

Block, Simon

Research Report

Auslegung, Analyse und Bewertung von Direct Air Capture (DAC)-Anlagen zur Nutzung für Power-to-X-Prozesse und zur Erzielung "negativer Emissionen" in Deutschland

Wuppertaler Studienarbeiten zur nachhaltigen Entwicklung, No. 25

Provided in Cooperation with:

Wuppertal Institute for Climate, Environment and Energy

Suggested Citation: Block, Simon (2022) : Auslegung, Analyse und Bewertung von Direct Air Capture (DAC)-Anlagen zur Nutzung für Power-to-X-Prozesse und zur Erzielung "negativer Emissionen" in Deutschland, Wuppertaler Studienarbeiten zur nachhaltigen Entwicklung, No. 25, ISBN 978-3-946356-27-1, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie, Wuppertal, <https://doi.org/10.48506/opus-7944>

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/253390>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.



<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>

Auslegung, Analyse und Bewertung von Direct Air Capture (DAC)-Anlagen zur Nutzung für Power-to-X-Prozesse und zur Erzielung „negativer Emissionen“ in Deutschland

Simon Block

Herausgeberin:

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH
Döppersberg 19
42103 Wuppertal

www.wupperinst.org

Autor:

M.Sc. Simon Block
simon.block@alumni.fh-aachen.de

Diese Arbeit stellt eine leicht überarbeitete Version der Masterarbeit dar, die in Zusammenarbeit des Wuppertal Instituts mit der Fachhochschule Aachen entstanden ist. Sie wurde betreut von Herrn Prof. Dr. Christian Jungbluth (Erstprüfer, FH Aachen) und PD Dr. Peter Viebahn (Zweitprüfer, Wuppertal Institut).

Bitte die Publikation folgendermaßen zitieren:

Block, S. (2022). Auslegung, Analyse und Bewertung von Direct Air Capture (DAC)-Anlagen zur Nutzung für Power-to-X-Prozesse und zur Erzielung „negativer Emissionen“ in Deutschland. (Wuppertaler Studienarbeiten zur nachhaltigen Entwicklung Nr. 25). Wuppertal Institut.

Wuppertaler Studienarbeiten zur nachhaltigen Entwicklung

Das Wuppertal Institut erforscht und entwickelt Leitbilder, Strategien und Instrumente für Übergänge zu einer nachhaltigen Entwicklung auf regionaler, nationaler und internationaler Ebene. Im Zentrum stehen Ressourcen-, Klima- und Energieherausforderungen in ihren Wechselwirkungen mit Wirtschaft und Gesellschaft. Die Analyse und Induzierung von Innovationen zur Entkopplung von Naturverbrauch und Wohlstandsentwicklung bilden einen Schwerpunkt seiner Forschung.

In dieser Reihe werden herausragende wissenschaftliche Diplom-, Master- oder Staatsexamensarbeiten publiziert, die im Rahmen der Nachhaltigkeitsforschung am Wuppertal Institut entstanden. Die Arbeiten wurden hier in Kooperation mit Hochschulen betreut, von den Universitäten angenommen und hervorragend bewertet.

Das Wuppertal Institut versteht die Veröffentlichung als wissenschaftliche Vertiefung des gesellschaftlichen Diskurses um den Übergang in eine nachhaltige Wirtschafts- und Lebensweise.

Wuppertal, März 2022
ISBN 978-3-946356-27-1

Dieses Werk steht unter der Lizenz „Creative Commons Attribution 4.0 International“ (CC BY 4.0). Der Lizenztext ist abrufbar unter: <https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Vorwort

Im Rahmen von Szenarien und Strategien zur Erreichung der Klimaziele wird zunehmend über negative Emissionen diskutiert. Während diese früher nur ein Thema für die Grundlagenforschung waren und in den Szenarien des Weltklimarats IPCC ausgewiesen wurden, werden sie inzwischen auch in Wirtschaft, Umweltverbänden, Think Tanks und Politik diskutiert. So bekennt sich die neue „Ampelkoalition“ vom Dezember 2021 „zur Notwendigkeit auch von technischen Negativemissionen“ und will „eine Langfriststrategie zum Umgang mit den etwa 5 Prozent unvermeidbaren Restemissionen [für Deutschland] erarbeiten“. Der um Größenordnungen höhere Bedarf an netto-negativen Emissionen, wie sie der IPCC seit langem fordert, wird aber auch hier nicht thematisiert. Und in der allgemeinen Öffentlichkeit ist das Thema bisher noch wenig präsent, obwohl nicht mehr viel Zeit bis zur großskaligen Umsetzung verbleibt.

Umso relevanter ist es, dass Herr Block dieses höchst aktuelle Thema in seiner Masterarbeit aufgegriffen hat und am Beispiel von „Direct Air Capture“ (DAC) mögliche Optionen zur Realisierung negativer Emissionen in Deutschland untersucht. Dabei entwickelt er zunächst mehrere Fallstudien zur Implementierung von DAC-Anlagen, legt diese hinsichtlich der Energieflüsse aus und bewertet deren Auswirkungen auf den Ressourcenverbrauch (Energie, Wasser, Fläche) und die entstehenden Kosten. Er betrachtet dabei sowohl einzelne Anlagen als auch die großskalige Umsetzung von DAC, basierend auf einem aktuellen Klimaneutralitätsszenario für Deutschland, das einen Bedarf von jährlich 20 Mt an „DAC-CO₂“ ausweist. Die Ergebnisse zeigen trotz angenommener technischer Verbesserungen der Anlagen im Zeitablauf einen erheblichen Bedarf an Wärme, Strom und Flächen.

Naturgemäß kann eine Masterarbeit nur einen begrenzten Beitrag zu einem neuen Thema liefern, zumal wenn diese umfassende Schnittstellen zu anderen Themenbereichen aufweist. Indem Herr Block erstmals für Deutschland mögliche Pfade zur Implementierung von DAC analysiert hat, wird jedoch etwas greifbarer, welche Flächen- und Energiebedarfe damit im Einzelnen verbunden sein könnten. Dieses könnte eine erste Basis für eine gesellschaftliche Diskussion sein, wo und wann welche Anlagen in welcher Größenordnung installiert werden könnten. Würde man das eingefangene CO₂ zu möglichen Speicherstätten in der norwegischen Nordsee transportieren, böten sich z. B. Standorte in Küstennähe an. Würde man dagegen von lokalen Speichern ausgehen, kämen auch DAC-Anlagen im Landesinneren in Betracht. Aber auch eine Vielzahl anderer Strategien wären denkbar, die alle einer umfassenden Technologiebewertung unterzogen und mit der Öffentlichkeit diskutiert und partizipativ entwickelt werden sollten. Hierfür stellt die vorliegende Masterarbeit eine wichtige Grundlage dar.

PD Dr. Peter Viebahn

Leiter Forschungsbereich Sektoren und Technologien
Abteilung Zukünftige Energie- und Industriesysteme
Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH

Privatdozent an der Universität Osnabrück
Forschungszentrum Institut für Umweltsystemforschung

Kurzfassung

Die direkte Abscheidung von Kohlenstoffdioxid (CO₂) aus der Luft, das sogenannte Direct Air Capture (DAC), wird vermehrt als eine der Möglichkeiten zur Reduzierung von Treibhausgasen und damit der Begrenzung der Klimaerwärmung diskutiert. Vorteilhaft gegenüber anderen technischen Ansätzen zur Entnahme von atmosphärischen CO₂ (Negativemissionstechnologien) ist die genaue Planbarkeit, die geringen Auswirkungen auf die Umwelt und die Ausgabe von CO₂ in Reinform. Das CO₂ kann anschließend dauerhaft gespeichert (Direct Air Capture and Sequestration) oder zur Erzeugung von bspw. synthetischen Brennstoffen (Direct Air Carbon Capture and Utilization) in Power-to-X-Routen (PtX) genutzt werden.

Ziel dieser Arbeit ist es, im Kontext der deutschen Klimaneutralitätsziele bis 2045 beispielhaft eine Auslegung von DAC-Anlagen in Deutschland zu untersuchen. Dabei werden die unterschiedlichen Ressourcenverbräuche (Energie, Wasser, Fläche) sowie Kosten und mögliche Einsparungen durch eine Abwärmenutzung dargestellt und verglichen.

Dabei soll diese Arbeit zur Beantwortung der folgenden Forschungsfragen beitragen: *Welche technologischen DAC-Ansätze sind für Deutschland realisierbar? Welche Mengen an CO₂ müssen in Deutschland umgesetzt werden, um den Bedarf an Negativemission zu decken? Welcher Ressourcenverbrauch entsteht in Deutschland, wenn die betrachteten Fallstudien umgesetzt werden? Welchen Infrastrukturaufwand hat dies zur Folge? Ist eine Implementierung in den notwendigen Größenordnungen realisierbar, und welche Faktoren wirken hierbei beschränkend?*

Für eine systematische Analyse wurden die DAC-, die PtX- und die elektrischen und Wärmeenergieerzeugungsanlagen modular für die Jahre 2020, 2030, 2040 und 2045 aufbereitet. Die Bezugsgrößen wurden so gewählt, dass sie dem DAC-Modul entsprechen. In vier Fallstudien wurden mögliche Kombinationsmöglichkeiten und Implementierungspfade bis 2045 zusammengestellt, analysiert und diskutiert. Es zeigt sich, dass ein großskaliger Einsatz von DAC in Deutschland realisierbar ist. Zentrale Herausforderungen ergeben sich allerdings aus dem hohen Flächen- und Energiebedarf. Der Flächenbedarf resultiert dabei vor allem aus den flächenintensiven erneuerbaren Energieerzeugern. Mit Fokus auf ertragreiche Standorte sind Nord- und Süddeutschland, mit Blick auf ihr Wind- bzw. Sonnenpotenzial, als vielversprechend bei der Implementierung der DAC-Technologie einzustufen. Eine Implementierung der DAC-Technologie mit dem Ziel der dauerhaften CO₂-Speicherung ist an norddeutschen Küstengebieten im Vergleich zu Süddeutschland vorteilhafter. Die Installation der DAC-Technologie in Kombination mit der PtX-Route wird aufgrund des hohen elektrischen Energiebedarfs in Deutschland als nicht realisierbar eingeschätzt.

Abstract

The direct capture of carbon dioxide (CO₂) from the air (direct air capture) is increasingly being discussed as a potential technique of limiting global warming. Precise planability, low impact on the environment and the output of CO₂ in pure form are some of the advantages over other technical approaches for the removal of atmospheric CO₂ (negative emission technologies). Subsequently, the CO₂ can be stored permanently (direct air capture and sequestration) or used to generate e.g., synthetic fuels (direct air carbon capture and utilization) in power-to-x-processes (ptx).

The aim of the present work is to exploratorily investigate DAC sites in Germany in the context of the climate neutrality targets until 2045. Resulting resource consumption (energy, water, area) and costs, as well as possible savings through waste heat recovery were identified in this review. Specifically, the following research questions were answered: *Which technological DAC approaches are feasible for Germany? What quantities of CO₂ must be captured to meet the German demand for negative emissions? What resource consumption will occur in Germany if the considered case studies are implemented? What infrastructure is necessary for the implementation? To what extent is a sufficient implementation realizable and what are the limiting factors?*

For this purpose, the DAC, ptx and power generation sites (electrical and thermal) were prepared in modular form for the years 2020, 2030, 2040 and 2045. The reference values were chosen to correspond to the DAC module. Four case studies were used to map and analyze possible combinations and implementation paths to 2045. Generally, it is shown that a large-scale deployment of DAC is technically feasible. However, key challenges are the high land and energy requirements. The land requirement results mainly from the use for renewable energy production. Due to the focus on profitable locations, northern and southern regions in Germany are substantial in terms of their wind and solar potential, respectively. An implementation of DAC technology with the goal of permanent CO₂ storage is more advantageous at coastal areas in Northern Germany compared to Southern Germany. An installation of the DAC technology in combination with the ptx processes does not seem feasible in Germany due to the high electrical energy demand.

Inhaltsverzeichnis

Vorwort	3
Kurzfassung	4
Abstract	5
Inhaltsverzeichnis	6
Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen	8
Tabellenverzeichnis	10
Abbildungsverzeichnis	11
1 Einleitung	12
1.1 Negativemissionen als Klimaschutzoption	12
1.2 Status der Negativemissionstechnologien	12
1.3 Forschungsfragen	14
2 Methodik	16
2.1 Methodischer Aufbau	16
2.2 Datengrundlage	17
2.3 Definition der Fallstudien	17
2.4 Darstellung und Diskussion	19
2.4.1 Ressourcenbedarf	19
2.4.2 Kostenbewertung	19
3 Stand der Technik: Direct Air Capture	20
3.1 Status-Quo	20
3.2 Niedertemperaturverfahren	21
3.3 Hochtemperaturverfahren	23
3.4 Zusammenfassende Einschätzung	24
4 Durchführung der Fallstudien	25
4.1 Systemanalytische Rahmenbedingungen	25
4.2 Herleiten des Bedarfs an Negativemissionen	25
4.3 CO ₂ -Infrastruktur	27
4.4 Exkurs: CO ₂ Speicherung	28
4.5 Auswahl der DAC-Referenztechnologie	29
4.6 Beschreiben der Standardmodule	30
4.6.1 Direct Air Capture Modul	31
4.6.2 Wärmemodule	32
4.6.3 Elektrische Energie-Module	32
4.6.4 Kompressor-Modul	33
4.7 Auslegung der Fallstudien	33
5 Ergebnisse	36
5.1 Fallstudie 1	36
5.2 Fallstudie 2	39
5.3 Fallstudie 3	42
5.4 Fallstudie 4	43
5.5 Exkurs: Industrieabwärme	45

6	Diskussion	47
6.1	Ressourcenverbrauch und Kosten	47
6.2	Herausforderungen der DAC-Implementierung	55
6.3	Optionen für die Wahl der DAC-Standorte	56
6.4	Limitationen	56
6.5	Forschungsbedarf	57
7	Schlussfolgerung und Ausblick	58
8	Literaturverzeichnis	60
9	Anhang	63
9.1	Recherche zum Stand der DAC-Technik	63
9.2	Erweiterte Information zur analysierten Literatur	64
9.2.1	<i>Inhaltliche Aufgliederung</i>	64
9.2.2	<i>Herleitung der Priorisierung</i>	64
9.3	Kennzahlen der Technologie-Module	65
9.3.1	<i>Wärmemodule</i>	65
9.3.2	<i>Elektrische Energiemodule</i>	67
9.3.3	<i>Kompressor-Modul</i>	70
9.4	Erweiterte Ergebnisse	70
9.4.1	<i>Fallstudie 3 – Untergliederte Ergebnisse</i>	70
9.4.2	<i>Fallstudie 4 (I) – Untergliederte Ergebnisse</i>	73
9.4.3	<i>Fallstudie 4 (II) – Untergliederte Ergebnisse</i>	75
9.4.4	<i>Fallstudie 4 (III) – Untergliederte Ergebnisse</i>	78

Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen

Abkürzungen

Abb.	Abbildung
BECC	Bioenergy with Carbon Capture
BECCS	Bioenergy with Carbon Capture and Storage
BS	Batteriespeicher
CCS	Carbon Capture and Storage
COP	Coefficient of Performance / Leistungszahl
DAC	Direct Air Capture
DACCS	Direct Air Carbon Capture and Sequestration
DACCU	Direct Air Carbon Capture and Utilization
EE	Erneuerbare Energien
HT	Hochtemperatur
KNDE	Klimaneutrales Deutschland
LCOE	Levelized Cost of Electricity
LCOO	Levelized Cost of Output
LKW	Lastkraftwagen
MSA	Methanol Synthese Anlage
n	Lebensdauer
NE	Negativemissionen
NET	Negativemissionstechnologie
NT	Niedertemperatur
PEMEL	Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyseur
PtM	Power-to-Methanol
PtX	Power-to-X
PV	Photovoltaik
Tab.	Tabelle
THG	Treibhausgasemissionen
WACC	Weighted Average Cost of Capital
WEA	Windkraftanlage
WP	Wärmepumpe
WI	Wuppertal Institut für Klima Umwelt, Energie gGmbH

Einheiten und Symbole

an	Annuitätenfaktor
°C	Grad Celsius
CaCO ₃	Calciumcarbonat
CaO	Calciumoxid
Ca(OH) ₂	Calciumhydroxid
CH ₄ O	Methanol
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
Gt	Gigatonne
h	Stunde
H ₂	Wasserstoff
H ₂ O	Wasser
kg	Kilogramm
KOH	Kaliumhydroxid
km	Kilometer
kt	Kilotonne
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
K ₂ CO ₃	Kaliumcarbonat
Mio.	Million
MJ	Megajoule
Mrd.	Milliarden
Mt	Megatonne
n	Lebensdauer
NaOH	Natriumhydroxid
Na ₂ CO ₃	Natriumcarbonat
ppm	Parts per million
t	Tonne
tkm	Tonnenkilometer
Tt	Teratonne

Tabellenverzeichnis

Tab. 3-1	Vergleich der Hochtemperatur- und Niedertemperatur DAC-Anlagen.-----	24
Tab. 4-1	Bedarf an Negativemissionen bis 2045. -----	26
Tab. 4-2	Kosten durch den Transport via Pipeline. -----	28
Tab. 4-3	Verbrauchswerte und Kostendaten des DAC-Standardmoduls (=300 t _{CO2} /a). ----	31
Tab. 5-1	Gegenüberstellung der Kosten und Energieverbräuche von Fallbeispiel 1A.max und 1A.min bis 2045. -----	36
Tab. 5-2	Zusammengefasste Ergebnisse der Fallstudie 1. -----	38
Tab. 5-3	Gegenüberstellung der Kosten und Energieverbräuche von Fallbeispiel 2A.max und 2A.min bis 2045. -----	39
Tab. 5-4	Zusammengefasste Ergebnisse der Fallstudie 2. -----	41
Tab. 5-5	Kumulierte Ressourcenverbräuche, jährliche Kosten und Kennzahlen bis 2045 für die Fallstudie 3.-----	43
Tab. 5-6	Kumulierte Ressourcenverbräuche, jährliche Kosten und Kennzahlen bis 2045 für die Fallstudie 4.-----	44
Tab. 5-7	Gegenüberstellung des Exkurses (Min und Max) und des Fallbeispiels 2A (Min und Max) für das Jahr 2020. -----	46
Tab. 9-1	Verwendete Schlüsselwörter für die Literaturrecherche. -----	63
Tab. 9-2	Inhaltliche Schwerpunkte der verwendeten Studien zum Thema DAC mit der Fokussierung auf den Hochtemperatur- und Niedertemperaturprozess. -----	64
Tab. 9-3	Herleitung der DAC-Literatur-Priorisierung. -----	65
Tab. 9-4	Verbrauchswerte und Kostendaten des PEMEL-Moduls. -----	66
Tab. 9-5	Verbrauchswerte und Kostendaten des Methanol-Synthese-Moduls.-----	66
Tab. 9-6	Verbrauchswerte und Kostendaten des Wärmepumpen-Moduls. -----	67
Tab. 9-7	Verbrauchswerte und Kostendaten des Photovoltaikmoduls. -----	67
Tab. 9-8	Verbrauchswerte und Kostendaten des Onshore-Windenergiemoduls. -----	68
Tab. 9-9	Verbrauchswerte und Kostendaten eines Offshore-Windenergiemoduls.-----	68
Tab. 9-10	Zusammenfassung der Kosten und Emissionen für den Strombezug aus dem öffentlichen Netz. -----	69
Tab. 9-11	Verbrauchswerte und Kostendaten des Batteriespeicher-Moduls.-----	69
Tab. 9-12	Verbrauchswerte und Kostendaten des Kompressor-Moduls. -----	70
Tab. 9-13	Ergebnisse der Fallstudie 3 für das Jahr 2040. -----	71
Tab. 9-14	Ergebnisse der Fallstudie 3 für das Jahr 2045. -----	72
Tab. 9-15	Ergebnisse der Fallstudie 4(I) für das Jahr 2040. -----	73
Tab. 9-16	Ergebnisse der Fallstudie 4 (I) für das Jahr 2045.-----	74
Tab. 9-17	Ergebnisse der Fallstudie 4(II) für das Jahr 2030.-----	75
Tab. 9-18	Ergebnisse der Fallstudie 4 (II) für das Jahr 2040.-----	76
Tab. 9-19	Ergebnisse der Fallstudie 4 (II) für das Jahr 2045.-----	77
Tab. 9-20	Ergebnisse der Fallstudie 4(III) für das Jahr 2030.-----	78
Tab. 9-21	Ergebnisse der Fallstudie 4 (III) für das Jahr 2040.-----	79
Tab. 9-22	Ergebnisse der Fallstudie 4 (III) für das Jahr 2045.-----	80

Abbildungsverzeichnis

Abb. 2-1	Konzeptionelles Schema der Methodik -----	16
Abb. 3-1	Schematische Darstellung des DAC-Niedertemperaturwechselprozesses -----	22
Abb. 3-2	Schematische Darstellung des DAC-Hochtemperaturprozesses -----	23
Abb. 4-1	Vergleich der Hochtemperatur- und Niedertemperatur-DAC-Technologie. -----	30
Abb. 4-2	Schematische Darstellung der Fallstudien. -----	35
Abb. 5-1	Darstellung der Autarkiegrade (Linien) und Netto-LCOO (Säulen) von Fallstudie 1 in Abhängigkeit der Speicherkapazität -----	37
Abb. 5-2	Darstellung der Autarkiegrade (Linien) und Netto-LCOO (Säulen) von Fallstudie 2 in Abhängigkeit der Speicherkapazität. -----	40
Abb. 6-1	Grafische Darstellung des kumulierten Energiebedarfs der Fallbeispiele 3 und 4 im Jahr 2045. -----	48
Abb. 6-2	Grafische Darstellung der kumulierten Flächenverbräuche der Fallbeispiele 3 und 4 im Jahr 2045. -----	50
Abb. 6-3	Grafische Darstellung des Wasserverbrauchs bzw. der Wasserzeugung der Fallbeispiele 3 und 4 im Jahr 2045. -----	51
Abb. 6-4	Grafische Darstellung der kumulierten Kosten der Fallbeispiele 3 und 4 im Jahr 2045, sowie der gemittelten LCOO im Jahr 2045.-----	54
Abb. 6-5	Kumulierte Transportkosten der Fallbeispiele 3 und 4 im Jahr 2045. -----	55

1 Einleitung

Der historisch gewachsene Bedarf an Negativemissionen (NE) sowie politische und gesellschaftliche Klimaschutzziele werden in Kapitel 1.1 dargestellt. Kapitel 1.2 beschreibt aktuelle technische Lösungsansätze und hebt die Vorteile der Direct Air Capture (DAC)-Technologie hervor. Aufbauend auf diesen Erkenntnissen werden in Kapitel 1.3 die Forschungsfragen formuliert.

1.1 Negativemissionen als Klimaschutzoption

Das Weltklima wird durch die Wärmereflexion von Treibhausgasen (THG) in der Atmosphäre beeinflusst. Kohlenstoffdioxid (CO₂) trägt als Haupttreiber mit ~65 % zur treibhausgasbedingten Klimaerwärmung bei und erhält somit eine gesonderte Rolle bei der Bestrebung, die menschengemachte Klimaerwärmung zu begrenzen. Der Zusammenhang des globalen Temperaturanstiegs und des Anstiegs der CO₂-Konzentration ist hinreichend in wissenschaftlichen Ausarbeitungen belegt und durch Beobachtungen vergangener Trends begründbar (Lechtenböhrer und Obergassel, 2019, S. 4ff). Die CO₂-Konzentration in der Atmosphäre ist seit der Vorindustrialisierung (Jahr 1850) von 280 ppm (parts per million) auf 410 ppm (Jahr 2019) angestiegen (Umweltbundesamt, 2021).

Um dem globalen Temperaturanstieg entgegenzuwirken, bedarf es einer umfassenden Dekarbonisierung der globalen Gesellschaft. Bemessungsgrundlage ist das 2015 im Pariser Klimaabkommen definierte Ziel, die Erderwärmung im Vergleich zur Vorindustrialisierung auf unter 2 °C, möglichst auf 1,5 °C, zu begrenzen (Lechtenböhrer und Obergassel, 2019, S. 18). Zum Erreichen des gesetzten 1,5-Grad-Ziels blieb ab 2018 ein Restemissionsbudget von 420 Gt_{CO₂} bei einer Eintrittswahrscheinlichkeit von 67 % (IPCC, 2018). Aktuell werden jährlich 42 ± 3 Gt_{CO₂} freigesetzt, wodurch 2028 bei unveränderten Emissionen das Budget für das 1,5-Grad-Ziel aufgebraucht wäre. Basierend auf dem Übereinkommen von Paris hat die Europäische Union festgelegt, die CO₂-Emissionen bis 2050 um 100 % zu reduzieren. Bis 2030 soll eine Reduktion um 55 % im Vergleich zu 1990 erreicht werden (Europäische Kommission, 2021). Die Bundesregierung plant im Einklang mit dem europäischen Vorhaben eine Klimaneutralität ab 2045, mit einer Emissionsminderung um 65 % (=438 Mt_{CO₂} Restemissionen) im Jahr 2030 (BMWI, 2021). Hierzu müssen fossile Brennstoffe substituiert und nicht vermeidbare Restemissionen ausgeglichen werden. Dieser Ausgleich kann durch Negativemissionstechnologien (NET) umgesetzt werden. NET ist ein Sammelbegriff für physikalische, biologische und chemische Verfahren. Hierbei ist der gezielte Entzug von THG aus der Atmosphäre das Definitionskriterium, in Abgrenzung zu natürlich verlaufenden CO₂-Emissionsreduktionen. Im Gegensatz zu NET dient der Prozess des punktuellen Abscheidens und Einspeicherns von fossilem CO₂ (Carbon Capture and Storage – CCS) dem Vermeiden von THG-Emissionen und erzeugt keine Negativemissionen (Minx et al., 2018, S. 4ff). Der technische Ansatz der CCS wird in dieser Arbeit nicht weiter vertieft.

1.2 Status der Negativemissionstechnologien

Die NET unterscheiden sich in ihrer Wirkung auf die Umwelt, ihren Flächen-, Energie- und Wasserbedarfen sowie in der Methode der CO₂-Entnahme voneinander. Die Einsatzmöglichkeiten von NET lassen sich in die Erzeugung von Brutto-NE (I) und Netto-

NE (II) unterteilen. Brutto-NE erfüllen den Zweck, eine bilanzielle CO₂-Neutralität zu gewährleisten. Hierbei wird zwischen der Weiternutzung des entnommenen CO₂ (Ia) (Direct Air Carbon Capture and Utilization – DACCU) und der dauerhaften Entnahme durch Speicherung (Ib) (Direct Air Carbon Capture and Sequestration - DACCS) zum Kompensieren von Restemissionen unterschieden. Die Erzeugung von synthetischen Brennstoffen stellt eine Möglichkeit der Nutzung im DACCU-Prozess da und erfolgt über mehrere Schritte und wird durch den Begriff Power-to-X (PtX) erfasst. Netto-NE beschreiben die Emissionen, die bilanziell zusätzlich zur Klimaneutralität entzogen und dauerhaft gespeichert werden. Somit senken sie die atmosphärische CO₂-Konzentration ab. Die Speicherung in unterirdischen geologischen Strukturen ist hierbei der am weitesten verbreitete Ansatz. Das globale Speicherpotenzial wird in der Literatur auf mehrere Tt_{CO₂} geschätzt (siehe Kapitel 4.4). Die am häufigsten diskutierten NET werden im Folgenden beschrieben.

- Bei der *Bioenergienutzung mit CO₂-Abscheidung* (BECC) entziehen Pflanzen der Atmosphäre durch Photosynthese CO₂. Bei der anschließenden energetischen Nutzung der Pflanzen wird das entstehende CO₂ technisch abgeschieden und dauerhaft gespeichert oder weiterverwendet.
- Bei der *Aufforstung* wird die Photosyntheseleistung von Bäumen und Wäldern genutzt und somit der Atmosphäre langfristig CO₂ entzogen.
- Das *Herstellen von Pflanzenkohle* wird durch sauerstoffarme Verbrennung von Biomasse realisiert. Diese wird anschließend in den Erdboden eingebracht, welcher dadurch den Kohlenstoff langfristig speichert.
- Bei der *beschleunigten Verwitterung* werden zerkleinerte Mineralien, wie z. B. Basalte, auf dem Erdboden verteilt, hierdurch kann CO₂ gebunden und langfristig gespeichert werden.
- Die *Ozeandüngung* zielt auf eine Förderung des Algenwachstums ab, um eine Steigerung der Photosyntheseleistung zu bewirken. Der Kohlenstoff wird somit in der Biomasse gespeichert.
- Beim *Bodenmanagement* wird der Gehalt des Bodenkohlenstoffs durch veränderte Bewirtschaftungsmethoden erhöht, indem bspw. Organische Düngemittel genutzt werden.
- Bei der *chemisch-technischen CO₂-Entnahme aus der Luft* wird durch flüssige- oder feste Filtermaterialien der Umgebungsluft CO₂ entzogen. Anschließend wird das CO₂ dem Filtermaterial ausgetrieben und steht mit einer hohen Reinheit zur Verfügung. Das abgeschiedene CO₂ kann eingespeichert oder weitergenutzt werden (Fuss et al., 2018, S. 28ff).

Die technischen Ansätze BECC und DAC führen als einzigen NET zu gasförmigem CO₂ als Endprodukt und ermöglichen somit die dauerhafte Speicherung oder neue Kohlenstoffkreisläufe. Der DAC-Technologie sind keine biophysikalischen Grenzen auferlegt, solange der elektrische und thermische Energiebedarf gedeckt werden kann. Hieraus ergibt sich der Vorteil einer Standortunabhängigkeit. Lieferwege und eine kostengünstige Energiebereitstellung können somit effizient berücksichtigt werden. Das Bereitstellen der Energie ist sowohl über erneuerbare als auch durch fossile Energien, in Kombination mit CCS, möglich. Ferner ist eine Kostenreduktion von DAC-Anlagen durch technischen Fortschritt zu erwarten. Aufgrund der technischen Skalierbarkeit

und der ortsunabhängigen Installationsmöglichkeiten hat die DAC-Technologie das Potenzial eine Schlüsseltechnologie zu werden (Fasihi et al., 2019, S. 957).

1.3 Forschungsfragen

Das Anwenden von NET zur Begrenzung der globalen Erderwärmung auf 1,5 °C wird im Großteil der IPCC-Szenarien (IPCC, 2018) als notwendig beschrieben. Gründe dafür sind ein zeitlich nachgelagertes Ausgleichen und die Kompensation von unvermeidbaren Emissionen. Vor allem der DAC-Technologie kann durch die genaue technische Planbarkeit, die Ausgabe von CO₂ in Reinform und die geringen Umweltauswirkungen hierbei eine hohe Bedeutung zukommen. Aufgrund dessen wird der Einsatz von DAC hinsichtlich seiner Potenziale und Beschränkungen für den Standort Deutschland in dieser Arbeit untersucht.

Konkrete Abschätzungen für den Einsatz von DAC im Zusammenhang mit einer Implementierungsstrategie konnten durch eine Literaturrecherche lediglich für den US-Bundesstaat Kalifornien festgestellt werden. Baker et al. (2020) beschreiben in ihrem Bericht die Möglichkeit, durch das Entziehen von 125 Mt_{CO₂}/a bis 2045 Kalifornien klimaneutral zu gestalten. Hierbei wird die Möglichkeit der Implementierung von DAC-Anlagen betrachtet und bis 2045 fortgeschrieben. Dazu werden potenzielle Standorte, Energieverbräuche und Kosten analysiert. Für den Standort Deutschland wird der Einsatz der DAC-Technologie im Rahmen der Studien: „Klimaneutrales Deutschland“ (Prognos et al., 2020) und „Klimaneutrales Deutschland 2045“ (KNDE 2045) (Prognos et al., 2021) analysiert. Zum Erreichen der Klimaneutralität wird ein Bedarf an Brutto-NE ermittelt. Die CO₂-Entnahmekapazität wird hierbei bis 2045 auf 57 Mt_{CO₂}/a gesteigert. Hierbei werden 37 Mt_{CO₂}/a durch BECCS und 20 Mt_{CO₂}/a durch DACCS entzogen. Eine strukturelle Implementierungsanalyse liegt hingegen nicht vor.

Das Ziel dieser Arbeit ist es daher, beispielhaft in verschiedenen Fallstudien eine entsprechende Auslegung der DAC-Technologie zu untersuchen. Hierbei soll die Erzeugung von synthetischen Brennstoffen sowie Brutto- und Netto-NE geprüft werden. Dabei sollen der nötige Ressourcenbedarf (Energie, Fläche, Wasser) berücksichtigt sowie das Zusammenspiel der benötigten technischen Anlagen analysiert werden. Zentrale Parameter werden in die Zukunft fortgeschrieben, um die Berechnungen nicht nur für die Ist-Situation, sondern auch für die Jahre 2030, 2040 und 2045 zu erheben. Zentrale Fragenstellungen sind hierbei:

- Welche technologischen Ansätze sind für Deutschland realisierbar?
- Welche Mengen an CO₂ müssen in Deutschland umgesetzt werden, um den Bedarf an Negativemission und PtX-Prozessen zu decken?
- Welcher Ressourcenverbrauch entsteht in Deutschland, wenn die betrachteten Fallstudien umgesetzt werden?
- Welchen Infrastrukturaufwand hat dies zur Folge?
- Ist eine Implementierung in den notwendigen Größenordnungen realisierbar, und welche Faktoren wirken hierbei beschränkend?

Eine Bewertung der Einsatzmöglichkeiten von DAC-Anlagen in Deutschland ist nach Kenntnisstand des Autors nicht bekannt. Auch werden deutsche Potenziale, in Bezug auf Energiequellen, Transportstrecken, Flächen- und Wasserbedarf, nicht in den Zusammenhang mit der DAC-Technologie gebracht. Diese Arbeit schafft einen Einstieg

in das Thema der DAC-Technologie in Deutschland und ermöglicht eine Einordnung in den Kontext mit bestehenden Klimaneutralitätsszenarien.

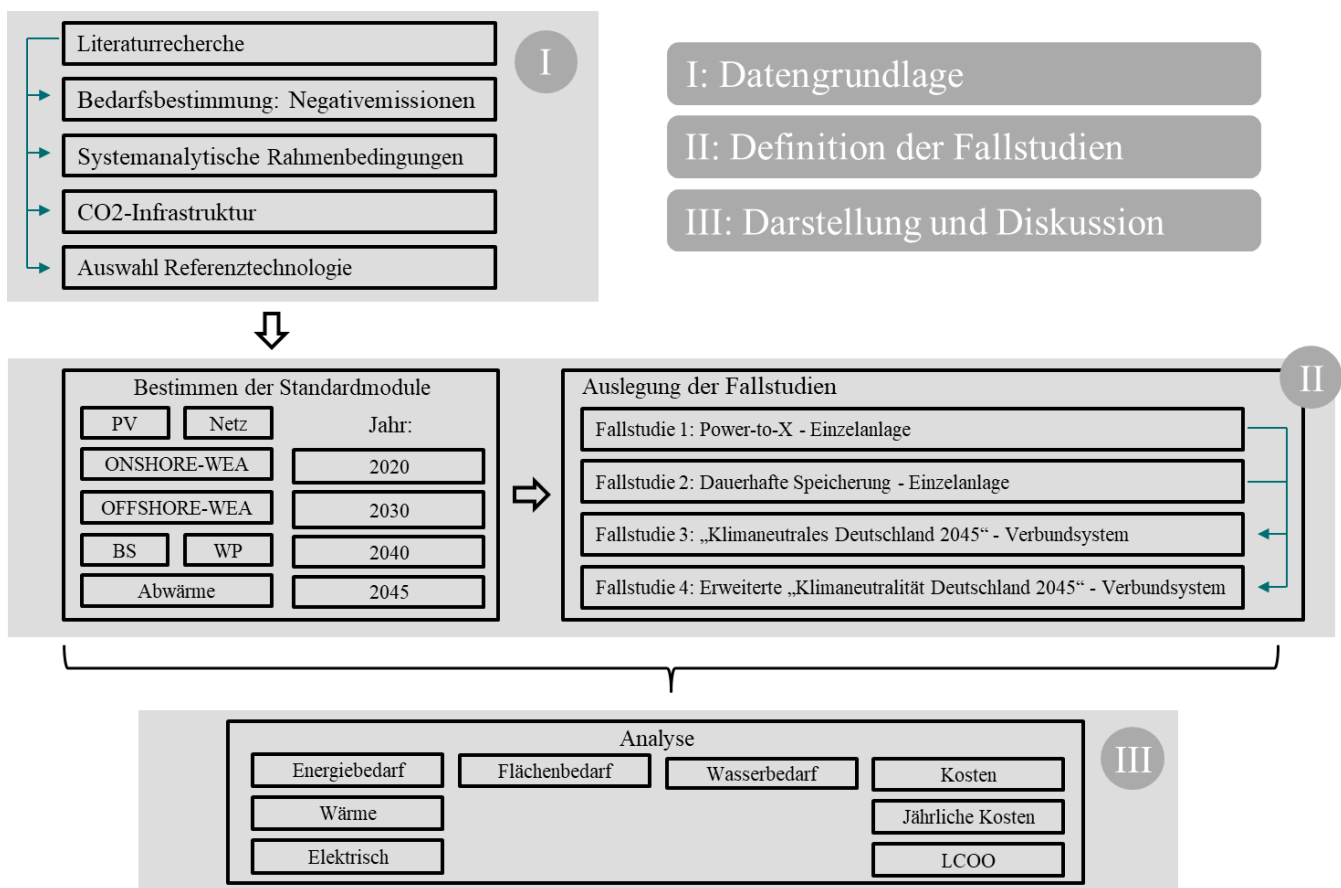
Hierzu wird im Folgenden zunächst das methodische Vorgehen hergeleitet (Kapitel 2). Anschließend wird der aktuelle Stand der Technik betrachtet und auf eine Auswahl von DAC-Technologien näher eingegangen (Kapitel 3). Um ein Verständnis für die Größenordnung der Ressourcenverbräuche und der entstehenden Kosten zu erzeugen, werden verschiedene Fallstudien ausgelegt (Kapitel 4) und anschließend analysiert (Kapitel 5). Die anschließende Diskussion (Kapitel 6) bringt die Ergebnisse in den Zusammenhang mit den zu Anfang aufgeführten Forschungsfragen.

2 Methodik

Im Folgenden wird der methodische Aufbau in Kapitel 2.1 erläutert. Anschließend wird das Vorgehen der Datenerfassung in Kapitel 2.2, die Definition der Fallstudien in Kapitel 2.3 und die Ergebnisdarstellung und Diskussion in Kapitel 2.4 dargelegt.

2.1 Methodischer Aufbau

In dieser Arbeit werden die Potenziale, Herausforderungen und Folgen einer Implementierung der DAC-Technologie zum Erzeugen von Brutto- und Netto-NE innerhalb Deutschlands untersucht. Dazu werden auf Grundlage einer Literaturstudie unterschiedliche Fallstudien entwickelt und hinsichtlich der für ihre Umsetzung benötigten Ressourcen und Kosten systematisch bewertet. Abb. 2-1 fasst das konzeptionelle Schema zusammen. Der methodische Aufbau lässt sich in die drei Schritte Datengrundlage (I), Definition der Fallstudien (II) und Darstellung und Diskussion (III) unterteilen. Nachfolgend werden die drei Teile erläutert.



Legende: BS = Batteriespeicher; LCOO = Levelized Cost of Output; PV = Photovoltaik; WEA = Windenergieanlage; WP = Wärmepumpe.

Abb. 2-1 Konzeptionelles Schema der Methodik

Quelle: Eigene Darstellung.

2.2 Datengrundlage

Im ersten Schritt wird eine Literaturrecherche durchgeführt. Dazu werden Unternehmensseiten sowie Publikationsseiten¹ nach aktuellen Studien (2017 bis heute) zum Thema DAC und CO₂-Sequestrierung unter der Verwendung von einheitlichen Begrifflichkeiten durchsucht. Eine Zusammenfassung der verwendeten Schlüsselwörter und Kombinationen ist Tab. 9-1 (Anhang) zu entnehmen. Anhand aktueller Dekarbonisierungs-Szenarien wird der deutsche Bedarf an NE (Kapitel 4.2) ermittelt. Zielsetzung ist hierbei das Ableiten von festen Mengenangaben, die den einzelnen Fallstudien für die Jahre 2020, 2030, 2040 und 2045 zugeordnet werden. Die systemanalytischen Rahmenbedingungen (Kapitel 4.1) dienen dem Definieren der Systemgrenzen sowie dem Benennen von Annahmen für die anschließende Auslegung der Fallstudien. Die technischen Möglichkeiten für den CO₂-Transport (Kapitel 4.3) werden gegenübergestellt und es wird eine Transporttechnologie ausgewählt. Als Exkurs werden mögliche CO₂-Speichermöglichkeiten und Standorte diskutiert sowie europäische Speicherpotenziale aufgezeigt (Kapitel 4.4). Zur Auswahl einer Referenztechnologie (Kapitel 4.5) werden die bestehenden Technologieansätze systematisch verglichen. Zielsetzung ist hierbei die Auswahl einer geeigneten Technologie, deren Realisierung, im betrachteten zeitlichen Horizont, vorteilhafter erscheint.

2.3 Definition der Fallstudien

Eine Kombination der Standardmodule erfolgt in vier Fallstudien. Die Beschreibung der ausgewählten Standardmodule (Kapitel 4.6) erfolgt je Technologiegruppe und konzentriert sich auf den aktuellen Stand der Technik sowie auf literaturbasierte Fortschreibungen bis 2045. Eine genaue Definition der In- und Outputflüsse, der entstehenden Kosten sowie das Festlegen einer Kapazitätsgröße, die beliebig oft erweitert werden kann, sind die Ziele. In den vier Fallstudien werden die energetischen und stofflichen Flüsse der Standardmodule untereinander in Verbindung gebracht. Die Auslegung der Fallstudien (Kapitel 4.7) dient dazu, gesellschaftliche Dekarbonisierungspfade in einen Kontext mit der DAC-Technologie zu bringen. Tab. 2-1 stellt die Fallstudien da.

Fallstudien 1 und *2* stellen die Entwicklung der Kosten und Ressourcenverbräuche der Verbundsysteme zur Erzeugung von NE bis 2045 bei einer kleinskaligen modularen Auslegung dar. Hierbei wird in *Fallstudie 1* die Erzeugung von synthetischem Brennstoff abgebildet und in *Fallstudie 2* die Entnahme von CO₂ zur anschließenden dauerhaften Speicherung. Die dort gewonnenen Erkenntnisse dienen der Auswahl der Konfiguration innerhalb der *Fallstudien 3* und *4*. Diese bilden den Einsatz der DAC-Technologie in verschiedenen Dekarbonisierungs-Szenarien ab.

¹ ScienceDirect, Google Scholar, Research Gate und Scopus

Tab. 2-1 Definition der Fallstudien

Fallstudie	Fallbeispiel	Erzeugnis	Stromquelle	Wärmequelle
Fallstudie 1: Aufzeigen der Verbräuche und Kosten einer DAC-Einheit zur Erzeugung von synthetischem Brennstoff (Brutto-Negativemissionen)				
1	A (min/max)	Synthetischer Brennstoff	Öffentliches Stromnetz	Power-to-X
1	B	Synthetischer Brennstoff	Photovoltaik	Power-to-X
1	C	Synthetischer Brennstoff	Onshore-Windenergie	Power-to-X
1	D	Synthetischer Brennstoff	Offshore-Windenergie	Power-to-X
Fallstudie 2: Aufzeigen der Verbräuche und Kosten einer DAC-Einheit zur Erzeugung von Brutto- oder Netto-Negativemissionen.				
2	A (min/max)	Kohlenstoffdioxid	Öffentliches Stromnetz	Wärmepumpe
2	B	Kohlenstoffdioxid	Photovoltaik	Wärmepumpe
2	C	Kohlenstoffdioxid	Onshore-Windenergie	Wärmepumpe
2	D	Kohlenstoffdioxid	Offshore-Windenergie	Wärmepumpe
Fallstudie 3: Aufzeigen der Verbräuche und Kosten von DAC zur Erzeugung von Brutto-Negativemissionen im „KNDE 2045“-Szenario.				
3	B	Kohlenstoffdioxid	Photovoltaik	Wärmepumpe
3	C	Kohlenstoffdioxid	Onshore-Windenergie	Wärmepumpe
3	D	Kohlenstoffdioxid	Offshore-Windenergie	Wärmepumpe
3	DEL	Kohlenstoffdioxid	Offshore-Windenergie	Elektrolyseur
Fallstudie 4: Aufzeigen der Verbräuche und Kosten von DAC – zusätzliche Optionen zum „KNDE 2045“-Szenario.				
Fallstudie 4 (I): Substitution von BECC zur Erzeugung von Brutto-Negativemissionen durch DAC als Erweiterung des „KNDE 2045“-Szenarios.				
4	(I)B	Kohlenstoffdioxid	Photovoltaik	Wärmepumpe
4	(I)C	Kohlenstoffdioxid	Onshore-Windenergie	Wärmepumpe
4	(I)D	Kohlenstoffdioxid	Offshore-Windenergie	Wärmepumpe
Fallstudie 4 (II): Inländische Erzeugung von synthetischem Brennstoff (Brutto-Negativemissionen als Erweiterung des „KNDE 2045“-Szenarios.				
4	(II)B	Synthetischer Brennstoff	Photovoltaik	Power-to-X
4	(II)C	Synthetischer Brennstoff	Onshore-Windenergie	Power-to-X
4	(II)D	Synthetischer Brennstoff	Offshore-Windenergie	Power-to-X
Fallstudie 4 (III): Erzeugung von Netto-Negativemissionen als möglicher deutscher Anteil zur Erreichung des 1,5-Grad-Ziels.				
4	(III)B	Kohlenstoffdioxid	Photovoltaik	Wärmepumpe
4	(III)C	Kohlenstoffdioxid	Onshore-Windenergie	Wärmepumpe
4	(III)D	Kohlenstoffdioxid	Offshore-Windenergie	Wärmepumpe

Quelle: Eigene Darstellung.

2.4 Darstellung und Diskussion

Die Darstellung (Kapitel 5) sowie die Diskussion der Ergebnisse (Kapitel 6) erfolgt mit Blick auf Kosten und Ressourcenverbräuche der einzelnen Fallstudien. Die Ergebnisse in den *Fallstudien 1* und *2* geben die Kosten und des Ressourcenverbrauchs über die Jahre 2020, 2030, 2040 und 2045 bezogen auf eine Tonne CO₂ wieder. In *Fallstudie 3* und *4* werden die kumulierten Kosten und Ressourcenverbräuche im Jahr 2045 dargestellt.

2.4.1 Ressourcenbedarf

Der Ressourcenbedarf wird in Energie-, Wasser- und Flächenverbrauch unterteilt und die Ergebnisse der einzelnen *Fallstudien* werden sowohl spezifisch als auch in Summe dargestellt. Angaben zum Wasser- und Energiebedarf (wärme und elektrisch) werden mit aktuellen Angaben in der Literatur validiert und die Bedarfswerte in Zusammenhang mit den prognostizierten Verbräuchen bis 2045 gebracht. Der Flächenbedarf wird hinsichtlich der Fläche zur erneuerbaren Energie (EE)-Bereitstellung und der Baufläche der Prozessanlagen unterschieden. Anhand der ermittelten Daten werden die limitierenden Ressourcen und möglichen Potentiale benannt.

2.4.2 Kostenbewertung

Es gilt, dass der Einsatz der DAC-Technologie dann begründbar ist, wenn die Menge des CO₂, welches der Atmosphäre entnommen wird, größer ist als die Menge des CO₂, das durch den Prozess emittiert wird. Über die Phasen der Errichtung, des Betriebs und der Entsorgung werden CO₂-Emissionen freigesetzt, die die Entnahmeeffizienz beeinflussen. Auf Grundlage des Verständnisses der CO₂-Entnahmeeffizienz werden die Brutto- und Netto-Levelized Cost of Output (LCOO) definiert. Die Brutto-LCOO beschreiben die Kosten je erzeugter t_{CH₄O} bzw. entnommener t_{CO₂}. Die Netto-LCOO beschreiben die Kosten je Output Einheit, wenn die prozessbedingten CO₂-Emissionen bilanziell von den entnommenen CO₂-Mengen abgezogen werden. Zur Berechnung werden die fixen (Opex_{fix}) und variablen Betriebskosten (Opex_{var}) sowie die mit der über die Lebensdauer (n) ermittelten Annuität (an) abgezinsten Investitionskosten (Capex) addiert und auf die Summe der Erzeugnisse (Output_{menge}) bezogen. Bezugsgrundlage ist hierbei die Masse in Tonnen oder die Strommenge in kWh. Die fixen und variablen Betriebskosten werden der betrachteten Literatur entnommen. Die Lebensdauer (n) der Anlagen sowie der entsprechende Weighted Average Cost of Capital (WACC) wird individuell bewertet und basierend auf Literaturangaben ausgewählt.

$$\text{LCOO} \left[\frac{\text{EUR}}{\text{t bzw. kWh}} \right] = \frac{\text{CAPEX} [\text{EUR}] \cdot \text{an} + \text{OPEX} [\text{EUR}]}{\text{Output}_{\text{menge}} [\text{t bzw. kWh}]} \quad (2 - 1)$$

$$\text{an} [-] = \frac{\text{WACC} [\%] \cdot (1 + \text{WACC} [\%])^n [\text{Jahre}]}{(1 + \text{WACC} [\%])^n [\text{Jahre}] - 1} \quad (2 - 2)$$

$$\text{OPEX} [\text{EUR}] = \text{OPEX}_{\text{fix}} [\text{EUR}] + \text{OPEX}_{\text{var}} [\text{EUR}] \quad (2 - 3)$$

Zusätzlich werden die jährlichen Kosten dargestellt, um so ein Verständnis für die Investitionskosten zu vermitteln. Die Kostendaten werden mit aktueller Literatur validiert und ihr Einfluss auf die Realisierbarkeit der DAC-Implementierung diskutiert.

3 Stand der Technik: Direct Air Capture

Das nachfolgende Kapitel zeigt die historische Entwicklung der DAC-Technik auf sowie aktuelle Marktakteure und die technische Reife ausgewählter Technologieansätze. Hierzu wird in Kapitel 3.1 der Status der DAC-Technologie beschrieben. In Kapitel 3.2 und 3.3 werden die beiden meist erprobten Technologie näher erläutert und in Kapitel 3.4 zusammenfassend gegenübergestellt.

3.1 Status-Quo

1930 wurde die Entnahme von CO₂ aus der Umgebungsluft, im Zuge der Vorbehandlung für die kryogene Luftzerlegung, erstmalig kommerziell genutzt. Die Möglichkeit, die direkte Luftabscheidung zur Reduzierung der globalen CO₂-Emissionen zu nutzen, wurde von Lackner et al. (1999) formuliert. Unternehmerische Bemühungen sind seit 2009 zu erkennen. Die Entwicklungsstände der hier aufgeführten Unternehmen variieren jedoch und weisen noch keine Marktreife auf. 2009 wurde das kanadische Unternehmen *Carbon Engineering* gegründet, das einen Absorptionsprozess zur CO₂-Entnahme nutzt. Aktuell betreibt *Carbon Engineering* eine Anlage in Kanada und plant weitere 1 MtCO₂/a Anlagen. Das, 2009 gegründete, Unternehmen *Climeworks* betreibt, vorwiegend in Europa, 15 Demonstrationsanlagen basierend auf dem Adsorptions- und Desorptionsprozess. 2021 wurde eine 4 ktCO₂/a-Anlage („Orca“) in Island in Betrieb genommen. *Global Thermostat*, 2010 gegründet, ist aktuell der dritte große Marktteilnehmer und forscht ebenfalls im Bereich der Adsorption und Desorption. Aktuell erprobt *Global Thermostat* Demonstrationsanlagen mit Produktionsraten von bis zu 4 ktCO₂/a in den USA (Baker et al., 2020, S.16). Insgesamt werden weltweit Anlagen mit einer kumulierten Kapazität von mehr als 10 ktCO₂/a als Demonstrations- oder Pilotanlagen betrieben (ebd., S.120).

Hydrocell Oy, ein finnisches Unternehmen, betreibt seit 2017 eine auf Adsorption basierende Testanlage. Basierend auf der Moisture Swing Adsorption erarbeiten die Unternehmen *InfiniTree* und *Skytree* jeweils einen DAC-Prozess. Vielversprechend am Moisture Swing Adsorption-Konzept ist der geringe Energieverbrauch, wobei zum jetzigen Zeitpunkt hierzu keine Demonstrationsanlagen bekannt sind (Fasihi et al., 2019, S. 959). Das Unternehmen *Blainchairs* stellt auf seiner Internetseite eine Kombination aus Windkraft- und DAC-Anlage vor. Hierbei befindet sich die DAC-Einheit im Bereich der Windkraftgondel. Der Luftstrom wird in die Filteranlage gesaugt und die CO₂-reduzierte Luft über die Spitzen der rotierenden Windkraftflügel abgegeben. *Zeroemissionfuels* erarbeitet eine auf Photovoltaik (PV) und DAC basierende modulare Methanol (CH₄O)-Mikroanlage. Das amerikanische Start-Up *Noya* plant bestehende Kühltürme zur CO₂-Entnahme zu nutzen. Hier sind laut des Unternehmens nur geringfügige Ergänzungen am Kühlturm und eine On-Site Aufbereitungsanlage notwendig. *Carbon Collcet Limited* präsentiert auf seiner Homepage das Model des MechanicalTrees™, welches ohne Energieeinsatz der Umgebung CO₂ entziehen soll (passiv Direct Air Capture™). Innerhalb der nächsten Dekade sollen die ersten Anlagen installiert werden. Unter dem Projekttitel „Crown Oil“ erforschen Dittmeyer et al. am *Karlsruher Institut für Technologie* die Integration der DAC-Technologien in Lüftungsanlagen, um dezentral synthetische Brennstoffe herzustellen.

Aktuelle Veröffentlichungen fokussieren sich zumeist auf die technologischen Ansätze der Hochtemperatur (HT)- und der Niedertemperatur (NT)- DAC-Technologie, deren

Prozesse von *Carbon Engineering* (HT), *Climeworks* (NT) und *Global Thermostat* (NT) erprobt werden. Tab. 9-2 (Anhang) zeigt die verwendeten Veröffentlichungen, sowie ihre thematischen Schwerpunkte auf. Keith et al. (2018) beschreiben technische und ökonomische Aspekte einer 1 Mt_{CO₂}/a HT-DAC Anlage basierend auf Daten einer Pilotanlage von *Carbon Engineering*. Aufbauend darauf analysieren McQueen et al. (2021) mögliche HT-DAC-Auslegungen und deren Energieversorgung mithilfe von EE-Erzeugern. Eine technische Beschreibung des NT-DAC Prozesses wird von Beuttler et al. (2019) gegeben. Die techno-ökonomische Analyse von Fasihi et al. (2019) führt aktuelle Kenntnisse zu Energie- und Kostendaten auf und entwickelt sie bis zum Jahr 2050 weiter. National Academies of Sciences, Engineering, and Medicine (2019) (NA, 2018) fasst in ihrer Forschungsagenda den Nutzen, die Risiken und das Skalenzpotential für die DAC-Technologie und andere NET zusammen. Aktuelle Informationen aus der Wirtschaft und Industrie werden von Zelt et al. (2021), Viebahn et al. (2018) und der Datenbank der Danisch Energy Agency (2018) (DEA) zusammengefasst und bewertet. Baker et al. (2020) analysieren die Umsetzungsmöglichkeiten von DAC und weiteren NET in Kalifornien und greifen hierzu auf aktuelle Veröffentlichungen zurück. Hanna et al. (2021) beschrieben den großskaligen Einsatz von DAC als Notfallmaßnahme, um den globalen Temperaturanstieg zu begrenzen und vergleichen dabei die HT- und NT-Technologien. Basierend auf den DAC-Anlagen von *Climeworks* haben Deutz und Bardow (2021) eine Ökobilanz erstellt. Hierbei haben sie eine CO₂-Effizienz von ~90 % für den Einsatz von NT-DAC-Anlagen ermittelt. Lackner und Habib (2021) skizzieren die mögliche Kostenentwicklung von DAC-Anlagen in Abhängigkeit von der Lernrate und des Branchenwachstums. Cames et al. (2021) führen einen ökonomischen Vergleich im Flugverkehr zwischen der Anwendung von synthetischen Brennstoffen und dem Ausgleich von CO₂-Emissionen durch. Zunehmende Publikationszahlen zeigen das wachsende wissenschaftliche und gesellschaftliche Interesse an der DAC-Technologie auf (Viebahn et al., 2018, S. 45).

3.2 Niedertemperaturverfahren

Im NT-Bereich unterscheidet man zwischen der Moisture Swing Adsorption und dem Temperaturwechselverfahren. In dieser Arbeit wird sich auf das Temperaturwechselverfahren konzentriert, da hier eine höhere technische Reife besteht (Fasihi et al., 2019, S. 964). Abb. 3-1 skizziert den Prozess schematisch. Der Prozess der Adsorption und Desorption wird zyklisch durchlaufen. Im Prozessschritt der Adsorption wird der Umgebungsluft das CO₂ chemisch entzogen. Das Adsorptionsmittel basiert auf Amine, Karbonaten oder anionischen Harzen (Deutz und Bardow, 2021, S. 205). Durch den Einsatz von Ventilatoren wird der Luftdurchsatz geregelt. Die Desorption erfolgt bei einer Temperatur von ca. 100 °C. Hierbei wird das CO₂ aus dem gesättigten Filtermaterial gelöst. Durch den Einsatz von Wärmeenergie und Vakuum wird eine Reinheit von >99 % erreicht.

Messwerte aktueller Demonstrationsanlagen weisen einen Energiebedarf von 700 kWh_{el}/t_{CO₂} und 11,9 GJ_{th}/t_{CO₂} aus. Als Ziel für 2030 gilt ein Energiebedarf von 500 kWh_{el}/t_{CO₂} und 5,4 GJ_{th}/t_{CO₂} (ebd., S. 2 Anhang). Der Wärmetransport geschieht entweder durch direktes Einströmen von Dampf oder durch ein geschlossenes Wärmeübertragungsnetz, wodurch bei letzterem Wasserverluste vermieden werden können. Im Prozessschritt der Desorption wird in Abhängigkeit der Luftfeuchtigkeit, der

Temperatur und des Adsorptionsmittels zwischen 0,8 und 2 t_{H₂O}/t_{CO₂} als Nebenprodukt gewonnen (ebd., S. 204).

Climeworks bietet seine Anlagen im modularen Bausatz an. Hierbei können Standardeinheiten in beliebiger Größe kombiniert werden. Eine Einheit besitzt die Kapazität von 50 t_{CO₂}/a. Sechs Standardeinheiten (=300 t_{CO₂}/a) sowie eine Prozesseinheit können in einem 40-Fuss-Hochseecontainer verbaut werden² (Beuttler et al., 2019, S. 2). Messwerte von *Climeworks* ergeben einen Flächenverbrauch von 0,26 m²/t_{CO₂}. Notwendige Installationsflächen und eine zentralisierte Steuereinheit sind hier inbegriffen. Jedoch wird von Flächenreduktionen auf 0,07 m²/t_{CO₂} bei großskaligen gestapelten Anlagen ausgegangen (Deutz und Bardow, 2021, S. 17 Anhang). Der Flächenbedarf zur Energiebereitstellung sowie die Regenerationsfläche müssen zusätzlich mitbetrachtet werden. Die Regenerationsfläche beschreibt den Bereich, der zum Durchmischen der CO₂-reduzierten-Luft mit der Umgebungsluft benötigt wird, um Wirkungsgradverluste beim erneuten Einsaugen der Luft zu vermeiden (National Academies of Sciences, Engineering, and Medicine, 2019, 294f.).

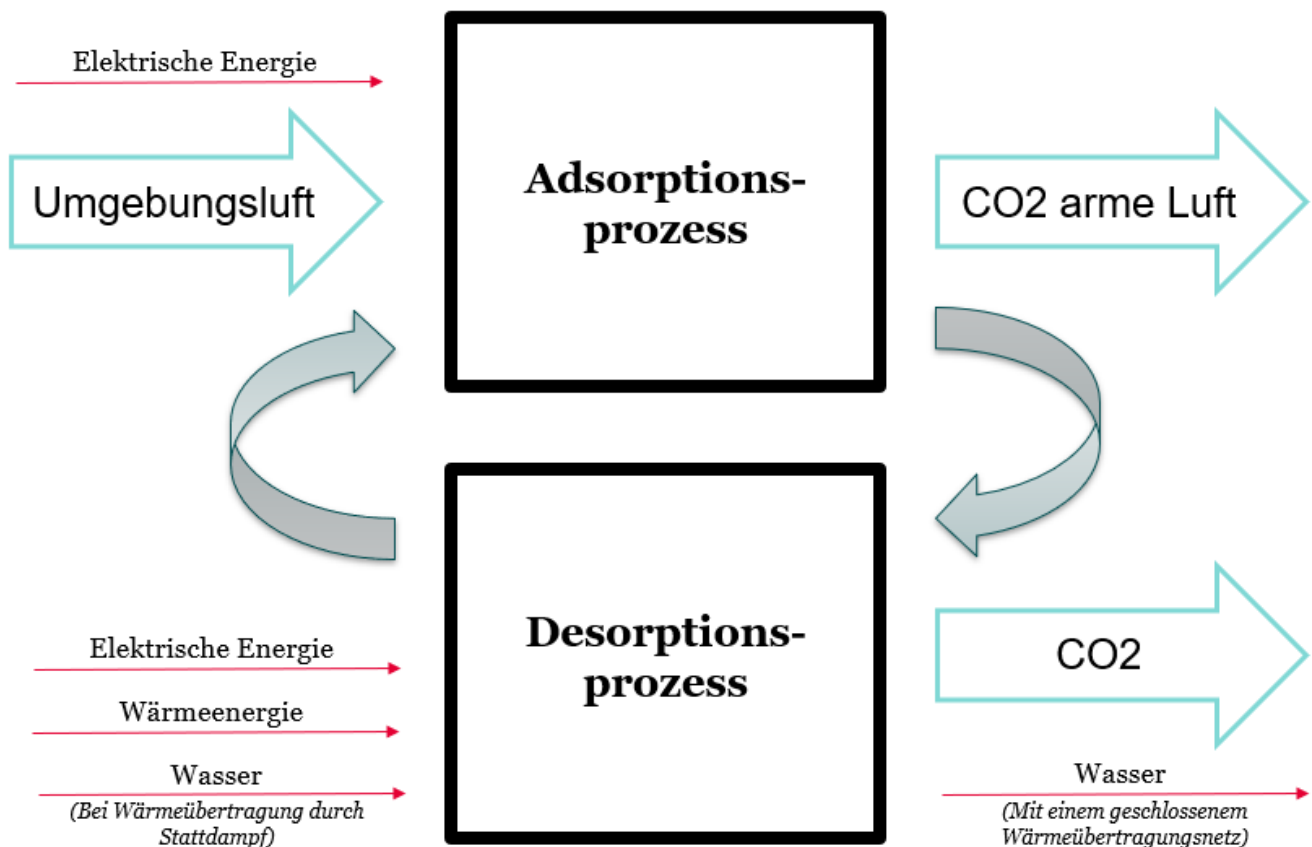


Abb. 3-1 Schematische Darstellung des DAC-Niedertemperaturwechselprozesses

Quelle: Eigene Darstellung.

² Die Grundfläche für einen 40-Fuss-Hochseecontainer beträgt 30 m² (=0,1 m²/t_{CO₂}).

3.3 Hochtemperaturverfahren

Der HT-Prozess lässt sich in zwei parallel ablaufende Zyklen unterteilen und wird schematisch in Abb. 3-2 dargestellt. Durch die räumliche Trennung der Prozessschritte ist ein kontinuierlicher Betrieb der DAC-Anlage möglich.

Der erste Zyklus erfolgt bei Umgebungsdruck. Hierzu wird Natriumhydroxid (NaOH) oder Kaliumhydroxid (KOH) im Luftstrom versprüht, welches das CO₂ absorbiert und zu Natriumkarbonat (Na₂CO₃) bzw. Kaliumkarbonat (K₂CO₃) und Wasser (H₂O) reagiert. Um einen hohen Luftdurchsatz zu generieren, werden Ventilatoren genutzt. Die Regeneration des Karbonats erfolgt im zweiten Zyklus. Hierbei wird Na₂CO₃ bzw. K₂CO₃ mit Kalziumhydroxid (Ca(OH)₂) vermischt, wodurch sich Kalziumcarbonat (CaCO₃) und NaOH bzw. KOH bildet. Dies wird im Absorptionsschritt erneut eingesetzt. Um CaCO₃ in CO₂ und Kalziumoxid (CaO) aufzutrennen, wird eine Temperatur von 850 °C benötigt. Während CO₂ das gewünschte Endprodukt ist, wird das CaO mit H₂O vermischt und regeneriert zu Ca(OH)₂. Das Ca(OH)₂ wird anschließend erneut eingesetzt. Bei Umgebungsbedingungen von 20 °C und 64 % Luftfeuchtigkeit werden 4,7 t_{H₂O}/t_{CO₂} benötigt (Fasihi et al., 2019, S. 961).

Im von Keith et al. (2018) beschriebenen HT-Prozess wird die Wärme sowie die elektrische Energie durch die Verwendung von Erdgas realisiert. Das dabei entstehende fossile CO₂ wird durch CCS-Technologie abgeschieden und eingespeichert. Der Erdgasbedarf liegt bei 8,81 GJ/t_{CO₂}. Dies führt zu einem zusätzlichen CO₂-Speicherbedarf von 0,46 t_{CO₂} je entnommener t_{CO₂}. Wird Erdgas lediglich zur Wärmebereitstellung genutzt und die elektrische Energie gesondert erzeugt, beläuft sich der Erdgasbedarf auf 5,25 GJ/t_{CO₂} und der elektrische Energiebedarf auf 366 kWh/t_{CO₂}. *Carbon Engineering* verfolgt das Ziel, Anlagen in der Größenordnung von 1 Mt_{CO₂}/a zu betreiben. Die angestrebte kleinstmögliche Anlage hat voraussichtlich eine Kapazität von 100 kt_{CO₂}/a (Baker et al., 2020, S.116). Durch günstige Positionierung kann die Absorptionseinheit auf einer Fläche von 40.000 m² (=0,04 m²/t_{CO₂}) errichtet werden. Eine tatsächliche Realisierung führt laut Unternehmensangaben zu einem deutlich höheren Flächenbedarf (Holmes und Keith, 2012).

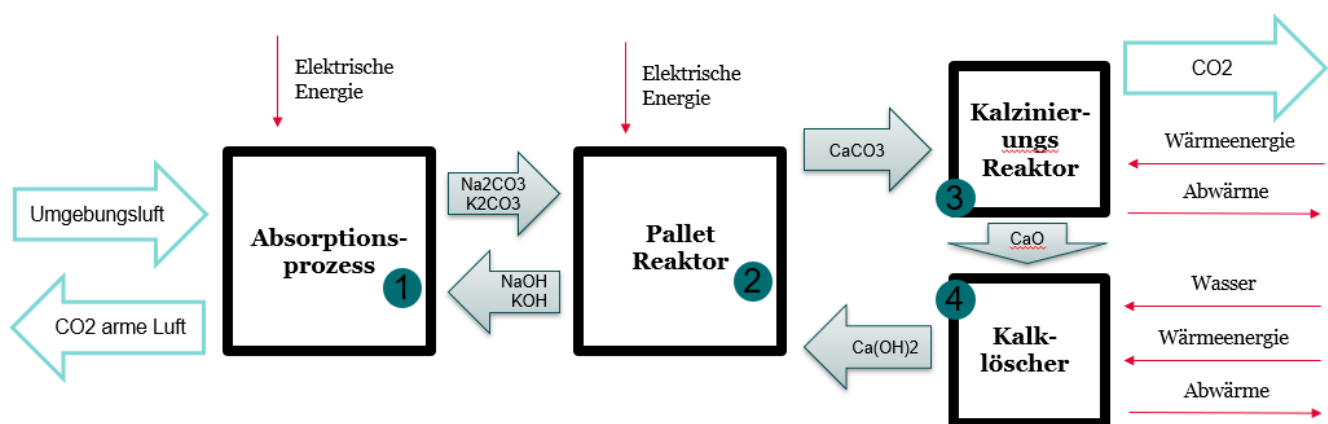


Abb. 3-2 Schematische Darstellung des DAC-Hochtemperaturprozesses

Quelle: Eigene Darstellung.

3.4 Zusammenfassende Einschätzung

Aktuell verfügen zwei DAC-Technologieansätze über einen fortgeschrittenen Entwicklungsstatus und über Demonstrationsanlagen. Tab. 3-1 fasst die aufgeführten Ergebnisse zusammen. Der Energiebedarf beider Ansätze teilt sich in ~25 % elektrische Energie und ~75 % thermische Energie auf. Die Unternehmen *Climeworks* und *Global Thermostat* nutzen den NT-Prozess, welcher auf dem Adsorptionsprozess beruht und das CO₂ bei einem Wärmeenergieeinsatz von ca. 100 °C der Umgebungsluft entzieht. Bei einer Temperatur von ca. 850 °C entwickelt das Unternehmen *Carbon Engineering* einen HT-Absorption-Prozess. Der Flächenbedarf wird vor allem durch die Fläche zur Energiebereitstellung beeinflusst und hängt somit von der gewählten Energiequelle und dem spezifischen Energiebedarf ab. Die NT-Technologie basiert auf einer modularen Bauweise, die kleinskalige containerbasierte Lösungen ermöglicht. Die kleinsten realisierbaren HT-Anlagen haben eine um den Faktor ~330 höhere Kapazität und sind vergleichbar mit Kraftwerksprojekten und somit als zentrale großskalige Lösung anwendbar.

Die HT-DAC Anlage benötigt im Betriebsprozess H₂O, während die NT-Anlage dieses als Nebenprodukt generieren kann. Durch die Trennung der Absorption und Desorption im HT-Prozess sind ein kontinuierlicher Betrieb sowie eine Schonung der Anlagebauteile gegeben. Der Adsorptions- und Desorptionsraum beim NT-Prozess ist starken Druck-, Temperatur- und Feuchtigkeitsschwankungen ausgesetzt, was bei der Wahl der Baumaterialien berücksichtigt werden muss. Durch die wechselnden Prozessphasen ist ein kontinuierlicher Betrieb lediglich durch eine versetzte Fahrweise mehrerer Module möglich.

Tab. 3-1 Vergleich der Hochtemperatur- und Niedertemperatur DAC-Anlagen.

	Einheiten	NT-DAC	HT-DAC
Betriebsart	-	Phasenweise	Kontinuierlich
Bauweise	-	Modular	Kraftwerkseinheiten
Elektrischer Energiebedarf (Jahr)	kWh _{el} /tCO ₂	500 (2030)	366 (2025)
Thermischer Energiebedarf (Jahr)	kWh _{th} /tCO ₂	1.500 (2030)	1.458 (2025)
Temperaturniveau	° C	~ 100	~ 800
Wasserbedarf	t _{H2O} /tCO ₂	-0,8 bis -2	4,7
direkter Flächenbedarf	m ² /tCO ₂	0,26	0,04 (*)
Entwicklungsstatus (TRL)	-	5	5
Demonstrationsanlagen	-	> 20	1
Langfristige Kostenentwicklung	€/tCO ₂	< 100	< 100

(*) Flächenbedarf umfasst lediglich die Absorptionseinheit

Quelle: Eigene Darstellung.

4 Durchführung der Fallstudien

In diesem Kapitel werden die einzelnen Elemente der *Fallstudien* hergeleitet. Kapitel 4.1 dient dem Definieren der Systemgrenzen sowie dem Benennen von Annahmen für die anschließende Auslegung der *Fallstudien*. Kapitel 4.2 analysiert bestehende Dekarbonisierungs-Szenarien und ermittelt den Bedarf an NE. Eine Beurteilung der bestehenden CO₂-Transportmöglichkeiten erfolgt in Kapitel 4.3, während eine Analyse der bestehenden Möglichkeiten und laufenden Projekte zur CO₂-Speicherung in Kapitel 4.4 durchgeführt wird. In Kapitel 4.5 werden die DAC-Ansätze gegenübergestellt und eine Referenztechnologie ausgewählt. Anschließend erfolgt die Beschreibung der Technologiemodule in Kapitel 4.6. Basierend auf den erlangten Erkenntnissen erfolgt in Kapitel 4.7 die Auslegung der *Fallstudien*.

4.1 Systemanalytische Rahmenbedingungen

Um der Forschungsfrage im zeitlich begrenzten Rahmen strukturiert nachgehen zu können, müssen im Vorfeld Vereinfachungen vorgenommen werden. Daraus resultierende Limitationen und Unschärfen werden im Folgenden kritisch betrachtet.

Ausgehend von der Annahme, dass Deutschland seiner Verantwortung zur Dekarbonisierung vollständig entspricht und keine CO₂-Ausgleichsmaßnahmen ins Ausland verschiebt, wird die technische Entnahme des atmosphärischen CO₂ allein anhand der Nutzung der DAC-Technologie analysiert. Als Systemgrenze gelten hierbei die Landesgrenzen der Bundesrepublik Deutschland sowie die deutschen Küstengebiete. Die Region mit dem höchsten durchschnittlichen EE-Potenzial wird als Referenzregion ausgewählt, wodurch eine kostengünstige nationale EE-Erzeugung abgebildet wird. Die Region Norddeutschland hat mit einem Durchschnitt von 6,4 m/s die höchsten Windenergiepotenziale (Kost et al., 2021, S. 14), dagegen weist die Region Süddeutschland im Durchschnitt die höchsten Globalstrahlungswerte (1221 bis 1280 kWh/m²·a) auf (Deutscher Wetterdienst, 2021). Für die Offshore-Windenergieanlage (WEA) sind Standortdaten mit einer durchschnittlichen Windgeschwindigkeit von >10 m/s gewählt worden (Kost et al., 2021, S. 14). Die Berechnung erfolgt anhand der regionalen Durchschnittswerte und kann somit für spezifische Standorte abweichen.

Die nationale Erzeugung von synthetischen Brennstoffen und die daraus resultierenden Mengen an CO₂ werden vereinfacht durch eine Power-to-Methanol (PtM)-Route abgebildet. Grund für die Auswahl ist, dass CH₄O als Basischemikalie bei einer Vielzahl von Prozessen dient und unter anderem zur Herstellung von Kerosin oder Benzin genutzt werden kann.

4.2 Herleiten des Bedarfs an Negativemissionen

Zur Durchführung der *Fallstudien 3 und 4 (I bis III)* werden kumulierte CO₂-Entnahmemengen, basierend auf Szenarioannahmen, ermittelt. Nachfolgend werden die einzelnen NE hergeleitet. Tab. 4-1 fasst die gewonnenen Erkenntnisse zusammen.

Der in *Fallstudie 3* angenommene Bedarf an NE basiert auf den Angaben des „KNDE 2045“-Szenarios. Dort wird ein möglicher Dekarbonisierungspfad über die Sektoren der Energiewirtschaft, der Industrie, des Verkehrs, der Gebäude, der Landwirtschaft sowie der Abfallwirtschaft beschrieben. Bis 2045 entstehende Restemissionen resultieren vor allem aus den Bereichen der Landwirtschaft, der Abfallwirtschaft und der

Industrie. Der Bedarf an Brutto-NE, bereitgestellt durch die DAC-Technologie, steigt gemäß dieser Studie von 2040 bis 2045 von 2 auf 20 Mt_{CO2}/a. Weitere 20 bzw. 37 Mt_{CO2}/a (Jahr 2040 bzw. 2045) werden in diesem Szenario der Atmosphäre durch den Einsatz von Biomasse mit CCS (Bioenergy with Carbon Capture and Storage, BECCS) entzogen.

Tab. 4-1 Bedarf an Negativemissionen bis 2045.

Fallstudien	Erläuterung	Einheit	2020	2030	2040	2045
3	NE durch DAC im „KNDE 2045“-Szenario	Mt _{CO2} /a	-	-	2	20
4 (I)	Ersetzten von BECCS durch DACCS im "KNDE 2045"-Szenario	Mt _{CO2} /a	-	-	20	37
4 (II)	Nationale Erzeugung von synthetischem Brennstoff im "KNDE 2045"-Szenario	Mt _{CO2} /a	-	0,2	12	34
4 (III)	Nationaler Anteil am 1,5-Grad-Ziel des IPCC (2018)	Mt _{CO2} /a	-	5	37	53

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Prognos et al. (2021) und IPCC (2018).

Die *Fallstudien 4 (I bis III)* beschreiben mögliche weitere Einsatzoptionen von DAC. Sie sind nicht Teil des „KNDE 2045“-Szenarios, sondern wurden in dieser Arbeit entwickelt, um den Ressourcenbedarf für eine maximale Menge an DAC aufzuzeigen. Die *Fallstudien 4 (I und II)* werden als Folgerungen aus dem „KNDE 2045“-Szenario zum Erzielen weiterer Brutto-Negativemissionen ausgelegt:

Die Menge an NE in *Fallstudie 4 (I)* resultiert aus der angenommenen Substitution des Einsatzes von BECCS durch DACCS³.

Fallstudie 4 (II) basiert auf der Annahme einer vollständigen nationalen Erzeugung von synthetischen Brennstoffen, die im „KNDE 2045“-Szenario importiert werden⁴. Die benötigte Menge an DAC wird aus den Angaben des „KNDE 2045“-Szenarios abgeleitet. Das „KNDE 2045“-Szenario gibt einen Verbrauch an synthetischen Brennstoffen ab dem Jahr 2030 von 1 TWh/a an. Über 2040 bis 2045 steigt der Bedarf auf 57 bzw. 158 TWh/a an (Prognos et al., 2018, S. 28). Der Bedarf an CO₂ durch die nationale Erzeugung des synthetischen Brennstoffbedarfs, in dieser Arbeit abgebildet durch CH₄O, wird mit den Formeln 4-1, 4-2 und 4-3 berechnet. Der Brennwert von 6,31 MWh/t_{CH4O} und ein CO₂-Bedarf von 1,37 t_{CO2}/t_{CH4O} (Zelt et al., 2021, S. 186ff) führen zu jährlichen Entnahmemengen von 0,2 (2030), 12 (2040) und 34 Mt_{CO2}/a (2045).

³ Die hiermit verbundenen Implikationen innerhalb des Gesamtsystems wurden nicht analysiert (so wird im „KNDE 2045“-Szenario die Biomasse zum großen Teil in der Industrie zum Ersatz von Erdgas verwendet und mit nachfolgender CO₂-Abscheidung verwendet).

⁴ Auch hier wurden keine Implikationen auf das „KNDE-2045“-Szenario geprüft.

$$\text{DAC-Bedarf 2030:} \quad 1 \text{ TWh}_{\text{CH}_4\text{O}} \cdot \frac{1,37 \text{ t}_{\text{CO}_2}}{\text{t}_{\text{CH}_4\text{O}}} \cdot \frac{\text{t}_{\text{CH}_4\text{O}}}{6,31 \text{ MWh}} = 217,1 \text{ kt}_{\text{CO}_2,2030} \quad (4-1)$$

$$\text{DAC-Bedarf 2040:} \quad 57 \text{ TWh}_{\text{CH}_4\text{O}} \cdot \frac{1,37 \text{ t}_{\text{CO}_2}}{\text{t}_{\text{CH}_4\text{O}}} \cdot \frac{\text{t}_{\text{CH}_4\text{O}}}{6,31 \text{ MWh}} = 12 \text{ Mt}_{\text{CO}_2,2040} \quad (4-2)$$

$$\text{DAC-Bedarf 2045:} \quad 158 \text{ TWh}_{\text{CH}_4\text{O}} \cdot \frac{1,37 \text{ t}_{\text{CO}_2}}{\text{t}_{\text{CH}_4\text{O}}} \cdot \frac{\text{t}_{\text{CH}_4\text{O}}}{6,31 \text{ MWh}} = 34 \text{ Mt}_{\text{CO}_2,2045} \quad (4-3)$$

In *Fallstudie 4 (III)* wird angenommen, dass in Deutschland auch Netto-Negativemissionen erzeugt werden müssen. So zeigt der IPCC (2018) die Rolle von NET zur Begrenzung des globalen Temperaturanstiegs auf 1,5 °C bzw. 2 °C auf, beschränkt sich dabei aber auf BECCS und „die Entnahme in den Sektoren Landwirtschaft, Forstwirtschaft und andere Landnutzung“. Aufgrund der zunehmenden Entwicklung und Kostensenkung von DAC-Technologien könnte jedoch auch DAC eine Alternative darstellen, die vom IPCC (2018) bisher nicht betrachtet wurde. In dieser Arbeit wurde daher die Erzeugung von NE nur über DAC angenommen. Ein möglicher Anteil von Deutschland wurde folgendermaßen abgeleitet:

Mittels des gewählten Temperaturziels und der dazugehörigen Eintrittswahrscheinlichkeit werden in IPCC (2018) verschiedene Pfade aufgeführt. Für eine weitergehende Analyse wird in dieser Arbeit der „1,5 °C-low-OS“-Pfad als Referenzszenario ausgewählt. Hierbei wird die Erderwärmung auf unter 1,5 °C im Jahr 2100 begrenzt und mit einer Wahrscheinlichkeit von 50 bis 67 % überschritten. Die CO₂-Entnahmemenge wird vom IPCC als Median, aus der Analyse verschiedener Szenarien, angegeben und beträgt 0,5 Gt_{CO₂}/a (2030). Bis zum Jahr 2050 steigert sich die CO₂-Entnahmemenge auf 6,9 Gt_{CO₂}/a (IPCC, 2018, S. 99 ff). Durch eine vereinfachte, lineare Interpolation ergibt sich ein Bedarf an Netto-NE für das Jahr 2040 von 37 Gt_{CO₂}/a und für das Jahr 2045 von 53 Gt_{CO₂}/a. Anschließende Kapazitätssteigerungen bis 2100 zur Erzeugung von NE werden in dieser Arbeit nicht berücksichtigt.

Eine Möglichkeit, die deutsche Verantwortung für Netto-NE im globalen Kontext zu bemessen, ist eine anteilige Berechnung anhand der Bevölkerungszahl. Die Bevölkerung Deutschlands entspricht in etwa 1 % der Weltbevölkerung. Hieraus ergibt sich die Verantwortung für eine CO₂-Entnahmemenge von 5 Mt_{CO₂}/a im Jahr 2030, 37 Mt_{CO₂}/a in 2040 und 53 Mt_{CO₂}/a im Jahr 2045.

4.3 CO₂-Infrastruktur

Bisherige Veröffentlichungen lassen zum jetzigen Zeitpunkt kein politisches Bestreben erkennen, die Speicherung von CO₂ in Deutschland voranzutreiben (Samadi et al., 2018), deshalb wird von einem Export ausgegangen. Es erscheint realistisch, dass ein solcher Export von zentralen mitteleuropäischen Häfen erfolgen wird (Prognos et al., 2021, S. 119). Dementsprechend wird der Transportweg zu den Häfen betrachtet. Eine mögliche CO₂-Speicherstätte in Nordeuropa wird durch das Projekt *Northern Lights* CCS kommerziell erschlossen und bietet eine erste Planungsmöglichkeit der CO₂-Infrastruktur. Ab 2024 soll der Transport des CO₂ inklusive der späteren Speicherung von zentralen mitteleuropäischen Häfen (Amsterdam, Rotterdam, Hamburg) ermöglicht werden (Wilhelmsen, 2020). Der Transport des CO₂ zu den Häfen kann durch

LKWs, Güterzüge, Schiffe oder Pipelines erfolgen. Ab einer Durchflussrate von 2.000 t_{CO2}/Tag ist die Nutzung von Pipelines die kostengünstigste Variante (Baker et al., 2020, S. 97). Ausgehend von der Annahme, dass Deutschland die inländische Dekarbonisierung vorantreibt und DAC-Anlagen mit hohen CO₂-Transportströmen errichtet, wird der Bau und die Nutzung von Pipelines angenommen. Tab. 4-2 stellt die Kosten des Pipelinetransports dar.

Die Transportstrecke zu zentralen norddeutschen Häfen von süddeutschen DAC-Standorten wird mit durchschnittlich 650 km abgeschätzt. Bei einer Installation des Anlagenverbunds in Norddeutschland wird eine Reduzierung der Transportstrecken auf eine durchschnittliche Distanz von 100 km angenommen. Die Transportdistanzen resultierend aus der Annahme einer weitestgehend dezentralen Verteilung der DAC-Anlagen in den jeweiligen ausgewählten Regionen (Süd- und Norddeutschland). Der Transport des CO₂ von potenziellen „Wasserstoffinseln“⁵ in der Nordsee wird mit zusätzlichen 25 km Offshore-Pipelinelänge veranschlagt und führt somit zu höheren Transportkosten als bei einer Onshore-DAC-Installation. Alternativ sind Offshore-CO₂-Terminals denkbar, wodurch der Bau von Pipelines von Offshore-Plattformen vollständig entfällt. Jedoch sind keine Pilot- oder Demonstrationsprojekte bekannt. Die anfallenden Transportkosten werden aufgrund der Unsicherheiten in den *Fallstudien* gesondert angegeben.

Tab. 4-2 Kosten durch den Transport via Pipeline.

Technologie	Kosten		
Transportart	Capex	Opex fix	Opex variabel
Onshore-Pipeline	26,26 $\frac{\text{Cent}}{\text{tkm}}$	0,23 $\frac{\text{Cent}}{\text{tkm}}$	-
Offshore-Pipeline	45,66 $\frac{\text{Cent}}{\text{tkm}}$	0,23 $\frac{\text{Cent}}{\text{tkm}}$	-

Quelle: Eigene Darstellung nach Baker et al. (2021) und DEA (2018).

4.4 Exkurs: CO₂ Speicherung

Die Speicherung von CO₂ lässt sich in natürliche und künstliche Speicherarten unterteilen. Die natürliche Form umfasst die terrestrische Sequestrierung. Hierbei wird atmosphärisches CO₂ in Böden und der Vegetation eingelagert. Künstliche Speicherarten lagern gasförmiges CO₂ ein. Speichermöglichkeiten bestehen in Ozeanen und in unterirdischen geologischen Strukturen. Ab einer Ozeantiefe von einem Kilometer hat Wasser eine geringere Dichte als das eingeleitete und komprimierte CO₂, wodurch ein Wiederaufsteigen verhindert wird. Die CO₂-Speicherung in der Wassersäule des Meeres ist in der EU gesetzlich verboten und aktuell sind keine Pilotversuche bekannt (Ajayi et al., 2019, S. 1029).

Die CO₂-Einspeicherung in geologische Strukturen wird bereits seit mehreren Jahren in Pilotprojekten erprobt. Mögliche Speicherstrukturen sind saline Aquifer-

⁵ Ein beispielhaftes Projekt ist das „North Sea Wind Power Hub Programme“, zu finden unter <https://www.northseawindpowerhub.eu/>.

Formationen, erschöpfte Erdöl- und Gasreservoirs sowie tiefe, nicht abbaubare, Kohleflöze. Dieses Speicherpotenzial erscheint Angaben zufolge ausreichend groß, um eine großskalige Anwendung der DACCS-Technologie zu ermöglichen (IPCC, 2018, S. 136), wobei Schätzungen und Berechnungen hierbei stark voneinander abweichen. National Academies of Sciences, Engineering, and Medicine (2019) gibt ein globales Speicherpotenzial von 2.000 Gt_{CO₂} an. Das Unternehmen *Carbfix* benennt ein Potenzial von 4.000 Gt_{CO₂} allein für Europa. Laut *Carbfix* sollen 7.500 Gt_{CO₂} in der USA speicherbar sein. Die Speicherfähigkeit und das Rückhaltevermögen von geologischen Formationen basieren auf physikalischen und geochemischen Einschlussmechanismen. Bei der physikalischen Einlagerung behält das gasförmige CO₂ seine physikalische Beschaffenheit bei. Durch seine geringere Dichte sammelt sich das CO₂ unter der undurchlässigen Deckgesteinsschicht an und es kommt zu einer teilweisen Verdrängung des Poren-Wassers aus dem Gestein. Durch Kapillar-Kräfte wird das CO₂ im Gestein gehalten, die Speicherbeständigkeit ist hierbei < 100 Jahre.

Eine geochemische Einlagerung liegt vor, wenn das CO₂ seine physikalische und chemische Beschaffenheit verändert und nicht mehr als separate Phase in der Sole verbleibt. Sobald CO₂ sich in der Sole löst, entfällt der Auftriebseffekt: Mit zunehmender CO₂-Anreicherung nimmt die Dichte der Sole zu. Die mit CO₂ angereicherte Sole sinkt durch die sie umgebenden Lagerstättenflüssigkeiten ab. Hierdurch entsteht ein beständiger CO₂-Einschluss. Zusätzlich ist – über eine Dauer von mehreren tausend Jahren – eine dauerhafte mineralische Ablagerung des CO₂ möglich. In wässrigen Phasen bildet CO₂ eine schwache Säure, diese reagiert mit festen Mineralien zu Karbonaten. Potenzielle Risiken bei einer solchen CO₂-Einlagerung sind Leckagen und induzierte Erdbeben. Das Risiko von Erdbeben konnte bei bisherigen Pilotprojekten aufgrund der geringen Größe der Projekte nur geringfügig untersucht werden (Ajayi et al., 2019, S. 1052).

Erste erfolgreiche kommerzielle Bemühungen bei der CO₂-Sequestrierung sind von *Carbfix* und *Northern Lights CCS* bekannt. *Carbfix* bietet die Speicherung von CO₂ durch Mineralisierung in geologisch geeigneten Basaltgesteinen in Zusammenarbeit mit *Climeworks* in Island an. Laut *Carbfix* mineralisiert über 95 % des eingespeisten CO₂ innerhalb von zwei Jahren. *Northern Lights CCS* bietet ab 2024 ein Speicherpotenzial von bis zu 5 Mt_{CO₂}/a in 2600 m Tiefe unter der Nordsee an. Hierbei soll das CO₂ in erschöpfte Erdgasfelder gepresst werden. Die Kosten werden auf 40 bis 60 €/t_{CO₂} geschätzt und beinhalten den Transport ab zentral mitteleuropäischen Häfen (Wilhelmsen, 2020).

4.5 Auswahl der DAC-Referenztechnologie

Zur Auswahl als Referenztechnologie stehen die Prozesse der HT- und NT-DAC-Technologie. Abb. 4-1 zeigt zentrale Parameter der beiden Technologien auf. Ersichtlich ist, dass der Energiebedarf, der Entwicklungsstatus und die Kostenpotenziale nur gering voneinander abweichen. Unterschiede zeigen sich in der Prozesstemperatur, dem Wasserbedarf, der kleinstmöglichen realisierbaren Anlagengröße sowie der Anlagenbauweise. Der Flächenbedarf wird aufgrund von zu ungenauen Daten nicht als Vergleichskriterium ausgewählt.

Die kleinskalige modulare Bauweise ermöglicht eine bedarfsgerechte Auslegung sowie die serienmäßige Produktion der NT-DAC-Technologie. Hieraus lassen sich ein

schnelles Hochfahren der Produktionseinheiten und ein hohes Kostenreduktionspotenzial (analog zur PV-Kostendegression) ableiten (Lackner et al., 2021, S. 8204). Im Gegensatz dazu ähnelt der Bau einer HT-DAC-Anlage individuellen Kraftwerksprojekten. Das Potenzial zur Kostenreduktion ist geringer und der Planungsaufwand für jedes Einzelprojekt wesentlich höher (Baker et al., 2020, S. 116ff). Während die HT-Technologie einen Wasserverbrauch von $4,7 \text{ t}_{\text{H}_2\text{O}}/\text{t}_{\text{CO}_2}$ aufweist, ist es möglich mit NT-Anlagen $0,8 - 2 \text{ t}_{\text{H}_2\text{O}}/\text{t}_{\text{CO}_2}$ zu erzeugen. Damit können lokale Wasserressourcen geschont und Koppelprozesse versorgt werden. Der zentrale Vorteil der NT-Technologie ist eine Prozesstemperatur von $\sim 100 \text{ }^\circ\text{C}$, welche kostengünstiger und technisch leichter realisiert werden kann (Fasihi et al., 2019, S. 971). Auf Grundlage dieses Vergleichs wird fortlaufend die NT-DAC-Technologie als Referenz genutzt und ihre Implementierung in Deutschland untersucht.

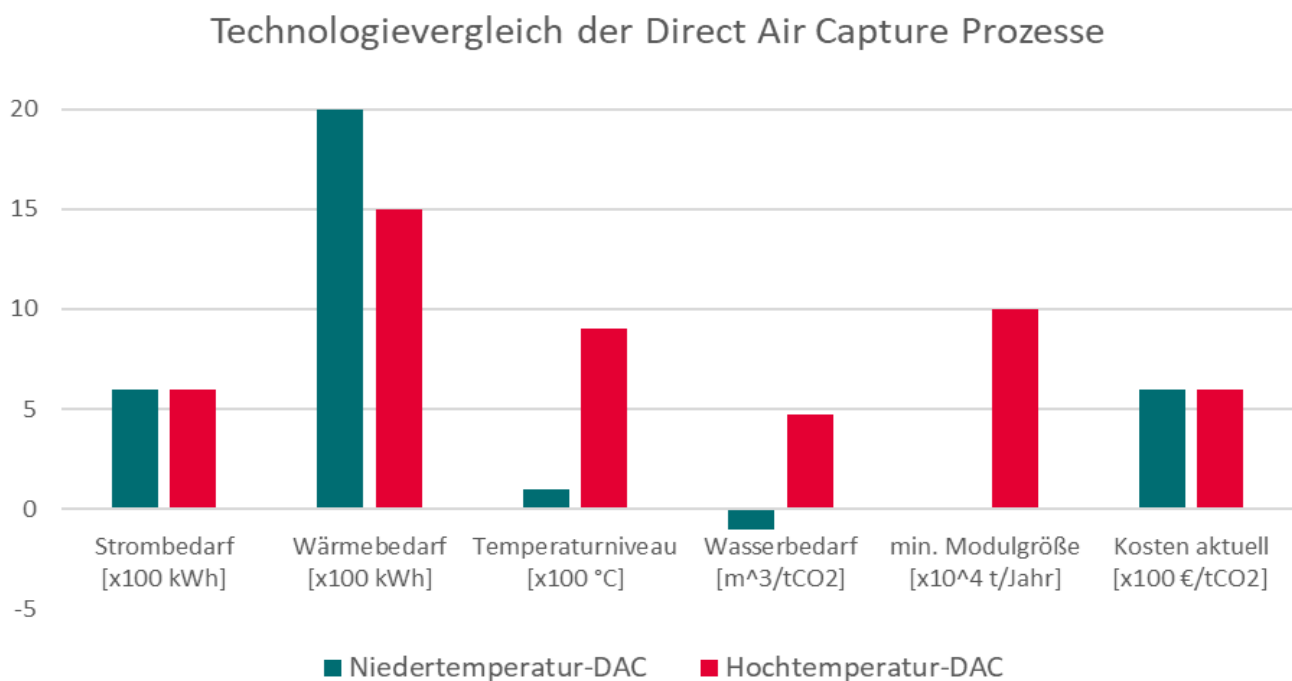


Abb. 4-1 Vergleich der Hochtemperatur- und Niedertemperatur-DAC-Technologie.

Quelle: Eigene Darstellung.

4.6 Beschreiben der Standardmodule

Im Nachfolgenden werden die einzelnen Technologiemodule hergeleitet. In Kapitel 4.6.1 werden die ausgewählten Daten zur DAC-Technologie beschrieben. Die Auswahl der Daten für die elektrischen und Wärmemodule wird in Kapitel 4.6.2 und 4.6.3 hergeleitet. Die Auswahl der Daten für das Kompressor-Modul erfolgt in Kapitel 4.6.4. Die ausgewählten Werte aller Technologien sowie die In- und Outputflüsse werden in Kapitel 9.3 (Anhang) dargestellt. Kostenangaben werden im Folgendem in Euro angegeben. Eine Umrechnung von Fremdwährung auf das Jahr 2020 erfolgt anhand der Angaben der europäischen Zentralbank.

4.6.1 Direct Air Capture Modul

Wegen des geringen technischen Reifegrades der DAC-Technologie wird im ersten Schritt die Literatur hinsichtlich ihrer Konsistenz und Aktualität validiert. Als Primärquellen werden Deutz und Bardow (2021), Zelt et al. (2021) sowie die Homepage von *Climeworks* eingestuft. Deren Angaben werden priorisiert verwendet und untereinander abgeglichen. Die weiteren Quellen dienen der Validierung sowie dem Füllen von Datenlücken. Eine Herleitung der Priorisierung der genutzten Quellen ist Kapitel A.3.2 (Anhang) zu entnehmen. Als DAC-Standardmodul wird eine Anlagengröße mit einer Kapazität von 300 t_{CO₂}/a bei 8.500 Volllaststunden gewählt. Die technische Lebensdauer wird im Jahr 2020 auf 12 Jahren angesetzt und bis 2045 auf 25 Jahre gesteigert (Beuttler et al., 2019, S. 2). Tab. 4-3 fasst die ausgewählten Werte zusammen. Zelt et al. (2021) geben eine Wasserentnahmerate von 1 t_{H₂O}/t_{CO₂} an, diese wird als konstant bis 2045 festgelegt. In dieser Arbeit wird ausschließlich die Baufläche der DAC-Anlage erfasst. Basierend auf Deutz und Bardow (2021) wird die Baufläche auf 0,1 m²/t_{CO₂} gesetzt und die CO₂-Emissionen über die gesamte Lebensdauer der Anlage aus derselben Ökobilanz übernommen.

Tab. 4-3 Verbrauchswerte und Kostendaten des DAC-Standardmoduls (=300 t_{CO₂}/a).

DAC - Modul	Einheiten	2020	2030	2040	2045
Lebensdauer	a	12	15	20	25
WACC	%	7	7	7	7
Wassererzeugung	m ³ /t _{CO₂}	1	1	1	1
Baufläche	m ² /t _{CO₂} · a	0,1	0,1	0,1	0,1
Wärmebedarf (*)	kWh/t _{CO₂}	2.000 [3.306]	1.500 [2.000]	1.222 [1.286]	944 [1.102]
El. Energiebedarf (*)	kWh/t _{CO₂}	650 [700]	500	393	286
CO ₂ -Emissionen	kg _{CO₂} /t _{CO₂}	38,0	30,2	25,7	-
Capex (*)	€/t· a	799,1 [1.900]	685 [950]	571 [761]	419 [571]
Annuität (*)	€/t· a	75,4 [270,5]	64,7 [89,7]	49 [65,3]	33,8 [46]
Opex (*)	€/t· a	90,2	27,4 [38]	22,8 [30,4]	16,8 [22,8]

(*) Es wird unterschieden zwischen den Werten für großskalige/kostengünstige Anlagen (min) und den Werten, die für kleinskalige/teure Anlagen (max) [in Klammern] gelten.

Quelle: Eigene Darstellung.

Während Angaben zum thermischen Energiebedarf sich im Jahr 2020 stark unterscheiden, liegen die Werte zum elektrischen Energiebedarf mit 700 bis 650 kWh_{el}/t_{CO₂} nah beieinander. Laut Deutz und Bardow (2021) liegt der thermische Energiebedarf bei aktuellen Demonstrationsanlagen bei 3.306 kWh_{th}/t_{CO₂}. Dagegen werden von *Climeworks* Verbrauchswerte von 2.000 kWh_{th}/t_{CO₂} für großskalige Anlagen angegeben. Diese Werte wurden zum jetzigen Zeitpunkt nicht erreicht. Die Entwicklung der Energieverbräuche basiert zumeist auf Zielwertevorgaben von *Climeworks*. In dieser Dekade sollen der thermische und der elektrische Energieverbrauch auf 1.500 kWh_{th}/t_{CO₂} und 500 kWh_{el}/t_{CO₂} reduziert werden (Deutz und Bardow, 2021, S. 2 Anhang). Hanna et al. (2021) definieren den minimalen Energieverbrauch eines DAC-Systems mit

944 kWh_{th}/t_{CO₂} und 286 kWh_{el}/t_{CO₂}. Fasihi et al. (2019) geben eine Reduktion des thermischen Energiebedarfs auf 1.102 kWh_{th}/t_{CO₂} bis 2050 an.

Auch die Angaben zu den Kosten weisen eine hohe Spreizung auf. Hanna et al. (2021) benennen die Capex mit 1.900 €/t_{CO₂}·a (Jahr 2020) und Cames et al. (2021) setzen die Kosten in ihrem Referenzszenario im Jahr 2020 mit 1.663 €/t_{CO₂}·a an. Deutlich geringere spezifische Investitionskosten von < 800 €/t_{CO₂}·a werden von Baker et al. (2021), Fasihi et al. (2019) und der DEA (2020) angegeben. Die variierenden Kostenwerte lassen sich mit den installierten Anlagekapazitäten begründen. Aufgrund der Spreizung der Energieverbrauchs- und Kostenangaben wird in den *Fallbeispielen 1A* und *2A* zwischen den Fällen „max“ und „min“ unterschieden. Während die *Fallbeispiele 1A.min* und *2A.min* die geringen Energieverbrauch- und Kostenangaben für großskalige Anlagen nutzen, wird in den *Fallbeispielen 1A.max* und *2A.max* mit den höheren Werten gerechnet. Anhand der resultierenden Erkenntnisse werden die weiteren *Fallstudien* ausgelegt.

4.6.2 Wärmemodule

Zum Betreiben des DAC-Standardmoduls wird ein Wärmeniveau von ~100 °C benötigt. Das Temperaturniveau kann durch eine Vielzahl von Technologien oder durch die Nutzung von Abwärme bereitgestellt werden. Diese Arbeit konzentriert sich auf die Wärmebereitstellung durch WP und auf die Nutzung von Abwärmeflüssen von PtM-Anlagen.

Die Leistungszahl (Coefficient of Performance – COP) einer WP hängt von der gewählten Technologie, der Temperaturdifferenz zwischen der Wärmequelle und der Wärmesenke ab. Betrachtet wird in dieser Arbeit eine Luft-Kompressionswärmepumpe. Der COP wird von Deutz und Bardow (2021) mit 2,51 übernommen und bis 2045 stetig gesteigert. Alle weiteren technischen Parameter werden basierend auf Angaben der DEA (2016) gewählt.

Die PtM-Route wird durch den Einsatz von Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyseuren (PEMEL) und Methanol-Synthese-Anlagen (MSA) abgebildet. Es wird angenommen, dass durch die Nutzung der Abwärme Kosten und Ressourcenverbräuche für die Wärmebereitstellung der DAC-Anlage entfallen. Aufgrund dieser Synergie werden die beiden Technologien als Wärmemodule aufgeführt. Um einen stetigen Wärmeversorgungs der DAC-Module zu gewährleisten, werden die Volllaststunden der Module einheitlich auf 8500 h gesetzt. Grundlage für die Auswahl der PEMEL gegenüber der alkalischen Elektrolyse sind die modulare Erweiterbarkeit, die frei wählbare Teillast, die kompakte Bauweise, das höhere Kostenreduktionspotenzial sowie die nutzbare Abwärme mit einer Temperatur von ~100 °C (Töpler und Lehmann, 2017, S. 332). Die Daten werden einheitlich von DEA (2017) entnommen.

4.6.3 Elektrische Energie-Module

Es werden vier verschiedene elektrische Energiequellen betrachtet. Der Bezug aus dem öffentlichen Stromnetz, die Erzeugung von EE durch PV-Anlagen sowie die Nutzung von Onshore- und Offshore-WEA. Die Energieerzeugungspotenziale von EE-Anlagen variieren mit dem gewählten Standort. Um einen Vergleich der Technologien auf einem kosteneffizienten Niveau abzubilden, wird für jede Technologie die Region mit

dem höchsten durchschnittlichen Energieerzeugungspotenzial gewählt (siehe Kapitel 4.1). Den EE-Erzeugern wird eine am Stand der Technik orientierte Anlagengröße zugeordnet, die in Abhängigkeit des Bedarfs um weitere Anlagen derselben Größe erweitert werden kann. Die Lebensdauer und der WACC wird für jede Technologie individuell – fußend auf den Projektrisiken je Technologie – von Kost et al. (2021) übernommen. Die Kennzahlen für den Strombezug aus dem öffentlichen Netz werden anhand der deutschen Durchschnittswerte ermittelt. Fehlende Daten werden durch die Angaben der DEA (2016) ergänzt.

Die Angaben zum Flächenbedarf berücksichtigen im Falle der Windenergie auch notwendige Abstände, um Wirkungsgradverluste zu vermeiden. Angaben zu den CO₂-Emissionen werden von Hengstler et al. (2021) übernommen und bis 2045 linear auf null reduziert. Die CO₂-Emissionen von EE-Erzeugern entstehen im Wesentlichen durch den Herstellungsprozess; sie werden über die gesamte, während der Lebensdauer einer Anlage, erzeugte Energiemenge aufgeteilt. Die Emissionsbilanz für den Strombezug aus dem öffentlichen Netz orientiert sich am Strommix von Prognos et al. (2021) und den entsprechenden Emissionswerten der jeweiligen Energieerzeuger (Juhrich, 2016). Zur konstanten Bereitstellung elektrischer Energie bei der Verwendung fluktuierender EE ist der Einsatz von Speichertechnologien notwendig. Die Daten zu den Kosten und den benötigten Ressourcen basieren auf den Angaben der DEA (2018). Die Capex setzen sich in Abhängigkeit der Leistungs- und Speicherkapazität zusammen und werden in jedem *Fallbeispiel* individuell zusammengestellt. Eine Auslegung des Batteriespeichers (BS) erfolgt anhand von nationalen Einspeisezeitreihen der EE-Technologie (Schlechter und Simic, 2020; Entsoe, o.J.).

4.6.4 Kompressor-Modul

Das Modul des Kompressors wird in die *Fallstudien* integriert, insofern eine dauerhafte Speicherung des CO₂ in der *Fallstudie* vorgesehen ist. Das CO₂ wird auf 150 bar komprimiert und für einen Transport zur Speicherstätte vorbereitet. Als Inputs werden der Massenstrom des CO₂ mit einem Bar und 101 kWh_{el}/tCO₂ angesetzt (Deutz und Bardow, 2021, S. 45 Anhang). Die Kostenangaben werden von der DEA (2018) übernommen.

4.7 Auslegung der Fallstudien

Die vier *Fallstudien* werden in weitere *Fallbeispiele* unterschieden. Die *Fallstudien 1* und *2* stellen die Entwicklung der Kosten und Ressourcenverbräuche bis 2045 dar. Die dort gewonnenen Erkenntnisse dienen der Auswahl der Konfiguration der *Fallstudien 3* und *4*. Anhand der Bedarfsmengen an CO₂ bzw. CH₄O erfolgt die Auslegung der Technologien in den *Fallstudien*. Die EE-Anlagen werden so dimensioniert, dass eine 100 % bilanzielle elektrische Versorgung gewährleistet wird. Eine 100 %ige energetische Autarkie eines EE-Versorgungssystems in Kombination mit hohen konstanten Leistungsbezügen ist unter ökonomischen Gesichtspunkten jedoch nicht realisierbar. Der Autarkiegrad beschreibt hierbei, wieviel Prozent des Strombedarfs des Anlagenverbunds direkt durch die EE-Anlagen (inklusive BS) bereitgestellt wird. Um einen Vergleich der einzelnen *Fallbeispiele* zu ermöglichen, wird ein einheitlicher Autarkiegrad für alle *Fallbeispiele* festgesetzt.

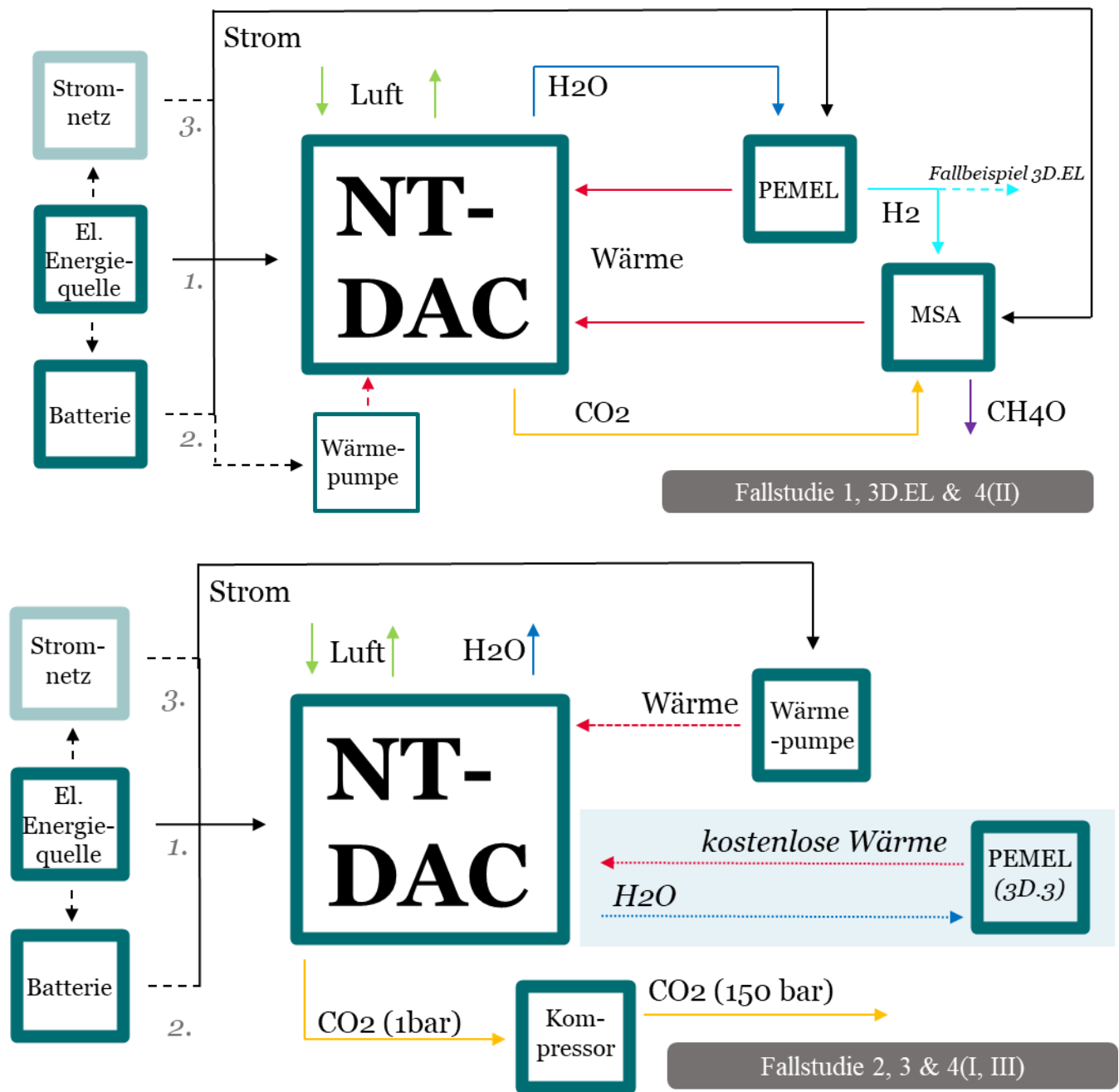
Fallstudie 1 bildet den technischen Erzeugungspfad von synthetischen Brennstoffen (Brutto-NE) ab. Hierbei werden die Module der PEMEL, MSA und DAC-Anlagen kombiniert. Als Energiequellen dienen in den *Fallbeispielen* PV-Anlagen, WEA (onshore oder offshore) und das öffentliche Stromnetz. Die Abwärme der PtM-Route wird im DAC-Prozess genutzt. Bei einem Wärmebedarf, der die Abwärmemenge überschreitet, wird zusätzliche eine WP in den Anlagenverbund integriert. Auslegungsgrundlage ist ein DAC-Standardmodul mit einer Entnahme von 300 t_{CO₂}/a. Die Kapazität der PEMEL wird durch den H₂-Bedarf der MSA festgelegt. Das im DAC-Prozess generierte H₂O wird im Elektrolyseprozess genutzt. Verglichen wird die Kombination einer vollständigen PtM-Route mit verschiedenen Energiequellen. Um die Streuung der Kosten- und Verbrauchsangaben in Bezug auf die DAC-Technologie in der Literatur zu erfassen, wird im *Fallbeispiel 1A* zwischen *1A.min* und *1A.max* unterschieden (siehe Kapitel 4.6.1).

Fallstudie 2 stellt die Kombinationsmöglichkeiten zur Entnahme und Speicherung von CO₂ dar (Brutto- und Netto-NE). Es wird die CO₂-Entnahmeleistung eines DAC-Moduls als Dimensionierungsgröße für den Anlagenverbund, bestehend aus dem DAC-Modul, der Kompressoreinheit, der WP und den elektrischen Energiequellen (PV, Onshore-WEA, Offshore-WEA und Stromnetz), gewählt. Eine anschließende Kompression auf 150 bar wird mitbetrachtet. Analog zu *Fallstudie 1* wird *Fallbeispiel 2A* in *2A.max* und *2A.min* unterschieden.

Fallstudie 3 baut auf dem „KNDE 2045“-Szenario auf. Anhand der ermittelten CO₂-Entnahmemengen (siehe Kapitel 4.2) wird ein Implementierungspfad zur Entnahme und Speicherung von CO₂ bis 2045 dargestellt. In den einzelnen *Fallbeispielen* werden verschiedenen Kombinationsmöglichkeiten mit den aufgeführten EE-Erzeugern (PV, Onshore- und Offshore WEA) untersucht. Die Wärmeenergie wird in den *Fallbeispielen 3 B bis D* über WP erzeugt. In *Fallbeispiel 3D_{EL}* wird eine kosten- und ressourcenfrei Wärmebereitstellung als Nebenprodukt durch den Elektrolyseprozess angenommen, die zukünftig auf großen Plattformen in der Nordsee (siehe Kapitel 4.3) installiert werden könnten.

Fallstudie 4 beschreibt mögliche weitere Einsatzoptionen von DAC und ist als optionale Ergänzung zu den Maßnahmen in *Fallstudie 3* anzusehen. Es werden die *Fallstudien 4 (I, II und III)* unterschieden. *Fallstudie 4 (I)* und *4 (II)* werden als Folgerungen aus dem „KNDE 2045“-Szenario ausgelegt (Prognos et al., 2021, S. 28), *Fallstudie 4 (III)* als eigene Annahmen in Ergänzung zu IPCC (2018). Eine Herleitung der CO₂-Mengen ist Kapitel 4.1 zu entnehmen. Eine Auslegung von *Fallbeispiel 4 (I)* und *4 (III)* erfolgt analog zu *Fallstudie 3*. *Fallstudie 4 (II)* folgt der Auslegung der *Fallstudie 1*.

Die *Fallstudien* werden schematisch in Abb. 4.2 dargestellt. Hier werden die energetischen und stofflichen Flüsse zwischen den einzelnen Modulen dargestellt. Der von den elektrischen Energiequellen (PV, Onshore- und Offshore-WEA, Netzstrom) erzeugte Strom wird zuerst von den Modulen verbraucht (I). Überschüssige Energie wird als zweite Option (II) in der Batterie gespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt genutzt. Sollte die maximale Speicherkapazität des Batteriespeichers erreicht sein und ein Stromüberschuss bestehen, wird die elektrische Energie ins Stromnetz eingespeist (III). Wird zu einem anderen Zeitpunkt kein Strom durch die elektrischen Energiequellen bereitgestellt und der BS ist entladen, wird Strom aus dem Netz bezogen.



Legende: MSA = Methanol-Synthese-Anlage; PEMEL = PEM-Elektrolyseur

Abb. 4-2 Schematische Darstellung der Fallstudien.

Quelle: Eigene Darstellung.

5 Ergebnisse

Nachfolgend werden in Kapitel 5.1 und 5.2 die Ergebnisse der *Fallstudie 1* und *2* auf eine t_{CO_2}/a bzw. t_{CH_4O}/a bezogen. Die in *Fallstudien 3* und *4* ermittelten Kosten und Ressourcenverbräuche werden in den Kapiteln 5.3 und 5.4 für das Jahr 2045 kumuliert erfasst. Hierbei stehen vor allem die Jahre 2040 und 2045, aufgrund der im Verhältnis hohen Mengen an NE, im Fokus. Die Ergebnisse zum *Exkurs Industriewärme* werden in Kapitel 5.5 aufgeführt. Eine tabellarische Darstellung der Ergebnisse für die einzelnen Jahre und *Fallstudien* ist Kapitel 9.4 (Anhang) zu entnehmen.

5.1 Fallstudie 1

Fallstudie 1 bildet die Kostenentwicklung sowie die Ressourcenverbräuche zur Erzeugung von CH_4O über die Jahre 2020, 2030, 2040 und 2045 hinweg ab. Verglichen wird die Kombination einer vollständigen PtM-Route mit verschiedenen Energiequellen. Der Wärmeenergiebedarf der DAC-Anlage wird vollständig durch die Abwärme der PtM-Route gedeckt, wodurch kein zusätzlicher Einsatz von WP berücksichtigt wird.

Tab. 5-1 führt die Ergebnisse der *Fallbeispiele 1A.min* und *1A.max* bis 2045 auf. Von 2020 bis 2030 werden die höchsten Kostenreduktion realisiert, während der elektrische Energieverbrauch kontinuierlich (alle zehn Jahre) sinkt. Aufgrund der angestrebten Entnahmemengen von mehreren Mt_{CO_2}/a werden die *Fallbeispiele B, C* und *D* anhand der Kosten- und Verbrauchsannahmen aus *Fallbeispiel 1A.min* ausgelegt.

Die Brutto-LCOCH₄O und der Autarkiegrad werden durch die Technologien der PtM-Route, den Energieerzeuger und den Einsatz des BS beeinflusst und in Abb. 5-1 für das Jahr 2020 abgebildet. Der Einsatz von Onshore- und Offshore-WEA (*Fallbeispiel 1C* und *1D*) ermöglicht im Jahr 2020 einen Autarkiegrad von >70 % ohne die Nutzung von BS. Aus diesem Grund wird ein Autarkiegrad von 70 % als Grenzwert für die Auslegung der *Fallstudien* definiert. Ein Autarkiegrad von >70 % wird bei der Nutzung von PV-Modulen (*Fallbeispiel 1B*) bei einem BS-Verhältnis von 2:1 erreicht und führt zu Brutto-LCOCH₄O von 1.348 €/t_{CH₄O}. Der Einsatz von Onshore-WEA führt bei einem Autarkiegrad von >70 % mit 1.035 €/t_{CH₄O} zu den geringsten Brutto-LCOCH₄O.

Tab. 5-1 Gegenüberstellung der Kosten und Energieverbräuche von *Fallbeispiel 1A.max* und *1A.min* bis 2045.

Fallbeispiel 1A	Jahr	Brutto-LCOCH ₄ O	Wärmeenergie	EI. Energie
Einheit	-	€/t _{CH₄O}	MWh/t _{CH₄O}	MWh/t _{CH₄O}
.min	2020	1.171,19	2,74	12,70
.max	2020	1.407,36	4,53	12,77
.min	2030	922,58	2,06	12,39
.max	2030	971,38	2,74	12,39
.min	2040	821,74	1,67	11,66
.max	2040	853,16	1,76	11,66
.min	2045	733,09	1,29	10,98
.max	2045	758,20	1,51	10,98

Quelle: Eigene Darstellung.

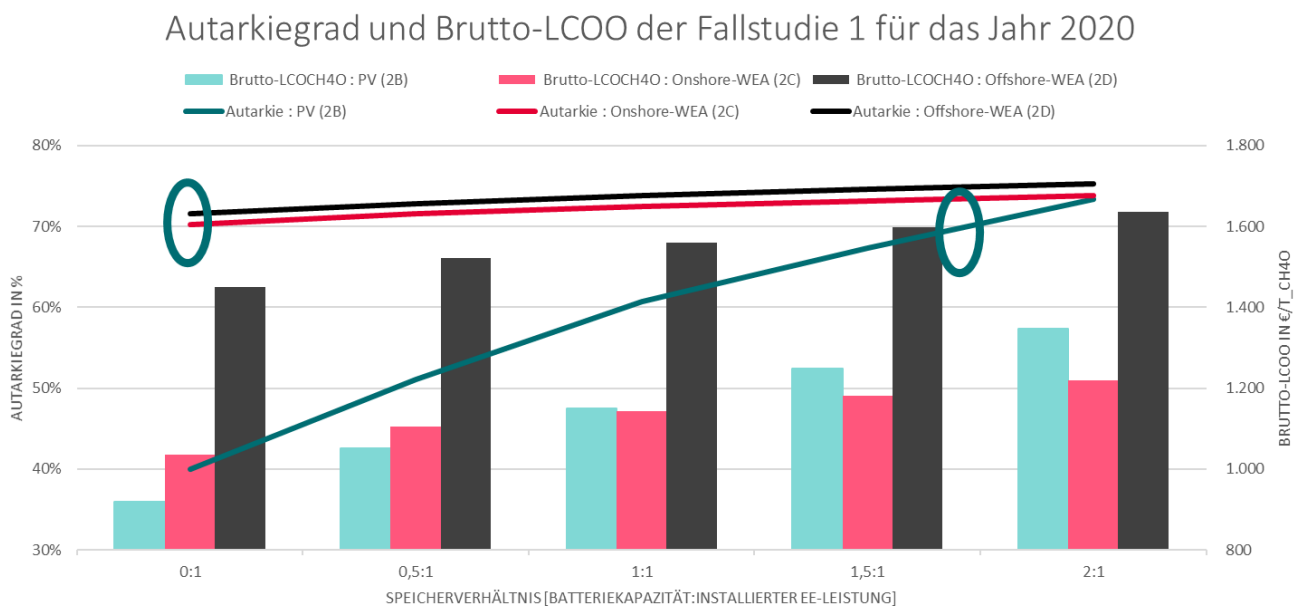


Abb. 5-1 Darstellung der Autarkiegrade (Linien) und Netto-LCOO (Säulen) von Fallstudie 1 in Abhängigkeit der Speicherkapazität

Quelle: Eigene Darstellung.

Um einen direkten Vergleich zwischen den *Fallbeispielen* zu ermöglichen, werden die Werte auf eine t_{CH_4O} bezogen. Der elektrische Energiebedarf setzt sich zusammen aus den Bedarfswerten der DAC-Anlage, der PEMEL und der MSA. Ebenfalls wird bei einem Einsatz von BS die Verlustenergie bei dem Be- und Entladeprozess berücksichtigt. Der Bedarf an elektrischer Energie wird zu ca. 80 % durch den Einsatz der PEMEL verursacht und beläuft sich im Jahr 2020 für das Gesamtsystem auf 12,7 (*Fallbeispiel 1A, 1C und 1D*) bzw. 13,09 MWh/t_{CH_4O} (*Fallbeispiel 1B*). Der Unterschied resultiert aus den Be- und Entladeverlusten des BS. Bis 2045 kann der elektrische Energieverbrauch auf 11 MWh/t_{CH_4O} reduziert werden. Tab. 5-2 fasst die ermittelten Werte für die *Fallbeispiele* zusammen.

Im Jahr 2040 ist der Einsatz von BS zum Anheben des Autarkiegrads auf >70% bei der Nutzung von Onshore-WEA (*Fallbeispiel 1C*) notwendig. Dies ist damit zu begründen, dass die angenommene Einspeisezeitreihe im Jahr 2040 zu höheren elektrischen Erzeugungsspitzen führt. Hierdurch wird in den windstarken Zeiträumen ein größerer elektrischer Überschuss erzeugt, der den Bedarf des DAC-Anlagenverbunds übersteigt. Somit kann ein größerer Anteil der elektrischen Energie nicht direkt vom DAC-Anlagenverbund genutzt werden, wodurch die Autarkie sinkt. Erst der Einsatz eines BS hebt die Autarkie des Gesamtsystems auf >70%. Im Jahr 2045 ist kein Einsatz eines BS notwendig, da die Erzeugungsmenge und der DAC-Verbrauch in einem günstigeren Verhältnis stehen, wodurch eine Autarkie von >70% besteht. Die zu installierende EE-Leistung an PV-Anlagen (*Fallbeispiel 1B*) liegt mit 9,9 kW/t_{CH_4O} im Jahr 2020 deutlich über den 4 kW/t_{CH_4O} (Onshore-WEA/ *Fallbeispiel 1C*) bzw. 2,8 kW/t_{CH_4O} (Offshore-WEA/ *Fallbeispiel 1D*). Diese reduziert sich bis 2045 auf 7,6 kW/t_{CH_4O} (*Fallbeispiel 1B*), 3,1 kW/t_{CH_4O} (*Fallbeispiel 1C*) bzw. 2 kW/t_{CH_4O} (*Fallbeispiel 1D*). Ab dem Jahr 2045 weisen alle *Fallbeispiele* eine CO_2 -Entnahmeeffizienz von 100 % auf. Somit wird eine 100 %ige Klimaneutralität des erzeugten synthetischen Brennstoffs erreicht.

Tab. 5-2 Zusammengefasste Ergebnisse der Fallstudie 1.

Kategorie	Einheit	1A.min	1B	1C	1D	
Speicherverhältnis	-	-	2:1	-	-	2020
Autarkie	%	100 %	73 %	72 %	73 %	
Wärmeenergie	MWh/t _{CH4O}	2,74	2,74	2,74	2,74	
El. Energie	MWh/t _{CH4O}	12,70	13,09	12,70	12,70	
Installierte EE-Leistung	kW/t _{CH4O}	-	9,92	3,97	2,82	
Wassermenge	t _{H2O} /t _{CH4O}	-0,04	0,09	-0,04	-0,04	
Spez. Baufläche	m ² /t _{CH4O}	4,43	5,03	4,43	4,43	
Spez. EE-Fläche	m ² /t _{CH4O}	-	204,58	436,58	-	
Brutto-LCOCH _{4O}	€/t _{CH4O}	1.171,19	1.348,00	1.034,83	1.450,60	
CO ₂ -Entnahmeeffizienz	%	-245 %	-163 %	87 %	88 %	
Netto-LCOCH _{4O}	€/t _{CH4O}	X	X	1.078,98	1.496,72	2030
Speicherverhältnis	-	-	2:1	-	-	
Autarkie	%	100%	72 %	71 %	100 %	
Wärmeenergie	MWh/t _{CH4O}	2,06	2,06	2,06	2,06	
El. Energie	MWh/t _{CH4O}	12,39	12,72	12,39	12,39	
Installierte EE-Leistung	kW/t _{CH4O}	-	8,76	3,68	2,59	
Wassermenge	t _{H2O} /t _{CH4O}	-0,04	0,08	-0,04	-0,04	
Spez. Baufläche	m ² /t _{CH4O}	3,98	4,50	3,98	3,98	
Spez. EE-Fläche	m ² /t _{CH4O}	-	170,94	331,64	-	
Brutto-LCOCH _{4O}	€/t _{CH4O}	922,58	741,82	718,56	1.049,47	
CO ₂ -Entnahmeeffizienz	%	-1 %	-19 %	91 %	91 %	
Netto-LCOCH _{4O}	€/t _{CH4O}	X	X	733,33	1.065,32	2040
Speicherverhältnis	-	-	2:1	1:1	-	
Autarkie	%	100 %	72 %	70 %	71 %	
Wärmeenergie	MWh/t _{CH4O}	1,67	1,67	1,67	1,67	
El. Energie	MWh/t _{CH4O}	11,66	11,97	11,68	11,66	
Installierte EE-Leistung	kW/t _{CH4O}	-	8,16	3,30	2,30	
Wassermenge	t _{H2O} /t _{CH4O}	-0,04	0,06	-0,04	-0,04	
Spez. Baufläche	m ² /t _{CH4O}	3,98	4,46	4,07	3,98	
Spez. EE-Fläche	m ² /t _{CH4O}	-	150,82	231,28	-	
Brutto-LCOCH _{4O}	€/t _{CH4O}	821,74	543,35	612,17	841,46	
CO ₂ -Entnahmeeffizienz	%	6 %	43 %	86 %	95 %	
Netto-LCOCH _{4O}	€/t _{CH4O}	2.726,31	685,18	629,01	848,24	2045
Speicherverhältnis	-	-	2:1	-	-	
Autarkie	%	100 %	72 %	71 %	73 %	
Wärmeenergie	MWh/t _{CH4O}	1,29	1,29	1,29	1,29	
El. Energie	MWh/t _{CH4O}	10,98	11,27	10,98	10,98	
Installierte EE-Leistung	kW/t _{CH4O}	-	7,60	3,11	2,04	
Wassermenge	t _{H2O} /t _{CH4O}	-0,04	0,04	-0,04	-0,04	
Spez. Baufläche	m ² /t _{CH4O}	3,98	4,43	3,98	3,98	
Spez. EE-Fläche	m ² /t _{CH4O}	-	132,68	155,27	-	
Brutto-LCOCH _{4O}	€/t _{CH4O}	733,09	427,73	495,02	711,70	
CO ₂ -Entnahmeeffizienz	%	100 %	100 %	100 %	100 %	
Netto-LCOCH _{4O}	€/t _{CH4O}	733,09	427,73	495,02	711,70	

Quelle: Eigene Darstellung.

In den Jahren 2020 und 2030 führt die Nutzung von PV-Modulen (*Fallbeispiel 1B*) oder der Strombezug aus dem öffentlichen Netz (*Fallbeispiel 1A*) zu einer negativen CO₂-Entnahmeeffizienz, wodurch mehr CO₂ im Syntheseprozess (und der anschließenden energetischen Nutzung) emittiert wird als durch die Verbrennung derselben Menge an fossilen Brennstoffen. Aus diesem Grund ist eine Berechnung der Netto-LCOCH₄O in den Jahren 2020 und 2030 nicht möglich. Im Gegensatz dazu führt die Nutzung von WEA bereits ab dem Jahr 2020 zu hohen CO₂-Entnahmeeffizienzen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass weniger CO₂ je erzeugter kWh emittiert wird und keine BS, die zusätzliche CO₂-Emissionen verursachen, eingesetzt werden. Im Jahr 2045 ermöglicht das Einbinden von PV-Modulen die kostengünstigsten Netto- bzw. Brutto-LCOCH₄O von 427 €/t_{CH₄O}. Der kombinierte Einsatz von PV-Modulen mit der PtM-Route (*Fallbeispiel 1B*) führt als einziges *Fallbeispiel* zu einem zusätzlichen H₂O-Bedarf von 91 kg_{H₂O}/t_{CH₄O} (Jahr 2020) bzw. 45 kg_{H₂O}/t_{CH₄O} (Jahr 2045). Der gesteigerte H₂O-Bedarf resultiert aus dem zusätzlichen Reinigungswasserbedarf der PV-Module, welcher beim Einsatz von WEA nicht anfällt.

5.2 Fallstudie 2

Fallstudie 2 zeigt den Entwicklungstrend der Kosten und Ressourcenverbräuche zur dauerhaften Entnahme von CO₂ bis 2045 auf. Die Wärmeenergie wird über eine WP bereitgestellt und die elektrische Energie aus verschiedenen Energiequellen. Erneut wird eine Unterscheidung in *2A.max* und *2A.min* genutzt, um die Spreizung der Kosten- und Energieverbrauchsangaben abzubilden.

Tab. 5-3 fasst die gewonnenen Erkenntnisse zusammen. Die LCOCO₂ werden vom Energieverbrauch, der Lebensdauer, sowie von den Capex und Opex beeinflusst. Ersichtlich ist, dass zwischen 2020 und 2030 die höchste Reduktion, sowohl der Kosten als auch der Energieverbräuche realisiert wird. Ausgehend von der Annahme, dass die DAC-Technologie in großem Maßstab zur Erzeugung von NE eingesetzt wird, werden die *Fallbeispiele B, C und D* anhand der Kosten und Verbrauchsannahmen aus *Fallbeispiel 2A.min* ausgelegt.

Tab. 5-3 Gegenüberstellung der Kosten und Energieverbräuche von Fallbeispiel *2A.max* und *2A.min* bis 2045.

Fallbeispiel 2A	Jahr	Brutto-LCOCO ₂	Wärmeenergie	EI. Energie
Einheit	-	€/t _{CO₂}	MWh/t _{CO₂}	MWh/t _{CO₂}
.min	2020	291,73	2,00	1,55
.max	2020	505,24	3,31	2,12
.min	2030	165,98	1,50	1,16
.max	2030	216,09	2,00	1,34
.min	2040	127,86	1,22	0,93
.max	2040	152,57	1,29	0,95
.min	2045	95,78	0,94	0,72
.max	2045	118,37	1,10	0,77

Quelle: Eigene Darstellung.

Der Vergleich der unterschiedlichen Auslegungsvarianten durch den Einsatz von PV-Anlagen (*Fallbeispiele 2B*), Onshore-WEA (*Fallbeispiel 2C*) und Offshore-WEA (*Fallbeispiel 2D*) wird in Abb. 5-2 für das Jahr 2020 aufgezeigt. Onshore- und Offshore-WEA erreichen ohne BS einen Autarkiegrad von >70 %. Aufgrund dessen wird erneut ein Autarkiegrad von 70 % als Grenzwert für die die Auslegung der Fallstudien definiert. Ersichtlich ist beim Einsatz von PV-Modulen (*Fallbeispiel 2B*) eine Steigerung der Brutto-LCOCO₂ mit zunehmender Batteriekapazität. Während der Autarkiegrad bei dem kombinierten Einsatz von WEA und BS bis zum Verhältnis von 2:1 lediglich um 5 % steigt, kann dieser bei der Kombination von PV-Anlagen und BS im Verhältnis 2:1 auf >70 % gesteigert werden.

Tab. 5-4 fasst die ermittelten Werte für das Gesamtsystem zusammen. Die Werte werden auf eine t_{CO₂} bezogen. Der elektrische Energieverbrauch wird durch die DAC-Anlage, die WP und die Kompressor-Module erzeugt. Zusätzlich werden bei einem Einsatz von BS die Verlustenergien der Be- und Entladeprozesse berücksichtigt. Analog zu *Fallstudie 1* ist im Jahr 2040 bei der Nutzung von Onshore-WEA (*Fallstudie 2C*) der Einsatz eines BS im Verhältnis 1:1 notwendig, um einen Autarkiegrad von >70 % zu erreichen.

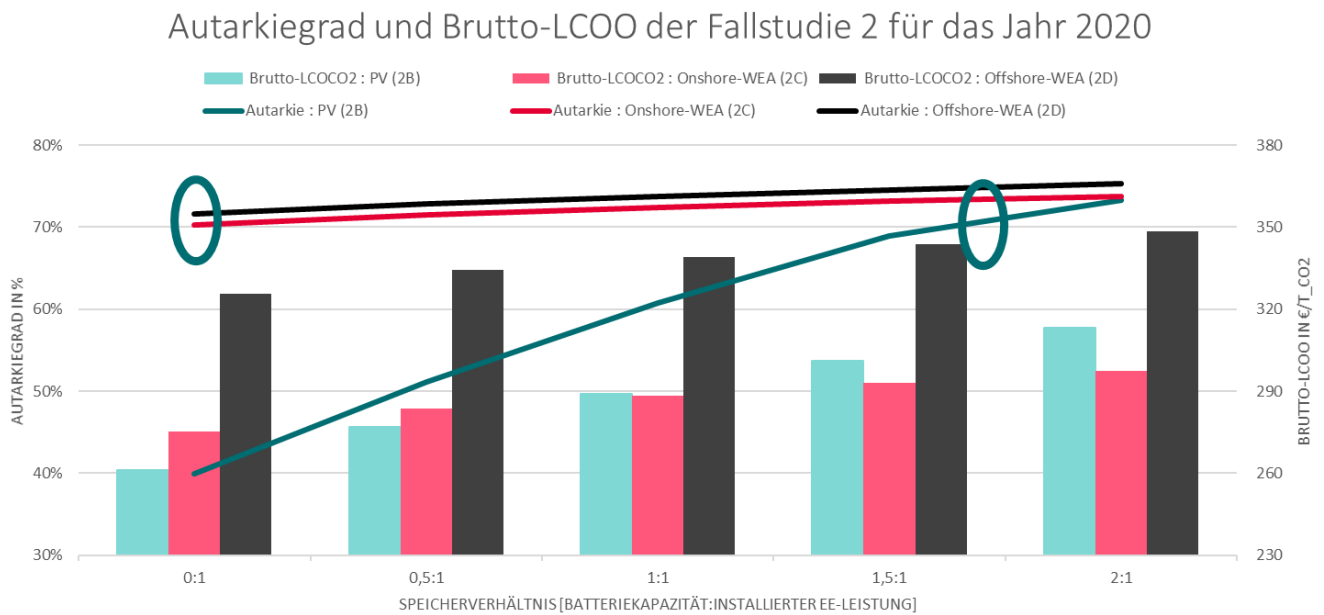


Abb. 5-2 Darstellung der Autarkiegrade (Linien) und Netto-LCOO (Säulen) von Fallstudie 2 in Abhängigkeit der Speicherkapazität.

Quelle: Eigene Darstellung.

Tab. 5-4 Zusammengefasste Ergebnisse der Fallstudie 2.

Kategorie	Einheit	2A.min	2B	2C	2D	
Speicherverhältnis	-	-	2:1	-	-	2020
Autarkie	%	100 %	73 %	72 %	73 %	
Wärmeenergie	MWh/t _{CO2}	2,00	2,00	2,00	2,00	
El. Energie	MWh/t _{CO2}	1,55	1,60	1,55	1,55	
Installierte EE-Leistung	kW/t _{CO2}	-	1,21	0,48	0,34	
Wassermenge	t _{H2O} /t _{CO2}	-1,00	-0,98	-1,00	-1,00	
Spez. Baufläche	m ² /t _{CO2}	0,57	0,65	0,57	0,57	
Spez. EE-Fläche	m ² /t _{CO2}	-	24,93	53,24	-	
Brutto-LCOCO ₂	€/t _{CO2}	291,73	313,28	275,11	325,78	
CO ₂ -Entnahmeeffizienz	%	40 %	53 %	95 %	95 %	
Netto-LCOCO ₂	€/t _{CO2}	737,62	589,31	289,66	342,68	
Speicherverhältnis	-	-	2:1	-	-	2030
Autarkie	%	100 %	72 %	72 %	73 %	
Wärmeenergie	MWh/t _{CO2}	1,50	1,50	1,50	1,50	
El. Energie	MWh/t _{CO2}	1,16	1,19	1,16	1,16	
Installierte EE-Leistung	kW/t _{CO2}	-	0,82	0,34	0,24	
Wassermenge	t _{H2O} /t _{CO2}	-1,00	-0,99	-1,00	-1,00	
Spez. Baufläche	m ² /t _{CO2}	0,21	0,25	0,21	0,21	
Spez. EE-Fläche	m ² /t _{CO2}	-	15,95	30,96	-	
Brutto-LCOCO ₂	€/t _{CO2}	165,98	149,11	146,94	177,82	
CO ₂ -Entnahmeeffizienz	%	85 %	82 %	96 %	96 %	
Netto-LCOCO ₂	€/t _{CO2}	196,10	181,12	152,47	184,42	
Speicherverhältnis	-	-	2:1	1:1	-	2040
Autarkie	%	100 %	72 %	70 %	71 %	
Wärmeenergie	MWh/t _{CO2}	1,22	1,22	1,22	1,22	
El. Energie	MWh/t _{CO2}	0,93	0,96	0,93	0,93	
Installierte EE-Leistung	kW/t _{CO2}	-	0,65	0,26	0,18	
Wassermenge	t _{H2O} /t _{CO2}	-1,00	-0,99	-1,00	-1,00	
Spez. Baufläche	m ² /t _{CO2}	0,19	0,23	0,19	0,19	
Spez. EE-Fläche	m ² /t _{CO2}	-	12,04	18,46	-	
Brutto-LCOCO ₂	€/t _{CO2}	127,86	105,65	111,14	129,43	
CO ₂ -Entnahmeeffizienz	%	87 %	92 %	96 %	97 %	
Netto-LCOCO ₂	€/t _{CO2}	146,13	115,36	115,41	133,16	
Speicherverhältnis	-	-	2:1	-	-	2045
Autarkie	%	100 %	72 %	72 %	73 %	
Wärmeenergie	MWh/t _{CO2}	0,94	0,94	0,94	0,94	
El. Energie	MWh/t _{CO2}	0,72	0,74	0,72	0,72	
Installierte EE-Leistung	kW/t _{CO2}	-	0,50	0,20	0,13	
Wassermenge	t _{H2O} /t _{CO2}	-1,00	-0,99	-1,00	-1,00	
Spez. Baufläche	m ² /t _{CO2}	0,17	0,20	0,17	0,17	
Spez. EE-Fläche	m ² /t _{CO2}	-	8,69	10,17	-	
Brutto-LCOCO ₂	€/t _{CO2}	95,78	75,80	80,20	94,38	
CO ₂ -Entnahmeeffizienz	%	100 %	100 %	100 %	100 %	
Netto-LCOCO ₂	€/t _{CO2}	95,78	75,80	80,20	94,38	

Quelle: Eigene Darstellung.

Durch eine Steigerung der CO₂-Entnahmeeffizienz nähern sich die Brutto- und Netto-LCOCO₂ bis 2045 auf denselben Wert an. Ab 2045 gilt die Annahme, dass Deutschland vollständig klimaneutral ist, wodurch sich eine 100 %ige CO₂-Entnahmeeffizienz einstellt und die LCOCO₂ denselben Kostenwert aufweisen. Im Jahr 2020 lassen sich durch den Einsatz von Onshore-WEA die geringsten Brutto- und Netto-LCOCO₂ erreichen (*Fallbeispiel 2C*). Die LCOCO₂ beim Einsatz von PV-Anlagen und Onshore-WEA nähern sich an und liegen 2045 bei 75,8 €/t_{CO2} (*Fallbeispiel 2B*) bzw. 80,2 €/t_{CO2} (*Fallbeispiel 2C*). Die H₂O-Bereitstellung ist bis 2045 konstant je t_{CO2} angenommen. Lediglich eine Verbesserung bei der Verwendung von H₂O im Reinigungsprozess von PV-Modulen führt zu steigenden Einsparungen (*Fallbeispiel 2B*).

5.3 Fallstudie 3

In den einzelnen *Fallbeispielen* werden die unterschiedlichen Kombinationsmöglichkeiten der technischen Module analysiert und anhand des „KNDE 2045“-Szenarios ausgelegt. Basierend auf den ermittelten CO₂-Mengen werden die *Fallbeispiel 3(B-D_{EL})* definiert (siehe Kapitel 4.2). Aufgeführt werden Details zum Gesamtsystem sowie der Ressourcenbedarf und die Kosten. An die elektrischen Energieerzeuger wird die Anforderung von einer >70 %igen energetischen Autarkie gestellt. Der Einsatz von BS wird anhand der Autarkie dimensioniert und basiert auf den Erkenntnissen der *Fallstudie 2*. Die CO₂-Transportkosten zu zentralen nordeuropäischen Häfen werden anhand der Daten aus Kapitel 4.3 ermittelt und gesondert erfasst. Tab. 5-5 bildet die ermittelten kumulierten Daten für das Jahr 2045 ab.

Ab dem Jahr 2045 werden der Atmosphäre 20 Mt_{CO2}/a entzogen. Der Einsatz von BS erfolgt im *Fallbeispiel 3 B* mit einem Verhältnis von 2:1. Der Autarkiegrad beim Einsatz von WEA (*Fallbeispiel 3 C – D_{EL}*) liegt ohne die Nutzung von BS bei >70 %, mit Ausnahme von *Fallbeispiel 3 C* im Jahr 2040. Die CO₂-Entnahmeeffizienz liegt bei den Anlagemodulen ab dem Jahr 2045 bei 100 %. Die technischen Module, die vor 2045 realisiert werden, führen jedoch über ihre Lebensdauer zu CO₂-Emissionen, wodurch im Jahr 2045 für den Anlagenverbund keine 100 %ige CO₂-Entnahmeeffizienz besteht.

Durch die kostenfreie Abwärmebereitstellung der PEMEL in *Fallbeispiel 3 D_{EL}* liegt der elektrische Energiebedarf ~50 % unterhalb der *Fallbeispiele 3 B - D*. Hieraus resultieren die LCOCO₂ von 67 €/t_{CO2}. Der Flächenbedarf ist durch die EE-Erzeuger geprägt. Offshore-WEA wird in dieser Arbeit keine Fläche zugewiesen, da die Seefläche nicht berücksichtigt wird (siehe Kapitel 2). Bei der Entnahme von CO₂ durch den DAC-Prozess wird als Nebenprodukt H₂O gewonnen. Die gewonnene Menge kann den vollständigen H₂O-Bedarf im Elektrolyseprozess zur Bereitstellung des DAC-Wärmeenergiebedarfs decken. Ein durchschnittlicher Verbrauch von 5,8 kg_{H2O}/t_{CO2} (=115,3 kt_{H2O}/a) entsteht bei der Nutzung von PV-Anlagen (*Fallbeispiel 3B*) und führt zu einer geringfügigen Reduzierung des überschüssigen H₂O. Aufgrund der Standortauswahl in Süddeutschland liegen die CO₂-Transportkosten in *Fallbeispiel 3B* um das sechsfache höher als die Transportkosten in den restlichen Fallbeispielen. Der Transport des CO₂ von potenziellen „Wasserstoffinseln“ in *Fallbeispiel 3D_{EL}* führt aufgrund der zusätzlichen Offshore-Pipeline zu höheren Transportkosten im Vergleich zu *Fallbeispiel 3D*.

Tab. 5-5 Kumulierte Ressourcenverbräuche, jährliche Kosten und Kennzahlen bis 2045 für die Fallstudie 3.

2045 – Kumulierte Werte	Einheit	3B	3C	3D	3D _{EL}
Wärmeenergieerzeuger	-	WP	WP	WP	PEMEL
Wärmeleistung (Bezug)	GW _{th}	2,3	2,3	2,3	2,3
El. Energie Erzeuger	-	PV	OnWEA	OffWEA	OffWEA
El. Leistung (installiert)	GW _{el}	10,3	4,2	2,8	1,5
Speicherverhältnis	-	2:1	0:1	0:1	0:1
Autarkiegrad	%	72,2 %	70,3 %	71,4 %	71,4 %
CO ₂ -Entnahmeeffizienz	%	99,2 %	99,6 %	99,7 %	99,7 %
Modulanzahl DAC	-	66.667	66.667	66.667	66.667
CO ₂ -Entnahmemenge	Mt _{CO₂/a}	20,0	20,0	20,0	20,0
Resultierende H ₂ -Menge	Mt _{H₂/a}	-	-	-	1,8
Ressourcenbedarf					
Wärmeenergie	TWh/a	19,4	19,4	19,4	19,4
El. Energie	TWh/a	15,2	14,8	14,8	8,0
Baufläche	km ²	4,0	3,4	3,4	2,0
EE-Fläche	km ²	180,3	222,8(2,5)	-	-
Wasserbedarf	Mt _{H₂O/a}	-19,9	-20,0	-20,0	-20 (netto -1,7)
Kosten					
Jährlichen Gesamtkosten	Mrd.€/a	1,6	1,7	2,0	1,4
Brutto-LCOCO ₂	€/t _{CO₂}	78,8	83,3	97,9	66,8
Netto-LCOCO ₂	€/t _{CO₂}	79,8	83,7	98,3	67,0
CO ₂ -Transportkosten	Mio.€/a	285,5	43,9	43,9	62,1

Quelle: Eigene Darstellung.

5.4 Fallstudie 4

In den drei *Fallbeispielen 4 (I), 4 (II) und 4 (III)* werden ergänzende Dekarbonisierungspfade zu dem „KNDE 2045“- Szenario (*Fallstudie 3*) abgebildet. Hierzu werden technische Module entsprechend der angestrebten NE-Ziele kombiniert und verglichen. Weiterhin wird die Anforderung einer 70 %igen energetischen Autarkie gestellt. Die Transportkosten werden anhand der Daten aus Kapitel 4.3 ermittelt und gesondert erfasst. Die in Tab. 5-6 abgebildeten Werte beschreiben die kumulierten Bedarfs- und Verbrauchswerte im Jahr 2045. Die CO₂-Entnahmemenge liegt in den *Fallbeispielen* zwischen 34 - 53 Mt_{CO₂/a} und beschreibt damit einen Entnahmebedarf, der den NE-Bedarf aus *Fallstudie 3* um das ca. 2 bis 3-fache übersteigt. In *Fallbeispiel 4 (II)* wird das entnommene CO₂ in 25,1 t_{CH₄O/a} bzw. 158 TWh/a umgesetzt. Im Gegensatz zu *Fallstudie 3* besteht in den *Fallbeispielen 4 (I), 4 (II) und 4 (III)* bereits ab 2040 ein im Verhältnis hoher Bedarf an NE. Ein hoher Anteil technischer Module aus den Jahren 2030 bzw. 2040 führt zu höheren CO₂-Emissionen, Ressourcenverbräuchen und LCOO. Grund hierfür ist, dass eine Installationen zu früheren Zeitpunkten mit einer geringeren Entwicklungsstand der Anlagen einhergeht.

Tab. 5-6 Kumulierte Ressourcenverbräuche, jährliche Kosten und Kennzahlen bis 2045 für die Fallstudie 4.

2045 - Kumulierte Werte	Einheit	4 (I)B	4 (I)C	4 (I)D	4 (II)B	4 (II)C	4 (II)D	4 (III)B	4 (III)C	4 (III)D
Gesamtsystem										
Wärmeenergieerzeuger	-	WP	WP	WP	WP	WP	WP	WP	WP	WP
Installierte Leistung	GW _{th}	4,8	4,8	4,8	4,2	4,2	4,2	7,3	7,3	7,3
El. Energie Erzeuger	-	PV	OnWEA	OffWEA	PV	OnWEA	OffWEA	PV	OnWEA	OffWEA
Installierte Leistung	GW _{el}	21,5	8,7	5,9	195,7	79,6	53,5	32,9	13,4	9,2
Speicherverhältnis	-	2:1	-	-	2:1	-	-	2:1	-	-
Autarkiegrad	%	72,1 %	70,4 %	70,8 %	72,1 %	70,3 %	71,0 %	72,1 %	70,4 %	70,7 %
CO ₂ -Entnahme Effizienz	%	95,4 %	98,0 %	98,4 %	79,2 %	95,2 %	98,1 %	93,2 %	97,4 %	98,0 %
Modulanzahl DAC	Tsd.	123	123	123	114	114	114	177	177	177
CO ₂ -Entnahmemenge	Mt _{CO2/a}	37,0	37,0	37,0	34,3	34,3	34,3	53,0	53,0	53,0
CH ₄ O-Menge	Mt _{CH4O/a}	-	-	-	25,1	25,1	25,1	-	-	-
H ₂ -Menge	Mt _{H2/a}	-	-	-	4,8	4,8	4,8	-	-	-
Ressourcenbedarf										
Wärmeenergie	TWh/a	40,5	40,5	40,5	35,9	35,9	35,9	61,7	61,7	61,7
El. Energie	TWh/a	31,6	30,9	30,8	288,8	281,5	281,4	48,3	47,1	47,1
Baufläche	km ²	396,1	12,9	6,6	3.602,9	152,7	99,7	615,3	20,2	9,7
EE-Fläche	km ²	388,3	541,7	-	3.491,6	4.593,1	-	603,7	907,7	-
Wassermenge	Mt _{H2O/a}	-36,7	-37,0	-37,0	1,2	-1,0	-1,0	-52,6	-53,0	-53,0
Kosten										
Jährlichen Gesamtkosten	Mrd. €/a	3,4	3,6	4,2	11,8	13,5	19,0	5,3	5,6	6,5
Brutto-LCOO	€/Output	91,9	96,9	113,3	470,7	538,0	759,8	100,7	105,2	123,4
Netto-LCOO	€/Output	97,2	99,2	115,3	544,0	544,0	762,3	109,6	108,3	126,3
CO ₂ -Transportkosten	Mio. €	528,1	81,3	115,0	-	-	-	756,5	116,4	164,7

Quelle: Eigene Darstellung

Ersichtlich ist ein hoher Energiebedarf von 281 – 289 TWh_{el}/a in *Fallbeispiel 4 (II)*, der auf den Einsatz von PEMEL zurückzuführen ist. Dagegen weisen die *Fallbeispiele 4 (I)* und *4 (III)* lediglich Energieverbräuche von ~31 und ~48 TWh/a auf. Proportional zur installierten EE-Leistung steigen die Ressourcenverbräuche und Kosten. Der Flächenverbrauch wird vor allem durch die EE-Anlagen geprägt und steigt proportional zum Energiebedarf. Somit liegt in *Fallbeispiel 4 (II)* der höchste Flächenbedarf von 3.491 km² (PV; *Fallbeispiel 4 (II)B*) bzw. 4.953 km² (Onshore-WEA; *Fallbeispiel 4 (II)C*) vor. Der Einsatz von PV-Modulen führt in den *Fallbeispielen 4 (I)B* bzw. *4 (III)B* zu Flächenbedarf von 388 bzw. 604 km². Beim Einsatz von Onshore-WEA entsteht ein Bedarf an 542 bzw. 908 km² (*Fallstudie 4 (I)C* bzw. *4 (III)C*). Die Nutzung von PV-Modulen führt zu einem geringen Verbrauch von H₂O, womit geringe Unterschiede in den *Fallbeispielen 4 (I)* bzw. *4 (III)* zu begründen sind. Durch die Kopplung des DAC-Prozesses mit der PtM-Route kann der H₂O-Verbrauch im Elektrolyseprozess ausgeglichen werden. Lediglich in *Fallbeispiel 4 (II)B* entsteht durch den zusätzlichen H₂O-Bedarf der PV-Module ein Wasserbedarf von 1,2 Mt_{H₂O}/a (=48 kg_{H₂O}/t_{CH₄O}). Für den Transport von synthetischen Brennstoffen werden keine Kosten ermittelt, da hier eine dezentrale Verteilung in Deutschland unterstellt wird. Die Transportkosten von 528 bzw. 756 Mio.€/a in den *Fallbeispielen 4 (I)B* bzw. *4 (III)B* resultieren aus der Distanz vom Standort Süddeutschland zu norddeutschen Häfen. Die geringen Kosten bei der Nutzung von WEA sind auf die kürzere Transportdistanz von küstennahen Standorten zu norddeutschen Häfen zurückzuführen.

5.5 Exkurs: Industrieabwärme

Der Exkurs „Industrielle Abwärme“ hat das Ziel, die mögliche Nutzung industrieller Abwärmequellen in Deutschland für DAC zu prüfen. Es werden bestehende industrielle Abwärmepotenziale untersucht und ins Verhältnis mit dem Wärmebedarf von DAC-Anlagen gebracht. Eine Auslegung der DAC-Module erfolgt anhand der verfügbaren Wärmeenergie. Es wird auf die Integration von EE-Anlagen verzichtet, da diese stark standortabhängige Potenziale besitzen und somit generalisierende Aussagen das Bild verzerren. Stattdessen wird der Bezug von Strom aus dem öffentlichen Netz angenommen. Anhand der Annahme einer kostenlosen Wärmebereitstellung erfolgt die Auslegung eines DAC-Moduls (=300 t_{CO₂}/a) im Jahr 2020. Basierend auf den Erkenntnissen aus *Fallstudie 2* wird hierbei zwischen den *Fallbeispielen Ex.min* und *Ex.max* unterschieden. Durch die Bereitstellung von kostenloser Wärmeenergie entfällt der Einsatz eines WP-Moduls in der Berechnung. Zur Einordnung werden die Erkenntnisse der *Fallbeispiele 2A.min* und *2A.max* (Jahr 2020) gegenübergestellt und die Kosten und Ressourcenverbräuche verglichen.

Der obere Teil der Tab. 5-7 stellt die Kosten und Ressourcenverbräuche von einem an die Industrieabwärme gekoppelten DAC-Prozess dar und vergleicht diese mit den Werten einer DAC-Anlage, die über eine WP mit Wärmeenergie versorgt wird (*Fallbeispiel 2A*). Basierend auf den Angaben des *Projekts NENIA* wird ein nutzbares Abwärmepotenzial von 63 TWh_{th}/a für Deutschland ermittelt, wovon 52 TWh_{th}/a im Nieder- und Mitteltemperaturbereich zur Verfügung stehen (Blömer et al., 2019, S. 99ff). Es wird davon ausgegangen, dass Hochtemperaturabwärme in hoher Nutzungskonkurrenz mit anderen Industrieprozessen steht, weshalb dieses Potenzial nicht berücksichtigt wird. Der untere Teil der Tab. 5-7 fasst zusammen, welche Menge an CO₂ durch das nationale Potenzial an industrieller Abwärme der Atmosphäre entzogen

werden könnte. Die ermittelten Kosten und Ressourcenverbräuche werden mit den Werten, die basierend auf *Fallbeispiel 2A* (DAC und WP) ermittelt wurden, verglichen.

Bei einem ermittelten Abwärmepotenzial von 52 TWh/a wird die notwendige Wärmeenergie für 26 Mt_{CO2}/a (*min*) bzw. 16 Mt_{CO2}/a (*max*) bereitgestellt. Die freie Abwärme führt zu einer Kostenreduktion der Brutto-LCOCO₂ auf 289 bzw. 401 €/t_{CO2} (bei angesetzten Stromkosten von 50 €/MWh). Die Baufläche eines DAC-Moduls entspricht den Maßen eines Hochseecontainers, wodurch ein geringer Flächenbedarf zur Aufstellung anfällt.

Dieser Exkurs zeigt die Potenziale für die DAC-Technologie durch Abwärmenutzung auf. Die Menge von 26 Mt_{CO2}/a übersteigt den Bedarf an Brutto-NE die im „KNDE 2045“-Szenario prognostiziert werden. In Anlehnung an die hier erlangten Erkenntnisse sollten die Fragen der Realisierbarkeit konkretisiert und untersucht werden. Hierbei sind mögliche Fragestellungen: *Sind die industriellen Abwärmeflüsse dazu geeignet, einen wirtschaftlichen Betrieb der DAC-Anlagen zu ermöglichen? Welche Netzbelastungen folgen aus der dezentralen Installation von DAC-Anlagen? Wie kann eine erneuerbare elektrische Energieversorgung für DAC-Anlagen realisiert werden? Welche logistischen und infrastrukturellen Herausforderungen folgen aus einer dezentralen CO₂-Entnahme?*

Tab. 5-7 Gegenüberstellung des Exkurses (Min und Max) und des Fallbeispiels 2A (Min und Max) für das Jahr 2020.

Einzelmodul (E)	Einheit	Ex.Min(E)	Ex.Max(E)	2A.Min	2A.Max
DAC-Volllaststunden	h	8.500	8.500	8.500	8.500
DAC-Module	-	1	1	1	1
Wärmeenergiebedarf	MWh/a	600,00	991,67	600,00	991,67
Wärmeleistung (Bedarf)	kW	70,59	116,67	70,59	116,67
El. Energiebedarf	MWh/a	225,30	240,30	464,34	635,39
El. Leistung (Bedarf)	kW	26,51	28,27	54,63	74,75
Baufläche	ha	0,01	0,01	0,02	0,02
CO ₂ -Entnahmemenge	t _{CO2} /a	300	300	300	300
Anlagekosten	Tsd. €	241,01	571,24	302,42	672,74
Capex	Tsd. €/a	30,30	81,27	36,10	90,85
Opex	Tsd. €/a	27,05	27,05	28,20	28,95
Brutto-LCOCO ₂	€/t _{CO2}	228,74	401,13	291,73	505,24
Nationales Potenzial (P)	Einheit	Ex.Min(P)	Ex.Max(P)	2A.Min(P)	2A.Max(P)
Wärmeenergie	TWh/a	52,00	52,00	52,00	52,00
Module	-	86.666	52.436	86.666	52.436
Benötigte el. Energie	TWh/a	19,53	12,60	40,24	33,32
CO ₂ -Entnahmemenge	Mt _{CO2} /a	26,00	15,73	26,00	15,73
Anlagekosten	Mrd. €	20,89	29,95	26,21	35,28
Annuität	Mrd. €/a	2,63	4,26	3,13	4,76
Opex	Mrd. €/a	2,34	1,42	2,44	1,52

Quelle: Eigene Darstellung.

6 Diskussion

Nachfolgend werden die Ergebnisse mit Blick auf die zu Anfang gestellten Forschungsfragen diskutiert. In Kapitel 6.1 werden die Ergebnisse zu den Ressourcenverbräuchen und Kosten kritisch eingeordnet. Kapitel 6.2 analysiert die Herausforderungen der serienmäßigen Produktion von DAC-Anlagen, die aus einem großskaligen Einsatz bis 2045 erfolgen. Eine Analyse der Standortoptionen wird in Kapitel 6.3 ausgeführt und die zu beachtenden Limitationen in Kapitel 6.4 aufgeführt. Kapitel 6.5 beschreibt den Forschungsbedarf.

6.1 Ressourcenverbrauch und Kosten

Nachfolgend werden der Energiebedarf, der Flächen- und der Wasserverbrauch sowie die Kosten der *Fallstudien* einzeln betrachtet und bewertet.

Energiebedarf:

Bei der Erzeugung von negativen Emissionen fällt sowohl ein thermischer als auch ein elektrischer Energiebedarf an. Zur Bereitstellung der Wärmeenergie werden entweder WP oder die Abwärme aus dem PtM-Prozess genutzt (freie Abwärmenutzung). Sowohl der Einsatz von WP als auch die Nutzung von PtM-Anlagen führt zu einem steigenden Strombedarf. Dadurch wird der elektrische Energiebedarf direkt durch den Wärmeenergiebedarf beeinflusst. Aufgrund dieser Abhängigkeit wird im Folgenden vermehrt auf den elektrischen Energiebedarf eingegangen.

Der elektrische Energiebedarf zur Erzeugung von CH_4O liegt bei $12,7 \text{ MWh}/t_{\text{CH}_4\text{O}}$ (Jahr 2020) und sinkt bis 2045 auf $11 \text{ MWh}/t_{\text{CH}_4\text{O}}$ (*Fallstudie 1*). Mit Bezug auf den Brennwert von $6,31 \text{ MWh}/t_{\text{CH}_4\text{O}}$ ergibt sich ein Gesamtwirkungsgrad von $49,7 \%$ (Jahr 2020) bzw. $57,5 \%$ (Jahr 2045). Das Unternehmen *bse engineering* gibt bereits heute für ein vergleichbares System einen Prozesswirkungsgrad von mindestens 55% an. Hierbei wird der Elektrolyse- und Methanol-Synthese-Prozess berücksichtigt. Nicht berücksichtigt wird die Bereitstellung von CO_2 durch den DAC-Prozess, wodurch eine weitere Annäherung der Wirkungsgrade zu erwarten ist. Der Elektrolyseprozess hat aufgrund des hohen Energiebedarfs den größten Einfluss auf den energetischen Wirkungsgrad. Somit hängt die geringe Steigerung des Wirkungsgrades von $7,8 \%$ -Punkten der gesamten PtM-Route (inklusive DAC) bis 2045 mit dem der PEMEL (Steigerung von 6%) zusammen. Effizienzsteigerungen müssen bei der Erzeugung von synthetischen Brennstoffen folglich vor allem im Elektrolyseprozess erreicht werden.

Der elektrische Energiebedarf zur Entnahme von einer t_{CO_2} liegt bei $1,55 \text{ MWh}$ (Jahr 2020) bzw. $0,72 \text{ MWh}$ (Jahr 2045) und wird durch die DAC-Anlage und die WP verursacht. Im „KNDE 2045“-Szenario liegt der elektrische Energiebedarf im Jahr 2045 bei $1,03 \text{ MWh}/t_{\text{CO}_2}$. Dieser Wert beruht auf den angenommenen Bedarfswerten der DAC-Anlage von $400 \text{ kWh}_{\text{el}}/t_{\text{CO}_2}$ und $1,6 \text{ MWh}_{\text{th}}/t_{\text{CO}_2}$. Die Wärmeenergie wird über WP bereitgestellt (Prognos et al., 2021). Durch die Annahme des großskaligen Einsatzes der DAC-Technologie werden in dieser Arbeit höhere Effizienzsteigerungen bis 2045 angenommen, woraus geringere Energieverbräuche resultieren. Ersichtlich wird, dass die Entwicklung der Energieverbräuche bis 2045 mit großen Unsicherheiten behaftet ist. Abb. 6-1 fasst die Energiebedarfsentwicklung der *Fallstudien 3* und *4* bis 2045 zusammen. Der in *Fallstudie 3B* bis *3D* ermittelte elektrische Energiebedarf von $14,8 \text{ TWh}/\text{Jahr}$ liegt mit 28% unter dem Wert des „KNDE 2045“-Szenarios.

Grund hierfür sind die im vorhergegangenen Abschnitt beschriebenen geänderten Verbrauchsannahmen.

In *Fallbeispiel 3D_{EL}* kann durch die „freie Wärmebereitstellung“ der elektrische Energiebedarf auf 8 TWh/a reduziert werden, insofern der Energiebedarf der Elektrolyseure nicht berücksichtigt wird. Dies entspricht einer Reduktion um ~60 % des im „KNDE 2045“-Szenario angesetzten Energiebedarfs des DAC-Prozesses (Prognos et al., 2021, S. 28). Um die für den DAC-Prozess notwendige Wärmeenergie bereitzustellen, ist eine H₂-Produktionskapazität von 59,9 MWh_{Hu}/a notwendig. Dies beschreibt 73 % des im „KNDE 2045“-Szenario dargestellten heimisch produzierten H₂. Somit ist eine Kopplung der DAC-Technologie und der H₂-Erzeugung im „KNDE 2045“-Szenario realisierbar.

Fallstudie 4 bildet einen Energieverbrauch ab, der nicht im „KNDE 2045“-Szenario berücksichtigt wird. Somit muss zur Realisierung der *Fallbeispiele* zusätzliche Energie erzeugt werden. Der Energiebedarf verhält sich in *Fallbeispiel 4 (I)* bzw. *4 (III)* proportional zur CO₂-Entnahmemenge. Der gesteigerte elektrische Energiebedarf von ~31 bzw. 48 TWh/a führt im Verhältnis zum prognostizierten gesamtdeutschen Energiebedarf zu einer Steigerung von 3,0 bzw. 4,7 % (ebd., S. 28). Eine solche zusätzliche Energiebereitstellung erscheint als realisierbar. Der elektrische Energiebedarf von >280 TWh/a in *Fallbeispiel 4 (II)* ist zu ~80 % auf den Elektrolyseprozess zurückzuführen und entspricht einer Steigerung des deutschen Energiebedarfs im Jahr 2045 von ~28 %. Mit Blick auf die begrenzten nationalen EE-Potenziale entsteht somit eine hohe zusätzliche Belastung des Energiesystems. Durch kostengünstigere und potenziell reichere Standorte im Ausland erscheint eine Umsetzung von großskaligen PtM-Anlagen in Deutschland als unwahrscheinlich.

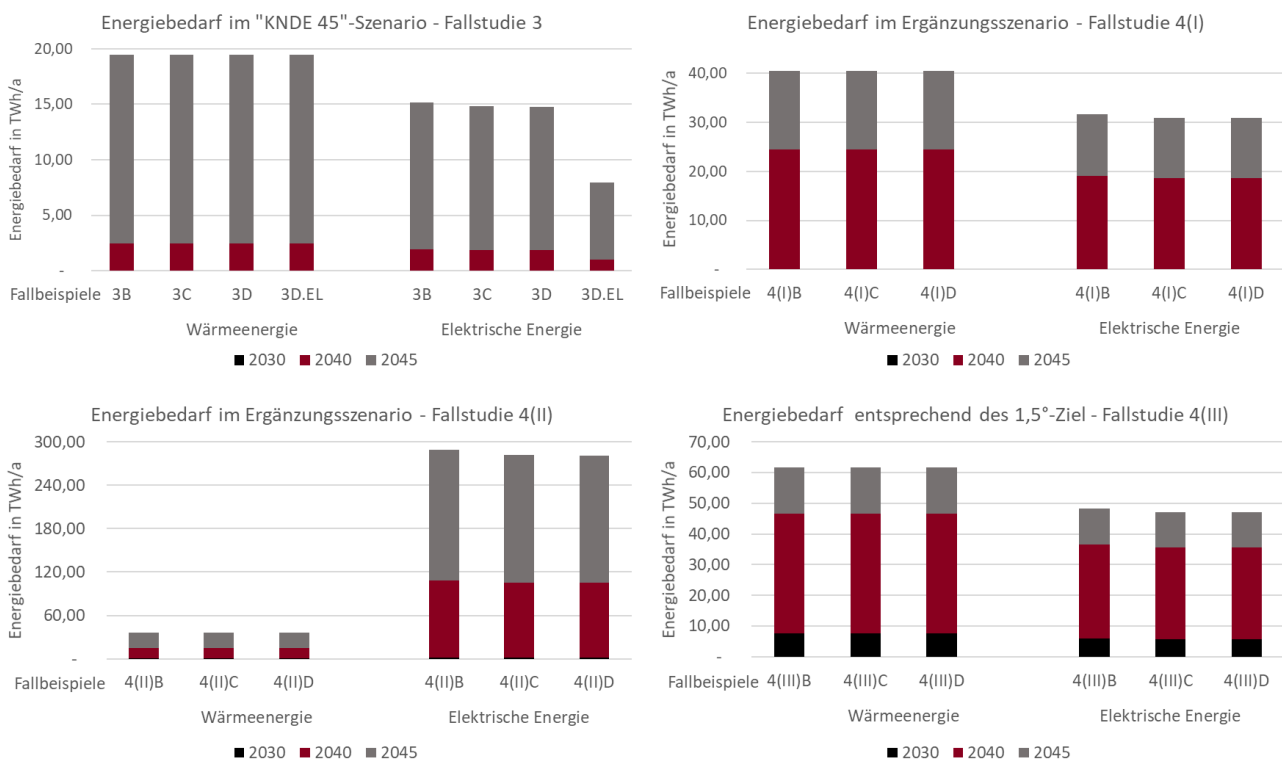


Abb. 6-1 Grafische Darstellung des kumulierten Energiebedarfs der Fallbeispiele 3 und 4 im Jahr 2045.

Quelle: Eigene Darstellung.

Flächenbedarf:

Der Flächenbedarf zur Erzeugung von NE wird vor allem durch die Energieerzeugung beeinflusst. Die Baufläche für die Prozessanlagen entspricht weniger als 3 % des anfallenden Flächenverbrauchs durch EE-Anlagen. Aufgrund dessen wird im Folgenden im Besonderen auf die EE-Flächen eingegangen. Während PV-Anlagen bedarfsgerecht mit kW-Leistungen auf die Verbraucher angepasst werden können, werden WEA standardmäßig mit Leistungszahlen im MW-Bereich installiert. Eine 3 MW-Onshore-WEA, mit einem Flächenbedarf (inklusive Abstandsflächen) von 0,33 km² (Jahr 2020) bzw. 0,05 km² (Jahr 2045), kann im Durchschnitt die Energie zur Entnahme von 6.000 t_{CO2}/a oder zur Erzeugung von 756 t_{CH4O}/a bereitstellen (Jahr 2020). Hieraus resultiert im Jahr 2020 ein EE-Flächenbedarf (inklusive Abstandsflächen) von 53 m²/(t_{CO2}/a) bzw. 437 m²/(t_{CH4O}/a). Bis 2045 reduziert sich der Flächenverbrauch, aufgrund von höheren Energieerträgen der EE-Erzeuger und geringeren Verbräuchen der technischen Module, auf 10 m²/(t_{CO2}/a) bzw. 155 m²/(t_{CH4O}/a). Die reine Baufläche von Onshore-WEA entspricht lediglich 1 % der angegebenen EE-Flächen, wodurch die restliche Fläche für weitere Landnutzung bestehen bleibt.

Bei einem Einsatz von PV-Anlagen mit einem Flächenbedarf von 20 m²/kW_p bzw. 17 m²/kW_p (Jahr 2020 bzw. 2045) wird eine Baufläche von 25 m²/(t_{CO2}/a) bzw. 205 m²/(t_{CH4O}/a) benötigt (Jahr 2020). Dieser Bedarf sinkt auf 9 m²/(t_{CO2}/a) bzw. 133 m²/(t_{CH4O}/a) im Jahr 2045 ab. Diese Werte überschreiten deutlich die Angaben von Beuttler et al. (2019). Der angegebene Flächenverbrauch von 2 m²/(t_{CO2}/a) für einen Anlagenverbund, bestehend aus WP, DAC- und PV-Anlagen, ist auf die wesentlich höheren Energieertragsannahmen der PV-Anlagen von 475 kWh/m² gegenüber 64 kWh/m² (Jahr 2020) zurückzuführen. Die Unterschiede im Flächenbedarf bei der Entnahme von CO₂ und CH₄O sind analog zum Energieverbrauch zu 80 % auf den Einsatz der PEMEL zurückzuführen.

In Abb. 6-2 werden die Flächenverbräuche der *Fallstudien 3* und *4* bis 2045 gegenübergestellt. Bei einer Bereitstellung der Energie durch PV-Anlagen (*Fallstudie 3B*) entsteht ein Flächenverbrauch von 180 km², was 20 % der Fläche der Stadt Berlin (3,7 Mio. Einwohner) entspricht (Amt für Statistik Berlin-Brandenburg, o.J.). Das verfügbare Potenzial für PV-Freiflächenanlagen in Baden-Württemberg, bemessen an Seitenrandstreifen entlang von Autobahnen und Schienenstrecken, Konversionsflächen und z. T. benachteiligten landwirtschaftlichen Gebieten, liegt bei 3.850 km² (Wirth, 2021, S. 39f.). Somit wäre lediglich 5 % der potenziellen PV-Fläche von Baden-Württemberg zur Deckung des Energiebedarfs zur Entnahme von 20 Mt_{CO2}/a nötig. Analog zum steigenden Energiebedarf wird bei der Erzeugung von synthetischen Brennstoffen (*Fallstudie 4 (II) B*) die größte Fläche mit 3.500 km² (=90 % der potenziellen PV-Fläche von Baden-Württemberg) benötigt.

223 km² (=25 % der Berliner Stadtfläche) werden bei dem Einsatz von Onshore-WEA benötigt (*Fallstudie 3 C*), dies entspricht 1.400 WEA mit einer Leistung von 3 MW. Die Baufläche für die Prozessanlagen liegt bei < 4 km². Dagegen wird ein Flächenbedarf von 4.600 km² (=516 % der Berliner Stadtfläche) zur Erzeugung von synthetischen Brennstoffen gebraucht (*Fallstudie 4 (II) C*). Dies entspricht einem 1,27 km² breiten Streifen entlang der gesamten deutschen Küste. Die Substitution von BECC durch DAC (*Fallstudie 4 (I) C*) und die Erzeugung von Netto-NE (*Fallstudie 4 (III) C*)

führen zu einem Flächenbedarf von 388 bzw. 604 km² (=44 % bzw. 68 % der Berliner Stadtfläche). Durch die aufgeführten Werte werden die Herausforderung und der einhergehende Flächenbedarf deutlich.

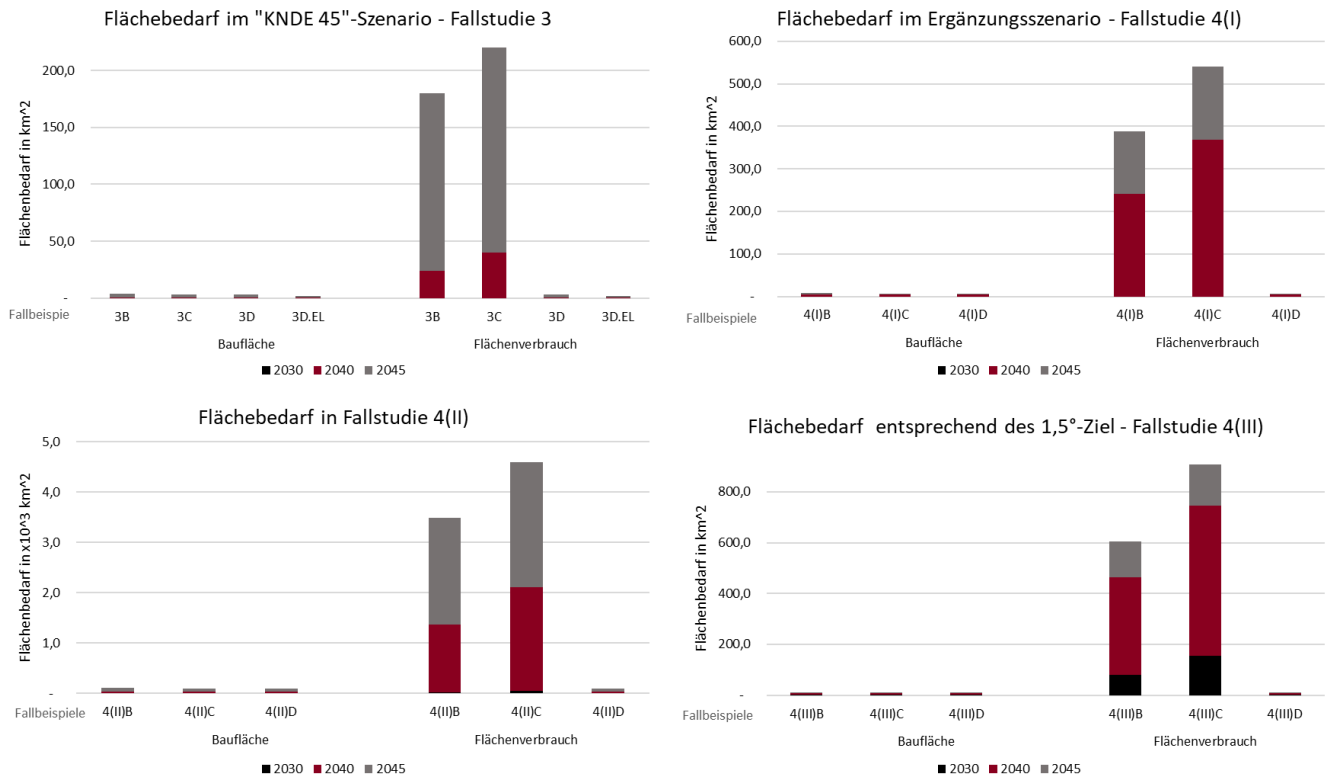


Abb. 6-2 Grafische Darstellung der kumulierten Flächenverbräuche der Fallbeispiele 3 und 4 im Jahr 2045.

Quelle: Eigene Darstellung.

Mit Blick auf den Einsatz von Offshore-WEA ist die Flächennutzung von geringerer Bedeutung. Entscheidend sind die deutschen Offshore-Potenziale. Im „KNDE 2045“-Szenario wird ein Zubau von Offshore-WEA in Höhe von 64 GW bis 2045 angegeben (Prognos et al., 2021, S. 28). Mit einem Bedarf an 2,8 bzw. 1,5 GW (*Fallstudie 3 D bzw. DEL*) für die Erzeugung von Brutto-NE erscheint die Umsetzung für Deutschland realisierbar. Dagegen wird eine installierte Leistung von 54 GW für die Erzeugung des deutschen synthetischen Brennstoffbedarfs benötigt. Hiermit wäre ein Zubau der Offshore-WEA Kapazität um 85 % im „KNDE 2045“-Szenario notwendig. Die *Fallbeispiele 4 (I)D* und *4 (III)D* führen zu einem Offshore-Leistungszubau von 5,9 bzw. 9,2 GW. Mit Blick auf den vom Bundesinnenministerium 2021 veröffentlichten maritimen Raumordnungsplan, der bei optimaler Auslegung eine Offshore-Windkraftnutzung von ~60 GW in Deutschland zulässt, ist ein zusätzlicher Ausbau von Offshore-WEA als nicht realisierbar einzuschätzen (Weber, 2021).

Ein direkter Vergleich der *Fallbeispiele 4 (I), (II) und (III)* verdeutlicht den hohen Flächenbedarf zur Erzeugung von synthetischem Brennstoff. Der hohe Bedarf an potenzialreichen EE-Flächen führt zu einer Flächenkonkurrenz in Deutschland. Mit Blick auf den im „KNDE 2045“-Szenario prognostizierten steigenden Energiebedarf ist die Fläche somit eine der entscheidenden und begrenzten Ressourcen bei der Realisierung

der DAC-Technologien. Ein Zubau von EE-Anlagen an Standorten mit geringeren Ertragskräften führt zu höheren LCOO. Hierdurch wird die Kostenkonkurrenz mit Standorten außerhalb von Deutschland offenkundig. Eine heimische Produktion von synthetischen Brennstoffen erscheint im Einklang mit Prognos et al. (2021) ökonomisch nicht sinnvoll. Ein Zubau von DACCS-Prozessanlagen (*Fallstudie 4 (I)* und *4 (III)*) erscheint dagegen zumindest zum Teil realisierbar.

Wasserbedarf:

Wasser fällt im DAC-Prozess bis 2045 konstant mit $1 \text{ t}_{\text{H}_2\text{O}}/\text{t}_{\text{CO}_2}$ und im Methanol-Synthese-Prozess mit $0,59 \text{ t}_{\text{H}_2\text{O}}/\text{t}_{\text{CH}_4\text{O}}$ als Nebenprodukt an. Dem gegenüber steht ein Wasserverbrauch von $10 \text{ t}_{\text{H}_2\text{O}}/\text{t}_{\text{H}_2}$ im Prozess der Elektrolyse und $8 \text{ t}_{\text{H}_2\text{O}}/\text{TWh}_{\text{el}}$ bei der Verwendung von PV-Anlagen. Es zeigt sich, dass lediglich die Erzeugung von synthetischen Brennstoffen in Kombination mit PV-Modulen zu einem Wasserbedarf führt. Dieser liegt bei 91 bzw. $45 \text{ kg}_{\text{H}_2\text{O}}/\text{t}_{\text{CH}_4\text{O}}$ (Jahr 2020 bzw. 2045). Der Einsatz von DAC setzt konstant bis 2045 eine $\text{t}_{\text{H}_2\text{O}}/\text{t}_{\text{CO}_2}$ frei. Der Einsatz von PV-Modulen führt zu einer Reduktion des erzeugten Wassers auf $0,98$ bzw. $0,99 \text{ t}_{\text{H}_2\text{O}}/\text{t}_{\text{CO}_2}$ (Jahr 2020 bzw. 2045). Abb. 6-3 führt die resultierende Wasserbereitstellung der *Fallbeispiele 3* und *4* auf.

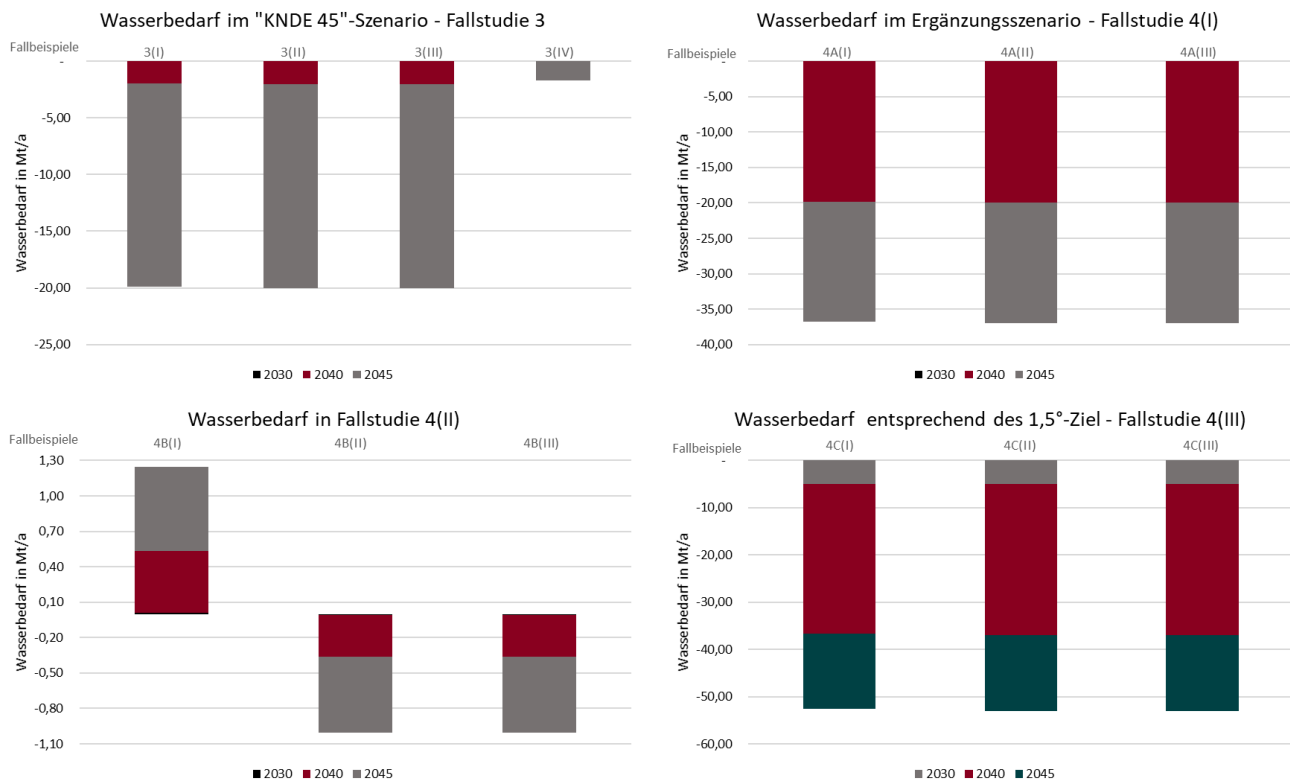


Abb. 6-3 Grafische Darstellung des Wasserverbrauchs bzw. der Wasserzeugung der Fallbeispiele 3 und 4 im Jahr 2045.

Quelle: Eigene Darstellung.

Ausschließlich in *Fallbeispiel 4 (II) B* wird die zusätzliche Beschaffung von H_2O notwendig, der Bedarf folgt aus dem kombinierten Einsatz von PV-Modulen und dem Einsatz der PEMEL. Es werden durchschnittlich $48 \text{ t}_{\text{H}_2\text{O}}/\text{t}_{\text{CH}_4\text{O}}$ im Jahr 2045 benötigt. In Summe beläuft sich der Bedarf auf $1,2 \text{ Mt}_{\text{H}_2\text{O}}/\text{a}$ und entspricht damit $0,5 \%$ des Süßwasserverbrauchs der Stadt Berlin (Berliner Wasserbetriebe). In den restlichen

Fallstudien wird H₂O als Nebenprodukt erzeugt. Somit stellt der H₂O-Bedarf keine Beschränkung im Hinblick auf die Implementierung in Deutschland dar. Vielmehr könnte es lokale H₂O-Engpässe beheben oder nahegelegene Industrieabnehmer versorgen und damit eine zusätzliche Wertschöpfung generieren. Die in *Fallbeispiel 3D_{EL}* integrierte PEMEL kann vollständig mit H₂O aus dem DAC-Prozess versorgt werden. Es folgt ein Wasserüberschuss von 0,37 t_{H₂O}/t_{CH₄O}. Hieraus ist ersichtlich, dass eine Kopplung von Elektrolyse- und DAC-Anlagen Synergieeffekte für beide Prozesse aufweist.

Kosten:

Die Kosten zur Entnahme von CO₂ liegen laut Firmenangaben von *Climeworks* bei 525 €/t_{CO₂} (Gertner, 2019, S. 2). Diese Angaben entsprechen in der Größenordnung den in *Fallbeispiel 2A.max* ermittelten Brutto-LCOCO₂ von 505 €/t_{CO₂}. Der 2021 in Betrieb genommenen DAC-Anlage „Orca“ von *Climeworks* (mit einer Entnahmelistung von 4 kt_{CO₂}/a) werden Investitionskosten von 10 bis 15 Mio.€ zugeschrieben (Spiegel Online, 2021). Die ermittelten Investitionssummen zur Entnahme von 300 t_{CO₂}/a liegen im Jahr 2020 bei 673 Tsd.€ und führen bei einer Skalierung auf 4 kt_{CO₂}/a zu 9,4 Mio.€. Damit liegen sie etwas unterhalb des von *Climeworks* angegebenen Kostenbereichs, bestätigen jedoch die Struktur und die Dimension. Die Brutto-LCOCO₂ aus *Fallbeispiel 2A.min* von 292 €/t_{CO₂} (Jahr 2020) entsprechen aktuellen Annahmen aus der Literatur, die ihren Kostenannahmen eine serienmäßige Produktion und Kostensenkungen durch Skaleneffekte zugrunde legen (Fasihi et al., 2019, S. 970). Unter der Annahme von Stromgestehungskosten von 50 €/MWh reduzieren sich bis 2045 die Brutto-LCOCO₂ auf 96 (*Fallbeispiel 2A.min*) bzw. 118 €/t_{CO₂} (*Fallbeispiel 2A.max*). Der Einsatz von PV-Modulen führt zu einer Kostenreduktion auf bis zu 76 €/t_{CO₂} (*Fallbeispiel 2B*).

Die Brutto-LCOCH₄O liegen im Jahr 2020 im *Fallbeispiel 1A.max* bei 1.407 €/t_{CH₄O} und im *Fallbeispiel 1A.min* bei 1.171 €/t_{CH₄O} und werden zu ~50 % durch die elektrischen Energiekosten (=50 €/MWh) beeinflusst. In Abhängigkeit der gewählten Energiequelle und den damit einhergehenden LCOE (Levelized Cost of Electricity) reduzieren sich die Brutto-LCOCH₄O im Jahr 2020 bis auf 1.035 €/t_{CH₄O} (Onshore-WEA; *Fallbeispiel 1C*). 2045 liegen die Brutto-LCOCH₄O zwischen 427 und 769 €/t_{CH₄O}. Aktuelle Kostenannahmen in der Literatur weisen eine große Spannweite auf. Zelt et al. (2021) geben LCOCH₄O von 280 – 826 €/t_{CH₄O} an. Maus et al. (2019) benennen die Gestehungskosten mit 1.043 €/t_{CH₄O} für „grünes Methanol“ im Jahr 2020 und ermitteln eine Kostenreduktion auf 543 €/t_{CH₄O} für das Jahr 2035.

Die Art der Energieerzeugung hat einen hohen Einfluss auf die CO₂-Entnahmeeffizienz und den damit verbunden Netto-LCOO. Während der Einsatz von WEA bereits im Jahr 2020 CO₂-Entnahmeeffizienzen von 95 % aufwies, liegt diese bei der Verwendung von PV-Modulen in Kombination mit BS bei 53 %. Durch den hohen Anteil zu kompensierender CO₂-Emissionen entsteht ein Unterschied der Netto-LCOO von bis zu ~300 €/t_{CO₂}. Bei der Erzeugung von CH₄O führt der Einsatz von WEA ab 2020 zu einer CO₂-Entnahmeeffizienz von ~87 %. Dagegen weist der Einsatz von PV-Modulen oder Strom aus dem öffentlichen Netz erst ab 2040 eine positive Effizienz auf. Eine negative CO₂-Entnahmeeffizienz bedeutet jedoch, dass mehr CO₂ emittiert wird, als durch den Prozess entzogen wird, wodurch sich der Prozess ökologisch und ökonomisch nicht

begründen lässt. Ab 2045 entsprechen sich Brutto- und Netto-LCOO, da durch die Prozesse keine CO₂-Emissionen freigesetzt werden. In dieser Arbeit werden die Netto-LCOO lediglich als Kennzahl aufgeführt, da die Prozessemissionen mit größeren Unsicherheiten behaftet sind. Dennoch spiegeln sie die realen Kosten zur Entnahme von CO₂ wider.

Abb. 6-4 fasst die jährlichen anfallenden Kosten sowie die Brutto-LCOO der einzelnen *Fallbeispiele* zusammen. Die Brutto-LCOO werden als gemittelter Wert über die Jahre 2030, 2040 und 2045 wiedergegeben. Mit Ausnahme des *Fallbeispiels 3D_{EL}* führt der Einsatz von PV-Anlagen in allen *Fallbeispielen* zu den günstigsten Brutto-LCOO₂. Je größer der Anteil der frühzeitigen Installationen von DAC-Anlagen (Jahr 2030 und 2040), desto höher liegen die gemittelten Brutto-LCOO. Die gemittelten Brutto-LCOO₂ von 67 €/tCO₂ in *Fallbeispiel 3D_{EL}* sind auf die „kostenfreie Abwärmenutzung“ des Elektrolyseprozesses zurückzuführen und resultieren somit aus dem reduzierten elektrischen Energiebedarf.

Während die Kosten der DAC-Prozesse im hohen Maße abhängig von den Capex sind, hat die Energiebereitstellung bei den PtM-Routen einen hohen Kosteneinfluss. Maßgeblich ist der Elektrolyseprozess für ~80 % des Energieverbrauchs verantwortlich und ist damit der größte Kostenpunkt. Hieraus folgt, dass bei dem DAC-Einsatz vor allem hohe Volllaststunden zu einer Reduktion der LCOO führen, während der PtM-Prozess (inklusive DAC) für einen kostengünstigen Betrieb auf kostengünstige LCOE angewiesen ist. Durch die Betrachtung unterschiedlicher EE-Anlagen und dadurch variierender LCOE ergeben sich somit Kostenunterschiede von bis zu 290 €/t_{CH₄O} (*Fallstudie 4 (II)*).

Für die Kompensation von 20 MtCO₂/a (*Fallstudie 3*) fallen Kosten von 1,4 bis 2 Mrd. €/a an. Die in *Fallstudie 4 (I bis III)* betrachteten Zusatzszenarien führen zu weiteren Kostensteigerungen von 3,4 bis 4,2 Mrd. €/a (*Fallstudie 4 (I)*), 11,8 bis 19,5 Mrd. €/a (*Fallstudie 4 (II)*) sowie 5,3 bis 6,5 Mrd. €/a (*Fallstudie 4 (III)*). Ein Einordnen und Bewerten der Kosten muss eigenständig erfolgen. Jedoch zeigt die im Juni 2021 aufgetretene Flutkatastrophe in Rheinland-Pfalz, Nordrhein-Westfalen, Bayern und Sachsen, wie verheerend Auswirkungen des Klimawandels sein können. Die Aufbaufonds in Höhe von 30 Mrd. € verdeutlichen gleichzeitig die Dimension der Kosten eines Nichthandelns (BMF, 2021, S. 3f.) im Bereich der Klimapolitik.

Die LCOE werden basierend auf den Kosten der EE-Anlage berechnet. Da aber lediglich ein Autarkiegrad von 70 % erreicht wird, besteht eine Abhängigkeit vom Stromnetz und den Strommärkten. Überschüssiger Strom aus den EE-Anlagen muss zum Zeitpunkt angeboten werden, wenn auch ein Stromüberschuss im öffentlichen Netz besteht. Gleichzeitig besteht ein Strombedarf, wenn kein oder nur geringe Energiemengen zur Verfügung stehen. Durch das Zusammenspiel von Preis, Angebot und Nachfrage ist zu erwarten, dass der entstehende Stromhandel zu einer Steigerung der durchschnittlichen LCOE führt. Die Bewertung dieses Zusammenspiels und die sich daraus ergebenden Unsicherheiten müssen bei der Betrachtung der Werte berücksichtigt werden. Des Weiteren ist zu beachten, dass Änderungen der LCOE, durch geringere EE-Erträge oder andere einflussnehmende Größen, die Kosten weiter beeinflussen können.

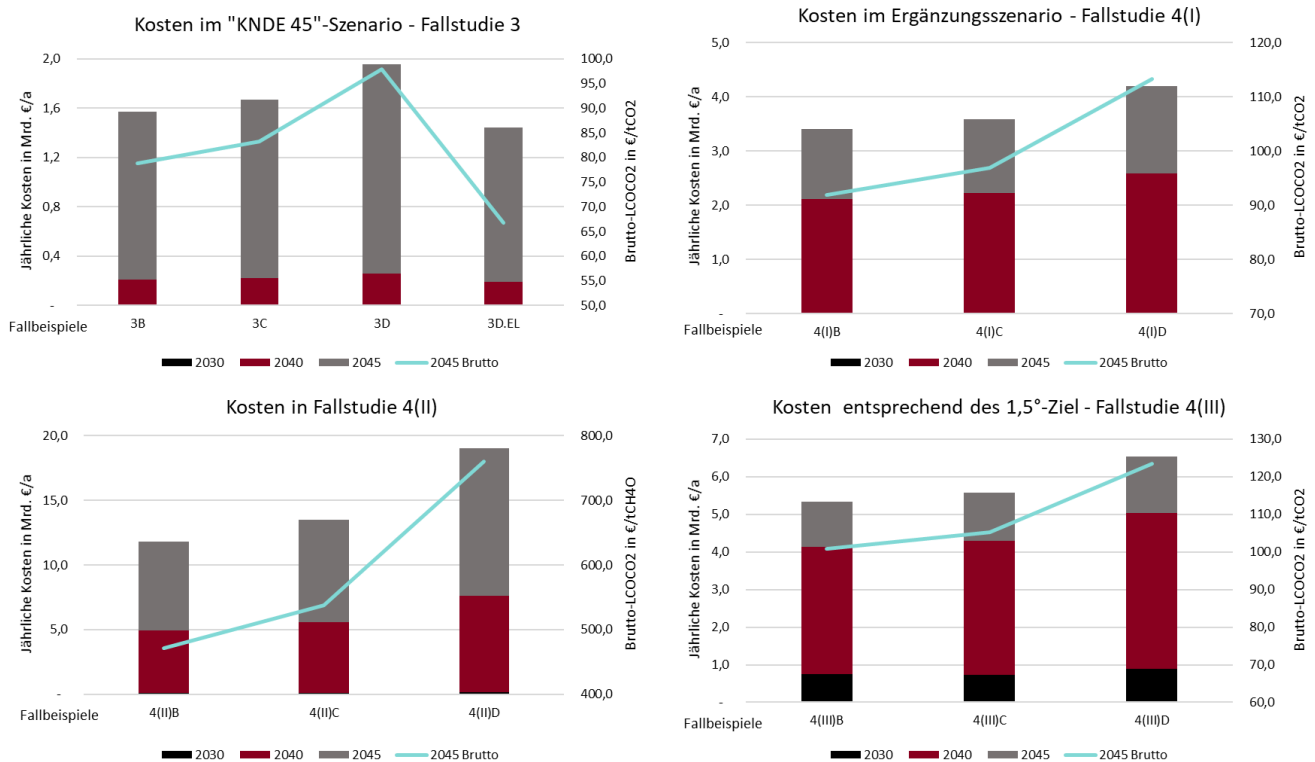


Abb. 6-4 Grafische Darstellung der kumulierten Kosten der Fallbeispiele 3 und 4 im Jahr 2045, sowie der gemittelten LCOO im Jahr 2045.

Quelle: Eigene Darstellung.

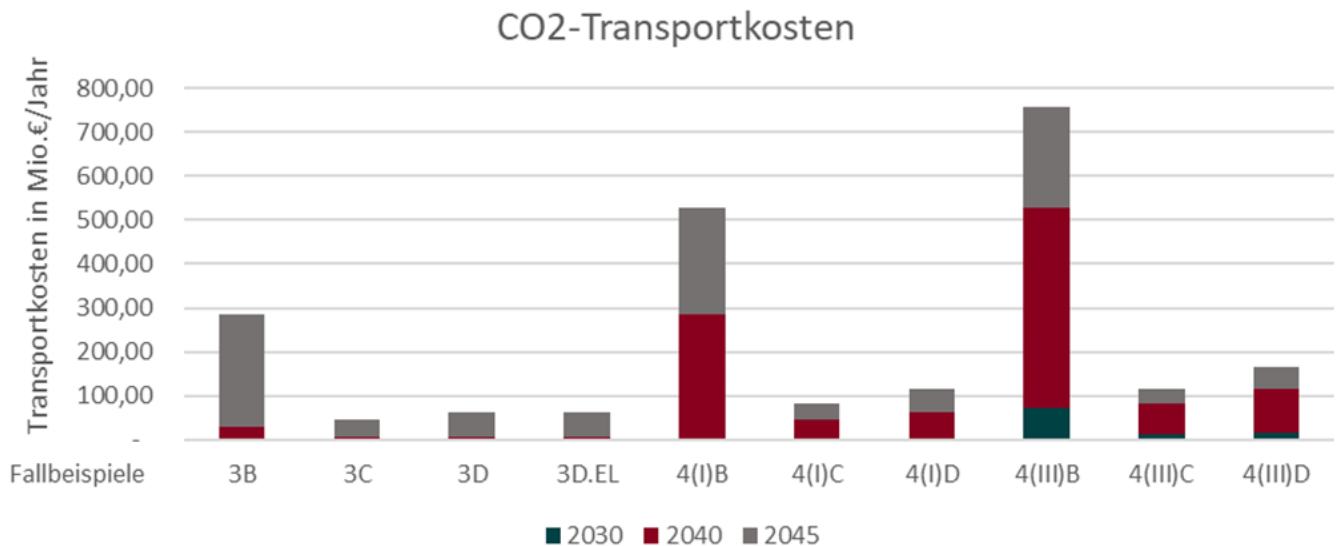
Ein Einsatz der DAC-Technologie in Deutschland ist unter wirtschaftlicher Perspektive mit Kosten von $<100\text{€}/\text{tCO}_2$ möglich. Jedoch sind hierfür kostengünstige Energien sowie lange DAC-Betriebszeiten die Voraussetzung. Durch begrenzte potenzialreiche EE-Standorte sind höhere LCOE zu erwarten und damit höhere LCOO. Wesentlich kostenintensivsten ist die Realisierung einer vollständigen Erzeugungskette von synthetischen Brennstoffen in Deutschland. Hierbei haben die LCOE einen Kosteneinfluss von $\sim 50\%$, was die hohe Abhängigkeit der Kosten von EE-Standort verdeutlicht. Hierdurch erscheint ein Import von synthetischen Brennstoffen von EE-potenzialreichen Standorten als wirtschaftlich sinnvoller. Die Erzeugung von NE dagegen ist zumindest z. T. in Deutschland wirtschaftlich realisierbar.

Transportkosten:

Zusätzlich zu den im vorherigen Abschnitt beschriebenen Kosten fallen durch den Transport des CO_2 zu zentralen Häfen weitere Ausgaben an. Aufgrund ungewisser Entwicklungen im Bereich der CO_2 -Speicherung werden die Transportkosten gesondert aufgeführt und nicht in den abschließenden Vergleich integriert. Abb. 6-5 fasst die Kosten der einzelnen *Fallbeispiele* zusammen.

Die Standortauswahl in Süddeutschland, für eine auf PV-Anlagen basierte Energieversorgung, (*Fallbeispiele 3B, 4 (I)B und 4 (III)B*) führt, durch die CO_2 -Abnahme an nord-europäischen Häfen, zu weiten Transportstrecken und damit zu hohen Kosten von bis zu $757\text{Mio.€}/\text{a}$. Während der Transport von norddeutschen Standorten (*Fallbeispiele (III)C, D und (IV) C,D*) einen Gesamtkostenanteil von $<2,5\%$ hat, steigert der Transport aus Süddeutschland die jährlichen Gesamtkosten um 13 bis 18 %.

Ersichtlich ist, dass bei der Wahl des Standortes die Transportstrecke als Kostenfaktor mit berücksichtigt werden muss. Eine abnehmersnahe CO₂-Abscheidung führt zu deutlich geringeren Kosten.



(* Fallbeispiel 4(II) wird nicht aufgeführt, da von einer dezentralen Verteilung der synthetischen Brennstoffe an die Verbraucher ausgegangen wird und die individuellen Versorgungsstrukturen eine höhere Komplexität aufweisen

Abb. 6-5 Kumulierte Transportkosten der Fallbeispiele 3 und 4 im Jahr 2045.

Quelle: Eigene Darstellung.

6.2 Herausforderungen der DAC-Implementierung

Die literaturbasierte Recherche hat gezeigt, dass in Bezug auf die Entwicklung der DAC-Technologie noch große Unsicherheiten bestehen. Dennoch sollte die DAC-Technologie durch Lern- und Entwicklungsprozesse innerhalb der nächsten Dekade großskalig zur Verfügung stehen. In dieser Arbeit wurden anhand der DAC-Modulgröße von 300 t_{CO₂}/a, beruhend auf Beuttler et al. (2019), die Ergebnisse erarbeitet. Die Demonstrationsanlage „Orca“ (=4 kt_{CO₂}/a) des Unternehmens *Climeworks* (September 2021) besteht aus 8 Einheiten, die der Atmosphäre jeweils 500 t_{CO₂}/a entziehen (Deutz und Bardow, 2021). Erkenntnisse aus dem Jahr 2021 zu der „Orca“-Anlage konnten aufgrund der hohen Aktualität nicht in dieser Arbeit genutzt werden. Die Entwicklung zeigt, dass der Flächenverbrauch durch den Bau der DAC-Technologie weiter reduziert wird. Eine Veränderung des Energie- und Wasserbedarfs sowie der Kosten konnten, in Bezug auf die in dieser Arbeit angenommenen Werte, nicht festgestellt werden.

Zur Realisierung der NE-Mengen aus *Fallbeispiel 3* werden 66.667 DAC-Anlagen (=40.000 „Orca“-Anlagen) im Jahr 2045 benötigt. Sollte erst ab dem Jahr 2040 mit einer Implementierung begonnen werden, ist eine entsprechende Produktions- und Installationsrate von 13.334 DAC-Anlagen/a (=8.000 „Orca“-Anlagen/a) notwendig. Zusätzliche CO₂-Mengen von 37, 34 und 53 Mt_{CO₂}/a werden bis 2045 benötigt, sollten die *Fallbeispiele 4 (I), (II) und (III)* realisiert werden. Dies führt wiederum zu einem zusätzlichen Bedarf an 123.334, 114.334 und 176.667 DAC-Anlagen (bzw. 74.000, 68.600 und 106.000 „Orca“-Anlagen). Es wird deutlich, dass ein schnelles Hochfahren der Produktion erforderlich ist, um dem möglichen Bedarf an DAC-Anlagen zu

entsprechen. Hieraus folgt, dass Standorte zur serienmäßigen Produktion erschlossen werden müssen. Dies ist besonders notwendig bei einer Berücksichtigung eines globalen Interesses an der DAC-Technologie.

6.3 Optionen für die Wahl der DAC-Standorte

Es erscheint naheliegend sich an den potenzialreichen EE-Flächen und an den CO₂-Abnehmern zu orientieren, da der DAC-Standort frei gewählt werden kann. Während in Süddeutschland das höchste Sonnenpotenzial vorliegt, ist das höchste Potenzial an Windenergie in Norddeutschland. WEA haben den Vorteil, dass sie hohe Volllaststunden erreichen. Dagegen weisen PV-Anlagen die günstigsten Stromgestehungskosten auf. Durch die hohen Kostenanteile der Capex und dem daraus resultierenden Bedarf an hohen Volllaststunden bei dem DAC-Prozess, erscheinen WEA und damit der Standort Norddeutschland, als vorteilhafter. Die Speicherung von CO₂ erfolgt nicht innerhalb von Deutschland, wodurch Häfen als Anlaufpunkt zur weiter Verteilung als wahrscheinlich gelten. So plant *Northern Light CCS* die Übernahme von CO₂ an zentralen mitteleuropäischen Häfen. Aufgrund der hohen CO₂-Mengen ist der Transport via Pipeline die kostengünstigste Möglichkeit. Resultierend aus der hohen Transportdistanz von Süd- nach Norddeutschland liegen die Kosten um den Faktor 6 höher. Hieraus ergibt sich ein eindeutiger Kostenvorteil für norddeutsche DAC-Standorte zur Entnahme und dauerhaften Speicherung von CO₂.

Anders als beim DACCS-Prozess wird bei der PtX-Route (inklusive DAC) der synthetische Brennstoff in Deutschland dezentral verteilt. Auch ist der Kosteneinfluss der LCOE aufgrund des hohen Strombedarfs wesentlich höher. So ist die synthetische Brennstoffherzeugung mit PV-Strom günstiger als die Erzeugung mit Onshore- oder Offshore-WEA. Der Standortvorteil verschiebt sich bei PtX-Routen (inklusive DAC) nach Süddeutschland. Die hier ermittelten Standortpotenziale sind mit Blick auf die Realisierbarkeit zu prüfen.

6.4 Limitationen

Die in dieser Arbeit abgeleiteten Ergebnisse wurden unter einer Reihe von Annahmen und Vereinfachungen ermittelt. Mit Blick auf die Aussagekraft müssen die sich ergebenden Limitationen erfasst und berücksichtigt werden. Die ausgewählten literaturbasierten Verbräuche und Kosten der Technologien können für spezifische Standortdaten abweichen und sind somit in konkreten Anwendungsfällen kritisch zu betrachten. Die EE-Potenziale wurden innerhalb des deutschen Staatsgebietes ausgewertet und so ausgewählt, dass sie die Werte der potenzialreichsten Region wiedergeben. Somit liegen die in dieser Arbeit beschriebenen EE-Potenziale über den nationalen Durchschnittswerten und führen im Vergleich zu geringeren LCOE. Es wurde nicht geprüft, ob eine Installation an den jeweiligen Standorten realisierbar ist.

Angaben zur DAC-Technologie sind aufgrund des jungen Entwicklungsstadiums mit größeren Unsicherheiten behaftet und weisen in der Literatur hohe Unterschiede auf. Die Energieversorgung und Speicherung wurden über eine limitierte Auswahl von Technologien abgebildet und jeweils einzeln analysiert. Sich hieraus ergebende Erkenntnisse sind mit Blick auf diese Beschränkungen zu bewerten. Zusätzlich muss der Autarkiegrad selbstständig mit den LCOO in Zusammenhang gebracht werden. Die

LCOO dienen in dieser Arbeit als Kennzahl, um die Kosten der verschiedenen *Fallstudien* vergleichbar zu gestalten.

6.5 Forschungsbedarf

Aus den in dieser Arbeit gewonnenen Erkenntnissen ergibt sich weiterer Forschungsbedarf. Die Kosten des DAC-Prozesses resultieren zu großen Teilen aus den Investitionskosten. Dagegen birgt beim Elektrolyseprozess der Energiebezug den größten Kostenanteil. Somit ergeben sich, mit Blick auf einen wirtschaftlichen Betrieb, zwei konträre Strategien. Die in dieser Arbeit betrachtete Kopplung der beiden Technologien in der PtX-Route (inklusive DAC) führt somit zu komplexen wirtschaftlichen Abhängigkeiten. Diese wurden in dieser Arbeit für den Standort Deutschland lediglich vereinfacht behandelt und sollten aufbauend auf den Erkenntnissen untersucht werden.

Das Erreichen eines 100 % Autarkiegrades eines DAC-Anlagenverbunds in Kombination mit fluktuierenden EE-Anlagen ist ökonomisch nicht realisierbar. Der kombinierte Einsatz von WEA und PV-Anlagen an einem Standort verringert üblicherweise die Volatilität, da sich deren Einspeisung komplementär verhält. Die Auslegungsverhältnisse von EE-Parks mit verschiedenen Erzeugungstechnologien sind jedoch stark standortabhängig und erfordern ein hohes Maß an Individualplanung. Eine Kombination von EE-Anlagen ist nicht Bestandteil dieser Arbeit. Aus diesem Grund sollte eine Kombination von verschiedenen Speicher- und/ oder Erzeugungstechnologien geprüft werden. Auch sollte die benötigten Energiemengen in den Kontext einer Marktstrategie gebracht werden.

Die dezentrale Installation von DAC-Modulen bildet ein weiteres Forschungsfeld ab. Einzelne DAC-Module verursachen geringere lokale Verbräuche und Belastungen. In Kombination mit kostenfreier Abwärme können die spezifischen Kosten gesenkt werden. Fragen der Speicherung und des Transports sind hierbei von zentraler Bedeutung, ebenso wie das Interesse und die Akzeptanz von Unternehmen an solchen Umsetzungsmöglichkeiten.

7 Schlussfolgerung und Ausblick

In dieser Arbeit wurde aufgezeigt, dass eine großskalige Entnahme von CO₂ in Deutschland durch das DAC-Niedertemperaturverfahren technisch und ökonomisch realisierbar ist. Die zentralen Herausforderungen zeigen sich hierbei in der Höhe des Flächenbedarfs und der Energiebereitstellung. Für einen wirtschaftlichen DAC-Betrieb sind hohe Laufzeiten relevant. In Kombination mit fluktuierenden EE ist eine vollständige Autarkie nicht möglich, wodurch überschüssige Strommengen ins Stromnetz abgegeben und bei zu geringerer Erzeugung Strommengen bezogen werden müssen. Dies führt voraussichtlich zu einer Steigerung der Energiekosten und zu einer Belastung des Energiesystems. Die Möglichkeit einer variablen Fahrweise der DAC-Anlage wurde in dieser Arbeit nicht untersucht, stellt aber eine mögliche Implementierungsstrategie dar, die auf die ökonomische und technische Realisierbarkeit geprüft werden sollte.

Der Flächenbedarf resultiert vor allem aus der Nutzung zur EE-Erzeugung. Durch die Fokussierung auf ertragreiche Standorte sind Nord- und Süddeutschland, mit Blick auf ihr Wind- bzw. Sonnenpotenzial, bedeutsam. Durch die begrenzten potenzialreichen EE-Flächen innerhalb Deutschlands und den steigenden Bedarf an elektrischer Energie ist die Flächenkonkurrenz ein zentrales Hindernis bei der wirtschaftlichen Auslegung der DAC-Systeme. Besonders hoch ist der Energiebedarf im PtX-Prozess (inklusive DAC). Eine Anwendung wird in Deutschland als nicht realisierbar eingeschätzt. Durch den hohen Kosteneinfluss der LCOE auf die synthetische Brennstoffherstellung sind die spezifischen Kosten im internationalen Vergleich hoch. Hiermit wird die Erkenntnis bestärkt, dass die synthetische Kraftstoffherstellung außerhalb von Deutschland realisiert werden wird.

Dagegen scheinen zukünftige CO₂-Entnahmekosten von <100 €/t_{CO₂} für DAC-Projekte innerhalb Deutschlands umsetzbar. Jedoch werden diese voraussichtlich erst ab dem Jahr 2045 erreicht. Hierdurch führen Szenarien, die einen DAC-Einsatz zu späten Zeitpunkten vorsehen, zu deutlich geringeren gemittelten LCOCO₂. Im internationalen Vergleich sind deutsche Kostennachteile bei der Erzeugung von NE zu erwarten. Jedoch sprechen die Vorteile der nationalen Wertschöpfungen und das Generieren von technischem Knowhow als Begründungen für eine deutsche DAC-Strategie. Auch beschreibt die eigenständige nationale Dekarbonisierung eine globale Vorbildfunktion.

Mit Blick auf die Zielsetzung eines klimaneutralen Deutschlands 2045 führt der Einsatz von DAC zu einem geringeren Energiebedarf als im „KNDE 2045“-Szenario angegeben, woraus eine geringere Belastung des Energiesystems folgt. Dies ist mit veränderten Annahmen zur Lernrate der DAC-Technologie begründbar. Die Bemühungen zur Substitution von BECC und zur Erzeugung von Netto-NE führen zusammen zu milliardenschweren Zusatzinvestitionen. Hinzu kommt, dass ein politischer Umsetzungswille sowie Flächenressourcen an potenzialreichen EE-Standorten vorhanden sein müssen. Andernfalls ist mit steigenden LCOCO₂ zu rechnen. Dennoch erscheint eine Umsetzung unter diesen Bedingungen realisierbar.

Die Kombination von PV-Anlagen mit dem DAC-Prozess wurde für das Jahr 2045 als kostengünstigste Möglichkeit ermittelt. Dieser Kostenvorteil stellt sich ab dem Jahr 2040 ein. Zudem werden erst ab dem Jahr 2040 hohe CO₂-Entnahmeeffizienzen und

geringe Netto-LCOCO₂ erreicht. Dies ist auf den hohen Energiebedarf des DAC-Prozesses und den dadurch hohen Kapazitätsbedarf an PV-Modulen und BS zurückzuführen. CO₂-Emissionen entstehen hierbei über den Lebenszyklus (jedoch vor allem in der Errichtung und Entsorgung) und beeinflussen so die Wirkkraft der CO₂-Entnahme. Ein weiterer Nachteil sind die voraussichtlich langen Transportstrecken zu CO₂-Lagerstätten, die den Kostenvorteil gegenüber der Erzeugung von Strom durch WEA aufheben. Eine großskalige Implementierung der DAC-Technologie in norddeutschen Küstengebieten wird basierend auf den Erkenntnissen als vorteilhafter eingeschätzt. Vorteile sind hierbei die konstantere Energieerzeugung von Onshore- und Offshore-WEA sowie die kurzen Transportstrecken zu CO₂-Lagerstätten. Des Weiteren können Energieeinsparungen durch die Kopplung (Abwärmenutzung) von möglicherweise entstehenden H₂-Projekten in der Nord- und Ostsee generiert werden. Zusätzlich besteht in Süddeutschland bereits eine energieintensive Industrie, wodurch große Mengen elektrischer Energie von Nord- nach Süddeutschland geleitet werden müssen. Ein Ausbau energieintensiver Verfahren in Norddeutschland ist daher zu befürworten. Die zu Anfang aufgestellten Forschungsfragen konnten in dieser Arbeit weitestgehend beantwortet werden. Im Besonderen fiel auf, dass zur Beantwortung der Frage der infrastrukturellen Folgen durch eine großskalige DAC-Implementierung eine tieferegreifende Analyse notwendig ist. Für eine eindeutige Prognose sind weitere Analysen mit Blick auf die politischen und industriellen Bestrebungen im Bereich CCS und CO₂-Transport notwendig. Ebenso ist abzuwarten, welche europäischen Standorte zur dauerhaften Speicherung von CO₂ erschlossen werden.

Insgesamt zeigt sich, dass aufgrund der hohen Windpotenziale, der Nähe zu CO₂-Lagerstätten und der Möglichkeit der Abwärmenutzung von entstehenden H₂-Projekten der Standort Norddeutschland für die Implementierung von großskaligen DAC-Systemen geeignet ist.

8 Literaturverzeichnis

- Agora Verkehrswende (2019). Klimabilanz von Elektroautos. Einflussfaktoren und Verbesserungspotenzial. Berlin.
- Ajayi, T., Salagado Gomes J., Bera A. (2019). A review of CO₂ storage in geological formations emphasizing modeling, monitoring and capacity estimation approaches. *Pet. Sci.* 16:1028–1063. <https://doi.org/10.1007/s12182-019-0340-8>.
- Amt für Statistik Berlin-Brandenburg (o.J.). Flächennutzung. <https://www.statistik-berlin-brandenburg.de/flaechennutzung>. Zugegriffen: 3. November 2021.
- Baker, S.E., Stolaroff, J.K., Peridas G., Pang, S., Goldstein, M., Lucci, F.R. et al. (2020). Getting to Neutral: Options for Negative Carbon Emissions in California. Lawrence Livermore National Laboratory, LLNL-TR-796100
- Bazzanella, M., Ausfelder, F. (2017). Low carbon energy and feedstock for the European chemical industry. Frankfurt am Main.
- Berliner Wasserbetriebe (o.J.). Kennzahlen. Berlin. <https://www.bwb.de/de/kennzahlen.php>. Zugegriffen: 3. November 2021.
- Beutle, C., Louise, C., Wurzbacher, J. (2019). The Role of Direct Air Capture in Mitigation of Anthropogenic Greenhouse Gas Emissions. *Frontiers in Climate* 1. doi: 10.3389/fclim.2019.00010.
- Blainchair (o.J.). Homepage. <https://www.blancair.com/>. Zugegriffen: 13. Mai 2021.
- Blömer, S., Götz, C., Pehnet, M., Hering, D., Ochse, S., Hespeler, S. et al. (2019). EnEff:Wärme - netzgebundene Nutzung industrieller Abwärme (NENIA). Heidelberg.
- BMF - Bundesministerium der Finanzen (2021). Zwischenbericht zur Flutkatastrophe 2021: Katastrophenhilfe, Soforthilfen und Wiederaufbau. Berlin.
- BMWi - Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2021). Deutsche Klimaschutzpolitik. Verbindlicher Klimaschutz durch das Bundes-Klimaschutzgesetz. <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Industrie/klimaschutz-deutsche-klimaschutzpolitik.html>. Zugegriffen: 7. Juli 2021.
- bse Engineering (2019). Power-to-Methanol at Small-Scale. FlexMethanol 10 & 20 MW Module. Leipzig.
- Cames, M., Chaudry, S., Göckeler, K. (2021). E-Fuels versus DACCS. Total costs of electro-fuels and direct air capture and carbon storage while taking into account direct and upstream emissions and environmental risks. Berlin.
- Carbfix (o.J.). Homepage. <https://www.carbfix.com/>. Zugegriffen: 10. August 2021.
- Carbon Collect (o.J.). Homepage. <https://mechanicaltrees.com/>. Zugegriffen: 7. Juli 2021.
- Carbon Engineering (o.J.). Homepage. <https://carbonengineering.com/our-technology/>. Zugegriffen: 29. April 2021.
- Climeworks (o.J.). Homepage. <https://climeworks.com/>. Zugegriffen: 30. April 2021.
- Creutzig, F., Breyer, C., Hilaire, J., Minx, J., Peters, G.P., Socolow, R. (2018). Negative emissions—Part 1: Research landscape and synthesis. *Environmental Research Letters* 13 (6): 1–29. doi: 10.1088/1748-9326/aabf9b.
- Danish Energy Agency (2016). Technology Data - Energy Plants for Electricity and District heating generation (Update). Copenhagen.
- Danish Energy Agency (2017). Technology Data – Renewable fuels. Copenhagen.
- Danish Energy Agency (2018). Technology Data - Energy transport. Copenhagen.
- Danish Energy Agency (2020). Technology Data for Industrial Process heat and CC.
- Deutscher Wetterdienst (2021). Globalstrahlungskarten, Mittlere Monats- und Jahressummen. https://www.dwd.de/DE/leistungen/solarenergie/lstrahlungskarten_mi.html?nn=16102. Zugegriffen: 8. Juli 2021.

- Deutz, S., Bardow, A. (2021). Life-cycle assessment of an industrial direct air capture process based on temperature–vacuum swing adsorption. *Nature Energy* 6 (2): 203–213. doi: 10.1038/s41560-020-00771-9.
- Dittmeyer, R., Klumpp, M., Kant, P., Ozin, G. (2019). Crowd oil not crude oil. *Nature communications* 10 (1): 1818. doi: 10.1038/s41467-019-09685-x.
- Entsoe (o.J.). Actual Generation per Production Type. <https://transparency.entsoe.eu/generation/r2/actualGenerationPerProductionType/show>. Zugegriffen: 2. November 2021.
- Europäische Kommission (2021). European Climate Law - Climate Action. https://ec.europa.eu/clima/policies/eu-climate-action/law_en. Zugegriffen: 10. Mai 2021.
- Europäische Zentralbank (o.J.). Eurosystem policy and exchange rates. https://www.ecb.europa.eu/stats/policy_and_exchange_rates/html/index.en.html Zugegriffen: 9. August 2021.
- 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* 9 (2): 306. doi: 10.3390/su9020306.
- Fasihi, M., Efimova, O., Breyer, C. (2019). Techno-economic assessment of CO₂ direct air capture plants. *Journal of Cleaner Production* 224: 957–980. doi: 10.1016/j.jclepro.2019.03.086.
- Fuss, S., Lamb, W.F., Callaghan, M., Hilaire, J., Creutzig, F., Amann, T. et al. (2018). Negative emissions—Part 2: Costs, potentials and side effects. *Environmental Research Letters* 13 (6): 63002. doi: 10.1088/1748-9326/aabf9f.
- Gertner, J. (2019). The Tiny Swiss Company That Thinks It Can Help Stop Climate Change. *New York Times Magazin*, 2019.
- Hanna, R., Abdulla, A., Xu, Y., Victor, D. (2021). Emergency deployment of direct air capture as a response to the climate crisis. *Nature communications* 12 (1): 368. doi: 10.1038/s41467-020-20437-0.
- Hengstler, J., Russ, M., Stoffregen, A., Hendrich, A., Held, M., Briem, A.K. (2021). Aktualisierung und Bewertung der Ökobilanzen von Windenergie- und Photovoltaikanlagen unter Berücksichtigung aktueller Technologieentwicklungen. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau: ISSN 1862-4359
- Holmes, G., Keith, D.W. (2012). An air-liquid contactor for large-scale capture of CO₂ from air. *Phil. Trans. R. Soc. A* 370(2012) S. 4380–4403.
- Hydrocell Oy (o.J.). Homepage. <https://hydrocell.fi/en/about-us/>. Zugegriffen: 13. Mai 2021.
- Infinittree LLC (o.J.). Homepage. <http://www.infinittreellc.com/#about>. Zugegriffen: 13. Mai 2021.
- IPCC (2018): Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty. In Press.
- Juhrich, K. (2016). CO₂-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe. Umweltbundesamt. *Climate Change* (27). Dessau-Roßlau.
- Keith, W.D., Holmes, G., Angelo, D., Heidel, K. (2018). A Process for Capturing CO₂ from the Atmosphere. *Joule* 2 (8): 1573–1594. doi: 10.1016/j.joule.2018.05.006.
- Kost, C., Shammugam, S., Fluri, V., Peper, D., Dovoodi Memar, A., Schlegl, T. (2021). Studie: Stromgestehungskosten erneuerbare Energien. Fraunhofer ISE. Freiburg
- Lackner, K., Habib, A. (2021). Buying down the Cost of Direct Air Capture. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 60, 8196-8208.
- Lackner, K., Ziock, H., Grimes, P. (1999). Carbon Dioxide Extraction from Air: Is It an Option? Clearwater, Florida.
- Lechtenböhmer, S., Obergassel, W. (2019). Regulation and Mitigation of Greenhouse Gases. In *Regulatory Toxicology*, hrsg. Franz-Xaver Reichl und Michael Schwenk, 1–40. Berlin, Heidelberg: Springer.

- Maus, W. (Hrsg.) (2019). Zukünftige Kraftstoffe. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg.
- McQueen, N., Desmond, M.J., Socolow, R., Psarras, P., Wilcox, J. (2021). Natural Gas vs. Electricity for Solvent-Based Direct Air Capture. *Frontiers in Climate* 2. doi: 10.3389/fclim.2020.618644.
- National Academies of Sciences, Engineering, and Medicine (2019). Negative Emissions Technologies and Reliable Sequestration: A Research Agenda. Washington, DC: The National Academies Press. <https://doi.org/10.17226/25259>.
- Northern Lights (o.J.). Homepage. <https://northernlightscs.com/>. Zugegriffen: 9. August 2021.
- Noya. (o.J.). Homepage. <https://lowercarboncapital.com/>. Zugegriffen: 21. Mai 2021.
- Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2020). Klimaneutrales Deutschland. Studie im Auftrag von Agora Energiewende. Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität.
- Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2021). Klimaneutral 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann. Zusammenfassung im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende.
- Samadi, S., Fishedick, M., Lechtenböhmer, S. (2018). Vergleich der BDI-Klimapfadestudie mit anderen Energieszenarien für Deutschland. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* (6). S.52 – 57.
- Schlecht, I., Simic, M. (2020). Renewable power plants. Open Power System Da-ta.
- Skytree (o.J.). Homepage. <https://skytree.eu/>. Zugegriffen: 13. Mai 2021.
- Spiegel Online. 2021. CO₂ wird buchstäblich zu Stein. <https://www.spiegel.de/wissenschaft/technik/klima-in-island-filtert-eine-anlage-co2-aus-der-luft>
- Töpler, J., Lehmann, J. (2017). Wasserstoff und Brennstoffzelle. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg.
- Umweltbundesamt (2021). Atmosphärische Treibhausgas-Konzentrationen. <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/atmosphaerische-treibhausgas-konzentrationen#beitrag-langlebiger-treibhausgase-zum-treibhauseffekt>. Zugegriffen: 27. Oktober 2021.
- Viebahn, P., Horst, J., Scholz, A., Zelt, O. (2018). Technologiebericht 4.4 Verfahren der CO₂-Abtrennung aus Faulgasen und Umgebungsluft. In: Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.
- Weber, T. (2021). 50 Prozent mehr Potenzial als gedacht. <https://www.erneuerbareenergien.de/markt/windmarkt/offshore-windkraft-deutschland-50-prozent-mehr-potenzial-als-gedacht>. Zugegriffen: 22. Oktober 2021.
- Wilhelmsen, K. (2020). Direct Air Capture Summit 2020. <https://climeworks.com/news/direct-air-capture-summit-2020>. Zugegriffen: 15. Mai 2021.
- Wirth, H. (2021). Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Freiburg.
- Zelt, O., Kobiela, G., Ortiz, W., Scholz, A., Monnerie, N., Rosenstiel, A. et al. (2021). Multikriterielle Bewertung von Bereitstellungstechnologien synthetischer Kraftstoffe. Teilbericht 3 (D2.1) an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal Institut, DLR, IZES: Wuppertal, Stuttgart, Saarbrücken.
- ZeroEmissionFuels (o.J.). Homepage. <https://www.zeroemissionfuels.com/>. Zugegriffen: 15. Mai 2021.

9 Anhang

9.1 Recherche zum Stand der DAC-Technik

Die in der Literaturrecherche zum Stand der DAC-Technik sowie der CO₂-Sequestrierung verwendeten Schlüsselwörter werden in Tab. 9-1 aufgeführt. Die in drei Gruppen aufgeführten Suchbegriffe wurde in allen möglichen Kombinationen genutzt.

Tab. 9-1 **Verwendete Schlüsselwörter für die Literaturrecherche.**

Gruppe 1		Gruppe 2		Gruppe 3
Carbon Dioxid		Removal		from air
CO2		Sequestration		from atmosphere
Carbon	AND	Capture	AND	
Direct Air		Separation		

Quelle: Eigene Darstellung.

9.2 Erweiterte Information zur analysierten Literatur

Die in dieser Arbeit verwendete Literatur wurde systematisch analysiert und priorisiert. Nachfolgend werden ergänzend Informationen zu den Kapitel 3.1 und 4.6 dargestellt.

9.2.1 Inhaltliche Aufgliederung

Tab. 9-2 stellt die zentralen Inhalte der in Kapitel 3.1 aufgeführten Literatur dar.

Tab. 9-2 Inhaltliche Schwerpunkte der verwendeten Studien zum Thema DAC mit der Fokussierung auf den Hochtemperatur- und Niedertemperaturprozess.

Autoren (Jahr)	Technologie	Energiebedarf	Wasserbedarf	Flächenbedarf	Umwelt	Infrastruktur	Kosten
Baker et al. (2020)	HT; NT	Ja	Nein	Ja	Nein	Ja	Ja
Beuttler et al. (2019)	NT	Nein	Nein	Ja	Nein	Nein	Nein
Breyer et al. (2020)	NT	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein
Carmes et al. (2021)	NT	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	Ja
DEA	NT	Ja	Ja	Ja	Nein	Ja	Ja
Deutz und Bardow (2021)	NT	Ja	Nein	Ja	Ja	Nein	Nein
Fasihi et al. (2019)	HT; NT	Ja	Ja	Ja	Nein	Ja	Ja
Hanna et al. (2021)	HT; NT	ja	Nein	Nein	Nein	Nein	Ja
Keith et al. (2018)	HT	Ja	Ja	Nein	Nein	Nein	Ja
Kiani et al. (2020)	NT	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Ja
Lackner und Habib (2021)	NT	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Ja
McQueen et al. (2021)	HT	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	Ja
NA (2019)	HT; NT	ja	Ja	Ja	Ja	Nein	Ja
Sinha et al. (2019)	NT	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	Ja
Terlouw et al. (2021)	NT	Ja	Ja	Ja	Ja	Nein	Nein
Viebahn et al. (2018)	HT; NT	Ja	Ja	Ja	Nein	Nein	Ja
Zelt et al. (2020)	HT; NT	Ja	Ja	Ja	Nein	Nein	Ja

Quelle: Eigene Darstellung.

9.2.2 Herleitung der Priorisierung

Eine Priorisierung der Literatur in Bezug auf DAC wird anhand der *Aktualität* und der *Datenqualität* durchgeführt. Jede Kategorie kann mit einem oder keinem Punkt bewertet werden. Die Summe aus beiden Kategorien ergibt den *Priorisierungsgrad*, wobei eine Zwei der höchsten und eine Null der geringsten Priorisierung entspricht. Quellen, die in den Jahren 2020 und 2021 veröffentlicht wurden, entsprechen dem Kriterium *Aktualität*. Das Kriterium *Datenqualität* gilt als erfüllt, wenn die Bezugsdaten direkt von Unternehmen oder aus Messwerten von Demonstrations- oder Pilotanlagen stammen. Tab. 9-3 fasst die Literatur und die Herleitung der Priorisierung zusammen. Hierbei werden die Quellen nach dem Priorisierungsgrad und Alphabetisch sortiert.

Tab. 9-3 Herleitung der DAC-Literatur-Priorisierung.

Autoren	Jahr	Aktualität	Datenqualität	Summe
Climeworks Homepage	2021	1	1	2
Deutz und Bardow	2021	1	1	2
Zelt et al.	2020	1	1	2
Baker et al.	2020	1	0	1
Beuttler et al.	2019	0	1	1
Breyer et al.	2020	1	0	1
DEA	2020	1	0	1
Hanna et al.	2021	1	0	1
Lackner et al.	2021	1	0	1
Viebahn et al.	2019	1	0	1
Fasihi et al.	2019	0	0	0
NA	2019	0	0	0

Quelle: Eigene Darstellung.

9.3 Kennzahlen der Technologie-Module

Nachfolgend werden die Technologiemodule tabellarisch dargestellt. Die aufgeführten Tabellen dienen als ergänzende Informationen zu den in Kapitel 4.6 beschriebenen Standardmodulen.

9.3.1 Wärmemodule

Die PEMEL und die MSA erzeugen als Nebenprodukt Wärmeenergie, die im NT-DAC-Prozess genutzt werden kann. Aufgrund dieser Synergie werden die beiden Technologien als Wärmemodule aufgeführt. Die WP wird in die Analyse integriert, wenn keine Abwärme aus dem Prozess der PEMEL und der MSA zur Verfügung steht. Tab. 9-4, 9-5 und 9-6 bilden die Kennzahlen über die Jahre 2020, 2030, 2040 und 2045/50 ab. Zumeist wird die Kosten- und Ressourcenverbrauchsentwicklung für das Jahr 2050 angegeben. In dieser Arbeit werden diese Werte für das Jahr 2045 übernommen.

Tab. 9-4 Verbrauchswerte und Kostendaten des PEMEL-Moduls.

PEM-Elektrolyse	Einheiten	2020	2030	2040	2045	Quelle
Lebensdauer	a	20	20	20	20	Zelt et al. (2021)
Wirkungsgrad	%	62 %	62 %	65 %	68 %	Zelt et al. (2021)
El. Energiebedarf	MWh	53,7	53,7	51,2	48,9	Zelt et al. (2021)
Abwärmemenge	MWh/t _{H2}	13,6	13,6	11,9	10,4	DEA (2017)
Wasserverbrauch	m ³ /t _{H2}	10,0	10,0	10,0	10,0	Zelt et al. (2021)
Baufläche	m ² /MW _{el}	20	20	20	20	DEA (2017)
CO ₂ -Emissionen	kg _{CO2} /t _{H2}	43	28,7	14,3	0	Bazzanella und Ausfelder (2017)
WACC	%	7	7	7	7	Eigene Annahme
Capex	€	1460	810	660	510	Zelt et al. (2021)
Annuität	€/a	117	65	53	41	Zelt et al. (2021)
Opex fix	€/kW	4	2	2	1	Zelt et al. (2021)
Opex variabel	€/kWh	0	0	0	0	Zelt et al. (2021)

Quelle: Eigene Darstellung.

Tab. 9-5 Verbrauchswerte und Kostendaten des Methanol-Synthese-Moduls.

Methanol-Synthese-Anlage	Einheiten	2020	2030	2040	2045	Quelle
Lebensdauer	a	20	20	20	20	DEA (2017)
Wirkungsgrad	%	k/A	k/A	k/A	k/A	-
El. Energiebedarf	MWh	1500	1400	1300	1200	Bazzanella und Ausfelder (2017)
Abwärmemenge	MWh/t _{CH4O}	0,5	0,5	0,5	0,5	DEA (2017)
Wasserverbrauch	m ³ /t _{H2}	0,6	0,6	0,6	0,6	DEA (2017)
Baufläche	m ² /MW _{el}	20	20	20	20	Eigene Annahme
CO ₂ -Emissionen	g _{CO2} /kWh	17	11,3	5,7	0	Bazzanella und Ausfelder (2017)
Verhältnis zu CO ₂	t _{CO2} /t _{CH4O}	1,37	1,37	1,37	1,37	DEA (2017)
Verhältnis zu H ₂	t _{H2} /t _{CH4O}	0,192	0,192	0,192	0,192	DEA (2017)
WACC	%	7	7	7	7	Eigene Annahme
Capex	€	726	726	653	588	DEA (2017); Fasihi et al. (2016)
Annuität	€/a	69	62	62	56	Eigene Berechnung
Opex fix	€/kWp	53	53	53	53	DEA (2017)
Opex variabel	€/kWp	0	0	0	0	DEA (2017)

Quelle: Eigene Darstellung.

Tab. 9-6 Verbrauchswerte und Kostendaten des Wärmepumpen-Moduls.

Wärmepumpe	Einheiten	2020	2030	2040	2045	Quelle
Lebensdauer	a	20	20	20	20	DEA (2016)
COP	-	2,51	2,7	2,8	2,85	DEA (2016)
El. Energiebedarf	kWh _{el} /kWh _{th}	0,40	0,37	0,36	0,35	DEA (2016)
Wasserverbrauch	m ³ /kWh	k/A	k/A	k/A	k/A	-
Baufläche	m ² /MW _{th}	600	600	600	600	DEA (2016)
CO ₂ -Emissionen	g _{CO2} /kWh	k/A	k/A	k/A	k/A	-
WACC	%	7	7	7	7	Eigene Annahme
Capex	€/kW _{th}	870	780	730	700	DEA (2016)
Annuität	€/kW _{th}	82,13	73,62	68,9	66,07	Eigene Berechnung
Opex fix	€/kW _{th}	0,97	0,87	0,8	0,72	DEA (2016)
Opex variabel	€/kW _{th}	0,002	0,002	0,002	0,002	DEA (2016)

Quelle: Eigene Darstellung.

9.3.2 Elektrische Energiemodule

Zur Energieerzeugung werden PV-Module, Onshore-WEA und Offshore-WEA genutzt. Zusätzlich wird der Bezug von Strom aus dem öffentlichen Netz in einzelnen *Fallbeispielen* zugrunde gelegt. Tab. 9-7, 9-8, 9-9 und 9-10 bilden die Kennzahlen über die Jahre 2020, 2030, 2040 und 2045 ab. Zusätzlich werden die Kennzahlen der BS in Tab. 9-11 dargestellt.

Tab. 9-7 Verbrauchswerte und Kostendaten des Photovoltaikmoduls.

Photovoltaik	Einheiten	2020	2030	2040	2045	Quelle
Lebensdauer	a	30	35	40	40	Kost et al. (2021)
Leistung	kWh/(kW _p) _a	1.280	1.414	1.429	1.444	Kost et al. (2021)
Modulgröße	kW	10	10	10	10	Kost et al. (2021)
Wasserverbrauch	m ³ /MWh	0,04	0,04	0,03	0,03	Zelt et al. (2021)
Baufläche	m ² /MW	20.000	19.000	18.000	17.000	Kost et al. (2021)
CO ₂ -Emissionen	g _{CO2} /kWh	43,0	28,7	14,3	0,0	Hengstler et al (2021)
WACC	%	2,5	2,5	2,5	2,5	Kost et al. (2021)
Capex	€/kW _p	530	380	330	300	Kost et al. (2021)
Annuität	€/kW _p	30,3	21,7	18,9	17,2	Eigene Berechnung
Opex fix	€/kW	13,3	7,3	6,6	6,3	Kost et al. (2021)
Opex variabel	€/kWh	0	0	0	0	Kost et al. (2021)

Quelle: Eigene Darstellung.

Tab. 9-8 Verbrauchswerte und Kostendaten des Onshore-Windenergiemoduls.

Onshore-Windenergieanlage	Einheiten	2020	2030	2040	2045	Quelle
Lebensdauer	a	25	27	30	30	Kost et al. (2021)
Leistungspotenzial	kWh/(kWp·a)	3.200	3.364	3.536	3.536	Kost et al. (2021)
Modulgröße	MW	3	3	3	3	Eigene Annahme
Wasserverbrauch	m ³ /MWh	-	-	-	-	Zelt et al. (2021)
Baufläche	Tsd. m ² /MW	1,3	1,0	,8	,6	Zelt et al. (2021)
Abstandfläche	Tsd. m ² /MW	110	90	70	50	Zelt et al. (2021)
CO ₂ -Emissionen	g _{CO2} /kWh	7,9	5,3	2,6	0,0	Hengstler et al (2021)
WACC	%	3,0	3,0	3,0	3,0	Kost et al. (2021)
Capex	€/kWp	1.400	1.300	1.225	1.200	Kost et al. (2021)
Annuität	€/kWp	80,0	74,3	70,0	68,6	Eigene Berechnung
Opex fix	€/kW	20,0	18,0	16,6	16,2	Kost et al. (2021)
Opex variabel	€/kWh	0,01	0,01	0,01	0,01	Kost et al. (2021)

Quelle: Eigene Darstellung.

Tab. 9-9 Verbrauchswerte und Kostendaten eines Offshore-Windenergiemoduls.

Offshore-Windenergieanlage	Einheiten	2020	2030	2040	2045	Quelle
Lebensdauer	a	25	27	30	30	Kost et al. (2021)
Leistungspotenzial	kWh/(kWp·a)	4.500	4.777	5.072	5.385	Kost et al. (2021)
Modulgröße	MW	3	3	3	3	Eigene Annahme
Wasserverbrauch	m ³ /MWh	-	-	-	-	Zelt et al. (2021)
Baufläche	m ² /MW	-	-	-	-	Eigene Annahme
CO ₂ -Emissionen	g _{CO2} /kWh	7,3	4,9	2,4	0,0	Hengstler et al. (2021)
WACC	%	5,2	5,2	5,2	5,2	Kost et al. (2021)
Capex	€/kWp	3.000	2.718	2.549	2.507	Kost et al. (2021)
Annuität	€/kWp	171,5	155,4	145,7	143,3	Eigene Berechnung
Opex fix	€/kW	70,0	63,0	58,0	56,7	Kost et al. (2021)
Opex variabel	€/kWh	0,01	0,01	0,01	0,01	Kost et al. (2021)

Quelle: Eigene Darstellung.

Tab. 9-10 Zusammenfassung der Kosten und Emissionen für den Strombezug aus dem öffentlichen Netz.

Öffentliches Netz	Einheiten	2020	2030	2040	2045	Quelle
Kosten	€/MWh	50	50	50	50	Eigene Annahme
CO ₂ -Emissionen	g _{CO2} /kWh	375	107	24	0	Prognos et al. (2021) (*)

*Die Emissionswerte wurde anhand des Strommixes von Prognos et al. (2021) abgeleitet.

Quelle: Eigene Darstellung.

Tab. 9-11 Verbrauchswerte und Kostendaten des Batteriespeicher-Moduls.

Batteriespeicher	Einheiten	2020	2030	2040	2045	Quelle
Lebensdauer	a	15	16	17	20	Kost et al. (2021)
Wirkungsgrad	%	91,0	92,0	92,0	92,0	DEA (2018)
El. Energiebedarf	MW	3	3	3	3	DEA (2018)
Wasserverbrauch	m ³ /MWh	-	-	-	-	
Baufläche	m ² /MW	6	6	6	6	DEA (2018)
CO ₂ -Emissionen	kg _{CO2} /kWh	145,1	67,0	33,5	0,0	Agora (2019)
WACC	%	7,0	7,0	7,0	7,0	DEA (2018)
Capex	€/kW	270	160	100	60	DEA (2018)
Annuität	€/kWh	232,0	142,0	94,0	75,0	DEA (2018)
Opex fix	€/kW	0,5	0,5	0,5	0,5	DEA (2018)
Opex variabel	€/kWh	0,002	0,002	0,002	0,002	DEA (2018)

Quelle: Eigene Darstellung.

9.3.3 Kompressor-Modul

Die Kennzahlen des Kompression-Moduls werden in Tab. 9-12 über die Jahre 2020, 2030, 2040 und 2045 abgebildet.

Tab. 9-12 Verbrauchswerte und Kostendaten des Kompressor-Moduls.

Kompressor	Einheiten	2020	2030	2040	2045	Quelle
Lebensdauer	a	20	20	20	20	DEA (2018)
Wärmebereitstellung	kWh/tCO ₂	k/A	k/A	k/A	k/A	-
El. Energiebedarf	kWh/tCO ₂	101	101	101	101	Deutz und Bardow (2021)
Wasserbereitstellung	m ³ /tCO ₂	-	-	-	-	--
Baufläche	m ² /tCO ₂ ·a	0,03	0,03	0,03	0,03	DEA (2018)
CO ₂ -Emissionen	kgCO ₂ /tCO ₂	k/A	k/A	k/A	k/A	--
WACC	%	7 %	7 %	7 %	7 %	Eigene Annahme
Capex	€/tCO ₂ ·a	1.286	1.286	1.286	1.286	DEA (2018)
Annuität	€/tCO ₂ ·a	121,0	121,0	121,0	121,0	DEA (2018)
Opex	€/tCO ₂ ·a	-	-	-	-	DEA (2018)

Quelle: Eigene Darstellung.

9.4 Erweiterte Ergebnisse

Nachfolgend werden die Ergebnisse der *Fallstudien 3* und *4* dargestellt. Kapitel 5.3 und 5.4 führen lediglich die kumulierten Werte für das Jahr 2045 auf. Durch die folgenden Tabellen ist es möglich, die Entwicklung der Kosten und Ressourcenverbräuche über die Jahre 2020, 2030, 2040 und 2045 nachzuvollziehen.

9.4.1 Fallstudie 3 – Untergliederte Ergebnisse

In *Fallstudie 3* liegt ein NE-Bedarf in den Jahren 2040 und 2045 vor. Aufgrund dessen werden lediglich diese beiden Jahre abgebildet. Tab. 9-13 und 9-14 geben die ermittelten Werte wieder.

Tab. 9-13 Ergebnisse der Fallstudie 3 für das Jahr 2040.

Fallstudie 3 – Jahr 2040	Einheit	3B	3C	3D	3D _{EL}
Gesamtsystem					
Wärmeenergieerzeuger	-	WP	WP	WP	PEMEL
Wärmeleistung (bezug)	GW	0,3	0,3	0,3	0,3
El. Energie Erzeuger	-	PV	OnWEA	OffWEA	OffWEA
Modulanzahl EE	-	1.338	176	123	65
El. Leistung (installiert)	MW	1.302,68	526,38	366,94	194,81
Speicherverhältnis	-	2:1	1:1	0:1	0:1
Autarkiegrad	%	72 %	71 %	70 %	70 %
CO ₂ -Entnahme Effizienz	%	92 %	96 %	97 %	97 %
Modulanzahl DAC	-	6.667	6.667	6.667	6.667
CO ₂ -Entnahmemenge	Mt _{CO2} /a	2,0	2,0	2,0	2,0
H ₂ -Menge	Mt _{H2} /a	-	-	-	204,8
Ressourcenbedarf					
Wärmeenergie	TWh/a	2,4	2,4	2,4	2,4
El. Energie	TWh/a	1,9	1,9	1,9	1,0
Baufläche	km ²	0,5	0,4	0,4	0,2
EE-Fläche	km ²	24,1	36,9 (0,42) (*)	-	-
Wassermenge	Mt _{H2O} /a	-2,0	-2,0	-2,0	0,05
Kosten					
Jährlichen Gesamtkosten	Mrd. €/a	0,2	0,2	0,3	0,2
Brutto-LCOCO ₂	€/t _{CO2}	105,6	111,1	129,4	89,1
Netto-LCOCO ₂	€/t _{CO2}	115,36	115,4	133,2	91,6
CO ₂ -Transportkosten	Mio. €/a	28,5	4,4	6,2	6,2

(*) In (Klammern) wird die reine Baufläche der Onshore-WEA angegeben.

Quelle: Eigene Darstellung.

Tab. 9-14 Ergebnisse der Fallstudie 3 für das Jahr 2045.

Fallstudie 3 – Jahr 2045		3B	3C	3D	3D _{EL}
Gesamtsystem					
Wärmeenergieerzeuger	-	WP	WP	WP	PEMEL
Wärmeleistung (Bezug)	GW	2,0	2,0	2,0	2,0
El. Energie Erzeuger	-	PV	OnWEA	OffWEA	OffWEA
Modulanzahl EE	-	9.193	1.220	801	432
El. Leistung (installiert)	MW	8.956	3.658	2.402	1.294
Speicherverhältnis	-	2:1	0:1	0:1	0:1
Autarkiegrad	%	72 %	70 %	72 %	72 %
CO ₂ -Entnahme Effizienz	%	100 %	100 %	100 %	100 %
Modulanzahl DAC	-	60.000	60.000	60.000	60.000
CO ₂ -Entnahmemenge	Mt _{CO2} /a	18,0	18,0	18,0	18,0
H ₂ -Menge	Mt _{H2} /a	-	-	-	1,6
Ressourcenbedarf					
Wärmeenergie	TWh/a	17,0	17,0	17,0	17,0
El. Energie	TWh/a	13,3	12,9	12,9	7,0
Baufläche	km ²	3,5	3,0	3,0	1,8
EE-Fläche	km ²	156,3	182,9 (2,1) (*)	-	-
Wassermenge	Mt _{H2O} /a	-17,9	-18,0	-18,0	- 1,7
Kosten					
Jährlichen Gesamtkosten	Mrd. €/a	1,4	1,4	1,7	1,3
Brutto-LCOCO ₂	€/t _{CO2}	75,8	80,2	94,4	64,3
Netto-LCOCO ₂	€/t _{CO2}	75,80	80,2	94,4	64,3
CO ₂ -Transportkosten	Mio. €/a	256,9	39,5	55,9	55,9

(*) In (Klammern) wird die reine Baufläche der Onshore-WEA angegeben.

Quelle: Eigene Darstellung.

9.4.2 Fallstudie 4 (I) – Untergliederte Ergebnisse

In *Fallstudie 4 (I)* liegt ein NE-Bedarf in den Jahren 2040 und 2045 vor. Aufgrund dessen werden lediglich diese beiden Jahre abgebildet. Tab. 9-15 und 9-16 geben die ermittelten Werte wieder.

Tab. 9-15 Ergebnisse der Fallstudie 4(I) für das Jahr 2040.

Fallstudie 4 (I) – Jahr 2040	Einheit	4 (I)B	4 (I)C	4 (I)D
Gesamtsystem				
Wärmeenergieerzeuger	-	WP	WP	WP
Installierte Leistung	GW	2,9	2,9	2,9
El. Energie Erzeuger	-	PV	OnWEA	OffWEA
Modulanzahl EE	-	13.371	1.758	1.224
Installierte Leistung	MW	13.027	5.264	3.670
Speicherverhältnis	-	2:1	1:1	0:1
Autarkiegrad	%	72 %	71 %	70 %
CO ₂ -Entnahme Effizienz	%	92 %	96 %	97 %
Modulanzahl DAC	-	66.667	66.667	66.667
CO ₂ -Entnahmemenge	Mt _{CO2/a}	20,0	20,0	20,0
Ressourcenbedarf				
Wärmeenergie	TWh/a	24,4	24,4	24,4
El. Energie	TWh/a	19,1	18,6	18,6
Baufläche	km ²	4,5	3,9	3,7
EE-Fläche	km ²	240,7	368,5 (4,19) (*)	-
Wassermenge	Mt _{H2O/a}	- 19,8	- 20,0	- 20,0
Kosten				
Jährlichen Gesamtkosten	Mrd. €/a	2,1	2,2	2,6
Brutto-LCOCO ₂	€/t _{CO2}	105,6	111,1	129,4
Netto-LCOCO ₂	€/t _{CO2}	115,36	115,4	133,2
CO ₂ -Transportkosten	Mio. €/a	285,5	43,9	62,1

(*) In (Klammern) wird die reine Baufläche der Onshore-WEA angegeben.

Quelle: Eigene Darstellung.

Tab. 9-16 Ergebnisse der Fallstudie 4 (I) für das Jahr 2045.

Fallstudie 4 (I) – Jahr 2045	Einheit	4 (I)B	4 (I)C	4 (I)D
Gesamtsystem				
Wärmeenergieerzeuger	-	WP	WP	WP
installierte Leistung	GW	1,9	1,9	1,9
El. Energie Erzeuger	-	PV	OnWEA	OffWEA
Modulanzahl EE	-	8.682	1.152	756
Installierte Leistung	MW	8.457,88	3.454,12	2.268,07
Speicherverhältnis	-	2:1	0:1	0:1
Autarkiegrad	%	72 %	70 %	72 %
CO ₂ -Entnahme Effizienz	%	100 %	100 %	100 %
Modulanzahl DAC	-	56.667	56.667	56.667
CO ₂ -Entnahmemenge	Mt _{CO2} /a	17,0	17,0	17,0
Ressourcenbedarf				
Wärmeenergie	TWh/a	16,1	16,1	16,1
El. Energie	TWh/a	12,5	12,2	12,2
Baufläche	km ²	3,3	2,8	2,8
EE-Fläche	km ²	147,6	172,7 (1,96) (*)	-
Wassermenge	Mt _{H2O} /a	- 16,9	- 17,0	- 17,0
Kosten				
Jährlichen Gesamtkosten	Mrd. €/a	1,3	1,4	1,6
Brutto-LCOCO ₂	€/t _{CO2}	75,8	80,2	94,4
Netto-LCOCO ₂	€/t _{CO2}	75,80	80,2	94,4
CO ₂ -Transportkosten	Mio. €/a	242,7	37,3	52,8

(*) In (Klammern) wird die reine Baufläche der Onshore-WEA angegeben.

Quelle: Eigene Darstellung.

9.4.3 Fallstudie 4 (II) – Untergliederte Ergebnisse

In *Fallstudie 4 (II)* liegt ein NE-Bedarf in den Jahren 2030, 2040 und 2045 vor. Aufgrund dessen werden diese Jahre abgebildet. Tab. 9-17, 9-18 und 9-19 geben die ermittelten Werte wieder.

Tab. 9-17 Ergebnisse der Fallstudie 4(II) für das Jahr 2030.

Fallstudie 4 (II) – Jahr 2030	Einheit	4 (II)B	4 (II)C	4 (II)D
Gesamtsystem				
Wärmeenergieerzeuger	-	WP	WP	WP
installierte Leistung	GW	0,04	0,04	0,04
El. Energie Erzeuger	-	PV	OnWEA	OffWEA
Modulanzahl EE	-	1.427	195	138
Installierte Leistung	MW	1.389,73	584,37	411,44
Speicherverhältnis	-	2:1	0:1	0:1
Autarkiegrad	%	72 %	70 %	72 %
Entnahme Effizienz	%	-19 %	91 %	91 %
Modulanzahl DAC	-	725	725	725
CO ₂ -Entnahmemenge	Mt _{CO₂/a}	0,2	0,2	0,2
CH ₄ O-Menge	Mt _{CH₄O/a}	0,2	0,2	0,2
H ₂ -Menge	Mt _{H₂/a}	0,03	0,03	0,03
Ressourcenbedarf				
Wärmeenergie	TWh/a	0,3	0,3	0,3
El. Energie	TWh/a	2,0	2,0	2,0
Baufläche	km ²	0,7	0,6	0,6
EE-Fläche	km ²	27,1	52,6 (0,6) (*)	-
Wassermenge	kt _{H₂O/a}	12,1	-6,6	-6,6
Kosten				
Jährlichen Gesamtkosten	Mrd. €/a	0,1	0,1	0,2
Brutto-LCOCH ₄ O	€/t _{CH₄O}	742,0	718,7	1.049,6
Netto-LCOCH ₄ O	€/t _{CH₄O}	X	733,5	1.065,5

(*) In (Klammern) wird die reine Baufläche der Onshore-WEA angegeben.

Quelle: Eigene Darstellung.

Tab. 9-18 Ergebnisse der Fallstudie 4 (II) für das Jahr 2040.

Fallstudie 4 (II) - Jahr 2040	Einheit	4 (II)B	4 (II)C	4 (II)D
Gesamtsystem				
Wärmeenergieerzeuger	-	WP	WP	WP
installierte Leistung	GW	1,7	1,7	1,7
El. Energie Erzeuger	-	PV	OnWEA	OffWEA
Modulanzahl EE	-	74.412	9.780	6.807
Installierte Leistung	MW	72.496,6	29.294,2	20.421,2
Speicherverhältnis	-	2:1	1:1	0:1
Autarkiegrad	%	72 %	71 %	70 %
Entnahme Effizienz	%	43 %	86 %	95 %
Modulanzahl DAC	-	40.557	40.557	40.557
CO ₂ -Entnahmemenge	Mt _{CO2/a}	12,2	12,2	12,2
CH ₄ O-Menge	Mt _{CH4O/a}	8,9	8,9	8,9
H ₂ -Menge	Mt _{H2/a}	1,7	1,7	1,7
Ressourcenbedarf				
Wärmeenergie	TWh/a	14,9	14,9	14,9
El. Energie	TWh/a	106,3	103,7	103,6
Baufläche	x10 ³ km ²	0,0	0,0	0,0
EE-Fläche	x10 ³ km ²	1,3	2,1 (0,02) (*)	-
Wassermenge	Mt _{H2O/a}	0,5	-0,4	-0,4
Kosten				
Jährlichen Gesamtkosten	Mrd. €/a	4,8	5,4	7,5
Brutto-LCOCH ₄ O	€/t _{CH4O}	543,3	612,2	841,5
Netto-LCOCH ₄ O	€/t _{CH4O}	685,17	629,0	848,2

(*) In (Klammern) wird die reine Baufläche der Onshore-WEA angegeben.

Quelle: Eigene Darstellung.

Tab. 9-19 Ergebnisse der Fallstudie 4 (II) für das Jahr 2045.

Fallstudie 4 (II) - Jahr 2045	Einheit	4 (II)B	4 (II)C	4 (II)D
Gesamtsystem				
Wärmeenergieerzeuger	-	WP	WP	WP
installierte Leistung	GW	2,4	2,4	2,4
El. Energie Erzeuger	-	PV	OnWEA	OffWEA
Modulanzahl EE	-	125.004	16.579	10.886
Installierte Leistung	MW	121.785,0	49.735,8	32.657,9
Speicherverhältnis	-	2:1	0:1	0:1
Autarkiegrad	%	72 %	70 %	72 %
Entnahme Effizienz	%	100 %	100 %	100 %
Modulanzahl DAC	-	73.148	73.148	73.148
CO ₂ -Entnahmemenge	Mt _{CO₂} /a	21,9	21,9	21,9
CH ₄ O-Menge	Mt _{CH₄O} /a	16,0	16,0	16,0
H ₂ -Menge	Mt _{H₂} /a	3,1	3,1	3,1
Ressourcenbedarf				
Wärmeenergie	TWh/a	20,7	20,7	20,7
El. Energie	TWh/a	180,5	175,8	175,8
Baufläche	x10 ³ km ²	0,1	0,1	0,1
EE-Fläche	x10 ³ km ²	2,1	2,5 (0,03) (*)	-
Wassermenge	Mt _{H₂O} /a	0,7	-0,6	-0,6
Kosten				
Jährlichen Gesamtkosten	Mrd. €/a	6,9	7,9	11,4
Brutto-LCOCH ₄ O	€/t _{CH₄O}	427,7	495,0	711,7
Netto-LCOCH ₄ O	€/t _{CH₄O}	427,74	495,0	711,7

(*) In (Klammern) wird die reine Baufläche der Onshore-WEA angegeben.

Quelle: Eigene Darstellung.

9.4.4 Fallstudie 4 (III) – Untergliederte Ergebnisse

In *Fallstudie 4 (III)* liegt ein NE-Bedarf in den Jahren 2030, 2040 und 2045 vor. Aufgrund dessen werden diese Jahre abgebildet. Tab. 9-20, 9-21 und 9-22 geben die ermittelten Werte wieder.

Tab. 9-20 Ergebnisse der Fallstudie 4(III) für das Jahr 2030.

Fallstudie 4 (III) – Jahr 2030	Einheit	4 (III)B	4 (III)C	4 (III)D
Gesamtsystem				
Wärmeenergieerzeuger	-	WP	WP	WP
installierte Leistung	GW	0,9	0,9	0,9
El. Energie Erzeuger	-	PV	OnWEA	OffWEA
Modulanzahl EE	-	4.198	573	403
Installierte Leistung	GW	4,1	1,7	1,2
Speicherverhältnis	-	2:1	0:1	0:1
Autarkiegrad	%	72 %	70 %	72 %
Entnahme Effizienz	%	82 %	96 %	96 %
Modulanzahl DAC	-	16.667	16.667	16.667
CO ₂ -Entnahmemenge	Mt _{CO2} /a	5,0	5,0	5,0
Ressourcenbedarf				
Wärmeenergie	TWh/a	7,5	7,5	7,5
El. Energie	TWh/a	5,9	5,8	5,8
Baufläche	km ²	1,3	1,0	1,0
EE-Fläche	km ²	79,8	154,7 (1,76) (*)	-
Wassermenge	Mt _{H2O} /a	- 4,9	- 5,0	- 5,0
Kosten				
Jährlichen Gesamtkosten	Mrd. €/a	0,7	0,7	0,9
Brutto-LCOCO ₂	€/t _{CO2}	149,1	146,9	177,8
Netto-LCOCO ₂	€/t _{CO2}	181,1	152,5	184,4
CO ₂ -Transportkosten	Mio. €/a	71,4	11,0	15,5

(*) In (Klammern) wird die reine Baufläche der Onshore-WEA angegeben.

Quelle: Eigene Darstellung.

Tab. 9-21 Ergebnisse der Fallstudie 4 (III) für das Jahr 2040.

Fallstudie 4 (III) - Jahr 2040	Einheit	4 (III)B	4 (III)C	4 (III)D
Gesamtsystem				
Wärmeenergieerzeuger	-	WP	WP	WP
installierte Leistung	GW	4,6	4,6	4,6
El. Energie Erzeuger	-	PV	OnWEA	OffWEA
Modulanzahl EE	-	21.392	2.812	1.957
Installierte Leistung	GW	20,8	8,4	5,9
Speicherverhältnis	-	2:1	1:1	0:1
Autarkiegrad	%	72 %	71 %	70 %
Entnahme Effizienz	%	92 %	96 %	97 %
Modulanzahl DAC	-	106.667	106.667	106.667
CO ₂ -Entnahmemenge	Mt _{CO₂} /a	32,0	32,0	32,0
Ressourcenbedarf				
Wärmeenergie	TWh/a	39,1	39,1	39,1
El. Energie	TWh/a	30,6	29,8	29,8
Baufläche	km ²	7,2	6,2	6,0
EE-Fläche	km ²	385,1	589,5 (6,7) (*)	-
Wassermenge	Mt _{H₂O} /a	-31,7	-32,0	-32,0
Kosten				
Jährliche Gesamtkosten	Mrd. €/a	3,4	3,6	4,1
Brutto-LCOCO ₂	€/t _{CO₂}	105,6	111,1	129,4
Netto-LCOCO ₂	€/t _{CO₂}	115,4	115,4	133,2
CO ₂ -Transportkosten	Mio. €/a	456,8	70,3	99,4

(*) In (Klammern) wird die reine Baufläche der Onshore-WEA angegeben.

Quelle: Eigene Darstellung.

Tab. 9-22 Ergebnisse der Fallstudie 4 (III) für das Jahr 2045.

2045	Einheit	4 (III)B	4 (III)C	4 (III)D
Gesamtsystem				
Wärmeenergieerzeuger	-	WP	WP	WP
installierte Leistung	GW	1,8	1,8	1,8
El. Energie Erzeuger	-	PV	OnWEA	OffWEA
Modulanzahl EE	-	8.171	1.084	712
Installierte Leistung	GW	8,0	3,3	2,1
Speicherverhältnis	-	2:1	0:1	0:1
Autarkiegrad	%	72 %	70 %	72 %
Entnahme Effizienz	%	100 %	100 %	100 %
Modulanzahl DAC	-	53.334	53.334	53.334
CO ₂ -Entnahmemenge	Mt _{CO₂/a}	16,0	16,0	16,0
Ressourcenbedarf				
Wärmeenergie	TWh/a	15,1	15,1	15,1
El. Energie	TWh/a	11,8	11,5	11,5
Baufläche	km ²	3,1	2,7	2,7
EE-Fläche	km ²	138,9	162,6 (1,9) (*)	-
Wassermenge	Mt _{H₂O/a}	-15,9	-16,0	-16,0
Kosten				
Jährlichen Gesamtkosten	Mrd. €/a	1,2	1,3	1,5
Brutto-LCOCO ₂	€/t _{CO₂}	75,8	80,2	94,4
Netto-LCOCO ₂	€/t _{CO₂}	75,8	80,2	94,4
CO ₂ -Transportkosten	Mio. €/a	228,4	35,1	49,7

(*) In (Klammern) wird die reine Baufläche der Onshore-WEA angegeben

Quelle: Eigene Darstellung.