Standortplanung für die Herstellung CO_2-basierter Chemikalien am Beispiel der Olefinproduktion

Nils Thonemann*, Sebastian Stießel, Daniel Maga, Markus Hiebel, Boris Dresen, Björn Hunstock, Görge Deerberg und Eckhard Weidner

DOI: 10.1002/cite.201800147

© 2019 The Authors. Published by Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA. This is an open access article under the terms of the Creative Commons Attribution License, which permits use, distribution and reproduction in any medium, provided the original work is properly cited.

Die rohstoffliche Nutzung von CO_2 gewinnt in Anbetracht des Klimaschutzes und als alternative Rohstoffbasis zunehmend an Bedeutung. Sowohl elektrochemische Direktsynthesen als auch thermochemische Verfahren zur CO_2-Konversion gehen mit einem hohen Bedarf an elektrischer Energie einher. Ein Beitrag zum Klimaschutz ist nur im Fall einer CO_2-armen Stromerzeugung möglich, wie sie z. B. durch die Nutzung von Windkraft oder Solarenergie realisiert werden kann. Vor diesem Hintergrund präsentiert der vorliegende Artikel eine Methodik zur Identifizierung von geeigneten Standorten für die CO_2-basierte Produktion von Olefinen in Deutschland.

Schlagwörter: Carbon capture and use, CO_2-Nutzung, CO_2-Quellen, Methanol-to-Olefins, Standortplanung

Eingegangen: 31. August 2018; *revidiert:* 19. Dezember 2018; *akzeptiert:* 01. Juli 2019

Location Planning for the Production of CO_2-Based Chemicals Using the Example of Olefin Production

The use of CO_2 as raw material is increasingly gaining in importance as an option for climate protection and as an alternative raw material feedstock. Both direct electrochemical syntheses and thermochemical processes are associated with a high demand for electrical energy. A contribution to climate protection is only possible in the case of low-carbon power generation, as can be realized, e.g., by wind power or solar energy. This article presents a methodology for identifying suitable sites for the CO_2-based production of olefins in Germany.

Keywords: Carbon capture and use, CO_2 sources, CO_2 use, Location planning, Methanol-to-olefins

1 Einleitung

Kohlendioxid (CO_2) ist ein Treibhausgas, das vor allem beim Verbrennen fossiler Energieträger entsteht. Allerdings gewinnt die rohstoffliche Nutzung von CO_2 u. a. vor dem Hintergrund des Klimaschutzes und als alternative Rohstoffbasis zunehmend an Bedeutung [1 – 7]. Zur rohstofflichen Nutzung wird CO_2 oftmals an Punktquellen, also lokalisierten Emittenten, bei denen CO_2 in großen Mengen und erhöhter Konzentration anfällt, abgeschieden. In einem nächsten Schritt wird das abgetrennte CO_2 mit Wasserstoff (H_2) zu Basischemikalien (z. B. Methanol) bzw. höherwertigen Chemikalien (z. B. Polymeren) umgesetzt. Alternativ zu diesen thermochemischen Verfahren sind elektrochemische Direktsynthesen denkbar. Bei diesen wird bspw. CO_2 und Wasser in einem einstufigen elektrochemischen Verfahren zu C_1 – C_4-Alkoholen umgesetzt. Die Vorteile solcher elektrochemischer Verfahren liegen u. a. in der komplett stromgetriebenen Betriebsweise, der einstufigen Prozessweise sowie der Möglichkeit der dezentralen Produktion [8]. Gemein ist den thermochemischen Verfahren und elektrochemischen Direktsynthesen der erhöhte Bedarf an thermischer und elektrischer Energie [9]. Dieser ist durch die thermodynamische Stabilität und kinetische Trägheit von CO_2 begründet [10]. Thermochemische Verfahren zur CO_2-Kon-

Nils Thonemann, Sebastian Stießel, Dr.-Ing. Daniel Maga, Dr.-Ing. Markus Hiebel, Dr. Boris Dresen, Dr.-Ing. Björn Hunstock, Prof. Dr.-Ing. Görge Deerberg, Prof. Dr.-Ing. Eckhard Weidner
nils.thonemann@umsicht.fraunhofer.de
Fraunhofer UMSICHT, Osterfelder Straße 3, 46047 Oberhausen, Germany.

version benötigen einen reaktionsfreudigen Reaktanden [10]. Dies ist bspw. Wasserstoff, der u. a. über energieintensive Verfahren wie die Wasserelektrolyse hergestellt werden kann [11]. Bei elektrochemischen Direktsynthesen ist die eigentliche Reaktion Treiber der Energieintensität. Deshalb ist eine positive Umweltwirkung der CO_2-Konversion nicht zwangsläufig gegeben [12].

In Anbetracht der Energiewende und der dezentralen Stromversorgung ist emissionsarmer und zeitweise kostengünstiger Strom zukünftig zu erwarten [13 – 15]. Aus ökologischer Sicht ist insbesondere für die CO_2-basierte Chemikalienproduktion die lokale Verfügbarkeit von CO_2 und erneuerbaren Energien (EE) relevant. Der vorliegende Artikel präsentiert daher eine Methodik zur Ableitung von geeigneten Standorten für die CO_2-basierte Chemikalienproduktion in Deutschland unter Berücksichtigung der lokalen Verfügbarkeit von CO_2 und von EE. Die Methodik wird exemplarisch für die CO_2-basierte Olefinproduktion angewandt.

Im folgenden Kapitel werden die Grundlagen zu *Carbon Capture and Utilization* (CCU), zu CO_2-Quellen und -Nutzung sowie zur Wasserstofferzeugung vorgestellt. Darauffolgend werden in Abschn. 3 die Methodik und Vorgehensweise zur Identifikation geeigneter Standorte und in Abschn. 4 die Ergebnisse der Analyse dargestellt. Zudem werden mögliche Standorte für die CO_2-basierte Standortplanung in Deutschland diskutiert. Abschn. 5 fasst die Hauptergebnisse zusammen und diskutiert mögliche Limitationen der Analyse sowie den zukünftigen Forschungsbedarf.

2 Carbon Capture and Utilization

Carbon Capture and Utilization beinhaltet nach von der Assen et al. [16] sowohl die industrielle Abscheidung von prozess- und energiebedingten Abgasen, um konzentriertes CO_2 zu erhalten, als auch eine separate funktionale Nutzung des CO_2. Die industrielle Abscheidung umfasst dabei die Abscheidung von CO_2 direkt aus der Atmosphäre oder aus CO_2-Punktquellen wie bspw. aus fossil befeuerten Kraftwerken. Eine funktionale Nutzung von konzentriertem CO_2 umfasst einen Verwertungsprozess, der über die Speicherung von CO_2 hinausgeht. Dies kann die direkte Verwendung von CO_2 als Produkt (z. B. als Lösungsmittel) oder die Umwandlung von CO_2 in andere Produkte wie Brennstoffe oder chemische Basisprodukte beinhalten. Prozesse, die CO_2 ohne weitere Nutzung lagern, werden als *Carbon Capture and Storage* (CCS) definiert [17].

2.1 CO_2-Quellen

CO_2 fällt in Deutschland an unterschiedlichen Punktquellen, in unterschiedlicher Reinheit und in variierenden Mengen an. In Tab. 1 sind CO_2-Quellen einschließlich der CO_2-Konzentration in der Gasphase bzw. Atmosphäre dargestellt. Annähernd reines CO_2 fällt in größeren Mengen lediglich bei der Ammoniak-, Ethylenoxid- und H_2-Produktion sowie bei der Biogasaufbereitung an. In der Mehrzahl der Industrieanlagen werden Gasgemische mit einer CO_2-Konzentration von 3 – 40 % erhalten. Bei fossil befeuerten Kraftwerken, insbesondere Kohlekraftwerken, muss auf die Laufzeiten dieser Anlagen hingewiesen werden, da ein Ausstieg aus der Verstromung von Braun- und Steinkohle zu erwarten ist [18]. Der CO_2-Anteil in der Luft beträgt ca. 0,04 %. Aus wirtschaftlicher und ökologischer Sicht sind CO_2-Quellen besonders interessant, bei denen CO_2 in hoher Reinheit prozessbedingt freigesetzt wird.

Zur Abtrennung von CO_2 aus Rauchgasen sind vor allem drei Verfahren zu unterscheiden [32]:

- die Rauchgaswäsche (*post combustion*) mit geeigneten Absorptionsmitteln (oftmals Monoethanolamin) bei Dampfkraftwerken,
- die Abtrennung vor der Verbrennung (*pre combustion*) in *Integrated Gasification Combined Cycle* (IGCC)-Kraftwerken und
- die Erzeugung von CO_2-reichen Abgasen durch die Verbrennung mit reinem Sauerstoff anstatt mit Luft (Oxyfuel-Verfahren) bei Dampf-Gaskraftwerken.

Rauchgase können je nach Prozessführung (post oder pre combustion inkl. Wassergasreaktion) neben CO_2 weitere Haupt- und Spurenbestandteile aufweisen. Diese Bestandteile müssen, bevor das CO_2 stofflich genutzt werden kann, durch Aufbereitungsschritte vom CO_2 abgetrennt werden [33]. Insbesondere schwefel- und stickstoffhaltige Spurenver-

Tabelle 1. CO_2-Quellen und Konzentration in der Gasphase bzw. Atmosphäre.

Art der CO_2-Quelle	CO_2-Konzentration in Gasphase [%]	CO_2-Emissionsmenge in D [t a^{-1}]	Anzahl Anlagen in D
Luft	0,04 [19 – 21]	–	
Erdgaskraftwerke	3 – 4 [22, 23]	16 986 000 [24]	56 [24]
Raffinerien und Steamcracker	3 – 13 [22, 23]	23 512 000 [24]	17 [24]
Kohlekraftwerk	12 – 15 [22, 23]	258 351 000 [24]	65 [24]
Integrierte Zellstoff- und Papierfabrik	7 – 20 [25]	7 815 000 [24]	24 [24]
Hütten- und Stahlwerk	17 – 35 [22, 23, 26]	32 355 000 [24]	20 [24]
Zementwerk	14 – 33 [22, 26]	18 450 000 [24]	33 [24]
Ammoniakherstellung	100 [22, 27]	2 175 325 [28]	4 [28]
Ethylenoxidherstellung		284 700 [29]	4 [29]
Biogasaufbereitung		1 153 146 [30]	189 [30]
H_2-Herstellung		2 995 898 [31]	28 [31]

 © 2019 The Authors. Published by WILEY-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim

bindungen (SO_x, NO_x, H_2S) können die Weiterverarbeitung stören, da diese Spurenverbindungen z. B. als Katalysatorgifte wirken können. Bei der CO_2-Abscheidung mittels Absorption (Aminwäsche) steigt durch die Nachrüstung von Kraftwerken mit Aminwäschen der Energiebedarf des Kraftwerks um ca. 25 - 40 % [33], was einem Wirkungsgradverlust von bis zu 12 % entspricht [34].

2.2 CO_2-Nutzung

Durch die stoffliche Verwertung von CO_2-haltigen Emissionen entstehen im Wesentlichen zwei positive Effekte. Zum einen können CO_2-Emissionen in den treibhausgasintensiven Industrien zurückgehalten werden. Zum anderen trägt die stoffliche Nutzung von Kohlenstoffemissionen gegebenenfalls dazu bei, fossile Ressourcen zu schonen und Kohlenstoffkreisläufe zu etablieren, indem sie den Bedarf an Kohlenstoff aus fossilen Rohstoffen wie Erdgas, Erdöl oder Kohle senkt. Zur Nutzung von CO_2 steht eine Vielzahl von Verwertungsstrategien zur Verfügung. Übersichten verschiedener Nutzungspfade auf Basis von CO_2 sind in der Literatur zu finden [35 – 40]. CO_2 findet bereits in der Lebensmittelindustrie als Schutzgas zur Konservierung von Lebensmitteln oder zur Herstellung von Kohlensäure in der Getränkeindustrie Verwendung [41]. Weitere Anwendungsfelder sind die Agrarindustrie (als Düngemittel in Form von reinem CO_2 oder als Input zur Harnstoffproduktion), die Textilbranche, in der CO_2 als Reinigungsmittel eingesetzt wird, oder die Verwendung von CO_2 als Löschmittel in Gaslöschern [3, 41, 42].

In den letzten Jahrzehnten stieg die Bedeutung der Nutzung von CO_2 als Rohstoff für die chemische Industrie und das produzierende Gewerbe [32, 43]. So wurden Technologien (weiter-)entwickelt, mit denen es möglich ist, das reaktionsträge Molekül CO_2 zu aktivieren und in unterschiedlichen Molekülen zu binden. Eine Übersicht mit einer Auswahl an möglichen Syntheserouten, Produkten sowie deren Anwendungsbereiche ist in Abb. 1 dargestellt.

In den Arbeiten von Müller, Otto und Peters et al. [6, 38, 44] wurde die Machbarkeit von thermo-katalytischen Konversionen von CO_2 zu Basischemikalien und Spezialchemikalien untersucht. Während Basischemikalien als Grundbaustein für eine Vielzahl von Downstream-Produkten dienen und so einen großen Absatzmarkt adressieren, eignet sich die Konversion von CO_2 zu Spezialchemikalien aufgrund des oftmals limitierten Markts der Zielprodukte und höherer Gewinnmargen eher für geringere Anlagenkapazitäten. Für die Realisierung von substanziellen Einsparungen fossiler Ressourcen und Treibhausgasemissionen sollten daher zunächst Basischemikalien adressiert werden. Wichtige Basisprodukte der chemischen Industrie sind neben Methanol $C_2 - C_4$-Alkohole. Ammoniak zählt ebenfalls zu den wichtigsten Grundstoffen der chemischen Industrie und ist der Grundbaustein für industriell hergestellte stickstoffhaltige Verbindungen wie Harnstoff, Ammoniumsalze oder Salpetersäure.

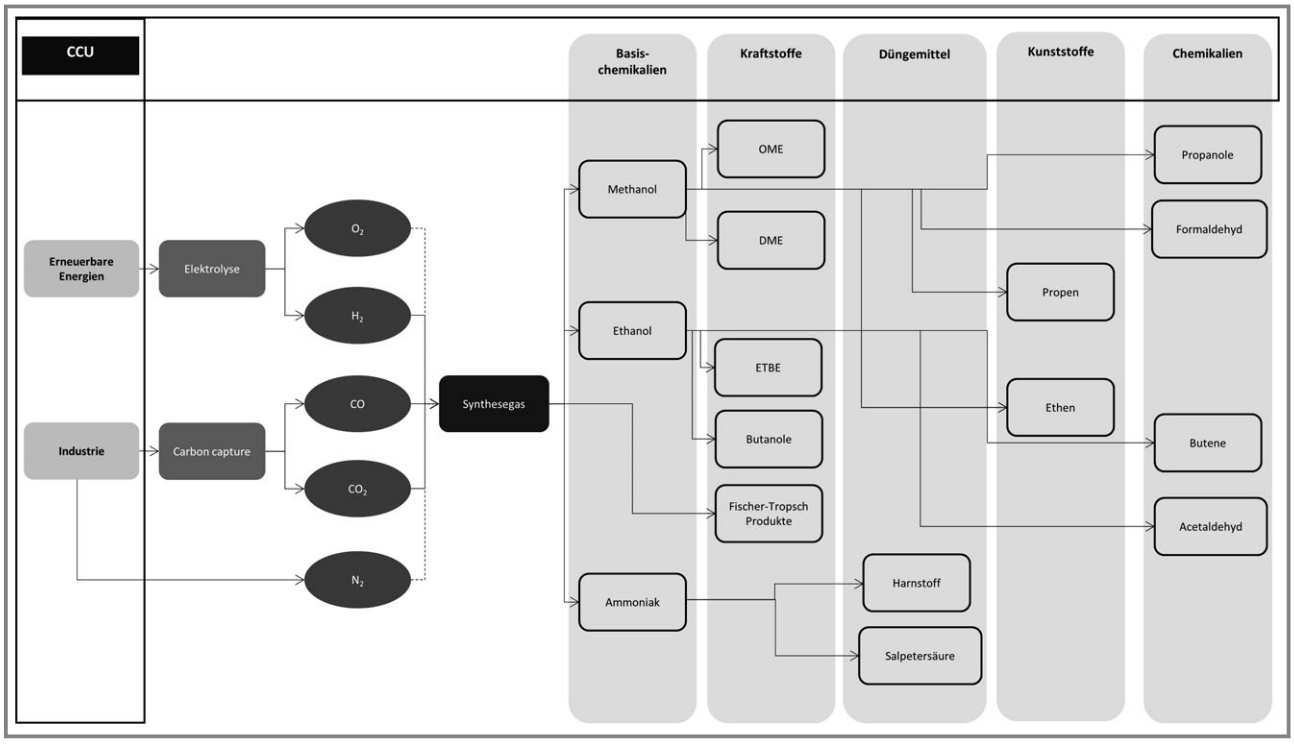


Abbildung 1. Ausgewählte Syntheserouten und Anwendungsbereiche von Produkten in CCU-Konzepten; OME: Oxymethylenether, DME: Dimethylether, ETBE: Ethyl-tert-butylether.

 © 2019 The Authors. Published by WILEY-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim

Große Fortschritte bei der Kommerzialisierung von CO_2-basierten Synthesen sind derzeit bei der Methanolsynthese zu erkennen. Techno-ökonomische Untersuchungen zum Betrieb der CO_2-basierten Methanolsynthese sind unter anderem in Abdelaziz et al., Atsonios et al., Kar et al. und Belotti et al. [45 – 48] zu finden. Neben Methanol werden auch Verfahren der Konversion von CO_2 und H_2 zu Alkoholen ($C_2 - C_4$) entwickelt. Muhler und Kaluza [49] beschreiben den Stand der Technik bei der Umsetzung von Synthesegas zu höheren Alkoholen und der Selektivitätssteigerung zu Ethanol. In vielen industriellen Prozessen ist prozessbedingt durch die Zuführung von Luft im Abgas Stickstoff vorhanden, der bei den bereits erwähnten Post-Combustion-Verfahren neben CO_2 im Gasgemisch für die weitere Verwendung zur Verfügung steht (vgl. Tab. 1). Die Synthese von Stickstoff zu Ammoniak mit elektrolytisch erzeugtem H_2 aus EE und die anschließende Konversion mit CO_2 zu Harnstoff bietet die Möglichkeit, CO_2 zu binden [32, 50]. So könnten fossile Rohstoffe, wie in diesem Fall Erdgas, substituiert werden und prozessbedingte kohlenstoffhaltige Abgasströme genutzt werden.

2.3 Wasserstoffbereitstellung aus erneuerbaren Energien

Aufgrund der Reaktionsträgheit von CO_2 werden für CO_2-basierte Syntheseverfahren große Mengen an Energie benötigt [44]. Diese Energie kann durch den Reaktionspartner H_2 bereitgestellt werden. Die Verwertung von CO_2 zur Herstellung chemischer Grundstoffe kann gegenüber der konventionellen Produktion der Stoffe nur dann nennenswerte CO_2-Reduktionen erzielen, wenn die notwendige Energie, in diesem Fall also die Bereitstellung von H_2, weitestgehend CO_2-neutral erfolgt. Ein erprobtes Verfahren zur Herstellung von H_2 ist die Wasserelektrolyse [51]. Dazu wird durch Anlegen einer elektrischen Spannung Wasser in seine Bestandteile H_2 und O_2 zerlegt. Kann der notwendige Strom durch EE bereitgestellt werden, so kann H_2 annähernd CO_2-frei produziert werden. Bei der Wasserelektrolyse kann grundsätzlich zwischen den Varianten der alkalischen Elektrolyse, der Polymerelektrolytmembran-Elektrolyse (PEM-Elektrolyse) und der Hochtemperatur-Dampf-Elektrolyse unterschieden werden [32]. Bei der seit Ende des 19. Jahrhunderts kommerziell betriebenen Chloralkali-Elektrolyse wird in einer endothermen Reaktion in Wasser gelöstes Natrium- oder Kaliumchlorid elektrolysiert, um Chlor, Natron- oder Kalilauge herzustellen. Wasserstoff fällt hier als Nebenprodukt an. Eine Übersicht aktueller Systeme zur Wasserelektrolyse sowie deren Hersteller ist bei Buttler und Spliethoff [52] zu finden.

Der Kapazitätszubau von EE-Anlagen, bedingt durch globale Klimaschutzziele, hat in den letzten Jahren stark zugenommen und dazu geführt, dass zeitweise mehr Strom produziert wird, als von den Verbrauchern benötigt wird [15, 53 – 58]. Um diese nicht genutzten Strommengen zu speichern, werden verschiedene Speichertechnologien diskutiert [56, 57]. Eine vielversprechende Variante ist es, diesen Strom in Form chemisch gebundener Energieträger wie H_2 zu speichern. Der elektrolytisch produzierte H_2 kann dann entweder energetisch oder stofflich genutzt werden.

Die Bereitstellung der Energie für die H_2-Produktion wird über das Stromnetz gewährleistet. Aus dem Netz bezogener Strom lässt sich aufgrund der Homogenität des Produkts allerdings nicht eindeutig der erzeugten Quelle zuordnen. Das bedeutet, dass nicht definiert ist, ob der gerade verbrauchte Strom in einem Braunkohlekraftwerk oder mittels Photovoltaikanlagen erzeugt wurde. Die Konsequenz ist, dass der aus dem Netz bezogene Strom immer ein Abbild des aktuellen Erzeugerparks ist. Durch die Nutzung von lokal erzeugter EE könnte hingegen, ähnlich wie bei der Eigenstromnutzung häuslicher Photovoltaikanlagen, auf den Bezug von Graustrom aus dem Netz teilweise verzichtet und ein hoher Anteil an selbst erzeugtem regenerativen Strom genutzt werden. Neben diesem Vorteil könnten durch die reduzierte Netznutzung lokale Netzengpässe (bedingt durch punktuell erhöhte Einspeisung von EE) vermieden und so ggf. lokale Abregelungen von EE reduziert werden. Ein weiterer Aspekt in diesem Zusammenhang ist die Möglichkeit, dass durch die Herstellung von regenerativem H_2 und der anschließenden stofflichen Nutzung CO_2-arme Rohstoffe für andere Sektoren bzw. Branchen wie Mobilität, Chemie oder produzierendes Gewerbe bereitgestellt werden können.

Für die Kalkulation der notwendigen Strommengen für die Wasserstoffproduktion wurde ein alkalisches Elektrolysesystem mit einem spezifischen Stromverbrauch von $5\,kWh\,Nm^{-3}$ H_2 zugrunde gelegt [58]. Aktuelle Prognosen für das Jahr 2030 sagen spezifische Stromverbräuche von $3{,}9 - 4{,}2\,kWh\,Nm^{-3}$ H_2 voraus [59]. Für die Bilanzierung der notwendigen EE wird das H_2-Bereitstellungspotenzial definiert. Es beschreibt die potenzielle Menge an Strom aus EE zur Herstellung des H_2-Bedarfs für definierte Anlagen.

3 Methodisches Vorgehen

Das methodische Vorgehen zur Ermittlung von Standorten zur CO_2-basierten Chemikalienproduktion nutzt die Definition und Anwendung von Kriterien. Folgende Kriterien werden berücksichtigt:

1) CO_2-basierte Produkte und zugehörige CCU-Technologie,
2) Art und regionale Verfügbarkeit von CO_2-Quellen,
3) regionale EE-Potenziale.

Die methodische Vorgehensweise zur Ermittlung von geeigneten Standorten ist in Abb. 2 dargestellt. Das erste Kriterium dient der Auswahl der CCU-Technologie. Es werden dabei ausschließlich CCU-Technologien betrachtet, die bereits kommerziell umgesetzt wurden. Eine CCU-Technologie ist die Konversion von $CO/CO_2/H_2$-haltigen Abgasen zu Propen und Ethen über das Zwischenprodukt Methanol.

 © 2019 The Authors. Published by WILEY-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim

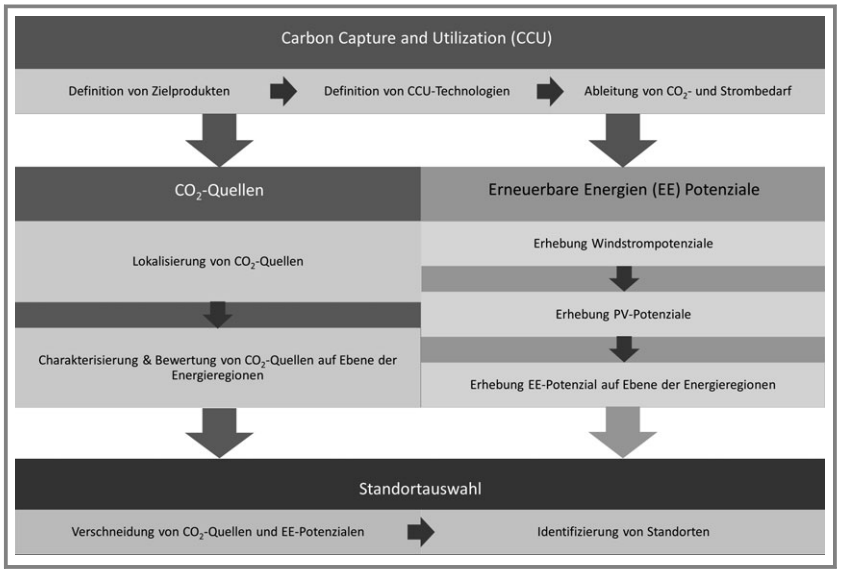


Abbildung 2. Methodisches Vorgehen zur Ermittlung von CCU-Standorten.

Sowohl die CO_2-basierte Methanolsynthese als auch die Synthese von Methanol zu Olefinen werden bereits kommerziell betrieben und weisen einen hohen Technologiereifegrad auf [42, 60, 61]. Verfahren zur Herstellung von Olefinen aus Methanol werden auch als MTO (Methanol-to-Olefins)-Prozesse bezeichnet [62]. Eine besondere Verfahrensvariante mit erhöhter Selektivität zum Zielprodukt Propen ist das von Lurgi (heute Air Liquide) entwickelte Methanol-to-Propylene (MTP™)-Verfahren [63]. Kommerzielle MTO- und MTP-Anlagen sind bisher lediglich in China zu finden. Grund dafür ist die hohe Verfügbarkeit von günstigem Erdgas und Kohle zur Herstellung eines Synthesegases. Die größten MTO-Anlagen besitzen Kapazitäten von 600 – 800 kt Propen und Ethen pro Jahr [61]. Air Liquide betreibt aktuell drei MTP-Anlagen mit Propen-Kapazitäten von jeweils rund 500 kt a^{-1} [61, 63]. Aufgrund der im Vergleich zu anderen CCU-Technologien bereits stark umgesetzten Technologie wird diese für die Standortanalyse verwendet. Für die Fokussierung auf die CO_2-basierte Herstellung von Propen und Ethen spricht zudem die bereits vorhandene Infrastruktur zur Distribution in Deutschland und Europa. So könnten neue Prozesse effizienter in die bisherigen Wertschöpfungsketten der Produkte integriert werden. Betreibergesellschaften der Propen- und Ethenpipeline sind die in Duisburg ansässigen Firmen ARG mbH & Co. KG (Ethen) und PRG Propylenpipeline Ruhr GmbH & Co. KG (Propen). Technische Daten der Pipelines sind den jeweiligen Internetauftritten zu entnehmen.

Olefine werden traditionell durch Rektifikation und Cracken von Erdöl gewonnen [64]. Dabei wird das Erdöl zunächst durch atmosphärische und Vakuumdestillation in verschiedene Fraktionen zerlegt. Etwa 10 % des Rohöls werden dabei zu Naphtha für die chemische Industrie rektifiziert [65]. Anschließend erfolgt die Konversion der Naphtha-Fraktion durch Spaltung schwerer, langer Kohlenwasserstoffketten in leichte, kürzere Kohlenwasserstoffmoleküle (Cracken).

Ausführliche Gegenüberstellungen der Energiebedarfe und CO_2-Emissionen der verschiedenen Herstellverfahren von Ethen und Propen auf Basis von Erdöl, Erdgas, Schiefergas, CO_2 oder Biomasse sind in [66, 67] dargestellt. Große Produktionsstätten der Petrochemie mit Raffinerien, Steamcrackern sowie den notwendigen Pipelines für Erdöl, Ethen und Propen in Deutschland sind in [68] zu finden.

Zur Identifizierung und Dimensionierung möglicher Standorte für die Erzeugung von Olefinen aus CO_2, sind in Abb. 3 die notwendigen Massen- und Energieströme für die Produktion von 1 t Olefine dargestellt. Sie adressieren den CO_2-Bedarf (Kriterium 2) und den Bedarf an Strom aus EE (Kriterium 3). Der Energieaufwand für die Bereitstellung von CO_2 ist nicht enthalten, da er von der CO_2-Quelle und dem jeweiligen Abtrennprozess abhängt (s. dazu Abschn. 2.1). Zudem wurde in Ökobilanzstudien gezeigt, dass die größte Umweltwirkung mit der Bereitstellung von H_2 einhergeht [56]. Für die Standortwahl wurden ebenfalls der Wasserbedarf und der produzierte Sauerstoff aus der Elektrolyse nicht weiter berücksichtigt.

Der Bedarf an elektrischer Leistung für die Produktion von H_2 und den Betrieb der Anlagen sowie der notwendigen Mengen an CO_2 sind auf eine Tonne Olefine[1)] normiert, um einen Vergleich zur konventionellen Herstellung zu ermöglichen. Die in Abb. 3 ausgewiesen Energiebedarfe berücksichtigen thermische und elektrische Energie, die für die jeweiligen Teilprozesse notwendig sind. Lediglich bei der Elektrolyse wurde angenommen, dass ausschließlich elektrische Energie als Betriebsmittel eingesetzt wird.

Das Produktspektrum im MTP-Prozess nach Lurgi setzt sich aus 67 % Propen, 3 % Ethen und 30 % *liquefied petroleum gas* (LPG) und Leichtbenzin zusammen [63]. Für die weiteren Kalkulationen wird eine Produktverteilung des MTO-Prozesses nach Jasper und El-Halwagi [62] von 64 % Propen und 36 % Ethen angenommen.

Zur Berücksichtigung des zweiten Kriteriums CO_2-Quellen wurden mithilfe einer systematischen Literaturanalyse industrielle CO_2-Quellen ermittelt [69, 70]. Die Standorte, Mengen und Qualität der CO_2-Punktquellen in Deutschland werden mithilfe des europäischen Schadstofffreisetzungs- und -verbringungsregisters (E-PRTR) erhoben [24].

1) Der Begriff Olefine wird im Folgenden für die Zusammensetzung von 0,643 t Propen und 0,357 t Ethen verwendet.

 © 2019 The Authors. Published by WILEY-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim

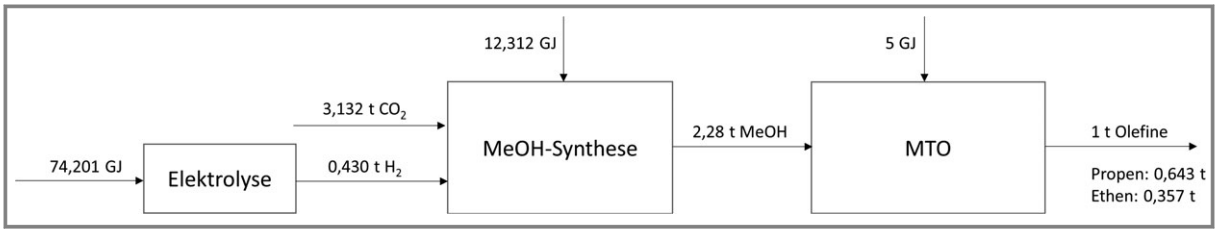


Abbildung 3. Schematische Darstellung der Stoffstrom- und Energieflüsse für den MTO-Prozess auf Basis von CO_2-basiertem Methanol mit elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff.

Darüber hinaus werden für nicht meldungspflichtige Anlagen (z. B. Biomethananlagen) weitere Literaturquellen herangezogen [28 – 31]. Eine Klassifizierung von CO_2-Quellen wird anhand der CO_2-Reinheit vorgenommen und entspricht den in Tab. 1 angegebenen CO_2-Konzentrationen.

Für das dritte Kriterium EE-Potenziale wird ein technisches Potenzial für die Bereitstellung von EE ermittelt. Ziel ist die Ermittlung der generellen Eignung von EE in einer Region, um vergleichende Aussagen für die Vorzüglichkeit von Anlagenstandorten für die Herstellung CO_2-basierter Chemikalien in die Standortplanung integrieren zu können. Dazu wird auf die Arbeiten von Fraunhofer-UMSICHT und Fraunhofer-IOSB/AST zurückgegriffen [71, 72]. Das technische Potenzial bildet einen Teil des theoretischen Potenzials ab, bei dem restriktive Faktoren herangezogen werden, die bestimmte Flächen einer Region ausschließen. Zur Ermittlung des technischen Potenzials wurden als Ausschlussgründe geografische Gegebenheiten sowie topologisch und infrastrukturell bedingte Flächenverfügbarkeit berücksichtigt. Rechtliche Restriktions- und Abstandsregelungen wie Schutzgebiete oder Pufferdistanzen zu Siedlungsgebieten und Infrastruktureinrichtungen sind ergänzend in die Analysen eingeflossen [76]. Weiterhin wird auf Kennzahlen der einsetzbaren technischen Anlagen, die direkten Einfluss auf die Leistungsdaten ausüben, und Kennzahlen, die sich auf Platzierungsmöglichkeiten und Raumbedarf der Anlagen auswirken, wie die Nabenhöhe und Rotordurchmesser von Windenergieanlagen, zurückgegriffen. Unterschieden wird zwischen der installierten Leistung von Wind- und PV-Anlagen sowie dem noch zur Verfügung stehenden Ausbaupotenzial der EE.

Die Methodik der Flächenermittlung und Potenzialbestimmung der Windenergie folgt zumeist einer festgelegten Abfolge, wie sie z. B. in Studien im Auftrag des Bundesverbands WindEnergie e.V. [73] oder dem Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen [74] durchgeführt wurden. Die Ermittlung der Potenziale für die Nutzung der Windkraft erfolgte mithilfe der folgenden Analysen: Restriktionsanalyse, Windhöffigkeitsanalyse und Energieertragsanalyse. Auf den identifizierten geeigneten Flächen werden fiktive Windenergieanlagen (WEA) platziert. Über die jeweiligen Anlagenparameter können die Anzahl installierbarer Anlagen, die installierbare Leistung und die zugehörigen Energieerträge an den WEA-Standorten berechnet werden.

Das Solarpotenzial zur Stromerzeugung berücksichtigt das Dachflächen- und Freiflächensolarpotenzial. Für die Analyse potenzieller PV-Freiflächenstandorte wurden diejenigen Flächen selektiert, die grundsätzlich für die Ansiedlung eines Solarparks zur Produktion von förderungswürdigem Strom im Sinne des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) geeignet sind. Hierzu zählen u. a. Randstreifen entlang von Autobahnen und Schienenwegen, Halden oder auch Parkplatzflächen [75]. Von diesen Flächen wurden anschließend diejenigen Bereiche ausgeschlossen, die aufgrund ihrer spezifischen Eigenschaften nicht als Solarpark in Frage kommen. Ausgeschlossen sind bspw. Flächen, die unter Naturschutz stehen, nach Norden ausgerichtet sind, in unmittelbarer Nähe zu Verschattungsobjekten wie z. B. Waldflächen oder Gebäuden liegen oder eine festgelegte Mindestgröße unterschreiten. Für die verbleibenden Flächen wurden unter Berücksichtigung der geographischen Lage die installierbare Modulfläche und der potenzielle Stromertrag aus Informationen über Sonnenscheindauer bzw. der Globalstrahlung bestimmt. Eine komplette Einzelanalyse aller Dachflächen in Deutschland wäre zu daten- und zeitaufwendig, so dass eine aggregierte Form der Analyse angewendet wurde. Das Potenzial der Aufdachanlagen für Photovoltaik wurde anhand der Siedlungsstruktur bestimmt. Dafür wurden Modellregionen untersucht, Potenziale von typischen Siedlungsstrukturen für Wohnen, Gewerbe- und Industriegebiete, Stadtzentrum/City und ländliche Gebiete bestimmt und diese Ergebnisse auf den Gebäudebestand Deutschlands hochgerechnet [75].

Nach Anwendung dieser Vorgehensweise ergibt sich ein Gesamtpotenzial von 6975 TWh, was einem sehr optimistischen Potenzial im Vergleich zur prognostizierten Nettostromerzeugung von 3000 TWh im Jahr 2050 des Umweltbundesamtes [76] entspricht. Die durch die Methodik ermittelten Potenziale sind somit als hoch einzuschätzen. Die ermittelten Potenziale liegen über den Windpotenzialen, die durch das IWES oder das UBA bestimmt wurden [73, 77]. So liegt die installierbare Leistung mit 2459 GW deutlich über dem durch das UBA ermittelte Windpotenzial von 1188 GW [77] und 1500 GW, die das IWES angibt [73]. Dies ist insbesondere in weniger restriktiven Annahmen zur Nutzung der Windenergie auf Waldflächen begründet, wodurch die potenzielle nutzbare Fläche auf 30 % der Ladefläche ansteigt (IWES: 22 %). Zudem schließt das Potenzial viele Windparks mit dicht stehenden Anlagen ein.

 © 2019 The Authors. Published by WILEY-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim

Für die Standortanalyse zur CO_2-basierten Olefinproduktion wurden drei Szenarien entwickelt (s. Tab. 2). In Szenario 1 werden Standorte gesucht, an denen der Anlagenverbund aus Methanol- und MTO-Anlage mit ausreichend CO_2 und EE für 800 kt Olefine pro Jahr versorgt wird. Szenario 2 untersucht existierende Raffineriestandorte und deren potenzielles Produktionsvolumen an CO_2-basierten Olefinen. Vorteil der Integration in bestehende Raffineriestandorte ist, dass die benötigte Infrastruktur zur Distribution der Olefine bereits vorhanden ist. In Szenario 3 wird die deutschlandweite Substitution von erdölbasierter durch CO_2-basierter Olefinproduktion untersucht. Hierbei wird von einem jährlichen Produktionsvolumen von Ethen und Propen in Deutschland von 9094 kt ausgegangen [78].

Mithilfe der Verwendung von Geoinformationssystemen (GIS) werden unter Berücksichtigung der regional verfügbaren Menge an CO_2 entsprechend der szenariospezifischen Angaben aus Tab. 2 sowie der regionalen potenziellen Verfügbarkeit von EE potenziell geeignete Standorte für MTO-Anlagen ermittelt. Hierfür werden auf Ebene der Energieregionen die CO_2-Punktquellen und das EE-Potenzial räumlich abgeglichen. Die Einteilung nach Energieregionen wird dabei wie in [71] vorgenommen. Diese beruht neben der Siedlungsdichte auf dem Grad der Zentralisation. Insgesamt wurden so 146 Energieregionen in Deutschland definiert. Weitere Standortfaktoren wie Verfügbarkeit von Arbeitskräften etc. werden nicht betrachtet, müssten aber im Fall einer konkreten Standortanalyse Berücksichtigung finden.

4 Ergebnisse und Diskussion

Zur Analyse der Verteilung von industriellen CO_2-Quellen und zur Standortplanung zukünftiger Chemieanlagen mit CO_2-Nutzung wurden zwei Übersichtskarten mit Darstellung der CO_2-Punktquellen entwickelt (s. Abb. 4). Die Karten geben eine Übersicht über die räumliche Verteilung der CO_2-Punktquellen und der zur Verfügung stehenden CO_2-Mengen.

Tabelle 2. Szenarienbeschreibung.

	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
Kurzbeschreibung	Installation der derzeit kommerziell größten betriebenen Anlage	zusätzliche CO_2-basierte Produktion an Raffineriestandorten	Substitution der gesamten deutschen Ethen- und Propenproduktion
Olefinproduktion [kt a^{-1}]	800 (515 kt Propen, 285 kt Ethen)	abhängig von der standortspezifischen CO_2-Emissionsmenge	9166 (5156 kt Propen, 4010 kt Ethen)
Methanolproduktion [kt]	1824		20 898
CO_2-Bedarf [kt a^{-1}]	2510		28 538
H_2-Bedarf [kt a^{-1}]	345		3920
Strombedarf [GWh a^{-1}]	21 280		243 816

Die Übersichtskarte zu Punktquellen mit geringer CO_2-Konzentration im Rauchgas (≤ 35 %) für Braunkohlekraftwerke, Steinkohlekraftwerke, Erdgaskraftwerke, Raffineriekraftwerke, Hüttengaskraftwerke, Müllverbrennung, Stahl- und Eisenproduktion, Zementherstellung und die Zellstoff- sowie Papierherstellung basieren auf den Daten meldepflichtiger Betreiber aus dem E-PRTR zum Bezugsjahr 2015 [24]. Nach Europäische Union [79] sind alle Betreiber von Betriebseinrichtungen ab einem Schwellenwert für die Freisetzung von CO_2 in die Luft in Höhe von 100 kt a^{-1} zur jährlichen Berichterstattung von emittierten CO_2-Mengen an ihre zuständige Behörde verpflichtet. Darunter fielen im Jahr 2015 397 Emittenten aus 41 verschiedenen Wirtschaftszweigen [24]. Die Anzahl der Emittententypen wurde anhand des Mindestbeitrags von 1 % zur Gesamtemissionsmenge auf 20 verschiedene CO_2-Punktquellentypen und 351 Emittenten reduziert.

Abb. 4 (rechts) fasst die entsprechende Verteilung industrieller CO_2-Punktquellen mit geringer Konzentration (≤ 35 %) für Deutschland zusammen. Die Grafik verdeutlicht, dass in Deutschland mengenmäßig CO_2-Emissionen aus Braunkohlekraftwerken (162 105 kt a^{-1} CO_2) und Steinkohlekraftwerken (96 246 kt a^{-1} CO_2) dominieren, bei denen CO_2 jedoch in geringer Konzentration vorliegt. Weiterhin ist zu erkennen, dass in Nordrhein-Westfalen ein Großteil der Emittenten mit geringer CO_2-Rauchgaskonzentration sowohl mengenmäßig (187 283 kt a^{-1} CO_2) als auch zahlenmäßig (104 Emittenten) verortet ist. Für Nordrhein-Westfalen stellt die CO_2-Nutzung zudem eine besonders interessante Option dar, da hier CO_2-Emittenten und Abnehmer in räumlicher Nähe zueinander liegen [65]. Zudem sind Anlagen vorhanden, bei denen eine CO_2-Abtrennung prozessbedingt ohnehin erfolgt (z. B. Ammoniakherstellung) [80].

Neben der prozessbedingten Abtrennung bei Ammoniakanlagen fällt ebenfalls bei der Biomethan-, Ethylenoxid- und H_2-Produktion hochreines CO_2 an. Nach Industrieverband Agrar [28] wurde im Jahr 2015 an vier Standorten in Deutschland Ammoniak produziert. Daneben bestehen laut der Deutschen Energie-Agentur [29] 189 Biogasanlagen mit Gasaufbereitung. Rebsdat und Mayer [30] identifizierten vier Standorte der Ethylenoxidproduktion und Maisonnier et al. 28 Standorte, an denen H_2 mittels Dampfreformierung von Methan hergestellt wird. Die Standorte der CO_2-Punktquellen mit hohem CO_2-Gehalt sind in Abb. 4 links gezeigt. Zu erkennen ist eine weiträumige Verteilung der CO_2-Punktquellen mit hohen CO_2-Anteilen (100 %). Insbesondere die hohe Dichte an CO_2-Punktquellen in Niedersachsen (34 Standorte) und Sachsen-Anhalt (33 Standorte) ist hervorzuheben. H_2-Anlagen

 © 2019 The Authors. Published by WILEY-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim

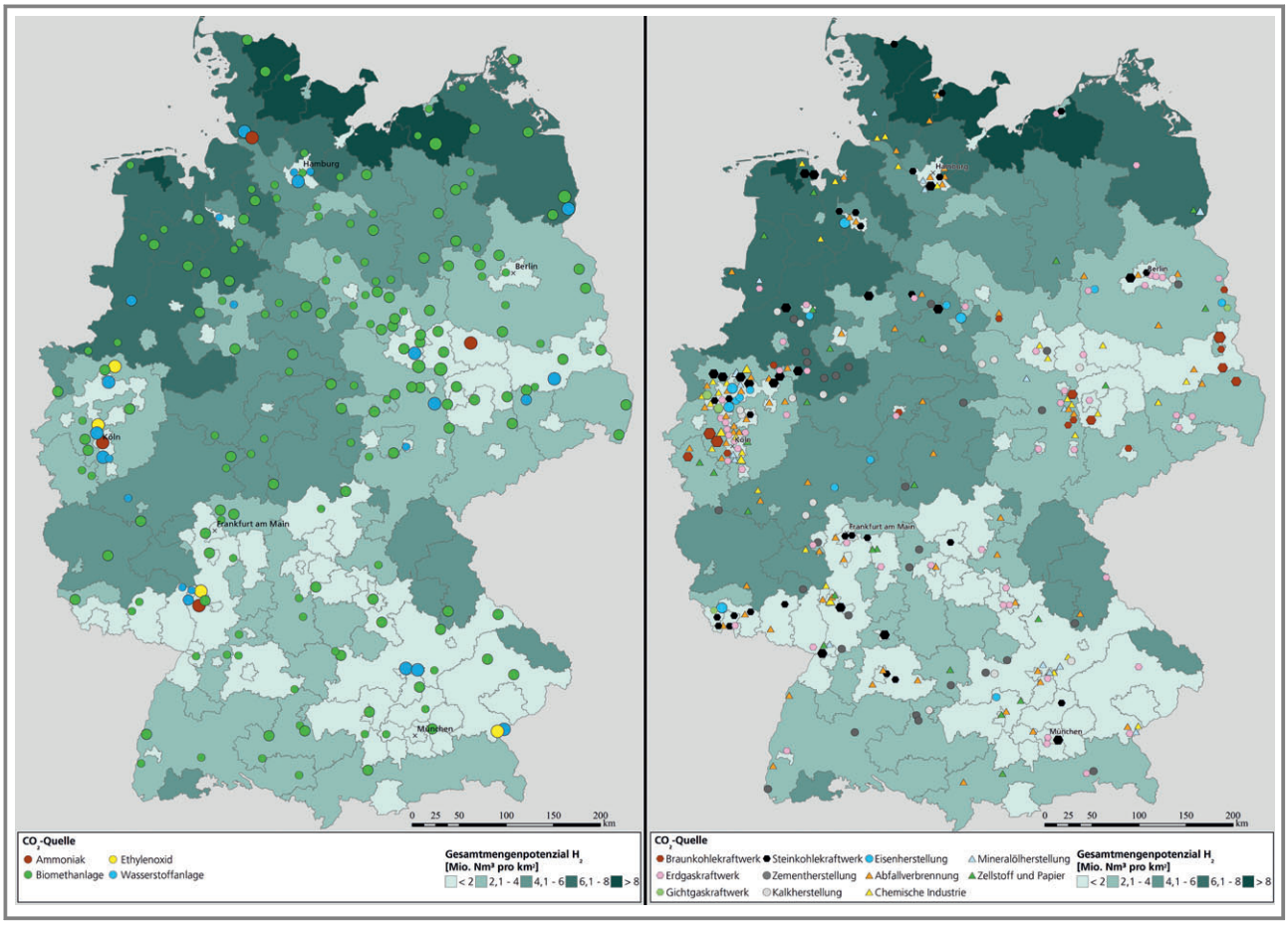


Abbildung 4. Verteilung der CO_2-Punktquellen im Jahr 2015 (links: Quellen mit hoher CO_2-Konzentration im Gasgemisch (≈ 100 %); rechts: Quellen mit geringer Konzentration (≤ 35 %)).

(2996 kt a^{-1}), Ammoniakanlagen (2175 kt a^{-1}) und Biomethananlagen (1153 kt a^{-1}) stellen die höchsten Beiträge zu den gesamten CO_2-Emissionen (6609 kt a^{-1}) bei den Quellen mit hoher CO_2-Konzentration dar.

Die Nutzung von reinem CO_2, das bei der Ammoniak-, Ethylenoxid-, Biomethan- und H_2-Produktion entsteht, ist sowohl aus ökologischer als auch ökonomischer Sicht sinnvoller, da aufwendige Aufbereitungsschritte – die mit einem erhöhten Energiebedarf einhergehen – vermieden werden. Allerdings beträgt der mengenmäßige Anteil an industriellen CO_2-Quellen mit hoher Konzentration an der Gesamtheit aller CO_2-Punktquellen lediglich 1,46 %. Die derzeit größte Punktquelle mit hochkonzentriertem CO_2 (Ammoniakanlage) emittiert bis zu 850 kt a^{-1} CO_2 und erlaubt somit lediglich die Produktion von 270 kt a^{-1} Olefine. Diese im Vergleich zu kommerziell etablierten MTO-Anlagen mit einer Produktionskapazität von ca. 800 kt a^{-1} Olefine kleineren Anlagen wären vermutlich im Standalone-Betrieb nicht konkurrenzfähig, wie eine Analyse der in China bestehenden Anlagen zeigt [61]. Aus diesem Grund werden für die untersuchten Szenarien lediglich CO_2-Punktquellen mit geringer CO_2-Konzentration für die Identifizierung von Standorten berücksichtigt. Im Folgenden werden die drei untersuchten Szenarien (vgl. Tab. 2) zur Bewertung möglicher Standorte für CO_2-basierte Synthesen vorgestellt und ausgewertet.

4.1 Szenario 1: 800-kt MTO-Anlage

Die Standorte für die potenzielle Produktion von 800 kt Olefinen pro Jahr sind in Abb. 5 mit Punkten dargestellt. Ausgewiesen sind nur solche Standorte, bei denen die aggregierte CO_2-Menge und das EE-Potenzial in der Energieregion ausreicht, um den spezifischen Bedarf an CO_2 und H_2 der derzeit größten installierten MTO-Anlage (800 kt a^{-1} Olefine) zu decken. Neben den Standorten sind zudem die Ethen- und Propen-Pipelines eingezeichnet. Weiterhin spiegeln die Grautöne in der Abbildung das H_2-Bereitstellungspotenzial in vordefinierten Energieregionen wider. Hierbei bedeutet ein dunkler Grauton ein größeres Potenzial zur H_2-Produktion. Die potenziell produzierbare Menge an H_2 wurde hinsichtlich des H_2-Bedarfs geprüft und es zeigte sich, dass in allen deutschen Energieregionen die benötige H_2-Menge für

 © 2019 The Authors. Published by WILEY-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim

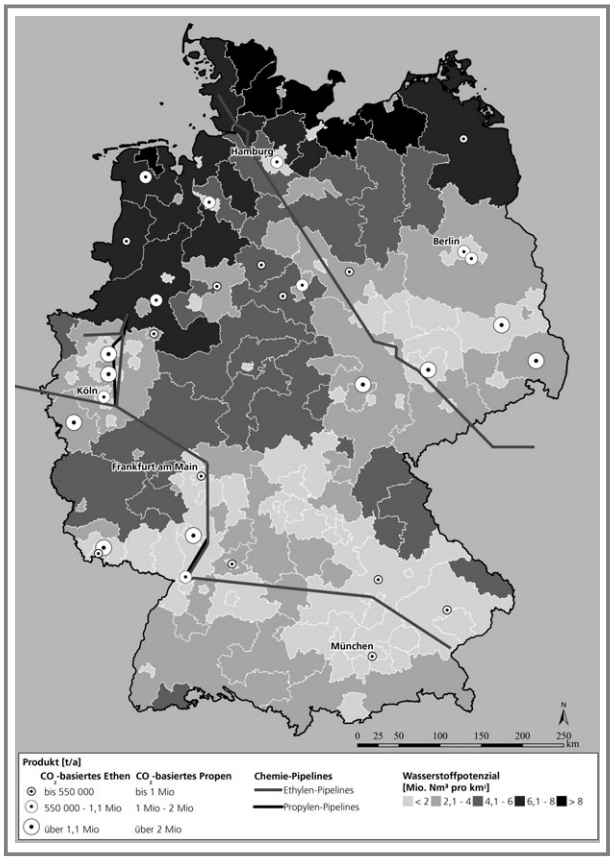


Abbildung 5. Potenzielle Standorte für 800-kt MTO-Anlagen (Szenario 1). CO_2-Mengen aus verschiedenen Anlagen aus der Region sind hier aggregiert und in der Region zentriert dargestellt.

die Synthesen bereitgestellt werden kann, wenn die Verwendung des EE-Stroms durch andere Sektoren und für andere Zwecke ausgeblendet wird.

Besonders interessante Standorte sind vor allem solche, an denen das Olefin-Produktionspotenzial groß ist und wo eine Anbindung an die Ethen- und Propen-Pipeline gegeben ist (s. a. Szenario 2). Diesen Anforderungen entsprechen vor allem die Standorte in NRW mit direktem Anschluss an die Pipelines. Exemplarisch sind hier die Produktionsstandorte der ThyssenKrupp Steel Europe AG im Duisburger Norden, die Werke der Oxea GmbH in Oberhausen, die Ruhr Oel GmbH in Gelsenkirchen, die INEOS Köln GmbH oder die Werke der Basell Polyolefine GmbH in Wesseling zu nennen. Lediglich das H_2-Bereitstellungspotenzial ist dort geringer einzuschätzen als bspw. in den meisten EE-Regionen in Norddeutschland. Bevorzugt sind ebenso Standorte in der Nähe von Hamburg wie das Vattenfall Kraftwerk Moorburg und die Holborn Europa Raffinerie. Für diese Standorte sind ebenfalls gute Distributionswege über die Pipeline verfügbar und es besteht Kontakt zu einer Energieregion mit hohem H_2-Bereitstellungspotenzial.

4.2 Szenario 2: Raffineriestandorte

Geeignete Standorte für die Produktion von Olefinen, die sich in unmittelbarer Nähe zu bestehenden Raffinerien befinden, sind in Abb. 6 mit Dreiecken gekennzeichnet. Dabei wird ausschließlich das in den Raffinerien anfallende CO_2 zur potenziellen Produktion von Olefinen berücksichtigt. Daraus ergeben sich Anlagenkapazitäten von weniger als 800 kt. Die potenziell produzierbare Menge an H_2 wurde geprüft und es zeigte sich, dass in allen Energieregionen die benötige Menge an H_2 für die Synthesen bereitgestellt werden kann, wenn die Verwendung des EE-Stroms durch andere Sektoren und für andere Zwecke ausgeblendet wird.

Insbesondere die Raffineriestandorte sind zu bevorzugen, an denen das Olefinproduktionspotenzial hoch ist. Eine Anbindung an die Ethen- und Propen-Pipeline ist bei allen identifizierten Standorten bis auf zwei gegeben. Vor allem die Raffinerien nördlich von Köln emittieren eine große Menge an CO_2 und eignen sich somit besonders für die CO_2-basierte Produktion von Olefinen. In Niedersachsen und Brandenburg befindet sich jeweils ein Standort, der sich nicht in unmittelbarer Nähe zur Ethen- und Propen-Pipeline befindet. Sollten hier CO_2-basierte Olefine hergestellt werden, müsste zunächst ein Pipelineanschluss hergestellt

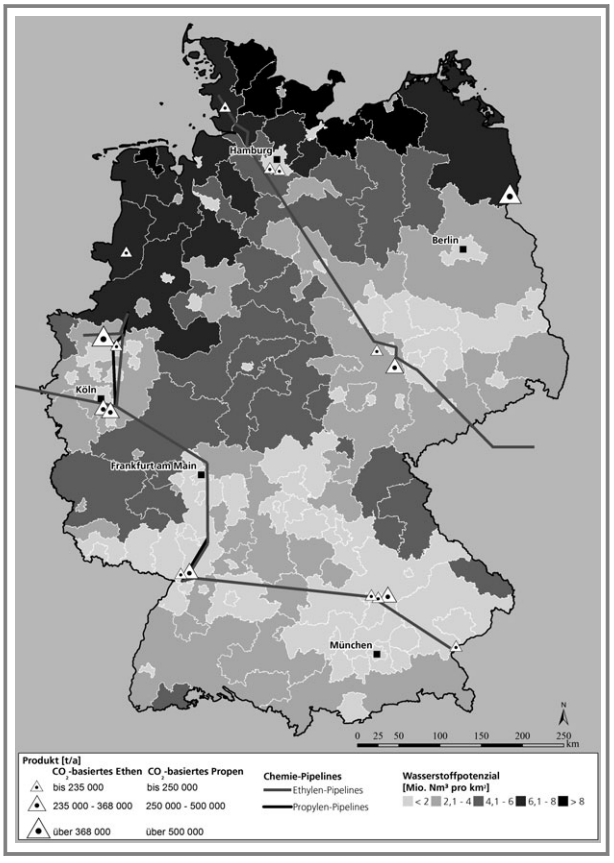


Abbildung 6. Raffineriestandorte für potenzielle MTO-Anlagen (Szenario 2); verfügbare CO_2-Menge aus Mineralölverarbeitung.

 © 2019 The Authors. Published by WILEY-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim

werden. Insbesondere der Standort in Brandenburg wäre aufgrund der hohen potenziellen Produktionskapazitäten interessant.

Bei Raffinieren handelt es sich um CO_2-Punktquellen mit einer geringeren Konzentration an CO_2 im Rauchgas. Aus diesem Grund muss bei der konkreten Standortplanung der Energiebedarf für die Abscheidung von CO_2 aus dem Rauchgas Berücksichtigung finden. Gegebenenfalls kann der Energiebedarf durch die Nutzung von überschüssiger Wärme am Standort gedeckt werden.

4.3 Szenario 3: Substitution der petrochemischen Olefine in Deutschland

Soll der gesamtdeutsche Bedarf an Propen und Ethen durch eine CO_2-basierte Synthese gedeckt werden, sollte angestrebt werden, diesen Bedarf an möglichst wenigen Standorten bereitzustellen, um von Skaleneffekten bei großen Anlagen zu profitieren. Um den gesamten Bedarf an Propen und Ethen in Deutschland (9166 kt a^{-1}) CO_2-basiert zu produzieren, werden insgesamt 28 538 kt a^{-1} CO_2 benötigt. Die größte CO_2-Punktquelle in Deutschland ist das Kraftwerk Neurath in Grevenbroich. Hier wurden im Jahr 2015 32 100 kt a^{-1} CO_2 emittiert. Es wäre somit in der Lage, den gesamten Kohlenstoffbedarf für die CO_2-basierte Synthese von Propen und Ethen in Deutschland bereitzustellen. Limitierender Faktor dabei ist die Bereitstellung der notwendigen H_2-Mengen in Höhe von 3920 kt a^{-1} auf Basis von EE-Strom. Die benötigte Menge an EE-Strom entspricht 244 TWh a^{-1}. Insgesamt könnten nur 64,47 % des benötigten Stroms aus EE durch die entsprechende Energieregion bereitgestellt werden, wenn die Verwendung des EE-Stroms durch andere Sektoren und für andere Zwecke ausgeblendet wird. Demnach müssten EE aus anderen Energieregionen bezogen oder die fehlende Produktionskapazität dort bereitgestellt werden.

5 Zusammenfassung und Ausblick

Der Artikel widmet sich der Fragestellung, welche Standorte aus Sicht der Verfügbarkeit von CO_2 und Strom aus EE aus heutiger Sicht interessant für die CO_2-basierte Produktion von Chemikalien sind. Zur Umwandlung von CO_2 zu Chemikalien wurde der MTO-Prozess ausgewählt, dessen maximale Anlagenkapazität derzeit bei 800 kt a^{-1} Olefine liegt. Der Strombedarf zur Produktion von H_2 soll dabei durch EE gedeckt werden. In diesem Artikel wurden für Deutschland regionale Potenziale an Windstrom und Photovoltaik dargestellt, um geeignete Standorte für die CO_2-Konversion zu Olefinen (CO_2-Quelle und ausreichend EE-Potenzial) zu identifizieren. Diese Standorte wurden unter Berücksichtigung des deutschen Pipelinenetzes für Propen und Ethen betrachtet. Darauf aufbauend wurden drei Szenarien untersucht.

- Szenario 1: Hier wurden Standorte in Deutschland identifiziert, die für eine Produktion von 800 kt a^{-1} Olefinen potenziell geeignet sind. Die Produktionskapazität entspricht der derzeit weltweit größte MTO-Anlage. Interessante Standorte sind die Region Hamburg und Standorte in NRW.
- Szenario 2: Hierbei wurde auf bestehende Raffineriestandorte fokussiert. Als geeignet bewertet wurde u. a. ein Standort im Norden von Köln, in Niedersachsen und in Brandenburg. In den letzten beiden Fällen müsste ein Anschluss an Pipelines hergestellt werden.
- Szenario 3: In diesem Szenario wurde die gesamte Ethen- und Propen-Produktion Deutschlands durch das MTO-Verfahren angenommen. Limitierender Faktor bei einem solchen Szenario ist die Bereitstellung von ausreichend Strom aus EE für die CO_2-arme Produktion von H_2. Der Bedarf an EE-Strom liegt hier bei 244 TWh a^{-1} (3,5 % des deutschen EE-Potenzials).

Die Analyse zeigt, dass mittels der CO_2-basierten Methanolsynthese und des MTO-Verfahrens prinzipiell der gesamte Bedarf an Ethen und Propen in Deutschland gedeckt werden könnte.

In der Analyse wurde nicht betrachtet, dass es neben der CO_2-Abtrennung und Aufreinigung ggf. notwendig ist, dass in der Region vorliegende CO_2 aufgrund unterschiedlicher räumlicher Verteilung von CO_2-Emittent und Abnehmer zu transportieren. Der Transport kann mittels Pipeline oder via Schiff, Bahn oder Lkw erfolgen. Zur Verringerung von Transportkosten bietet sich eine Verdichtung des CO_2 an [81]. Eine Verdichtung des CO_2 ist zudem produktionsbedingt für die Methanolsynthese nötig. Mögliche Kompressionsschritte sind umweltrelevant, da diese mit einem erhöhten Strombedarf einhergehen. In anderen Studien konnte gezeigt werden, dass die CO_2-basierte Polymerproduktion Treibhausgasemissionen einspart, dabei allerdings mit erhöhten Rohstoffaufwendungen einhergeht [82].

In zukünftigen Forschungsarbeiten müssen weitere Restriktionen untersucht werden. Dies betrifft insbesondere Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen auch vor dem Hintergrund sich wandelnder Rahmenbedingungen (z. B. Preise von CO_2-Zertifiakten). In aktuellen Studien zeigt sich, dass die CO_2-basierte Polymerproduktion ökonomisch nicht kompetitiv ist [83]. Bei einer großtechnischen Umsetzung müssen zudem die Auswirkungen auf das bestehende Energienetz und bestehende Produktionsstrukturen untersucht werden [84]. Die Planung spezifischer Anlagenkonzepte erfordert weitere regionalspezifische Untersuchungen, die derzeit in verschiedenen Arbeiten von Fraunhofer UMSICHT erarbeitet werden. Zudem ist zu beachten, dass einige der aktuell betrachteten CO_2-Punktquellen in Zukunft eine untergeordnete Rolle spielen werden, wie bspw. Kohlekraftwerke aufgrund des nahenden Kohleausstiegs.

Letztendlich muss aus Klimaschutzsicht geprüft werden, ob der Strom zur Konversion von CO_2 den größten Nutzen

 © 2019 The Authors. Published by WILEY-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim

für den Klimaschutz liefert und welche Konkurrenznutzungen existieren. Eine geeignete Vergleichseinheit dafür ist die eingesparte CO_2-Menge pro eingesetzter Kilowattstunde Strom.

Die Autoren danken Franziska Rapp für die Unterstützung bei der Erstellung der GIS-Karten sowie Sandra Naumann für die redaktionelle Prüfung früherer Versionen dieses Artikels. Die Autoren danken zudem der Fraunhofer Gesellschaft für die finanzielle Unterstützung im Rahmen des Leitprojekts „Strom als Rohstoff“ sowie dem Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) für die finanzielle Unterstützung im Rahmen des Projekts Carbon2Chem (Förderkennzeichen 03EK3037D).

Literatur

[1] E. A. Quadrelli, G. Centi, J.-L. Duplan, S. Perathoner, *ChemSusChem* **2011**, *4 (9)*, 1194 – 1215. DOI: https://doi.org/10.1002/cssc.201100473
[2] S. Bringezu, *J. Ind. Ecol.* **2014**, *18 (3)*, 327 – 340. DOI: https://doi.org/10.1111/jiec.12099
[3] *Carbon Dioxide Utilisation* (Eds: P. Styring, E. A. Quadrelli, K. Armstrong), 1st ed., Elsevier, Amsterdam **2015**.
[4] *Green carbon dioxide: Advances in CO_2 utilization* (Eds: G. Centi, S. Perathoner), Wiley, Hoboken, NJ **2014**.
[5] *CO_2: A valuable source of carbon*, Green Energy and Technology (Eds: M. D. Falco, G. Iaquaniello, G. Centi), Springer, London **2013**.
[6] M. Peters, B. Köhler, W. Kuckshinrichs, W. Leitner, P. Markewitz, T. E. Müller, *ChemSusChem* **2011**, *4 (9)*, 1216 – 1240. DOI: https://doi.org/10.1002/cssc.201000447
[7] E. Weidner, H. Pflaum, in *Ressourceneffizienz* (Ed: R. Neugebauer), Springer, Berlin **2017**.
[8] H. Al-Kalbani, J. Xuan, S. García, H. Wang, *Appl. Energy* **2016**, *165*, 1 – 13. DOI: https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.12.027
[9] R. M. Cuéllar-Franca, A. Azapagic, *J. CO_2 Util.* **2015**, *9*, 82 – 102. DOI: https://doi.org/10.1016/j.jcou.2014.12.001
[10] P. Markewitz, W. Kuckshinrichs, W. Leitner, J. Linssen, P. Zapp, R. Bongartz, A. Schreiber, T. E. Müller, *Energy Environ. Sci.* **2012**, *5 (6)*, 7281. DOI: https://doi.org/10.1039/c2ee03403d
[11] P. Häussinger, R. Lohmüller, A. M. Watson, *Hydrogen, 2. Production*, in *Ullmann's encyclopedia of industrial chemistry*, Wiley-VCH, Weinheim **2005**.
[12] M.-N. Dumont, N. von der Assen, A. Sternberg, A. Bardow, *Comput. Aided Chem. Eng.* **2012**, *31*, 1407 – 1411.
[13] M. Fischedick et al., *RECCS Strukturell-ökonomisch-ökologischer Vergleich regenerativer Energietechnologien (RE) mit Carbon Capture and Storage (CCS)*, Wuppertal **2007**.
[14] R.-A. Eichel, J. Linssen, P. Markewitz, J.-F. Hake, B. Gillessen, P. Stenzel, W. Leitner, *Gutachten Power to Gas/Energiespeicher – NRW Enquete-Kommission II*, Jülich, Aachen **2014**.
[15] H.-M. Henning, A. Palzer, *Energiesystem Deutschland 2050*, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg **2013**.
[16] N. von der Assen, J. Jung, A. Bardow, *Energy Environ. Sci.* **2013**, *6 (9)*, 2721. DOI: https://doi.org/10.1039/c3ee41151f
[17] B. Metz, O. Davidson, H. de Coninck, M. Loos, L. Meyer, *Carbon Dioxide Capture and Storage*, Cambridge **2005**.
[18] *Kohleausstieg jetzt einleiten: Stellungnahme*, 1st ed., Stellungnahme, Sachverständigenrat für Umweltfragen, Berlin **2017**.
[19] R. Sokolow, *Direct Air Capture of CO_2 with Chemicals: A Technology Assessment for the APS Panel on Public Affairs*, American Physical Society, College Park, MD **2011**.
[20] M. Mazzotti, R. Baciocchi, M. J. Desmond, R. H. Socolow, *Clim. Change* **2013**, *118 (1)*, 119 – 135. DOI: https://doi.org/10.1007/s10584-012-0679-y
[21] J. K. Stolaroff, D. W. Keith, G. V. Lowry, *Environ. Sci. Technol.* **2008**, *42 (8)*, 2728 – 2735. DOI: https://doi.org/10.1021/es702607w
[22] *Building the Cost Curves for CO_2 Storage: European Sector*, IEA Greenhouse Gas R&D Programme, Cheltenham **2005**.
[23] B. Metz et al., *Carbon Dioxide Capture and Storage*, IPCC Special Report, Cambridge University Press, Cambridge **2005**.
[24] *Schadstofffreisetzungs- und -verbringungsregister*, Umweltbundesamt, Dessau 2016. www.thru.de/
[25] M. M. F. Hasan, F. Boukouvala, E. L. First, C. A. Floudas, *Ind. Eng. Chem. Res.* **2014**, *53 (18)*, 7489 – 7506. DOI: https://doi.org/10.1021/ie402931c
[26] T. Kuramochi, A. Ramírez, W. Turkenburg, A. Faaij, *Prog. Energy Combust. Sci.* **2012**, *38 (1)*, 87 – 112. DOI: https://doi.org/10.1016/j.pecs.2011.05.001
[27] J. C. M. Farla, C. A. Hendriks, K. Blok, *Clim. Change* **1995**, *29 (4)*, 439 – 461. DOI: https://doi.org/10.1007/BF01092428
[28] *Wichtige Zahlen 2015-2016: Düngemittel: Produktion, Markt und Landwirtschaft*, Industrieverband Agrar e.V., Frankfurt **2016**.
[29] *Biogaseinspeisung in Deutschland: Übersicht*, Deutsche Energie-Agentur, Berlin **2016**.
[30] S. Rebsdat, D. Mayer, *Ethylene Oxide*, in *Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry*, Wiley-VCH Verlag, Weinheim **2000**.
[31] G. Maisonnier, J. Perrin, R. Steinberger-Wilckens, S. C. Trümper, *Roads2HyCom*, Oldenburg, **2007**.
[32] A. M. Bazzanella, F. Ausfelder, *Low carbon energy and feedstock for the European chemical industry*, Technology Study, DECHEMA, Frankfurt am Main **2017**.
[33] D. M. D'Alessandro, B. Smit, J. R. Long, *Angew. Chem.* **2010**, *122 (35)*, 6194 – 6219. DOI: https://doi.org/10.1002/ange.201000431
[34] *CO_2: Abtrennung, Speicherung, Nutzung: Ganzheitliche Bewertung im Bereich von Energiewirtschaft und Industrie* (Eds: M. Fischedick, K. Görner, M. Thomeczek), Springer Vieweg, Berlin **2015**.
[35] J. Artz, T. E. Müller, K. Thenert, J. Kleinekorte, R. Meys, A. Sternberg, A. Bardow, W. Leitner, *Chem. Rev.* **2018**, *118 (2)*, 434 – 504. DOI: https://doi.org/10.1021/acs.chemrev.7b00435
[36] W. Li, H. Wang, X. Jiang, J. Zhu, Z. Liu, X. Guo, C. Song, *RSC Adv.* **2018**, *8 (14)*, 7651 – 7669. DOI: https://doi.org/10.1039/C7RA13546G
[37] R. S. Norhasyima, T. M. I. Mahlia, *J. CO2 Util.* **2018**, *26*, 323 – 335. DOI: https://doi.org/10.1016/j.jcou.2018.05.022
[38] A. Otto, *Chemische, verfahrenstechnische und ökonomische Bewertung von Kohlendioxid als Rohstoff in der chemischen Industrie*, Energie & Umwelt/Energy & Environment, Vol. 268, Forschungszentrum Jülich GmbH Zentralbibliothek, Jülich **2015**.
[39] J. Patricio, A. Angelis-Dimakis, A. Castillo-Castillo, Y. Kalmykova, L. Rosado, *J. CO2 Util.* **2017**, *22*, 330 – 345. DOI: https://doi.org/10.1016/j.jcou.2017.10.009
[40] S. Schemme, J. L. Breuer, R. C. Samsun, R. Peters, D. Stolten, *J. CO2 Util.* **2018**, *27*, 223 – 237. DOI: https://doi.org/10.1016/j.jcou.2018.07.013
[41] H. Naims, *Environ. Sci. Pollut. Res. Int.* **2016**, *23 (22)*, 22226 – 22241. DOI: https://doi.org/10.1007/s11356-016-6810-2

 © 2019 The Authors. Published by WILEY-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim

[42] J. Patricio, A. Angelis-Dimakis, A. Castillo-Castillo, Y. Kalmykova, L. Rosado, *J. CO2 Util.* **2017**, *22*, 330 – 345. DOI: https://doi.org/10.1016/j.jcou.2017.10.009

[43] *Global Roadmap for Implementing CO_2 Utilization*, CO_2 Sciences, The Global CO_2 Initiative, **2016**.

[44] K. W. Müller, *Bewertung von Verfahren zur Gewinnung von Industriechemikalien aus CO_2*, Dissertation, Universität Nürnberg-Erlangen **2013**.

[45] O. Y. Abdelaziz, W. M. Hosny, M. A. Gadalla, F. H. Ashour, I. A. Ashour, C. P. Hulteberg, *J. CO2 Util.* **2017**, *21*, 52 – 63. DOI: https://doi.org/10.1016/j.jcou.2017.06.018

[46] K. Atsonios, K. D. Panopoulos, E. Kakaras, *Int. J. Hydrogen Energy* **2016**, *41 (4)*, 2202 – 2214. DOI: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2015.12.074

[47] S. Kar, J. Kothandaraman, A. Goeppert, G. S. Prakash, *J. CO2 Util.* **2018**, *23*, 212 – 218. DOI: https://doi.org/10.1016/j.jcou.2017.10.023

[48] D. Bellotti, M. Rivarolo, L. Magistri, A. F. Massardo, *J. CO2 Util.* **2017**, *21*, 132 – 138. DOI: https://doi.org/10.1016/j.jcou.2017.07.001

[49] M. Muhler, S. Kaluza, in *Fuel Production with Heterogeneous Catalysis* (Ed: J. Sá), CRC Press, Boca Raton, FL **2014**.

[50] *Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe*, Agora Verkehrswende, Agora Energiewende, Frontier Economics, Berlin **2018**.

[51] O. Machhammer, A. Bode, W. Hormuth, *Chem. Ing. Tech.* **2015**, *87 (4)*, 409 – 418. DOI: https://doi.org/10.1002/cite.201400151

[52] A. Buttler, H. Spliethoff, *Renewable Sustainable Energy Rev.* **2018**, *82*, 2440 – 2454. DOI: https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.09.003

[53] J. Nitsch et al., *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global*, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, Ingenieurbüro für neue Energien, Stuttgart **2012**.

[54] M. Schlesinger, D. Lindenberger, C. Lutz, *Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung*, Prognos, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung (GWS), Basel, Köln, Osnabrück **2010**.

[55] M. Schlesinger, D. Lindenberger, C. Lutz, *Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose: Abschlussbericht*, Prognos, Basel **2014**.

[56] A. Sternberg, C. M. Jens, A. Bardow, *Green Chem.* **2017**, *19 (9)*, 2244 – 2259. DOI: https://doi.org/10.1039/c6gc02852g

[57] F. Ausfelder, C. Beilmann, M. Bertau, S. Bräuninger, A. Heinzel, R. Hoer, W. Koch, F. Mahlendorf, A. Metzelthin, M. Peuckert, L. Plass, K. Räuchle, M. Reuter, G. Schaub, S. Schiebahn, E. Schwab, F. Schüth, D. Stolten, G. Teßmer, K. Wagemann, K.-F. Ziegahn, *Chem. Ing. Tech.* **2015**, *87 (1 – 2)*, 17 – 89. DOI: https://doi.org/10.1002/cite.201400183

[58] M. Carmo, D. L. Fritz, J. Mergel, D. Stolten, *Int. J. Hydrogen Energy* **2013**, *38 (12)*, 4901 – 4934. DOI: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2013.01.151

[59] L. Bertuccioli, A. Chan, D. Hart, F. Lehner, B. Madden, E. Standen, *Development of Water Electrolysis in the European Union*, E4tech Sàrl, element energy, Lausanne, Cambridge **2014**.

[60] K.-C. Tran, *Sustainable Methanol: An Alternative Green GFel for the Future*, IASS Workshop Potsdam, November **2011**.

[61] *MTO and MTP Plant Operating Status Round-Up*, CCFGroup, Zhejiang **2018**. www.ccfgroup.com/newscenter/newsview.php?Class_ID=600000&Info_ID=20170428084

[62] S. Jasper, M. El-Halwagi, *Processes* **2015**, *3 (3)*, 684 – 698. DOI: https://doi.org/10.3390/pr3030684

[63] M. Rothaemel, *Methanol-to-Propylene (MTP®): A Proven Technology for On-Purpose Propylene Production*, NGCS 11, Unpublished, Tromsø, Norwegen **2016**.

[64] H.-J. Arpe, *Industrielle Organische Chemie: Bedeutende Vor- und Zwischenprodukte*, 6th ed., Wiley-VCH Verlag, Weinheim **2007**.

[65] *Zukunft der chemischen Industrie in Nordrhein-Westfalen im Hinblick auf nachhaltige Rohstoffbasen, Produkte und Produktionsverfahren*, Enquetekommission des Landtags Nordrhein-Westfalens, Düsseldorf **2015**.

[66] Z. Zhao, K. Chong, J. Jiang, K. Wilson, X. Zhang, F. Wang, *Renewable and Sustainable Energy Rev.* **2018**, *97*, 580 – 591. DOI: https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.08.008

[67] T. Ren, *Petrochemicals from Oil, Natural Gas, Coal and Biomass: Energy Use, Economics and Innovation*, Dissertation, Utrecht University **2009**.

[68] *Industrial Parks and Pipelines for Chemistry in Germany*, Germany Trade & Invest, Verband der chemischen Industrie, Frankfurt **2009**. www.gtai.de/GTAI/Content/EN/Invest/_SharedDocs/Downloads/GTAI/Maps/C-H/map-industrial-parks-and-pipelines-for-chemistry-in-germany-a2.pdf?v=2

[69] A. Fink, *Conducting Research Literature Reviews: From the Internet to Paper*, SAGE, Los Angeles **2014**.

[70] P. Mayring, *Qualitative Inhaltsanalyse: Grundlagen und Techniken*, 11th ed., Studium Pädagogik, Beltz, Weinheim **2010**.

[71] C. Beier, P. Bretschneider, *Modellbasierte, regional aufgelöste Analyse des Bedarfs an netzgekoppelten elektrischen Energiespeichern zum Ausgleich flukturierender Energien*, Abschlussbericht, Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT, Fraunhofer-Institut für Optronik, Systemtechnik und Bildauswertung IOSB Institutsteil Angewandte Systemtechnik, Oberhausen, Ilmenau **2013**.

[72] C. Beier et al., *Bedarfsanalyse Energiespeicher 2: Auswirkungen der räumlichen Verteilung von Anlagen zur Stromerzeugung und Bewertung von Energieausgleichstechnologien*, Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT, Fraunhofer-Institut für Optronik, Systemtechnik und Bildauswertung IOSB Institutsteil Angewandte Systemtechnik, Oberhausen, Ilmenau **2017**.

[73] S. Bofinger et al., *Potenzial der Windenergienutzung an Land: Kurzfassung*, Bundesverband WindEnergie e.V. Berlin **2011**.

[74] M. Hiebel et al., *Potenzialstudie Erneuerbare Energien NRW: Teil 3 – Biomasse-Energie*, LANUV-Fachbericht, Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen Recklinghausen **2014**.

[75] G. Ludes, B. Siebers, T. Stock, *Potenzialstudie Erneuerbare Energien NRW Teil 2: Solarenergie*, LANUV-Fachbericht, Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen Recklinghausen **2013**.

[76] R. Benndorf et al., *Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050*, Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau **2013**.

[77] Insa Lütkehus et al., *Potenziale der Windenergie an Land: Studie zur Ermittlung des bundesweiten Flächen- und Leistungspotenzials der Windenergienutzung*, Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau **2013**.

[78] *Chemiewirtschaft in Zahlen 2017*, Verband der Chemischen Industrie, Frankfurt am Main **2017**.

[79] *Schaffung eines Europäischen Schadstofffreisetzungs- und -verbringungsregisters*, Europäische Union, **2006**.

[80] D. Schüwer, K. Arnold, K. Bienge, S. Bringezu, L. Echternacht, A. Esken, M. Fischedick, J. von Geibler, S. Höller, F. Merten, K. Perrey, A. Pastowski, K. Pietzner, C. Schneider, J. C. Terraprn-Pfaff, P. Viebahn, S. Eckstein, K. Kamps, *CO_2 ReUse NRW: Evaluating Gas Sources, Demand and Utilization for CO_2 and H_2*

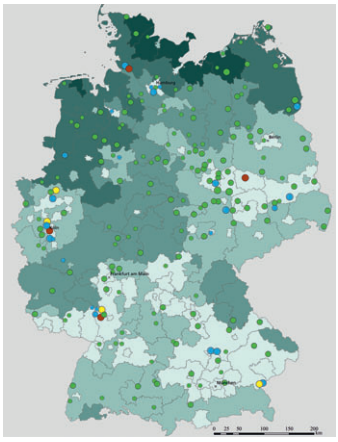
 © 2019 The Authors. Published by WILEY-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim

within the North Rhine-Westphalia Area with Respect to Gas Qualities, Wuppertal Institute for Climate, Environment and Energy, Wuppertal **2015**.
[81] F. Ausfelder, A. M. Bazzanella, *Verwertung und Speicherung von CO_2*, Diskussionspapier, DECHEMA, Frankfurt am Main **2008**.
[82] W. Hoppe, N. Thonemann, S. Bringezu, *J. Ind. Ecol.* **2018**, *22 (2)*, 327 – 340. DOI: https://doi.org/10.1111/jiec.12583
[83] W. Hoppe, S. Bringezu, N. Wachter, *J. CO2 Util.* **2018**, *27*, 170 – 178. DOI: https://doi.org/10.1016/j.jcou.2018.06.019
[84] *Netzausbau: Leitungsvorhaben*, Bundesnetzagentur, Bonn **2018**. www.netzausbau.de/leitungsvorhaben/de.html

 © 2019 The Authors. Published by WILEY-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim

↙↙ These are not the final page numbers!

DOI: 10.1002/cite.201800147



Standortplanung für die Herstellung CO_2-basierter Chemikalien am Beispiel der Olefinproduktion

N. Thonemann, S. Stießel, D. Maga, M. Hiebel, B. Dresen, B. Hunstock, G. Deerberg, E. Weidner*

Forschungsarbeit: Die CO_2-basierte Chemikalienproduktion kann einen Beitrag zum Klima- und Ressourcenschutz leisten. Allerdings steht die Planung von Anlagen zur großtechnischen CO_2-basierten Chemikalienproduktion am Anfang. Die vorliegende Forschungsarbeit analysiert deshalb Standortfaktoren für eine CO_2-basierte Chemikalienproduktion am Beispiel der Olefinherstellung.

 © 2019 The Authors. Published by WILEY-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim