

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH |  
v2 vom 29. März 2018

# Technologiebericht

## 4.3 Power-to-liquids/-chemicals

### innerhalb des Forschungsprojekts

## TF\_Energiewende

---

Dr. Karin Arnold

Dr. Georg Kobiela

Andreas Pastowski

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages



**Wuppertal  
Institut**

**Disclaimer:**

Das diesem Bericht zugrunde liegende Forschungsvorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 03ET4036A-C durchgeführt. Die Verantwortung für den Inhalt dieses Berichts liegt bei den Autoren und Autorinnen.

**Bitte den Bericht folgendermaßen zitieren:**

Arnold, K.; Kobiela, G.; Pastowski, A. (2018): Technologiebericht 4.3 Power-to-liquids/-chemicals. In: Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

**Hinweis:**

Die multi-kriterielle Bewertung und generell die Erstellung dieses Berichts basiert auf den Vorgaben, die in Teilbericht 1 beschrieben sind:

Viebahn, P.; Kobiela, G.; Soukup, O.; Wietschel, M.; Hirzel, S.; Horst, J.; Hildebrand, J. (2017): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 1 (Kriterienraster zur Bewertung der Technologien innerhalb des Forschungsprojekts TF\_Energiewende) an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal Institut, Fraunhofer ISI, IZES: Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

**Kontakt:**

Dr. Karin Arnold

Tel.: +49 202 / 2492-286

Fax: +49 202 / 2492- 263

E-Mail: [karin.arnold@wupperinst.org](mailto:karin.arnold@wupperinst.org)

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH

Döppersberg 19

42103 Wuppertal

**Review durch:**

Christopher Hebling (Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme)

## Inhaltsverzeichnis

<b>Inhaltsverzeichnis</b>	<b>3</b>
<b>Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen</b>	<b>4</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>6</b>
<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>8</b>
<b>Zusammenfassung (Steckbrief)</b>	<b>10</b>
<b>1 Beschreibung des Technologiefeldes</b>	<b>12</b>
1.1 Eingrenzung der Analyse	12
1.2 Beschreibung der Technologiegruppe „Power-to-Liquids“	13
1.3 Beschreibung der Technologiegruppe „Power-to-Chemicals“	15
<b>2 Stand F&amp;E in Deutschland</b>	<b>18</b>
2.1 Power-to-Liquids	18
2.2 Power-to-Chemicals	18
<b>3 Relevanz öffentlicher Förderung</b>	<b>20</b>
3.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten	20
3.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig)	22
<b>4 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes</b>	<b>30</b>
4.1 Kriterium 3: Marktpotenziale	30
4.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen	39
4.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz	45
4.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz	50
4.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung	55
4.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich	56
4.7 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz	61
4.8 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit	64
4.9 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen	65
4.10 Kriterium 12: Systemkompatibilität	66
<b>5 F&amp;E-Empfehlungen für die öffentliche Hand</b>	<b>69</b>
<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>72</b>

## Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen

### Abkürzungen

BAT	Best Available Technology
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	Ethen / Ethylen
CAGR	Compound annual growth rate [jährliche Wachstumsrate]
CCS	Carbon Capture and Storage
Ce	Cer
CO	Kohlenmonoxid
Co	Kobalt
CO <sub>2</sub>	Kohlendioxid
CTL	Coal-to-Liquid
CTO	Coal-to-Olefins
DME	Dimethylether
DSM	Demand Side Management
eCH <sub>4</sub>	regeneratives Methan
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEA	Europäische Umweltagentur
F&E	Forschung & Entwicklung
FT	Fischer-Tropsch
GTL	Gas-to-Liquid
H <sub>2</sub>	Wasserstoff
HVC	High Value Chemicals
IEA	Internationale Energie Agentur
k.A.	keine Angabe
KS 80	Klimaschutzszenario mit ca.80 % THG Minderung bis 2050
KS 95	Klimaschutzszenario mit ca.95 % THG Minderung bis 2050
La	Lanthan
LCA	Life-Cycle Analysis
LKW	Lastkraftwagen
Mio t (Mt)	Millionen Tonnen (Megatonnen)
MTO	Methanol-to-Olefins
Nd	Neodym
O <sub>2</sub>	Sauerstoff
OCM	Oxidative Coupling of Methane
PKW	Personenkraftwagen
PTC	Power-to-Chemicals
PTF	Power-to-Fuels
PTL	Power-to-Liquids
PTX	Power-to-X
Re	Rhenium
SNG	Synthetic Natural Gas
SOEC	Solid Oxide Electrolyser Cell
Sr	Strontium
THG	Treibhausgas
TRL	Technology Readiness Level
WTT	Well-to-Tank

## Einheiten und Symbole

%	Prozent
°C	Grad Celsius
€	Euro
€ Cent	Euro-Cent
CO <sub>2</sub> eq	CO <sub>2</sub> Äquivalente
GW	Gigawatt
h/a	Stunden pro Jahr
kW	Kilowatt
m <sup>3</sup>	Kubikmeter
Mrd. €	Milliarden Euro
PJ	Petajoule
t	Tonne
TWh	Terawattstunde

## Tabellenverzeichnis

Tab. 3-1	Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung der Technologiegruppe PTL -----	21
Tab. 3-2	Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung der Technologiegruppe PTC-----	22
Tab. 3-3	Aktuelles Entwicklungsstadium des Technologiefeldes PTL/PTC (PTL nach UBA 2016; PTC nach Ren et al. 2008; Tian et al. 2015) -----	23
Tab. 3-4	Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken für die Technologiegruppe PTL -----	24
Tab. 3-5	Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken für die Technologiegruppe PTC-----	26
Tab. 3-6	Einsatz von Katalysatoren bei den Synthesen der betrachteten Technologien im Technologiefeld PTL/PTC (kritische Rohstoffe fett markiert)-----	29
Tab. 4-1	Bandbreite des globalen Technologieeinsatzes für die Technologiegruppe PTL (absolute Erzeugung aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr)-----	30
Tab. 4-2	Globales Marktpotenzial für die Technologiegruppe PTL: Leistung und monetäre Bewertung -----	31
Tab. 4-3	Globaler Ethylen- bzw. stofflicher Kohlenwasserstoffbedarf-----	32
Tab. 4-4	Globaler potenzieller Absatz der Technologiegruppe PTC, anteilig, ausgewiesen in Ethylen-Äquivalenten -----	33
Tab. 4-5	Energiebedarfe für die Deckung der jeweilig angenommenen globalen PTC-Bedarfe -----	34
Tab. 4-6	Globales Marktpotenzial für die Technologiegruppe PTC: Leistung und monetäre Bewertung, bezogen auf Ethylen-Äquivalente -----	34
Tab. 4-7	Bandbreite des nationalen Technologieeinsatzes für die Technologiegruppe PTL (absolute Erzeugung aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr)-----	35
Tab. 4-8	Nationales Marktpotenzial für die Technologiegruppe PTL: Leistung und monetäre Bewertung -----	36
Tab. 4-9	Künftige Anteilsentwicklung regenerativ erzeugten Methanols für die Technologiegruppe PTC in Deutschland (nationale Betrachtung) in Abhängigkeit von der Substitutionsmenge von fossilen zu regenerativen Quellen -----	37
Tab. 4-10	Bedarf für Methan für die Technologiegruppe PTC in Deutschland -----	38
Tab. 4-11	Bedarf von Ethylenäquivalent für die Technologiegruppe PTC in Deutschland -----	38
Tab. 4-12	Nationales Marktpotenzial für die Technologiegruppe PTC: Leistung und monetäre Bewertung, bezogen auf Ethylen-Äquivalente -----	39
Tab. 4-13	Anteil des nationalen am globalen Marktpotenzial für die Technologiegruppe PTC-----	39
Tab. 4-14	Spezifische Minderung durch Einsatz von PTL sowie zugrunde liegende Kenndaten der fossilen Kraftstoffe als Referenz-----	40
Tab. 4-15	Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch PTL in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (bei Einsatz von regenerativem Strom)-----	41
Tab. 4-16	Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch PTC in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (ohne Berücksichtigung der Stromerzeugung) -----	43
Tab. 4-17	Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch PTC in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (unter Berücksichtigung der teilweise noch fossilen Stromerzeugung) -----	44
Tab. 4-18	Wirkungsgrade der Prozesskette PTL in Abhängigkeit von der Elektrolyse und der Quelle des eingesetzten CO <sub>2</sub> in Prozent, gerundet (eigene Darstellung nach Fasihi et al. 2016, 2017; UBA 2016)-----	45
Tab. 4-19	Jährlich vermiedener Primärenergieeinsatz durch die Technologiegruppe PTL in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall -----	46

---


Tab. 4-20	Jährlich benötigter Primärenergieeinsatz für den verbleibenden fossilen Feedstockanteil der deutschen Olefin-basierten Petrochemie -----	48
Tab. 4-21	Jährlich benötigter Primärenergieeinsatz für den verbleibenden fossilen Feedstockanteil der deutschen Olefin-basierten Petrochemie, mit im Methan enthaltener Primärenergie -----	48
Tab. 4-22	Jährlich benötigter Primärenergieeinsatz für die anteilige Versorgung der deutschen Petrochemie mit strombasierten Basischemikalien -----	49
Tab. 4-23	Jährliche Primärenergieeinsparung durch die Technologiegruppe PTC in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall -----	49
Tab. 4-24	Techno-ökonomische Kenndaten zum gesamten Technologiefeld PTL/PTC -----	51
Tab. 4-25	Jährliche Kosteneinsparung durch PTL in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (nicht abgezinst auf ein Basisjahr) -----	52
Tab. 4-26	Jährliche Kosteneinsparung durch PTC in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (nicht abgezinst auf ein Basisjahr) -----	54
Tab. 4-27	Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich des Technologiefeldes PTL/PTC -----	56
Tab. 4-28	Bewertung von Stand und Trends der Forschung und Entwicklung für die Technologiegruppe PTL – Output-Orientierung -----	59
Tab. 4-29	Bewertung von Stand und Trends der Forschung und Entwicklung für die Technologiegruppe PTC – Output-Orientierung -----	61
Tab. 4-30	Bewertungsraster für die Akzeptanz von Technologiefeld PTL/PTC bei Markteinführung (2040) -----	62
Tab. 4-31	Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit des Technologiefeldes PTL/PTC -----	64
Tab. 4-32	Abhängigkeit des Technologiefeldes PTL/PTC von Infrastrukturen -----	66

## Abbildungsverzeichnis

Abb. 1-1	Schematische Darstellung der im vorliegenden Bericht betrachteten Technologiepfade-----	12
Abb. 4-1	Publikationen zur Technologiegruppe PTC – Deutschland und weltweit-----	60



## Zusammenfassung (Steckbrief)

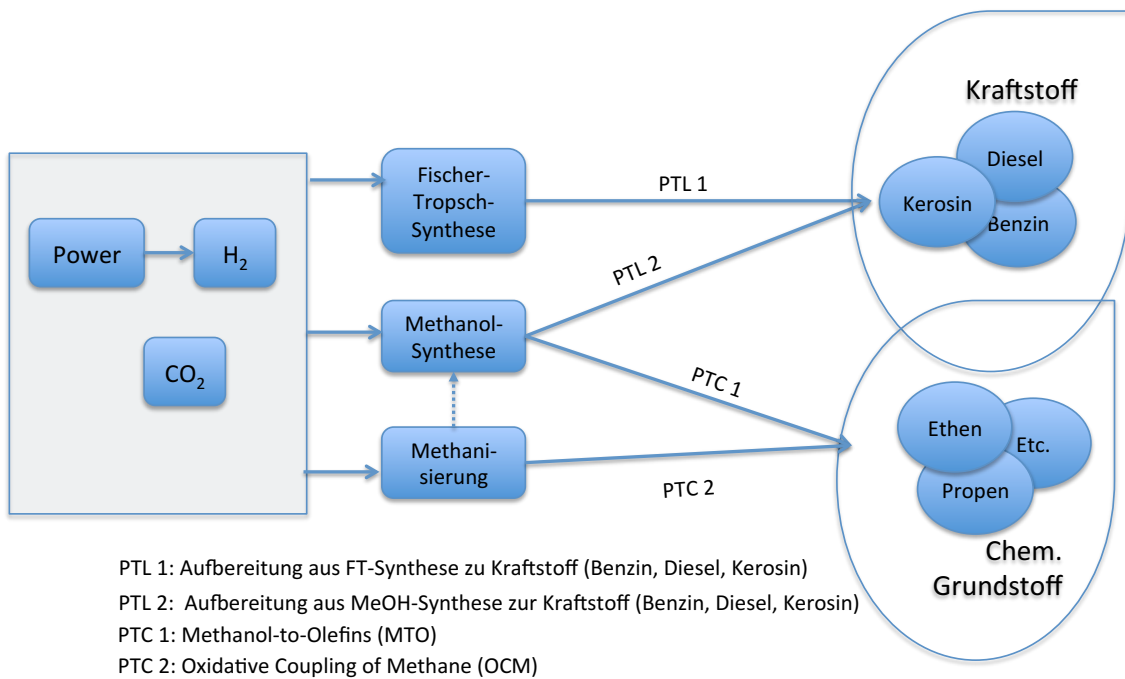
<b>Technologiefeld Nr. 4.3</b> <b>Power-to-Liquids/ Power-to-Chemicals</b>	 <b>Wuppertal Institut</b>
<b>A) Beschreibung des Technologiefeldes und F&amp;E-Bedarf</b>	
<b>Beschreibung des Technologiefeldes</b>	
<p>Technologiefeld bestehend aus 2 Technologiegruppen:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Power-to-Liquid (PTL) mit beispielhaften Pfaden PTL 1: Fischer-Tropsch-Synthese; PTL 2: Methanol-Synthese mit CO<sub>2</sub> jeweils mit Aufbereitung zu Kraftstoff (Hydrotreating, Oligomerisierung, etc.)</li> <li>– Power-to-Chemicals (PTC) mit beispielhaften Pfaden zur Olefinproduktion: PTC 1: MTO (Methanol-to-Olefins) via Synthesegas; PTC 2: OCM (Oxidative Coupling of Methane) via Ethan</li> </ul>	
<p>Technologische Reife:</p> <p>Technologie PTL1: Demonstration (TRL=5-8), in Deutschland bisher 1 Anlage (Sunfire); PTL2: Demonstration (TRL=5-8), in Deutschland bisher 1 Demonstrationsanlage (Silicon Fire-Methanol)</p> <p>Technologie PTC 1: Demonstration (TRL=4-9), PTC 2: Demonstration (TRL=4-9), keine Anlage in Deutschland</p>	
<p>Kritische Komponenten: Katalysatoren in den verschiedenen Synthesen: Materialbedarf und -verbrauch, Kontrolle der Reaktionspfade, Prozessoptimierung, etc.</p>	
<b>Entwicklungsziele</b>	
<p>Technologiegruppe PTL: Effizienz-Steigerung der CO<sub>2</sub> -Nutzung und Umwandlung in Synthese</p> <p>Technologiegruppe PTC: Substitution fossiler Feedstocks der Kohlenstoffchemie, Steigerung der CO<sub>2</sub> -Nutzung und deren Effizienz zwecks stofflicher Nutzung regenerativer Energie</p>	
<b>Technologie-Entwicklung</b>	
<p>PTL/PTC: Oftmals gemeinsame Erzeugung von Kraftstoffen und Kohlenwasserstoff-Basischemikalien (Olefine etc.) als wechselseitige Nebenprodukte</p> <p>Technologiegruppe PTL: Marktreife bis 2040 erwartet, Marktpotenzial erst ab 2040: 75 TWh (2050: 95 TWh) in Deutschland, nur im Szenario KS 95. Global geringer Hochlauf vor 2040; 2050: ca 1500 TWh. Im Ausblick erwartete Kenndaten: 95 % Verfügbarkeit, Wirkungsgrad über gesamte Prozesskette (abhängig von Elektrolyse sowie CO<sub>2</sub>-Quelle) zwischen 42 und 59 % in 2050</p> <p>Technologiegruppe PTC: MTO-Reaktoren: heutige Demo-Reaktoren bei ca. 1 m Durchmesser und ca. 2.000 t/a, Kommerzialisierung in kommenden Jahren (2010 in China) bei ca. 10 m Durchmesser und ca. 600.000 t/a</p>	
<b>F&amp;E-Bedarf</b>	
<p>PTL/PTC:</p> <p>Katalysator- und Trägermaterial-Entwicklung für die jeweiligen Prozesse: geringere Drücke und Temperaturen durch effizientere Katalysatoren für gesteigerte Energie-, Ressourcen- und Kosteneffizienz und Anlagenlebensdauer</p>	

<b>B) Multikriterielle Bewertung</b>
<b>Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen (gegenüber Referenz)</b>
<p>Technologiegruppe PTL: hohe Einsparung von THG (68-87 % in 2040-2050) bei Nutzung von Erneuerbarem (REG) Strom</p> <p>Technologiegruppe PTC: sehr hohe Einsparung von THG (78-190% in 2040-2050) bei Nutzung von Erneuerbarem (REG) Strom. Weiter steigerbares Potenzial, sofern Endprodukte nicht verbrannt werden.</p> <p>beide Technologien erhöhen Bedarf an REG-Strom, weitere Minderung erst bei 100 %-EE-Dekung</p>
<b>Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz (gegenüber Referenz)</b>
<p>PTL und PTC: erhebliche Mehraufwendung von Primärenergie (+75-180 % in 2040/2050), abhängig von CO<sub>2</sub> Quelle; aber regenerative PE, weniger fossile PE und keine fossilen Feedstocks benötigt.</p> <p>Technologiegruppe PTC: Naphtha (ca. 7 % des importierten Erdöls) langfristig als Feedstock unnötig.</p>
<b>Kosteneffizienz (gegenüber Referenz)</b>
PTL und PTC: derzeit teurer, jedoch stark abhängig einerseits vom Erdöl- bzw. Erdgaspreis, andererseits von Strompreis, THG-Emissionskosten und CO <sub>2</sub> -, H <sub>2</sub> - und O <sub>2</sub> -Bereitstellung, im Ausblick annähernd kostenneutral
<b>Inländische Wertschöpfung</b>
Verringerung der Erdölimporte, langfristig nahezu vollständige Vermeidung. Stärkung des heimischen Anlagenbaus. Jahresumsatz der chem. Industrie 2015: ca. 200 Mrd. €. Absicherung der deutschen Grundstoffchemie (regenerativ) und damit auch der von Grundstoffen abhängigen Spezialchemie
<b>Stand und Trends von F&amp;E im internationalen Vergleich</b>
PTL: einzelne Unternehmen wettbewerbsfähig, Anteil der wiss. Publikationen und der Patente aus Deutschland unter 5 % / PTC: weltweite F&E seit 2000 deutlich zugenommen, deutscher Anteil rückläufig (ca. 7 %); starke Expertise in China, Skandinavien, z. T. Südafrika
<b>Gesellschaftliche Akzeptanz</b>
PTL und PTC: hohe sozialpol. /lokale Akzeptanz, da Abgabe und Nutzung vom Kunden keine Umgewöhnung erfordert. An traditionellen Chemiestandorten (z. B. Ruhrgebiet) hohe Akzeptanz.
<b>Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit</b>
Pfadabhängigkeit: einerseits gering, Verwendung von REG-Strom / diversen CO <sub>2</sub> Quellen → robuste Pfade. Aber großmaßstäbliche Anlagen mit Nutzungsdauer von ca. 30 Jahren.
<b>Abhängigkeit von Infrastrukturen</b>
Aufbau weitgehend auf bestehenden Distributions-Infrastrukturen. Ausbau von Elektrolyseuren (H <sub>2</sub> & O <sub>2</sub> ), Gasspeichern (H <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> , etc.) und Stromnetzen vonnöten. Produzierte Grundchemikalien können in bestehende Verteilungsstrukturen eingespeist werden (langfristig: Wegfall oder Umwidmung der Ölpipelines u. a. von der Nordseeküste)
<b>Systemkompatibilität</b>
PTL hohe Kompatibilität durch Sektorkopplung; ebenso mit Kraftstoff-Infrastrukturen; PTC als alternativer Grundstoffchemiepfad kompatibel mit bestehender Weiterverarbeitung.

# 1 Beschreibung des Technologiefeldes

## 1.1 Eingrenzung der Analyse

Das Technologiefeld „Power-to-Liquids<sup>1</sup>/-Chemicals“ ist divers. Es umfasst verschiedene Möglichkeiten, die beiden Grundstoffe H<sub>2</sub> (erzeugt aus Strom mittels Elektrolyse) sowie CO<sub>2</sub> aus verschiedenen Quellen zu Kohlenwasserstoffen zu kombinieren. Diese können entweder als Kraftstoffe oder als chemische Grundstoffe eingesetzt werden. Aus dem weiten Spektrum an Möglichkeiten werden in dem vorliegenden Bericht beispielhaft vier Optionen, welche die „Eckpunkte“ der möglichen Optionen abbilden, herausgegriffen und vertieft anhand des Kriterienrasters (*Teilbericht 1*) untersucht und bewertet. Die F&E-Empfehlungen in Kapitel 5 beziehen sich entsprechend nur auf diese Optionen.



**Abb. 1-1 Schematische Darstellung der im vorliegenden Bericht betrachteten Technologiefade**

Abb. 1-1 zeigt als sehr grobes Schema die hier betrachtete Auswahl an Pfaden, im Folgenden auch „Technologien“ genannt, in Abgrenzung zum hier nicht betrachteten Kontext (blauer Kasten links: Stromerzeugung und Umwandlung zu H<sub>2</sub> sowie Bereitstellung von CO<sub>2</sub>). In diesem Bericht werden weder die Herstellung des Wasserstoffs noch die Bereitstellung des Kohlendioxids betrachtet, da diese in den *Technologieberichten 4.1: Power-to-Gas (Wasserstoff)*, *2.4: CO<sub>2</sub> Nutzung* und *4.4: Verfahren der CO<sub>2</sub>-Abtrennung aus Faulgasen und Umgebungsluft* untersucht und bewertet werden. Aufgrund der hier genutzten Literatur, die dieser Abgrenzung nicht unterliegt, ist es zum Teil aber nicht sinnvoll gewesen, nur einen Teil der gesamten Prozesskette

<sup>1</sup> Der Fokus liegt hier auf den flüssigen synthetischen Kraftstoffen, weshalb der Ausdruck „Power-to-Liquids (PTL)“ gewählt wurde. Der Ausdruck „Power-to-Fuels“ (PtF) dagegen würde auch gasförmige Kraftstoffe wie z. B. Methan umfassen.

„Power-to-Liquids“ bzw. „Power-to-Chemicals“ zu betrachten. Wie ebenfalls deutlich wird, sind einige der Prozessschritte in den verschiedenen Pfaden analog – die Prozessketten weisen große Schnittmengen auf. Die Produkte bzw. die Einsatzbereiche sind aber unterschiedlich.

Es ist daher ersichtlich, dass – trotz bestehender Schnittstellen – nicht nur die Technologien im Einzelnen, sondern auch die übergeordneten Technologiegruppen „Power-to-Liquids“ (PTL) und „Power-to-Chemicals“ (PTC) hinsichtlich ihres Entwicklungsstands und entsprechend auch dem Forschungsbedarf zu unterschiedlich sind, um gemeinsam bewertet zu werden. Die Betrachtung erfolgt daher in den meisten Fällen nach den beiden Gruppen getrennt. Dies wird jeweils für die Kriterien am Anfang eines Kapitels vermerkt.

Ursprünglich in diesem Technologiebericht vorgesehen war eine Bewertung der elektro-chemischen Produktion von Ammoniak. Expertengespräche hierzu haben aber ergeben, dass sich diese innovative Art der Ammoniakproduktion im Prinzip nur durch die Bereitstellung des benötigten Wasserstoffs von der derzeit üblichen, konventionellen Herstellung unterscheidet, während der eigentliche chemische Prozess derselbe bleibt. Innovativ und emissionsfrei ist nur der Bezug des Wasserstoffs, der im Fall der „elektro-chemischen“ Produktion durch Wasserelektrolyse mittels eingesetztem regenerativ erzeugtem Strom erfolgt. Für die Implikationen dieser Elektrolyse und die weiterführende Bewertung inkl. F&E-Bedarf wird daher auf den *Technologiebericht 4.1: Power-to-Gas (Wasserstoff)*, der die Wasserstoffherstellung behandelt, verwiesen.

## 1.2 Beschreibung der Technologiegruppe „Power-to-Liquids“

Während der Ausbau der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung in den letzten Jahren kontinuierlich weiter zugenommen hat, bleibt der Verkehrssektor im Kontext der Energiewende in Deutschland das „Sorgenkind“ – die Emissionen sind im Vergleich 2014 zu 1990 nur um wenige Prozentpunkte zurück gegangen und der Energieverbrauch nimmt weiter zu. Nachdem biogene Kraftstoffe, insbesondere der ersten Generation, aufgrund von nicht erfüllten Nachhaltigkeitsanforderungen keine gute Alternative zu fossilen Kraftstoffen bieten, wendet sich die Diskussion inzwischen anderen potenziell erneuerbaren Energieträgern für den Verkehr zu. Im Fokus der Aufmerksamkeit stehen zum einen die Elektromobilität, zum anderen der kombinierte Wasserstoff-Brennstoffzellen-Antrieb. Beide Optionen weisen viele Vorteile hinsichtlich geringer Treibhausgasemissionen auf; allerdings erfordern sie einerseits noch erhebliche Kostenreduktionen, andererseits sind die bestehenden Infrastrukturen zum Endverbraucher (Betanken, Laden) nicht eins zu eins nutzbar. In diesem Kontext und im Rahmen der Diskussion um die Sektorkopplung, die von vielen Seiten als notwendige Voraussetzung zur Umsetzung der Energiewende in Deutschland gesehen wird, gewinnt die erste der hier betrachteten Optionen an Aufmerksamkeit: mittels Elektrolyse Wasserstoff bereitzustellen, diesen aber nicht direkt zu nutzen, sondern zu einem synthetischen, flüssigen Kraftstoff aufzubereiten. Die Vielzahl an Prozessen und Verfahren, die in diesem Komplex benötigt werden, werden mit „Power-to-X“ (PTX, teils auch P2X) bezeichnet.

Voraussetzung dafür, dass PTX-Technologien einen Beitrag zum Klimaschutz leisten, ist, dass der benötigte Strom emissionsfrei aus erneuerbaren Energien bereitgestellt wird. Im Kontext der Sektorkopplung wird oftmals mit so genanntem „Überschuss-Strom“ argumentiert: Strom aus z. B. Windkraftanlagen, der aufgrund mangelnden Netzausbaus nicht abtransportiert und daher auch nicht genutzt werden kann. Eine Bewertung dieser Aussage soll in dem vorliegenden Technologiebericht nicht erfolgen; es wird auf die Berichte im *Technologiebereich 3: Infrastrukturen* verwiesen.

Gleiches wie für den Bezug des Stroms zur H<sub>2</sub>-Bereitstellung gilt auch für das Kohlendioxid: Auch hier sind die Herkunft bzw. die Vorkette bezüglich der Energieaufwendungen und Emissionen der gesamten Technologiekette zu berücksichtigen (siehe *Technologiefelder 2.4: CO<sub>2</sub> Nutzung* und *4.4: Verfahren der CO<sub>2</sub>-Abtrennung aus Faulgasen und Umgebungsluft*).

In Abgrenzung zum *Technologiefeld 4.2: Power-to-Gas (Methanisierung)* wird im vorliegenden Bericht der Schwerpunkt auf die Erzeugung von *flüssigen* Kraftstoffen gelegt. Daher wird zur besseren Klarstellung der Begriff „Power-to-Liquids“ (PTL) anstelle von „Power-to-Fuels“ benutzt, da letzterer auch die gasförmigen Kraftstoffe (Methan) umfasst.

Wie in Abb. 1-1 gezeigt, werden im Wesentlichen zwei Pfade betrachtet: die Fischer-Tropsch-Synthese (FT) von H<sub>2</sub> und CO<sub>2</sub> sowie die Erzeugung von Methanol aus eben denselben Grundstoffen. An beide Verfahren können weitere Prozessschritte bzw. Wertschöpfungsstufen angeknüpft werden, um (weitere) Endprodukte zu generieren. Hierbei handelt es sich zum Teil um etablierte Verfahren, die technisch weitgehend unberührt bleiben, aber für die Marktpotenziale bedeutsam sind, und zum Teil um noch zu entwickelnde Verfahren. Das Augenmerk liegt in dem vorliegenden Bericht auf der Erzeugung eines (neuartigen) synthetischen Kraftstoffs („Fischer-Tropsch-Diesel“).

Die innerhalb des PTL-Pfades betrachteten Technologien Fischer-Tropsch-Synthese und Methanolsynthese beruhen beide zunächst auf dem Einsatz von Wasserstoff und Strom sowie von CO und/oder CO<sub>2</sub>. Die anschließenden Aufbereitungsschritte unterscheiden sich zum Teil.

Der Output aus der Fischer-Tropsch-Synthese sind flüssige Kohlenwasserstoffe, die abhängig von der Prozessführung in unterschiedlicher Zusammensetzung vorliegen. Diese werden per Hydrocracking, Isomerisierung und Destillation zu einem Kraftstoff-Mix aufbereitet. Auch dieser kann je nach Prozessführung variieren bzw. eingestellt werden; dabei können 50-60 % Anteile an Flugzeug-Kraftstoff erreicht werden. Anschließende Oligomerisierung kann diesen Anteil noch weiter erhöhen.

Methanol wird über die DME (Dimethylether)-Synthese, Olefin-Synthese, Oligomerisierung und Hydrotreating ebenfalls zu einem Gemisch aus hauptsächlich Benzin, Diesel und Kerosin aufbereitet.

Hinsichtlich der Energieeffizienz und zusammenhängend der THG-Emissionen sowie der derzeit absehbaren Kosten unterscheiden sich die beiden Pfade laut (UBA 2016) nicht oder nicht wesentlich, so dass die Ergebnisse der Kriterienbewertung für beide gemeinsam dargestellt werden (siehe Kapitel 4.2 und 4.3).

Zu differenzieren ist allerdings zum einen nach der Bereitstellung des Stroms (im Sinne des Konzepts wird regenerativ erzeugter Strom eingesetzt, in der Literatur meist aus Windenergie, der mittels Hoch- oder Niedertemperatur-Elektrolyse zu Wasserstoff umgewandelt wird) sowie nach der Herkunft des benutzten CO<sub>2</sub>. Hier wird in den betrachteten Studien (Fasihi et al. 2016, 2017) nach CO<sub>2</sub> aus Rauchgasabscheidung, aus Biogas sowie aus Luft-Abscheidung unterschieden, was jeweils unterschiedlich hohe Strom- (und Wärme-)bedarfe bedingt. Diese werden innerhalb der Kriterien 4 und 5 differenziert dargestellt.

Weltweit hat die Verwendung von Methanol im Zeitraum 2011 bis 2016 von 55,4 auf geschätzt 92,3 Mio. t zugenommen. An diesem Wachstum partizipierte die Verwendung für Kraftstoffe proportional (Dimethylether, Beimischung und MTBE (Methyltertbutylether, Zusatzstoff im Otto-Kraftstoff) zusammen 32 % 2011 und 31 % 2016) (IHS 2012). Für die Methanolerzeugung bzw. den Einsatz als Kraftstoff ist zwischen der Substitution fossilen bzw. konventionell erzeugten Methanols bei der Herstellung konventioneller Kraftstoffe und der Herstellung eines Methanol-Reinkraftstoffs zu differenzieren. Der erste Fall zeichnet sich durch eine sehr schnelle Umsetzbarkeit aus, da lediglich fossiles Methanol aus bestehenden Verwendungen verdrängt wird. Dies ist analog zum Vorgehen bei Biokraftstoffen, bei denen die Beimischung die Verwendung von Pflanzenöl oder Biodiesel als Reinkraftstoff substituiert hat.

Der zweite Fall erfordert modifizierte Antriebsaggregate und eine separate Infrastruktur für die Distribution. Er ermöglicht prinzipiell eine weitere, nochmalige Kaskade (indem das zuvor aufgefangene CO<sub>2</sub> noch einmal als Kraftstoff genutzt wird) von CO<sub>2</sub> aus noch bestehenden CO<sub>2</sub>-Quellen oder mittels der Entnahme von CO<sub>2</sub> aus der Luft und kann so erwartbar einen höheren Beitrag zum Klimaschutz leisten. Eine weitergehende Kreislaufführung, wie sie prinzipiell bei stofflicher Bindung des CO<sub>2</sub> möglich ist, kann allerdings aufgrund der Verbrennung des Kraftstoffs mit Freisetzung des Kohlendioxids hier nicht erreicht werden.

### 1.3 Beschreibung der Technologiegruppe „Power-to-Chemicals“

Die Technologiegruppe PTC lässt sich noch weniger als PTL auf eine klar definierte Anzahl von Pfaden festlegen. Insofern wird bei der Bewertung Wert darauf gelegt, dass mehrere Optionen technologieoffen nebeneinander stehen können. Im vorliegenden Bericht konnten aus Kapazitätsgründen nur wenige Pfade beispielhaft näher betrachtet werden – dies ist keine abschließende Auswahl und stellt keine Priorisierung über die hier nicht aufgenommenen Pfade dar.

Zur Synthese von (kohlen)wasserstoffbasierten Grundstoffchemikalien werden in Deutschland und weitgehend in ganz Europa derzeit nahezu ausschließlich fossile Rohstoffe (vor allem Erdöl, aber auch Kohle und Erdgas) eingesetzt. Als Basischemikalie werden hierbei unter anderem Olefine erzeugt. Das einfachste Olefin ist Ethylen (chemisch: Ethen, C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>). Ethylen kann als Beispiel für die vielfältigen Produkte einer aus Naphtha erzeugten Basischemikalie herangezogen werden, da dies die am stärksten nachgefragte (kurzkettige, d. h. mit lediglich zwei C-Atomen versehene) und damit mengenmäßig bedeutendste Grundstoffchemikalie ist. Die weltweite jährliche Ethylenproduktion wird in Fortschreibung des Trends der letzten Jahre als ansteigend prognostiziert und betrug mehr als 140 Mt in 2010 und mehr als 160 Mt in

2015. Für über 30 % aller weltweit produzierten Petrochemikalien dient Ethylen als Grundstoff; hierbei machen Kunststoffe mit 75 % den Hauptanteil aus. Weitere Produkte sind Fasern und andere organische Chemikalien. Deutschland ist größter europäischer Einzelmarkt mit ca. 19 % Mengenanteil (Global Industry Analysts, Inc 2008).

Für Ethylen stehen verschiedene Synthesepfade mittels regenerativer Rohstoffe und Energie zur Verfügung, von denen einzelne Schritte aus bestehenden petrochemischen Verarbeitungspfaden übernommen werden können. Die Synthesen von Ethylen und Ammoniak aus fossilen Kohlenwasserstoffen liefern die bedeutendsten prozessbedingten CO<sub>2</sub>-Emissionsbeiträge in der heimischen Chemieindustrie von jeweils ca. 7 Mt CO<sub>2</sub> pro Jahr (UBA 2014). Als Primärenergieträger wird neben Erdöl, Erdgas und Kohle auch ein wesentlicher Teil des verwendeten Methanols importiert.

Grundsätzlich sind auch weitere, als universelle Basisstoffe dienende, Kohlenwasserstoffe von Interesse, sogenannte High-Value Chemicals (HVCs), jedoch ist deren aktueller Bedarf im Vergleich wesentlich geringer. Dementsprechend dürften diese HVCs als Nebenprodukte in hinreichendem Maß bei der Ethylensynthese anfallen. Deren zusätzliche Erzeugung erhöht allerdings die Wirtschaftlichkeit der Anlagen.

Für Ethylen und HVCs beginnen diese Synthesepfade im Allgemeinen mit Methan, Methanol oder mit aus Wasserstoff (H<sub>2</sub>) und Kohlenstoffmonoxid (CO) bestehendem Synthesegas. Auch eine Mischung von H<sub>2</sub> und CO<sub>2</sub> ist als Feedstock verwendbar; darüber hinaus besteht je nach Synthesepfad Bedarf an reinem Sauerstoff (O<sub>2</sub>). Für die Bereitstellung all dieser Grundstoffe gelten dieselben Rahmenbedingungen wie bei PTL, weshalb diese nicht gesondert betrachtet werden.

Im Gegensatz zu den im Aufbau befindlichen regenerativen Alternativpfaden wird Ethylen derzeit vorwiegend aus leichten Erdölfraktionen (vor allem Naphtha) mittels Steamcracking gewonnen. Auf dieser Route werden also längerkettige Kohlenwasserstoffe auseinandergebrochen, während bei den hier beschriebenen alternativen C<sub>1</sub>-Verfahren einwertige Kohlenstoffverbindungen (Methan, Methanol, Kohlenmono- bzw. -dioxid) als Ausgangsstoffe dienen.

Das Gesamtfeld von Power-to-Chemicals (PTC) wird im Folgenden durch wenige exemplarische Technologien illustriert, die unterschiedliche Reifegrade und Herausforderungen aufweisen. Als mögliche Pfade nach Abb. 1-1 werden hier der (auch wiederum in verschiedenen Arten realisierbare) indirekte „Methanol-to-Olefin“-Pfad (MTO) und der direkte Pfad mittels Oxidativer Methankopplung (Oxidative Coupling of Methane, OCM) betrachtet (Ren 2009; Ren et al. 2008). OCM stellt insofern einen direkten Pfad dar, als dass hier direkt Methan als Anfangsprodukt verwendet wird, während bei MTO als Zwischenschritte Ethan oder Synthesegas auftreten – die allerdings dementsprechend auch wiederum als Feedstock zugeführt werden können.

Aufgrund der derzeitigen F&E- und Markteinführungs-Aktivitäten und der bisherigen erfolgreichen Anlagenentwicklung wird MTO als ein vielversprechender Pfad angesehen, dessen Entwicklung in einem relevanten Maß vorangeschritten ist. Dagegen ist OCM zwar bereits ab Mitte der 80er Jahre beforscht worden; das Interesse hat dann aber zunächst nachgelassen. Unter den mittlerweile veränderten ökonomischen Bedingungen erscheint eine erneute Betrachtung und Bewertung sinnvoll, die ggf. zu

einer Wiederaufnahme der Entwicklungsaktivitäten führen kann. Da es hierzu aber schon umfangreiche Vorarbeiten sowohl hinsichtlich theoretischer Grundlagen als auch hinsichtlich kleinerer Testanlagen gibt, erscheint eine Erwähnung dieses PTC-Pfades für eine umfassende Betrachtung des Technologiefeldes relevant, um beispielhaft neben MTO weitere Optionen für Technologiepfade abzubilden.

Weitere relevante und beforschte strombasierte Olefin-Produktionspfade sind u. a. der von Evonik unter dem Markennamen „Power-to-Chemistry®“ entwickelte Lichtbogenprozess, die Methanpyrolyse von BASF und noch in der Versuchsphase befindliche plasmakatalytische Verfahren (Rademann und Ryll 2015). Beim Evonik-Lichtbogenprozess wird Methan endotherm (unter Energiezugabe) zu Acetylen (Ethin) und Wasserstoff umgewandelt (Lehner et al. 2014). Die Methanpyrolyse von BASF, Linde, ThyssenKrupp und HTE, der Technischen Universität Dortmund sowie dem Wissenschaftspartner VDEh-Betriebsforschungs-Institut Düsseldorf verwendet als Ausgangsprodukt (typischerweise fossiles) Methan, um daraus exotherm (unter Wärmefreisetzung) und unter Zuführung von  $\text{CO}_2$  Synthesegas ( $\text{CO}$  und  $\text{H}_2$ ) zu gewinnen, das dann für weitere Reaktionspfade zur Verfügung steht (Schneider 2013; Machhammer et al. 2015). Da es sich bei letzterer Technologie zwar um ein emissionsreduziertes Verfahren handelt, allerdings weiterhin üblicherweise fossile Feedstocks verwendet und somit auf die Gesamtkette bezogen keine Nullemissionen erreicht werden, wird diese Technologie hier nicht weiter betrachtet. Nichtsdestotrotz können derartige Verfahren für eine Übergangszeit zur Bereitstellung von Wasserstoff und Synthesegas von Bedeutung sein. Die anderen Pfade werden randständig mitbetrachtet, um zumindest auf ihr Potenzial hinzuweisen.

## 2 Stand F&E in Deutschland

### 2.1 Power-to-Liquids

Das Forschungsfeld PTL ist, zumindest im Gegensatz zu anderen Kraftstoffen (etwa Biokraftstoffen mit einer sehr aktiven und weit verbreiteten Forschung) und auch im Vergleich zu Power-to-Gas, das ebenfalls stärker z. B. in Publikationen vertreten ist, noch vergleichsweise unbearbeitet. So gibt es bereits eine „Strategieplattform Power-to-Gas“<sup>2</sup> der Deutschen Energie-Agentur (dena), während „Power-to-Liquids“ noch eine eher weniger bekannte Variante darstellt.

Einen weiteren Anhaltspunkt geben die Publikationen. Zur Stichwort-Suche „Power-to-Liquids“ werden in Scopus 14 Publikationen aus Deutschland gelistet (weltweit: 21), zum Stichwort „Power-to-Gas“ sind es 98 (weltweit: 313).

In der Praxis ist die Firma „Sunfire“ aus Dresden eines der europäisch führenden Unternehmen im Bereich der synthetischen Kraftstoff-Erzeugung. Sie ist im Übrigen bei der oben genannten „Strategieplattform Power-to-Gas“ als einziges PTL-Pilotprojekt gelistet. Von Bedeutung ist außerdem die Firma Carbon Recycling International<sup>3</sup> mit Sitz in Island, die über die weltweit größte Methanol-Produktion auf Basis von erneuerbarem Wasserstoff und CO<sub>2</sub> verfügt.

Für die Methanolsynthese mit regenerativ erzeugtem Wasserstoff und unter Einsatz von CO<sub>2</sub> lassen sich derzeit zwei relevante und technisch ähnliche Anlagen identifizieren, die allerdings auf unterschiedliche CO<sub>2</sub>-Quellen zugreifen:

- Die kommerzielle Anlage George Olah in Island mit CO<sub>2</sub> aus geothermischen Quellen und einer Jahreskapazität von 50.000 t.<sup>4</sup>
- Die im Rahmen eines Forschungsprojektes betriebene Anlage beim Steinkohlekraftwerk Lünen unter Einsatz von CO<sub>2</sub> aus Rauchgasen.<sup>5</sup>

Zudem operieren mehrere trans- bzw. multinationale Unternehmen wie Shell oder Sasol im Bereich der synthetischen Kraftstoffe. Weitere Ausführungen hierzu folgen in Kapitel 4.6 (Kriterium 8).

### 2.2 Power-to-Chemicals

Auch PTC ist ein noch relativ kleines Forschungsfeld, vor allem in Regionen, in denen Erdöl für die chemische Industrie die wesentliche Kohlenwasserstoff-Quelle darstellt – dies trifft u. a. auf Deutschland zu. Einige wesentliche Prozessschritte sind in jenen Ländern stärker beforscht und entwickelt, die mehr Kohle und Erdgas fördern und verarbeiten und auf diesem Wege entweder Methan oder Synthesegas als Ausgangsstoffe nutzen, wie etwa China oder Südafrika mit stark Kohle-basierter Chemie. Bislang findet in Deutschland keine kommerzielle Nutzung von PTC-Verfahren statt; die aktuellen Rahmenbedingungen (günstiges Erdöl und billige THG-

<sup>2</sup> <http://www.powertogas.info>

<sup>3</sup> <http://carbonrecycling.is>

<sup>4</sup> ebenda

<sup>5</sup> ebenda

Emissionszertifikate und im Vergleich dazu hohe Stromkosten) lassen dies derzeit noch als wenig attraktiv für die Chemieindustrie erscheinen.

Ein Beispiel dafür ist OCM: In den 80er- und 90er Jahren haben in dem Bereich einige Forschungsaktivitäten (Bartsch et al. 1989; Keller und Bhasin 1982; Lee und Oyama 1988; Lunsford 1995; Voskresenskaya et al. 1995; Zavyalova et al. 2011) stattgefunden, um gerade die Abhängigkeit von Erdöl als Feedstock für die chemische Industrie zu vermindern. Das Interesse hat wieder nachgelassen, als die Verfügbarkeit von Öl wieder eher als gegeben angesehen worden ist und die technischen Hürden des demgegenüber „neuen“ OCM-Pfads nicht so schnell überwunden werden konnten.

### 3 Relevanz öffentlicher Förderung

#### 3.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten

Wie in der Technologiebeschreibung gezeigt, handelt es sich bei den verschiedenen Technologiegruppen und auch bei den Technologien um ganz unterschiedliche Stadien der Entwicklung. Das Kriterium „Vorlaufzeiten“ wird daher für die beiden Technologiegruppen PTL und PTC getrennt behandelt.

#### Power-to-Liquids

Zur Ableitung der Vorlaufzeiten bis zur Realisierung bzw. Kommerzialisierung einer Power-to-Liquids-Anlage werden drei existierende Unternehmen und der zeitliche Verlauf von der Grundlagenforschung über die ersten Demonstrationsanlagen bis hin zur (geplanten) Kommerzialisierung exemplarisch dargestellt.

Dabei handelt es sich um die Firma Sunfire GmbH<sup>6</sup> mit Sitz in Dresden, das israelische Unternehmen NewCO<sub>2</sub> fuels<sup>7</sup> sowie LanzaTech<sup>8</sup> aus den USA. Alle drei haben etwa in der Mitte der 2000er Jahre mit ersten Studien und Labor-Anwendungen zur Erzeugung eines synthetischen Kraftstoffs begonnen und stehen nun kurz vor der Kommerzialisierung großmaßstäblicher Anlagen. Aus den drei Beispielen lässt sich ein Zeitrahmen von rund 10-15 Jahren bis zur Kommerzialisierung ableiten. In allen drei Fällen sind allerdings finanzielle Forschungsförderungen zum Tragen gekommen.

##### ■ Sunfire GmbH

- 2008: Machbarkeitsstudie
- 2010: Gründung der GmbH
- 2014: Inbetriebnahme Demonstrationsanlage
- geplant 2018: Kommerzialisierung

##### ■ New CO<sub>2</sub> Fuels

- 2005: Grundlagenforschung
- 2014: Inbetriebnahme Prototyp
- 2016: erste Demonstrationsanlage, Kapazität 200 t/a
- 2017: zweite Demonstrationsanlage, Kapazität 2.000 t/a
- 2018: erster kommerzieller Vertrag
- 2018/19: erstes kommerzielles Produkt

##### ■ LanzaTech

- 2005 - 07: Grundlagenforschung
- 2008 - 10: Inbetriebnahme Prototyp
- 2011: erste Demonstrationsanlage, ca. 500 t/a
- 2012: zweite Demonstrationsanlage, gleiche Kapazität
- 2014: zwei kommerziell arbeitende Anlagen

<sup>6</sup> <http://www.sunfire.de/de/>

<sup>7</sup> <http://www.newco2fuels.co.il>

<sup>8</sup> <http://www.lanzatech.com>

Als einer der wesentlichen Treiber für die Entwicklung und Kommerzialisierung für synthetische Kraftstoffe kann der Flugverkehrs-Sektor gesehen werden. Da andere Alternativen als flüssige Kraftstoffe hier nur sehr eingeschränkt in Frage kommen, sind synthetische Kraftstoffe mit geringer THG-Intensität derzeit der vielversprechendste Weg, die Emissionen aus dem Luftverkehr zu senken und das Interesse der Branche ist dementsprechend hoch (UBA 2016).

Weltweit und auch in Deutschland wird es um 2020 erste kommerziell betriebene Anlagen geben (erste Anlagen laufen zwar bereits schon vorher; die tatsächliche Wirtschaftlichkeit am freien Markt kann aber nur schwer abgeschätzt werden. Das Jahr 2020 wird daher konservativ als Startzeitpunkt gewählt). Diese werden allerdings zunächst nur vergleichsweise geringe Tonnagen an Produkt liefern; das Upscaling erfordert noch einmal einige Jahre. Mit Inbetriebnahmen ab 2020 ist aber ausreichend Vorlaufzeit gegeben, um solche Kapazitäten aufzubauen, damit das in bzw. ab 2040 nachgefragte Marktpotenzial geliefert werden kann.

**Tab. 3-1 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung der Technologiegruppe PTL**

**Abhängig von den verschiedenen Szenarienentwicklungen und öffentlicher Förderung ist mit der Inbetriebnahme der ersten kommerziellen Anlage in Deutschland zu rechnen ...**

Szenarienbereich DE\_80 %      bis 2020  bis 2030  bis 2040  bis 2050  nach 2050

Szenarienbereich DE\_95 %      bis 2020  bis 2030  bis 2040  bis 2050  nach 2050

### Power-to-Chemicals

Die bisherigen Entwicklungen von PTC sind vorwiegend als Coal-to-Chemicals bzw. Gas-to-Chemicals im Zug der stofflichen Nutzung von Kohle und Erdgas und zumeist ohne spezifischen Zeitdruck vonstatten gegangen. Zusätzlich sind Entwicklungen zur Methan- bzw. Methanolsynthese aus regenerativen Quellen relevant, wie sie auch für PTL vonnöten sind.

Die Entwicklungsgeschwindigkeit ist stark von den prognostizierten Preisentwicklungen abhängig, speziell sind hierbei fossile Rohstoffpreise, THG-Emissionszertifikatepreise und die Preise für regenerativen Strom bzw. Wasserstoff zu nennen. Je höher die Anlagenwirkungsgrade, die erzielt werden, um so eher lohnt sich der Prozess auch wirtschaftlich, so dass zusätzliche F&E derzeit durchaus attraktiv ist. Insbesondere in der Katalysatorforschung sowie in der allgemeinen Prozessführung werden noch signifikante Verbesserungen erwartet.

Übliche Entwicklungszeiträume für Anlagen in der chemischen Industrie und speziell im Bereich der heterogenen Katalyse belaufen sich auf 10-20 Jahre, wie auch analog für PTL-Anlagen zu beobachten ist. Aufgrund des derzeitigen Entwicklungsstandes bei PTC wird davon ausgegangen, dass bei entsprechenden Entwicklungsaktivitäten eine Kommerzialisierung der betrachteten Technologien MTO und OCM bis zum Jahr 2030 erreicht werden kann (siehe Tab. 3-2).

Dies wird auch damit unterlegt, dass MTO- und OCM-Anlagen schon kommerziell betrieben werden. Erste Anlagen gingen bereits in den 1970er- bzw. 80er-Jahren in Betrieb. Bei diesen werden allerdings bislang fossile Betriebsstoffe verwendet und

sowohl die Energieeffizienz als auch die Ausbeute ist zum Teil sehr gering. Seit 2000 wurden MTO-Anlagen in Norwegen, China, Nigeria und Ägypten errichtet. Deutschland weist keine dieser Anlagen auf (Ren et al. 2008).

Aus den im Projekt als Referenz gesetzten Szenarien (KS\_80 und KS\_95) sind nicht direkt konsistente Aussagen für PTC abzulesen, da die Szenarien hauptsächlich auf den Energiesektor fokussieren. Diese wurden daher für die PTC-Betrachtung nicht berücksichtigt. Jedoch wurde basierend auf den Annahmen der Studie „Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050“ des Umweltbundesamtes (UBA 2014) vorausgesetzt, dass die dort dargestellte Bestrebung zur vollständigen Umstellung des Industriesektors auf PTC bis 2050 mit den entsprechenden Rahmensetzungen für Unternehmen hinreichend ökonomisch attraktiv sein wird.

**Tab. 3-2 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung der Technologiegruppe PTC**

**Abhängig von den verschiedenen Szenarienentwicklungen und öffentlicher Förderung ist mit der Inbetriebnahme der ersten kommerziellen Anlage in Deutschland zu rechnen ...**

Szenarienbereich DE\_80 %      bis 2020  bis 2030  bis 2040  bis 2050  nach 2050

Szenarienbereich DE\_95 %      bis 2020  bis 2030  bis 2040  bis 2050  nach 2050

### 3.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig)

Innerhalb der folgenden Teilkriterien wird wiederum nach den Technologiegruppen PTL und PTC unterschieden.

#### Teilkriterium 2.1 Entwicklungsstadium

Die Entwicklungsstadien der einzelnen Technologien der Technologiegruppen PTL und PTC sind differenziert einzuschätzen und werden in Tab. 3-3 daher getrennt ausgewiesen. Anders als bei der Betrachtung der Vorlaufzeiten zur Kommerzialisierung in Deutschland erfolgt die Untersuchung der Entwicklungsstadien unter Einbezug der globalen Situation.

Sowohl PTL als auch PTC weisen derzeit schon recht hohe TRL-Werte im Bereich der Demonstration auf und werden mit TRL 5-8 für PTL und 4-8 für PTC eingeschätzt.

Im Falle von PTL sind leichte Entwicklungsvorteile für Methanol gegenüber den Fischer-Tropsch-Verfahren zu verzeichnen. Nach (UBA 2016) wird in beiden Fällen der benötigte Wasserstoff über eine SOEC Brennstoffzelle (Solid Oxide Electrolyzer Cell) bereitgestellt:

- Fischer-Tropsch (high/low temperature SOEC): TRL 5-6
- Methanol (high/low temperature SOEC): TRL 5-8

Da in China wie oben erwähnt bereits MTO-Anlagen (auf Basis fossiler Feedstocks) kommerziell betrieben werden, wird für PTC zusätzlich auch TLR 9 gewählt.

Die ausgewiesenen TRL sind dahingehend mit Vorsicht aufzufassen, dass in der Analyse kein Gewicht auf flexiblen Betrieb im Sinne von Teillastbetrieben und schneller Regelbarkeit für Demand Side Management (DSM) und die energieeffiziente Kopp-

lung mit weiteren Prozessen gelegt wurde. Werden diese Aspekte zusätzlich abverlangt, werden die TRL-Werte nach Einschätzung von (Ausfelder 2015) um ca. 1-2 Stufen geringer ausfallen, so dass in diesem Fall die unteren Werte der angegebenen Spannen gelten.

**Tab. 3-3** Aktuelles Entwicklungsstadium des Technologiefeldes PTL/PTC (PTL nach UBA 2016; PTC nach Ren et al. 2008; Tian et al. 2015)

Grobklassifizierung	Feinklassifizierung	PTL	PTC
Grundlagenforschung			
	TRL 1 – Grundlegende Prinzipien beobachtet und beschrieben, potentielle Anwendungen denkbar	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Technologieentwicklung		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 2 – Beschreibung eines Technologiekonzepts und/oder einer Anwendung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 3 – Grundsätzlicher Funktionsnachweis einzelner Elemente einer Anwendung/Technologie	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 4 – Grundsätzlicher Funktionsnachweis Technologie/Anwendung im Labor	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Demonstration		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 5 – Funktionsnachweis in anwendungsrelevanter Umgebung	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	TRL 6 – Verifikation mittels Demonstrator in anwendungsrelevanter Umgebung	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	TRL 7 – Prototypentest in Betriebsumgebung	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	TRL 8 – Qualifiziertes System mit Nachweis der Funktionsfähigkeit in Betriebsumgebung	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Kommerzialisierung			
	TRL 9 – Erfolgreicher kommerzieller Systemeinsatz	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

TRL= Technology Readiness Level

### Teilkriterium 2.2 Technisches und wirtschaftliches F&E-Risiko

Forschungs- und Entwicklungsrisiken bestehen für das gesamte hier betrachtete Technologiefeld vor allem gegenüber konventionellen Verfahren mit Nutzung fossiler Inputs. Gemessen am Anteil an den gesamten Produktionskosten haben diese Risiken teilweise erhebliche Bedeutung. Vor diesem Hintergrund kann die Bereitschaft begrenzt sein, F&E-Aufwendungen für alternative Verfahren zu tätigen. Dabei ist zu beachten, dass nicht nur die schwankenden Marktpreise fossiler Inputs, sondern auch der teilweise nicht gegebene Einbezug (Kraftstoffverwendung) und die Unsicherheiten hinsichtlich der Höhe der Zertifikatspreise im Rahmen des EU-Emissionshandels sowie der Höhe nach ungewisse Kostensenkungen durch technischen Fortschritt bei den betrachteten Verfahren bedeutsam sind. Es handelt sich al-

so um eine Gemengelage von Risiken, bei denen die wirtschaftlichen Risiken durch Preisschwankungen bei fossilen Energieträgern gegenüber anderen Technologiefeldern von herausragender Bedeutung sind, solange der Regulierungsrahmen keine entsprechenden Anforderungen stellt oder Anreize setzt, welche die Wirkungen solcher Preisschwankungen aufheben.

### Power-to-Liquids

*Technische Risiken* für beide PTL-Technologiepfade (Fischer-Tropsch- und Methanolsynthese) bestehen neben der grundsätzlichen Auswahl und Herstellung geeigneter Katalysatormaterialkombinationen vor allem im generellen Prozess-Setup und im Scale-up hinsichtlich der Wirksamkeit der Katalysatoren bzgl. erhöhtem CO<sub>2</sub>-Gehalt, die im Labormaßstab und unter Anwendungsbedingungen stark variieren kann. Dies beinhaltet nicht nur die Reaktionsbedingungen, sondern auch die Auslegung von Reaktortyp, Energie- und Stofftransport sowie Katalysatorformulierung (Hammond et al. 2012; Lunsford 2000; Schlögl 1998, 2015). Hinzu kommen die Standzeiten der Katalysatoren insbesondere unter realen Anwendungsbedingungen. Das technische Risiko wird daher als „eher hoch“ eingestuft (siehe Tab. 3-4).

**Tab. 3-4 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken für die Technologiegruppe PTL**

	sehr gering	gering	eher gering	eher hoch	hoch	sehr hoch
Pfad PTL 1: via Fischer-Tropsch-Synthese						
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Pfad PTL 2: via Methanol-Synthese						
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Als *wirtschaftliches Risiko* kann die Ausrichtung einer Technologie auf ein Produkt für einen ausschließlichen Verwendungszweck angesehen werden. Dieses Risiko besteht eher für *Fischer-Tropsch-basiertes PTL*. In dem Maße, in dem sich zukünftig im Verkehr die Elektrifizierung der Antriebe durchsetzt, haben die erzeugten Produkte primär eine Brückenfunktion, deren Bedeutung mit dem Anteil des Verbrennungsmotors an den Antrieben abnimmt – auch wenn der Austausch erst langfristig erfolgt bzw. abgeschlossen sein wird. Im Falle einer reinen Brückenfunktion im Übergang zu einer weitgehend dekarbonisierten Wirtschaft ist es fraglich, ob das dadurch begründete wirtschaftliche F&E-Risiko für eine öffentliche F&E-Förderung spricht. Dies gilt vor allem dann, wenn Alternativen bereitstehen, die auch langfristig in das Technologieportfolio einer dekarbonisierten Wirtschaft passen. Demgegen-

über steht der Bedarf an THG-neutralen Treibstoffen für den Flugverkehr, wo es zu Fischer-Tropsch-Kerosin wenig bis keine Alternativen gibt.

Demgegenüber kann der *Methanolfad* nicht nur diese Brückenfunktion wahrnehmen, sondern auch im Rahmen von PTC langfristig darüber hinaus genutzt werden. Dies reduziert das mittel- bis langfristige Investitionsrisiko (siehe Tab. 3-3).

### **Power-to-Chemicals**

Bei PTC sind zunächst noch einige bestehende Herausforderungen in der Entwicklung zu lösen. Wichtigste Rahmenbedingung ist, dass international hoch ambitionierte CO<sub>2</sub>-Minderungsziele gesetzt werden, um die Chemieproduktion auf der Basis fossiler Kohlenwasserstoffe auf emissionsarme Feedstocks und Verfahren umzustellen. Unter diesen Voraussetzungen wären die mittel- bis langfristigen Investitionsrisiken gering. Damit sind allerdings keine Aussagen über die Wettbewerbsfähigkeit des Standorts Deutschland für die Technologien getroffen. Es besteht eine starke Abhängigkeit von politischen Rahmensetzungen.

*Technisch relevante Aspekte* sind die Entwicklung von Katalysatoren und optimierten Prozessen, die eine erhöhte Ausbeute (vor allem von Ethylen) ermöglichen. Hier besteht ein Zusammenhang zu den ökonomischen Rahmenbedingungen: Unter ungünstigen Bedingungen ist eine hohe Ausbeute des Prozesses um so wichtiger für die Wirtschaftlichkeit. Dieser Entwicklungsdruck hinsichtlich der Katalysatoren schlägt sich wiederum in einem möglichen Trade-off zwischen günstigen und leicht verfügbaren gegenüber seltenen Katalysatormaterialien und deren Wirkungsgrad nieder. Zudem sind möglichst geringe Temperaturen und Drücke wünschenswert, um die Lebensdauer der Systeme und die Energieeffizienz zu erhöhen. Es sind also mehrere Faktoren zu berücksichtigen.

Die mit Methanol beginnenden MTO-Synthesepfade weisen einen höheren Reifegrad hinsichtlich der Ausbeute an Ethylen und anderen gewünschten Kohlenwasserstoffverbindungen (HVCs, High-Value Chemicals) auf als die direkten OCM-Pfade.

MTO-Prozesse sind derzeit bereits etabliert und in der großindustriellen Anwendung. Daher sind die technischen Risiken zwar als „gering“ einzuschätzen; trotzdem bestehen weiter F&E Aufgaben zur Verbesserung des Prozesses. Die wesentlichen Aspekte für MTO sind neben der weiteren Effizienzsteigerung die Ermöglichung flexibler Betriebsmodi (Teillastbetriebe und schnelle Regelbarkeit für DSM) und die optimale Kopplung mit weiteren Prozessen. Einschließlich dieser Optimierungsaufgaben wird das F&E Risiko daher als „eher gering“ eingeschätzt (siehe Tab. 3-5).

**Tab. 3-5 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken für die Technologiegruppe PTC**

	sehr gering	gering	eher gering	eher hoch	hoch	sehr hoch
Pfad PTC 1: Methanol-to-Olefins (MTO)						
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Pfad PTC 2: Oxidative Coupling of Methane (OCM)						
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

OCM wurde in den 1980er- und 90er-Jahren intensiv beforscht, diese Aktivitäten kamen dann allerdings weitgehend zum Erliegen, wie bereits erwähnt vermutlich aufgrund der guten Verfügbarkeit von Erdöl als Feedstock. Der Rahmen einer ambitionierten Umstellung der Basischemie auf nicht-fossile Quellen könnte hier zusammen mit einer entsprechenden F&E-Förderung dazu führen, dass die noch bestehenden Hürden hinsichtlich Energieeffizienz und Stoffausbeute überwunden werden. Dies ist allerdings davon abhängig, ob es möglich sein wird, das Reaktorsetup in Kombination mit noch zu entwickelnden neuen Katalysatoren entsprechend zu verbessern.

### Teilkriterium 2.3 Rohstoffrisiken

Bezüglich der rohstoffseitigen Forschungs- und Entwicklungsrisiken, die für das Technologiefeld einheitlich abgehandelt werden, sind vor allem die verwendeten Prozess-Inputs sowie die Zusammensetzung der Erzeugungsanlagen relevant. Hier nicht betrachtet wird der mengenmäßige *Bedarf an regenerativem Strom*, der bei stark ansteigender (direkter und indirekter) Elektrifizierung vermutlich zunehmend zu großen Teilen aus dem Ausland bezogen werden muss. Allerdings wird der Strompreis bei zunehmender regenerativer Stromerzeugung vermutlich stark mit dem Dargebot schwanken. Für die hier betrachteten Technologien sind niedrige Stromkosten wichtig – andererseits erfordert die Kapitalintensität der Erzeugungsanlagen möglichst hohe Jahresbetriebsstunden, sofern nicht die Energiespeicherung als besondere Leistung gesondert abgegolten wird. Knapp könnte daher möglicherweise bei zunehmenden Anteilen der regenerativen Stromerzeugung ein kontinuierliches Stromangebot werden, das für hohe Jahresbetriebsstunden und die Wirtschaftlichkeit der eingesetzten Anlagen wichtig ist.

Zudem könnte *Kohlendioxid* (in für den Anlagenbetrieb ausreichenden Mengen) mit fortschreitender Dekarbonisierung zukünftig nur noch begrenzt als „Abfall“ aus Energieerzeugungsanlagen zur Verfügung stehen. Allerdings wäre dies ein Erfolg der

Dekarbonisierungsstrategie. Zudem kann CO<sub>2</sub> als Prozessinput zu spezifisch höherem Energieeinsatz und Kosten auch per Luftzerlegung gewonnen werden, womit es praktisch unbegrenzt zur Verfügung stünde (siehe *Technologiefeld 4.4: Verfahren der CO<sub>2</sub>-Abtrennung aus Faulgasen und Umgebungsluft*).

Bei den hier betrachteten Erzeugungsanlagen werden vor allem *Stähle und Legierungen* in größeren Mengen verwendet, deren Zusammensetzung sich je nach Anwendung stark unterscheiden kann. Allerdings ist der Grad der Rezyklierung dieser Materialien beim Rückbau von solchen Anlagen grundsätzlich sehr hoch, auch wenn nicht unbedingt alle relevanten Materialien selektiv zurückgewonnen werden.

Ein relevanter Aspekt bezüglich der Rohstoffrisiken sind die verwendeten *Katalysatoren*. Sie spielen für die Ermöglichung von physio-chemischen Prozessen und deren Gestaltung u. a. hinsichtlich Temperatur und Druck eine fundamentale Rolle. Zugleich können Katalysatoren aus sehr knappen Materialien bestehen und deren Rückgewinnbarkeit kann eingeschränkt sein.

Innerhalb des betrachteten Technologiefeldes werden gegenwärtig unterschiedliche Katalysatoren eingesetzt. Die in Frage kommenden Katalysatormaterialien weisen große Bandbreiten auf. Es werden zum Teil seltene Materialien als sogenannte „funktionelle Zentren“ verwendet, die die reaktiven katalytischen Cluster auf den im Katalysatorbau eingesetzten Trägermaterialien darstellen (während die darum herum eingesetzten Materialien dann eher der mechanischen Stabilität, der Zwischenspeicherung von Reaktions(zwischen)produkten und der Selektivitätssteuerung des Gesamtkatalysators dienen). Die eingesetzten Stoffmengen sind teilweise gering – wo jedoch seltene und teure Elemente in relevanter Menge zum Einsatz kommen, gehen Bestrebungen dahin, diese durch kostengünstigere und leichter erhältliche Elemente zu ersetzen. Die Beforschung von maßgeschneiderten Katalysatormaterialien ist daher nicht nur für die Effizienz und Produktionskosten der jeweiligen Technologien entscheidend, sondern auch für die Nachhaltigkeit des Einsatzes der Katalysatoren, womit rohstoffseitige Risiken begrenzt werden können. Materialkombinationen und gezielt erzeugten Nanopartikeln kommt dabei eine wachsende Bedeutung zu.

Allgemein erfolgt viel F&E-Tätigkeit im Bereich der heterogenen Katalyse und an komplexen Materialien, oft in Verbindung mit Nanopartikeln, und weitere Fortschritte sind hier nach wie vor notwendig. Abhängig vom spezifischen Einsatzbereich kommen sehr unterschiedliche Materialien zum Einsatz, dies ist u. a. auch abhängig von der Priorisierung von Selektivität oder Stoffumsatz (Schlögl 2015).

Tab. 3-6 gibt einen Eindruck der verwendeten Katalysatoren in den betrachteten Technologien. Als „kritisch“ eingeschätzte Rohstoffe (Erdmann et al. 2011; Nuss et al. 2014; Nuss und Blengini 2018) sind in roter Schrift gekennzeichnet. Es handelt sich hierbei um Betrachtungen zur Verfügbarkeit der Materialien im Allgemeinen und somit auch im Hinblick auf die entsprechenden PTX-Anwendungen. Hiermit gehen keine Aussagen einher betreffs der für diese Anwendungen benötigten Mengen und inwieweit diese Bedarfe die Verfügbarkeit der Materialien für andere Anwendungen beeinflussen. Dies wäre in einem weitergehenden Schritt und für die konkreten Einzeltechnologien zu betrachten. Da sich das Technologiefeld allerdings noch stark in der Entwicklung befindet und noch keine abschließende Materialenauswahl festzu-

stellen ist, sind solche Mengenabschätzungen derzeit mit großen Unsicherheiten belegt.

- *Wolfram (W)* und *Magnesium (Mg)* weisen beide hohe Vulnerabilitätswerte auf, d. h. die deutsche Wirtschaft ist stark von diesen Elementen abhängig. Allerdings ist bei Wolfram sowohl die Vulnerabilität, als auch das Versorgungsrisiko hinsichtlich der Herkunftsländer und Förderstätten deutlich höher. (Erdmann et al. 2011)
- Das bei der Fischer-Tropsch-Synthese eingesetzte *Kobalt (Co)* bzw. Kobaltoxid stellt einen potenziellen Konfliktrohstoff dar, der vorwiegend im Kongo abgebaut wird, wo auch rund die Hälfte der geschätzten Reserven von ca. 7 Mt liegen. Die Jahresproduktion beträgt ca. 0,125 Mt (USGS 2017). Die Vulnerabilität und das Versorgungsrisiko wurden 2011 als mittel eingeschätzt (Erdmann et al. 2011).
- Platinmetalle wie etwa das für MTO und OCM eingesetzte *Rhenium (Re)* und das für die Methanolsynthese eingesetzte *Palladium (Pd)* wiederum haben hohe Marktpreise (USGS 2014), die Vulnerabilität und das Versorgungsrisiko sind hoch bis sehr hoch (Erdmann et al. 2011).
- *Lanthan (La)* und *Cer (Ce)* zählen zwar zu den sogenannten „seltenen Erden“, kommen in der Erdkruste allerdings reichlich vor. Allerdings ist vor allem der Abbau von Lanthan aufwändig und dementsprechend teuer (Patnaik 2003).
- Das für MTO und OCM gelegentlich benötigte *Strontium (Sr)* wird (neben Spanien) vorwiegend in Mexiko, der Türkei, in China und dem Iran abgebaut. Somit liegt ein wesentlicher Anteil der bedeutenden Lagerstätten in Ländern, welche den Export dieses Elements aus strategischem Interesse gegebenenfalls beschränken könnten. Die Vulnerabilität und das Versorgungsrisiko werden als mittel angegeben (Erdmann et al. 2011).
- *Lithium (Li)* ist derzeit zwar hinreichend reichlich verfügbar, der Bedarf an diesem leichten Alkalimetall steigt aber mit der zunehmenden Verwendung von Elektromobilität und anderen Akkumulatoren-verwendenden Technologien. Derzeit beträgt die jährliche Produktion ca. 33.000 t mit ansteigender Tendenz. Die weltweiten Reserven werden derzeit auf 14 Mt geschätzt, wovon mehr als die Hälfte in einem Land (Chile) lokalisiert ist. Die weltweite Ressource wird auf 40 Mt geschätzt (USGS 2016a). Die mittleren Schätzungen der Vulnerabilität und Versorgungssicherheit von 2011 (Erdmann et al. 2011) dürften durch die Entwicklungen der letzten Jahre entsprechend nach oben zu korrigieren sein.
- Nahezu die gesamte Weltproduktion an *Neodym (Nd)* erfolgt in China, mit entsprechenden Unwägbarkeiten hinsichtlich der langfristigen Versorgungssicherung (USGS 2016b).
- Auch *Wismut (Bi)* weist ein hohes Versorgungsrisiko auf (Erdmann et al. 2011).

**Tab. 3-6 Einsatz von Katalysatoren bei den Synthesen der betrachteten Technologien im Technologiefeld PTL/PTC (kritische Rohstoffe fett markiert)**

Technologie	Verwendete Katalysatoren
Fischer-Tropsch-Synthese	Fe oder Co
Methanolsynthese <sup>9 10</sup>	Cu/ZnO/Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> La <sub>2</sub> O <sub>3</sub> SiO <sub>2</sub> mit Li bzw. Pd ZSM, SAPO, FePO <sub>4</sub> , VO
MTO, OCM	Li-dotiertes MgO La <sub>2</sub> O <sub>3</sub> mit Ce, Na, Li, Mn oder W weitere: Sr, Ba, Mg, Ca, La, Nd, Sm, Ga, Bi, Mo, W, Mn und Re
OCM	SrO/La <sub>2</sub> O <sub>3</sub> Mn/Na <sub>2</sub> WO <sub>4</sub> /SiO <sub>2</sub> NaMnO <sub>4</sub> /MgO Mo/H-ZSM-5 Zeolitsysteme

<sup>9</sup> Zeolithe sind kristalline Aluminosilikate, was eine Verbindung von Siliziumoxid (SiO<sub>2</sub>) und Aluminiumoxid (Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>) darstellt. Zudem sind darin Alkali- oder Erdalkalimetalle wie Na, K, Ca oder Mg enthalten, im Fall von ZSM ist dies Natrium. (IZA-SC 2017)

<sup>10</sup> SAPO-Katalysatoren (Siliziumaluminiumphosphate) sind mikroporöse, nicht-zeolithische Molekularsiebe aus Aluminiumoxid (Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>) und Phosphoroxid (PO<sub>2</sub>), die z. T. mit Platin oder Palladium versehen werden (Kibby und Provance 2006).

## 4 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes

### 4.1 Kriterium 3: Marktpotenziale

Die Marktpotenziale werden global (Teilkriterium 3.1) und national (Teilkriterium 3.2) betrachtet, jeweils getrennt nach PTL und PTC. Im Fokus der Betrachtung steht im vorliegenden Bericht das Marktpotenzial des generierten Produkts, also Kraftstoff bzw. Chemikalie. Es geht in der Betrachtung nicht um die produzierenden Anlagen und deren Kapazität bzw. installierter Leistung, weswegen das Marktpotenzial aus der Produktnachfrage abgeleitet wird.

#### Teilkriterium 3.1 Globales Marktpotenzial

##### Power-to-Liquid

Die aufgeführten Szenarien, die im *Teilbericht 1* für alle Technologiefelder zugrunde gelegt werden, weisen mehrheitlich synthetische Kraftstoffe nicht ausdrücklich aus: auf globaler Ebene spricht (IEA 2016) von „CTL, GTL and others“, was sich nicht eindeutig zuordnen lässt. Die „Energy Technology Perspectives“ der IEA weisen neben den konventionellen Kraftstoffen nur einen Wasserstoff-Bedarf für den Verkehrssektor aus (IEA 2015); in den World Energy Scenarios 2016 (World Energy Council 2016) werden Synfuels nicht behandelt. Nur aus (Teske et al. 2012) lässt sich eindeutig ein Bedarf an synthetischen Kraftstoffen auslesen; diese Daten werden daher genutzt, um das *globale* Marktpotenzial daraus abzuleiten (Tab. 4-1).

Der Hochlauf der Nachfrage beginnt hier bereits in 2020 in vergleichsweise geringer Höhe. Allerdings ist zu hinterfragen, in welchen Anlagen bis 2020 die wenn auch im Vergleich kleinen Mengen von 19 TWh hergestellt werden, da der Beginn der Kommerzialisierung erst ab 2020 erwartet werden kann.

**Tab. 4-1 Bandbreite des globalen Technologieeinsatzes für die Technologiegruppe PTL (absolute Erzeugung aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr)**

TWh	Szenarienbereich INT_2°C		Szenarienbereich INT_besser_2°C	
	Min	Max	Min	Max
2020	k.A.	k.A.	k.A.	19
2030	k.A.	k.A.	k.A.	130
2040	k.A.	k.A.	k.A.	753
2050	k.A.	k.A.	k.A.	1.496

Aus der Nachfrage bzw. dem Bedarf an Kraftstoffen wird für die jeweilige Dekade bis 2050 das Marktpotenzial abgeleitet. Bisher existieren noch keine großmaßstäblich kommerziell arbeitenden Anlagen (siehe Kapitel 3.1; mit Ausnahme von LanzaTech, deren Produktion aber auch noch keine marktrelevanten Mengen erreicht). Der Markteintritt wird ab etwa 2020 erwartet; mit einer Lebensdauer von ca. 30 Jahren

wird es daher im Betrachtungszeitraum bis 2050 noch nicht zu einem Ersatz von Produktionsanlagen kommen.

Aufgrund verschiedener Quellen (siehe etwa Fasihi et al. 2016; Varone und Ferrari 2015) wird eine hohe Verfügbarkeit der Anlagen von 95 % erwartet, was einer Volllaststundenzahl von rund 8.300 h/a entspricht. Damit wird die Bandbreite des globalen Technologieeinsatzes (Tab. 4-1) in ein Marktpotenzial (als Leistung ausgewiesen) umgerechnet sowie anschließend monetär bewertet (siehe Tab. 4-2).

Die spezifischen Investitionen von rund 1.000 €/kW sind ebenfalls den oben genannten Quellen entnommen (siehe auch Kapitel 4.4 dieses Berichts; Kriterium Kosteneffizienz). Um die Investitionsausgaben zu ermitteln, die für die komplette Kette vom Wasserstoff bis zum PTL-Kraftstoff offenbar noch nicht vorlagen, haben die Autoren die Daten für die einzelnen Technologien (Erzeugung des Synthesegases und Upgrade) kombiniert. Aufgrund des resultierenden Wertes von 1.000 €/kW entsprechen die Zahlenwerte für die Leistung in GW denen für die monetäre Bewertung in Mrd. €.

**Tab. 4-2    Globales Marktpotenzial für die Technologiegruppe PTL: Leistung und monetäre Bewertung**

Einheit	Szenarienbereich INT_besser_2°C	
	GW	Mrd. €
2014 - 2020	2	2
2021 - 2030	13	13
2031 - 2040	75	75
2041 - 2050	89	89

### Power-to-Chemicals

Bislang existieren keine nennenswerten Mengen von Olefinen oder anderen Kohlenwasserstoffen produzierenden PTC-Anlagen. Insofern kann der gesamte, bislang aus fossilen Verbindungen abgedeckte Bedarf an diesen Stoffen als künftiges Marktpotenzial für PTC angesetzt werden.

Da Power-to-Chemicals in umfassenden Szenarien in der Regel nicht quantitativ betrachtet wird, wurde für die internationalen Abschätzungen auf Industrieanalysen hinsichtlich der Stoffbedarfe und –preise zurückgegriffen, diese werden an den entsprechenden Stellen im Text aufgelistet.

Der Überblick über diese Bedarfe macht deutlich, wie stark der mögliche Erfolg einer regenerativen Olefinproduktion vom Markt für fossile Kohlenwasserstoffe abhängig ist. Von Industrieseite ist deswegen zu erwarten, dass hinreichend intensive F&E-Anstrengungen nur unternommen werden, sofern entsprechend zielführende Markteinführungsstrategien abzusehen sind. Insofern wird sich dieser Industriezweig nur durch eine passende Rahmgebung etablieren – eine Verteuerung des

Imports und der Verarbeitung fossiler Rohstoffe kann neben der Bereitstellung günstiger regenerativer Energie also als direkte F&E-Förderung angesehen werden.

Der Bedarf und die Produktion an Ethylen werden weiter zunehmen – so wird für 2017 von einer Jahreskapazität von 208,5 Mt ausgegangen, wobei allein die USA und China für etwa ein Drittel des Zubaus seit 2014 verantwortlich sind. Der starke Kapazitätszubau in China rührt von der dort und in Indien sehr stark wachsenden Nachfrage her (GlobalData Energy 2014).

Ca. 60 % des gesamten Ethylenbedarfs werden derzeit durch die Polyethylenproduktion verursacht. Deswegen besitzen fast alle neuen Steamcracker Polyethylen-Einheiten als deren hauptsächliche „on-site“ Ethylen-Abnehmer (Nexant und ChemVision 2014). Neben Ethylen dient der Propylen-Markt als weiterer Indikator, auch hier zeigt sich das gleiche Bild – dieser Markt wird von 90 Mt in 2013 auf 130 Mt in 2023 anwachsen (chemicals-technology 2014).

Die IEA skizziert die Bedarfsentwicklung bis 2050 und geht dabei von einer noch stärker steigenden Nachfrage nach Ethylen (ca. 250 Mt in 2025 und ca. 400 Mt in 2050) und weiteren Kohlenwasserstoffen aus. Sie differenziert nach einer Vielfalt einzelner Basischemikalien, bezieht sich allerdings lediglich auf Extrapolationen des aktuellen Trends und berücksichtigt keine Dekarbonisierungspfade (IEA - International Energy Agency 2013). Dies ist im *Technologiebericht 6.4: Low-carbon und ressourceneffiziente Industrie* eingehender dargestellt.

Für den in Tab. 4-3 dargestellten weltweiten Bedarf an chemisch genutzten Kohlenwasserstoffen lässt sich Ethylen als guter Indikator heranziehen und für den Gesamtbedarf an Petrochemikalien etwa die dreifache Menge des Ethylenbedarfs ansetzen. Der Einfachheit halber werden diese weiteren Stoffe als dem Ethylen äquivalent angesehen. Aktuell besteht ein Bedarf von ca. 208 Mt Ethylen und demnach ein Bedarf von ca. 600 Mt Ethylenäquivalent. Mit der Annahme eines Bedarfsanstiegs von 4,5 % pro Jahr, was eher am oberen Ende der aufgelisteten Prognosen liegt, wächst der Ethylenbedarf bis 2030 auf 370 Mt an, was deutlich unter der Prognose von (Ceresana 2014) liegt. Für den weiteren Verlauf wurde ein Abflachen des Anstiegs angenommen, so dass der Bedarf von 2030 bis 2040 lediglich mit 2 %/Jahr und von 2040 bis 2050 mit 1 %/Jahr ansteigt (mittlere jährliche Wachstumsrate CAGR).

**Tab. 4-3 Globaler Ethylen- bzw. stofflicher Kohlenwasserstoffbedarf**

	Ethylen	Kohlenwasserstoffe gesamt (Ethylenäq.)	CAGR Ethylen	CAGR CH gesamt (Ethylenäq.)
Einheit	Mt	Mt	%/a	%/a
2020	237	690	-	-
2030	370	1.060	4,6	4,4
2040	450	1.300	2,0	2,1
2050	500	1.430	1,1	1,0

CAGR = compound annual growth rate (mittlere jährliche Wachstumsrate)

Für den Anteil von PTC an diesem Bedarf ist davon auszugehen, dass dieser auch weltweit erst mit dem fortschreitenden Kohle-, aber auch Ölausstieg signifikant ansteigt. Die IEA beschreibt in ihrem „World Energy Outlook 2016“ keinen Übergang zu PTC, geht aber in ihrem „450 ppm“ Szenario davon aus, dass im Jahr 2040 60 % der Energie regenerativ bereitgestellt wird (IEA 2016). In Anlehnung daran wird als eher normative Vorgabe von einem 30 %igen Anteil von PTC in 2040 ausgegangen, sowie 50 % in 2050 (siehe Tab. 4-4). Für die Zielvorgabe einer maximalen Temperaturerhöhung um 1,5° C sieht die IEA die Notwendigkeit des Erreichens von Netto-Nullemissionen im Zeitraum zwischen 2040 und 2060. Entsprechend wird hier deswegen für diesen Fall von einer nahezu vollständigen Substitution der fossilen Rohstoffe der Petrochemie bis zum Jahr 2050 ausgegangen, mit einem graduellen Übergang, der 10 % im Jahr 2030 und 50 % in 2040 umfasst.

**Tab. 4-4 Globaler potenzieller Absatz der Technologiegruppe PTC, anteilig, ausgewiesen in Ethylen-Äquivalenten**

Einheit	Szenarienbereich INT_2°C		Szenarienbereich INT_besser_2°C *	
	%	Mt	%	Mt
2020	0	0	0	0
2030	0	0	10	106
2040	30	390	50	650
2050	50	715	95	1.360

\* IEA 1,5 °C „unchartered territory“

Nachfolgend werden die zur Bereitstellung der Basischemikalien (Ethylen bzw. Ethylenäquivalente) benötigten Energiemengen betrachtet.

Die effizientesten derzeit angewandten MTO-Prozessrouten benötigen etwa doppelt so viel Energie wie aktuelle (BAT) Steamcrackingverfahren, siehe Tab. 4-5. Hierbei wurde von vergleichbaren Feedstocks ausgegangen, z. B. Methanol.

Für die Umwandlung von Methan in Olefine und HVCs wird für den Energiebedarf eine Spannweite von 20-30 GJ/t (entspricht 6-8 MWh/t) Produkt (Ren et al. 2008) angenommen. Die noch unausgereiften OCM-Prozesse weisen derzeit noch eine deutlich geringere Energieeffizienz auf (Ren 2009). Der nachfolgenden Betrachtung liegt die Annahme zugrunde, dass diese Verfahren nur zum Einsatz kommen, wenn sie eine mindestens vergleichbare Energieeffizienz mit MTO aufweisen.

Die variable Ausbeute verändert im Grunde den Bedarf an Methanol bis zu einem Faktor 2 (Ren et al. 2008). Im optimalen Fall (100 % Konversion zu erwünschten CH-Verbindungen bzw. Ethylenäquivalent) entsprechen z. B. die für Deutschland im nachfolgenden Kapitel o veranschlagten 18,3 Mt Methanol auch 18,3 Mt Ethylenäquivalent. Sollte im schlechtesten Fall die Ausbeute bei lediglich 50 % liegen, würde das Doppelte (36,6 Mt) der veranschlagten Menge Methanol benötigt. In diesem Fall ist allerdings davon auszugehen, dass ein relevant großer Teil der Energie als Wärme

weitergenutzt werden kann. Der Hauptenergiebedarf fällt für die Methanol- bzw. Methansynthese an.

**Tab. 4-5 Energiebedarfe für die Deckung der jeweilig angenommenen globalen PTC-Bedarfe**

TWh	Szenarienbereich INT_2°C		Szenarienbereich INT_besser_2°C*	
	Min	Max	Min	Max
2020	0	0	0	0
2030	0	0	589	883
2040	2.170	3.250	3.610	5.420
2050	3.970	5.960	7.560	11.300

In Tab. 4-5 wurde für den Energiebedarf die Prozessenergie für die Konversion von Methan zu den erwünschten Basischemikalien angesetzt. Für MTO beinhaltet dies den Schritt der vorangestellten Methanolsynthese. Die in der Tabelle aufgeführten Minimal- und Maximalwerte geben dabei derzeitig als möglich erachtete Energiebedarfe für MTO- bzw. OCM-Routen mit verschiedener Optimierung an; je nach Optimierungsparametern wie etwa Output pro Zeit und Selektivitäten können hier große Unterschiede auftreten.

**Tab. 4-6 Globales Marktpotenzial für die Technologiegruppe PTC: Leistung und monetäre Bewertung, bezogen auf Ethylen-Äquivalente**

Einheit	Szenarienbereich INT_2°C				Szenarienbereich INT_besser_2°C *			
	GW		Mrd. €		GW		Mrd. €	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
2017-2020	0	0	0	0	0	0	0	0
2021-2030	0	0	0	0	71	106	71	106
2031-2040	261	392	261	392	364	653	364	653
2041-2050	217	327	217	327	476	602	476	602

\* IEA 1,5°C „unchartered territory“

Mit den (ebenso für PTL verwendeten) Annahmen von 95 % Auslastung und damit einer Volllaststundenzahl von 8.300 h/a (Fasihi et al. 2016; Varone und Ferrari 2015; und andere) ergibt sich daraus das in Tab. 4-6 dargestellte, als Leistung ausgewiesene Marktpotenzial. Ebenso ergeben sich wieder mit den auf diese Quellen bezogenen Werte für die spezifischen Investitionen von rund 1.000 €/kW die entsprechenden monetären Einheiten. Die Lebensdauer der Anlagen mit 30 Jahren lässt keinen Ersatzbedarf innerhalb des betrachteten Zeitraums bis 2050 aufkommen.

## Teilkriterium 3.2 Nationales Marktpotenzial

### Power-to-Liquids

Wie bereits für Teilkriterium 3.1 auf globaler Ebene angemerkt, werden in den zu betrachtenden Szenarien synthetische Kraftstoffe nicht immer ausdrücklich bzw. nicht immer differenziert ausgewiesen. Auf nationaler Ebene wird nur in einer Studie (Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015) die Nachfrage nach synthetischen Kraftstoffen für den Verkehr thematisiert. In (UBA 2014) werden diese zwar ebenfalls betrachtet; die Studie stellt allerdings nur eine Momentaufnahme für 2050 und keinen Entwicklungspfad dar, so dass sie aus der Betrachtung an dieser Stelle ausgeklammert wird.

(Repenning et al. 2014) unterscheiden zwischen drei Szenarien; dem AMS (Aktuelle Maßnahmen), KS 80 (Klimaschutzszenario mit Ziel ca. 80 % THG-Minderung bis 2050) sowie KS 95 (Klimaschutzszenario mit Ziel ca. 95 % THG-Minderung bis 2050). Von diesen werden sowohl im AMS als auch im KS 80 generell keine strombasierten sekundären, also synthetischen Kraftstoffe eingesetzt. Begründet wird das damit, dass andere, günstigere Vermeidungsoptionen im Verkehr existieren.

Grundlage für die folgenden Betrachtungen ist daher nur das KS 95 Szenario. Hier werden PTLs ab dem Jahr 2040 eingesetzt, wobei der Bedarf bis 2050 relativ stark ansteigt. Treiber dieser Entwicklung sind insbesondere der Schwerlast- und der Flugverkehr, wo andere Alternativen an CO<sub>2</sub>-armen Kraftstoffen fehlen. Der sprunghafte Anstieg von „null“ noch in den 2030er Jahren auf 75 TWh Kraftstoff in den 2040er Jahren ist allerdings zu hinterfragen.

Insgesamt ergibt sich auf Basis des KS 95 und der getroffenen Annahmen erst ab 2040 ein substantieller Bedarf an PTL, wie er in Tab. 4-7 ausgewiesen wird.

**Tab. 4-7 Bandbreite des nationalen Technologieeinsatzes für die Technologiegruppe PTL (absolute Erzeugung aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr)**

TWh	Szenarienbereich DE_2°C		Szenarienbereich DE_besser_2°C	
	Min	Max	Min	Max
2020	k.A.	k.A.	k.A.	0
2030	k.A.	k.A.	k.A.	0
2040	k.A.	k.A.	k.A.	75
2050	k.A.	k.A.	k.A.	95

Die Ableitung des Marktpotenzials für jede Dekaden-Zeitscheibe erfolgt analog zum Vorgehen für die Ermittlung des globalen Marktpotenzials, also mit den folgenden Annahmen:

- Kein Ersatz der produzierenden Anlagen im Betrachtungszeitraum, da die Lebensdauer von 30 Jahren bis 2050 noch nicht überschritten wird
- Verfügbarkeit der Anlagen von rund 95 % entsprechend einer Volllaststundenzahl von 8.300 h/a
- Spezifische Investitionen von rund 1.000 €/kW als Summe der Kosten für die Synthesegaserzeugung und das Upgrading zum Kraftstoff

Die daraus resultierenden Zahlenwerte für das Marktpotenzial als Leistung sowie in der monetären Bewertung zeigt Tab. 4-8.

**Tab. 4-8 Nationales Marktpotenzial für die Technologiegruppe PTL: Leistung und monetäre Bewertung**

Einheit	Szenarienbereich DE_besser_2°C	
	GW	Mrd. €
2014 - 2020	0	0
2021 - 2030	0	0
2031 - 2040	9	9
2041 - 2050	2,4	2,4

### Power-to-Chemicals

PTC wird in den meisten Szenarien lediglich sehr randständig bis gar nicht berücksichtigt. In (Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015) taucht der Bedarf für PTC potenziell lediglich verborgen unter der Substitution von Erdgas mit Wasserstoff auf. Es ist allerdings davon auszugehen, dass hierbei vorwiegend die energetische und nicht die stoffliche Erdgasnutzung betrachtet ist.

Mit der Annahme, dass langfristig die gesamte Grundstoff- und damit auch die gesamte weiterführende chemische Industrie unabhängig von fossilen Rohstoffquellen werden muss, kann als Marktpotenzial der derzeitige Naphtha- oder Ethylenbedarf zu Rate gezogen werden. Entsprechend wird hierfür die Annahme aufgestellt, dass bis zum Jahr 2050 eine 80- bzw. 95 %ige Substitution der fossilen Basis erfolgt. Da zudem die Umstellung auf PTC nur nach einem weitgehenden Kohleausstieg sinnvoll ist (um zu vermeiden, dass der durch PTC erhöhte Strombedarf durch Kohleverstromung gedeckt wird), besteht eine weitere Annahme darin, dass als grobe, aber im Einklang mit dem jeweiligen Rückgang der Kohleverstromung in KS 80 bzw. KS 95 (Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015) stehende Schätzung der PTC-Anteil an der Versorgung der heimischen Petrochemie im Jahr 2030 noch null (KS 80) bzw. 20 % (KS 95) ausmacht, dann für 2040 auf 40 % (KS 80) bzw. 60 % (KS 95) ansteigt und schließlich im Jahr 2050 80 % (KS 80) bzw. 95 % (KS 95) erreicht (siehe Tab. 4-9).

Die betrachtete Prozesskette beginnt mit Methan: Es werden in der weitergehenden Betrachtung lediglich die Raffinerieanlagen zur Weiterverarbeitung von Methan zu Olefinen angenommen (MTO inkl. dem vorangehenden Schritt der Methanolerzeugung, bzw. OCM), während Anlagen zur regenerativen Methanbereitstellung nicht

mit berücksichtigt werden. Sofern die Methanerzeugung ebenfalls hinzugenommen wird, sind die nachfolgend für diesen Prozessschritt notwendigen Energiebedarfe (282-420 TWh, siehe unten) ein guter Hinweis auf die benötigten Anlagen und die entsprechenden Investitionskosten – wenn analog zum obigen Vorgehen von 8.300 Volllaststunden pro Jahr und 1.000€/kW Investitionskosten ausgegangen wird.

**Tab. 4-9 Künftige Anteilsentwicklung regenerativ erzeugten Methanols für die Technologiegruppe PTC in Deutschland (nationale Betrachtung) in Abhängigkeit von der Substitutionsmenge von fossilen zu regenerativen Quellen**

%	80 %ige Substitution	95 %ige Substitution
2020	0	0
2030	0	20
2040	40	60
2050	80	95

Deutschland verbrauchte 2009 ca. 102 Mt Erdöl. Hiervon nutzte die chemische Industrie 14 % zur stofflichen Verarbeitung. Mehr als die Hälfte ging des weiteren in die Kraftstoffherstellung, der Rest (vor allem Heizöl) wird energetisch genutzt. Die deutsche Chemie setzte 2009 18,4 Mt an fossilen Rohstoffen (Erdölprodukte, Erdgas und Kohle) stofflich ein. Dabei bestand die Zusammensetzung aller eingesetzter Rohstoffe zu 72 % (15,3 Mt) aus Naphtha und anderen Erdölderivaten, zu 13 % (2,7 Mt) aus nachwachsenden Rohstoffen, zu 1 % (0,2 Mt) aus Kohle und zu 14 % (3 Mt) aus Erdgas (UBA 2014).

Damit wird als Prognose für 2050 „langfristig [...] für die stoffliche Nutzung regeneratives Methan in einer Größenordnung von 18,3 Mio. t benötigt. Dies entspricht einem [elektrischen] Energiebedarf von rund 282 TWh (1.015 PJ) und liegt deutlich über dem energetischen Energieendverbrauch“ der gesamten chemischen Industrie von ca. 81 TWh, wovon wiederum ca. 61 TWh auf regenerativen Wasserstoff oder Methan entfallen (UBA 2014). Je nach bevorzugtem weiteren Synthesepfad kann ein Teil der 18,3 Mt Methan auch durch Methanol, Synthesegas oder (getrennt) Wasserstoff und CO bzw. CO<sub>2</sub> substituiert werden – wofür 13,7 Mt Kohlenstoff bzw. 50 Mt CO<sub>2</sub> benötigt würden.

(Schüth 2011) setzt einen deutlich höheren Energiebedarf für die regenerative Erzeugung von Methan mit einem möglichst energieeffizienten Prozess (60 % Effizienz hinsichtlich der chemisch gespeicherten Energie, im Vergleich von Edukten und Produkten) an. Nach dieser Studie werden 83 GJ/t Methan benötigt, dabei sind Speicherung, Transport etc. nicht enthalten. Für den langfristig prognostizierten Bedarf von 18,3 Mt regenerativ erzeugten Methans wären somit 1,53 EJ bzw. 420 TWh notwendig.

Laut dem Statistischen Bundesamt schwankt die derzeitige jährliche deutsche Ethyl- enproduktion um einen Wert von 5 Mt (StatBA 2017). Ökoinstitut und Fraunhofer ISI gehen in den Klimaschutzszenarien KS 95 und KS 80 von einer Produktionszu-

nahme bis 2050 auf 6,3 Mt bzw. 6 Mt aus (siehe auch *Technologiebericht 6.4: Low-carbon und ressourceneffiziente Industrie*). Dies ist in guter Übereinstimmung mit der Annahme, dass sich die Gesamtmenge an Ethylenäquivalent auf etwa das dreifache dieser Menge beläuft.

In Tab. 4-10 ist der prognostizierte Bedarf an Methan für PTC in Deutschland dargestellt. Für diesen ist die zuvor beschriebene langfristige Bedarfsentwicklung von Methan mit der in Tab. 4-9 dargestellten Anteilsentwicklung überlagert.

**Tab. 4-10 Bedarf für Methan für die Technologiegruppe PTC in Deutschland**

Einheit	80 %ige Substitution			95 %ige Substitution		
	Mt	TWh		Mt	TWh	
		Min	Max		Min	Max
2020	0	0	0	0	0	0
2030	0	0	0	3,6	56	83
2040	7,1	110	164	11,0	170	253
2050	14,9	230	343	17,5	270	402

Die in Tab. 4-11 angegebenen Werte beziehen sich auf die für die Weiterverarbeitung von 18,3 Mt Methan geschätzt benötigten 20-30 GJ/t (6-8 MWh/t) hier als Ethylenäquivalent bezeichneten Produkts (Ren et al. 2008), was einen Energiebedarf von 102-153 TWh (550 PJ) ergibt.

Für die Erzeugung einer Tonne Ethylenäquivalent werden hierbei pauschal die gleichen Erwägungen durchgeführt wie für die internationale Betrachtung und die Ergebnisse für eine 100 %ige stoffliche Konversion (1 t Methanol ergibt 1 t Ethylenäquivalent) dargestellt.

**Tab. 4-11 Bedarf von Ethylenäquivalent für die Technologiegruppe PTC in Deutschland**

Einheit	80 %ige Substitution			95 %ige Substitution		
	Mt	TWh		Mt	TWh	
		Min	Max		Min	Max
2020	0	0	0	0	0	0
2030	0	0	0	3,6	20	30
2040	7,1	40	59	11,0	61	92
2050	14,9	83	124	17,5	97	146

Analog zur internationalen Betrachtung wird mit den gleichen Annahmen bzgl. Volllaststunden und Investitionskosten das Marktpotenzial für Deutschland hergeleitet; hierbei wird eine Ober- und eine Untergrenze hinsichtlich der energetischen Konver-

sionseffizienz mitberücksichtigt – während die stoffliche Konversion als konstant 1:1 hinsichtlich der Gesamtmassen angesetzt wird. Entsprechend ergibt sich daraus das in Tab. 4-12 dargestellte, in Zehnjahresscheiben unterteilte Marktpotenzial.

**Tab. 4-12 Nationales Marktpotenzial für die Technologiegruppe PTC: Leistung und monetäre Bewertung, bezogen auf Ethylen-Äquivalente**

Einheit	80 %ige Substitution				95 %ige Substitution			
	GW		Mrd. €		GW		Mrd. €	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
2017-2020	0	0	0	0	0	0	0	0
2021-2030	0	0	0	0	2,4	3,6	2,4	3,6
2031-2040	4,8	7,2	4,8	7,2	5	7,4	5	7,4
2041-2050	5,2	7,8	5,2	7,8	4,3	6,5	4,3	6,5

Ergänzend wird in Tab. 4-14 der jeweilige Anteil am globalen Marktpotenzial (Tab. 4-6) dargestellt. Daraus ist erkennbar, dass der für Deutschland entworfene PTC-Aufbaupfad gegenüber dem weltweiten Bedarf eine frühere Steigerung und anschließend einen abnehmenden Anteil zeigt – was für einen Hochtechnologiestandort die Möglichkeit eröffnet, zunächst für den heimischen Markt Technologien zur Marktreife zu bringen um diese anschließend auch in anderen Ländern zum Einsatz zu bringen.

**Tab. 4-13 Anteil des nationalen am globalen Marktpotenzial für die Technologiegruppe PTC**

%	80 %ige Substitution		95 %ige Substitution	
	Min	Max	Min	Max
2017-2020	0	0	0	0
2021-2030	0	0	3,4	3,4
2031-2040	1,8	1,8	1,4	1,1
2041-2050	2,4	2,4	0,9	1,1

## 4.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen

Die Technologiegruppen PTL und PTC werden in diesem Kapitel wiederum jeweils separat betrachtet.

## Teilkriterium 4.1 Vermiedene THG-Emissionen

### Power-to-Liquids

Treibhausgasemissionen entstehen bei der Produktion von PTL bei der Bereitstellung der Elektrizität sowie des Kohlendioxids. Die hier betrachtete Prozesskette PTL basiert auf dem Einsatz von regenerativem Strom (Wind- oder Solarstrom) zur Bereitstellung von Wasserstoff und ist weitgehend CO<sub>2</sub>-frei. So gehen (UBA 2016) bei CO<sub>2</sub> aus Luftabtrennung (Direct air capture) von nur einem Gramm CO<sub>2</sub>-äq/MJ Kraftstoff aus, während (Albrecht et al. 2013) Werte von 5,8 g CO<sub>2</sub>-äq/MJ angeben, wobei ein Durchschnittswert für den Aufwand der CO<sub>2</sub> Bereitstellung aus der Luft, aus Rauchgasen sowie aus Biogas-Abtrennung angesetzt worden ist. In diesem Projekt werden die Emissionen der Vorkette mit einbezogen, was insbesondere für PTL sinnvoll ist, da diese den größten Teil der Emissionen ausmachen. Inklusive des Anlagenbaus wird eine Bandbreite von 11-28 g CO<sub>2</sub>-äq/MJ nach den zitierten Quellen für die weitere Berechnung zugrunde gelegt.

Zur Bestimmung der erzielbaren THG-Minderung durch Einsatz von PTL wird zunächst die Referenzanwendung bestimmt: Beim Straßenverkehr werden dazu für den Reiseverkehr benzinbetriebene PKW und für den Güterverkehr dieselbetriebene LKW angenommen. Im Flugverkehr wird Kerosin ersetzt; nach Expertenschätzungen sind die relevanten Vorketten-Emissionen (Well-to-Tank) in der gleichen Höhe wie Diesel anzusetzen.

Die spezifischen Emissionen für Benzin und Diesel werden inklusive der Vorkette (Well-to-Tank) durch die Bereitstellung der Kraftstoffe nach (Edwards et al. 2014) angesetzt (siehe Tab. 4-14). Beide Werte werden in einer vereinfachenden Annahme unverändert für die Zeitpunkte 2040 und 2050 belassen. Prinzipiell sind gegenläufige Effekte zu erwarten: Während die Emissionen aus der Förderung aufgrund von zunehmend unkonventionellen bzw. schwerer zu erreichenden Quellen erwartbar zunehmen werden, steigen die Anforderungen etwa durch die *Fuel Quality Directive*<sup>11</sup>, die den Ausstoß von Emissionen aus der Kraftstoffherstellung senken.

**Tab. 4-14 Spezifische Minderung durch Einsatz von PTL sowie zugrunde liegende Kenndaten der fossilen Kraftstoffe als Referenz**

g CO <sub>2</sub> -äq/MJ Kraftstoff	2040	2050
Spezifische Minderung PTL	59,8 - 76,8	59,9 - 76,9
Referenzwert Benzin	87,1	87,1
Referenzwert Diesel	88,6	88,6

Mit den in Tab. 4-14 verwendeten Kenndaten sowie den in Kapitel 4.1 ermittelten Absatzmengen werden die folgenden jährlich vermeidbaren THG-Emissionen durch den Einsatz von PTL berechnet.

<sup>11</sup> <http://ec.europa.eu/environment/air/transport/fuel.htm>

**Tab. 4-15 Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch PTL in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (bei Einsatz von regenerativem Strom)**

Mio. t CO <sub>2</sub> -äq./a	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
2020	-	-
2030	-	-
2040	-	16 - 20
2050	-	20 - 26

Anmerkung: Es werden die vermiedenen Emissionen im Bezugsjahr dargestellt, nicht die kumulierten vermiedenen Emissionen bis zum Bezugsjahr.

### Power-to-Chemicals

Um die PTC-Treibhausgasbilanz zu erstellen, sind mehrere Analyseschritte nötig:

- Über die Prozesskette werden die gesamten Emissionen des fossilen Pfades mit denjenigen des regenerativen Pfades verglichen, jeweils inklusive Vorketten.
- Zum einen sind dabei die *Stoffströme* zu betrachten – hier stellt sich die Frage, wie viel und welche Feedstocks benötigt werden, um daraus, rein stofflich betrachtet, die gewünschten Kohlenwasserstoffe zu synthetisieren. Hierbei können einerseits prozessbedingte THG-Emissionen auftreten, andererseits wird auch CO<sub>2</sub> als Feedstock benötigt. Entsprechend kann für verschiedene Prozesse die Bilanz positiv oder negativ ausfallen.
- Zum anderen sind die *Energiebedarfe* zu berücksichtigen, da die Bereitstellung elektrischer Energie in Abhängigkeit vom Strommix mit THG-Emissionen in relevanter Größe belegt ist. Sofern (als bestmögliches Szenario) davon ausgegangen wird, dass für PTC zusätzliche, ausschließlich auf diesen Bedarf ausgerichtete erneuerbare Energien-Anlagen errichtet werden und diese weitgehend CO<sub>2</sub>-frei sind, braucht der Strommix nicht mit bilanziert zu werden. Sofern PTC keine derartige Sonderstellung zugesprochen wird, muss der Strommix wie in den Szenarien KS 80 bzw. KS 95 (Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015) beschrieben mit berücksichtigt werden. Dies verändert die Gesamtbilanz signifikant. Ein stärker dekarbonisierter Strommix mit einem schnelleren Kohleausstieg als in den Szenarien beschrieben würde diese Bilanz wesentlich verbessern.
- Diesen Betrachtungen wird als Referenz die konventionelle fossile Prozessroute einschließlich der dortigen Energiebedarfe gegenübergestellt.

Schon unmittelbar aus den Kohlenstoff-Massenanteilen von CO<sub>2</sub> und CH<sub>4</sub> ist erkennbar, dass bei idealer Konversion 2,75 kg CO<sub>2</sub> benötigt werden, um 1 kg Methan zu erzeugen.<sup>12</sup> In der Studie „Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050“ wird der CO<sub>2</sub>-Bedarf jedoch deutlich unterschätzt, auch wenn die Angabe zu den gleichen

<sup>12</sup> Kohlenstoff hat in CH<sub>4</sub> einen Massenanteil von  $12/16 = 0,75$  und in CO<sub>2</sub> einen Massenanteil von  $12/44 = 0,27$ . Die Masse des benötigten CO<sub>2</sub> zur Masse des produzierten CH<sub>4</sub> ist im Verhältnis  $11:4 = 2,75$ .

Volumina noch korrekt ist: „Theoretisch wird für die Erzeugung von 1 m<sup>3</sup> regenerativen Methan 1 m<sup>3</sup> Kohlendioxid bzw. für 1 MWh regeneratives Methan etwa 46 kg Kohlendioxid benötigt“ (UBA 2014:69). Korrekterweise sind dies allerdings ca. 200 kg CO<sub>2</sub>.<sup>13</sup> Die Masse des benötigten Kohlendioxids ist ca. das 2,75-fache der Masse des zu produzierenden Methans und das 3,14-fache des produzierten Ethylens (bei angenommener 100%iger Konversion).

Die weltweite Olefinproduktion von u. a. 113 Mt Ethylen und 77 Mt Propylen im Jahr 2004 verursachte über die gesamte Förderungs- und Produktionskette hinweg Emissionen in Höhe von 200 Mt CO<sub>2</sub>. Für das Steamcracking fallen dabei 1-2 t CO<sub>2</sub> pro t Ethylen bzw. Ethylenäquivalent (andere Olefine bzw. HVCs) an. Wird Ethan als Feedstock verwendet, liegt dieser Wert recht stabil bei 1 t CO<sub>2</sub> pro t Produkt, bei Naphtha schwankt er je nach spezifischem Prozess zwischen 1 und 2 t CO<sub>2</sub>. Die Bilanzierung wird dadurch erschwert, dass oftmals der Ethylenproduktion die gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen zugerechnet werden, Nebenprodukte dann in der Bilanz als quasi emissionslos erzeugt auftauchen (Ren 2009). Als Richtwert für die Größenordnung kann festzuhalten werden, dass für eine Tonne der gewünschten basischemischen Produkte ca. eine Tonne CO<sub>2</sub> emittiert wird. Somit steht idealisiert auf dem fossilen Pfad pro erzeugter Tonne Ethylenäquivalent eine Tonne emittierten Kohlendioxids gegenüber, während auf dem regenerativen Pfad eine Tonne Kohlendioxid aufgenommen wird.

Sofern reiner Sauerstoff für die oxidative Dehydrogenierung (das Entfernen eines Teils der Wasserstoffatome aus den Kohlenwasserstoffverbindungen, vorwiegend aus Ethan, oder auch aus Propan) verwendet wird, ist auch dessen Bereitstellung mit Energieaufwand und dementsprechend potenziell mit THG-Emissionen verbunden. Es werden ca. 3 GJ/t Sauerstoff benötigt (Ren 2009). Entsprechend muss sichergestellt werden, dass auch die Sauerstofferzeugung emissionsfrei und mittels regenerativer Energiezufuhr erfolgt, wie dies für alle hier erfolgten Abschätzungen angenommen wurde.

Durch Abscheidung von CO<sub>2</sub> aus industriellen Prozessen und Biogaserzeugung „kann im Jahr 2050 von einer jährlich zur Verfügung stehenden CO<sub>2</sub>-Menge von 19,25 Mio. t ausgegangen werden, woraus etwa 419 TWh regeneratives Methan erzeugt werden könnte“ (UBA 2014). Andere Abschätzungen für industrielle Prozesse liegen wesentlich höher - so beziffern im Klimaschutzszenario 2050 Öko-Institut und Fraunhofer ISI (Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015) das intrinsisch aus Industrieprozessen wie der Herstellung von Zementklinker, Kalkstein, Ammoniak, Methanol, Eisen und Stahl (und in KS95 zusätzlich in Biogas- und Bioethanolanlagen) frei werdende CO<sub>2</sub> für 2010 auf 54 Mt. Diese Menge sinkt je nach Szenario (AMS, KS80 bzw. KS95) in den folgenden Dekaden allerdings ab. Auch wenn im KS95 die Notwendigkeit für CCS angegeben wird (dort werden im Jahr 2050 41 Mt CO<sub>2</sub> über CCS abgeschieden

13

Methan hat einen Heizwert von ca. 50 MJ/kg = 13,9 kWh/kg. Damit haben 72 kg Methan einen Heizwert von 1 MWh, der Kohlenstoffanteil darin ist 54 kg (Kohlenstoffanteil in CH<sub>4</sub>: 12/16). Damit sind 198 kg CO<sub>2</sub> (Kohlenstoffanteil in CO<sub>2</sub>: 12/44) vonnöten, um diese 54 kg Kohlenstoff bereitzustellen. Der UBA-Wert von 46 kg CO<sub>2</sub>/MWh CH<sub>4</sub> (UBA 2014:69) ist somit um einen Faktor 4,3 zu gering.

und gespeichert), steht das CO<sub>2</sub> auch dort prinzipiell als leicht verfügbare Quelle für PTL zur Verfügung und stellt recht gut die für die Methansynthese (bzw. Methanolsynthese) benötigte Menge von mindesten ca. 50 Mt CO<sub>2</sub> dar.

Da die CO<sub>2</sub>-Emissionen „ohnehin“ vermieden werden müssen, wird die für die Abtrennung benötigte Energie nicht der Prozesskette zugerechnet, sondern als den CO<sub>2</sub> emittierenden Prozessen zugehörig betrachtet. Die Abtrennung stellt in dieser Betrachtungsweise einen essentiellen Teil des in diesen emittierenden Prozessen nötigen Abfallmanagements dar. Entsprechend wird kein zusätzlicher Energiebedarf für die CO<sub>2</sub>-Bereitstellung für PTC veranschlagt.

Aufgrund der groben Schätzung wird ein Fehlerintervall von +/-25 % für die vermiedenen Treibhausgasemissionen als realistisch erachtet. Dies muss bei allen weiteren Angaben mit berücksichtigt werden. Um die Bandbreite der Unsicherheiten der weiteren Schritte erkennbar zu halten, wird dieses Fehlerintervall im Weiteren nicht zusätzlich einbezogen. Nach obiger Beschreibung sind die fossil auftretenden CO<sub>2</sub>-Emissionen für 18,3 Mt Äthyläquivalent in der GröÙe von ca. 18,3 Mt CO<sub>2</sub> veranschlagt. Ist die für die Erzeugung von Äthylen mittels PTC als Grundstoff verwendete Menge CO<sub>2</sub> gröÙer als die auftretenden Prozessemissionen, wird im Effekt CO<sub>2</sub> im PTC-Äthylen „eingespeichert“. Allerdings kann dies nicht als dauerhafte Speicherung erachtet werden, da die aus den erzeugten Basischemikalien hergestellten Produkte zumindest derzeit zu einem groÙen Teil nicht in den Stoffkreislauf rückgeföhrt, sondern verbrannt werden.

**Tab. 4-16 Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch PTC in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (ohne Berücksichtigung der Stromerzeugung)**

	80 %ige Substitution bis 2050		95 %ige Substitution bis 2050	
	Mio. t CO <sub>2</sub> -äq./a	%	Mio. t CO <sub>2</sub> -äq./a	%
2020	0	0	0	0
2030	0	0	20	109
2040	39	215	61	332
2050	82	450	96	527

Anmerkung: Es werden die vermiedenen Emissionen im Bezugsjahr dargestellt, nicht die kumulierten vermiedenen Emissionen bis zum Bezugsjahr.

In diesem ersten Schritt (Tab. 4-16) sind die bei der Bereitstellung der elektrischen Energie auftretenden Prozessemissionen noch nicht mit berücksichtigt, der Referenzfall bezieht sich auf ein Szenario mit rein fossil versorgter Petrochemie, bei dem 18,3 Mt CO<sub>2</sub> für 18,3 Mt Methan (und, eine 100 %ige Konversionsrate vorausgesetzt, auch für die 18,3 Mt Äthyläquivalent) anfallen. Die fossile Produktionsweise wird dabei sukzessive durch die PTC-Prozessroute ersetzt. In der Rechnung sind die THG-Emissionen der Vorkette (fossile Methanbereitstellung) mit einbezogen.

Der (im Wesentlichen für die Elektrolyseschritte) verwendete Strommix spielt eine entscheidende Rolle für die THG-Bilanz von PTC (siehe auch Kapitel 4.3). In Tab.

4-17 sind die THG-Emissionen des im jeweiligen Betrachtungsjahr angenommenen Strommixes (Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015) mit berücksichtigt, wobei jahresabhängige spezifische Emissionsfaktoren (g/kWh) für die Szenarien KS 80 und KS 95 zugrunde gelegt werden. Auch hierbei wurde neben den Bedarfen für die Weiterverarbeitung von Methan zu Olefinen (je nach Route über den Zwischenschritt der Methanolsynthese) der Energiebedarf für die synthetische Methanherzeugung mit einbezogen, da ansonsten eine Bilanzierung nicht sinnvoll erscheint. Die dargestellten Spannbreiten kommen durch die Spannweite des Energiebedarfs zustande.

Erst bei einer weitgehenden Dekarbonisierung der Stromerzeugung weisen die PTC-Prozesse somit eine positive Treibhausgasbilanz auf, wie durch die erhöhten THG-Emissionen in den Anfangsjahren erkennbar ist (grau hinterlegt). Dies bedeutet, dass der skizzierte Anstieg der Olefinproduktion mittels PTC nicht gut mit dem Umbau des Stromsektors synchronisiert ist. Daraus ergeben sich die folgenden Optionen:

Entweder erfolgt der Einstieg in PTC erst wesentlich später, d. h. erst in moderatem Maß und abhängig vom KS-Szenario zu einem Zeitpunkt in den 2040er Jahren, oder der Ausstieg aus der fossilen Stromerzeugung und vor allem aus der Kohleverstromung (Wehnert et al. 2017) muss wesentlich früher geschehen. Eine weitere, ergänzend hierzu sinnvolle Maßnahme ist die stärkere Flexibilisierung der Prozesse zur Nutzung von regenerativen Energieerzeugungsspitzen – in dem Fall sinkt allerdings die Zahl der Volllaststunden und damit die Wirtschaftlichkeit der Anlagen deutlich ab.

**Tab. 4-17 Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch PTC in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (unter Berücksichtigung der teilweise noch fossilen Stromerzeugung)**

	Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
	Mio. t CO <sub>2</sub> -äq./a	%	Mio. t CO <sub>2</sub> -äq./a	%
2020	0	0	0	0
2030	0	0	- 7 bis 2	- 39 bis 9
2040	- 10 bis 6	- 55 bis 34	16 bis 31	87 bis 167
2050	45 bis 57	250 bis 310	87 bis 90	470 bis 490

Anmerkung: Es werden die vermiedenen Emissionen im Bezugsjahr dargestellt, nicht die kumulierten vermiedenen Emissionen bis zum Bezugsjahr.  
Grau hinterlegte Felder: negative Werte (Mehremissionen)

Für die Technologieentwicklung ist zudem relevant, dass unabhängig von der deutschen Energiepolitik an ausländischen Standorten mit besonders günstigen Bedingungen für die regenerative Energiebereitstellung der Aufbau einer PTL- bzw. PTC-Infrastruktur schon deutlich früher vonstatten gehen könnte als in Deutschland.

## Teilkriterium 4.2 Vermiedene oder gestiegene andere Emissionen

### Power-to-Liquids

Weitere Emissionen werden für PTL nicht untersucht. Da der Kraftstoff synthetisch hergestellt wird, sind weniger Minorkomponenten als bei einem natürlichen (wenn auch fossilen) Produkt enthalten. Somit ist die Verbrennung besser steuerbar. Sie ist zudem etwas effizienter und es werden weniger lokale Luftschadstoffe ausgestoßen. Es kann damit eine Reduktion dieser Schadstoffe erwartet werden.

### Power-to-Chemicals

Analog zu PTL wird für PTC davon ausgegangen, dass andere Emissionen nicht in relevantem Maße steigen bzw. tendenziell durch die bessere Reinheitskontrolle eher sinken dürften. Eine eingehende Kontrolle der aufzubauenden Anlagen wird dadurch allerdings erforderlich bleiben.

## 4.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz

Die Technologiegruppen PTL und PTC werden in diesem Kapitel wiederum jeweils separat betrachtet. Es wird nur das Teilkriterium Energieeffizienz betrachtet.

### Power-to-Liquids

Für den Technologiepfad PTL über Fischer-Tropsch- bzw. Methanol-Synthese sind die folgenden Wirkungsgrade angesetzt worden (siehe Tab. 4-18). Der Wirkungsgrad der gesamten Prozesskette ist unter anderem abhängig von der gewählten CO<sub>2</sub>-Quelle (aus Umgebungsluft, Rauchgas oder Biogas), daher sind diese drei Fälle in der Tabelle aufgeführt. Gemeint ist jeweils der Wirkungsgrad der gesamten Prozesskette. Der Wirkungsgrad der Elektrolyse ist im Projekt mit dem Technologiefeld „Wasserstoffherzeugung“ abgestimmt bzw. von dort übernommen, um innerhalb des Projekts konsistente Daten zu verwenden. Es wird wie bei der Berechnung der THG-Emissionen von einem regenerativem Strommix (Wind- oder Solarstrom) ausgegangen.

**Tab. 4-18 Wirkungsgrade der Prozesskette PTL in Abhängigkeit von der Elektrolyse und der Quelle des eingesetzten CO<sub>2</sub> in Prozent, gerundet (eigene Darstellung nach Fasihi et al. 2016, 2017; UBA 2016)**

%	2020	2040	2050
Wirkungsgrad Elektrolyse	51	82,5	85
Wirkungsgrad der gesamten Prozesskette PTL bei Einsatz von ...			
...CO <sub>2</sub> aus Luft	30	42	42
...CO <sub>2</sub> aus Rauchgas	33	48	49
...CO <sub>2</sub> aus Biogas	37	57	59

Als Referenz werden wie im vorangegangenen Kapitel 4.2 die konventionellen Kraftstoffe Benzin und Diesel mit den entsprechenden Kenngrößen nach (Edwards et al. 2014) verwendet. Im Vergleich zu diesen wird für die Erzeugung von PTL erheblich

mehr Energie benötigt (Tab. 4-19). Diese wird allerdings zu einem hohen Anteil regenerativ erzeugt. Die Spannbreiten ergeben sich durch die unterschiedlichen Möglichkeiten der CO<sub>2</sub>-Quelle.

**Tab. 4-19 Jährlich vermiedener Primärenergieeinsatz durch die Technologiegruppe PTL in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall**

PJ/a	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
2020	-	-
2030	-	-
2040	-	- 149 bis - 320
2050	-	- 173 bis - 389

Anmerkung: Es wird der vermiedene Primärenergieeinsatz im Bezugsjahr dargestellt, nicht der kumulierte vermiedene Primärenergieeinsatz bis zum Bezugsjahr.  
 Grau hinterlegte Felder: negative Werte (Mehraufwand)

### Power-to-Chemicals

Für die Vergleichbarkeit der Energieeffizienz der verschiedenen PTC-Routen muss eine einheitliche Systemgrenze für alle Prozessrouten gewählt werden. Die PTC-Prozesse werden hierbei als mit dem bereitgestellten *Methan* beginnend betrachtet; jedoch wird für eine Gesamtdarstellung der Energiebedarf für die Methanbereitstellung ebenfalls mit einbezogen.

Der Primärenergiebedarf für die PTC-Olefinproduktion setzt sich damit aus dem Energiebedarf für die vorgelagerte Synthese der Grundstoffe (hier: Methan) und die eigentliche PTC-Prozessroute zusammen. Für die hier durchgeführte Gesamtab-schätzung wurde die MTO-Route in Kombination mit einem vorangestellten Schritt der Konversion von Methan zu Methanol zugrunde gelegt.

Es werden zwei Arten von Referenzfällen betrachtet: Die fossile Methanbereitstellung, um dieses fossile Methan anschließend als Feedstock für PTC zu verwenden, und die vollständige konventionelle Route über Erdölderivate und Steamcracker. Entsprechend ist der Energiegehalt des (fossilen) Methans selbst ebenfalls in der fossilen Bilanz enthalten.

Die Ermittlung der Energieeffizienz basiert unter anderem auf den Annahmen zur Rohstoffbasis der chemischen Industrie insgesamt sowie dem prognostizierten Energiebedarf – etwa 1.015 PJ bzw. 282 TWh (UBA 2014) für regeneratives Methan zur stofflichen Nutzung. Hierzu gibt es in der Literatur z. B. (Schüth 2011) allerdings auch teilweise deutlich höhere, wenngleich etwas ältere Werte wie 1.530 PJ bzw. 420 TWh (siehe Kapitel 4.1 zum Marktpotenzial).

Zum Vergleich beläuft sich der Energiebedarf zur Methanbereitstellung (Förderung, Transport und Aufbereitung) aus Erdgas auf etwa 2 GJ/t (0,56 TWh/Mt) (Ren et al.

2008), womit bei fossiler Methanbereitstellung ca. 10 TWh erforderlich sind, was knapp 4 % des Energiebedarfs bei regenerativer Methanerzeugung entspricht.

In konventionellen Steamcrackingverfahren zur Olefinproduktion werden Ethan (aus Erdgas, dieses enthält 1 % Ethan) oder Naphtha (aus Erdöl, Rohöl enthält ca. 8 % Naphtha) als Ausgangsstoffe verwendet. Zur Ethanbereitstellung sind wie bei Methan ca. 2 GJ/t Energie notwendig, für Naphtha beläuft sich der Energiebedarf für Förderung, Transport und Fraktionierung auf 3 GJ/t BAT, bzw. 4 GJ/t im weltweiten Durchschnitt. (Ren et al. 2008)

Für das Steamcracking von Ethan werden ca. 20 (17-21) GJ für 1 t Ethylen bzw. 16-19 GJ für 1 t HVCs benötigt. Für das Steamcracking von Naphtha liegen die Werte mit 20-40 GJ für 1 t Ethylen und 14-17 GJ für 1 t HVCs in einer vergleichbaren Größenordnung. (Ren 2009)

Die Energieeffizienz verschiedener MTO-Ansätze ist stark unterschiedlich. Der Schritt der Methanolproduktion aus Methan mittels der Lurgi MegaMethanol-Technologie weist einen SEC (spezifischen Energiebedarf) von 9 GJ/t Methanol auf, Topsoe (SEC: 10 GJ/t Methanol) und Syntex (10-14 GJ/t Methanol) veranschlagen etwas höhere Werte für deren Prozesse (Ren et al. 2008). Hierbei wurde der Energiebedarf für die Sauerstoffbereitstellung berücksichtigt und der Energiegehalt des Methanols (bzw. aller Produkte) nicht mit einbezogen.

Der für die oxidative Dehydrogenierung (das Entfernen eines Teils der Wasserstoffatome aus den Kohlenwasserstoffverbindungen wie Ethan oder Propan) zuweilen verwendete reine Sauerstoff würde wie in Kapitel 4.2 dargestellt einen zusätzlichen Energiebedarf von ca. 3 GJ/t Sauerstoff mit sich bringen.

CO<sub>2</sub> steht wie ebenfalls in Kapitel 4.2 dargelegt in ausreichender Menge zur Verfügung und muss nicht über Abtrennung aus der Umgebungsluft gewonnen werden. Zur Vermeidung von CO<sub>2</sub>-Emissionen muss dieses Gas ohnehin aufgefangen werden, der Energieaufwand für die Abtrennung sollte demzufolge nicht zur PTX-Bilanz hinzugerechnet werden. Entsprechend wird der Energieaufwand für die Bereitstellung des Kohlendioxids nicht gesondert mit betrachtet.

Die effizientesten derzeit angewandten MTO-Prozessrouten benötigen etwa doppelt so viel Energie wie aktuelle (BAT-) Steamcrackingverfahren. Hierbei wurde von vergleichbaren Feedstocks ausgegangen, z. B. Methanol. Die noch unausgereiften OCM-Prozesse weisen derzeit eine noch deutlich geringere Energieeffizienz auf (Ren 2009). Es wird für die hier erfolgende Betrachtung davon ausgegangen, dass diese Prozesse erst zum Einsatz in relevanter Größenordnung kommen, wenn sie ein mit der MTO-Route vergleichbares Effizienzlevel erreicht haben. Für die Umwandlung von Methan in Olefine und HVCs wird für den Energiebedarf eine Spannweite von 20-30 GJ/t Produkt (Ren et al. 2008) angenommen.

Die weltweite Olefinproduktion (von u. a. 113 Mt Ethylen und 77 Mt Propylen) im Jahr 2004 benötigt über die gesamte Förderungs- und Produktionskette hinweg fossil bereitgestellte Energie im Umfang von ca. 3 EJ bzw. 830 TWh (Ren 2009). Der deutsche Bedarf beträgt demgegenüber ca. ein Zehntel, somit fallen auf konventionellem Weg ca. 20 Mt CO<sub>2</sub> (d. h. ca. 1 t CO<sub>2</sub> pro t Ethylenäquivalent) und ein Energiebedarf von 300 PJ bzw. 83 TWh an. Für Deutschland würde sich beim angenom-

menen PTC-Ausbaupfad der für den noch benötigten fossilen Feedstock benötigte Primärenergieeinsatz wie in Tab. 4-20 dargestellt entwickeln.

**Tab. 4-20** Jährlich benötigter Primärenergieeinsatz für den verbleibenden fossilen Feedstockanteil der deutschen Olefin-basierten Petrochemie

TWh/a	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
2020	83,0	83,0
2030	83,0	66,5
2040	50,6	33,0
2050	15,3	3,5

Anmerkung: Es wird der vermiedene Primärenergieeinsatz im Bezugsjahr dargestellt, nicht der kumulierte vermiedene Primärenergieeinsatz bis zum Bezugsjahr.

Mit nachlassendem Anteil der fossilen Route sinkt entsprechend auch dieser Energiebedarf. Hierbei wurde lediglich die zur Förderung und Bereitstellung benötigte Energie berücksichtigt, jedoch nicht die im (fossilen) Methan enthaltene Energie (eigentlich: Enthalpie) (Bossel und Eliasson 2003). Wird die Primärenergie des Methans mit berücksichtigt, so verändert sich das Bild drastisch, wie in Tab. 4-21 zu sehen.

**Tab. 4-21** Jährlich benötigter Primärenergieeinsatz für den verbleibenden fossilen Feedstockanteil der deutschen Olefin-basierten Petrochemie, mit im Methan enthaltener Primärenergie

TWh/a	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
2020	366	366
2030	366	293
2040	223	145
2050	68	16

Anmerkung: Es wird der vermiedene Primärenergieeinsatz im Bezugsjahr dargestellt, nicht der kumulierte vermiedene Primärenergieeinsatz bis zum Bezugsjahr.

Mit dem Absinken des Anteils der fossilen Route steigt zugleich der Energiebedarf für die strombasierte Route (Methansynthese und PTC), wie in Tab. 4-22 aufgeführt.

**Tab. 4-22 Jährlich benötigter Primärenergieeinsatz für die anteilige Versorgung der deutschen Petrochemie mit strombasierten Basischemikalien**

TWh/a	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
2020	-	-
2030	-	139 bis 206
2040	202 bis 302	319 bis 476
2050	438 bis 654	456 bis 680

Anmerkung: Es wird der vermiedene Primärenergieeinsatz im Bezugsjahr dargestellt, nicht der kumulierte vermiedene Primärenergieeinsatz bis zum Bezugsjahr.

Für die PTC-Route wird der Energiebedarf als elektrische Energie angesetzt, es wurden die Primärenergiefaktoren der Szenarien KS80 und KS95 verwendet (Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015). Die Kombination dieser beiden Produktionswege wird in Tab. 4-23 einer ausschließlichen fossilen Feedstockversorgung gegenüber gestellt. Die negativen Werte in der nachfolgenden Tabelle (grau hinterlegt) weisen auf einen gegenüber der bestehenden fossilen Route erheblich erhöhten Energiebedarf hin. Dieser wird allerdings wie bei PTL mit einem zunehmenden Anteil regenerativ erzeugt.

**Tab. 4-23 Jährliche Primärenergieeinsparung durch die Technologiegruppe PTC in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall**

TWh/a	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
2020	0	0
2030	0	- 66 bis - 134
2040	- 59 bis - 159	- 99 bis - 255
2050	- 140 bis - 356	- 105 bis - 329

Anmerkung: Es wird der vermiedene Primärenergieeinsatz im Bezugsjahr dargestellt, nicht der kumulierte vermiedene Primärenergieeinsatz bis zum Bezugsjahr.

Grau hinterlegte Felder: negative Werte (Mehraufwand)

Die in Frage kommenden Katalysatormaterialien weisen große Bandbreiten hinsichtlich der Prozesseffizienz und Selektivität auf. Es werden zum Teil seltene Materialien als funktionelle Zentren verwendet, siehe dazu auch die Darstellung im Kapitel o. Allgemein erfolgt viel F&E-Tätigkeit im Bereich der heterogenen Katalyse und an komplexen Materialien, oft in Verbindung mit Nanopartikeln, und weitere Fortschritte sind hier nach wie vor notwendig. Abhängig vom spezifischen Einsatzbereich kommen sehr unterschiedliche Materialien zum Einsatz, dies ist u. a. auch abhängig von der Priorisierung von Selektivität oder Stoffumsatz (Schlögl 2015). Entsprechend

können Anlagen auf unterschiedliche Parameter hin optimiert werden, wobei die Energieeffizienz lediglich einer unter vielen ist und erst durch entsprechende Preissetzung (z. B. durch den steuerrechtlichen Rahmen oder eine angepasste Subventionspolitik) eine höhere Priorisierung erreicht.

#### 4.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz

##### Technologiegruppenübergreifend

Mit dem Kriterium „Kosteneffizienz“ wird die Wirtschaftlichkeit eines Technologiefeldes in Bezug auf eine fossile Referenztechnologie bewertet. Die beiden Technologiegruppen PTL und PTC sind derzeit noch nicht bis zur kommerziellen Anwendung hin entwickelt, so dass Aussagen über ihre Wirtschaftlichkeit nur für zukünftige Einsätze gemacht werden können. Entscheidend ist dabei neben den Kosten der PTL/PTC Technologien vor allem die Preisentwicklung der fossilen Referenzen.

In Bezug auf die Wirtschaftlichkeit von PTL/PTC ist der Strompreis eine der relevantesten Eingangsgrößen. Die Annahmen zur Entwicklung des Strompreises im sich entwickelnden regenerativ basierten Energiesystem in Deutschland werden aus *Technologiebericht 4.1: Power-to-Gas (Wasserstoff)*, der die Wasserstoffherstellung behandelt, entnommen. Gerechnet wird hier mit Stromkosten von 2-5 ct/kWh.

Bei elektrischer Bereitstellung des erheblichen Energiebedarfs für PTL/PTC entstehen jährliche Kosten in Höhe mehrerer Milliarden Euro. Dieser Betrag kann jedoch durch flexible Prozessführung und das Ausnutzen von Angebotsspitzen deutlich reduziert werden, und künftige Effizienzsteigerungen sollten in der Lage sein, den ggf. ansteigenden Energiepreis zu kompensieren.

Auf der anderen Seite wird für die fossilen Referenzen mit fortlaufend ansteigenden Grenzübergangspreisen für Rohöl, Erdgas und Kohle gerechnet, die diese Rohstoffe somit finanziell unattraktiver werden lassen. So steigt annahmegemäß der Grenzübergangspreis für Rohöl von ca. 43 €<sub>2010</sub>/MWh im Jahr 2017 auf ca. 90 €<sub>2010</sub>/MWh im Jahr 2050 an, was einer Steigerung von mehr als 2,2 %/a entspricht. Der Preis für Erdgas und Kohle folgt diesem Trend, wenngleich in etwas geringerem Maß: Der Grenzübergangspreis von Erdgas steigt von 29 €<sub>2010</sub>/MWh im Jahr 2017 auf ca. 50 €<sub>2010</sub>/MWh im Jahr 2050 an (Steigerung von ca. 1,7 %/a). Der Preis für Steinkohle steigt von 11 €<sub>2010</sub>/MWh im Jahr 2017 auf ca. 16 €<sub>2010</sub>/MWh im Jahr 2050 an (Steigerung von ca. 1,2 %/a). Der aktuelle Preis für Braunkohle liegt bei 6 €/MWh<sub>th</sub> und wird als stabil angesehen (Repenning et al. 2014). Die Grenzübergangspreise sind hier lediglich zur Darstellung des künftig antizipierten, langfristigen Preisverlaufs beschrieben.

Tatsächlich ist kam es allerdings seit 2012 zu einem starken Preisverfall, der Grenzübergangspreis fiel von etwa 29 €/MWh auf etwa die Hälfte, 15 €/MWh (Statista 2017).

Der Erdgaspreis an der Börse liegt derzeit (2017) bei ca. 10 €/MWh, was je nach Energiegehalt des Erdgases 0,7-1,0 €/t entspricht. Im Zeitraum 2007-2017 schwankte der Börsenpreis allerdings zwischen 5 €/MWh und 29 €/MWh (finanzen net GmbH 2017), dies entspricht 0,4-0,5 €/t bzw. 2,1-2,9 €/t. Diese Bandbreite ist auch in Tabelle Tab. 4-24 abgebildet, die einige wesentliche Rahmendaten für das gesamte

Technologiefeld PTL/PTC im Zieljahr 2050 zeigt. Insbesondere die Werte für die Rohstoff-, Wasserstoff- und Stromkosten sind mit *Technologiebericht 4.1: Power-to-Gas (Wasserstoff)* abgestimmt und innerhalb des Gesamtvorhabens konsistent.

**Tab. 4-24 Techno-ökonomische Kenndaten zum gesamten Technologiefeld PTL/PTC**

	Einheit	2050
Verfügbarkeit	%	95
Volllaststunden	h/a	8.300
Lebensdauer	a	30
Investitionskosten	€/kW	1.000
Variable Betriebskosten	% von CapEx	3 – 5
Effizienz der H <sub>2</sub> Umsetzung	%	65
Wasserstoff-Kosten	€/MWh <sub>H<sub>2</sub></sub>	34 – 72
Stromkosten	€ Cent / kWh	2 – 5
Kraftstoffkosten	€/MWh PTL	70 – 129
	€/l	0,69 – 1,26
Methankosten	€/MWh PTC	5 – 29
	€/t	0,4 – 2,9
Naphthakosten	€/t	250 – 800

### Power-to-Liquids

Da die PTL-Technologie bisher nicht kommerziell angewandt wird und auch eine Anwendung im deutschen Markt aufgrund der Nachfrage (siehe Marktpotenzial) erst ab 2040 erwartet wird, wird an dieser Stelle nur ein Zielwert für 2040/2050 angegeben. Auch wenn andere Studien einen früheren Markteintritt erwarten, wird hier aufgrund der notwendigen Konsistenz innerhalb des Projekts auf das in Kapitel 4.1 ermittelte Marktpotenzial für Deutschland verwiesen. Die zugrunde liegenden Kenndaten der Kostenermittlung basieren auf (Fasihi et al. 2016; Varrone und Ferrari 2015). Wie unter Kapitel 4.1 erläutert, beziehen sich die spezifischen Investitionskosten von rund 1.000 €/kW auf die Kombination der Technologien „Synthesegasproduktion“ und „Upgrade“.

Als Referenz für PTL wird wie auch bei den Kriterien 4: Beitrag zu Klimazielen und 5: Energieeffizienz der jeweilige Mix aus Benzin und Diesel für die Jahre 2040 und 2050 angenommen. Nach (Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015) werden für den entsprechenden Mix der konventionellen Kraftstoffe im AMS Szenario ohne Steuern in 2040 rund 1,2 €/l und für 2050 rund 1,4 €/l angesetzt.

Mit diesen Annahmen werden die vermiedenen Kosten für PTL in den Jahren 2040/2050 wie in Tab. 4-25 ausgewiesen berechnet.

**Tab. 4-25 Jährliche Kosteneinsparung durch PTL in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (nicht abgezinst auf ein Basisjahr)**

Mrd. € <sub>2015/a</sub>	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
2020	-	-
2030	-	-
2040	-	-0,3 - 4
2050	-	1,5 - 7

Grau hinterlegte Felder: negative Werte (Mehraufwand)

Am unteren Ende der Bandbreite schwankt das Ergebnis der Rechnung von knapp negativ (-0,1 €/l; also Mehrkosten durch den Einsatz von PTL statt konventioneller Kraftstoffe) zu knapp positiv (0,1 €/l; also vermiedene Kosten). Die tatsächliche Ausgestaltung des PTL-Prozesses mit den anfallenden Kosten und der Auslastung bzw. Effizienz der Anlage wird daher entscheidend sein dafür, ob durch PTL Mehrkosten oder Einsparungen entstehen.

Obwohl in der Tabelle die Zahlenwerte ausgewiesen werden, sollte unter Berücksichtigung der Unsicherheiten für den Zeitraum 2040/2050 die Technologie PTL als „kostenneutral = weder Mehr- noch Minderkosten“ betrachtet werden.

### Power-to-Chemicals

Die Kosten für die *Ethylenerzeugung* variieren weltweit und auch in Abhängigkeit vom Feedstock sehr stark. Während in Saudi-Arabien für Ethylen aus Ethan weniger als 50 \$/t anfallen, lagen die Kosten für die Synthese aus Ethan in den USA bei über 225 \$/t Ethylen und dürften bis 2023 auf über 600 \$/t steigen. Für China stellt der kohlebasierte Synthesepfad Coal-to-Olefins (CTO) mit leicht ansteigenden Kosten um 600 \$/t Ethylen auf absehbare Zukunft noch den günstigsten Weg dar. Der in Westeuropa angewandte Naphtha-basierte Pfad mittels Steamcrackern verursachte 2013 Kosten von über 1.000 \$/t Ethylen, welche bis 2023 auf ca. 1.300\$/t ansteigen dürften. Ein ähnliches, sogar noch mit höheren Kosten behaftetes Bild zeigt sich für Naphtha in Ostasien. Für MTO dagegen wird im gleichen Zeitraum ein deutlicher Kostenrückgang angenommen, von ca. 1.400 \$/t (China) bzw. 1.500\$/t (USA) in 2013 auf 1.120 \$/t bzw. 1.350 \$/t Ethylen in 2023. Ethylen aus fossiler nordamerikanischer Produktion wird über die nächsten Jahre wesentlich günstiger bleiben aus alternative Routen, der Kostenunterschied wird allerdings geringer. Der Anteil von nicht-Steamcracker-basierten Routen wie MTO nimmt aktuell zu, es wird ein Anstieg von 2014 bis 2018 von ca. 2 % auf ca. 6 % angenommen. (Lewandowski 2014)

Die Preisentwicklung für *Olefine* zeigt derzeit einen ansteigenden Trend: von 500-600 \$/t in 2000 auf 1.000\$/t (Ethylen) bis 1.600\$/t (Butadiene) in 2014 (Nexant und ChemVision 2014). Allerdings dürfte sich dieser Trend durch den massiven (fossil basierten) Produktionsausbau und resultierende Überkapazitäten abschwächen oder zumindest zeitweilig umkehren (Ceresana 2014; Lewandowski 2014). Generell

wird in vielen Szenarien von steigenden Preisen für Erdölderivate ausgegangen (IEA 2015; Prognos AG et al. 2014). Insofern kann für die Kostenabschätzung eine Verdoppelung der Preise fossiler Kohlenwasserstoffe bis 2050 angesetzt werden.

Europa ist wie China eine der importierenden Regionen. Für Europa bedeutet dies, dass der Aufbau einer alternativen Olefinproduktion primär zur Deckung des heimischen Bedarfs dienen und sich entsprechend an den heimischen Preisen orientieren wird. Ein Export ist zunächst nicht in Sicht (Lewandowski 2014).

Der relevanteste Rohstoff unter den Kohlenwasserstoffen für die westeuropäische chemische Industrie ist aktuell Naphtha (72 % der fossilen Rohstoffe in 2009). Zukünftig wird in 2050 ein Energiebedarf (= Strom) für die Produktion von regenerativem Methan für die stoffliche Nutzung von 282 TWh erwartet (siehe Kapitel 4.1), womit regenerativer Strom dann zum wichtigsten Feedstock wird.

Im April 2017 lag der Naphthakurs bei ca. 440 €/t, dieser Preis ist allerdings mit großen Schwankungen behaftet. Im 5-Jahres-Zeitraum zwischen 2012 und 2017 bewegte sich der Preis sogar zwischen 250 €/t im Minimum und fast 800 €/t im Maximum, langfristig scheint der Preis um ca. 500 €/t zu oszillieren (finanzen.net 2017).

Die bisherigen fossilen Feedstocks Naphtha bzw. Erdgas stellen einen wesentlichen Teil der aktuell zu erbringenden Kosten dar. Die langfristig veranschlagte Menge von 18,3 Mt Methan erfordert bei Bereitstellung durch Erdgas einen jährlichen Betrag von 150 – 260 Mio. € (für ca. 18,3 Mt fossilen Erdgases). In dieser Betrachtung sind Kosten für Emissionen (bzw. Zertifikate) noch nicht berücksichtigt, diese fallen allerdings vorwiegend in den weiteren Prozessschritten an. Interessant sind jedoch potenzielle negative CO<sub>2</sub>-Emissionen durch die stoffliche Nutzung des CO<sub>2</sub> für die Methan- bzw. Methanolsynthese.

Für die Synthese von 1 t Methan wird 0,75 t Kohlenstoff benötigt, was durch 2,75 t CO<sub>2</sub> bereitgestellt werden kann. Falls es möglich ist, hierfür den entsprechenden im EU-Emissionshandel bestimmten Treibhausgasemissions-Zertifikate-Preis zu erhalten, der je nach den verwendeten Szenarien bis zum Jahr 2050 auf 50-310 € pro t CO<sub>2</sub> steigt (Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015), können die Gesamtkosten drastisch reduziert werden. Die erwähnten 18,3 Mt Methan erfordern für die verschiedenen PTC-Routen jeweils gut 50 Mt CO<sub>2</sub>. Da über die Einbindung in den Emissionshandel keine Klarheit besteht, wurde die Vergütung durch Emissionsvermeidung nicht in die Kostenbetrachtung aufgenommen.

Für den Kostenvergleich wird der Naphthapreis einschließlich seiner prognostizierten Entwicklung den Stromkosten für die Synthese von Methan und den daraus erzeugten Folgeprodukten bis zu den als PTC-Endprodukt angesetzten Olefinen gegenüber gestellt. Dabei wird ein Elektrizitätspreis von 2 bis 5 ct/kWh angenommen.

Für die derzeitige Produktion fallen damit Rohstoffkosten (für Naphtha) von 7,7 Mrd. Euro (Bandbreite von 3,8 bis 12 Mrd. Euro) an, bei einer komplett strombasierten Produktionsweise stünden dem für die erforderlichen 390-580 TWh elektrischer Energie 7,7 bis 29 Mrd. € gegenüber. Insofern ist PTC lediglich bei geringen Stromkosten und höheren Naphthapreisen attraktiv.

Bei den angenommenen 8.300 Volllaststunden ist eine Leistung von ca. 50 GW erforderlich. Da für die erforderlichen Investitionen keine empirischen Werte vorliegen, werden für eine Größenordnungsbetrachtung diejenigen von PTL verwendet. Somit werden für den Anlagenbau Investitionen in Höhe von ca. 50 Mrd. € benötigt. Die variablen Betriebskosten sind zwar sicherlich auch signifikant, es wird allerdings angenommen dass sich diese nicht wesentlich von denen der bestehenden Produktionsweise unterscheiden dürften. Für eine Differenzbetrachtung sind diese demzufolge nicht relevant.

Ohne Berücksichtigung einer möglichen Vergütung von THG-Emissionszertifikaten ergibt sich damit das in Tab. 4-26 dargestellte Bild.

**Tab. 4-26 Jährliche Kosteneinsparung durch PTC in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (nicht abgezinst auf ein Basisjahr)**

Mrd. €/a	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
2020	0	0
2030	0	- 0,5 bis - 2,8
2040	- 0,5 bis - 5,0	- 0,8 bis - 7,7
2050	- 0,1 bis - 9,4	- 0,1 bis - 11

Grau hinterlegte Felder: negative Werte (Mehraufwand)

Die berücksichtigten Kosten sind somit durchgängig höher als im fossilen (BAU-) Referenzfall. Durch die starken Schwankungen der Rohstoffpreise (vor allem von Naphtha) und die unklare Strompreisentwicklung sind diese Aussagen mit großen Unsicherheiten versehen.

Nicht abgebildet in dieser Betrachtung sind die möglichen Einpreisungen der THG-Einsparungen, die je nach Szenario bis 2050 bei 50 – 310 €/t CO<sub>2</sub> liegen können (Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015). Die Wirtschaftlichkeit wird hierbei jedoch nur gegeben sein, wenn der Strommix fast ausschließlich aus emissionsarm bis -frei arbeitenden erneuerbaren Energiequellen gespeist wird. Je höher der CO<sub>2</sub>-Preis, je günstiger die erneuerbaren Energien und je intensiver weitere steuernde Mechanismen angewandt werden, desto eher ist mit einer Wirtschaftlichkeit von PTC zu rechnen.

Werden in einem weiteren Schritt Externalitäten mit berücksichtigt, so fällt von den bepreisbaren Externalitäten vor allem CO<sub>2</sub> ins Gewicht. Das Umweltbundesamt geht dabei von entstehenden Umweltkosten im Jahr 2017 von 102,75 €<sub>2010</sub>/t CO<sub>2</sub> mit einer Bandbreite zwischen 50,5 €<sub>2010</sub>/t CO<sub>2</sub> als unterem und 153,25 €<sub>2010</sub>/t CO<sub>2</sub> als oberem Wert aus. Für 2030 betragen für Werte 145 €<sub>2010</sub>/t CO<sub>2</sub> (unterer Wert 70, oberer Wert 215) (UBA 2012). Weitere, schwerer monetär greifbare Externalitäten können zudem in den drei Bereichen „Lärm“, „Natur, Landschaft, Artenvielfalt, Trennwirkungen“ und „Langfristige Risiken“ auftreten. Diese werden hier lediglich qualitativ besprochen.

- **Lärm:** Die Raffinerien selbst weisen wie konventionelle Raffinerien eine gewisse Geräuschintensität auf, die jedoch lokal begrenzt ist. Ausschlaggebender dürfte hier am ehesten noch die Lärmentwicklung der eingesetzten Windräder zur Deckung des Strombedarfs sein. Dies liegt allerdings außerhalb der Betrachtung der Technologiefeldes PTL/PTC.
- **Natur, Landschaft, Artenvielfalt, Trennwirkungen etc.:** Auch hier stellen die Raffinerien eher lokal begrenzte Beeinflussungen dar. Ggf. können neu benötigte Pipelines und Stromtrassen hier Relevanz entfalten (hierzu sei auf den *Technologiebericht 3.1: Stromtransport und -verteilung* verwiesen), ebenso haben die benötigten Anlagen zur regenerativen Stromerzeugung hier einen potenziellen Einfluss. Dem gegenüberzustellen ist jedoch die sukzessive Reduktion der fossilen Abbaukapazitäten mit den oftmals mit diesen Anlagen verbundenen gravierenden Umweltschäden.
- **Langfristige Risiken:** Hierzu zählen Unfallrisiken und das Endlagerproblem bei Nuklearanlagen, Hier sind keine neuen Risiken zu erwarten, die nicht schon in den konventionellen Prozessen bestehen. Insgesamt ist davon auszugehen, dass das Risiko verheerender Unfälle wie etwa großflächiger Vergiftungen durch den Austritt toxischer Stoffe eher zurückgehen sollte, da u. a. Rohöl oder dessen Derivate mehr derart weit transportiert werden müssen.

#### 4.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung

Mit diesem Kriterium wird abgeschätzt, welcher Beitrag durch den Ausbau von PTL/PTC für die inländische Wertschöpfung erzielt werden kann. Die Betrachtung erfolgt qualitativ für das Technologiefeld insgesamt und im Vergleich zur konventionellen Referenz.

Die Wertschöpfungsketten der konventionellen fossilen Kraftstoffe sind wegen der sehr geringen inländischen Rohölförderung in Deutschland überwiegend in den Ölförderländern angesiedelt. Hierzu gehören der weit überwiegende Anteil des auf den Kraftstoffverbrauch entfallenden Upstream-Geschäfts (Rohölförderung und Aufbereitung) sowie teilweise auch das besonders profitable Downstream-Geschäft der Erzeugung der Produkte in den Raffinerien. Inländische Wertschöpfung entfällt daher bezogen auf den inländischen Verbrauch der Produkte weitgehend auf die inländischen Raffinerien sowie auf den Vertrieb der Produkte und die dafür erforderliche Logistik.

Bei der Umsetzung von PTL bzw. PTC kann demgegenüber eine zusätzliche inländische Wertschöpfung generiert werden, da sich die gesamte Prozesskette von der Erzeugung des benötigten Stroms über die verschiedenen Konversionsstufen bis zur Nutzung des Endprodukts im Land befindet. Zusätzliche damit in Zusammenhang stehende Wertschöpfung entfällt im Anlagenbau auf die Erzeugungsanlagen und auf wesentliche technologieintensive Komponenten wie die verwendeten Katalysatoren.

Aufgrund der (vor allem mit dem Anlagenbau) verbundenen Exportmöglichkeiten kann die mit den Investitionsgütern verbundene Wertschöpfung im Verhältnis zum inländischen Verbrauch von Produkten überproportional ausfallen. Durch die Dekarbonisierung kann daher bei diesen Technologien potenziell eine beträchtliche

Steigerung der inländischen Wertschöpfung gegenüber dem Ausgangszustand induziert werden.

Beim Betrieb der Erzeugungsanlagen entscheiden letztlich im internationalen Wettbewerb die Kostenstrukturen und der Logistikaufwand über die Standorte.

Hiervon unbeeinträchtigt kann die Wertschöpfung im Bereich des Anlagenbaus aber auch bei geringeren Anteilen der inländischen Erzeugung von Produkten hoch sein. Dies betrifft vor allem die forschungsintensive Optimierung von Anlagen und Katalysatoren. Allein der weltweite Markt für in Chemieanlagen genutzte Katalysatoren wird auf einen Umfang von 10 Mrd. Euro geschätzt (Schüth 2006). Die hier betrachteten PtL-Technologien repräsentieren daher bezogen auf die Produkterzeugung und die dabei eingesetzten Investitionsgüter eine beträchtliche Wertschöpfung.

Aktuell ist durch die geringen fossilen Rohstoffpreise der Aufbau alternativer Erzeugungspfade wirtschaftlich wenig attraktiv. Jedoch zeigt die Volatilität der Rohstoffpreise, dass es für die Stabilität der heimischen Wirtschaft einschließlich des weiterverarbeitenden Gewerbes von großem strategischen Interesse sein kann, heimische Produktionskapazitäten zu besitzen.

#### 4.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich

##### Teilkriterium 8.1 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie

In der vorgegebenen Bandbreite wird das Technologiefeld zwischen den beiden Extremen „Technologieführerschaft“ und „abgeschlagen“ angesetzt (siehe Tab. 4-27). Wie im Folgenden dargestellt wird, treffen eher zwei Kategorien zu, denn in manchen Teilbereichen kann Deutschland durchaus als „wettbewerbsfähig“, in anderen „nur in Einzelanwendungen [als] konkurrenzfähig“ gesehen werden.

**Tab. 4-27 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich des Technologiefeldes PTL/PTC**

<b>Welchen Status hat die deutsche Industrie hinsichtlich Know-how innerhalb dieses Technologiefeldes weltweit?</b>			
Technologiefeld	<input type="checkbox"/> Technologieführerschaft	<input checked="" type="checkbox"/> wettbewerbsfähig	
	<input checked="" type="checkbox"/> nur in Einzelanwendungen konkurrenzfähig	<input type="checkbox"/> abgeschlagen	

##### Power-to-Liquids

Innerhalb des vergleichsweise kleinen Forschungsfelds PTL arbeiten derzeit international bzw. transnational operierende Konzerne an der Fischer-Tropsch-Synthese. Diese Konzerne sind z. T. auch in Deutschland vertreten, können aber nicht grundsätzlich der deutschen Industrie-Landschaft zugerechnet werden.

Die südafrikanische Sasol mit Tochter-Unternehmen auch in Deutschland<sup>14</sup> ist einer der weltweit größten Hersteller synthetischer Kraftstoffe. Ausgangsbasis ist seit den 1990er Jahren vor allem Kohle, es kommt aber auch Erdgas zur Anwendung. Shell

<sup>14</sup> [http://www.sasolgermany.de/index.php?id=108&no\\_cache=1](http://www.sasolgermany.de/index.php?id=108&no_cache=1)

betreibt seit 2012 großmaßstäblich und kommerziell in Qatar die sogenannten Pearl-Anlage<sup>15</sup>, in der aus Erdgas der synthetische Kraftstoff GTL hergestellt wird.

Auf der anderen Seite sind in verschiedenen Ländern Start-Ups mit dem Forschungsfeld PTL befasst. Beispiele dafür sind die deutsche Sunfire, aber auch die israelische NewCO<sub>2</sub>Fuels oder die US-amerikanische LanzaTech (siehe auch Kapitel 3.1). Solche Start-Ups treten nur in Erscheinung, wenn sie eine gewisse Größe sowie technischen Stand erreicht haben, der eine Sichtbarkeit und auch ein (Reise-)Budget mit sich bringt, dass eine Teilnahme an (internationalen) Konferenzen ermöglicht. Daher bleibt die Analyse in diesem Fall eher exemplarisch. Als Beispiel sei die „Conference on Carbon Dioxide as Feedstock for Fuels, Chemistry and Polymers“<sup>16</sup> genannt, die in 2017 bereits zum siebten Mal stattfindet und an der die drei genannten Start-Ups wiederholt teilgenommen haben.

Zudem sei noch China erwähnt, das derzeit in Autofлотten schon bis zu 15 % Methanol beimischt und damit ein weltweit sehr bedeutender Verbraucher ist. Da der Verbrauch zukünftig weiter ansteigt, ist zu erwarten, dass China auch in der Forschung und Entwicklung von PTL eine relevante Rolle einnehmen wird.

Die Aufstellung der deutschen Industrie bzw. Forschung wird daher im Mittel zwischen „wettbewerbsfähig“ und „nur in Einzelfällen konkurrenzfähig“ eingeschätzt.

## Power-to-Chemicals

Traditionell sind alternative, nicht auf Erdölfractionen aufbauende Erzeugungspfade vorwiegend in den Ländern erforscht und z. T. etabliert, die keine relevanten Mengen Erdöl, jedoch große verfügbare andere Kohlenwasserstoff-Ressourcen besitzen und ausbeuten. Auch wenn diese Anlagen oftmals geringe Wirkungsgrade und Selektivitäten aufweisen und auch dort großer weiterer F&E-Bedarf existiert, besteht für diese Länder die Herausforderung primär im Aufbau einer regenerativen Stromerzeugung und der Etablierung einer Wasserstoff- und Methan- (bzw. Methanol-) Infrastruktur.

In Deutschland ist dieser Erzeugungspfad bislang von nur geringer Relevanz. Die heimische Petrochemie fußt derzeit primär auf Naphtha und es sind von Industrie-seite bislang nur geringe Bestrebungen erkennbar, hier zu diversifizieren. Entsprechend scheint auch die F&E-Landschaft wenig auf speziell dieses Thema ausgerichtet zu sein. Ausnahmen sind z. B. die Linde AG mit Aktivitäten hinsichtlich Wasserstoff oder die ThyssenKrupp AG mit verstärktem Interesse an der Methanolproduktion. Nichtsdestotrotz besteht in Deutschland eine große Expertise hinsichtlich Prozessen der heterogenen Katalyse einschließlich grundlegender Forschungsaktivitäten. Die Einschätzung hinsichtlich der Aufstellung der deutschen Industrie erfolgt demzufolge ebenso wie in der Technologiegruppe PTL zwischen „wettbewerbsfähig“ und „nur in Einzelanwendungen konkurrenzfähig“ (siehe Tab. 4-27).

<sup>15</sup> [http://www.shell.com.qa/en\\_qa/projects-and-sites/pearl-gtl.html](http://www.shell.com.qa/en_qa/projects-and-sites/pearl-gtl.html)

<sup>16</sup> <http://co2-chemistry.eu>

## Teilkriterium 8.2 F&E Budget

In der zentralen Datenbank der International Energy Agency (IEA) zur Forschungsförderung<sup>17</sup> ist der Bereich *Power-to-Liquids* bisher nicht abgebildet, so dass auf eine höhere Aggregationsstufe zurück gegriffen werden muss. In der Datenbank enthalten sind der Bereich „Transport“ und dort „Straßenverkehr“ sowie dessen Unterbereiche „Kraftstoffe für den Straßenverkehr ohne Wasserstoff [und konventionelle Kraftstoffe]“ sowie „nicht zugeordnet“, die für diese Auswertung herangezogen werden.

Für Deutschland ist der Bereich „Transport“ nicht weiter aufgeschlüsselt, so dass die Kategorie „nicht zugeordnet“ deckungsgleich mit diesem Bereich ist. Im internationalen Vergleich ist die gleiche Einschränkung für die meisten Länder zu beobachten. Nur in wenigen Fällen wird der Unter-Bereich „Kraftstoffe für den Straßenverkehr ohne Wasserstoff [und konventionelle Kraftstoffe]“ überhaupt extra ausgewiesen, etwa für Kanada, Frankreich und die USA. Nicht in jedem Fall sind dabei die Zeitreihen vollständig gefüllt, so dass zum Teil nur für einige Jahre im Betrachtungszeitraum 2010-2015 Werte vorliegen. Aus lückenhaftem Datenmaterial kann aber nicht unbedingt geschlossen werden kann, dass in den Ländern, die keine Angaben gemacht haben, keine F&E erfolgt.

Die Aussagekraft der Auswertung ist damit so stark eingeschränkt, dass eine weitere Ausarbeitung nicht sinnvoll erscheint.

Für das nochmals weniger etablierte Technologiefeld *Power-to-Chemicals* treten die oben geschilderten Schwierigkeiten ebenfalls auch – auch hier finden sich keine sinnvoll zuordenbaren und aussagekräftigen Kategorien. Es ist davon auszugehen, dass das auf dieses Technologiefeld sich beziehende F&E-Budget sich als vermutlich kleiner Teilposten in angrenzenden Bereichen verbirgt, jedoch lässt dies keine belastbaren weiteren Schlüsse zu.

Die Bewertung dieses Teilkriteriums ist damit für PTL und PTC nicht möglich.

## Teilkriterium 8.3 F&E Output

Die Auswertung des F&E-Outputs erfolgt über eine Betrachtung der relevanten Publikationen sowie der angemeldeten Patente.

Für die Publikationen wurde eine Abfrage per Scopus vorgenommen, indem eine Verknüpfung von Schlagworten (Beispiel: „Power-to-Liquid“, „Fischer-Tropsch“ sowie „Methanol im Kontext Fuel“) gebildet wurde. Das Bild, das sich daraus ergibt, schließt Publikationen mit einem anderen Fokus als dem hier adressierten (etwa Forschung zu Methanol und seinen medizinischen Implikationen) weitgehend aus, so dass eine Aussage zum Forschungsfeld im vorliegenden Projekt möglich ist.

## Power-to-Liquids

Die Anzahl der Publikationen aus Deutschland bzw. mit Autorenschaft, die sich in Deutschland verorten lässt, ist über den Betrachtungszeitraum 2010 bis 2014 relativ konstant geblieben bzw. hat sich leicht gesteigert.

---

<sup>17</sup> [http://wds.iea.org/wds/ReportFolders/ReportFolders.aspx?CS\\_referer=&CS\\_ChosenLang=en](http://wds.iea.org/wds/ReportFolders/ReportFolders.aspx?CS_referer=&CS_ChosenLang=en)

Weltweit lässt sich darüber hinaus in den vergangenen rund 20 Jahren eine deutliche Steigerung der Publikationen zur Technologiegruppe ausmachen. Der Anteil Deutschlands hat in 1999 einen Peak mit 10 % erlebt, bleibt aber im weiteren Durchschnitt mit rund 3-8 % vergleichsweise stabil.

**Tab. 4-28 Bewertung von Stand und Trends der Forschung und Entwicklung für die Technologiegruppe PTL – Output-Orientierung**

	Einheit	Wert
Akademische Publikationen als Forschungsindikator		
(Relativer) Anteil der in Deutschland geschriebenen Publikationen am weltweiten Aufkommen beim Status Quo (2014)	Absolutwert	76
	% bzgl. Welt	4,08
Zeitlicher Trend (über mindestens 5 Jahre)	Einheit/a bzgl. Absolutwert	5,8
	%/a bzgl. Relativwert	0,3
Patente (nach Anmeldejahr) als Entwicklungsindikator		
Relativer Anteil der von deutschen Firmen/Privatpersonen und Institutionen eingereichten	Absolutwert	11
Patente am weltweiten Aufkommen beim Status Quo (2014)	% bzgl. Welt	1,7

Die Recherche nach Patenten im Technologiefeld erfolgte mit den gleichen Stichworten wie die Literatur-Recherche, um eine Vergleichbarkeit beider Bereiche herzustellen. Dabei wurde der Service DEPATISnet des Deutschen Patent- und Markenamtes verwendet (siehe *Teilbericht 1*)<sup>18</sup>. Die deutschen Patente sind im Betrachtungszeitraum 2012-2016 in Deutschland konstant gesunken: Nachdem die Anzahl in 2012 bei 20 Patenten lag, ist in 2015 mit nur noch 6 Meldungen ein Tiefstand erreicht worden (2016: 8). Der Anteil deutscher Patente an den weltweit gemeldeten ist mit 1,4 % (2015) bis 3,8 % (höchster Anteil in 2016) sehr gering.

### Power-to-Chemicals

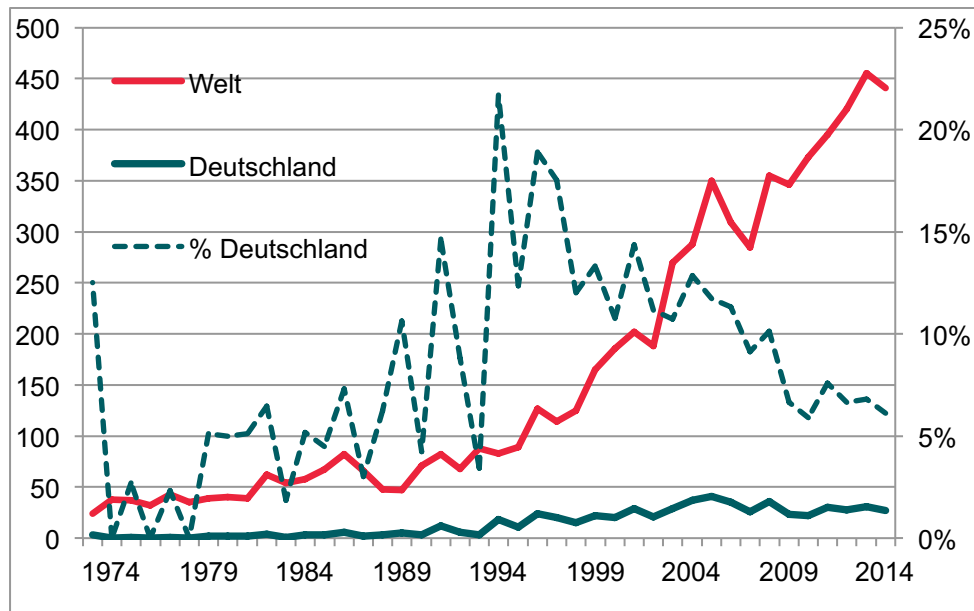
Die strombasierte Bereitstellung von kohlenwasserstoffhaltigen Chemikalien kann über viele Wege erfolgen. So wurde OCM ab ca. 1985 intensiv beforscht, in den frühen 90er Jahren ist ein Peak in Publikationen und Patenten zu verzeichnen. Seit ca. 2000 ist die weltweite Aktivität auf einem sehr viel niedrigeren Niveau relativ konstant.

Um ein zumindest weitgehend repräsentatives Bild der akademischen Forschung zu PTC zu erhalten, wurde für die Publikationsanalyse eine Auswahl von Schlagworten gewählt, die zwar nicht das ganze diverse Feld und schon gar nicht die relevanten

<sup>18</sup> [https://www.dpma.de/service/e\\_dienstleistungen/depatisnet](https://www.dpma.de/service/e_dienstleistungen/depatisnet)

Aspekte der auf Katalysatormaterialien bezogenen Grundlagenforschung abbilden, allerdings dennoch einen guten Querschnitt darstellen<sup>19</sup>.

Das Ergebnis ist sowohl in Abb. 4-1 als auch in Tab. 4-29 dargestellt.



**Abb. 4-1 Publikationen zur Technologiegruppe PTC – Deutschland und weltweit**

Da mit der gewählten Suchabfrage keine klar der Gruppe PTC zuordenbaren Patente für Deutschland auffindbar sind (lediglich eines im Jahr 2009), lässt sich keine weitergehende Analyse bezüglich Patenten durchführen. Auch ist die weltweite Gesamtzahl sehr gering (0-22 Patente pro Jahr im Zeitraum 2000-2014). Dies spricht für eine Kombination aus einem möglicherweise geringen Kommerzialisierungsgrad und einer starken Ausdifferenzierung der einzelnen Prozesse, so dass nur bei sehr spezifischen Suchbegriffen eine – stets geringe – Anzahl von Ergebnissen auffindbar ist.

<sup>19</sup> Die Scopus-Analyse wurde mit der folgenden Schlagwort-Auswahl durchgeführt:  
 TITLE-ABS-KEY ("Gas-to-Chemicals" OR "Methanol-to-Olefin" OR "MTO" OR "DMTO" OR "SDTO") OR ( ("Olefin" OR "Alken" OR "NH3" OR "Ammonia") AND ("Hydrogen" OR "HCP" OR "methanol conversion") AND ("catalys" OR "synthesis" OR "Fluidized Bed Reactor") )

**Tab. 4-29 Bewertung von Stand und Trends der Forschung und Entwicklung für die Technologiegruppe PTC – Output-Orientierung**

	Einheit	Wert
Akademische Publikationen als Forschungsindikator		
(Relativer) Anteil der in Deutschland geschriebenen Publikationen am weltweiten Aufkommen beim Status Quo (2014)	Absolutwert	27
	% bzgl. Welt	6,1
Zeitlicher Trend über 5 Jahre	Einheit/a bzgl. Absolutwert	Leicht ansteigend, +1/a
	%/a bzgl. Relativwert	unverändert
Zeitlicher Trend über 15 Jahre	Einheit/a bzgl. Absolutwert	Leicht ansteigend, +0,1
	%/a bzgl. Relativwert	rückläufig, -0,5
Patente (nach Anmeldejahr) als Entwicklungsindikator		
Relativer Anteil der von deutschen Firmen/Privatpersonen und Institutionen eingereichten	Absolutwert	0
Patente am weltweiten Aufkommen beim Status Quo (2014)	% bzgl. Welt	-

#### 4.7 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz

Relevant für die Einschätzung der gesellschaftlichen Akzeptanz von PTL sowie PTC ist, dass beide Technologiefelder als Alternative bzw. Ergänzung zum notwendigen Stromnetzausbau gesehen werden und möglicherweise dazu beitragen können, die (negativen) Auswirkungen durch diesen abzumildern.

Von daher kann per se erwartet werden, dass die gesellschaftliche Akzeptanz bei der Umsetzung von PTL/PTC eher hoch sein wird. Auf der anderen Seite basiert das PTL/PTC-Konzept auf der Nutzung von regenerativ erzeugtem Strom, was ebenfalls eine recht hohe Akzeptanz in der Gesellschaft erwarten lässt.

Negative Auswirkungen der großmaßstäblichen Erzeugung von regenerativem Strom durch z. B. Windparks werden dagegen bislang in der öffentlichen Wahrnehmung nicht unbedingt mit dem Endprodukt PTL verknüpft.

Bezüglich der Produktqualität ist im Idealfall kein Unterschied zwischen den aus fossilen und den aus regenerativen Feedstocks hergestellten Produkten erkennbar. Somit dürfte die Kunden- bzw. Nachfrageseite im Verlauf der weiteren Wertschöpfungskette unproblematisch sein.

Da nicht davon auszugehen ist, dass die Umstellung der Petrochemie auf diese neuen Produktionsweisen mit einem drastischen Arbeitsplatzabbau einhergehen wird (es dürfte hierbei eher zu einem Aufbau neuer Arbeitsplätze kommen) und das Anforderung

rungsprofil an die Beschäftigten vergleichbar ist, dürfte weder von Unternehmens- noch von Gewerkschaftsseite mit Widerständen zu rechnen sein.

Abhängig von der flankierenden Förderstruktur dieses Technologiefelds und möglicherweise damit einhergehenden Subventionen oder Bevorzugungen (z. B. durch eine teilweise Freistellung von EEG-Umlagen) könnte PTL/PTC durch seinen hohen Energiebedarf allerdings auf Widerstände stoßen. Um diese zu vermeiden, ist ein starker Aufbau entsprechender Anlagen erst sinnvoll, wenn mindestens parallel dazu eine entsprechend reife regenerative Stromversorgung aufgebaut wird bzw. wurde.

Beide Technologien werden daher auf den Ebenen „Markt“, „Gesellschaft“ und „lokal“ durchgehend mit eher hoher Akzeptanz bewertet.

Die Ergebnisse sind in Tab. 4-30 zusammengefasst.

**Tab. 4-30 Bewertungsraster für die Akzeptanz von Technologiefeld PTL/PTC bei Markteinführung (2040)**

Technologien	Ebene Markt		Ebene Gesellschaft		Lokale Ebene	
	Marktakzeptanz		Sozialpol. Akzeptanz		Lokale Akzeptanz	
	Kunden, Haushalte, Nutzer, Industrie: Wie viel investieren Marktakteure?		Sozio-politische Entwicklungen, gesellschaftliche Stimmung / Diskurse; Image		Lokale Konflikte, Klagen, Aktivitäten von Bürgerenergie	
	Bewertung	Begründung/ Quelle (Studien)	Bewertung	Begründung/ Quelle (Studien)	Bewertung	Begründung/ Quelle (Studien)
Power-to-Liquids	Eher hohe Akzeptanz (2)	Alternativer Kraftstoff mit hoher Kompatibilität zu bestehenden Strukturen; kein Umbau im Verkehrssektor notwendig	Eher hohe Akzeptanz (2)	Auf sozial-politischer Ebene sind keine negativen Implikationen zu erwarten.	Eher hohe Akzeptanz (2)	Auf lokaler Ebene sind kaum Auswirkungen /Änderungen zum vorigen System zu bemerken.
Power-to-Chemicals	Eher hohe Akzeptanz (2)	Keine Unterschiede in den basisschemikalischen Produkten - kein Umbau im weiterverarbeitenden Bereich der Spezialchemie notwendig	Eher hohe Akzeptanz (2)	Auf sozial-politischer Ebene sind keine negativen Implikationen zu erwarten.	Eher hohe Akzeptanz (2)	Auf lokaler Ebene sind kaum Auswirkungen /Änderungen zum vorigen System zu bemerken.

Bewertung mittels 5-stufiger Skala: Hohe Akzeptanz (1), eher hohe Akzeptanz (2), mittlere Akzeptanz (3), eher niedrige Akzeptanz (4), niedrige Akzeptanz (5)

### Power-to-Liquids

Innerhalb des Technologiefelds ist die Technologiegruppe Power-to-Liquids im Kontext der anderen Kraftstoffe zu sehen. Dabei sind nicht nur die konventionelle Referenz (Benzin und Diesel), sondern auch die anderen Alternativen zu betrachten.

Im Gegensatz zu den gasförmigen Kraftstoffen (eCH<sub>4</sub>, H<sub>2</sub>) macht die Verwendung von synthetischen flüssigen Kraftstoffen keine wesentlichen Änderungen im Nutzerverhalten oder der Infrastruktur notwendig. Das gilt sowohl für die Tankstelle als Schnittstelle zum Verbraucher als auch für die Distribution. PTL kann in einer Übergangszeit als Drop-in-Kraftstoff (Beimischung in kleinen Mengen) sogar parallel ohne größeren Aufwand für Benzin/Diesel genutzt werden. Auch die Erzeugungsanlagen werden vergleichbar zu den Referenzanlagen, wenn nicht eher kleiner und dezentraler, sein, so dass auch hier in der Tendenz eher mit einer erhöhten Akzeptanz gerechnet werden kann.

Dass keine Änderungen im Nutzerverhalten durch die Einführung von PTL notwendig werden, kann im Gegenzug auch negativ gesehen werden. Dem Endnutzer wird suggeriert, dass ein „weiter wie bisher“ aufgrund der technischen Fortschritte in Ordnung ist, so dass die notwendige Mobilitätswende an dieser Stelle eher erschwert wird.

Im Vergleich mit biogen basierten Kraftstoffen profitiert PTL davon, dass die Rohstoffbasis aus erneuerbarem Strom und CO<sub>2</sub> deutlich unproblematischer ist als Biomasse mit den vielfältigen Anforderungen an die nachhaltige Bereitstellung.

(Tremel et al. 2015) haben verschiedene Kraftstoffe, darunter Fischer-Tropsch-Diesel, Methanol, DME und SNG (*Synthetic Natural Gas*) bezüglich der Technologie, Ökonomie sowie Akzeptanz miteinander verglichen. Dabei erreicht FT knapp vor Methanol die besten Akzeptanzwerte, während insbesondere SNG weiter zurück liegt. Begründet wird das zum einen mit der bereits erwähnten Kompatibilität von PTL mit den bekannten konventionellen Kraftstoffen, zum anderen (insbesondere für Methanol) damit, dass die Stoffe seit Jahren bekannt sind und sicher gehandhabt werden, so dass keine Sicherheitsbedenken vorliegen.

Es ist allerdings zu bemerken, dass insbesondere die Verwendung von PTL als Kerosin-Ersatz für den Flugverkehr einem besonders strengem Zulassungsverfahren unterliegt, welches durch die spezielle Sicherheitslage (Einsatz für die Beförderung vieler Menschen in der Luft) und den daraus resultierenden Anforderungen bedingt ist (Morgan 2011; Moses 2007).

## Power-to-Chemicals

Idealerweise verändert sich die Qualität und Verfügbarkeit der produzierten Basischemikalien nicht durch die Prozessumstellung auf PTC. Insofern ist nicht davon auszugehen, dass es auf Abnehmerseite zu relevanten Veränderungen kommt. Potenziell positiv dürfte sowohl von Marktakteuren als auch hinsichtlich der soziopolitischen Akzeptanz die geringere Abhängigkeit von fossilen Rohstoffimporten mit volatilen Preisen sein. Hierdurch wird zudem die Liefer-Abhängigkeit der fossilen Rohstoffe (Erdöl und Erdgas) reduziert. Auch dies dürfte zur Akzeptanz beitragen.

Auch im Hinblick auf den benötigten Strom ist von eher hoher Akzeptanz auszugehen, sofern keine in der Öffentlichkeit als ungerechtfertigt hoch empfundenen Subventionen oder starke Verteuerungen durch Umlagefinanzierungen auftreten. Die Akzeptanz wird generell bei der Bereitstellung von regenerativem Strom höher eingeschätzt; dieses Thema soll aber an dieser Stelle nicht vertieft werden, sondern ist

Gegenstand anderer Technologieberichte aus dem *Technologiebereich 1: Erneuerbare Energien*.

#### 4.8 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit

Dieses Kriterium zielt darauf ab, Pfadabhängigkeiten und Reaktionsfähigkeiten zu messen, um festzustellen, ob gegebenenfalls noch ein Umsteuern auf einen anderen Pfad bzw. eine andere Technologie möglich ist, oder ob mit der Entscheidung für die Technologie so genannte „Lock-In“ Effekte zu erwarten sind. Zu diesem Zweck werden Angaben zu Planungs- und Bauzeit von Anlagen sowie deren wirtschaftliche Nutzungsdauer ermittelt.

PTL werden in Deutschland erst ab 2040/2050 in relevanter Höhe im Markt erwartet, so dass in Tab. 4-31 nur ein Zielwert für den langfristigen Ausblick angegeben wird. Angaben zur Planungszeit sowie Bauzeit werden als Annäherung aus den drei in Kapitel 3.1 aufgeführten Beispiel-Unternehmen und deren Anlagen abgeleitet.

Für PTC gelten die bei PTL dargestellten Betrachtungen in analoger Weise. Da zudem die Anlagen in der Regel, wenngleich je nach Ausgestaltung in unterschiedlichen Mengenverhältnissen, sowohl Kraftstoffe als auch Basischemikalien produzieren, ist davon auszugehen, dass sich die Spezifikationen hinsichtlich notwendiger Investitionen, Dimensionierung, Lebensdauer etc. nicht wesentlich unterscheiden. Insofern sind die in Tab. 4-31 aufgelisteten Indikatoren auch auf PTC übertragbar.

Insbesondere aufgrund einer wirtschaftlichen Nutzungsdauer der produzierenden Anlagen von 30 Jahren ist eine klare Pfadabhängigkeit dieses Technologiefeldes gegeben.

**Tab. 4-31 Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit des Technologiefeldes PTL/PTC**

Variable	Einheit	2040/2050
Planungszeit	Monate	12
Bauzeit	Monate	12
Heute übliche wirtschaftliche Nutzungsdauer	Jahre	30
Spezifische Investition	€ <sub>2015</sub> /Einheit	1.000 €/kW

Im Kontext der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit ist neben den technischen Rahmenbedingungen durch die Planungs- und Bauzeit und den zu tätigen Investitionen insbesondere für *Power-to-Liquids* noch die Ebene des Marktes zu beachten.

PTL wird in den Szenarien in relevanten Mengen auch als Treibstoff für den Flugverkehr eingesetzt, da für diesen Sektor wenig CO<sub>2</sub>-arme Alternativen zur Verfügung stehen. Rein technisch ist die Einsatzfähigkeit von synthetischen Kraftstoffen in einigen Fällen bereits nachgewiesen; allerdings ist das Prozedere der Zulassung von alternativen Kraftstoffen für den Flugverkehr sehr aufwendig und kann sich über zehn Jahre und mehr hinziehen (Wilson III et al. 2013; Morgan 2011; Moses 2007). Daher ist in diesem Bereich eine gewisse Pfadabhängigkeit gegeben, da der Flugsektor als

Abnehmer von PTL nicht ohne weiteres und schnell auf andere Alternativen umschwenken kann, wenn PTL nicht weiter produziert würde. Die einzige Ausweichoption bietet in dem Fall das bekannte konventionelle und fossil basierte Kerosin.

#### 4.9 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen

Die erfolgreiche Umsetzung aller Einsparziele von PTL/PTC hängt mit der Verfügbarkeit THG-emissionsfrei bereitgestellter elektrischer Energie zusammen – „ein Kohleausstieg müsste [...] bereits weitgehend vollzogen sein, bevor der Gesamtstromverbrauch durch Elektromobilität, Wärmepumpen etc. wieder ansteigt.“ (Wehnert et al. 2017) Entsprechend ist eine zeitnahe flächendeckende Umsetzung dieser Technologien in Deutschland von einem raschen Kohleausstieg (vor 2035) und dem verstärkten Ausbau erneuerbarer Energien abhängig.

Je stärker der Auf- und Ausbau hybrider Netzwerke vorangetrieben wird, die u. a. Elektrizität, Gas und thermische Energie integrieren (Lehner et al. 2014), desto besser können bestehende Speicher genutzt und Versorgungs- bzw. Bedarfsspitzen abgepuffert werden, um eine möglichst weitgehende und gleichmäßige Anlagenauslastung zu realisieren.

##### **Power-to-Liquids**

Die Erzeugung von PTL setzt auf erneuerbaren Strom in größeren Mengen auf und unterliegt damit für den ersten Verfahrensschritt den gleichen Abhängigkeiten von Infrastruktur, wie sie für die Elektrolyse von Wasserstoff aus z. B. Windenergie gilt. Das gleiche gilt für die Bereitstellung von CO<sub>2</sub> und CO.

Im Vergleich damit ist die weitere Prozesskette PTL weniger abhängig von Infrastrukturen, weil sie keine gasförmigen, sondern flüssige Produkte bereitstellt, die nicht von einer Pipeline-Struktur abhängen, sondern wie die konventionellen Kraftstoffe derzeit auch per Truck transportiert werden. Wird PTL als Drop-in-Kraftstoff beigemischt, können sogar dieselben Infrastrukturen weiter genutzt werden.

##### **Power-to-Chemicals**

Veränderungen der Infrastruktur betreffen weniger die Verteilung der Produkte, sondern stärker die Heranführung von Rohmaterialien und Energie. Das Verteilungsnetz für Basischemikalien wie z. B. Ethylen ist in (West-)Europa gut ausgebaut und kann auch bei einer Umstellung auf PTC weiter genutzt werden (Kobiela und Vallentin 2016). Die bestehenden Erdöl-Pipelines (v. a. von der Küste im Norden, u. a. nach NRW verlaufend) werden dann mit der Zeit nicht mehr benötigt werden. Zu prüfen ist, inwiefern diese zum Transport anderer Grundstoffe weitergenutzt werden können.

Die Beschäftigtenstruktur sollte sich durch die Umstellung nicht wesentlich ändern. Zu prüfen ist, inwieweit es durch die Umstellung zu Standortverlagerungen kommen kann. Davon dürften u. a. zumindest die Erdöl-Terminals in den Häfen wie in Hamburg betroffen sein.

Für den großen und voraussichtlich in Chemieclustern konzentrierten Strombedarf werden Leitungen nötig sein. Ebenso ist ein Netz von Wasserstoff-Elektrolyseuren, Methanisierungsanlagen etc. vonnöten.

Tab. 4-32 fasst die Abhängigkeit des gesamten Technologiefeldes von Infrastrukturen zusammen.

**Tab. 4-32 Abhängigkeit des Technologiefeldes PTL/PTC von Infrastrukturen**

	Ja	Nein
Die Nutzung der Technologie(n) ist <i>unabhängig</i> von Infrastrukturen möglich.	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Die Nutzung und Verbreitung der Technologie(n) ist von <i>bestehenden</i> Infrastrukturen abhängig.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen <i>bestehende</i> Infrastrukturen ausgebaut werden.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen <i>neue</i> Infrastrukturen gebaut werden.	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

#### 4.10 Kriterium 12: Systemkompatibilität

Für die Bewertung der Systemkompatibilität wird das Technologiefeld wie folgt abgegrenzt: Betrachtet wird eine Anlage, die mit Wasserstoff und Kohlendioxid (bzw. Kohlenmonoxid) beliefert wird. Die Bereitstellung dieser Rohstoffe steht nicht im Fokus der Analyse, dafür aber das generierte Produkt, ein flüssiger synthetischer Kraftstoff bzw. Basischemikalien.

Unterschieden wird zwischen dem Einzelfall (also wenigen Anlagen, die nur geringe Mengen an Produkt generieren) und einem hohen Bestand an Anlagen, die zu einer hohen Durchdringung des Marktes mit dem erzeugten Produkt führt.

Abweichend von der oben dargestellten Systemgrenze soll an dieser Stelle aber dennoch darauf hingewiesen werden, dass der Bedarf an Wasserstoff und somit an der regenerativem Strom durch PTL/PTC weiter ansteigt. Bei einem hohen Bestand an Anlagen und deren ökonomisch vorteilhafter hoher Auslastung kann nicht von "Überschuss-Strom" gesprochen werden, wie dies im Einzelfall und möglicherweise zu Beginn des Kapazitätsaufbaus der Fall sein mag. Im Gegenteil – mit PTL/PTC tritt ein weiterer Verbraucher von erneuerbarem Strom auf. Damit ist ein wesentlich stärkerer Ausbau der regenerativen Energieversorgung in Kombination mit einem ambitionierteren Kohleausstieg vonnöten, als dieser in den meisten betrachteten Szenarien (wie z. B. KS 80 und KS 95) skizziert wird.

Im Zuge des Ausbaus der PTL/PTC-Technologien wird zudem CO<sub>2</sub> benötigt. In den kommenden Dekaden wird Kohlendioxid aus Energieerzeugungs- und Industrieanlagen in großen Mengen emittiert und kann durch Abscheidung für PTL/PTC nutzbar gemacht werden. Beim verstärkten Markthochlauf in Deutschland ab 2040 sollten diese großen Punktquellen aber langsam versiegen und auch CO<sub>2</sub> aus Biogas kann den generierten Bedarf nicht decken. Damit wird die Abtrennung aus der Luft die wahrscheinlichste, weil am zuverlässigsten verfügbare Option – die allerdings ihrerseits einen Strombedarf nach sich zieht. Allerdings sehen (Fasihi et al. 2016)

insbesondere im Ausblick die Möglichkeit, den Energiebedarf der CO<sub>2</sub>-Abtrennung aus der Luft zum großen Teil thermisch zu decken.

### **Power-to-Liquids**

Grundsätzlich ist die Systemkompatibilität von PTL im Rahmen der oben angegebenen Systemgrenze und unter Beachtung der darüber hinausgehenden Implikationen als hoch anzusehen. Die detaillierte Bewertung erfolgt anhand der folgenden Leitfragen:

#### **Teilkriterium 12.1 Rückwirkungen**

Sowohl im *Einzelfall* als auch bei einem großen *Bestand* (einer hohen Durchdringung) werden die potenziellen Rückwirkungen in der Regel als (vernachlässigbar) gering eingeschätzt.

#### **Teilkriterium 12.2 Anpassungsbedarf**

Der erzeugte synthetische Kraftstoff PTL ist mit den derzeitigen fossilen Kraftstoffen in hohem Maße kompatibel, so dass er sogar als Drop-in-Option genutzt werden kann. Damit ist die Einführung von geringen Mengen bis zu einer hohen Marktdurchdringung als unproblematisch anzusehen.

#### **Teilkriterium 12.3 Wechselwirkungen**

Wie unter Frage 2 dargestellt, werden kaum Wechselwirkungen erwartet.

Zu beachten ist, wie beim Kriterium 9 „Gesellschaftliche Akzeptanz“ (Kapitel 4.7) bereits dargestellt, dass die grundsätzlich hohe Kompatibilität zu heutigen Systemen den notwendigen Umbau des Mobilitätssektors (Änderung des Fahrverhaltens, Reduktion der Fahrleistung etc.) möglicherweise behindern kann.

### **Power-to-Chemicals**

Wird die Systemgrenze wie oben beschrieben gezogen, ist eine weitgehende Systemkompatibilität vorhanden; die Betrachtungen von PTL sind im Wesentlichen übertragbar.

#### **Teilkriterium 12.1 Rückwirkungen**

Wechselwirkungen sind lediglich hinsichtlich der Versorgungsinfrastruktur und Nachfrage nach den benötigten Inputs (Wasserstoff bzw. Methan/Methanol, Sauerstoff und elektrische Energie) denkbar; hier besteht potenziell u. a. eine Konkurrenz zwischen PTL und PTC. Da die entsprechenden Anlagen allerdings voraussichtlich ohnehin als Verbünde konzipiert werden und beide Technologiegruppen bzw. Bedarfe abdecken dürften, erscheint dies handhabbar.

#### **Teilkriterium 12.2 Anpassungsbedarf**

Im Idealfall unterscheiden sich die produzierten Basischemikalien (Ethylen und andere Olefine, sowie HVCs) in Reinheit und Verfügbarkeit nicht von den auf

herkömmlichen Wege produzierten. Insofern ist von keinen Hürden auf Abnahmeseite auszugehen.

### **Teilkriterium 12.3 Wechselwirkungen**

Es wird davon ausgegangen dass, wie unter Frage 2 hier und bei PTL dargelegt, kaum relevante Wechselwirkungen erwartet werden. Wie bei derzeitigen Chemieparks auch, erscheint eine planvolle Sektorkopplung zu anderen energieintensiven Betrieben wie denen der Papier- und der Stahlindustrie sinnvoll.

## 5 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand

Aus der vorangegangenen multikriteriellen Bewertung werden im Folgenden F&E-Empfehlungen für das Technologiefeld PTL/PTC und seine beide Technologiegruppen abgeleitet.

Die Weiterentwicklung des Technologiefelds sowie der einzelnen Technologien wird insbesondere bezüglich eines ambitionierten Klimaschutzzieles von 95 % THG-Reduktion (KS 95) als sehr relevant angesehen. Studien (Samadi et al. 2016) zeigen, dass im Bereich der Grundstoffe ein möglichst geschlossener CO<sub>2</sub>-Kreislauf – auch für kohlenwasserstoff-basierte Kunststoffe – ein wesentlicher Baustein für effektive Klimaschutzszenarien ist. PTL sind im Wesentlichen für den Flugverkehr, aber auch für den Schiffs- und Schwerlastverkehr wichtig, weil es dort wenige oder keine CO<sub>2</sub>-armen Kraftstoffe gibt.

In den kommenden Dekaden kann PTL/PTC prinzipiell dazu beitragen, die Notwendigkeit des ambitionierten Netzausbau zu entschärfen, indem Strom direkt am Ort seiner Entstehung umgewandelt und das Produkt gespeichert bzw. transportiert wird. Das ist aber bestenfalls eine Übergangslösung: De facto arbeiten auch PTL/PTC-Anlagen am wirtschaftlichsten in Volllast und sind daher nicht geeignet, Stromspitzen volkswirtschaftlich kostengünstig abzufangen. In der Tat wird sich der Bedarf an Wasserstoff und damit an regenerativ erzeugtem Strom durch den Ausbau von PTL/PTC erheblich erhöhen.

Ähnliche Überlegungen sind für den Feedstock CO<sub>2</sub> anzustellen. Während in den kommenden Dekaden noch ausreichend Punktquellen für CO<sub>2</sub> zur Verfügung stehen, werden diese insbesondere im KS 95 schrittweise abgebaut, so dass letztlich in großem Maßstab nur noch CO<sub>2</sub> aus der Biogasherstellung und der Luftabtrennung als Quelle verbleibt. Studien wie (Fasihi et al. 2016) sehen die Möglichkeit, einen Großteil der dafür benötigten Energie thermisch und idealerweise aus Abwärmenutzung bereitzustellen – trotzdem erhöht der Anteil an elektrischer Energie den Bedarf an (regenerativ erzeugter) Elektrizität im Gesamtsystem.

Die damit verbundenen Implikationen sollen aber im Projektkontext nicht an dieser Stelle, sondern in den *Technologiefeldern 4.1: Power-to-Gas (Wasserstoff)*, *2.4: CO<sub>2</sub> Nutzung* und *4.4: Verfahren der CO<sub>2</sub>-Abtrennung aus Faulgasen und Umgebungsluft* diskutiert werden und werden hier nur zur Einordnung des Folgenden nochmals erwähnt.

Auch wenn damit hier keine vertiefte Diskussion der Wasserstofferzeugung erfolgen kann, muss darauf hingewiesen werden, dass die Wasserstofferzeugung und die chemische Energiespeicherung (als H<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> oder in anderer Form) zur optimalen Prozessführung und zur Nutzung von Synergien oftmals eng mit den hier diskutierten Prozessen verflochten sein wird (Lehner et al. 2014). Entsprechend bedarf es neben der Forschung und Weiterentwicklung der einzelnen Technologiefelder auch weiterer Aktivitäten zur erfolgreichen Sektorkopplung und der Einbeziehung von Expertise aus den (nicht immer hinreichend miteinander in Bezug gebrachten) Feldern der Energiewirtschaft, des Verkehrs und der chemischen Industrie.

Insbesondere für das betrachtete Technologiefeld und seine einzelnen Technologien sind Katalysatoren in Kombination mit den dazugehörigen chemischen Prozessen ein

universelles Forschungsthema (Ausfelder und Bazzanella 2008; Schlögl 2015; Schüth 2006). Forschungsbedarf besteht vor allem im Bereich der Katalysatoren und Materialien, die bei den jeweiligen Synthesen (Fischer-Tropsch und Methanol, Ammoniak) und der Nutzung von CO<sub>2</sub> als Prozessinput eingesetzt werden. Katalysator- und Prozessentwicklung müssen dabei simultan erfolgen. Durch effizientere Katalysatoren lassen sich geringere Drücke und Temperaturen realisieren, was zu einer besseren Ausbeute und Energieeffizienz führt. Die Entwicklung von energie-, ressourcen- und kosteneffizienten Kombinationen von Katalysatoren und deren Trägermaterialien ist daher ein wesentlicher Baustein, der aufgrund der besseren Energieausbeute zur Senkung der Kosten beitragen kann.

Aus Kostengründen besteht grundsätzlich ein ausgeprägter Anreiz, geringwertigere und damit in aller Regel auch weniger knappe Katalysatormaterialien in Kombination und auf besonders gestalteten Trägermaterialien einzusetzen. Besonders attraktiv ist dabei die Kombination von kostengünstigeren Katalysatoren und erhöhter Prozesseffizienz. Da die Erzeugungskosten neben den Kosten der Inputs und der Anlagen von den verwendeten Katalysatoren bestimmt werden, sollte der Anreiz für entsprechende F&E-Investitionen bei Anlagenbauern und Anlagenbetreibern prinzipiell hoch sein. Allerdings werden die F&E-Anstrengungen von Anlagenbauern und Anlagenbetreibern durch die zyklische Bewegungen bei Konjunktur und den Preisen fossiler Rohstoffe beeinflusst.

Da die Weiterentwicklung der Katalysatoren allein nicht zugleich die Ausbeute als auch die Selektivität der Umwandlungsprozesse erhöhen kann (Hammond et al. 2012; Schlögl 2015), müssen neben der grundlegenden Forschung an Katalysatormaterialien und deren praxistauglicher Entwicklung auch das Prozessverständnis und ein innovatives, die Prozesse optimierendes Anlagensetup im Fokus künftiger F&E-Aktivitäten stehen.

Bei intensivem Wettbewerb oder in konjunkturellen Abwärtsphasen mit geringen Margen werden aber unter Umständen keine hinreichenden Mittel für solche F&E-Aufwendungen erwirtschaftet. Insofern dürfte die gezielte Förderung der Grundlagenforschung und anwendungsorientierten Forschung zur Optimierung und optimalen Passung von Katalysatoren und Prozessen sinnvoll sein. Dabei geht es um die Optimierung innerhalb des durch die Prozesseffizienz und -selektivität, die Verfügbarkeit und Rezyklierbarkeit der Katalysatoren und die Produktionskosten gebildeten Zieldreiecks.

Ein weiteres wichtiges Forschungsthema sind Lebenszyklusanalysen (LCA) (Ausfelder und Bazzanella 2008) zu den Wirkungen der betrachteten Technologien hinsichtlich Primärenergieeinsatz, Energieeffizienz, Klimawirkungen und sonstigen Umweltwirkungen.

## **Power-to-Liquids**

Derzeit arbeiten zum einen international operierende Konzerne wie etwa Shell an der Fischer-Tropsch-Synthese (großmaßstäblich zur Erzeugung eines synthetischen flüssigen Kraftstoffs wie GTL), zum anderen sind aus verschiedenen Ländern Start-Ups mit PTL befasst. Beispiele dafür sind die deutsche Sunfire, aber auch die israelische NewCO<sub>2</sub>Fuels oder die US-amerikanische LanzaTech (siehe auch Kapitel 3.1). Die

betrachteten Beispiele zeigen, dass es mit einer entsprechenden Förderung, die alle drei Unternehmen bisher erhalten haben, möglich ist, eine PTL-Technologie bis zur Kommerzialisierung zu bringen – dies ohne finanzielle Unterstützung aber ausbleibt.

Es wird daher empfohlen, den Bereich mit F&E-Förderung auszustatten, die auf die weitere (Grundlagen-)Forschung zu Katalysatoren zielt und somit hilft, die Technologie PTL kommerziell wettbewerbsfähig zu machen.

## **Power-to-Chemicals**

PTC-Technologien knüpfen an bestehende fossil-basierte Technologien an, so dass in einigen Ländern weitreichendes Vorwissen besteht. Wie „Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich“ (Kriterium 8) gezeigt haben, hat Deutschland hier erheblichen Aufholbedarf, will es nicht technologisch den Anschluss verlieren. Langfristig ist die Umstellung auf PTC für den Erhalt der heimischen Basischemie hoch relevant.

Die betrachteten Prozesspfade stellen keine erschöpfende Beschreibung der gesamten F&E-Landschaft im PTC-Kontext dar; dementsprechend bilden die diskutierten Pfade keine abschließende Auswahl hinsichtlich einer Priorisierung über andere, hier nicht im Detail betrachteten Pfade. Eine möglichst große Technologieoffenheit der PTC-Förderung erscheint angeraten.

Allgemein lässt sich sagen, dass von den beiden betrachteten Prozesspfadgruppen MTO weiter gediehen ist, OCM dagegen (nach wesentlichen Aktivitäten in den 1980er- und 90er Jahren) wohl erst durch gezielte weitere F&E-Förderung denselben technischen Stand erreichen wird.

Die notwendige Förderung sollte sich dabei auf alle Bereiche erstrecken, von der Katalyse-Grundlagenforschung (aus welcher durch eine derartige Förderung zugleich auch für viele weitere Bereiche der chemischen Industrie wertvolle Ergebnisse generiert werden) über die Unterstützung von Pilotentwicklungen bis zu Markteinführungsmechanismen. Besonders letzterer Bereich, verbunden mit einer klaren und verlässlichen politischen Signalgebung, ist entscheidend, um unternehmensseitige F&E- und Investitionsentscheidungen hin zu einem Aufbau einer heimischen PTC-Industrie zu beeinflussen. Ist diese Zielrichtung belastbar vorgegeben, steigt das Interesse von potenziellen Marktakteuren hinsichtlich der Investition in F&E-Aktivitäten wesentlich an.

Dementsprechend wird eine strategisch angelegte Förderung empfohlen, welche auf alle drei Bereiche von der Grundlagenforschung über Entwicklungsaktivitäten bis zur Markteinführung zielt.

## Literaturverzeichnis

- Albrecht, U.; Patrick, S.; Werner, W.; Reinhold, W.; Werner, Z. (2013): Kraftstoffstudie - Zukünftige Kraftstoffe für Verbrennungsmotoren und Gasturbinen. No. Heft 1031-2013. Frankfurt a.M.: LBST für Forschungsvereinigung Verbrennungskraftmaschinen FVV.
- Ausfelder, F. (2015): Energiespeicher der Beitrag der Chemie. Positionspapier. Frankfurt, M: DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V.
- Ausfelder, F.; Bazzanella, A. (2008): Verwertung und Speicherung von CO<sub>2</sub> - Diskussionspapier. DECHEMA.  
[www.dechema.de/dechema\\_media/diskussionco2.pdf](http://www.dechema.de/dechema_media/diskussionco2.pdf). Letzter Zugriff: 15 January 2015.
- Bartsch, S.; Falkowski, J.; Hofmann, H. (1989): Catalyst development for oxidative methane coupling. *Catalysis Today* 4(3)421–431. doi: 10.1016/0920-5861(89)85038-2.
- Bossel, U.; Eliasson, B. (2003): Energy and the Hydrogen Economy. ABB Switzerland Ltd.  
<https://pdfs.semanticscholar.org/a8f4/f5301aff1e2a8a08a9e81136b6634d67e4c1.pdf>. Letzter Zugriff: 17 September 2017.
- Ceresana (2014): Ethylene – Study: Market, Analysis, Trends. Ceresana.  
<http://www.ceresana.com/en/market-studies/chemicals/ethylene/>. Letzter Zugriff: 28 April 2017.
- chemicals-technology (2014): Worldwide demand for propylene to rise to 130 million tonnes by 2023, says IHS. *Chemicals Technology*. <http://www.chemicals-technology.com/news/newsworldwide-demand-for-propylene-to-rise-to-130-million-tonnes-by-2023-says-ihs-4356137>. Letzter Zugriff: 28 April 2017.
- Edwards, R.; Larive, J.-F.; Rickeard, D.; Weindorf, W. (2014): Well-to-Tank Report Version 4.3 - JEC Well-to-Wheels Analysis of future automotive fuels and powertrains in the European context. No. Version 4a. Ispar, Italy: Joint Research Center, CONCAWE, LBST.
- Erdmann, L.; Behrendt, S.; Feil, M. (2011): Kritische Rohstoffe für Deutschland. KfW Bankengruppe, Berlin.
- Fasihi, M.; Bogdanov, D.; Breyer, C. (2016): Techno-Economic Assessment of Power-to-Liquids (PtL) Fuels Production and Global Trading Based on Hybrid PV-Wind Power Plants. *Energy Procedia* 99243–268.
- Fasihi, M.; Bogdanov, D.; Breyer, C. (2017): Long-Term Hydrocarbon Trade Options for the Maghreb Region and Europe - Renewable Energy Based Synthetic fuels for a net zero emissions world. *Sustainability* 306.  
[https://www.researchgate.net/profile/Christian\\_Breyer/publication/309672012\\_Long-term\\_hydrocarbon\\_trade\\_options\\_for\\_Maghreb\\_core\\_region\\_and\\_Europe\\_-](https://www.researchgate.net/profile/Christian_Breyer/publication/309672012_Long-term_hydrocarbon_trade_options_for_Maghreb_core_region_and_Europe_-)

- [\\_Renewable\\_Energy\\_based\\_synthetic\\_fuels\\_for\\_a\\_net\\_zero\\_emissions\\_world/links/581c6e2d08ae40da2caaf363.pdf](#). Letzter Zugriff: 23 March 2017.
- finanzen.net (2017): Naphtha in Euro | Naphthapreis | Aktueller Naphthakurs. finanzen.net. <http://www.finanzen.net/rohstoffe/naphtha/euro>. Letzter Zugriff: 29 April 2017.
- Global Industry Analysts, Inc (2008): World Ethylene Market To Cross 160 Million Tons By 2015, According To New Report By Global Industry Analysts. Chemical Online. <http://www.chemicalonline.com/doc/world-ethylene-market-to-cross-160-million-0001?VNETCOOKIE=NO>. Letzter Zugriff: 12 November 2015.
- GlobalData Energy (2014): US and China Driving Global Ethylene Capacity to Record 208 Million Tons per Year by 2017, says GlobalData. GlobalData. Energy. <http://energy.globaldata.com/media-center/press-releases/oil-and-gas/us-and-china-driving-global-ethylene-capacity-to-record-208-million-tons-per-year-by-2017-says-globaldata>. Letzter Zugriff: 28 April 2017.
- Hammond, C.; Conrad, S.; Hermans, I. (2012): Oxidative Methane Upgrading. *ChemSusChem* 5(9)1668–1686. doi: 10.1002/cssc.201200299.
- IEA (2015): Energy Technology Perspectives 2015: Mobilising Innovation to Accelerate Climate Action. Paris: International Energy Agency.
- IEA (2016): World Energy Outlook 2016. Paris: International Energy Agency.
- IEA - International Energy Agency (2013): Technology Roadmap Energy and GHG Reductions in the Chemical Industry via Catalytic Processes. Paris Cedex, France: Corlet.
- IZA-SC (2017): Database of Zeolite Structures. Structure Commission of the International Zeolite Association. <http://www.iza-structure.org/databases/>. Letzter Zugriff: 28 April 2017.
- Keller, G. E.; Bhasin, M. M. (1982): Synthesis of ethylene via oxidative coupling of methane. *Journal of Catalysis* 73(1)9–19. doi: 10.1016/0021-9517(82)90075-6.
- Kibby, C. L.; Provance, R. L. (2006): SAPO-11 Katalysator. <http://www.freepatentsonline.com/DE69734364T2.html>. Letzter Zugriff: 28 April 2017.
- Kobiela, G.; Vallentin, D. (2016): Wertschöpfungsketten in NRW im Kontext der Energiewende: Eine Metaanalyse bezüglich Stahl, polymeren Werkstoffen und dem Anlagenbau in der erneuerbaren Energiewirtschaft. Wuppertal Papers. <https://www.econstor.eu/handle/10419/147521>. Letzter Zugriff: 11 April 2017.
- Lee, J. S.; Oyama, S. T. (1988): Oxidative Coupling of Methane to Higher Hydrocarbons. *Catalysis Reviews* 30(2)249–280. doi: 10.1080/01614948808078620.
- Lehner, M.; Tichler, R.; Steinmüller, H.; Koppe, M. (2014): Power-to-Gas: Technology and Business Models. SpringerBriefs in Energy. Cham: Springer International Publishing. doi: 10.1007/978-3-319-03995-4.

- Lewandowski, S. (2014): Global Olefins. Cost, Demand, Price and Trade. IHS.  
<http://www.ptq.pemex.com/productosyservicios/eventosdescargas/Documentos/Foro%20PEMEX%20Petroqu%C3%ADmica/2014/Steve%20Global%20Olefin%20September%202014.pdf>. Letzter Zugriff: 28 April 2017.
- Lunsford, J. H. (1995): The Catalytic Oxidative Coupling of Methane. *Angewandte Chemie International Edition in English* 34(9)970–980. doi: 10.1002/anie.199509701.
- Lunsford, J. H. (2000): Catalytic conversion of methane to more useful chemicals and fuels: a challenge for the 21st century. *Catalysis Today* 63(2–4)165–174. doi: 10.1016/S0920-5861(00)00456-9.
- Machhammer, O.; Bode, A.; Hormuth, W. (2015): Ökonomisch/ökologische Betrachtung zur Herstellung von Wasserstoff in Großanlagen. *Chemie Ingenieur Technik* 87(4)409–418. doi: 10.1002/cite.201400151.
- Morgan, P. (2011): An overview of Sasol’s jet fuel journey. 20<sup>th</sup> World Petroleum Congress, Forum 12: New Refinery Technologies to meet feedstock flexibility, transportation, fuel demand and quality, Doha, Qatar.
- Moses, C. A. (2007): Development of the protocol for acceptance of synthetic fuels under commercial specification. Coordinating Research Council Report AV-2-04, Alpharetta, GA September.  
<https://crcao.org/reports/recentstudies2007/AV-02-04/AV-2-04%20Final%20Report%20-%20FINAL2%20March%202-2008.pdf>. Letzter Zugriff: 06 April 2017.
- Nexant; ChemVision (2014): Global Petrochemical Overview: Changing Olefins Markets. 34th Latin American Petrochemical Annual Meeting, APLA.  
<http://apla.com.ar/archivos/reuniones/anna-ibbotson.pdf>. Letzter Zugriff: 28 April 2017.
- Nuss, P.; Blengini, G. (2018): Towards better monitoring of technology critical elements in Europe: Coupling of natural and anthropogenic cycles. *Science of the Total Environment* 613569. doi: 10.1016/j.scitotenv.2017.09.117.
- Nuss, P.; Harper, E. M.; Nassar, N. T.; Reck, B. K.; Graedel, T. E. (2014): Criticality of Iron and Its Principal Alloying Elements. *Environmental Science & Technology* 48(7)4171–4177. doi: 10.1021/es405044w.
- Patnaik, P. (2003): *Handbook of inorganic chemicals*. McGraw-Hill handbooks. New York: McGraw-Hill.
- Prognos AG; EWI; gws (2014): *Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose*. Basel, Köln, Osnabrück: Prognos; Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln; Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforshung.
- Rademann, K.; Ryll, T. (2015): „green - chemistry“ – Synthese grüner Grundchemikalien unter Einsatz regenerativer Windenergie und Biogas. Fachbericht No. 3–4. Deutscher Industrieverlag - Vulkan-Verlag. [https://www.dv-verlag.de/media/content/gwf-GE/gwf\\_3\\_4\\_15/GE\\_3-](https://www.dv-verlag.de/media/content/gwf-GE/gwf_3_4_15/GE_3-)

- 5\_2015\_fb\_Rademann.pdf?xaf26a=7547e38e70195ad4e555f4c632061ce1.  
Letzter Zugriff: 28 June 2017.
- Ren, T. (2009): Petrochemicals from oil, natural gas, coal and biomass: Energy use, economics and innovation. S.l.: [s.n.].
- Ren, T.; Patel, M. K.; Blok, K. (2008): Steam cracking and methane to olefins: Energy use, CO<sub>2</sub> emissions and production costs. *Energy* 33(5)817–833. doi: 10.1016/j.energy.2008.01.002.
- Repenning, J.; Matthes, F. C.; Eichhammer, W.; Braungardt, S.; Athmann, U.; Ziesing, H.-J. (2015): Klimaschutzszenario 2050. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) No. 2. Endbericht. Berlin: Öko-Institut e.V.; Fraunhofer ISI.  
<https://www.oeko.de/oekodoc/2451/2015-608-de.pdf>. Letzter Zugriff: 03 April 2017.
- Samadi, S.; Lechtenböhmer, S.; Schneider, C.; Arnold, K.; Fishedick, M.; Schüwer, D.; Pastowski, A. (2016): Decarbonization pathways for the industrial cluster of the Port of Rotterdam: final report. Final Report. Wuppertal: Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie.  
<https://epub.wupperinst.org/frontdoor/index/index/docId/6656>. Letzter Zugriff: 11 April 2017.
- Schlögl, R. (1998): Kombinatorische Chemie in der heterogenen Katalyse: ein neuer wissenschaftlicher Ansatz oder „des Kaisers neue Kleider“ ? *Angewandte Chemie* 110(17)2467–2470. doi: 10.1002/(SICI)1521-3757(19980904)110:17<2467::AID-ANGE2467>3.0.CO;2-3.
- Schlögl, R. (2015): Heterogene Katalysatoren – fundamental betrachtet. *Angewandte Chemie* 127(11)3531–3589. doi: 10.1002/ange.201410738.
- Schneider, R. E. (2013): Umweltschonende Herstellung von Synthesegas aus Kohlendioxid und Wasserstoff. *CHEManager*. <http://www.chemanager-online.com/themen/energie-umwelt/umweltschonende-herstellung-von-synthesegas-aus-kohlendioxid-und-wasserstoff>. Letzter Zugriff: 26 June 2017.
- Schüth, F. (2006): Heterogene Katalyse. Schlüsseltechnologie der chemischen Industrie. *Chemie in unserer Zeit* 40(2)92–103. doi: 10.1002/ciuz.200600374.
- Schüth, F. (2011): Chemical Compounds for Energy Storage. *Chemie Ingenieur Technik* 83(11)1984–1993. doi: 10.1002/cite.201100147.
- StatBA (2017): Produzierendes Gewerbe - Produktion des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt.
- Teske, S.; Pregger, T.; Simon, S.; Naegler, T.; Graus, W.; Lins, C.; et al. (2012): Energy [R]evolution 2012: A Sustainable World Energy Outlook. No. 4th edition. Amsterdam, Brussels: Greenpeace International, European Renewable Energy Council (EREC), Global Wind Energy Council (GWEC).  
<https://www.greenpeace.org/archive->

international/en/publications/Campaign-reports/Climate-Reports/Energy-Revolution-2012/

- Tian, P.; Wei, Y.; Ye, M.; Liu, Z. (2015): Methanol to Olefins (MTO): From Fundamentals to Commercialization. *ACS Catalysis* 5(3)1922–1938. doi: 10.1021/acscatal.5b00007.
- Tremel, A.; Wasserscheid, P.; Baldauf, M.; Hammer, T. (2015): Techno-economic analysis for the synthesis of liquid and gaseous fuels based on hydrogen production via electrolysis. *International Journal of Hydrogen Energy* 40(35)11457–11464.
- UBA (2012): Methodenkonvention 2.0 zur Schätzung von Umweltkosten. Ökonomische Bewertung von Umweltschäden. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt. [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/uba\\_methodenkonvention\\_2.0\\_-\\_2012\\_gesamt.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/uba_methodenkonvention_2.0_-_2012_gesamt.pdf). Letzter Zugriff: 25 October 2017.
- UBA (2014): Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050. *Climate Change* 07/2014. Dessau: Umweltbundesamt. [www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/climate-change\\_07\\_2014\\_treibhausgasneutrales\\_deutschland\\_2050\\_o.pdf](http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/climate-change_07_2014_treibhausgasneutrales_deutschland_2050_o.pdf). Letzter Zugriff: 09 February 2015.
- UBA (2016): Power-to-Liquids. Potentials and Perspectives for the future supply of renewable aviation fuel. Dessau: Umweltbundesamt.
- USGS (2014): Rhenium. Mineral Commodity Summaries. United States Geological Survey (USGS). <https://minerals.usgs.gov/minerals/pubs/commodity/rhenium/mcs-2014-rheni.pdf>. Letzter Zugriff: 16 August 2017.
- USGS (2016a): Lithium. Mineral Commodity Summaries. United States Geological Survey (USGS). <https://minerals.usgs.gov/minerals/pubs/commodity/lithium/mcs-2016-lithi.pdf>. Letzter Zugriff: 16 August 2017.
- USGS (2016b): Rare Earths. Mineral Commodity Summaries. United States Geological Survey (USGS). [https://minerals.usgs.gov/minerals/pubs/commodity/rare\\_earth/mcs-2016-raree.pdf](https://minerals.usgs.gov/minerals/pubs/commodity/rare_earth/mcs-2016-raree.pdf). Letzter Zugriff: 16 August 2017.
- USGS (2017): Cobalt. Mineral Commodity Summaries. United States Geological Survey (USGS). <https://minerals.usgs.gov/minerals/pubs/commodity/cobalt/mcs-2017-cobal.pdf>. Letzter Zugriff: 16 August 2017.
- Uwe, A.; Patrick, S.; Werner, W.; Reinhold, W.; Werner, Z. (2013): Kraftstoffstudie - Zukünftige Kraftstoffe für Verbrennungsmotoren und Gasturbinen. No. Heft 1031-2013. Frankfurt a.M.: LBST für Forschungsvereinigung Verbrennungskraftmaschinen FVV.

- Varone, A.; Ferrari, M. (2015): Power to liquid and power to gas: an option for the German Energiewende. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 45207–218.
- Voskresenskaya, E. N.; Roguleva, V. G.; Anshits, A. G. (1995): Oxidant Activation Over Structural Defects of Oxide Catalysts in Oxidative Methane Coupling. *Catalysis Reviews* 37(1)101–143. doi: 10.1080/01614949508007092.
- Wehnert, T.; Best, B.; Andreeva, T. (2017): Kohleausstieg - Analyse von aktuellen Diskussionsvorschlägen und Studien. Kurzstudie. Wuppertal: Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH.  
[https://wupperinst.org/fa/redaktion/downloads/projects/Kohleausstieg\\_Metastudie.pdf](https://wupperinst.org/fa/redaktion/downloads/projects/Kohleausstieg_Metastudie.pdf). Letzter Zugriff: 26 April 2017.
- Wilson III, G. R.; Edwards, T.; Corporan, E.; Freerks, R. L. (2013): Certification of alternative aviation fuels and blend components. *Energy & Fuels* 27(2)962–966.
- World Energy Council (2016): *World Energy Scenarios 2016 - The Grand Transition*. London, UK.
- Zavyalova, U.; Holena, M.; Schlögl, R.; Baerns, M. (2011): Statistical Analysis of Past Catalytic Data on Oxidative Methane Coupling for New Insights into the Composition of High-Performance Catalysts. *ChemCatChem* 3(12)1935–1947. doi: 10.1002/cctc.201100186.