Lehner, F.; Jansen, M.; Kiemel, S.; Miehe, R.; Wahren, S.; Zimmermann, F. Studie IndWEde, Industrialisierung der Wasser-elektrolyse in Deutschland: -Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme. Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme; E4Tech; Fraunhofer Institut für Produktionstechnologie

und Automatisierung. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (Hg.). Berlin, 2018.

- Fraunhofer ISE - Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme (2013): Henning, H.-M.; Palzer, A. Energiesystem Deutschland 2050, Sektor- und Energieträgerübergreifende, modellbasierte, ganzheitliche Untersuchung zur langfristigen Reduktion energiebedingter CO<sub>2</sub>-Emissionen durch Energieeffizienz und den Einsatz Erneuerbarer Energien. Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme. Freiburg im Breisgau, 2013.
- Fraunhofer ISE - Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme (Hg.) (2012): Fraunhofer ISE - Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme. 100 % Erneuerbare Energien für Strom und Wärme in Deutschland. Unter Mitarbeit von Henning, H.-M. und Palzer, A. Freiburg, 2012, zuletzt geprüft am 16.12.2015.
- Fraunhofer ISE: Startseite | Energy Charts. Online verfügbar unter <https://www.energy-charts.de/>, zuletzt geprüft am 28.08.2019.
- Fraunhofer ISI - Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung; KIT - DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie (2019): Wietzel, M.; Haendel, M.; Boßmann, T.; Deac, G.; Michaelis, J.; Doll, C.; Schlomann, B.; Köppel, W.; Degünther, C. Integration erneuerbarer Energien durch Sektorkopplung: Analyse zu technischen Sektorkopplungsoptionen (Climate Change, 03/2019). Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung; DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie. Umweltbundesamt (Hg.). Dessau-Roßlau, 2019.
- Fraunhofer IWES - Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (2013): Lütkehus, I.; Salecker, H.; Adlunger, K. Potenzial der Windenergie an Land, Studie zur Ermittlung des bundesweiten Flächen- und Leistungspotenzials der Windenergienutzung an Land. Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik. Umweltbundesamt (Hg.). Dessau-Roßlau, 2013.
- Fraunhofer IWES - Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (Hg.) (2014): Gerhardt, N.; Sandau, F.; Zimmermann, B.; Pape, C.; Bofinger, S.; Hoffmann, C. Geschäftsmodell Energiewende, Eine Antwort auf das "Die-Kosten-der-Energiewende"-Argument. Kassel, 2014.
- Fraunhofer IWES - Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (Hg.) (2017): Pfennig, M.; Gerhardt, N.; Pape, C.; Böttger, D. Mittel- und Langfristige Potenziale von PtL und H<sub>2</sub>-Importen aus internationalen EE-Vorzugsregionen, Teilbericht im Rahmen des Projektes: KLIMAWIRKSAMKEIT ELEKTROMOBILITÄT - Entwicklungsoptionen des Straßenverkehrs unter Berücksichtigung der Rückkopplung des Energieversorgungssystems in Hinblick auf mittel- und langfristige Klimaziele. Kassel, 2017.
- Frontier Economics (2018). Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe. Frontier Economics. Agora Verkehrswende und Agora Energiewende (Hg.). Berlin, 2018. Online verfügbar unter [https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/SynKost\\_2050/Agora\\_SynCost-Studie\\_WEB.pdf](https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/SynKost_2050/Agora_SynCost-Studie_WEB.pdf), zuletzt geprüft am 23.05.2018.
- Frontier Economics; Agora Energiewende; Agora Verkehrswende (2017). PtG/PtL calculator: An interactive tool to determine the cost of Power-to-Gas (methane) and Power-to-Liquid, Model version: 1.0. Frontier Economics; Agora Energiewende; Agora Verkehrswende, 2017.
- Frontier Economics; IAEW RWTH Aachen; 4Management; EMCEL (2017): Bothe, D.; Janssen, M.; van der Poel, S.; Eich, T.; Bongers, T.; Kellermann, J.; Lück, L.; Chan, H.; Ahlert, M.; Quintero Borrás, C. A.; Corneille, M.; Kuhn, J. Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in

- Deutschland, Eine modellbasierte Analyse. Frontier Economics; IAEW RWTH Aachen; 4Management; EMCEL. Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber (Hg.), 2017.
- Greenpeace Energy (2017): Huneke, F.; Perez Linkenheil, C.; Niggemeier, M.-L. Kalte Dunkelflaute, Robustheit des Stromsystems bei Extremwetter. Greenpeace Energy. Energy Brainpool (Hg.). Berlin, 2017, zuletzt geprüft am 16.10.2017.
- Grünwald, M. (2018): Power to Gas für Augsburg - a Showcase. Clean Air Tech Day. MAN Diesel & Turbo SE. Augsburg, 06.05.2018.
- Holen, G.; Bruknapp, R. (2019): 100% Carbon Neutral, Disrupt or be disrupted. Kraftstoffe der Zukunft - 16. Internationaler Fachkongress für erneuerbare Mobilität. Nordic Blue Crude. Berlin, 22.01.2019.
- HTR IET - Institut für Energietechnik an der Hochschule für Technik Rapperswil (2014). Energieaufwand für Gaskomprimierung. Institut für Energietechnik an der Hochschule für Technik Rapperswil, 2014.
- ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung (2019): Fehrenbach, H. Einsatz von Biokraftstoffen im Verkehrssektor bis 2030, Kurzstudie zu den Potenzialen an Kraftstoffen auf Basis von Anbaubiomasse sowie biogenen Abfällen und Reststoffen. Institut für Energie- und Umweltforschung, 2019.
- ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung; Fraunhofer IEE - Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik; Consentec (2018). Wert der Effizienz im Gebäudesektor in Zeiten der Sektorenkopplung. Institut für Energie- und Umweltforschung; Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik; Consentec. Agora Energiewende (Hg.). Berlin, 2018, zuletzt geprüft am 03.12.2018.
- ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung; INFRAS; LBST - Ludwig-Bölkow-Systemtechnik (2017): Bergk, F.; Biemann, K.; Heidt, C.; Knörr, W.; Lambrecht, U.; Schmidt, T.; Ickert, L.; Schmied, M.; Schmidt, P.; Weindorf, W. Klimaschutzbeitrag des Verkehrs bis 2050. Im Auftrag des Umweltbundesamtes (TEXTE 56/2016). Institut für Energie- und Umweltforschung; INFRAS; Ludwig-Bölkow-Systemtechnik. Umweltbundesamt (Hg.). Dessau-Roßlau, 2017.
- Ingenieurbüro Floecksmühle; Universität Stuttgart; Hydrotec; Fichtner (2010). Potentialermittlung für den Ausbau der Wasserkraftnutzung in Deutschland als Grundlage für die Entwicklung einer geeigneten Ausbaustrategie. Ingenieurbüro Floecksmühle; Universität Stuttgart; Hydrotec; Fichtner. Bundesministerium für Umwelt Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (Hg.). Aachen, 2010, zuletzt geprüft am 13.05.2019.
- IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change (Hg.) (2018): Rogelj, J.; Shindell, D.; Jiang, K. Mitigation Pathways Compatible with 1.5°C in the Context of Sustainable Development Global Warming of 1,5°C, Chapter 2 of Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global to the threat of climate change. sustainable development, and efforts to eradicate poverty, 2018.
- LBST - Ludwig-Bölkow-Systemtechnik (2016): Schmidt, P.; Zittel, W.; Weindorf, W.; Raksha, T. Renewables in Transport 2050, Empowering a sustainable mobility future with zero emission fuels from renewable electricity. Kraftstoffstudie II (Report, 1086 - 2016). Ludwig-Bölkow-Systemtechnik. Frankfurt am Main, 2016.
- LBST - Ludwig-Bölkow-Systemtechnik; Bauhaus Luftfahrt (2016): Schmidt, P.; Weindorf, W.; Roth, A.; Batteiger, V.; Riegel, F. Power-to-Liquids, Potentials and Perspectives for the Future Supply of Renewable Aviation Fuel (Background). Ludwig-Bölkow-Systemtechnik; Bauhaus Luftfahrt. Umweltbundesamt (Hg.). Dessau-Roßlau, 2016.

- Lehrstuhl für Energieverfahrenstechnik Friedrich-Alexander-Universität (FAU) Erlangen-Nürnberg (Hg.) (2014): Dillig, M.; Karl, J. „Deutschland ohne Erneuerbare Energien?“, Stromkosten und Versorgungssicherheit ohne die Einspeisung Erneuerbarer Energien in den Jahren 2011-2013. Diskussionspapier. Nürnberg, 2014.
- LUT - Lappeenranta University of Technology (2017a): Fasihi, M.; Bogdanov, D.; Breyer, C. Long-term hydrocarbon trade options for Maghreb core region and Europe, Renewable Energy based synthetic fuels for a net zero emissions world. Lappeenranta University of Technology. Finland, 2017.
- LUT - Lappeenranta University of Technology (Hg.) (2017b): Fasihi, M.; Breyer, C. Synthetic Methanol and Dimethyl Ether Production based on Hybrid PV-Wind Power Plants, Conference Paper. Lappeenranta, 2017.
- Müller, G. V. (2018): Climeworks gewinnt das Vertrauen der Investoren, Neue Züricher Zeitung. Online verfügbar unter <https://www.nzz.ch/wirtschaft/climeworks-gewinnt-das-vertrauen-der-investoren-ld.1415705>, zuletzt geprüft am 21.08.2019.
- MWV - Mineralölwirtschaftsverband; IWO - Institut für Wärme und Öltechnik; MEW - Mittelständische Energiewirtschaft Deutschland; UNITI - Bundesverband mittelständischer Mineralölunternehmen (Hg.) (2018): Hobohm, J.; Maur, A. auf der; Dambeck, H.; Kemmler, A.; Koziel, S.; Kreidelmeyer, S.; Piégsa, A.; Wendring, P.; Meyer, B.; Apfelbacher, A.; Dotzauer, M.; Zech, K. Status und Perspektiven flüssiger Energieträger in der Energiewende, Endbericht. Berlin, 2018.
- Öko-Institut (2013): Kasten, P.; Blanck, R.; Loreck, C.; Hacker, F. Strombasierte Kraftstoffe im Vergleich – Stand heute und die Langfristperspektive, Aktualisierte Fassung. Öko-Institut Working Paper 1/2013. Öko-Institut. Berlin, 2013.
- Öko-Institut (2016): Matthes, F. C.; Heinemann, C.; Ludig, S.; Cook, V. Die Gesamtkosten regenerativer Stromsysteme im Vergleich. Öko-Institut. Agora Energiewende (Hg.). Berlin, 2016.
- Öko-Institut (2017a): Timpe, C.; Bracker, J.; Haller, M.; Kasten, P. Handlungsbedarf und -optionen zur Sicherstellung des Klimavorteils der Elektromobilität, Endbericht zum „Wissenschaftlichen Analyse- und Dialogvorhaben zur Sicherstellung des Klimavorteils der Elektromobilität“ (Vergabenummer 16EM2111) im Auftrag des Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Öko-Institut. Freiburg / Berlin, 2017, zuletzt geprüft am 13.04.2017.
- Öko-Institut (2019a): Kasten, P.; Heinemann, C. Kein Selbstläufer: Klimaschutz und Nachhaltigkeit durch PtX, Diskussion der Anforderungen und erste Ansätze für Nachweiskriterien für eine klimafreundliche und nachhaltige Produktion von PtX-Stoffen. Impulspapier im Auftrag des BUND im Rahmen des Kopernikus-Vorhabens "P2X". Unter Mitarbeit von Seebach, D. und Sutter, J. Öko-Institut, 2019.
- Öko-Institut (2019b): Kasten, P.; Kühnel, S. Positionen zur Nutzung strombasierter Flüssigkraftstoffe (efuels) im Verkehr, Darstellung von Positionen verschiedener gesellschaftlicher Akteure zum Einsatz von efuels im Verkehr. Erstellt als Teil des Kopernikus Fördervorhabens Power2X - Erforschung, Validierung und Implementierung von „Power-to-X“-Konzepten gefördert durch BMBF Förderkennzeichen: 03SFK2H0. Öko-Institut. Berlin, 2019.
- Öko-Institut (Hg.) (2017b): Flachsbarth, F.; Kasten, P. Aktuelle Potenziale der Produktion von PtX-Kraftstoffen auf Basis von zusätzlich integrierten Erneuerbaren Energien, Working Paper 03/2017. Freiburg, 2017.
- Öko-Institut (Hg.) (2017c): Harthan, R.; Emele, L.; Hermann, H.; Matthes, F. C. Sektorale Abgrenzung der deutschen Treibhausgasemissionen mit einem Schwerpunkt auf die verbrennungsbedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen, Arbeitspapier, 2017.

- Öko-Institut (in Veröffentlichung): Mottschall, M.; Kasten, P.; Kühnel, S.; Minnich, L. Sensitivitäten zur Bewertung der Kosten verschiedener Energieversorgungsoptionen des Verkehrs bis zum Jahr 2050, Abschlussbericht. Öko-Institut. Umweltbundesamt (Hg.), in Veröffentlichung.
- Öko-Institut; DLR - Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt; ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung; INFRAS (2016): Zimmer, W.; Blanck, R.; Bergmann, T.; Mottschall, M.; Waldenfels, R. von; Förster, H.; Schumacher, K.; Cyganski, R.; Wolfermann, A.; Winkler, C.; Heinrichs, M.; Dünnebeil, F.; Fehrenbach, H. et al. Endbericht Renewability III, Optionen einer Dekarbonisierung des Verkehrssektors. Studie im Auftrag des BMUB 2016. Öko-Institut; Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt; Institut für Energie- und Umweltforschung; INFRAS, 2016.
- Öko-Institut; energynautics (2016): Bauknecht, D.; Heinemann, C.; Koch, M.; Ritter, D.; Harthan, R.; Sachs, A.; Vogel, M.; Tröster, E.; Langanke, S. Systematischer Vergleich von Flexibilitäts- und Speicheroptionen im deutschen Stromsystem zur Integration von erneuerbaren Energien und Analyse entsprechender Rahmenbedingungen. Öko-Institut; energynautics. Öko-Institut (Hg.). Freiburg, Darmstadt, 2016. Online verfügbar unter [https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Systematischer\\_Vergleich\\_Flexibilitaetsoptionen.pdf](https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Systematischer_Vergleich_Flexibilitaetsoptionen.pdf), zuletzt geprüft am 19.01.2017.
- Öko-Institut; Fraunhofer ISE - Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme (2017): Bürger, V.; Hesse, T.; Palzer, A.; Köhler, B.; Herkel, S.; Engemann, P. Klimaneutraler Gebäudebestand 2050, Energieeffizienzpotentiale und die Auswirkungen des Klimawandels auf den Gebäudebestand. Endbericht. Unter Mitarbeit von Quack, D. (Climate Change, 11/2017). Öko-Institut; Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme. Umweltbundesamt (Hg.). Dessau-Roßlau, 2017.
- Öko-Institut; Fraunhofer ISI - Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (2015): Klimaschutzszenario 2050 – 2. Endbericht, 2. Modellierungsrunde. Unter Mitarbeit von Ziesing, H.-J. Berlin, 2015.
- Öko-Institut; Fraunhofer ISI (2015): Repenning, J.; Emele, L.; Blanck, R.; Dehoust, G.; Förster, H.; Greiner, B.; Harthan, R.; Henneberg, K.; Hermann, H.; Jörß, W.; Ludig, S.; Loreck, C.; Scheffler, M. et al. Klimaschutzszenario 2050, 2. Modellierungsrunde. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umweltschutz, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Öko-Institut; Fraunhofer ISI, August 2015.
- Öko-Institut; Fraunhofer ISI; Prognos; M-Five; IREES; FIBL (2018). Folgenabschätzung zu den ökologischen, sozialen und wirtschaftlichen Folgewirkungen der Sektorziele für 2030 des Klimaschutzplans 2050 der Bundesregierung. Unter Mitarbeit von Repenning, J.; Schumacher, K.; Bergmann, T.; Blanck, R.; Böttcher, H. et al. Öko-Institut; Fraunhofer ISI; Prognos; M-Five; IREES; FIBL. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hg.). Berlin, 2018.
- Oxfam International (2012): Kelly, R. The Hunger Grains: The fight is on. Time to scrap EU biofuel mandates. (OXFAM Briefing Paper, 161). Oxfam International, 2012.
- Prognos; Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI); GWS - Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung (2014): Schlesinger, M.; Hofer, P.; Kemmler, A.; Kirchner, A.; Koziel, S.; Ley, A.; Piégsa, A.; Seefeldt, F.; Straßburg, S.; Weinert, K.; Lindenberger, D.; Knaut, A.; Malischek, R. et al. Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose, Endbericht Projekt Nr. 57/12. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Prognos; Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI); Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung. Basel, Köln, Osnabrück, 2014.
- Prognos; Fraunhofer UMSICHT - Fraunhofer Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik; DBFZ - Deutsches Biomasseforschungszentrum (2017): Hobohm, J.; Dambeck, H.; Falkenberg, H.; Kemmler, A.; Koziel, S.; Wendring, P.; Ziegenhagen, I.; Meyer, B.; Dotzauer, M. Status und

- Perspektiven flüssiger Energieträger in der Energiewende, Korrigierte Zusammenfassung Phase I, Stand 26.10.2017: Status-quo und Technologiepfade. Prognos; Fraunhofer Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik; Deutsches Biomasseforschungszentrum. Berlin, 2017, zuletzt geprüft am 19.07.2018.
- Prognos; IWU; ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung (2015): Thamling, N.; Pehnt, M.; Kirchner, J. Energieeffizienzstrategie Gebäude, Erstellt im Rahmen der Wissenschaftlichen Begleitforschung zur Energieeffizienzstrategie Gebäude. Hintergrundpapier. Prognos; IWU; Institut für Energie- und Umweltforschung. Berlin, Heidelberg, Darmstadt, 2015.
- Quaschnig, V. (2016): Sektorkopplung durch die Energiewende, Anforderungen an den Ausbau erneuerbarer Energien zum Erreichen der Pariser Klimaschutzziele unter Berücksichtigung der Sektorkopplung. Berlin, 2016. Online verfügbar unter <http://pvspeicher.htw-berlin.de/wp-content/uploads/2016/05/HTW-2016-Sektorkopplungsstudie.pdf>.
- Reiter, G.; Lindorfer, J. (2015): Evaluating CO<sub>2</sub> sources for power-to-gas applications - A case study for Austria. In: *Journal of CO<sub>2</sub> Utilization* 10, S. 40–49.
- Ricardo Energy & Environment (2019): Ash, N.; Scarbrough, T. Sailing on solar: Could green ammonia decarbonise international shipping?. Ricardo Energy & Environment. Environmental Defense Fund (Hg.). London, 2019.
- Sönmez, E.; Kekre, S.; Scheller-Wolf, A.; Secomandi, N. (2013): Strategic analysis of technology and capacity investments in the liquefied natural gas industry. In: *European Journal of Operational Research* 226 (1), S. 100–114. DOI: 10.1016/j.ejor.2012.10.042.
- TAB - Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag (Hg.) (2003): Paschen, H.; Oertel, D.; Grünwald, R. Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland. (Arbeitsbericht Nr.84). Berlin, 2003.
- Terrapon-Pfaff, J.; Fink, T.; Viebahn, P.; Jamea, E. M. (2019): Social impacts of large-scale solar thermal power plants: Assessment results for eh NOORO I power plant in Morocco. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (113).
- Timmerberg, S.; Kaltschmitt, M. (2019): Untersuchung zum PtX-Hochlauf, Wie schnell kann PtX produziert werden? VDI Expertenforum Schifftechnik - Antriebe der Zukunft. Technische Universität Hamburg. Hamburg, 29.03.2019.
- Transport & Environment (2018): Abbasov, F.; Earl, T.; Calvo Ambel, C.; Hemmings, B.; Gilliam, L. Roadmap to decarbonizing shipping. Transport & Environment. Brussels, 2018.
- TU Berlin (Hg.) (2018): Milanzi, S.; Spiller, C.; Grosse, B.; Hermann, L.; Kochems, J.; Müller-Kirchenbauer, J. Technischer Stand und Flexibilität des Power-to-Gas-Verfahrens. Berlin, 2018.
- U.S. Department of Energy (2018): Fact of the Month August 2018: Global Electrolyzer Sales Reach 100 MW per Year. U.S. Department of Energy (Hg.). Online verfügbar unter <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/fact-month-august-2018-global-electrolyzer-sales-reach-100-mw-year>, zuletzt geprüft am 18.07.2019.
- UBA - Umweltbundesamt (2013): Jering, A.; Klatt, A.; Seven, J.; Ehlers, K.; Günther, J.; Ostermeier, A.; Mönch, L. Umweltbundesamt: Globale Landflächen und Biomasse - nachhaltig und ressourcenschonend nutzen. Umweltbundesamt. Umweltbundesamt (Hg.), 2013.
- UBA - Umweltbundesamt (Hg.) (2016): Kasten, P.; Mottschall, M.; Köppel, W.; Degünther, C.; Schmied, M.; Wüthrich, P. Erarbeitung einer fachlichen Strategie zur Energieversorgung des Verkehrs bis zum Jahr 2050, Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes. Dessau-Roßlau, 2016.



- UBA - Umweltbundesamt (Hg.) (2018): Strogies, M.; Gniffke, P. Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2018, Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 – 2016. Dessau-Roßlau, 2018.
- UBA - Umweltbundesamt (Hg.) (2019): Icha, P. Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 - 2018 (Climate Change, 10/2019). Dessau, 2019.
- University of Oxford (2015): Bañares-Alcántara, R.; Dericks, G.; Fiaschetti, M.; Grünewald, P.; Masa Lopez, J.; Tsang, E.; Yang, A.; Ye, L.; Zhao, S. Analysis of Islanded Ammonia-based Energy Storage Systems. University of Oxford. University of Oxford (Hg.). Oxford, 2015.
- VCI - Verband der chemischen Industrie (Hg.) (2019): VCI. Rohstoffbasis der chemischen Industrie. Daten und Fakten, 27.05.2019. Online verfügbar unter <https://www.vci.de/vci/downloads-vci/top-thema/daten-fakten-rohstoffbasis-der-chemischen-industrie.pdf>, zuletzt geprüft am 21.08.2019.
- Wageningen Economic Research; PBL - Netherlands Environmental Assessment Agency; Wageningen Environmental Research; CENER - National Renewable Energy Centre (2017): Woltjer, G.; Daioglou, V.; Elbersen, B.; Barberena Ibanez, G.; Smeets, E.; Sanchez Gonzalez, D.; Gil Barno, J. Study Report on Reporting Requirements on Biofuels and Bioliquids Stemming from the Directive (EU) 2015/1513. Wageningen Economic Research; Netherlands Environmental Assessment Agency; Wageningen Environmental Research; National Renewable Energy Centre. European Commission (Hg.), 2017.
- Wagner, E. (2008): Stromgewinnung aus regenerativer Wasserkraft – Potenzialanalyse. In: *Magazin für die Energiewirtschaft (ew)* 107 (1), S. 78–81.
- Wuppertal Institut - Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie; Fraunhofer ISI - Fraunhofer Institut für System- und Innovationstechnik; IZES - Institut für ZukunftsEnergieSysteme (Hg.) (2018): Viebahn, P.; Zelt, O.; Fishedick, M.; Wietschel, M.; Hirzel, S.; Horst, J. Technologien für die Energiewende, Technologiebericht - Band 2. Teilbericht 2 zum Teilprojekt A im Rahmen des strategischen BMWi-Leitprojekts „Trends und Perspektiven der Energieforschung“ (Wuppertal Reports, 13.2). Wuppertal, 2018.