

BERICHT

# MACHBARKEITSSTUDIE ÜBER EIN CO<sub>2</sub>- SAMMEL- UND TRANSPORT- NETZ IN ÖSTERREICH

**Auftraggeber:**

Die Studie wurde im Auftrag des Bundesministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK) erstellt.

**AIT Austrian Institute of Technology GmbH**

Christian Schützenhofer, Daniela Leibetseder, Johannes Riedl, Anna Lackner, Christoph Zauner

**Montanuniversität Leoben, Lehrstuhl für Energieverbundtechnik**

Susanne Hochmeister, Thomas Kienberger

**AGGM Austrian Gas Grid Management AG**

Vartan Awetisjan, Helmut Wernhart

**Frontier Economics**

Aria Rodgarkia-Dara

Oktober 2024

# INHALTSVERZEICHNIS

INHALTSVERZEICHNIS.....	2
Executive Summary .....	4
KURZFASSUNG.....	6
1 Einleitung & Zielsetzung .....	9
2 Erhebung der Quellen und Senken.....	10
2.1 Energie- und THG-Szenarien aus wissenschaftlichen Studien.....	10
2.1.1 Entwicklung der CO <sub>2</sub> -Quellen basierend auf Energieszenarien.....	10
2.1.2 Industrielle Nutzung von CO <sub>2</sub> .....	11
2.1.3 Abgeleitete CO <sub>2</sub> Transportmengen aus der Literatur .....	12
2.2 THG Mengen abgeleitet aus Industriebefragungen.....	14
2.3 Geologische Speicherung von CO <sub>2</sub> .....	29
2.4 Zusammenfassung .....	35
2.5 Literatur .....	39
3 Netzkonzept und Szenarien - Trassen- und Entwicklungsplan .....	42
3.1 CO <sub>2</sub> -Quellen und Senken für die Netzplanung .....	42
3.2 CO <sub>2</sub> Pipeline Transport .....	50
3.2.1 Methodik und Konzept der Netzberechnung .....	51
3.2.2 Netzkonzept Szenario 1.....	52
3.2.3 Netzkonzept Szenario 2.....	55
3.2.4 Netzkonzept Szenario 3.....	56
3.2.5 Netzkonzept Szenario 4.....	58
3.3 Learnings AP2 .....	59
4 Analyse und Bewertung von Transportoptionen .....	61
4.1 Methodik.....	61
4.1.1 Strompreis .....	62
4.2 Abscheidung.....	62
4.3 Transportoptionen.....	65
4.3.1 Pipelinetransport.....	65
4.3.2 Nicht-Leitungsgebundene Transportmöglichkeiten in Österreich .....	72
4.3.3 Transport mittels Schiffs im In- und Ausland .....	73
4.4 CO <sub>2</sub> Nutzung zur Herstellung von Methanol .....	74
4.5 Kosten verschiedener Speicheroptionen.....	75

4.6	Kostenvergleich der Szenarien, Transport- und Speicheroptionen.....	76
4.6.1	Pipelinetransport Transportkosten im Vollausbau .....	76
4.6.2	Kosten entlang der gesamten Kette .....	79
4.7	Literatur .....	82
4.8	Literatur zu Kapitel 4.2, 4.3.1 und 4.4 .....	83
5	Ökonomische Rahmenbedingungen.....	85
5.1	Wirtschaftlichkeit von CCS.....	85
5.2	CCS in EU-Ländern und CCS-Strategien.....	86
5.3	CCUS-Wertschöpfungskette und Risiken.....	88
5.4	Staatliche Fördermechanismen für CCS Markthochlauf.....	89
5.5	Rahmenbedingungen für CCS-Markt.....	92
5.5.1	Marktplanung – Fokus auf CO <sub>2</sub> Transportnetz.....	92
5.5.2	Marktorganisation .....	93
5.5.3	Marktzugangsregulierung .....	94
5.5.4	Technische Regulierungen und Bewilligungen.....	94
5.6	Learnings – Ökonomische Rahmenbedingungen.....	95
6	Ausblick und empfehlungen.....	96
6.1	Empfehlungen.....	97
7	Abbildungsverzeichnis .....	100
8	Tabellenverzeichnis.....	103
9	Anhang.....	104

## EXECUTIVE SUMMARY

The AIT Austrian Institute of Technology, AGGM, the Chair of Energy Network Technology at the University of Leoben, and Frontier Economics were assigned with 1) the geographical, quantitative and operational survey of CO<sub>2</sub> point sources and sinks in and around Austria; 2) the conceptualisation of a route plan to connect these points, including rough dimensioning, 3) the economic analysis and comparative survey of corresponding activities abroad, and 4) the derivation of clear recommendations for action and next steps.

To fulfil these objectives, emitters were identified in two ways: First, the projected CO<sub>2</sub> quantities to be transported via the future grid between 2030 and 2050, have been surveyed from all Austrian CO<sub>2</sub> emitters and potential CO<sub>2</sub> users of over 50 kt/a. Second, various studies investigating possible Austrian pathways to climate neutrality were employed to generate theoretical projections for possible CO<sub>2</sub> quantities of emitters and users. The CO<sub>2</sub> quantities of the industry and the theoretical studies differ in volume and timing. This relates to the uncertainty regarding the actual costs of the future CCS and CCU chain: CCUS is an option with optimistic cost estimates, but unlikely if the technology turns out to be more expensive. Currently there is no clear legal definition, which emitters and processes will ultimately be allowed to employ CCS to decarbonize. Deployment of CCS will be dependent on the availability of green hydrogen in sufficient quantities and at economically feasible costs. If not available, CCS will be required to achieve climate targets for the industrial sector.

The future amount of CO<sub>2</sub> transported in the grid will be in the range of 5 – 20Mt/a. The CO<sub>2</sub> grid will have to serve three purposes: 1) decarbonization of hard-to-abate industries via CCS, 2) closing of the carbon cycle for the production of carbon-neutral chemicals, pharmaceuticals and fuels employing biogenic CO<sub>2</sub> (CCU) and 3) enabling Austrian climate neutrality via capture and sequestration of biogenic CO<sub>2</sub> (CDR).

The first purpose mainly involves geogenic and fossil CO<sub>2</sub> (4-8 Mt/a), while the latter two require biogenic CO<sub>2</sub>, which should be ideally captured from large biogenic point sources. Due to the advantageous biomass situation in Austria, enough biogenic CO<sub>2</sub> is emitted from biomass industries mainly as well as biomass combustion. This allows the capturing of sufficient quantities of biogenic CO<sub>2</sub> (5-15 Mt/a, the upper number depending on future biogas plants).

In the case of CCS and CDR, CO<sub>2</sub> needs to be transported to permanent CO<sub>2</sub> storages. However, these are presently estimated not to be economically sufficiently achievable at the necessary annual injection rates. In addition, the possible start of injection into Austrian reservoirs will most likely not be before 2035 due to complicated and costly investigations, necessary to rule-out possible CO<sub>2</sub>-leakage from the storage sites. This necessitates the export of CO<sub>2</sub> in order to achieve both industrial and national climate targets.

The grid entry and exit quantities are shown for 3 time periods in fig. 4-1. The shown figures represent annual time periods. Due to the uncertainties described above, it is not possible to define narrower time periods. Several network simulations were carried out based on these quantities. Existing spatial constraints such as protection zones, terrain and settlements were taken into account. The optimized routes are strongly oriented towards existing network routes of other pipelines. Due to the spatial distribution of the three main industrial clusters in Austria, there are few route variations in

the final expansion based on input quantities. Of primary importance is the initial availability of inland storage facilities from 2030 onwards. The connection to other countries can only take place later due to expansion plans in those regions. As a landlocked country, it is key to communicate with our neighbors in a timely manner to signal readiness and demonstrate investment security and reliability.

The costs of a possible CO<sub>2</sub> grid have been investigated in terms of capital costs (CAPEX) and operating expenses (OPEX). CAPEX costs can be subdivided roughly 50/50 into pipeline costs and costs for compressor- and pumpstations. Depending on the final technical solution implemented and many currently unknown technical and economical details, the total capital costs for the grid will be in the range of 12-18 bn €. Depreciated over 20 years this corresponds to 600 to 900 M€/y, which is less than OPEX. OPEX mainly arises from the energy required for compressing and pumping the CO<sub>2</sub> and costs 1 to 3 billion Euro per year, depending on electricity prices. The electrical energy demand of 1.2 – 3.5 TWh/a depends on the final CO<sub>2</sub> quantities, compression routes, pressures and densities.

This results in **total average transport costs of 35 to 50 €/t** for the entire Austrian grid and volumes transported.

The CO<sub>2</sub> grid is a transport infrastructure which benefits the general public by representing a natural monopoly and avoids externalities from otherwise polluting emissions. Accordingly, access should be free but regulated. Financing should be collateralised by the public sector. Regulatory conditions must also account for the urgency of the situation and avoid hold-up problems ('strategic waiting games' of stakeholders).

### **Recommended next steps**

- For all stakeholders, especially potential grid operators, a high level of near-term planning certainty is of utmost importance. This is even crucial for the most optimistic scenario: It takes roughly 10 years from the current early conceptual planning stage until the CO<sub>2</sub> grid could go into operation around the year 2034.
- From the timeline of our climate targets, establishing the regulatory framework is necessary as soon as possible. This should include procedural rules, technical standards, a market model and its governance.
- To ensure secure financing of the grid, a framework for partial public risk assumption, such as the example of the German hydrogen grid model ("Amortisationskonto") is recommended. This should help achieve a high level of planning certainty for the grid operator. Due to unforeseen economic and technical factors, the amount of CO<sub>2</sub> transported in the grid may be less than currently anticipated. Such models guarantee certain revenues, even if significantly less CO<sub>2</sub> will be transported.
- To enable an actual "Final Investment Decision" in order to building and operating the grid, the current conceptual study needs to be refined (in a detailed "pre-FEED study"): Committed CO<sub>2</sub> quantities in the grid must be elicited accurately and on an annual basis. Further, various detailed grid scenarios based on different quantities, topologies and technical CO<sub>2</sub> details must be simulated. Finally, economic cost estimates must be refined from the current –50/+200% to approximately –20/+20% through more detailed planning.
- A suitable organisational framework must be developed, to drive the set-up and expansion of the grid, e.g. through an industry and operator group.

## KURZFASSUNG

Das AIT Austrian Institute of Technology, die AGGM, der Lehrstuhl für Energieverbundtechnik der Montanuniversität Leoben und Frontier Economics wurden im Rahmen dieser Studie beauftragt 1) CO<sub>2</sub>-Punktquellen – und Senken in und um Österreich geographisch sowie quantitativ zu erheben, 2) einen Routenplan zur Verbindung dieser Punkte zu konzipieren, 3) eine Wirtschaftlichkeitsanalyse durchzuführen und einen Vergleich hinsichtlich entsprechender internationaler Aktivitäten anzustellen und 4) daraus klare Handlungsempfehlungen und nächste Schritte abzuleiten.

Um dieses Ziel zu erreichen, wurden die möglichen CO<sub>2</sub>-Mengen, die zwischen 2030 und 2050 mit dem Netz transportiert werden müssen, für alle österreichischen CO<sub>2</sub>-Punktquellen und potenziellen CO<sub>2</sub>-Nutzer mit mehr als 50 kt/a erhoben, indem direkte Befragungen durchgeführt und verschiedene Studien zur Erreichung der Klimaneutralität Österreichs herangezogen wurden. Die möglichen CO<sub>2</sub>-Mengen, die das Netz transportieren muss, können zum jetzigen Zeitpunkt nur mit einer relativ großen Unsicherheit angegeben werden, was sich auch aus Unterschieden der Industriebefragungen und den theoretischen Studien zeigt. Insbesondere haben die zum jetzigen Zeitpunkt nur über einen weiten Bereich abschätzbaren letztendlichen Kosten der zukünftigen CCS- und CCU- Wertschöpfungskette einen signifikanten Einfluss auf die CO<sub>2</sub>-Mengen. Im optimistischen Fall gibt es viele Einspeiser und Abnehmer, im pessimistischen wesentlich weniger. Zudem fehlen zum Zeitpunkt der Studie die gesetzlichen Rahmenbedingungen und Definitionen jener Emittenten und Prozesse, für die letztendlich CCS zur Dekarbonisierung erlaubt sein wird. Die Dekarbonisierung vieler Industrieprozesse kann insbesondere dann ohne CCS erfolgen, wenn grüner Wasserstoff in ausreichenden Mengen und zu wirtschaftlichen Konditionen verfügbar ist. Dies ist momentan nur schwer abschätzbar. Zusammenfassend ergibt sich, dass die CO<sub>2</sub>-Menge, welche das zukünftige Netz transportieren muss, in einem Bereich von 5-20 Mt/a liegt.

Das CO<sub>2</sub>-Netz muss drei unterschiedliche Aufgaben erfüllen: 1) die Ermöglichung von CCS zur Dekarbonisierung der Hard-to-abate Industrie, 2) die Schaffung von Potentialen zur Schließung des Kohlenstoffkreislaufs, indem biogenes CO<sub>2</sub> als Kohlenstoffquelle für die Produktion von CO<sub>2</sub>-neutralen organischen Chemikalien, Pharmazeutika und Treibstoffen in großtechnischen Mengen verfügbar wird (CCU) und 3) das Erreichen der österreichischen Klimaneutralität durch Kompensation von unvermeidbaren Emissionen mittels Abscheidung und Sequestrierung von biogenem CO<sub>2</sub> (CDR).

Ersteres umfasst hauptsächlich geogenes und fossiles CO<sub>2</sub> (4-8 Mt/a), während für die beiden letztgenannten Punkte biogenes CO<sub>2</sub> erforderlich ist. Biogenes CO<sub>2</sub> kann am wirtschaftlichsten von großen biogenen Punktquellen abgeschieden werden. Aufgrund der vorteilhaften Biomassesituation in Österreich, vor allem durch die Biomasseindustrie und -verbrennung, sind diese Quellen in ausreichender Menge (5-15 Mt/a) vorhanden. Dies ermöglicht sowohl die Nutzung von CCU als auch von CDR.

Im Fall von CCS und CDR muss das CO<sub>2</sub> zu permanenten Lagerstätten transportiert werden. Obwohl das theoretische Potential bis zu einem gewissen Grad vorhanden ist, reichen die wirtschaftlich erschließbaren CO<sub>2</sub>-Speicher Österreichs insbesondere in Bezug auf die mögliche jährliche Einspeicherrate pro Reservoirgröße nicht aus. Zudem wird die Einspeicherung von signifikanten Mengen in österreichische Lagerstätten frühestens ab 2035 möglich sein, da komplizierte Untersuchungen und

kostspielige Investitionen notwendig sind. Dies ist nötig, um mögliche CO<sub>2</sub>-Leckagen auszuschließen. Ein Export von CO<sub>2</sub> ist somit notwendig, um sowohl die nationalen als auch die industriellen Klimaziele zu erreichen.

Die Ein- und Ausspeisemengen ins Netz werden für drei Zeiträume (2030er, 2040er und 2050er Jahre) in Abbildung 3-16 dargestellt, wobei die Jahreszahlen die Zeiträume darstellen. Aufgrund der oben beschriebenen Unsicherheiten können keine engeren Zeiträume definiert werden. Basierend auf diesen Daten wurden mehrere Netzsimulationen durchgeführt, welche bestehende räumliche Gegebenheiten, wie die Besiedelung, das Gelände sowie Schutzzonen mitberücksichtigen. Die optimierten Trassen orientieren sich stark an bestehende Netztrassen anderer Pipelines. Aufgrund der räumlichen Verteilung der drei großen Industriecluster in Österreich ergeben sich in Abhängigkeit von den eingespeisten Mengen kaum Unterschiede in den Trassen im Endausbau. Entscheidend ist hier, ob nationale Lagerstätten schon ab 2030 genutzt werden können, da die Anbindung an internationale Netze aufgrund dortiger Netzausbaupläne erst später erfolgen kann. Als Binnenland ist daher die schnelle Kommunikation zu unseren Nachbarn wichtig, um Bereitschaft und Sicherheit zu signalisieren.

Die Kosten des zukünftigen CO<sub>2</sub>-Netzes wurden hinsichtlich CAPEX und OPEX analysiert. Die CAPEX Kosten unterteilen sich etwa zur Hälfte in Pipelinekosten und zur Hälfte in Kosten für Verdichter- und Pumpstationen. Die gesamten CAPEX Kosten für das Netz hängen stark von den letztendlich implementierten technischen Lösungen und von vielen derzeit nicht bekannten technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen ab. Diese werden mit 12-18 Milliarden Euro berechnet. Die OPEX Kosten sind hauptsächlich auf den Energiebedarf für die Verdichtung und das Pumpen des CO<sub>2</sub> zurückzuführen. Dafür werden abhängig von den letztendlich zu transportierenden CO<sub>2</sub>-Mengen und zurzeit nicht bekannten technischen Details der CO<sub>2</sub> Verdichter und Pumpen ungefähr 1-3 TWh/a benötigt. Die OPEX Kosten werden im Bereich von 1,2 – 3,5 Milliarde Euro pro Jahr liegen.

**Daraus resultieren die Kosten für den CO<sub>2</sub>-Transport von 35-50 €/transportierter t CO<sub>2</sub>.** Das CO<sub>2</sub>-Netzwerk ist eine Transportinfrastruktur, die für die Allgemeinheit von Nutzen ist. Es ist einerseits ein natürliches Monopol und andererseits ein Instrument um Externalitäten in Form von umweltschädlichen Emissionen zu vermeiden. Dementsprechend sollte der Zugang frei, aber reguliert und die Finanzierung sollte durch den öffentlichen Sektor gesichert sein. Damit soll auch der Dringlichkeit der Situation Rechnung getragen und das Hold-up-Problem („Taktik der Stakeholder“) vermieden werden.

Im Folgenden sind die empfohlenen nächsten Schritte zusammengefasst:

- Für alle Stakeholder und insbesondere einen möglichen Netzbetreiber, ist es von größter Dringlichkeit in naher Zukunft Planungssicherheit zu erhalten. Dies ist von entscheidender Bedeutung, da es selbst im optimistischsten Szenario von der derzeitigen frühen konzeptionellen Planungsphase bis zur Inbetriebnahme des CO<sub>2</sub>-Netzes etwa 10 Jahre, d.h. bis etwa 2034, dauert.
- In Anbetracht der verbindlichen industriellen und nationalen Klimaziele wird empfohlen die derzeit noch nicht vorhandenen rechtlichen Rahmenbedingungen so schnell wie möglich

auszuarbeiten: Regulatorien und Gesetze, technische Standards, Netzzugangsmodell und Netzbetrieb.

- Um das Risiko für die Netzbetreiber zu minimieren, ein zu großes Netz zu bauen, falls die letztendlichen CO<sub>2</sub>-Mengen geringer sind als derzeit angenommen, wird ein dem deutschen Wasserstoffnetz analoges Modell vorgeschlagen („Amortisationskonto“). Ein solches Modell der teilweise öffentlichen Risikoübernahme für die Finanzierung garantiert gewisse Erlöse, auch wenn schlussendlich aufgrund von derzeitigen unbekanntem wirtschaftlichen und technischen Faktoren weniger CO<sub>2</sub> im Netz transportiert wird.
- Der Detailgrad dieser Studie ist zu ungenau, um eine finale Investitionsentscheidung zum Bau und Betrieb des Netzes zu erlauben, weshalb in nachfolgenden Untersuchungen („Pre-FEED-Studie“) insbesondere folgende Fragen genauer untersucht werden müssen: die möglichen zukünftigen CO<sub>2</sub>-Mengen im Netz müssen mit den Emittenten und CO<sub>2</sub>-Nutzern genauer ausgearbeitet werden. (genauere Mengengerüste auf Jahresbasis anstelle von Jahrzehnten. Durchführung von detaillierteren Netzsimulationen für unterschiedliche CO<sub>2</sub>-Mengen, Netznutzer, und -topologien und technische Optionen. Verbesserung der wirtschaftlichen Analysen (CAPEX und OPEX) von derzeit -50/+200% auf etwa -20/+20%.
- Des Weiteren wird die Auswahl eines geeigneten organisatorischen Rahmens, um den Auf- und Ausbau z.B. über eine Industrie- und Betreibergruppe voranzutreiben, empfohlen, siehe Abschnitt 5.5.

# 1 EINLEITUNG & ZIELSETZUNG

Um das Ziel der österreichischen Klimaneutralität 2040 zu erreichen, müssen insbesondere nicht vermeidbare CO<sub>2</sub>-Emissionen der energieintensiven Industrie abgeschieden, transportiert und nützlich verwertet bzw. gespeichert werden. In Bereichen, in denen die Kosten durch unrealistische oder nicht mögliche Umstellung ein Vielfaches von CCS betragen würden, ist dies ebenfalls die volkswirtschaftlich günstigere Variante.

Insbesondere Emissionen aus dem Bereich LULUCF können hier genannt werden, weil es keine bekannten Alternativen mit gleicher Produktivität gibt, und die Emissionen auf Grund der Ausdehnung ihrer Quellen nicht eingefangen werden können.

Eine quantitative Betrachtung stellt die Größenordnung der Problemstellung klar dar: 5 bis 7 Mt THG Emissionen gelten als nicht vermeidbar, u.A. aus dem Sektor LULUCF, und 4 bis 8 Mt aus den „Hard to abate“ Bereichen der Industrie. In Summe also 9 bis 15 Mt CO<sub>2</sub>, welches in der für Klimaziele relevanten Zeit nicht oder nur unter schwierigsten Bedingungen vermieden werden kann. Zudem kommen THG Restmengen aus Bereichen, in denen die letzten Prozentpunkte zur Dekarbonisierung enorme Kosten verursachen würden.

Der Transport von CO<sub>2</sub> ermöglicht drei wesentliche Instrumente zur Reduktion der Emission von THG:

- CO<sub>2</sub> Abscheidung an Punktquellen
- CO<sub>2</sub> Nutzung in Produkten
- CO<sub>2</sub> Speicherung.

Da Österreich als Binnenland zwar über geologische Lagerstätten und Kohlenstoff-verarbeitende Industrie verfügt, diese Senken aber potenziell zu gering sind, gilt es auch den Transport ins Ausland zu bedenken. Außerdem verfügt Österreich über große Biomasse-verarbeitende, und -verbrennende Industrien mit großen Punktemissionen, die im Vergleich zu anderen Ländern großes Potenzial für Kompensationsmaßnahmen bietet.

Auch andere Länder arbeiten am Aufbau einer CO<sub>2</sub>-Transportinfrastruktur, siehe Abschnitt 5.

Ziel dieser Studie war es, ein Konzept für ein CO<sub>2</sub>-Transportnetz zu entwickeln und die weiteren erforderlichen Schritte zur Errichtung einer solchen Infrastruktur darzulegen.

Die Ergebnisse dieser Studie dürfen keinesfalls als Planung missverstanden werden. Zielsetzung war das Abstecken aller erforderlichen Themengebiete und Aufzeigen offener Punkte als Orientierungshilfe. Die quantitativen und geografischen Ergebnisse stellen Richtwerte und Größenordnungen dar. Keinesfalls dürfen diese als Grundlage für partikulare Fragestellungen herangezogen werden. Alle angegebenen geografischen Punkte müssen als Annahmen verstanden werden. **Jede Ableitung von Implikationen auf bestimmte Personen oder Grundstücke ist unzutreffend.**

## 2 ERHEBUNG DER QUELLEN UND SENKEN

Basis der späteren Netzauslegung sind Netz Entry- und Exitmengen. Eine möglichst verlässliche Erhebung dieser Mengen ist daher zentral. Es wurden zwei Quellen herangezogen: diverse Studien zum Thema werden in Abschnitt 2.1 erörtert, Interviews mit Industriebetrieben und deren angegebene Bedarfe zur Einspeisung sind in Abschnitt 2.2 dargestellt.

### 2.1 Energie- und THG-Szenarien aus wissenschaftlichen Studien

Die Entwicklung zukünftiger CO<sub>2</sub>-Transportoptionen basiert auf der Analyse aktueller und zukünftiger CO<sub>2</sub>-Punktquellen und -Bedarfe für die industrielle Nutzung sowie Potenziale der geologischen Speicherung von CO<sub>2</sub>. Die CO<sub>2</sub>-Punktquellen werden anhand deren Menge und deren Ursprung (fossil, geogen, biogen) beurteilt.

#### 2.1.1 Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Quellen basierend auf Energieszenarien

Die Verbrennung von kohlenstoffhaltigen Brennstoffen wie Erdgas, Öl oder Kohle verursacht sogenannte energiebedingte Emissionen. Emissionen durch chemische Reaktionen während Produktionsprozessen, zum Beispiel der Reduktion von Eisenerz, werden als prozessbedingte Emissionen bezeichnet [1]. Geogenes CO<sub>2</sub>, das beispielsweise bei der Herstellung von Zement freigesetzt wird, ist eine Form von mineralisch gebundenem CO<sub>2</sub>. Der Ursprung des CO<sub>2</sub> beeinflusst zukünftige Strategien im Carbon Management maßgeblich. Daher ist eine Unterscheidung in fossiles, geogenes, biogenes und atmosphärisches CO<sub>2</sub> wesentlich [2].

Das Emission Trading System (ETS) [3] deckt ein Drittel aller aktuellen Treibhausgasemissionen in Österreich ab [4]. Biogene Emissionen und Emissionen aus der Müllverbrennung (Mischung aus fossilem und biogenem CO<sub>2</sub>) sind nicht emissionshandelspflichtig jedoch für zukünftige CCU/S-Maßnahmen von hoher Relevanz. Das Österreichische Pollutant Release and Transfer Register (PRTR) enthält Daten zu Schadstoffmengen bestimmter Industriebetriebe und Abfallbehandlungsanlagen und enthält damit auch Daten zu biogenen CO<sub>2</sub>-Emissionen und CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der Verbrennung von Abfällen [5, 6].

In den Dekarbonisierungsszenarien des Innovationsverbundes New Energy for Industry (NEFI) werden Wege zur Dekarbonisierung des industriellen Energiesystems in Österreich skizziert. Wesentliche Dekarbonisierungsstrategien stellen die Elektrifizierung von stationären Motoren und Wärmepumpen, der Einsatz CO<sub>2</sub>-neutraler Gase wie Wasserstoff (H<sub>2</sub>), Biomethan oder synthetischem Methan (CH<sub>4</sub>) und die Verbrennung von fester Biomasse dar [7]. Die Entwicklung zukünftiger Treibhausgasemissionen gemäß dem Nationalen Energie- und Klimaplan (NEKP) wird in Szenarien des Umweltbundesamts abgebildet [8]. Durch die Substitution fossiler Brennstoffe können energiebedingte Emissionen vermieden werden. Die Reduktion prozessbedingter Emissionen ist zum Teil durch alternative Produktionsprozesse möglich. Prozessbedingte geogene Emissionen und fossile Emissionen aus der Müllverbrennung sind nicht vollständig zu vermeiden und gelten in der Regel als unvermeidbare sogenannte Hard-to-abate Emissionen.

Basierend auf den beschriebenen Szenarien werden in [9] zukünftige CCU/S-Bedarfe anhand von drei Emissionspfaden (Referenzpfad, moderater Pfad, progressiver Pfad) für 2030, 2040 und 2050 beurteilt. Der moderate Pfad repräsentiert basierend auf Stakeholder-Interviews die Meinung der

Industrie zur Implementierung zukünftiger Technologien, während der progressive Pfad Klimaneutralität bis 2040 erreichen soll. Strom, erneuerbare Gase sowie Biomasse gelten im moderaten und progressiven Pfad als primäre Energieträger, wobei der progressive Pfad verstärkt auf die Nutzung von wasserstoffbasierten Produktionsrouten und Elektrifizierung setzt [4, 7, 9].

Insgesamt wurden CO<sub>2</sub>-Emissionen und deren Entwicklung bis 2030, 2040 und 2050 von 109 Industriestandorten und 76 Anlagen der Energieversorgung (inkl. Raffinerie, Biomasse-KWK, Bioethanolerzeugung) ermittelt. Aus Tabelle 2-1 sind die Anzahl der untersuchten CO<sub>2</sub>-Punktquellen und deren erhobenen CO<sub>2</sub>-Emissionen (fossil, geogen und biogen) für das Jahr 2050 zu entnehmen. Aufgrund der Substitution fossiler Brennstoffe verbleiben im progressiven und moderaten Szenario Großteils biogene Emissionen. Der Anteil biogener Emissionen liegt im Vergleich zum Referenzpfad (39 %) im progressiven bei 72% und im moderaten Szenario bei 77%.

Tabelle 2-1: Anzahl der CO<sub>2</sub>-Punktquellen unterschiedlicher Emissionsklassen und deren CO<sub>2</sub>-Emissionen in kt/a für das Jahr 2050 [9]

Emissions- klasse	Referenzpfad		Moderater Pfad		Progressiver Pfad	
	Anzahl CO <sub>2</sub> -Punkt- quellen	CO <sub>2</sub> -Emis- sionen	Anzahl CO <sub>2</sub> -Punkt- quellen	CO <sub>2</sub> -Emis- sionen	Anzahl CO <sub>2</sub> -Punkt- quellen	CO <sub>2</sub> -Emis- sionen
<50	77	1.257	68	1.022	78	1.162
50-100	28	2.150	27	2.012	23	1.750
100-500	51	11.046	36	7.400	37	7.467
500-1.000	4	2.927	4	2.724	3	2.013
>1.000	5	15.315	4	6.787	2	2.123
Σ	165	32.695	139	19.945	143	14.515

### 2.1.2 Industrielle Nutzung von CO<sub>2</sub>

Neben der geologischen Speicherung stellt die Nutzung von CO<sub>2</sub> als Rohstoff für kohlenstoffhaltige Produkte (Carbon Capture and Utilization - CCU) eine zusätzliche Technologie dar. Zurzeit wird CO<sub>2</sub> bereits für unterschiedliche industrielle Anwendungen genutzt, darunter zum Beispiel die Herstellung von Chemikalien wie Harnstoff. Die Herstellung von Polymeren und Chemikalien über Methan oder Methanol stellen mögliche neue Prozessrouten dar [10, 11, 12, 13]. Nach einer bestimmten Zeitspanne, der sogenannten Produktlebensdauer, wird das genutzte CO<sub>2</sub> wieder in die Atmosphäre freigesetzt. Verfügen die Produkte über klimarelevante Lebensdauern, ist die Reduzierung der Netto-CO<sub>2</sub>-Emissionen über CCU-Anwendungen möglich [10]. Brennstoffe sowie Chemikalien besitzen in der Regel kurze Lebensdauern von einigen Monaten bis Jahrzehnten. Daher verfügen zukünftige industrielle Anwendungen von CO<sub>2</sub> in der Chemieindustrie, wie die Erzeugung von Polymeren oder synthetischen Treibstoffen, nicht über ausreichende Bindungsdauern, um Netto-CO<sub>2</sub>-Emissionen zu reduzieren, sind jedoch entscheidend für die Nachhaltigkeit der chemischen und petrochemischen Industrie [14].

Basierend auf derzeitigen und zukünftigen industriellen CO<sub>2</sub>-Bedarfen sowie des TRL der unterschiedlichen Technologien werden in [7] potenzielle industrielle CO<sub>2</sub>-Anwendungen definiert. Derzeit wird CO<sub>2</sub> sowohl weltweit als auch in Österreich überwiegend zur Produktion von Harnstoff und

Methanol genutzt. Szenarien zeigen einen signifikanten Anstieg des Bedarfs an CO<sub>2</sub> für die nachhaltige Produktion von Olefinen (MTO – Methanol to Olefins) und synthetischen Flugzeugtreibstoffen (SAF) [11]. Tabelle 2-2 zeigt spezifische CO<sub>2</sub>-Bedarfe für die Herstellung der in [9] berücksichtigten Industrieprodukte.

Tabelle 2-2: Spezifische CO<sub>2</sub>-Bedarfe der chemischen Industrie [9]

Produkt	Edukt	Edukt-Bedarf [t/t Produkt]	CO <sub>2</sub> -Bedarf [t CO <sub>2</sub> /t Produkt]
<b>Urea</b>	CO <sub>2</sub>	0,73	0,73
<b>Methanol</b>	CO <sub>2</sub>	1,37	1,37
<b>Olefine (MTO)</b>	Methanol	2,83	3,89
<b>Kerosin (SAF)</b>	CO <sub>2</sub>	2,85	2,85

Die Produkte der chemischen Industrie aus Tabelle 2-2 verfügen nicht über ausreichende Lebensdauern, um Netto-CO<sub>2</sub>-Emissionen zu reduzieren [2, 10]. Zur klimaneutralen Deckung des zukünftigen industriellen Bedarfs an CO<sub>2</sub>, wird klimaneutrales CO<sub>2</sub> (biogen, atmosphärisch) benötigt. Der Bedarf für BECCS entsteht aus der Kompensation diffuser Restemissionen, die nicht wirtschaftlich abgeschieden werden können. Der zukünftige Bedarf zur Abscheidung von biogenem CO<sub>2</sub> ergibt sich laut [9] aus dem zukünftigen Bedarf an BECCS und CCU. Kann dieser Bedarf nicht über biogenes CO<sub>2</sub> aus Österreichs Punktquellen gedeckt werden, ergibt sich ein Defizit an biogenem CO<sub>2</sub>.

### 2.1.3 Abgeleitete CO<sub>2</sub> Transportmengen aus der Literatur

Die Entwicklung des Bedarfs zur Abscheidung von klimarelevantem und klimaneutralem CO<sub>2</sub> sowie die CCS-, BECCS- und CCU-Bedarfe bis 2050 anhand der drei betrachteten Pfade sind in Abbildung 2-1 dargestellt. Die dazugehörigen Werte sind in Tabelle 2-3 zu finden.

Klimarelevante CO<sub>2</sub>-Emissionen sind geogene und fossile Emissionen aus:

- Zement-, Kalk- und Feuerfestindustrie (Sektor Steine und Erden, Glas)
- Müllverbrennung
- Fossile Restemissionen (CO<sub>2</sub>-Punktquellen nach [9] aus den Sektoren Bergbau, Chemie- und Petrochemie, Eisen- und Stahlerzeugung, Fahrzeugbau, Maschinenbau, Nahrungs- und Genussmittel, Tabak, Nichteisen-Metallurgie, Papier und Druck, Energieversorgung)

Klimaneutrale CO<sub>2</sub>-Emissionen sind biogene Emissionen aus:

- Biogene Punktquellen (Papier- und Zellstoffindustrie, Biomasse-KWK, Bioethanolerzeugung)
- Mitnahmeeffekt biogener CO<sub>2</sub>-Emissionen bei der Abscheidung aus Zement, Kalk, Feuerfest sowie Müllverbrennung

Durch die Substitution fossiler Brennstoffe laut der Szenarien sinken die Gesamtemissionen und damit der Bedarf an CCS und BECCS bis 2050. Laut progressivem Pfad verbleiben ab 2040 lediglich schwer vermeidbare, klimarelevante Emissionen aus der Zement-, Kalk- und Feuerfestindustrie sowie der Müllverbrennung. Der moderate Pfad weist bis 2050 fossile Restemissionen aus Raffinerieprozessen auf. Der Bedarf an CO<sub>2</sub> zur industriellen Nutzung steigt aufgrund der Implementierung

alternativer Produktionstechnologien laut der Szenarien für die Herstellung von Harnstoff, Methanol und SAF im moderaten und progressiven Pfad.

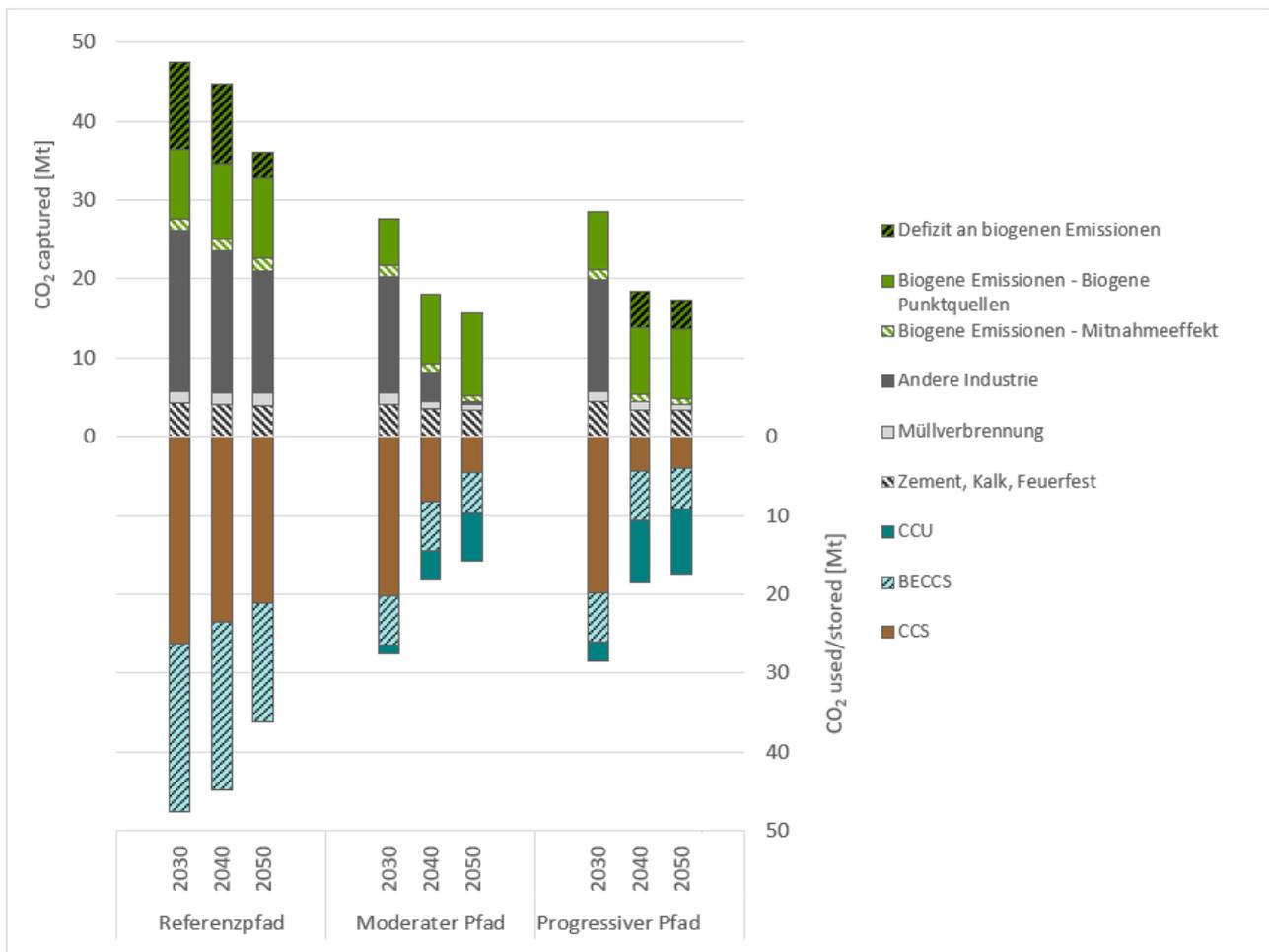


Abbildung 2-1: Zukünftige jährliche Bedarfe für die Abscheidung von CO<sub>2</sub>, sowie für CCS, BECCS und CCU basierend auf [9]

Tabelle 2-3: Zukünftige jährliche Bedarfe für die Abscheidung von CO<sub>2</sub>, sowie für CCS, BECCS und CCU basierend auf [9]

Pfad	Referenz			Moderat			Progressiv		
Jahr	2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040	2050
<b>Defizit an biogenen Emissionen</b>	11,1	10,2	3,4	0,0	0,0	0,0	0,0	4,7	3,8
<b>Biogene Emissionen – Biogene Punktquellen</b>	8,7	9,5	9,9	5,9	8,8	10,6	7,2	8,4	8,7
<b>Biogene Emissionen – Mitnahmeeffekt</b>	1,5	1,6	1,7	1,5	1,1	0,6	1,4	1,0	0,9
<b>Andere Industrien</b>	20,5	18,0	15,6	14,7	3,6	0,5	14,0	0,0	0,0
<b>Müllverbrennung</b>	1,4	1,5	1,5	1,4	1,0	0,6	1,4	1,0	0,6

Pfad	Referenz			Moderat			Progressiv		
Zement, Kalk, Feuerfest	4,3	4,1	4,0	4,1	3,5	3,4	4,4	3,4	3,4
CCU	0,0	0,0	0,0	1,2	3,7	6,0	2,4	7,8	8,2
BECCS	21,3	21,3	15,0	6,3	6,3	5,2	6,3	6,3	5,2
CCS	26,2	23,5	21,1	20,2	8,1	4,5	19,9	4,4	4,0

## Volumenstromprofile

Die zur Netzsimulation notwendigen Volumenstromprofile werden sektorscharf in der Auflösung von normalisierten Stundenwerten über ein Jahr mit Hilfe eines synthetischen Lastprofilgenerators [15] simuliert. Um standortspezifische Volumenstromprofile zu erhalten, werden die normalisierten Stundenwerte mit der Jahresmenge an CO<sub>2</sub> der jeweiligen Punktquelle beziehungsweise Senke multipliziert.

## 2.2 THG Mengen abgeleitet aus Industriebefragungen

Zur Erhebung der Quellen, Senken und Speicher wurden folgende Informationsquellen herangezogen:

- Öffentlich zugängliche Datenbanken (insb. EU-ETS, UBA, Anlagenregisterreport, PRTR, Bioenergieatlas),
- Wissenschaftliche und technische Literatur, Studien (insb. Infos seitens BMK),
- Öffentlich zugängliche Informationen und Berichte der Unternehmen (insb. Nachhaltigkeitsberichte),
- Expertenbefragungen (Dr. Hilgenstock, DVGW, internationale Netze (u.a. BRD, NOR, NED), SINTEF (NOR), div. Institute Montanuniversität, Konferenzen, Verbände),
- Direkte Befragungen von ausgewählten Unternehmen.
- Außerdem wurden die rechtlichen Rahmenbedingungen (Quoten aus dem EGG-Entwurf, SAF-Quote laut EU-Verordnung 2023/2405) berücksichtigt.

Basierend auf diesen Daten wurden Punktquellen mit jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen von mehr als 50 kt/a identifiziert, da im ersten Schritt eine Abscheidung ab diesen Mengen als technisch und wirtschaftlich sinnvoll erachtet wird. Die in den folgenden Abbildungen dargestellten Zahlenwerte werden in Tabelle 2-8 zusammengefasst. Die jährlich anfallenden CO<sub>2</sub>-Emissionen können, wie in Abbildung 2-2 in die Kategorien ‚Zement, Kalk, Feuerfest‘ (blau), ‚Müllverbrennung‘ (gelb), ‚andere Industrie‘ (grau) und ‚biogene CO<sub>2</sub>-Punktquellen‘ (grün) unterteilt werden. Die ‚biogenen CO<sub>2</sub>-Punktquellen‘ umfassen hier die Papier- und Zellstoffindustrie sowie Biomasse-KWKs und Biogasanlagen.

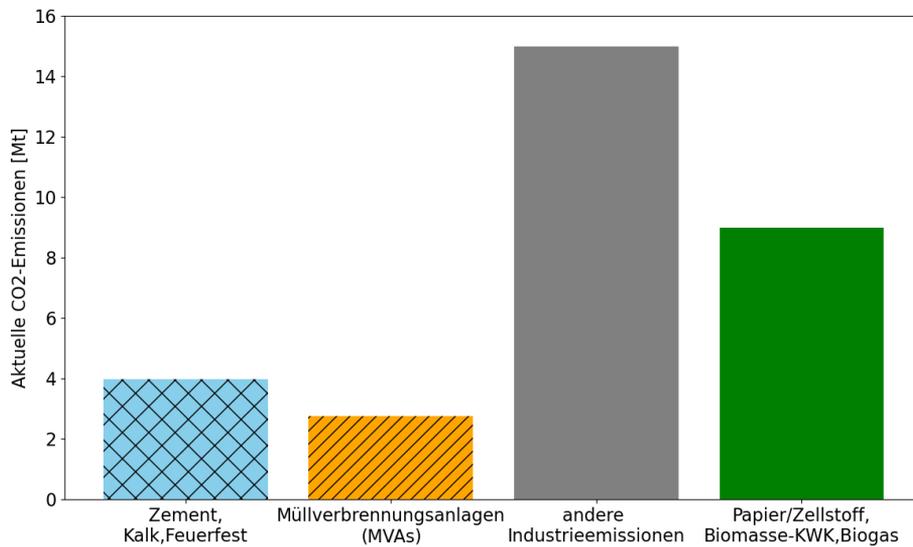


Abbildung 2-2 Ist-Stand (2019) der CO<sub>2</sub>-Emissionen der identifizierten österreichischen Anlagen

In Abbildung 2-3 sind die residualen und biogenen CO<sub>2</sub>-Emissionen der identifizierten österreichischen Anlagen im Jahr 2050 dargestellt. Viele Industrieunternehmen können ihre CO<sub>2</sub>-Emissionen durch Energieeffizienzmaßnahmen oder den Umstieg auf CO<sub>2</sub>-neutrale Energieträger (z.B. grüner Strom, grüner Wasserstoff) verringern. Dennoch bleiben noch residuale Emissionen übrig, die hauptsächlich aus der Müllverbrennung und der Zement-, Kalk-, und Feuerfest Industrie stammen. Zudem können auch schwer dekarbonisierbare Industrieprozesse im Jahr 2050 noch nicht vollständig dekarbonisiert sein, falls erneuerbare Energiequellen nicht in ausreichenden Mengen wirtschaftlich verfügbar sind. Um Klimaneutralität zu erreichen, muss für diese residualen Emissionen Carbon Capture and Sequestration (CCS) angedacht werden. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Müllverbrennungsanlagen sind in biogene (hellgelb) und fossile (dunkelgelb) Anteile unterteilt.

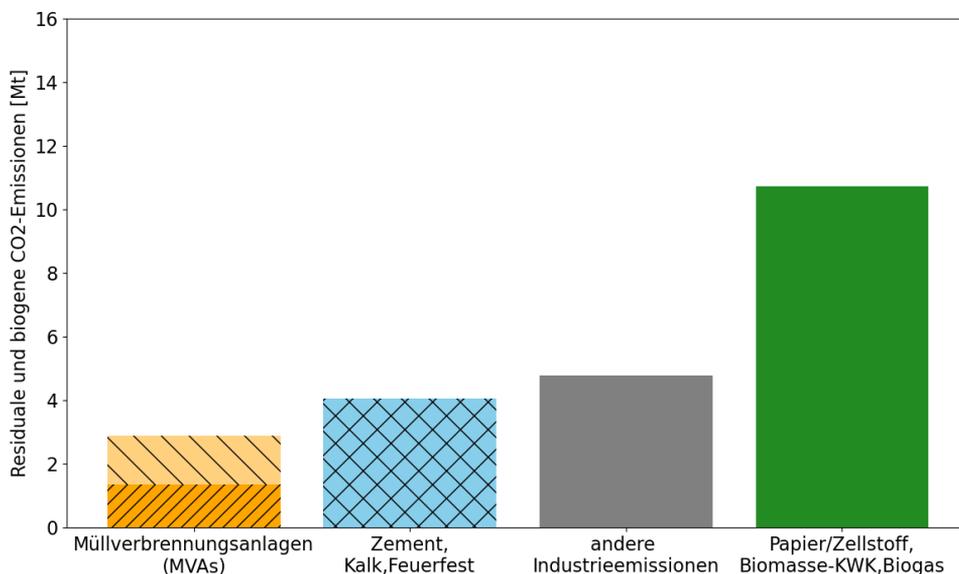


Abbildung 2-3 Residuale und biogene CO<sub>2</sub>-Emissionen der identifizierten österreichischen Anlagen im Jahr 2050

Die tatsächlich im Netz auftretenden CO<sub>2</sub> Mengen hängen jedoch von diversen regulatorischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen ab. Die CO<sub>2</sub>-Mengen können durch Produktionsmengen erhöht bzw. verringert werden. Die CO<sub>2</sub>-Menge der Zementwerke kann sich zudem verringern, falls

diese andere Dekarbonisierungsmaßnahmen, wie z.B. die Karbonatisierung oder die Herstellung anderer Carbon Capture and Utilization (CCU)-Produkte, bei denen das CO<sub>2</sub> während der Lebensdauer und Jahrtausende danach gespeichert bleibt, verfolgen. Die anderen Industrieemissionen, z.B. aus der Stahlindustrie oder der Raffinerie, können ebenfalls reduziert werden, falls erneuerbare Energieträger (grüner Wasserstoff) rechtzeitig wirtschaftlich verfügbar sind. Zudem können die biogenen Emissionen entsprechend steigen, falls eine großtechnische Umsetzung der im EGG ange-dachten Biogasanlagen inkl. CO<sub>2</sub>-Abscheidung und dem Ausbau von Biomasse-KWKs zur Wärmebedarfsdeckung erfolgt. Diese möglichen Schwankungen sind exemplarisch in Abbildung 2-4 dargestellt. Nachdem die zukünftig anfallenden und im Netz zu transportierenden CO<sub>2</sub>-Mengen von unterschiedlichen rechtlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen abhängen, können diese zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht exakt bestimmt werden. Eine detaillierte Erarbeitung unterschiedlicher Mengenszenarien für und mit Emittenten sowie biogenen CO<sub>2</sub>-Punktquellen ist erforderlich.

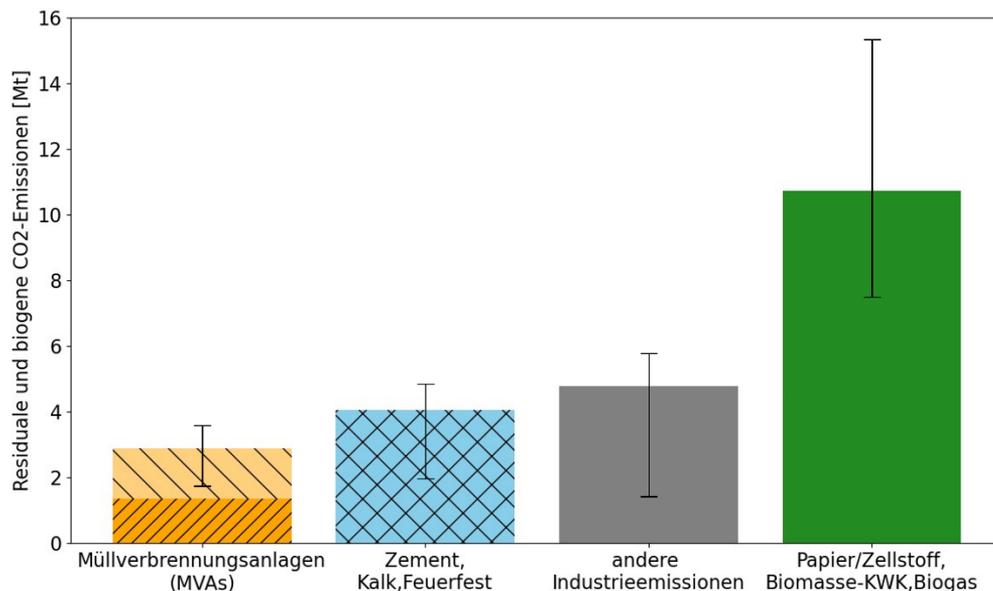


Abbildung 2-4 Zukünftige Schwankungen der letztendlich tatsächlich im Netz auftretenden CO<sub>2</sub>-Mengen

Die CO<sub>2</sub>-Emissionen der identifizierten österreichischen Anlagen können außerdem nach dem Ursprung des Kohlenstoffs im CO<sub>2</sub>-Molekül unterteilt werden, wobei zwischen fossilen, geogenen und biogenen CO<sub>2</sub>-Emissionen unterschieden wird. Fossiles CO<sub>2</sub> stammt aus Erdöl, Erdgas oder Kohle, geogenes CO<sub>2</sub> wird bei der Verarbeitung von Gesteinen, wie Kalk, Magnesit, Graphit, etc., freigesetzt, wohingegen biogenes CO<sub>2</sub> bei der Verbrennung/Vergasung/Vergärung von biogenen Stoffen, wie Pflanzen, Meeresorganismen, etc. anfällt.

Das biogene CO<sub>2</sub> kann zur Erreichung von Klimaneutralität im Sinne von Carbon Dioxide Removal (CDR) sowie zur Dekarbonisierung der österreichischen Produktion von Grundchemikalien (CCU) dienen. Die Gesamtmenge der geogenen und fossilen Emissionen beträgt im Jahr 2050 zwischen 6 und 11 Mio. t. Im Jahr 2040 sind die geogenen und fossilen Emissionen etwas höher, da erwartet wird, dass zwischen 2040 und 2050 ausreichend erneuerbare Energieträger (grüner Strom, grüner Wasserstoff, etc.) zur Verfügung stehen und der Umstieg auf CO<sub>2</sub>-neutrale Energieträger erfolgt. Für das geogene CO<sub>2</sub> muss Carbon Capture Sequestration (CCS) oder CCU-Anwendungen, bei welchen das CO<sub>2</sub> während der Lebensdauer des Produkts und Jahrtausende danach gespeichert bleibt, angedacht werden. Residuale fossile Emissionen, die nicht durch andere Dekarbonisierungsmaßnahmen (Elektrifizierung, erneuerbare Gase, etc.), vermieden werden können, stammen z.B.

aus der Müllverbrennung. Für diese Emissionen muss CCS verfügbar sein. Für fossile Emissionen aus der schwer dekarbonisierbaren Industrie, wie z.B. Stahlindustrie, Raffinerie, soll CCS als Übergangslösung dienen, bis ausreichend erneuerbare Energiequellen wirtschaftlich zur Verfügung stehen. Exemplarisch sind in Abbildung 2-5 Möglichkeiten zur Anwendung von CO<sub>2</sub> nach dessen Ursprung dargestellt. CO<sub>2</sub> wird von der biogenen Punktquelle oder aus Industrieöfen (geogen, fossil) abgeschieden, aufgereinigt, verflüssigt, evtl. zwischengespeichert und in das CO<sub>2</sub>-Transportnetz eingespeist. Mit Hilfe des CO<sub>2</sub>-Transportnetzes wird das CO<sub>2</sub> zum Anwendungsort transportiert. Dabei muss fossiles und geogenes CO<sub>2</sub> mittels CCS sequestriert werden und biogenes CO<sub>2</sub> kann im Rahmen von CDR sowie für sämtliche CCU-Anwendungen genutzt werden.

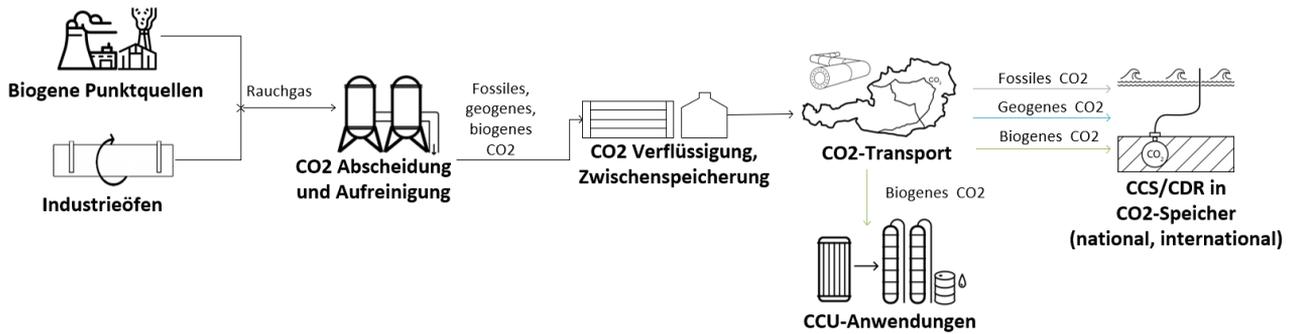


Abbildung 2-5 Möglichkeiten zur Anwendung von CO<sub>2</sub> nach dessen Ursprung

Die anfallenden fossilen (grau), geogenen (hellblau) und biogenen CO<sub>2</sub>-Emissionen sind in Abbildung 2-6 dargestellt.

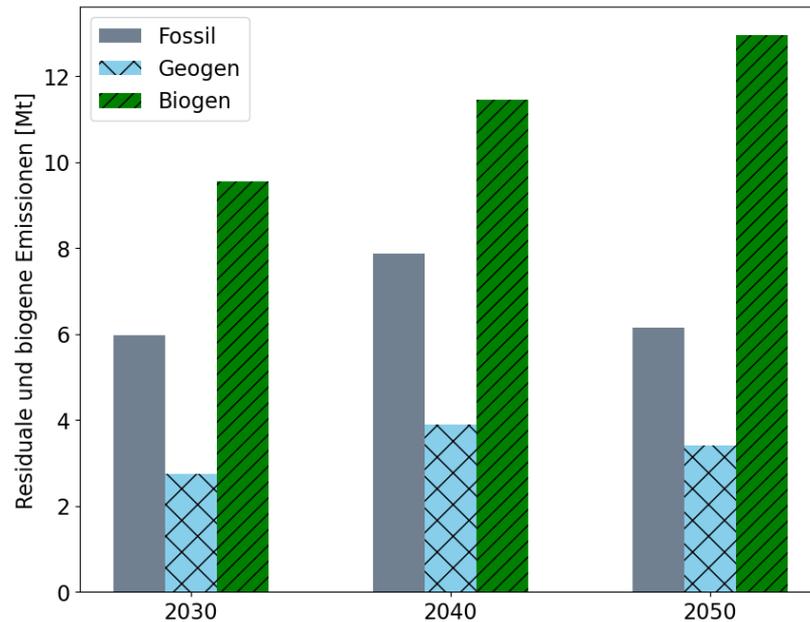


Abbildung 2-6 Unterscheidung der CO<sub>2</sub>-Emissionen der identifizierten Anlagen in fossile, geogene und biogene Emissionen

In Abbildung 2-7 ist der zeitliche Verlauf der residualen Emissionen aus den identifizierten schwer zu dekarbonisierenden Industrien (Zement, Kalk, Feuerfest (hellblau), Müllverbrennungsanlagen (gelb), andere Industrie (grau)) dargestellt. Die CO<sub>2</sub>-Abscheideanlagen werden ab ca. 2030 in Betrieb gehen, wodurch die CO<sub>2</sub>-Mengen, welche in einem zukünftigen CO<sub>2</sub>-Netz berücksichtigt werden müssen, entsprechend steigen. Vor allem in Hinblick auf andere Industrien, wie Stahlindustrie

oder Raffinerie, sind die zukünftigen tatsächlichen CO<sub>2</sub> Emissionen von der wirtschaftlichen Verfügbarkeit von erneuerbaren Energiequellen (z.B. grüner Wasserstoff) abhängig und können entsprechend abweichen.

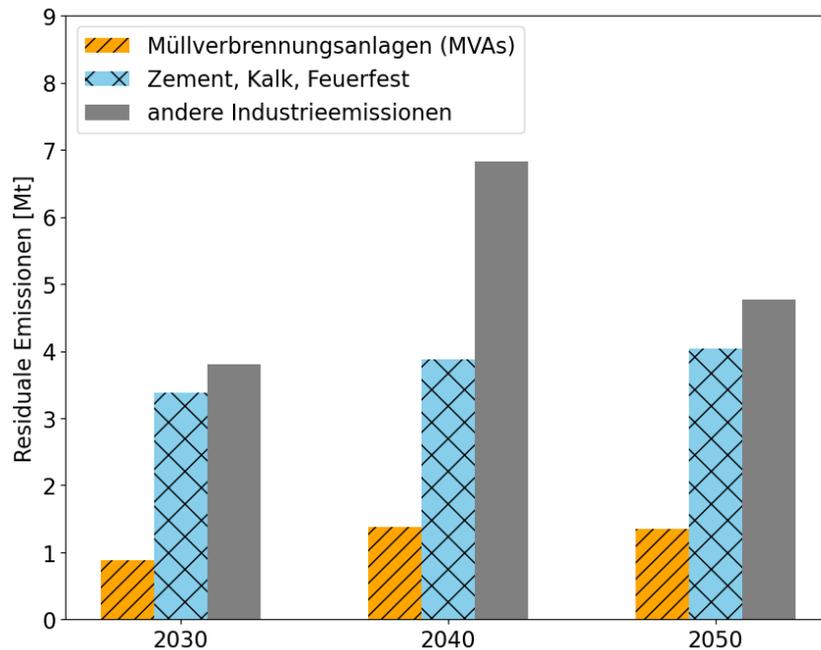


Abbildung 2-7 Zeitlicher Verlauf der residualen Emissionen der identifizierten österreichischen Anlagen

Die residualen Emissionen aus den Kategorien ‚Zement, Kalk, Feuerfest‘, ‚Müllverbrennungsanlagen‘ und ‚andere Industrie‘ sind in Abbildung 2-8 für das Jahr 2019 und in Abbildung 2-9 für das Jahr 2050 nach dem Ursprung des Kohlenstoffs im CO<sub>2</sub> dargestellt. Die Emissionen aus der Zement-, Kalk-, Feuerfestindustrie sind hauptsächlich geogen, da aufgrund des Herstellungsprozesses (Kalkbrennen) im Gestein gebundenes CO<sub>2</sub> freigesetzt wird. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Müllverbrennungsanlagen sind zu ca. 50% fossil und zu ca. 50% biogen, da Produkte am Ende ihrer Wertschöpfungskette nicht mehr recyclebar sind und entsorgt werden müssen. Die fossilen CO<sub>2</sub> Emissionen in der Zement-, Kalk-, Feuerfestindustrie sowie in anderen Industriesektoren, wie Stahl und Raffinerie, können bei entsprechender wirtschaftlicher Verfügbarkeit von erneuerbaren Energiequellen reduziert werden. Für diese fossilen CO<sub>2</sub>-Emissionen kann CCS eine Zwischenlösung sein, um schon vor der Umsetzung aller Dekarbonisierungsmaßnahmen Klimaneutralität zu erreichen.

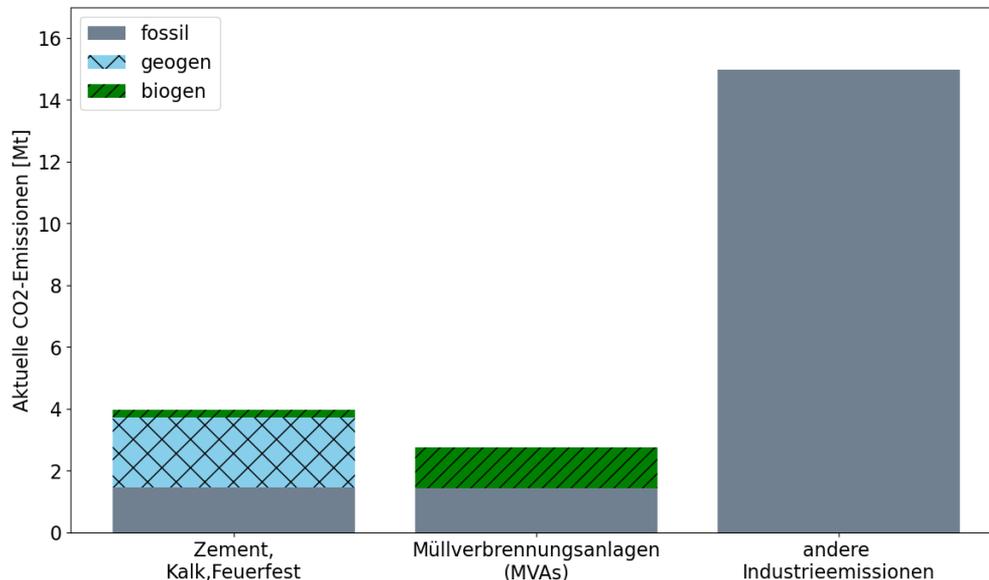


Abbildung 2-8 CO<sub>2</sub>-Emissionen der Sektoren ‚Zement,Kalk,Feuerfest‘, ‚Müllverbrennungsanlagen‘ und ‚andere Industrie‘ im Jahr 2019 nach Ursprung

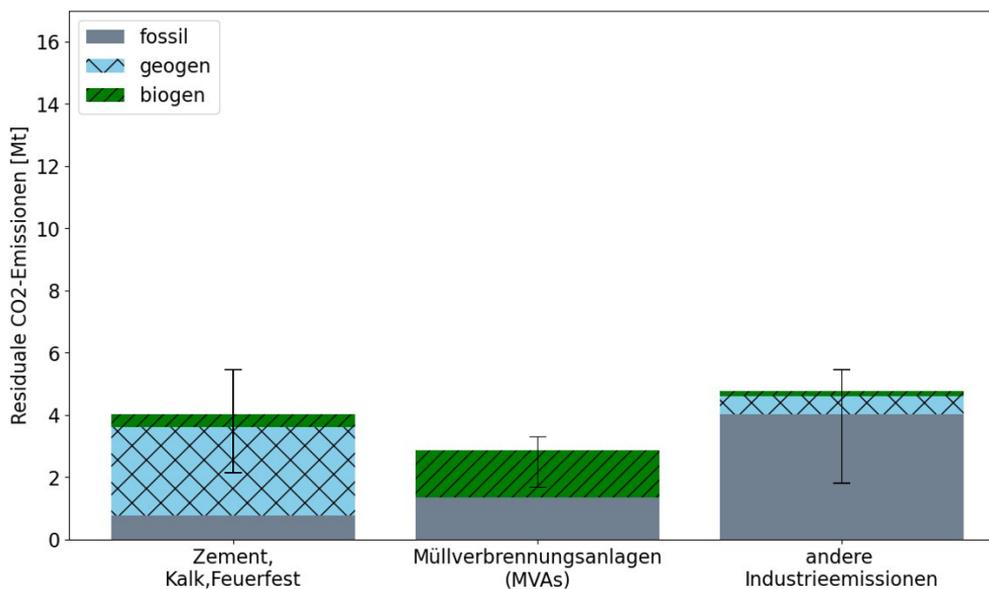


Abbildung 2-9 CO<sub>2</sub>-Emissionen der Sektoren ‚Zement,Kalk,Feuerfest‘, ‚Müllverbrennungsanlagen‘ und ‚andere Industrie‘ im Jahr 2050 nach Ursprung

Nachdem die CO<sub>2</sub>-Mengen, die letztendlich abgeschieden und in ein zukünftiges CO<sub>2</sub> Netz eingespeist werden, stark von rechtlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen abhängen und zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht exakt bestimmt werden können, wurden, wie in Abbildung 2-10 dargestellt, mit den erhobenen Daten ein minimales und ein maximales Szenario für die Jahre 2030, 2040, 2050 definiert. Im minimalen Szenario werden nur die CO<sub>2</sub>-Mengen der Zement-, Kalk-, und Feuerfestindustrie sowie Müllverbrennungsanlagen erfasst. Da bei Müllverbrennungsanlagen das Abgas aus einer Mischung aus biogenem und fossilem CO<sub>2</sub> besteht (ca. 50% / 50%), wird immer beides abgeschieden. Zur Wahrung der Konsistenz wurden im minimalen Szenario aber trotzdem nur die fossilen CO<sub>2</sub>-Emissionen der Müllverbrennungsanlagen berücksichtigt. Im maximalen Szenario hingegen, wurden alle CO<sub>2</sub>-Emissionen der Müllverbrennungsanlagen, der Zement-, Kalk-, und Feuerfestindustrie sowie jene der anderen Industrien berücksichtigt.

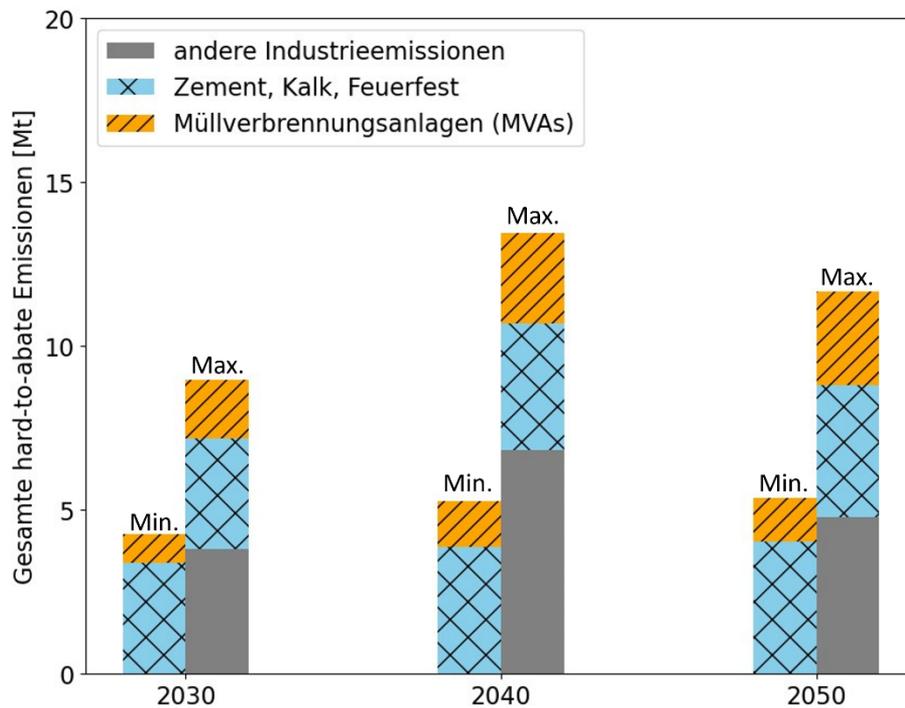


Abbildung 2-10 Residuale CO<sub>2</sub> Emissionen

Die identifizierten biogenen CO<sub>2</sub>-Punktquellen, welche jährlich mehr als 50 kt/a emittieren, stammen aus der Papier- und Zellstoffindustrie, den Biomasse-KWK sowie der Bioethanolproduktion. Außerdem wurden die biogenen CO<sub>2</sub>-Emissionen (~50%) der Müllverbrennungsanlage berücksichtigt. Des Weiteren wurden Biogasanlagen miteinbezogen. Dabei wird angenommen, dass die Quoten aus dem Erneuerbaren Gas Gesetz (EGG) [16] erfüllt werden und Biomethan aus Biogasanlagen ein signifikanter Teil dieser erneuerbaren Gase ist. Die Literatur gibt für das Jahr 2030 5 TWh Biomethan [17], im Jahr 2040 10 TWh [18] und im Jahr 2050 15 TWh Biomethan [19] als verfügbar an. Die Biomethanmengen im Jahr 2030 können einerseits durch die Umrüstung von 80 bestehenden Biogasanlagen von der Stromproduktion auf die Gaseinspeisung und andererseits durch den Neubau weiterer 100 Biogasanlagen erreicht werden. Die Biomethanmengen in den Jahren 2040 und 2050 können durch den Bau neuer Biogasanlagen realisiert werden. [17] Die Biogasanlagen, welche diese Biomethanmengen produzieren, liegen erwartungsgemäß nicht alle am zukünftigen CO<sub>2</sub> Netz. Daher wurden in dieser Studie 50% dieser Biomethanmengen für die Berechnung der CO<sub>2</sub>-Mengen aus Biogasanlagen berücksichtigt. Um Biomethan ins Netz einspeisen zu können, muss CO<sub>2</sub> vom Biogas abgeschieden werden, welches dann dem CO<sub>2</sub>-Netz zur Verfügung steht. Der Methananteil sowie der CO<sub>2</sub>-Anteil in Biogas variieren je nach eingesetztem Substrat. In dieser Studie wurde als Substrat eine Mischung nachwachsender Rohstoffe, Wirtschaftsdünger aus Nutztierhaltung sowie organische Reststoffe angenommen. Daraus ergibt sich ein durchschnittlicher Methananteil von 55% [20] bzw. ein durchschnittlicher CO<sub>2</sub> Anteil von 45% [20] im Biogas. Diese Anteile wurden zur Berechnung der CO<sub>2</sub>-Menge, welche durch die Vergärung in Biogasanlagen entsteht, herangezogen. Daraus resultiert eine CO<sub>2</sub>-Menge von in etwa 0,4-1,2 Mt/a durch die Produktion von 5-15 TWh Biomethan. Diese signifikante CO<sub>2</sub>-Menge kann aufgrund der hohen CO<sub>2</sub>-Konzentration im Biogas energieeffizient abgeschieden werden und sollte zukünftig berücksichtigt werden. Nachteilig ist jedoch, dass vor allem bestehende Biogasanlagen nur kleine CO<sub>2</sub>-Punktquellen sind und jedenfalls weniger als 50 kt/a emittieren.

Abbildung 2-11 zeigt die biogenen Punktquellen nach Tätigkeit. Die Papier- und Zellstoffindustrie (braun) emittiert die größten CO<sub>2</sub>-Mengen, während Biomasse-KWKs (khaki) und Müllverbrennungsanlagen (gelb) ebenfalls signifikante biogene CO<sub>2</sub>-Mengen erzeugen. Biogasanlagen (grün) sowie die Bioethanolproduktion (dunkelgrün) sind zwar kleinere Punktquellen, weisen aber eine sehr hohe CO<sub>2</sub>-Konzentration im Abgasstrom auf, wodurch auch diese kleineren CO<sub>2</sub>-Punktquellen interessant sind.

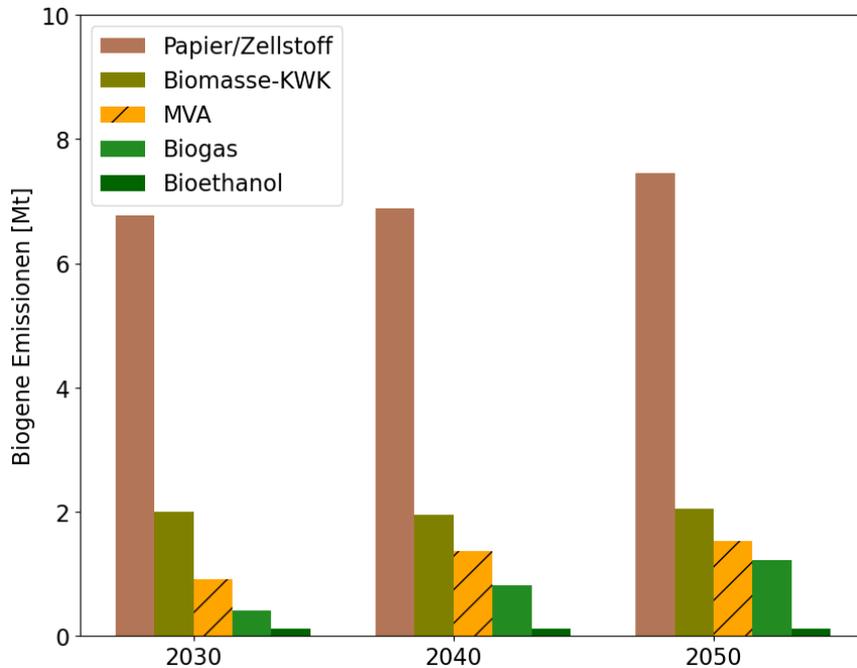


Abbildung 2-11 Biogene CO<sub>2</sub>-Quellen nach Kategorien

Die in Abbildung 2-11 dargestellten biogenen CO<sub>2</sub>-Mengen der einzelnen Kategorien sind jedoch mit erheblichen Unsicherheiten behaftet, welche in Abbildung 2-12 beispielhaft dargestellt werden. Die tatsächlich abgedehnten und im Netz zu transportierenden CO<sub>2</sub>-Mengen der Papier- und Zellstoffindustrie können von den erhobenen CO<sub>2</sub>-Mengen abweichen und hängen wesentlich von derzeit noch unbekanntem wirtschaftlichen und technischen Rahmenbedingungen ab. In dieser Studie wurden Biomasse-KWKs, welche derzeit in Betrieb sind und mehr als 50 kt/a emittieren miteinbezogen. In Hinblick auf eine dekarbonisierte Wärmeversorgung der größeren Ballungsräume, wird laut entsprechenden Ausbauplänen der Energieversorger zukünftig ein Ausbau der Biomasse-KWKs erfolgen, wodurch die CO<sub>2</sub>-Mengen entsprechend steigen würden. Der Ausbau der Biomasse-KWKs ist insbesondere bei Nichtvorhandensein von ausreichend großen Wärmequellen (z.B. Abwärme, Geothermie, Umweltwärme) notwendig, um eine dekarbonisierte Wärmeversorgung in den Ballungsräumen zu gewährleisten. Die erhobenen CO<sub>2</sub>-Mengen für Biogasanlagen können zukünftig ebenfalls abweichen. Grund dafür sind derzeit bestehende regulatorische (EGG), technische und wirtschaftliche Unsicherheiten. Die Schwankungen der CO<sub>2</sub>-Mengen der Bioethanolanlage können auf mögliche Variationen in der Produktion sowie auf technische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen zurückgeführt werden.

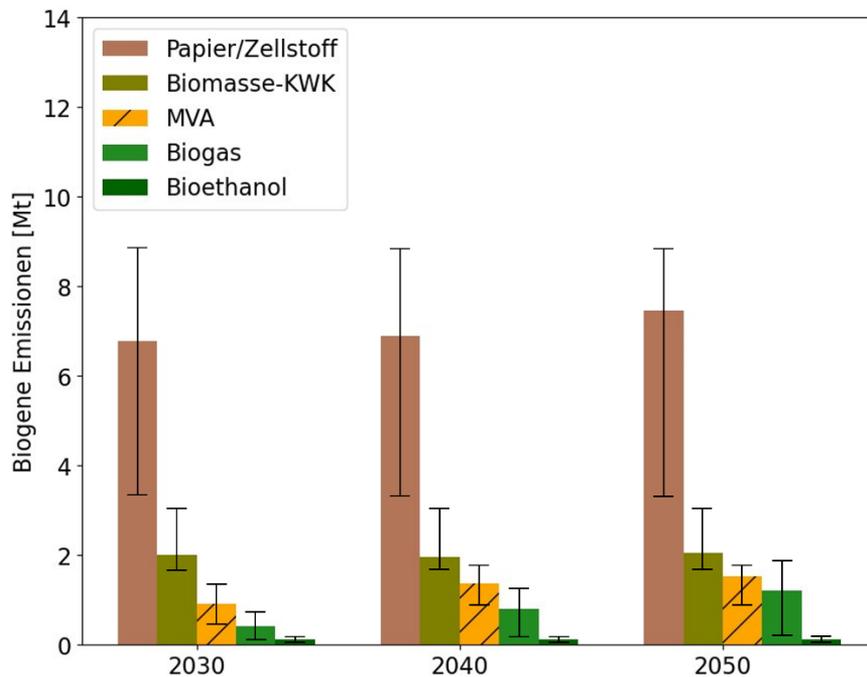


Abbildung 2-12 Schwankungen der biogenen CO<sub>2</sub>-Emissionen nach Kategorien

Die gesamten identifizierten biogenen Emissionen betragen ca. 10-13 MtCO<sub>2</sub> und sind in Abbildung 2-13 für die Jahre 2030, 2040 und 2050 zusammengefasst. In den Balken sind zudem die Kategorien ‚Müllverbrennungsanlagen‘ (gelb), ‚Papier/Zellstoff‘ (braun) und ‚Biomasse-KWKs, Biogas, Bioethanol‘ (grün) aufgeschlüsselt, wobei die Biomasse-KWKs, Biogasanlagen und Bioethanolanlagen zusammengefasst wurden. Wie auch in Abbildung 2-12 dargestellt, können die schlussendlich auftretenden biogenen CO<sub>2</sub>-Mengen aufgrund diverser technischer, wirtschaftlicher und regulatorischer Rahmenbedingungen beträchtlich von den dargestellten Mengen abweichen.

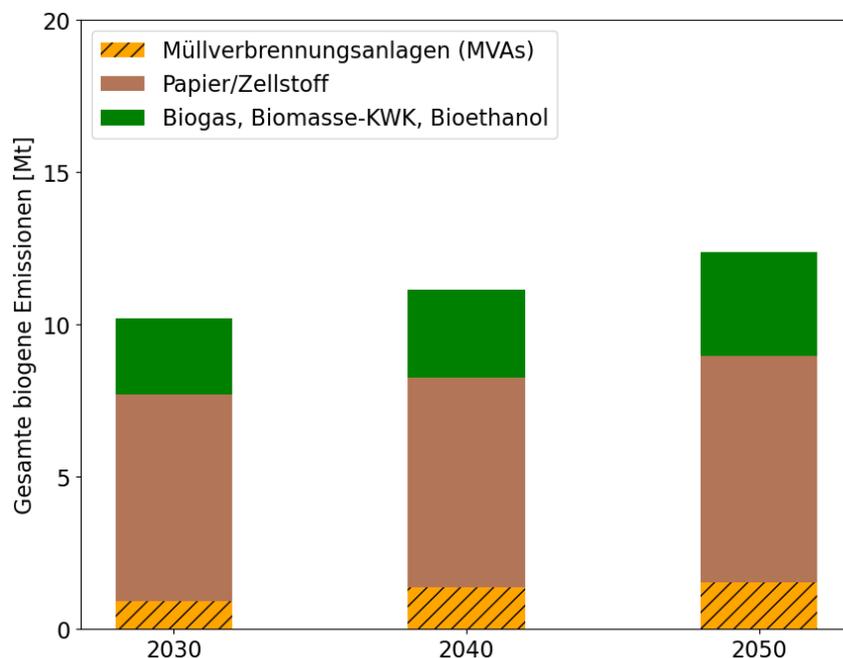


Abbildung 2-13 Zeitlicher Verlauf der biogenen CO<sub>2</sub> Quellen

Zusammenfassend sind in Abbildung 2-14 die minimalen und maximalen CO<sub>2</sub>-Mengen, welche für die Jahre 2030, 2040, 2050 erhoben wurden, dargestellt. Demnach fallen jährlich in etwa 14-24 Mio.

Tonnen CO<sub>2</sub> an. Diese Mengen sollten im zukünftigen CO<sub>2</sub>-Netz berücksichtigt werden, wobei dieses sowohl CCS als auch CCU-Aufgaben erfüllen muss. Deswegen sind nicht nur residuale (geogene und fossile) CO<sub>2</sub> Emissionen aus der Industrie, sondern auch biogene Emissionen zu berücksichtigen.

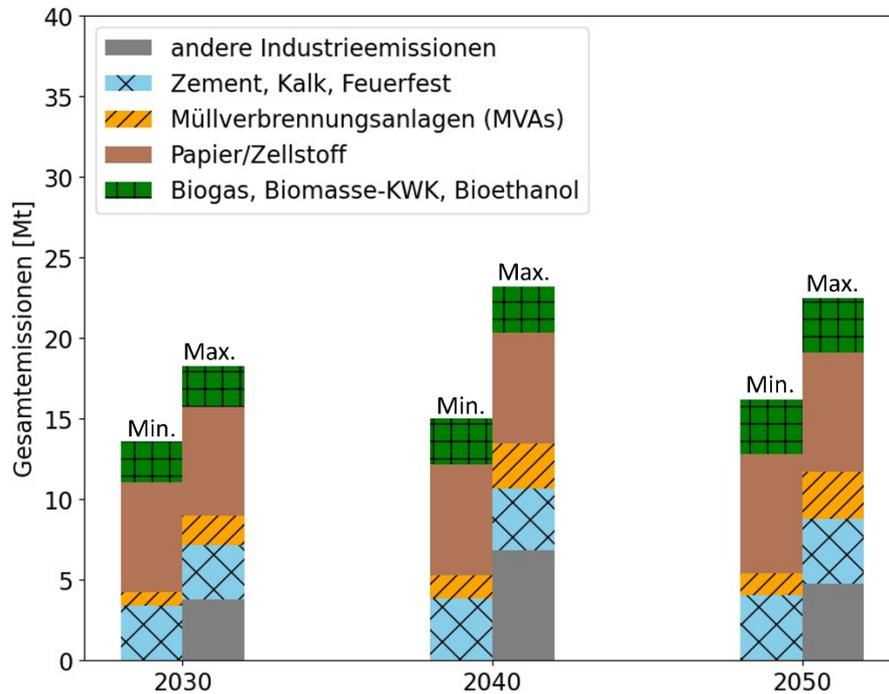


Abbildung 2-14 Minimale und maximale durch Industriebefragungen erhobene Gesamt mengen an CO<sub>2</sub>

Wie auch bereits in Kapitel 2.1.2 beschrieben, ist Kohlenstoff als chemischer Grundbaustein für die chemische und pharmazeutische Produktion unumgänglich. Dabei ist der Einsatz von biogenem Kohlenstoff erforderlich, um die Produktion zu dekarbonisieren. Das biogene CO<sub>2</sub> aus den identifizierten biogenen Punktquellen kann also als Kohlenstoffquelle für die dekarbonisierte chemische und pharmazeutische Produktion dienen.

In Österreich findet die Produktion von Grundchemikalien überwiegend an zwei Standorten, im Chemiepark Linz und der Raffinerie in Schwechat statt. Andere Standorte wurden nicht in die Analyse aufgenommen, da dort Basischemikalien nur weiterverarbeitet werden. Am Standort Schwechat erfolgt derzeit (Stand 2019) die Produktion von Polyolefinen, Aromaten (BTEX) sowie Jet Fuel, wohingegen am Standort Linz Harnstoff und Aromaten (BTEX) produziert werden. Die Produktion der Basischemikalien erfolgt derzeit mittels fossiler Rohstoffe, wodurch bei Verwendung dieser Basischemikalien ebenfalls CO<sub>2</sub>-Emissionen ausgestoßen werden. Um Klimaneutralität zu erreichen, muss daher die Produktion der Basischemikalien umgestellt werden. Eine Möglichkeit die Basischemikalien erneuerbar herzustellen ist in Abbildung 2-15 veranschaulicht. Dazu wird grüner Wasserstoff mittels Elektrolyse aus erneuerbarem Strom und Wasser produziert und CO<sub>2</sub> aus einer biogenen CO<sub>2</sub>-Punktquelle abgeschieden. In weiterer Folge werden Wasserstoff und biogenes CO<sub>2</sub> in diversen Syntheseschritten zu den Grundchemikalien umgesetzt.

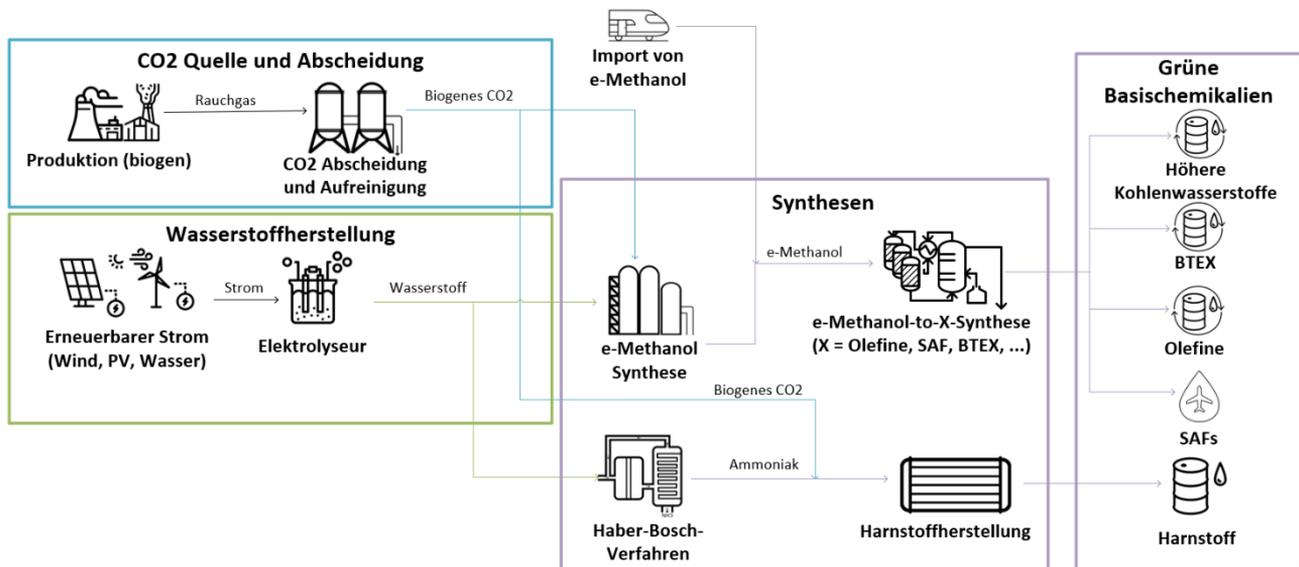


Abbildung 2-15 Produktion von grünen Grundchemikalien

In dieser Studie wurden die Produktionsmengen der Grundchemikalien (Olefine, BTEX, höhere Kohlenwasserstoffe, JET Fuel, Harnstoff) vom Jahr 2019 herangezogen. Diese beruhen auf Literaturrecherchen und sind in Tabelle 2-4 zusammengefasst. Die Produktionsmengen der Olefine, sowie BTEX wurden anhand der Produktionsmengen von Folgeprodukten (z.B. Phthalsäure, Glyoxylsäure) laut Stöchiometrie rückgerechnet. Die höheren Kohlenwasserstoffe schließen Butadien mit ein. Der CO<sub>2</sub>-Bedarf für alle in Österreich verwendeten Grundchemikalien ist allerdings höher, da zusätzlich zu der nationalen Produktion diverse organische Chemikalien für die Industrie (Chemie, Pharma, Lebensmittel, Metall, Bau, etc.) importiert werden. Die Importmengen und der damit einhergehende CO<sub>2</sub>-Bedarf wurden allerdings in dieser Studie nicht analysiert.

Tabelle 2-4 Produktion im Jahr 2019 basierend auf Literaturrecherchen.

Produkt	Wert	Einheit	Quelle
Harnstoff	450.000	t Harnstoff /a	[21]
Polyolefine	1.020.000	t Polyolefine /a	[22]
Olefine	5.679	t Olefine /a	[21]
Höhere Kohlenwasserstoffe (als Bsp.: Butadien)	60.000	t Höhere Kohlenwasserstoffe /a	[23]
BTEX	30.037	t BTX /a	[21]
JET Fuel	700.000	t JET /a	[24]

Der Bedarf an biogenem CO<sub>2</sub>, welches als Feedstock für die Herstellung von CO<sub>2</sub>-neutralen Chemikalien (CCU) dient, wurde unter Berücksichtigung der industriellen Produktionsroute stöchiometrisch ermittelt. Die entsprechenden Produktionsrouten sind in Abbildung 2-15 dargestellt. Olefine, Aromaten (BTEX) und höhere Kohlenwasserstoffe können über Methanol mittels weiterer Synthesen (Methanol-to-Olefins und Methanol-to-Aromatics) hergestellt werden. JET-Fuel soll in Zukunft teilweise durch Sustainable Aviation Fuels ersetzt werden, welche ebenfalls über Methanol mittels Synthese (Methanol-to-JET) hergestellt werden. Methanol fungiert daher als Plattformchemikalie, die im ersten Schritt aus biogenem CO<sub>2</sub> und grünem Wasserstoff hergestellt wird. Um eine Tonne Methanol zu produzieren, benötigt man 1,37 t CO<sub>2</sub>. [12] Die Produktion dieser Chemikalien mittels

Biomasse z.B. durch die Fischer-Tropsch-Synthese wird in dieser Studie nicht betrachtet, da die technische und wirtschaftliche Verfügbarkeit der erforderlichen Mengen an insbesondere fester Biomasse (aus nachhaltiger Holzwirtschaft) aus jetziger Sicht mit großen Unsicherheiten behaftet ist, während biogenes CO<sub>2</sub> in der erforderlichen Menge ungenutzt emittiert wird und der technische und wirtschaftliche Aufwand eine tatsächliche Umsetzung realistischer erscheinen lässt. CO<sub>2</sub>-neutraler Harnstoff kann direkt aus CO<sub>2</sub>-neutralem Ammoniak und biogenem CO<sub>2</sub> in einem Hochdruckverfahren hergestellt werden. Der CO<sub>2</sub>-neutrale Ammoniak wird dabei aus Luftstickstoff und grünem Wasserstoff produziert. Dafür werden laut Stöchiometrie 0,73 tCO<sub>2</sub> / t Harnstoff [12] benötigt. Die Umrechnungsfaktoren, für die Berechnung des CO<sub>2</sub>-Bedarfs bzw. des Methanol-Bedarfs für die Herstellung der einzelnen Grundchemikalien sind in Tabelle 2-5 zusammengefasst.

Tabelle 2-5 CO<sub>2</sub>-Bedarf für die Herstellung von Methanol und Harnstoff sowie Methanol Bedarf für die Herstellung der Grundchemikalien laut Stöchiometrie.

Produkt	Wert	Einheit	Quelle
<b>Harnstoff</b>	0,73	tCO <sub>2</sub> / t Harnstoff	[12]
<b>Methanol</b>	1,37	tCO <sub>2</sub> / t Methanol	[12]
<b>Polyolefine</b>	1,01	t Olefine / t Polyolefine	[25]
<b>Olefine</b>	2,28	t Methanol / t Olefine	n.a.
<b>BTEX</b>	9,98	t Methanol / t BTX	n.a.
<b>SAF</b>	3,78	t CO <sub>2</sub> / t SAF	[26]
<b>Höhere Kohlenwasserstoffe (als Bsp.: Butadien)</b>	2,37	t Methanol / t Butadien	n.a.

Der resultierende CO<sub>2</sub>-Bedarf für die einzelnen Grundchemikalien im Jahr 2050 ist in Abbildung 2-16 dargestellt und beträgt insgesamt in etwa 3,0 MtCO<sub>2</sub>. Hierbei wurde angenommen, dass im Jahr 2050 die Produktion der Olefine (rot) 50% der aktuellen Olefinproduktion beträgt. Die Produktion höherer Kohlenwasserstoffe (dunkelgrau) und Aromaten (BTX) (lila) sowie die Produktion von Harnstoff (blau) sollen im Vergleich zum Jahr 2019 konstant bleiben. JET Fuel soll in Zukunft durch SAFs (hellgrau) ersetzt werden. Die EU-Verordnung 2023/2405 [27] legt einen Mindestanteil an synthetischen Flugkraftstoffen fest, welche in Tabelle 2-6 zusammengefasst wurde. Der CO<sub>2</sub>-Bedarf für SAFs im Jahr 2050 in Abbildung 2-16 wird durch die SAF-Quoten der EU-Verordnung sowie durch die Annahme, dass 50% der SAFs laut EU-Verordnung in Österreich produziert werden, festgelegt. Für die Produktion der restlichen 50% der aktuellen Produktionsmenge, wird angenommen, dass erneuerbares Methanol aus strategischen und/oder wirtschaftlichen Gründen importiert wird.

Tabelle 2-6 SAF-Quoten laut EU-Verordnung

	2030	2040	2050
<b>SAF Anteil aus Biomasse und synthetischer Herstellung</b>	6%	34%	70%
<b>SAF Anteil aus synthetischer Herstellung</b>	0,7%	10%	35%

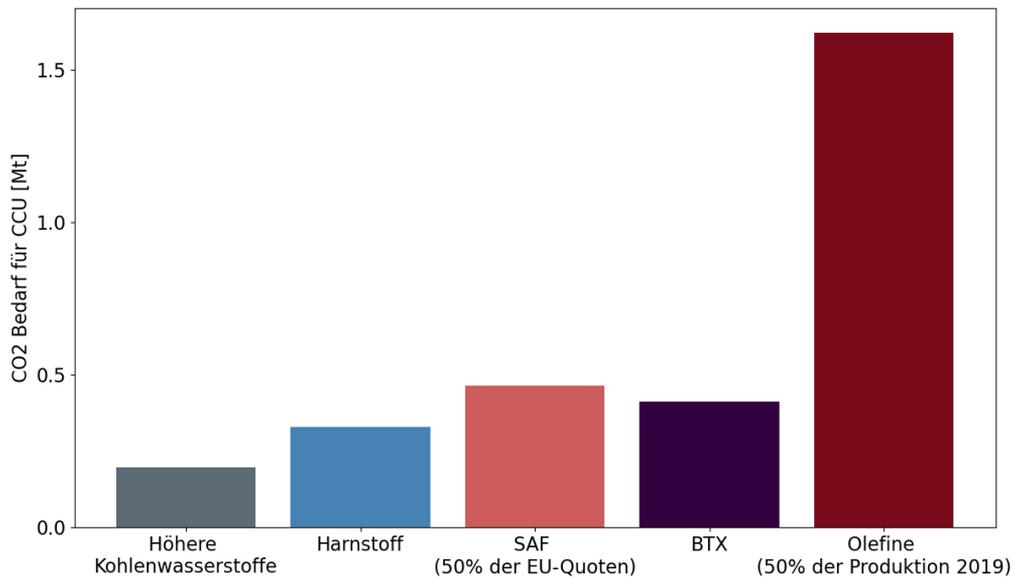


Abbildung 2-16 CO<sub>2</sub> Bedarf der Grundchemikalien im Jahr 2050

In Abbildung 2-17 ist der CO<sub>2</sub>-Bedarf für CCU (über die Methanolroute) den verfügbaren biogenen CO<sub>2</sub>-Emissionen der Punktquellen und Biogasanlagen (in grün) in den Jahren 2030, 2040, 2050 gegenübergestellt. Hier wurde der Hochlauf der synthetischen Produktion der Grundchemikalien berücksichtigt. Dabei wurde angenommen, dass die Produktion der Aromaten, höhere Kohlenwasserstoffe, sowie Harnstoff ab dem Jahr 2030 synthetisch erfolgt und die Produktionsmengen im Vergleich zu 2019 konstant bleiben. 50% der synthetisch hergestellten SAFs, welche durch die EU-Verordnung in den Jahren 2030, 2040, 2050 vorhanden sein müssen, werden in Österreich über Methanol hergestellt. Die nationale Produktion der synthetischen Olefine liegt im Jahr 2030 noch bei null, steigt jedoch bis 2050 an. 2040 sollen 25 % und 2050 50% der aktuellen (Stand 2019) Produktionsmenge der Olefine synthetisch über Methanol hergestellt werden. In Abbildung 2-17 ist ersichtlich, dass der CO<sub>2</sub>-Bedarf zur Dekarbonisierung der chemischen Industrie durch die Emissionen der identifizierten biogenen CO<sub>2</sub>-Punktquellen sowie den Biogasanlagen gedeckt werden kann.

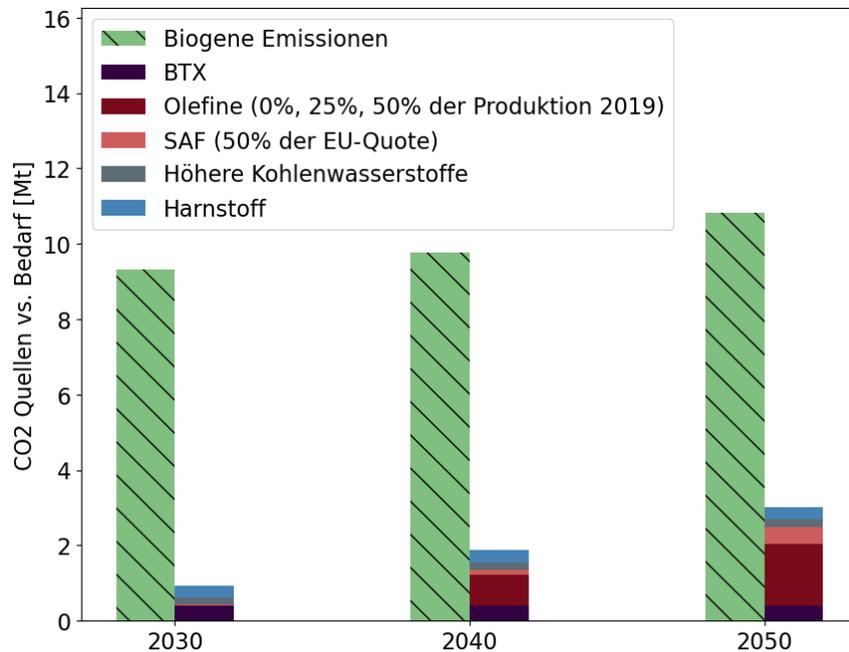


Abbildung 2-17 Vergleich des CO<sub>2</sub>-Bedarfs durch CCU mit den verfügbaren biogenen CO<sub>2</sub> aus biogenen Punktquellen und Biogasanlagen

Biogenes CO<sub>2</sub> wird jedoch nicht nur benötigt, um die chemische und pharmazeutische Produktion mittels CCU zu dekarbonisieren und dadurch eine Kohlenstoff-Kreislauf zu schaffen, sondern auch zur Erreichung der Klimaziele, um diffuse Emissionen an anderer Stelle mittels Carbon Dioxide Removal (CDR) zu kompensieren. CDR beinhaltet die Abscheidung von CO<sub>2</sub> sowie dessen geologische Speicherung. Das CO<sub>2</sub> muss für CDR direkt aus der Atmosphäre durch Direct Air Capture oder durch die Abscheidung von biogenem CO<sub>2</sub> entnommen werden. In dieser Studie wurde der Bedarf für CDR seitens BMK festgelegt und beträgt im Maximalfall 6,3 Mt/a. Je nach anderen verfügbaren Negative-missionsmaßnahmen kann der Bedarf für CDR, mit einem minimalen Bedarf von 1,7 Mt/a, auch geringer sein

In Abbildung 2-18 werden die biogenen Emissionen der identifizierten Punktquellen und Biogasanlagen (Farbe: petrol) dem Bedarf an CCU (hellblau) und CDR (dunkelrot) gegenübergestellt. Die biogenen Punktquellen sowie Biogasanlagen in Österreich sind in der Lage den maximalen Bedarf an CDR sowie den Bedarf für CCU vollständig zu decken. Darüber hinaus fallen noch zusätzliche biogene CO<sub>2</sub>-Mengen an.

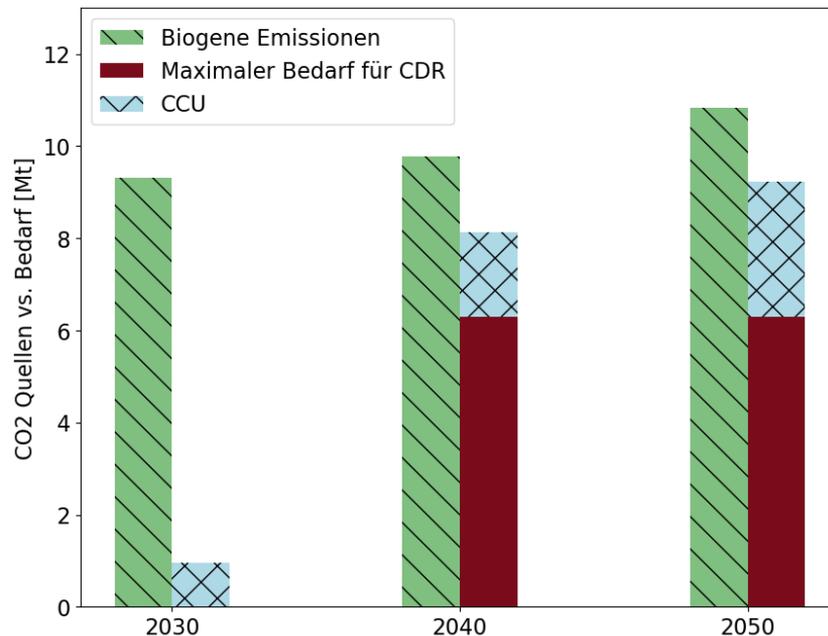


Abbildung 2-18 Vergleich des CO<sub>2</sub>-Bedarfs für CDR und CCU mit den verfügbaren biogenen CO<sub>2</sub> aus biogenen Punktquellen und Biogasanlagen

Der zeitliche Verlauf des CO<sub>2</sub>-Bedarfs für CCU und CDR sind in Abbildung 2-19 dargestellt. Österreich strebt Klimaneutralität im Jahr 2040 an. Daher muss der maximale Bedarf an CDR bereits 2040 gedeckt sein und das biogene CO<sub>2</sub> muss im Netz zu diversen Speicherstätten transportiert werden können. Der Hochlauf von CDR wurde in dieser Studie von 2030 bis 2040 als linear angenommen, muss aber noch im Detail erarbeitet werden. Für CCU wird ab 2029 CO<sub>2</sub> benötigt, da erste CCU-Anlagen bereits 2029 in Betrieb gehen müssen, um die Quoten für die SAFs laut der EU-Verordnung erfüllen zu können. In Abbildung 2-20 wurden die CO<sub>2</sub>-Mengen für CCU und CDR zusammengefasst und den biogenen Emissionen im zeitlichen Verlauf gegenübergestellt. Das biogene CO<sub>2</sub> kann hier ab 2030 im Netz transportiert werden. Dies ist jedoch von den letztendlich realisierbaren CO<sub>2</sub>-Netzabschnitten abhängig. Je nach Verfügbarkeit des CO<sub>2</sub>-Netzes, kann der Bedarf an CO<sub>2</sub> für CCU und CDR in den ersten Jahren eventuell nicht vollständig durch CO<sub>2</sub> aus dem Netz gedeckt werden, obwohl die emittierten Mengen ausreichen würden. Die notwendigen CO<sub>2</sub>-Mengen für CCU und CDR müssen somit von den biogenen Punktquellen mit der Bahn zu den jeweiligen Standorten für CCU und CDR gebracht werden. Ein bereits im Jahr 2030 möglicher Transport durch die CO<sub>2</sub>-Pipelines würde demnach „stranded assets“, wie den Bahn-Transport von CO<sub>2</sub>, obsolet machen.

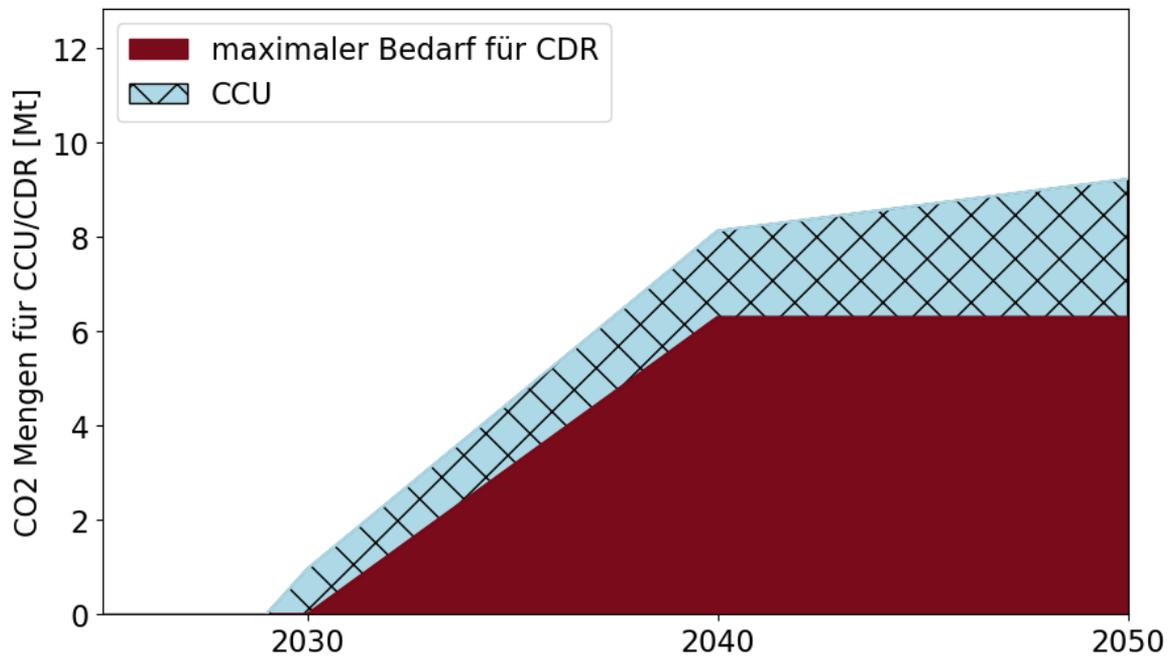


Abbildung 2-19 Zeitlicher Verlauf des CO<sub>2</sub>-Bedarfs für CDR (rot) und CCU (hellblau)

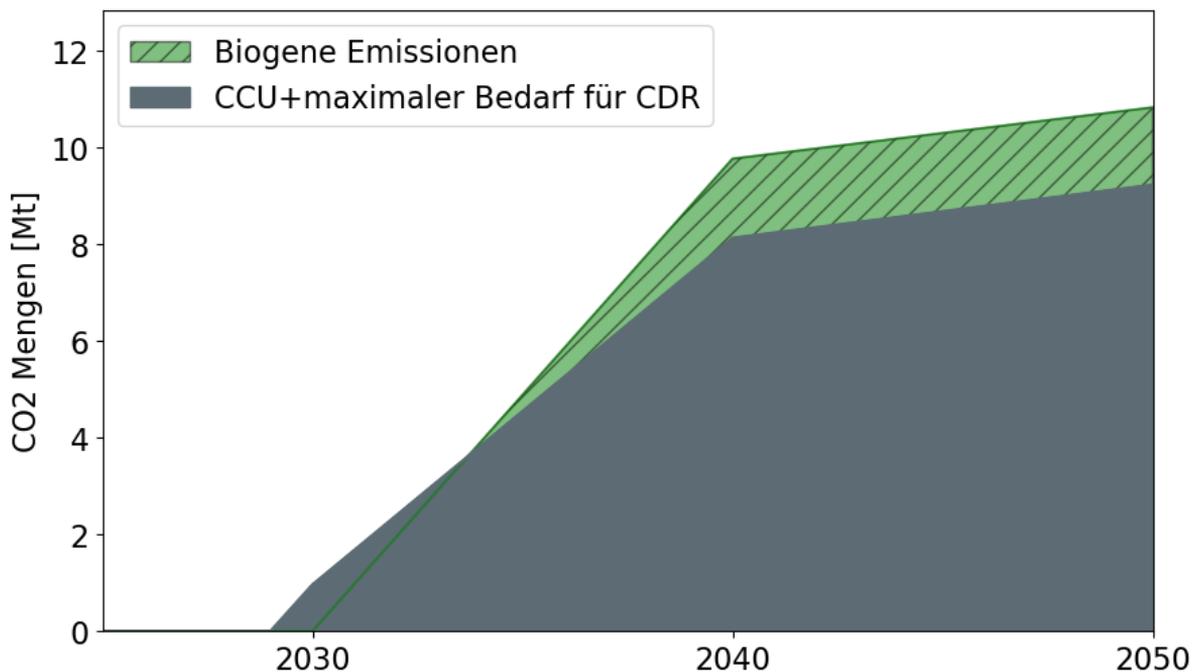


Abbildung 2-20 Gegenüberstellung des zeitlichen Verlaufs des CO<sub>2</sub> Bedarfs für CCU und CDR

### 2.3 Geologische Speicherung von CO<sub>2</sub>

Die langfristige Speicherung von CO<sub>2</sub> (Carbon Capture and Storage – CCS) ist in tiefen geologischen Formationen möglich. Hierfür stellen vorrangig ehemalige Kohlenwasserstofflagerstätten sowie saline Aquifere geeignete Optionen dar [10]. Derzeit verfügen Asien und Nordamerika über die größten identifizierten Speicherkapazitäten. Die CO<sub>2</sub>-Speicherkapazitäten Europas belaufen sich ersten Schätzungen zufolge auf bis zu 300 Gigatonnen (Gt). Die Nordsee verfügt dabei über CO<sub>2</sub>-Speicherkapazitäten von 200 Gt [11].

Aufgrund der geologischen Gegebenheiten und des Technology Readiness Level (TRL) gelten ehemalige Kohlenwasserstofflagerstätten in Österreich als die Speicheroption, die mit größter Wahrscheinlichkeit in naher Zukunft entwickelt wird [28]. Saline Aquifere weisen höhere Speicherpotenziale als Kohlenwasserstofflagerstätten auf, sind jedoch in der Regel weniger gut erforscht. Die geologische Speicherung von CO<sub>2</sub> in salinen Aquiferen erfordert daher längere Entwicklungszeiten (Erkundung und Charakterisierung) [29]. Auf Basis der bisherigen Kohlenwasserstoffproduktion wird in [28] die maximale CO<sub>2</sub>-Speicherkapazität in ehemaligen Kohlenwasserstofflagerstätten auf 465 Mt geschätzt (theoretische Speicherkapazität). Laut techno-ökonomischen Untersuchungen unter Berücksichtigung geologischer, technologischer und wirtschaftlicher Rahmenbedingungen beläuft sich die praktische Speicherkapazität in österreichischen Kohlenwasserstofflagerstätten auf 118 Mt CO<sub>2</sub> [30].

In einer laufenden Evaluierung zu CCS-Potenzialen in Österreich werden effektive Speicherkapazitäten in Kohlenwasserstofflagerstätten erhoben [31]. Die gesamte effektive Speicherkapazität in den untersuchten Kohlenwasserstofflagerstätten beträgt rund 275 Mt [31]. Gasfelder, die zurzeit zur saisonalen Speicherung von Erdgas genutzt werden, sind ebenfalls Teil dieser Evaluierung. Diese Reservoirs werden zukünftig auch für die Nachnutzung als Wasserstoffspeicher in Betracht gezogen. Ein potenzieller Nutzungskonflikt der untersuchten Reservoirs mit der Speicherung von H<sub>2</sub> und CH<sub>4</sub> wird im Zuge dieser Evaluierung nicht diskutiert, ist jedoch zukünftig notwendig. In Tabelle 2-7 sind CO<sub>2</sub>-Speicherkapazitäten von Kohlenwasserstofflagerstätten mit einer Gesamtkapazität größer 2 Mt dargestellt.

Tabelle 2-7: Potenzielle CO<sub>2</sub>-Speicher mit einer Speicherkapazität größer 2 Mt in Kohlenwasserstofffeldern in Österreich [31]; Abkürzungen der Regionen: WB: Wiener Becken; MZOÖ: OÖ Molassezone, MZNO: NÖ Molassezone, FKA: Flysch/Kalkalpen

Speicherfeld ID	Speicherkapazität [Mt]	Art des Kohlenwasserstofffeldes	Region
F025_R001	45,6	Gasfeld	WB
F023_R001	40,8	Ölfeld	WB
F023_R002	30,0	Ölfeld	WB
F018_R001	29,1	Gasfeld	WB
F008_R001	15,0	Gaskondensatfeld	FKA
F029_R001	11,3	Gasfeld	MZOÖ
F046_R001	10,1	Gasfeld	MZOÖ
F019_R001	9,1	Ölfeld	WB
F012_R001	7,5	Ölfeld	WB
F049_R001	5,9	Gasfeld	MZOÖ
F038_R001	5,8	Gasfeld	MZOÖ
F016_R001	5,2	Gasfeld	WB
F026_R002	5,0	Gasfeld	MZOÖ
F001_R003	4,5	Gasfeld	WB

<b>F044_R001</b>	4,5	Gasfeld	WB
<b>F051_R001</b>	4,2	Ölfeld	WB
<b>F001_R001</b>	4,1	Ölfeld	WB
<b>F022_R001</b>	3,8	Gasfeld	WB
<b>F037_R001</b>	3,4	Gasfeld	MZOÖ
<b>F052_R001</b>	3,2	Gasfeld	WB
<b>F043_R001</b>	3,0	Gasfeld	MZOÖ
<b>F017_R001</b>	2,9	Ölfeld	MZNÖ
<b>F036_R001</b>	2,9	Gasfeld	MZOÖ
<b>F044_R002</b>	2,9	Gasfeld	WB
<b>F047_R001</b>	2,7	Gasfeld	MZOÖ
<b>F030_R001</b>	2,6	Ölfeld	MZOÖ
<b>F026_R004</b>	2,6	Gasfeld	MZOÖ
<b>F026_R001</b>	2,2	Gasfeld	MZOÖ
<b>F031_R001</b>	2,2	Gasfeld	MZOÖ
<b>F028_R001</b>	2,1	Gasfeld	MZOÖ

Nachdem in Müllverbrennungsanlagen, sowie in der Zement-, Kalk-, und Feuerfestindustrie weiterhin residuales, unvermeidbares CO<sub>2</sub> geogenen und fossilen Ursprungs anfällt, muss dieses mittels Carbon Capture and Sequestration (CCS) behandelt werden, um Klimaneutralität zu erreichen. Andere Industrien, wie die Stahl- und chem. Industrie, können theoretisch über erneuerbare Energieträger, wie grünen Strom oder grünen Wasserstoff, dekarbonisiert werden. Falls diese erneuerbaren Energieträger bis 2050 jedoch noch nicht ausreichend wirtschaftlich verfügbar sind, kann CCS für diese Industrie als Brückentechnologie zur Dekarbonisierung dienen. Die residualen Emissionen aus diesen Kategorien sowie der CO<sub>2</sub> Bedarf für CDR müssen für die Sequestrierung in Betracht gezogen werden. Die Sequestrierung kann entweder im Ausland oder national erfolgen. Daher wird im Folgenden der Bedarf an CO<sub>2</sub>-Export unter Berücksichtigung nationaler CO<sub>2</sub>-Speicher erläutert. Nationale CO<sub>2</sub>-Speicher werden trotz des derzeitigen Verbotes zur CO<sub>2</sub>-Speicherung in Österreich miteinbezogen, um das grundsätzliche Potential einer solchen Lösung zu untersuchen. CO<sub>2</sub>-Speicher im Ausland befinden sich vor allem in der Nordsee, im Mittelmeer oder im schwarzen Meer, welche eine Gesamtkapazität im Bereich von Mrd. Tonnen aufweisen.

Die Speicherkapazität der nationalen Speicher basiert auf Potentialstudien [28, 30], wobei mögliche CO<sub>2</sub>-Speicher in ausgeförderten Öl- und Gaslagerstätten identifiziert wurden. Diese Studien wurden von möglichen österreichischen Speicherbetreibern evaluiert und weitere technische und wirtschaftliche Betrachtungen mitberücksichtigt, um die einzelnen Speicherstätten hinsichtlich deren tatsächlich realisierbaren Potentials zu bewerten (insb. jährlich Einspeicherrate und Gesamtspeicherkapazität). Unter Berücksichtigung dieser Faktoren ergibt sich eine technisch verfügbare Gesamtkapazität der CO<sub>2</sub>-Speicher von ca. 150 Mt und eine jährliche Einspeicherrate von 5,9 Mt/Jahr.

In Abbildung 2-21 sind die residualen Emissionen der Kategorien Müllverbrennungsanlagen, Zement-, Kalk-, Feuerfestindustrie (hellblau) sowie andere Industrien (hellgrau), welche für CCS angedacht werden müssen, sowie der Bedarf an CDR (dunkelrot) den nationalen Speicherkapazitäten (lila) gegenübergestellt. Dabei ist zu erkennen, dass die notwendigen Mengen für CDR und CCS die jährlichen möglichen Einspeicherraten der österreichischen Speicher übersteigen. Daher ist ein Export von CO<sub>2</sub> (petrol, strichliert) notwendig, dessen Menge durch die Differenz der residualen Emissionen und der nationalen Speicher quantifiziert werden kann. Diese Notwendigkeit eines CO<sub>2</sub>-Exports erfordert den Anschluss des österreichischen CO<sub>2</sub>-Netzes an ausländische CO<sub>2</sub>-Netze, wie z.B. an Deutschland, Italien und/oder eventuell an den Osten.

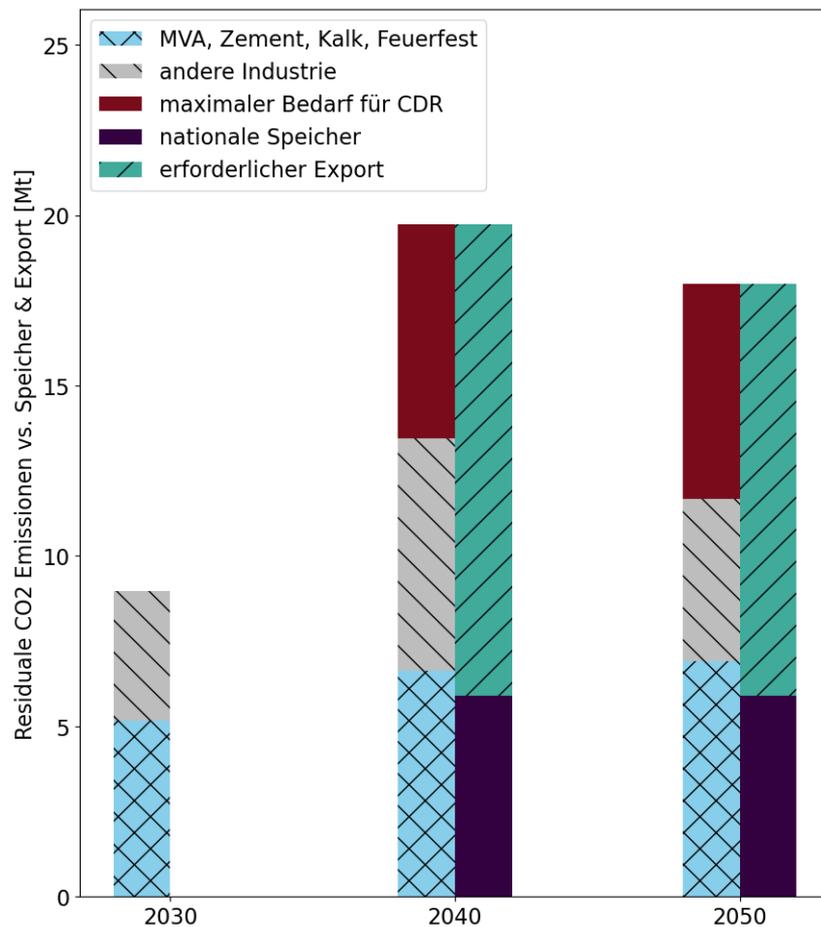


Abbildung 2-21 Residuale CO<sub>2</sub>-Mengen der Müllverbrennungsanlagen, Zement-, Kalk-, Feuerfestindustrie sowie anderen Industrien (Stahl-, chem. Industrie) für CCS sowie CO<sub>2</sub> Bedarf für CDR werden der Speicherkapazität der nationalen Speicher gegenübergestellt. Daraus ergibt sich der Exportbedarf an CO<sub>2</sub>.

In Abbildung 2-22 wird die minimale CO<sub>2</sub>-Menge, die für CCS angedacht werden muss (siehe auch Abbildung 2-10), in einem zeitlichen Verlauf dargestellt. Die zu speichernden CO<sub>2</sub>-Emissionen stammen aus der Zement-, Kalk-, und Feuerfestindustrie und beinhalten den fossilen Anteil (~50%) der Emissionen der Müllverbrennungsanlagen. Für CDR wird hier im Jahr 2040 ein minimaler Bedarf von biogenem CO<sub>2</sub> von 1,7 Mt/a angenommen. Der zeitliche Verlauf zeigt, dass die Inbetriebnahme der ersten CCS-Anlagen ab 2030 erfolgt und linear bis 2040 ansteigt. Der genaue Hochlauf der CCS-Anlagen muss jedoch noch im Detail erarbeitet werden.

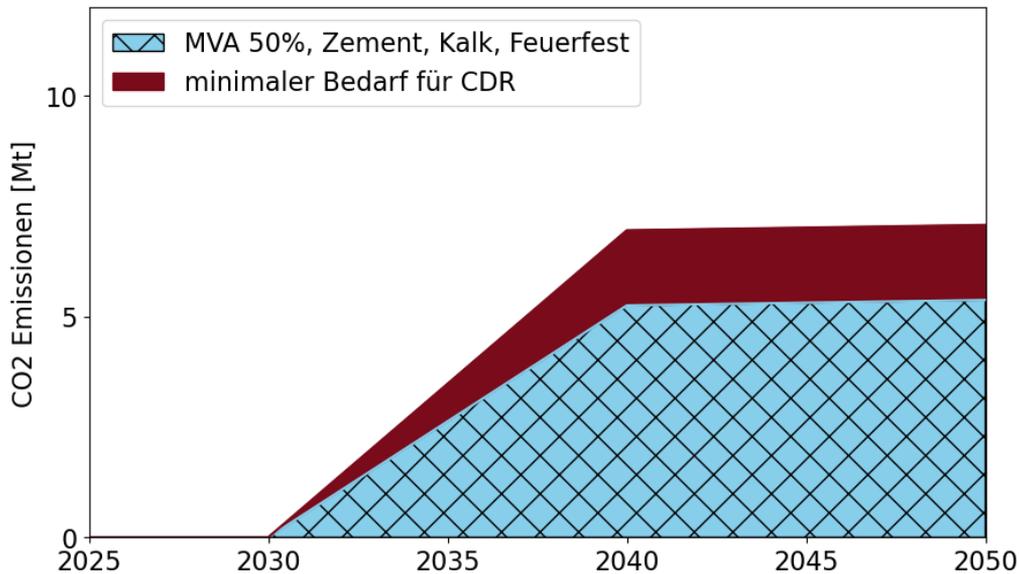


Abbildung 2-22 Zeitlicher Verlauf der minimalen CO<sub>2</sub>-Mengen für CCS

In Abbildung 2-23 ist der zeitliche Verlauf der minimalen CO<sub>2</sub>-Mengen, die für CCS angedacht werden müssen, zusammengefasst und durch den cyanen Strich gekennzeichnet. Diese Mengen werden dann den nationalen Speicherkapazitäten gegenübergestellt. Hier wurde angenommen, dass erste nationalen Speicher bereits ab 2030 in Betrieb gehen und deren vollständige Kapazität ab 2035 genutzt werden kann. Selbst im Minimalszenario übersteigt die einzuspeichernde Menge, die jährlich möglichen Einspeicherraten der österreichischen CO<sub>2</sub>-Speicher, weshalb ein Export von CO<sub>2</sub> notwendig ist. Der minimale Exportbedarf von CO<sub>2</sub> beträgt in etwa 1,3 Mt/a.

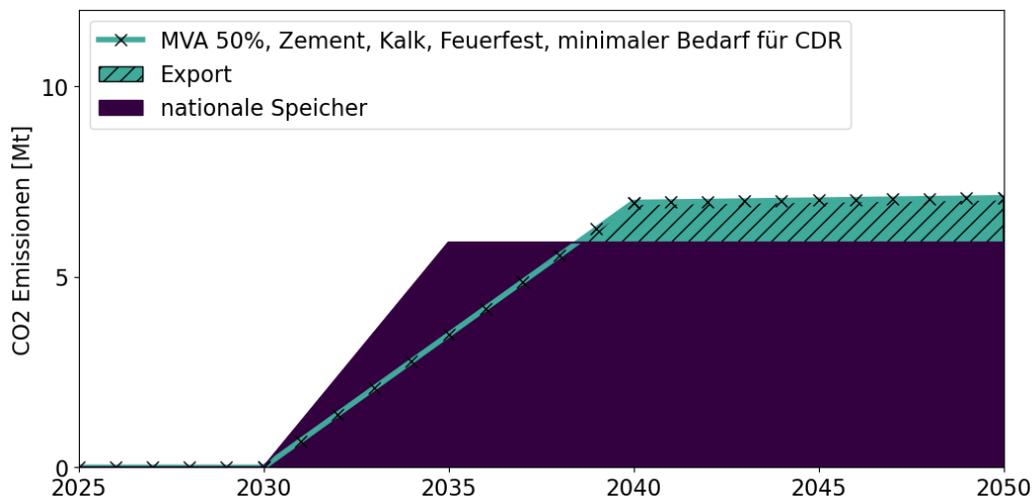


Abbildung 2-23 Zeitlicher Verlauf der nationalen Speicher sowie der minimalen CO<sub>2</sub>-Mengen für CCS. Daraus resultiert der minimale Exportbedarf von CO<sub>2</sub>.

Im Maximalszenario werden zusätzlich zu den CO<sub>2</sub>-Emissionen der Zement-, Kalk und Feuerfestindustrie und den fossilen CO<sub>2</sub>-Emissionen der Müllverbrennungsanlagen auch dessen biogene Emissionen sowie die CO<sub>2</sub>-Emissionen der anderen Industrien (Stahl und chem. Industrie) berücksichtigt. Zudem wird hier der maximale Bedarf für CDR von 6,3 MtCO<sub>2</sub> betrachtet. In Abbildung 2-24 ist der zeitliche Verlauf der maximalen CO<sub>2</sub>-Mengen, die für CCS angedacht werden müssen, dargestellt. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen erreichen im Jahr 2040 einen Peak und gehen bis 2050 zurück, da die anderen Industrien, wie die Stahl- und chem. Industrie, in diesem Zeitraum auf CO<sub>2</sub>-neutrale Energieträger

umsteigen, sobald diese ausreichend wirtschaftlich verfügbar sind. Bis zur Verfügbarkeit der erneuerbaren Energieträger soll CCS für diese Sektoren als Brückentechnologie dienen, weshalb diese CO<sub>2</sub>-Mengen ebenfalls berücksichtigt werden müssen. Grundsätzlich soll CCS jedoch nur für residuale Emissionen, die nicht anderweitig vermieden werden können, dienen.

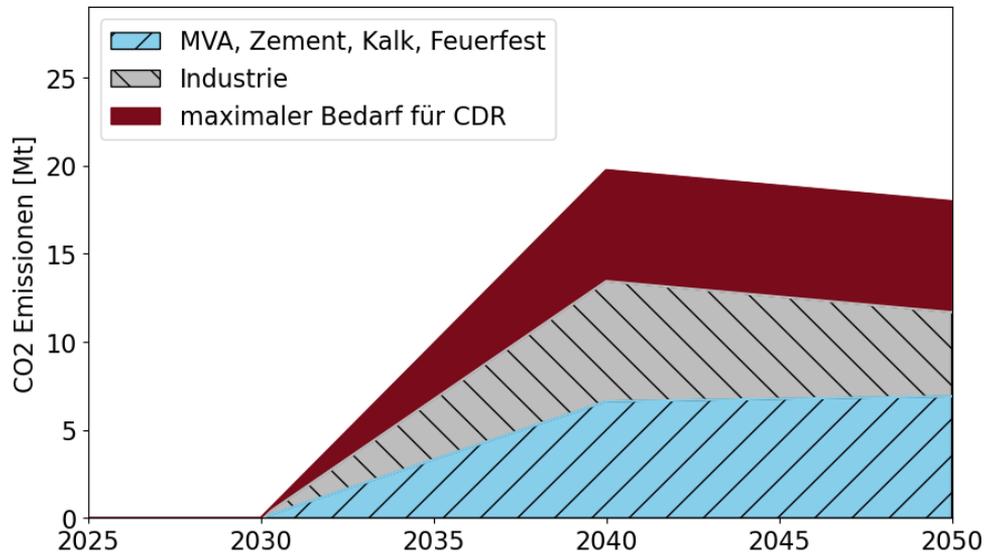


Abbildung 2-24 Zeitlicher Verlauf der maximalen CO<sub>2</sub>-Mengen für CCS

In Abbildung 2-25 wurden die maximalen CO<sub>2</sub>-Mengen für CCS zusammengefasst und den nationalen Speicherkapazitäten gegenübergestellt. Die CO<sub>2</sub>-Mengen für CCS umfassen die Emissionen der Müllverbrennungsanlagen, die Emissionen aus der Zement-, Kalk-, und Feuerfestindustrie sowie den maximalen Bedarf an CDR. Trotz nationaler Speicherkapazitäten von 5,9 Mt/a ist ein Export von ungefähr 15 Mt/a im Maximalszenario erforderlich. Falls das CO<sub>2</sub>-Speicherverbot in Österreich nicht aufgehoben wird oder technische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen zu geringeren tatsächlich realisierten Speichermengen führen, ist ein Export von bis zu 20 Mt/a notwendig, um Klimaneutralität zu erreichen. Der Exportbedarf kann durch zusätzliche biogene CO<sub>2</sub>-Emissionen, welche für diverse CCU- oder CDR-Anwendungen im Ausland benötigt werden, noch erhöht werden. Nachdem CDR für die Erreichung der Klimaneutralität unerlässlich ist und die genauen zukünftigen CO<sub>2</sub>-Mengen für CDR von dem in dieser Studie angenommenen Maximalwert für CDR abweichen können, ist eine genaue Erarbeitung der biogenen CO<sub>2</sub>-Mengen für CDR notwendig. Darüber hinaus wird es in Zukunft einen freiwilligen bzw. mit ETS harmonisierenden Markt für biogenes CO<sub>2</sub> geben, wobei sich die dafür benötigten rechtlichen Rahmenbedingungen momentan in der Entstehung befinden. [32]

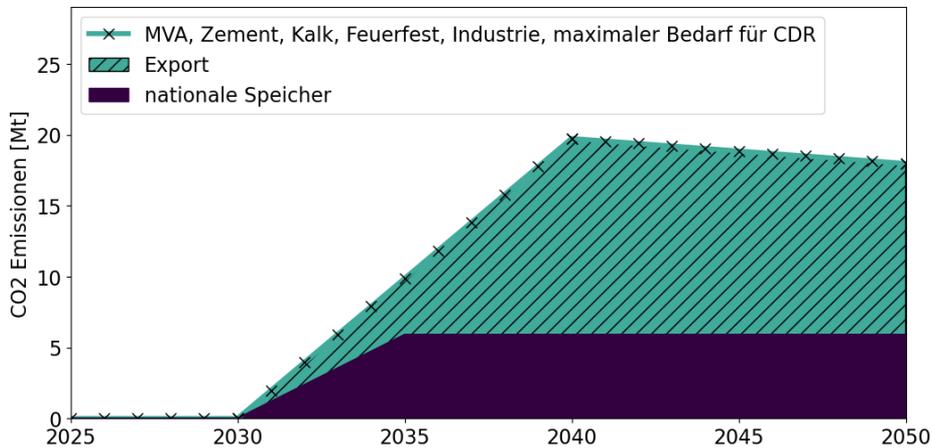


Abbildung 2-25 Zeitlicher Verlauf der nationalen Speicher sowie der maximalen CO<sub>2</sub>-Mengen für CCS. Daraus resultiert der maximale Exportbedarf von CO<sub>2</sub>.

## 2.4 Zusammenfassung

Abschließend werden in Tabelle 2-8 die erhobenen CO<sub>2</sub>-Mengen der CO<sub>2</sub>-Quellen sowie der möglichen Senken zusammengefasst. Das Angebot an biogenen CO<sub>2</sub> aus CO<sub>2</sub>-Punktquellen umfasst Quellen aus der Papier- und Zellstoffindustrie, Biomasse-KWKs, Biogasanlagen sowie Bioethanolanlagen. Wie in Abbildung 2-9 dargestellt, weisen auch Punktquellen aus der Zement-, Kalk-, und Feuerfestindustrie sowie anderer Industrien biogenes CO<sub>2</sub> auf. Dieser biogene Anteil ist in Tabelle 2-8 bei den residualen Emissionen für CCS inbegriffen und wird unter dem Begriff Mitnahmeeffekt in der Sektion ‚Angebot an biogenen CO<sub>2</sub> aus CO<sub>2</sub> Punktquellen‘ explizit ausgewiesen. Die CO<sub>2</sub>-Menge der Müllverbrennungsanlagen ist fossilen sowie biogenen Ursprungs. Der fossile Anteil wird der Kategorie der residualen Emissionen zugeordnet, wohingegen der biogene Anteil der Sektion ‚Angebot an biogenen CO<sub>2</sub> aus CO<sub>2</sub>-Punktquellen‘ zugehört.

Tabelle 2-8 CO<sub>2</sub>-Mengen in kMt/a aus Industriebefragungen

Mengen aus Industriebefragungen	Anzahl der Punktquellen > 50 kt/a	CO <sub>2</sub> -Mengen in Mt/a 2030	CO <sub>2</sub> -Mengen in Mt/a2040	CO <sub>2</sub> -Mengen in Mt/a 2050
<b>Residuale Emissionen für CCS</b>				
Zement, Kalk, Feuerfest	15	3,4	3,9	4,0
Müllverbrennungsanlagen (fossiler Anteil)	13	0,9	1,4	1,3
Andere Industrie	4	3,8	6,8	4,8
Gesamt	32	8,1	12,1	10,1
<b>Bedarf an biogenem CO<sub>2</sub> für CCU und CDR</b>				
CCU	n.a.	0,9	1,9	3,0
CDR (minimal)	n.a.	n.a.	1,7	1,7
CDR (maximal)	n.a.	n.a.	6,3	6,3
Gesamt (minimal)	n.a.	0,9	3,6	4,7
Gesamt (maximal)	n.a.	0,9	8,2	9,3
<b>Angebot an biogenen CO<sub>2</sub> aus CO<sub>2</sub>-Punktquellen</b>				
Papier/Zellstoff	22	6,8	6,9	7,5
Biomasse-KWK	16	2,0	2,0	2,0
Biogas	n.a.	0,4	0,8	1,2

Mengen aus Industriebefragungen	Anzahl der Punktquellen > 50 kt/a	CO <sub>2</sub> -Mengen in Mt/a 2030	CO <sub>2</sub> -Mengen in Mt/a2040	CO <sub>2</sub> -Mengen in Mt/a 2050
Bioethanol	1	0,1	0,1	0,1
Gesamt	39	9,3	9,8	10,8
Mitnahmeeffekt Zement, Kalk, Feuerfest	15	0,2	0,4	0,4
Mitnahmeeffekt andere Industrie	4	0	0,2	0,2
Müllverbrennungsanlagen (biogener Anteil)	13	0,9	1,4	1,5
<b>Nationale Speicherkapazität</b>				
Maximale jährliche Einspeichermenge in österr. Kohlenwasserstoff-Lagerstätten (techno-ökonomisch erschließbar)	n.a.	5,9	5,9	5,9
Technische Speicherkapazität berücksichtigter Kohlenwasserstoff Lagerstätten, Mt	n.a.	141,0	141,0	141,0
<b>Exportmengen</b>				
Minimal notwendige Menge an zu exportierendem CO <sub>2</sub> (Residuale Emissionen + CDR (minimal) - Einspeichermenge)	n.a.	2,2	7,9	5,9
Maximal notwendige Menge an zu exportierendem CO <sub>2</sub> (Residuale Emissionen + CDR (maximal) - Einspeichermenge)	n.a.	2,2	12,5	10,5

In Abbildung 2-26 wurden die österreichischen CO<sub>2</sub>-Quellen und Senken, welche mehr als 100 kt/a emittieren bzw. benötigen, verortet. Fossile und geogene Quellen (blau) sind vor allem in den Industriegebieten in OÖ, NÖ/Wien, Steiermark und Salzburg zu finden. Fossile und biogene Quellen in Ballungsräumen sind hauptsächlich Müllverbrennungsanlagen (orange) oder Biomasse-KWKs zur Energieversorgung. Biogene Quellen (grün), wie Papier- und Zellstoffindustrien und weitere Biomasse-KWKs, sind in bewaldeten Regionen, angesiedelt. Die größten Potentiale nationaler Speicher für CCS und CDR (grau) liegen im Wiener Becken, sowie in OÖ. Die strichlierten Linien stellen den Bereich dar, wo sich die nationalen Speicher befinden. Der Export von CO<sub>2</sub> für CCS und CDR kann nach Deutschland, Italien oder eventuell ostwärts erfolgen. Dazu gibt es vier mögliche Anschlusspunkte an ausländische CO<sub>2</sub>-Netze, welche in Abbildung 2-26 schwarz eingezeichnet sind. Diese Anschlusspunkte orientieren sich an den derzeitigen Anschlusspunkten für das Erdgasnetz. Die Herstellung der Grundchemikalien findet in Österreich hauptsächlich in Wien/Schwechat sowie in Linz statt. Ein weiterer Standort mit CO<sub>2</sub>-Bedarf für CCU wurde an der Grenze Deutschland-Österreich (Burghausen) identifiziert.

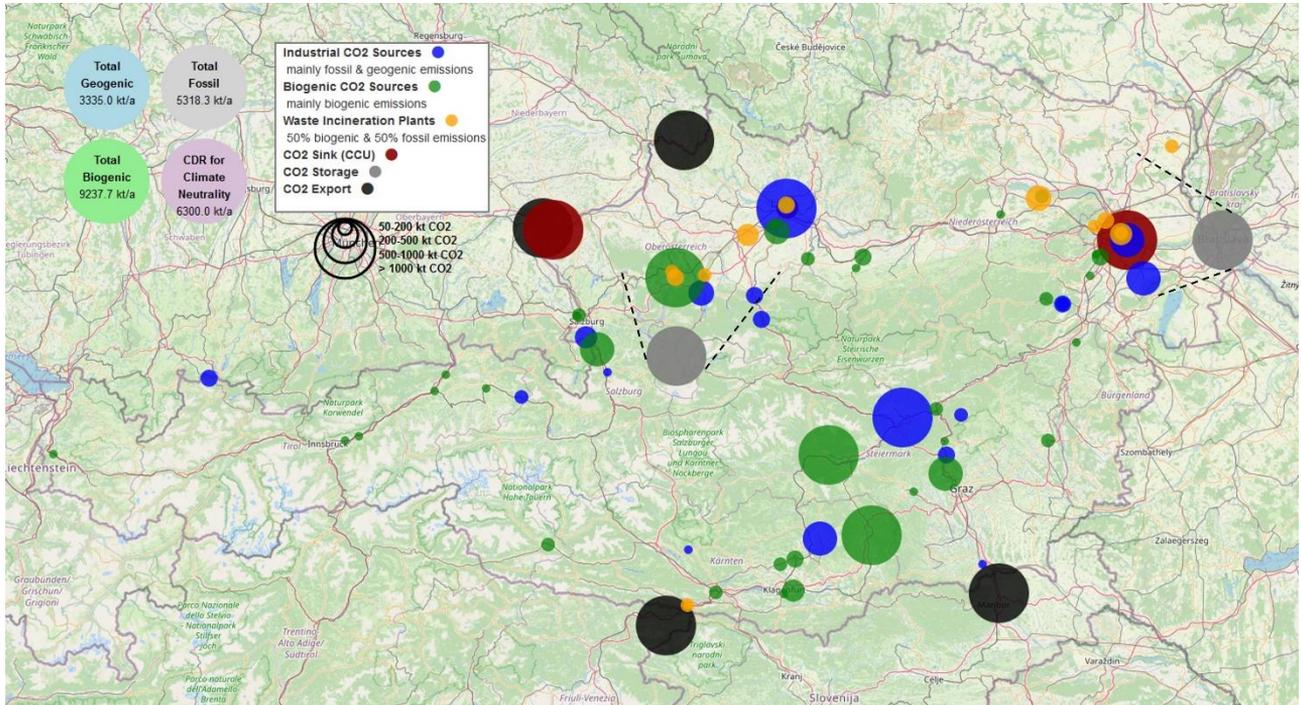


Abbildung 2-26 Verortung der CO<sub>2</sub> Quellen und Senken (> 100 kt/a)

Im Folgenden werden die wichtigsten Punkte der Quellen – und Senkenerhebung zusammengefasst:

- Die erhobenen CO<sub>2</sub>-Mengen geben einen Überblick, über potentielle zukünftige CO<sub>2</sub>-Mengen im Netz.
- In Österreich fallen jährlich ca. 15-25 Mt CO<sub>2</sub> an, die aus Punktquellen > 50 kt/a sowie Biogasanlagen stammen.
- Ein erheblicher Anteil (~10Mt) dieser CO<sub>2</sub>-Emissionen stammt aus biogenen CO<sub>2</sub>-Punktquellen sowie Biogasanlagen.
- Die tatsächlich zukünftig zu transportierenden CO<sub>2</sub> Mengen hängen jedoch von verschiedenen wirtschaftlichen sowie rechtlichen Rahmenbedingungen ab und können zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht exakt bestimmt werden.
- Eine detaillierte Netzauslegung (unter Berücksichtigung der Robustheit) sowie eine Analyse der verschiedenen Betriebsvarianten ist aufgrund der Variabilität (zeitlich, Mengen) und des (ev. bidirektionalen) CO<sub>2</sub> Transports von unterschiedlichen Quellen zu unterschiedlichen Senken im In- und Ausland inkl. Speicher erforderlich.
- Eine detaillierte Erarbeitung unterschiedlicher Mengenszenarien für und mit Emittenten sowie biogenen CO<sub>2</sub>-Punktquellen ist erforderlich.
- Die genauen zukünftigen Mengen für CDR und CCU müssen unter Berücksichtigung wirtschaftlicher, technischer und rechtlicher Rahmenbedingungen im Detail erarbeitet werden.
- Mögliche nationale CO<sub>2</sub>-Speicher (vorbehaltlich Aufhebung des CO<sub>2</sub>-Speicherverbots) inkl. deren Aufgaben, Kapazitäten und Einspeicherraten müssen unter Berücksichtigung der österreichischen und europäischen Gesetze und Richtlinien, insbesondere die österreichische

Carbon Management Strategie und die EU-Richtlinie 2009/31/EG zur geologischen Speicherung von Kohlenstoffdioxid, sowie technischer und wirtschaftlicher Rahmenbedingungen erarbeitet werden.

- Die jährlichen Einspeicherraten der betrachteten nationalen Speicher reichen nicht aus, um die österreichischen Klimaziele zu erreichen, weshalb der Export von CO<sub>2</sub> berücksichtigt werden muss. Die genauen Exportmengen von CO<sub>2</sub> müssen unter Berücksichtigung der rechtlichen, technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen mit Hilfe von CO<sub>2</sub>-Export-Mengenszenarien erarbeitet werden. Zudem müssen die möglichen Exportrouten, die sich aufgrund verfügbarer internationaler CO<sub>2</sub>-Speicher und CO<sub>2</sub>-Netzen ergeben, analysiert und festgelegt werden.

## 2.5 Literatur

- [1] Bains P., Psarras P., and Wilcox J., "CO2 capture from the industry sector," Progress in Energy and Combustion Science, no. 63, pp. 146–172, 2017.
- [2] Ramirez A., et. al., LCA4CCU: Guidelines for life cycle assessment of carbon capture and utilisation. [Online]. Available: <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/d58d8150-2d8e-11ed-975d-01aa75ed71a1/language-en>
- [3] EU Emission Trading System (EU ETS). [Online]. Available: [https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/union-registry\\_en#tab-0-1](https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/union-registry_en#tab-0-1)
- [4] Anderl M., et al., "Austria's National Inventory Report 2021: Submission under the United Nations Framework Convention on Climate Change and under the Kyoto Protocol," Wien.
- [5] Bundesgesetz über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten (Emissionszertifikatsgesetz 2011 - EZG 2011), 2011.
- [6] Umweltbundesamt GmbH, Pollutant Release and Transfer Register - PRTR. [Online]. Available: [https://secure.umweltbundesamt.at/PRTR-web/state.do?stateId=APP\\_START&txid=a3f5c318587acaa1d2ad342fda28c4d491d8c2c1](https://secure.umweltbundesamt.at/PRTR-web/state.do?stateId=APP_START&txid=a3f5c318587acaa1d2ad342fda28c4d491d8c2c1)
- [7] Alton V. and et al., Pathway to industrial decarbonisation: Scenarios for the development of the industrial sector in Austria. [Online]. Available: [https://www.nefi.at/files/media/Pdfs/NEFI\\_Szenarienbericht\\_v15\\_WHY\\_Design.pdf](https://www.nefi.at/files/media/Pdfs/NEFI_Szenarienbericht_v15_WHY_Design.pdf)
- [8] Anderl M. and et al., Energie- und Treibhausgasszenarien 2023: WEM, WAM und Transition mit Zeitreihen von 2020 bis 2050. [Online]. Available: <https://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/rep0882.pdf>
- [9] Hochmeister S., Kühberger L., Kulich J., Ott H., and Kieberger T., "A methodology for the determination of future Carbon Management Strategies: A case study of Austria," IJSEPM, Jg. 41, S. 108–124.
- [10] Intergovernmental Panel on Climate Change, "IPCC special report on carbon dioxide capture and storage," Cambridge, 2005. [Online]. Available: <https://www.ipcc.ch/report/carbon-dioxide-capture-and-storage/>
- [11] Debarre R., Gahlot P., Celeste G., and Plaisant M., Carbon Capture Utilization and Storage: Towards Net-Zero. [Online]. Available: <https://www.kearney.com/documents/17779499/17781864/CCUS-2021%2BFactBook.pdf/718e94af-1536-b23e-1ac9-a4de74ffef25?t=1623398953000>
- [12] Geres R., Kohn A., Lenz S., Ausfelder F., Bazzanella A.M., Möller A., "Roadmap Chemie 2050: Auf dem Weg zu einer treibhausgasneutralen chemischen Industrie in Deutschland. Eine Studie von DECHEMA und FutureCamp für den VCI," Oct. 2019.
- [13] Mikkelsen M., Jørgensen M., and Krebs J.C., "The teraton challenge. A review of fixation and transformation of carbon dioxide," Energy Environ. Sci., 3/1, pp. 43–81, 2010.
- [14] Kleijne K.d. and et al., "Limits to Paris compatibility of CO2 capture and utilization," One Earth, 5/2, pp. 168–185, 2022.

- [15] Binderbauer P.J., Kienberger T., and Staubmann T., "Synthetic load profile generation for production chains in energy intensive industrial subsectors via a bottom-up approach," *Journal of Cleaner Production*, no. 331, p. 130024, 2022.
- [16] Regierungsvorlage Bundesgesetz über die Einführung einer Versorgerverpflichtung für Gas aus erneuerbaren Quellen (Erneuerbares-Gas-Gesetz), 2024. Accessed: Jun. 4 2024. [Online]. Available: [https://www.parlament.gv.at/dokument/XXVII/I/2455/fname\\_1612191.pdf](https://www.parlament.gv.at/dokument/XXVII/I/2455/fname_1612191.pdf)
- [17] Kompost - & Biogasverband, Unabhängigkeit, Versorgungssicherheit und inländische Wertschöpfung mit heimischen Biogas.
- [18] Baumann M., Fazeni-Fraisl K., Kienberger T., Nagovnak P., Pauritsch G., Rosenfeld D., Sejkora C., Tichler R., "Erneuerbares Gas in Österreich 2040: Quantitative Abschätzung vom Nachfrage und Angebot," Jun. 2021.
- [19] Brunner F., "Biomethanpotential", E-Mail, Oct. 2023.
- [20] Strobl M., Biogasausbeuten verschiedener Substrate. [Online]. Available: [https://www.lfl.bayern.de/iba/energie/049711/?sel\\_list=9%2Cb&anker0=substratanker](https://www.lfl.bayern.de/iba/energie/049711/?sel_list=9%2Cb&anker0=substratanker) (accessed: Jun. 4 2024).
- [21] S. I. Sammer G., "BAT for large volume organic chemicals and production in Austria," Umweltbundesamt, Wien, Jänner 2001. Accessed: Jun. 4 2024. [Online]. Available: <https://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/be183.pdf>
- [22] Borealis AG, Borealis in Schwechat: Die Borealis Polyolefine GmbH - der größte Kunststoffhersteller Österreichs. [Online]. Available: <https://www.borealisgroup.com/%C3%B6sterreich/standorte/schwechat> (accessed: Jun. 4 2024).
- [23] L. R. Vetter J., OMV investierte in den Standort Schwechat und baut die Butadien-Produktion um knapp EUR 30 Mio aus. [Online]. Available: [https://www.ots.at/presseaussendung/OTS\\_20140515\\_OTS0068/omv-investierte-in-den-standort-schwechat-und-baut-die-butadien-produktion-um-knapp-eur-30-mio-aus](https://www.ots.at/presseaussendung/OTS_20140515_OTS0068/omv-investierte-in-den-standort-schwechat-und-baut-die-butadien-produktion-um-knapp-eur-30-mio-aus) (accessed: Jun. 4 2024).
- [24] OMV, OMV in Österreich Produkte & Verfahren: Produkte der Raffinerie Schwechat. [Online]. Available: <https://www.omv.at/de-at/ueber-uns/raffinerie-schwechat/verfahren-produkte> (accessed: Jun. 4 2024).
- [25] ICIS, Ed., "Polypropylene Asia Margin Report," Accessed: Jun. 4 2024. [Online]. Available: <https://s3-eu-west-1.amazonaws.com/cjp-rbi-icis-compliance/wp-content/uploads/2013/08/Polypropylene-Asia-Margin-Report-Methodology.pdf>
- [26] Atsonios K., Li J., Inglezakis V.J., "Process analysis and comparative assessment of advanced thermochemical pathways for e-kerosene production," *Energy*, no. 278, p. 127868, 2023. [Online]. Available: [https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544223012628?ref=pdf\\_download&fr=RR-2&rr=8729d2b6aa8ac270](https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544223012628?ref=pdf_download&fr=RR-2&rr=8729d2b6aa8ac270)
- [27] Verordnung (EU) 2023/2405 des europäischen Parlaments und des Rates zur Gewährleistung gleicher Wettbewerbsbedingungen für einen nachhaltigen Luftverkehr (Initiative "ReFuelEU Aviation"), 2023. Accessed: Jun. 4 2024. [Online]. Available: [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=OJ:L\\_202302405](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=OJ:L_202302405)

- [28] C. T. Scharf C., "CO<sub>2</sub>-Sequestration Potential in Austrian Oil and Gas Fields," SPE, Montanuniversität Leoben, OMV, Vienna, Jun. 2006.
- [29] Bui M. and et al., "Carbon capture and storage (CCS): the way forward," *Energy Environ. Sci.*, 11/5, pp. 1062–1176, 2018.
- [30] Welkenhuysen K., Brüstle A.-K., Bottig M. Ramírez A., Swennen R., Piessens K., "A techno-economic approach for capacity assessment and ranking of potential options for geological storage of CO<sub>2</sub> in Austria," *Geologica Belgica*, 19/3-4, pp. 237–249, 2016.
- [31] Kulich J. and Ott H., "CCS: An essential component for a climate-neutral Austria? What we know so far," Department of Petroleum Engineering, Montanuniversität Leoben.
- [32] Tammes E., How to include Carbon Removals in the EU ETS? [Online]. Available: <https://evetamme.com/2023/09/10/carbon-removals-in-the-eu-ets/> (accessed: Jun. 4 2024).

## 3 NETZKONZEPT UND SZENARIEN - TRASSEN- UND ENTWICKLUNGSPLAN

### 3.1 CO<sub>2</sub>-Quellen und Senken für die Netzplanung

Auf Basis der erhobenen Gesamt-CO<sub>2</sub>-Mengen wurden 4 Netzszenarien mit dem Auftraggeber definiert. Dabei wurden aufgrund von technischen und wirtschaftlichen Aspekten bei allen Szenarien grundsätzlich geogene, biogene und fossile Punktquellen mit mehr als 100 kt CO<sub>2</sub> Emissionen pro Jahr (teilweise auch mit weniger, insbesondere bei den biogenen Quellen um hinreichend Menge für nationale Klimaneutralität zu erzielen) berücksichtigt. Der Bedarf für CDR ist bei allen Szenarien mit 6,3 Mt CO<sub>2</sub> vom Auftraggeber festgelegt worden. Nachdem die fossilen und geogenen Punktquellen, insbesondere die Müllverbrennungsanlagen auch teilweise biogenes CO<sub>2</sub> emittieren, wurden die biogene Punktquellen so ausgewählt, dass einerseits der Bedarf aus CDR für eine bilanzielle CO<sub>2</sub>-Neutralität Österreichs und CCU für Industriebedarf gedeckt wird und andererseits dies mit möglichst geringen Netzkosten geschieht. Der Anschluss an angrenzende CO<sub>2</sub>-Netze und somit der Export von CO<sub>2</sub> soll ab 2033 möglich sein.

In den Netzszenarien 1 und 2 werden nur die Emissionen der Zement-, Kalk-, und Feuerfestindustrie sowie der Müllverbrennungsanlagen berücksichtigt. Der Unterschied dieser beiden Szenarien liegt darin, dass im ersten Szenario nationale Speicher berücksichtigt werden, wohingegen im zweiten Szenario keine nationalen Speicher zur Verfügung stehen. Die Netzszenarien 3 und 4 beziehen zusätzlich zu den Emissionen der Zement-, Kalk-, und Feuerfestindustrie und der Müllverbrennungsanlagen auch die fossilen Emissionen der Eisen- und Stahlerzeugung sowie der chemischen Industrie mit ein. Im Gegensatz zu den ersten beiden Netzszenarien inkludieren die Netzszenarien 3 und 4 auch CCU. Ausgewählte biogene CO<sub>2</sub>-Punktquellen aus der Papier- und Zellstoffindustrie und aus Biomasse Heizwerke und KWK-Anlagen dienen zur Deckung des angenommenen Bedarfs an Carbon Dioxide Removal (CDR) und Carbon Capture Utilization (CCU) Die tatsächlich vorhandenen biogenen CO<sub>2</sub>-Mengen übersteigen die hier angenommenen biogenen Mengen. CO<sub>2</sub> aus Biogasanlagen wurde bei der Netzauslegung aufgrund der Dezentralität nicht berücksichtigt

Außerdem werden in Netzszenario 1 & 3 nationale Speicher berücksichtigt, wohingegen in Netzszenario 2 & 4 keine nationalen Speicher in Betracht gezogen werden. Im Folgenden beziehen sich alle Werte, welche unter 203X dargestellt werden, auf den Zeitraum von 2030-2033.

In Abbildung 3-1 sind die residualen CO<sub>2</sub>-Emissionen der in den Netzszenarien berücksichtigten Punktquellen aus der Zement-, Kalk- und Feuerfestindustrie, den Müllverbrennungsanlagen sowie der anderen Industrie dargestellt.

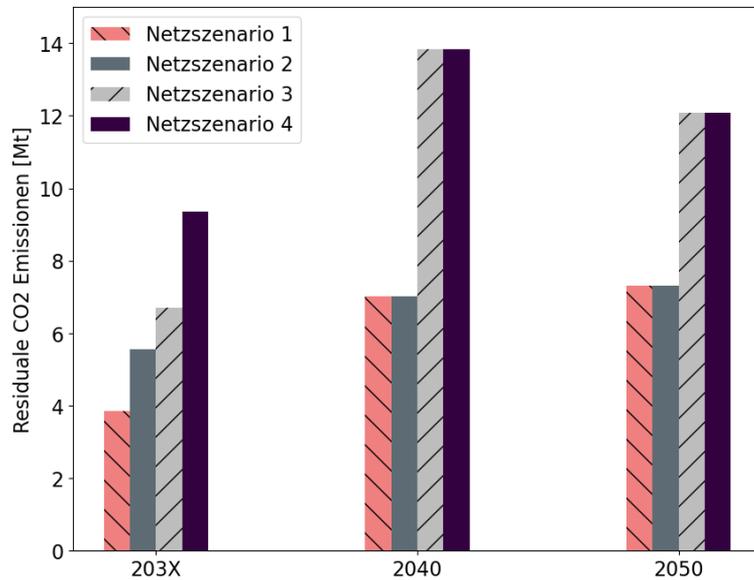


Abbildung 3-1 Residuale CO<sub>2</sub>-Emissionen aus den in den verschiedenen Netzszenarios berücksichtigten fossilen und geogenen CO<sub>2</sub> Punktquellen

In Abbildung 3-2 sind die CO<sub>2</sub>- Emissionen der biogenen Punktquellen, welche in den Netzszenarios berücksichtigt werden, dargestellt.

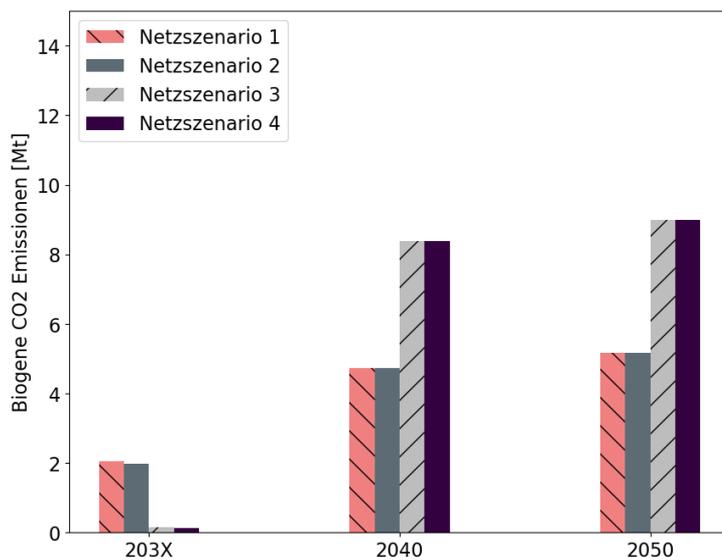


Abbildung 3-2 Biogene CO<sub>2</sub>-Emissionen aus den in den Netzszenarios berücksichtigten biogenen Punktquellen

In Abbildung 3-3 sind die gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen, welche in den Netzszenarios berücksichtigt wurden, zusammengefasst.

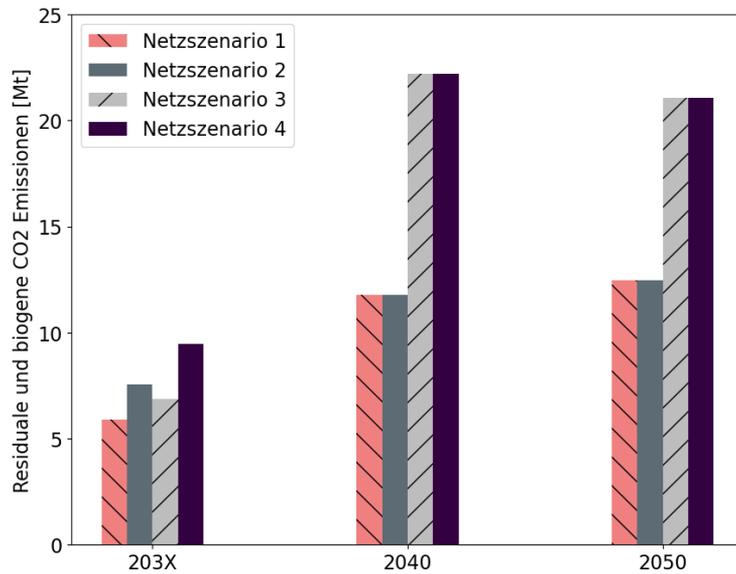


Abbildung 3-3 Gesamtemissionen aus den in den Netzszenerarien berücksichtigten Punktquellen

Abbildung 3-4 bis Abbildung 3-7 zeigen die gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen, welche in den Netzszenerarien berücksichtigt wurden, nach deren Ursprung aufgeschlüsselt. Ein erheblicher Anteil der CO<sub>2</sub>-Emissionen ist biogenen Ursprungs.

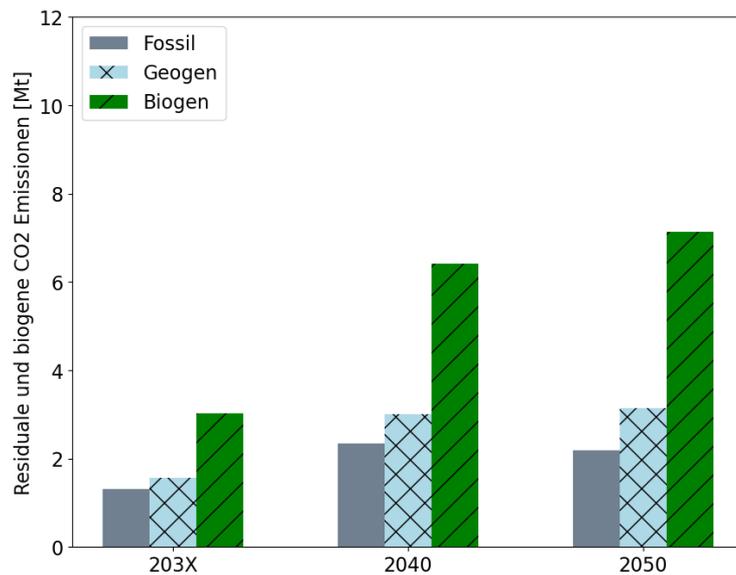


Abbildung 3-4 Ursprung der Gesamtemissionen Netzszenario 1

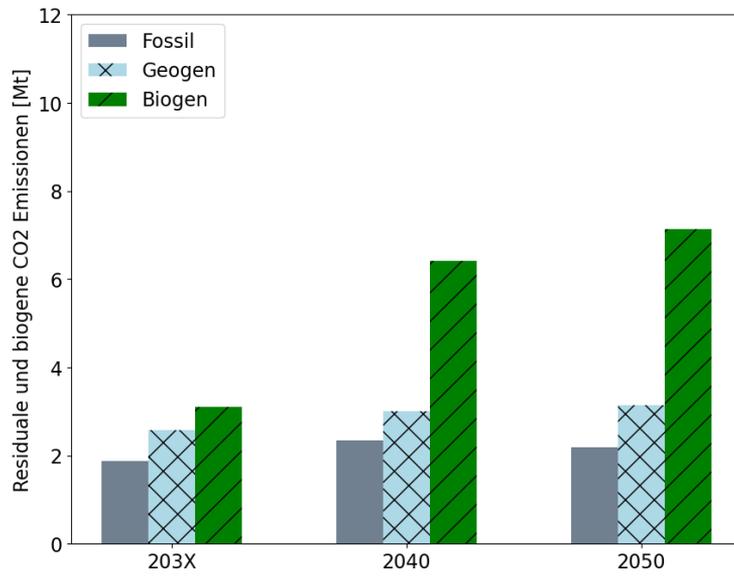


Abbildung 3-5 Ursprung der Gesamtemissionen Netzscenario 2

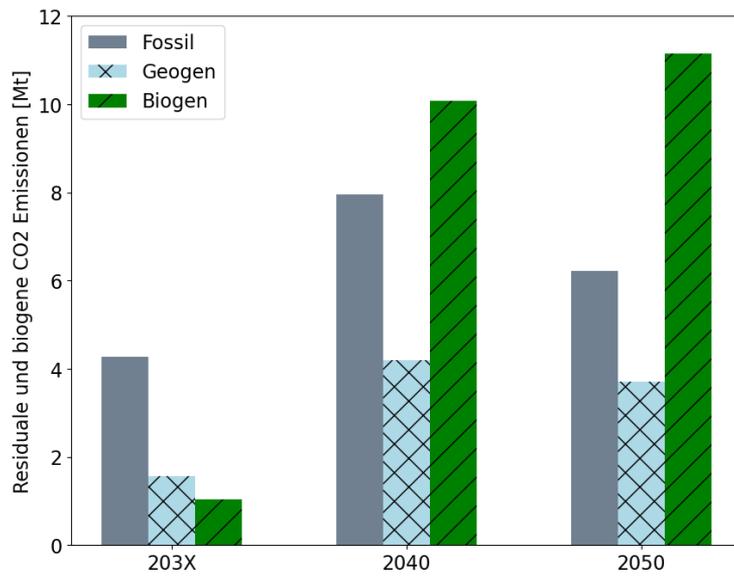


Abbildung 3-6 Ursprung der Gesamtemissionen Netzscenario 3

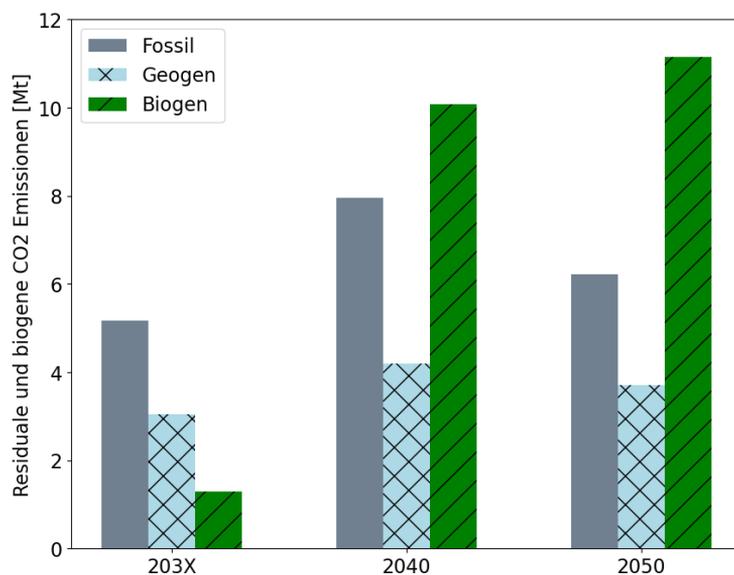


Abbildung 3-8 bis Abbildung 3-11 stellen den biogenen Anteil der gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen (in cyan) den Bedarf an CDR (in rot) und CCU (in hellblau) gegenüber. Nachdem in den Netzszenarien 1 und 2 CCU nicht berücksichtigt wird, ist in Abbildung 3-8 und Abbildung 3-9 nur der Bedarf an CDR dargestellt. Dahingegen ist in Abbildung 3-10 und Abbildung 3-11 der Bedarf an CDR und CCU ersichtlich, da in den Netzszenarien 3 und 4 CCU berücksichtigt wird. Insbesondere in den Netzszenarien 3 & 4 wurde das Netz auf eine größere biogene CO<sub>2</sub>-Menge, als für CDR und CCU benötigt, ausgelegt, da es einerseits sehr große biogene Punktquellen (>1000 kt/a) und andererseits viele kleine biogene Punktquellen (< 100 kt/a) gibt. Diese größere Auslegung ist bei Wegfall einer sehr großen Quelle erforderlich, da diese dann von vielen kleinen Quellen substituiert werden muss.

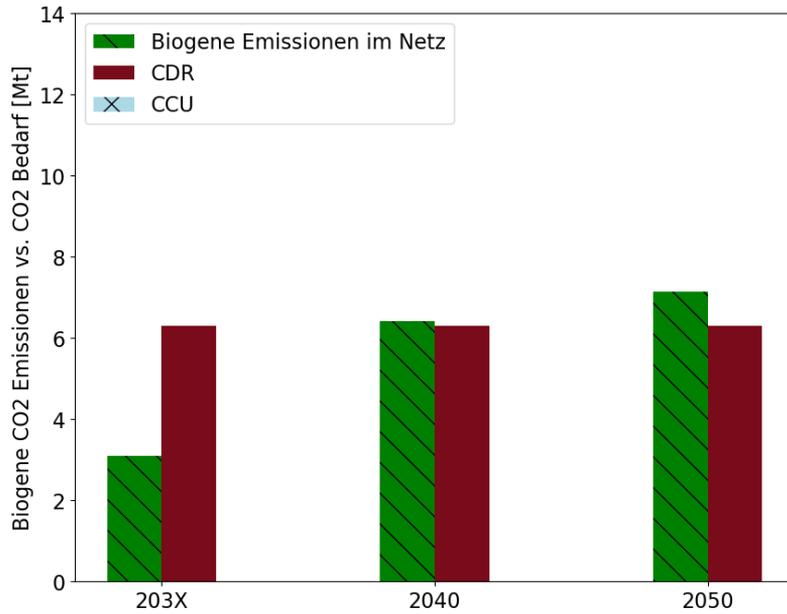


Abbildung 3-8 Biogenes CO<sub>2</sub> vs. Bedarf für CDR und CCU für Netzszenario 1

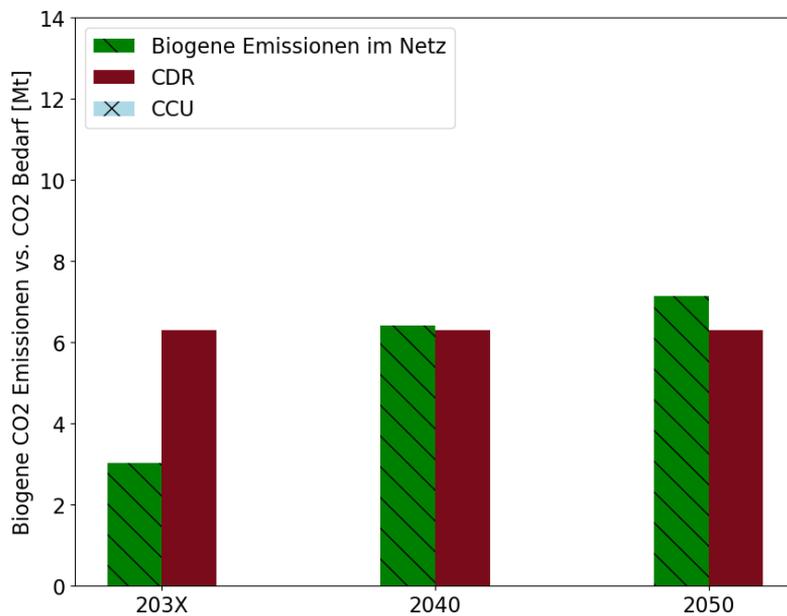


Abbildung 3-9 Biogenes CO<sub>2</sub> vs. Bedarf für CDR und CCU für Netzszenario 2

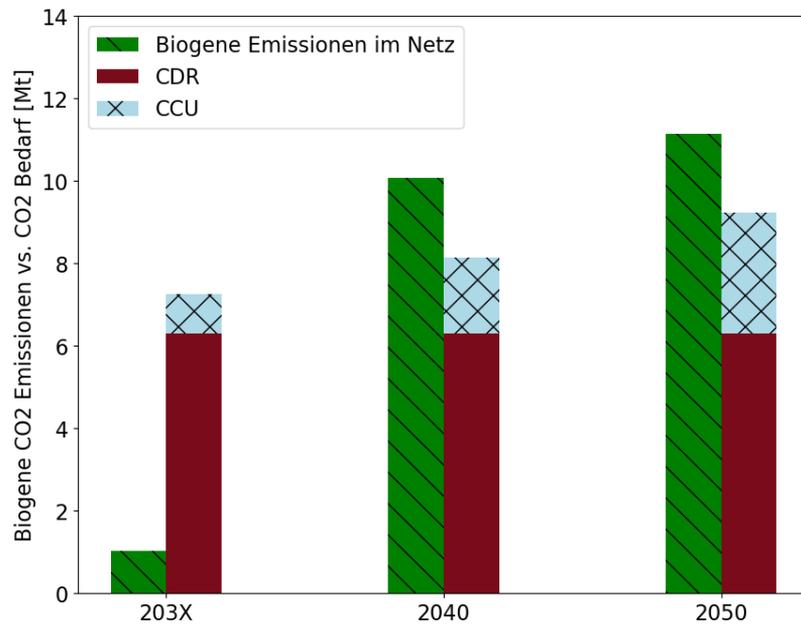


Abbildung 3-10 Biogenes CO<sub>2</sub> vs. Bedarf für CDR und CCU für Netzscenario 3

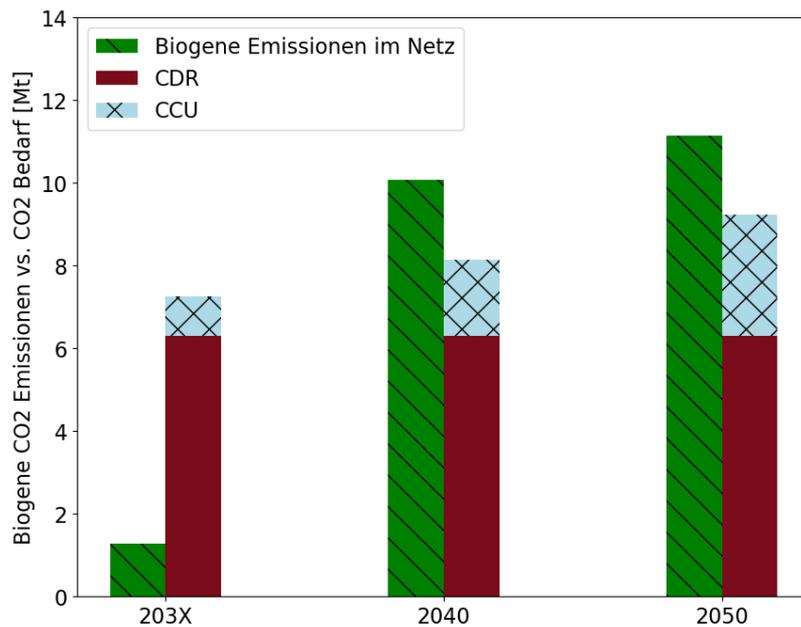


Abbildung 3-11 Biogenes CO<sub>2</sub> vs. Bedarf für CDR und CCU für Netzscenario 4

In Abbildung 3-12 bis Abbildung 3-15 sind die gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen (in grau), welche in den Netzscenarioen berücksichtigt wurden, zusammengefasst und den Senken gegenübergestellt. In den Netzscenarioen wird angenommen, dass nationale Speicher sowie CCU bereits in den 2030er Jahren verfügbar sind. Der Anschluss an ausländische Netze und somit der Export von CO<sub>2</sub> soll jedoch erst ab 2033 erfolgen.

In den Netzscenario 1 (Abbildung 3-12) und 2 (Abbildung 3-13) wird CCU nicht berücksichtigt. Netzscenario 1 (Abbildung 3-12) inkludiert nationale Speicher. Deren Kapazität ist jedoch zu gering, um die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Punktquellen vollständig zu sequestrieren. Daher resultiert ein Exportbedarf, der sich aus der Differenz der Gesamtemissionen der Punktquellen und der Speicherkapazität der nationalen Speicher ergibt. Nationale Speicher werden im Netzscenario 2 (Abbildung 3-13) nicht berücksichtigt, weswegen in diesem Szenario alle CO<sub>2</sub>-Emissionen exportiert werden müssen.

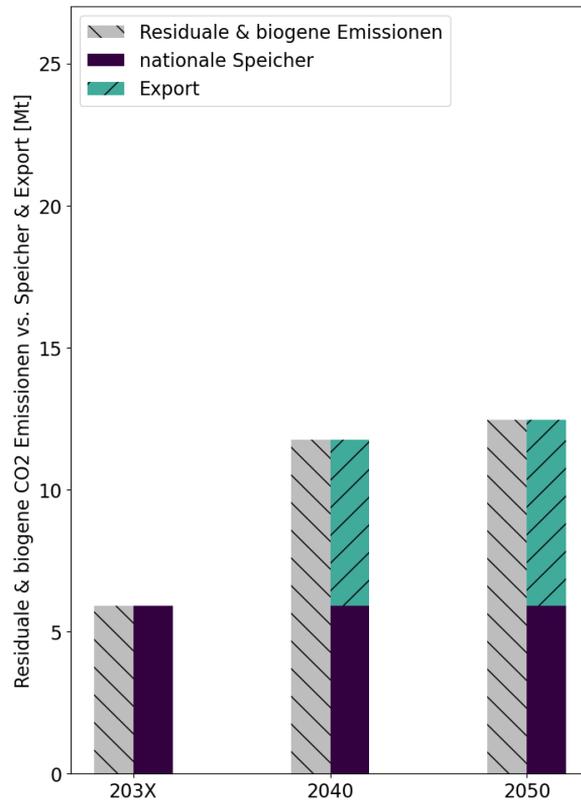


Abbildung 3-12 Gesamtemissionen für CCS im Netzscenario 1 vs. nationale Speicherkapazitäten und Exportbedarf

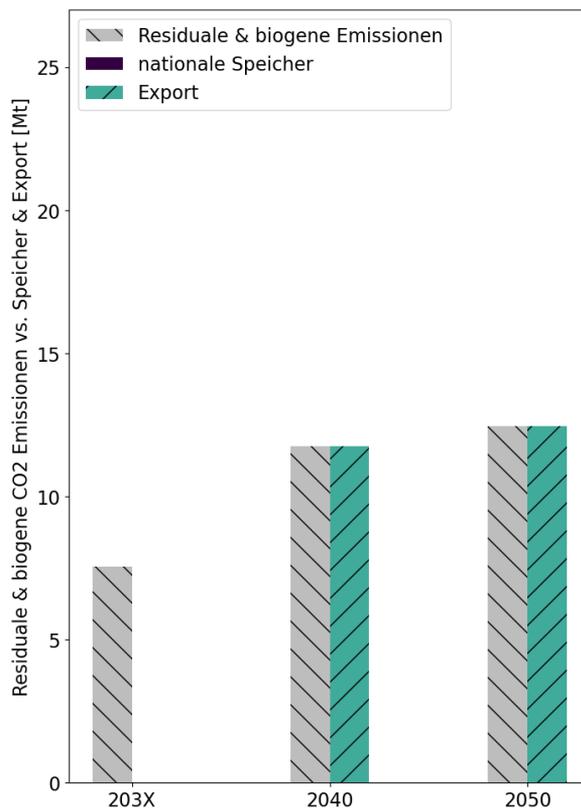


Abbildung 3-13 Gesamtemissionen für CCS im Netzscenario 2 vs. nationale Speicherkapazitäten und Exportbedarf

Netzscenario 3 (Abbildung 3-14) und 4 (Abbildung 3-15) beinhalten CCU. Daher verringert sich der Exportbedarf der beiden Szenarien, um die CO<sub>2</sub>-Menge, welche für CCU benötigt wird. Während im

Netzscenario 3 (Abbildung 3-14) nationale Speicher berücksichtigt werden und diese den Exportbedarf um deren Speicherkapazität verringern, werden im Netzscenario 4 (Abbildung 3-15) keine nationalen Speicher miteinbezogen.

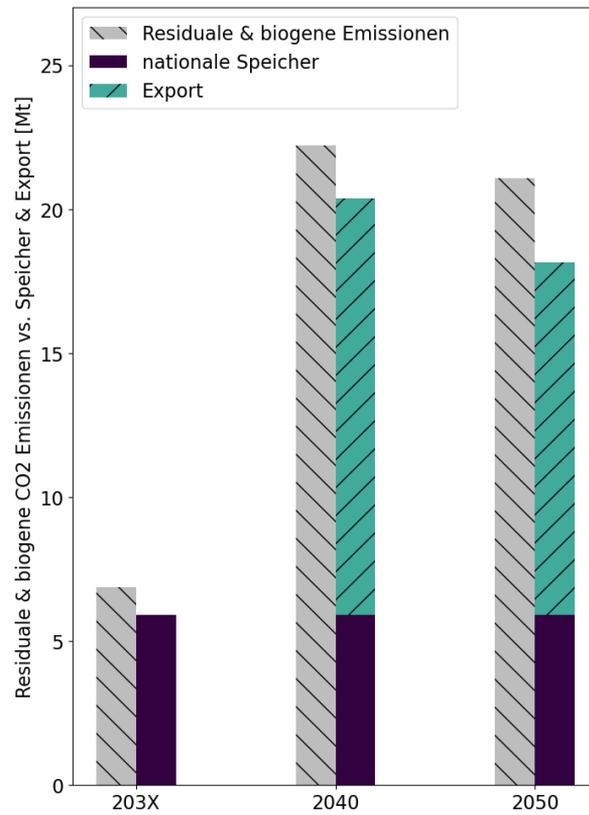


Abbildung 3-14 Gesamtemissionen für CCS im Netzscenario 3 vs. nationale Speicherkapazitäten und Exportbedarf

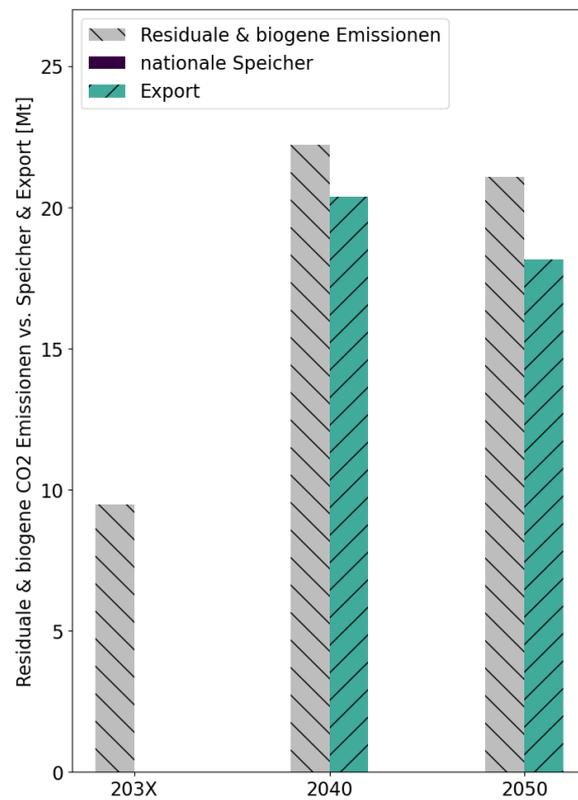


Abbildung 3-15 Gesamtemissionen für CCS im Netzscenario 4 vs. nationale Speicherkapazitäten und Exportbedarf

Zusammenfassend gibt Abbildung 3-16 einen Überblick über die berücksichtigten CO<sub>2</sub>-Mengen in den unterschiedlichen Szenarien. Als Entry gelten die CO<sub>2</sub>-Mengen, welche aus diversen Punktquellen stammen und fossilen, geogenen oder biogenen Ursprungs sind. Als Exit werden im Folgenden der Export, die nationale Speicherung sowie die inländischen CCU-Anwendungen berücksichtigt. Die genauen Werte können Tabelle 3-1 entnommen werden.

Tabelle 3-1 Überblick über die Entry- und Exit Mengen der Netzszenarien in kt/a

	Netzscenario 1			Netzscenario 2			Netzscenario 3			Netzscenario 4		
Jahr	203X	2040	2050									
Fossil	1.304	2.335	2.195	1.867	2.335	2.195	4.273	7.952	6.225	5.160	7.952	6.225
Geogen	1.568	3.015	3.132	2.575	3.015	3.132	1.558	4.185	3.702	3.045	4.185	3.702
Biogen	3.028	6.414	7.142	3.104	6.414	7.142	1.032	10.085	11.147	1.282	10.085	11.147
Gesamte CO <sub>2</sub> -Entry Menge	5.900	11.765	12.469	7.546	11.765	12.469	6.863	22.223	21.074	9.487	22.223	21.074
Export (Speicher Ausland)	-	5.865	6.569	-	11.765	12.469	-	14.490	12.241	-	20.390	18.141
Nationale Speicher	5.900	5.900	5.900	-	-	-	5.900	5.900	5.900	-	-	-
CCU	-	-	-	-	-	-	963	1.833	2.933	963	1.833	2.933
Gesamte CO <sub>2</sub> -Export Menge	5.900	11.765	12.469	-	11.765	12.469	6.863	22.223	21.074	963	22.223	21.074
Anlagen	21/22	41	42	21	41	42	22	76	76	22	76	76

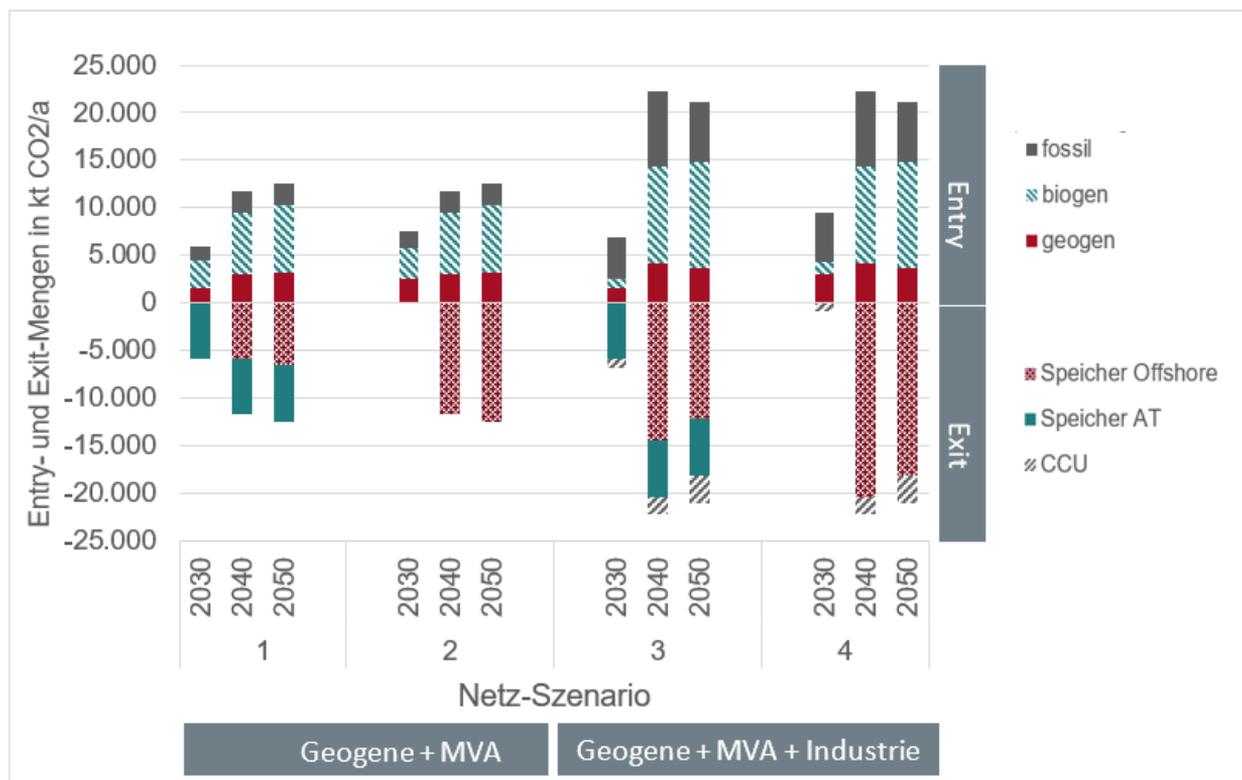


Abbildung 3-16: Überblick über die in den Netzszenarien verwendeten Entry und Exit Mengen

### 3.2 CO<sub>2</sub> Pipeline Transport

CO<sub>2</sub> kann je nach Betriebsdruck entweder in der Gasphase oder in der dichten Phase in Rohrleitungen transportiert werden. Die Vor- und Nachteile sind nachfolgend aufgelistet:

- Gasförmig (bei einer Dichte von 30 - 70 kg/m<sup>3</sup>)
  - Pipelines mit Nenndruck 40 bar
  - Betriebsdruck 10 - 35 barg bei Bodentemperatur in ca. 2 m Tiefe
  - Geringe Wandstärke und daher grundsätzlich geringere CAPEX
  - Aufgrund der geringeren Transportkapazität sind große Leitungsdurchmesser notwendig
  - Das CO<sub>2</sub> muss sehr trocken sein
  - Energieaufwand für Netz-Booster in der Gasphase höher
  - Erdgasleitungen können grundsätzlich umgewidmet und genutzt werden
  
- Dichte Phase (bei einer Dichte von 400 - 800 kg/m<sup>3</sup>)
  - Pipelines mit Nenndruck 150 bar bei Bodentemperatur in ca. 2 m Tiefe
  - Betriebsdruck 85 - 145 barg bei Bodentemperatur in ca. 2 m Tiefe
  - Hohe Wandstärke und daher hohe CAPEX
  - Aufgrund der hohen Transportkapazität können die Pipelines auch kleinere Durchmesser aufweisen
  - Hoher Energieaufwand bei der Verflüssigung auf 145 bar
  - Der Energieaufwand für Netz-Booster in der dichten Phase ist jedoch geringer
  - Die Akzeptanz in der Bevölkerung kann bei hohen Transportkapazitäten ein Thema werden
  - Überwindung von Höhendifferenzen aufgrund des hydrostatischen Drucks herausfordernd
  - Erdgasleitungen können aufgrund des hohen Nenndrucks und der daraus resultieren Wandstärken nicht genutzt werden

### 3.2.1 Methodik und Konzept der Netzberechnung

Die Netzberechnung sowohl für die Gasphase als auch für die dichte Phase wurde mittels der Simulationssoftware „SIMONE“ durchgeführt. SIMONE ist die branchenführende und richtungsweisende Standardsoftware zur Simulation und Optimierung des Flusses von Erdgas und anderer gasförmiger Fluide in komplexen, ausgedehnten Rohrnetzen. Durch die Implementierung einer neuen Zustandsgleichung für den CO<sub>2</sub> Transport in der dichten Phase, war SIMONE in der Lage in einem gemeinsamen Simulationsmodell und -lauf beide Phasen zu berechnen.

Basierend auf einer Schreibtischanalyse wurden mögliche Routen zur Verbindung der Punktquellen mit den Speichern, CCU und Exportpunkte identifiziert. Bei der Routenplanung hat man sich größtenteils an bestehende Gastrassen orientiert und möglichst dicht besiedelte Gebiete, wenn möglich, umfahren. Auch große Höhendifferenzen wurden in der dichten Phase möglichst vermieden, um den Druckverlust gering zu halten. Diese Routen wurden schlussendlich hydraulisch modelliert, plausibilisiert und ökonomisch bewertet.

Das gewählte Netzkonzept sieht vor, dass sogenannte regionale Sammelnetze (in grün), an dem die meisten Einspeiser, aber auch vereinzelt Abnehmer (CCU) angeschlossen sind, das CO<sub>2</sub> in der Gasphase „einsammeln“ und zu den großen Transportpipelines bringen. An den Knotenpunkten

zwischen dem Sammelnetz und dem Transportnetz wird das CO<sub>2</sub> zentral verflüssigt und der Druck auf die notwendigen 85 – 145 bar für die dichte Phase mittels Kompressoren angehoben.

Einspeiser, welche sich in nächster Nähe zum Transportnetz befinden, können direkt an das Transportnetz angeschlossen werden. Für die Einspeisung in das Sammelnetz werden Einspeiseverdichter bis zu 40 bar benötigt und für die Einspeisung in das Transportnetz Einspeiseverdichter bis zu 150 bar. Bei den Einspeiseverdichtern wurde keine Redundanz angenommen. Bei den Kompressoren zur Verflüssigung als auch bei den Netzboostern wurde eine Redundanz von 33% (3+1 Konfiguration) angenommen.

Um den Druckabfall aufgrund der Rohreibrungsverluste oder um Höhendifferenzen in der dichten Phase auszugleichen, werden sogenannte Netzbooster verwendet. Hierbei handelt es sich um Verdichter für die Gasphase (Druckanhebung von 10 auf 35 bar) und Pumpen (Druckanhebung von 85 auf 145 bar) für die dichte Phase. Das Netz wurde so dimensioniert, dass an den Exportpunkten nach Deutschland und Italien nochmals ein Export-Booster den Druck von 85 bar auf 145 bar für den Weitertransport in Deutschland und Italien anhebt. Bei den möglichen Exportkapazitäten wurde ein Split von 60%/40% sowie 40%/60% Deutschland/Italien berechnet, um durch diese Überkapazität eine gewisse Flexibilität des Netzes beim Export mitzubedenken

Die inländischen CO<sub>2</sub> Speicher sind aufgrund ihrer möglichen hohen Kapazitäten auch an das Transportnetz angeschlossen.

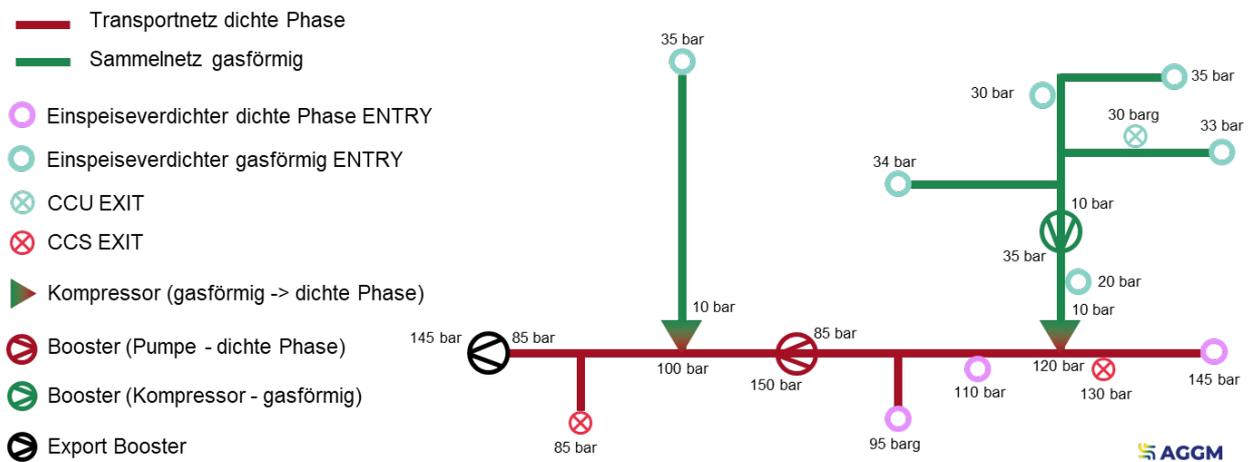


Abbildung 3-17: Prinzip der Netzkonzeption

### 3.2.2 Netzkonzept Szenario 1

In diesem Szenario werden 6 Mt/a (203X) bis 13 Mt/a (2040/2050) an geogenen, biogenen und fossilen Mengen zu österreichischen Speichern, und ins Ausland (Deutschland und Italien) transportiert. CCU-Standorte in Österreich sind in diesem Szenario nicht enthalten.

#### Netzscenario 1 203X klein

Im Netzscenario 1 203X, in dem noch keine Anbindung seitens Deutschlands und Italien erfolgt ist, stehen als Exit nur die inländischen Speicher in Nieder- und Oberösterreich in der Höhe von 5.900 kt/a zur Verfügung. Es wurde daher ein Netz geplant, das mit minimalem Aufwand, respektive minimaler Netzlänge die Einspeiser (in Summe 5.900 kt/a) mit den Speichern verbindet und den zukünftigen Aufbaupfad und die dafür benötigten Rohrdimensionen bis 2050 bereits berücksichtigt.

Da in Wien und Niederösterreich in nächster Nähe zum Speicher mit ca. 2000 kt/a nicht genügend CO<sub>2</sub> Quellen 203X zur Verfügung stehen, um die gesamten angenommenen (Siehe Abschnitt 2) Speicherkapazitäten in Niederösterreich von 3550 kt/a vollständig auszunutzen, ist eine lange Ost-West Verbindung zwischen Ober- und Niederösterreich als Teil des Transportnetzes in der dichten Phase bereits 203X notwendig. Alternativ könnte im Aufbau eine Ost- und eine Westinsel um die Speicher in Nieder- und Oberösterreich ohne Verbindung gebildet werden. Dies würde aber bedeuten, dass anfangs nur 4350 kt/a statt 5900 kt/a gespeichert werden könnten.

Dieses initiale Netz verfügt über insgesamt 600 km Länge (360 km dichte Phase und 240 km Gasphase), 70 MW Einspeiseverdichterleistung, 55 MW Kompressorleistung für die Verflüssigung und benötigt keine Netzbooster.

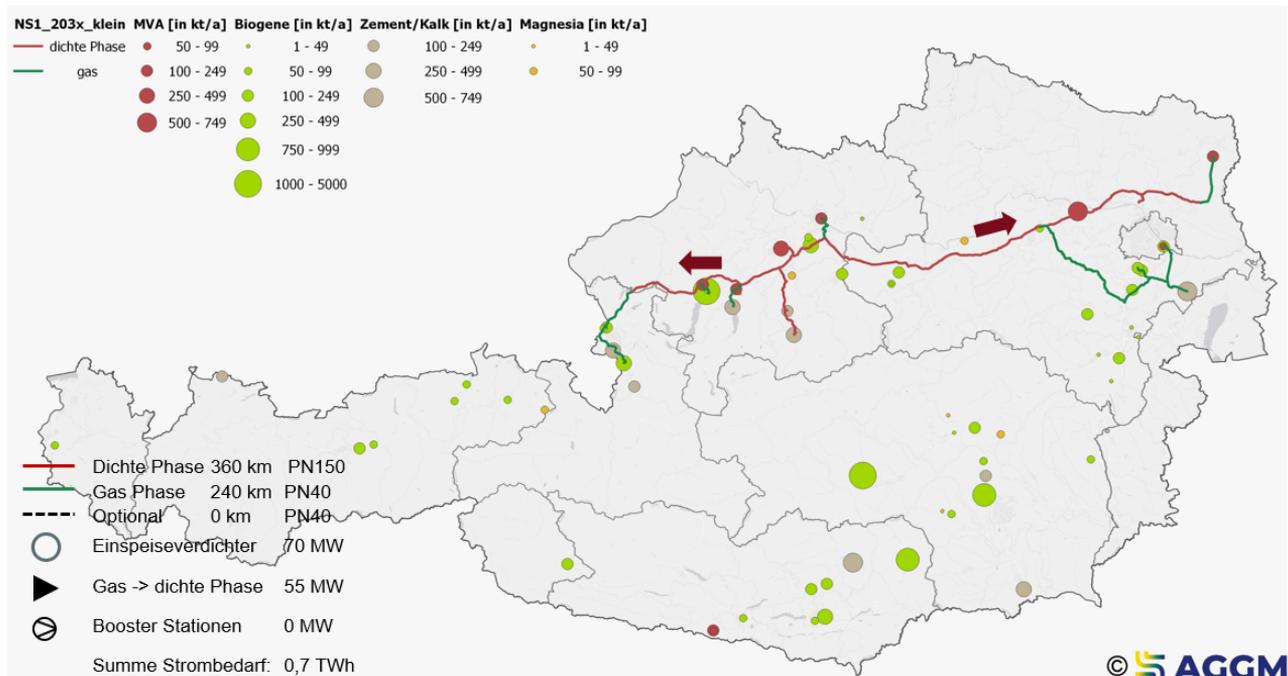


Abbildung 3-18: Netzscenario 1 203X klein

## Netzscenario 1 203X

Im Vergleich dazu wurde auch ein großes Netz 2030X in Netzscenario 1 geplant, um alle Einspeiser aus den Kategorien ‚Zement, Kalk, Feuerfest‘ und ‚Müllverbrennungsanlagen‘ bereits 203X an das Netz anzuschließen. Hierfür wird insbesondere nun auch eine vollständige Nord-Süd Verbindung zwischen Oberösterreich und Kärnten über die Steiermark benötigt.

Dieses Berechnungsergebnis verfügt über insgesamt 1085 km Länge (685 km dichte Phase und 400 km Gasphase), 73 MW Einspeiseverdichterleistung, 53 MW Kompressorleistung für die Verflüssigung sowie einem 4 MW Netzbooster in der dichten Phase bei St. Pölten.

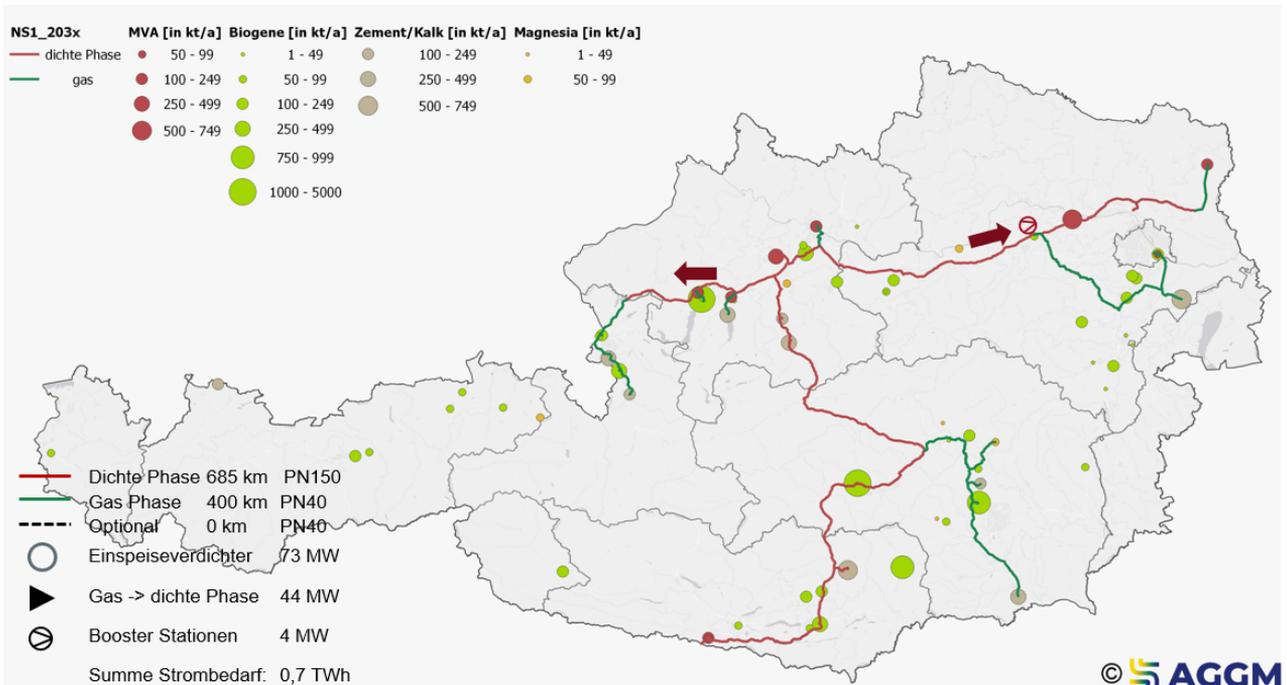


Abbildung 3-19: Netzscenario 1 203X

## Netzscenario 1 2040/50

In Berechnungsschritten 2040 und 2050 sind nach Rücksprache mit den deutschen und italienischen Netzbetreibern grenzquerende Exporte nach Deutschland im Raum Überackern/Burghausen und nach Italien im Raum Arnoldstein/Tarvisio möglich. Auch die transportierte CO<sub>2</sub> Menge im Netz steigt an, sodass sich die Kompressorleistung und der dafür notwendige Strombedarf erhöht.

Dieses Berechnungsergebnis verfügt über insgesamt 1200 km Länge (720 km dichte Phase und 480 km Gasphase), 140 MW Einspeiseverdichterleistung, 100 MW Kompressorleistung für die Verflüssigung sowie einem 5 MW Netzbooster in der dichten Phase für den Export. Die Nord-Süd Verbindung zwischen Oberösterreich und Kärnten ist je nach Exportsplit bidirektional.

Aufgrund der geografischen Lage ist eine direkte Anbindung der Tiroler CO<sub>2</sub> Quellen, insbesondere der Kategorie Feuerfest, an das deutsche Netz zweckmäßiger als an das Salzburger Sammelnetz anzubinden. Nach Rücksprache mit dem bayrischen Netzbetreiber könnte diese direkte Anbindung im Raum Nußdorf am Inn erfolgen. Optional könnte die CO<sub>2</sub> Quelle in Hochfilzen auch per Bahn an das deutsche Netz angebunden werden, siehe dazu auch Abschnitt 4.

Das Zementwerk in Vils/Tirol ist jedoch sowohl vom zukünftigen deutschen als auch vom österreichischen Netz zu weit entfernt, als dass eine Pipelineanbindung ökonomisch Sinn machen würde. Hier müsste der Transport per Bahn erfolgen.

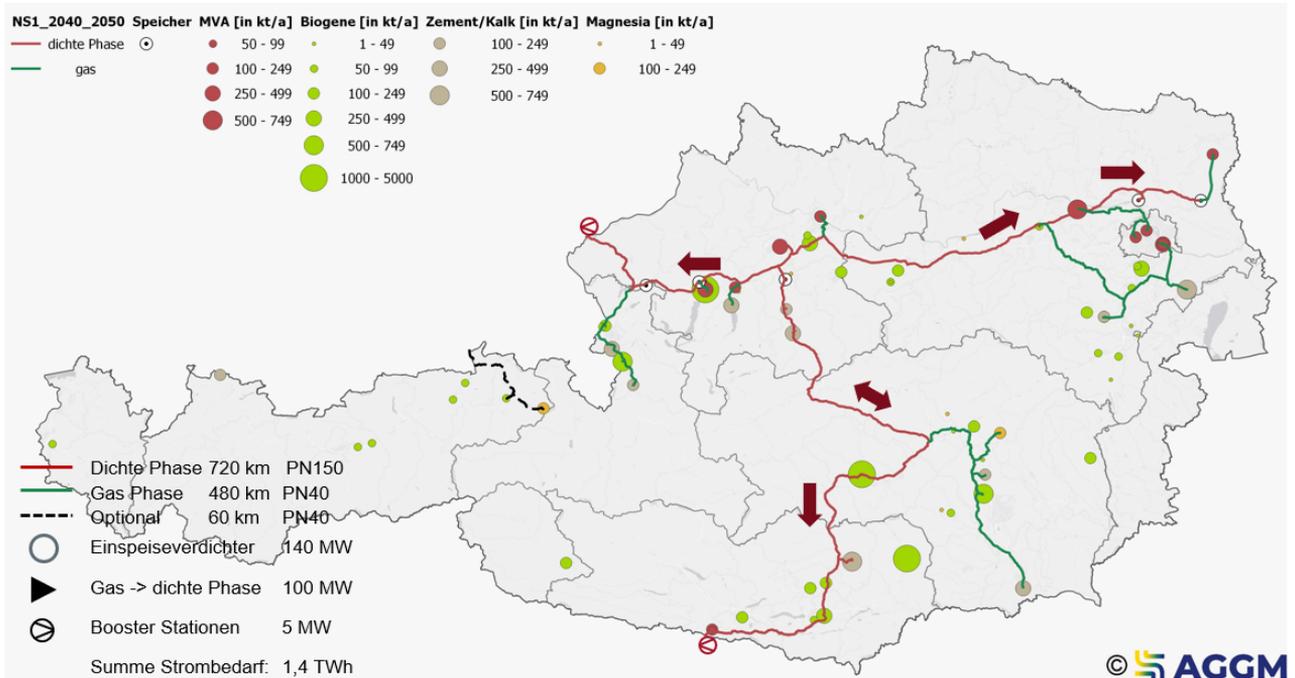


Abbildung 3-20: Netzscenario 1 2040/50

### 3.2.3 Netzkonzept Szenario 2

In diesem Szenario werden 5 Mt/a (2030X) bis 13 Mt/a (2040/2050) an geogenen, biogenen und fossilen Mengen ins Ausland (Deutschland und Italien) und zu CCU-Standorten in Österreich transportiert. Österreichische Speicher sind in diesem Szenario nicht enthalten.

#### Netzscenario 2 203x

In Netzscenario 2 ohne inländische Speichermöglichkeiten gibt es 203X ohne Exits auch noch kein CO<sub>2</sub> Netz, da erst voraussichtlich ab 2033 die deutsche und italienische Anbindung an Österreich realisiert werden kann.

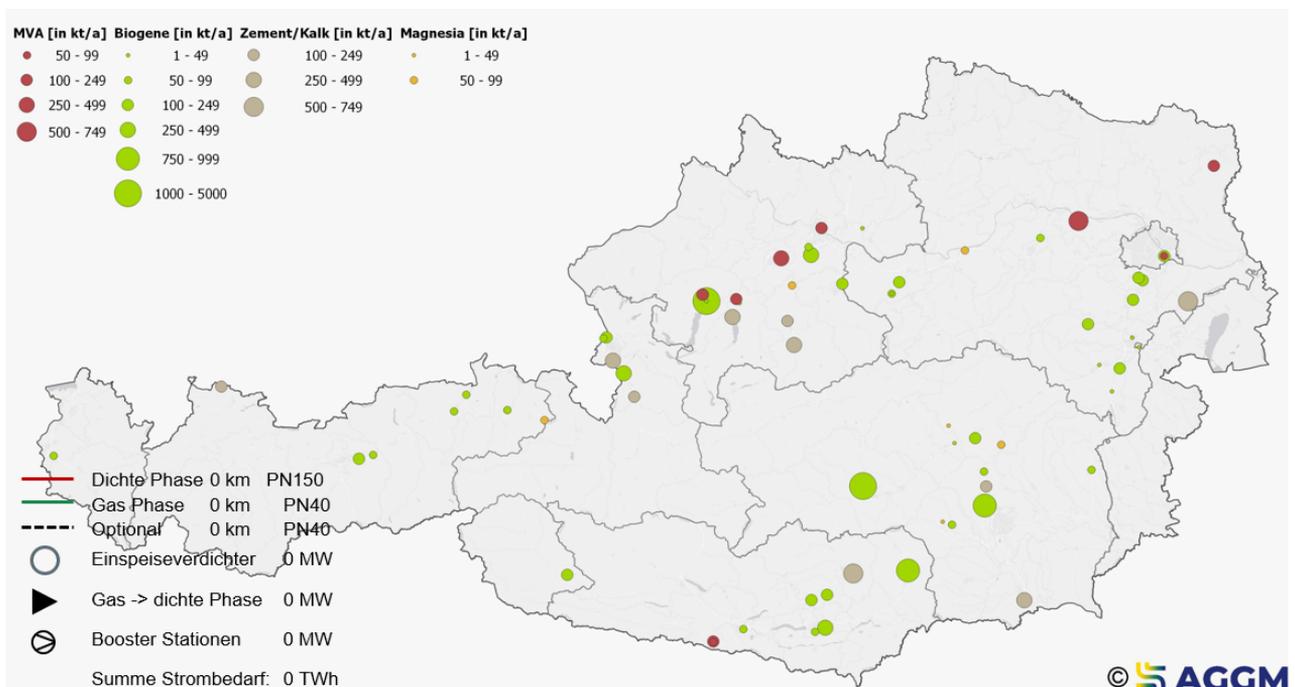


Abbildung 3-21: Netzscenario 2 203x

## Netzscenario 2 2040/2050

In diesem Szenario unterscheidet sich das Transportnetz als auch das Sammelnetz nicht wesentlich von Netzscenario 1 2040/2050. Ohne inländische CO<sub>2</sub> müssen die gesamten Mengen exportiert werden, d.h. auch innerhalb Österreichs einen längeren Weg zurücklegen. Dies bedeutet auch mehr Netzboosterstationen als in Netzscenario 1.

Dieses Berechnungsergebnis verfügt über insgesamt 1205 km Länge (725 km dichte Phase und 480 km Gasphase), 140 MW Einspeiseverdichterleistung, 100 MW Kompressorleistung für die Verflüssigung sowie einem 11 MW Netzbooster in der dichten Phase für den Export als auch den Transport innerhalb Österreichs.

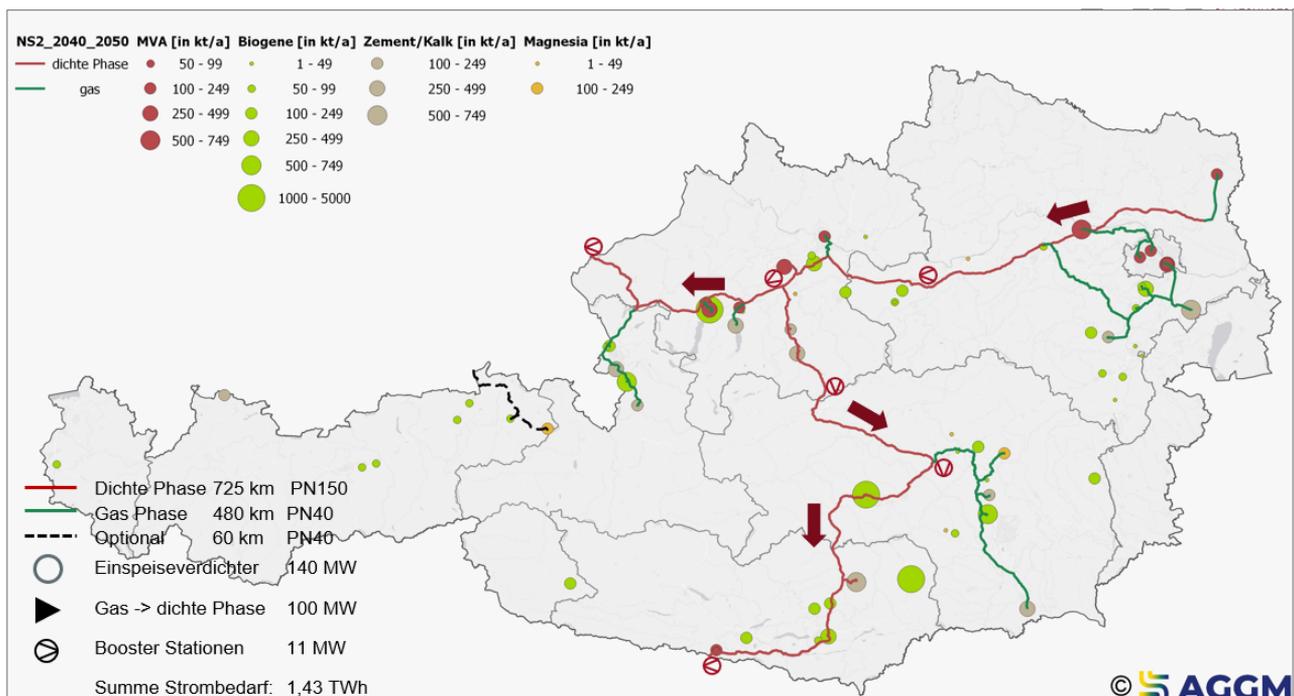


Abbildung 3-22: Netz-szenario 2 2040/2050

### 3.2.4 Netzkonzept Szenario 3

In diesem Szenario werden 17 (203X) bis 22 Mt/a (2040/2050) an geogenen, biogenen und fossilen Mengen zu österreichischen Speichern, ins Ausland (Deutschland und Italien) und zu CCU-Standorten in Österreich transportiert.

#### Netzscenario 3 203x

In diesem Szenario ist als Aufbauschritt wieder ein Netz ohne Export, nur mit den inländischen Speichern und CCU als Exits. Neu hinzu kommen die fossilen CO<sub>2</sub> Mengen der Kategorien Eisen- und Stahlherstellung sowie der chemischen Industrie. Wie in Netzscenario 1 203X wurde in diesem Netzscenario ein Netz geplant, das mit minimalem Aufwand, respektive minimaler Netzlänge die Einspeiser (in Summe 5.900 kt/a) mit den Speichern und CCU verbindet und den zukünftigen Aufbaupfad und die dafür benötigten Rohrdimensionen bis 2050 bereits berücksichtigt.

Dieses Berechnungsergebnis verfügt über insgesamt 540 km Länge (360 km dichte Phase und 180 km Gasphase), 80 MW Einspeiseverdichterleistung, 50 MW Kompressorleistung für die Verflüssigung.

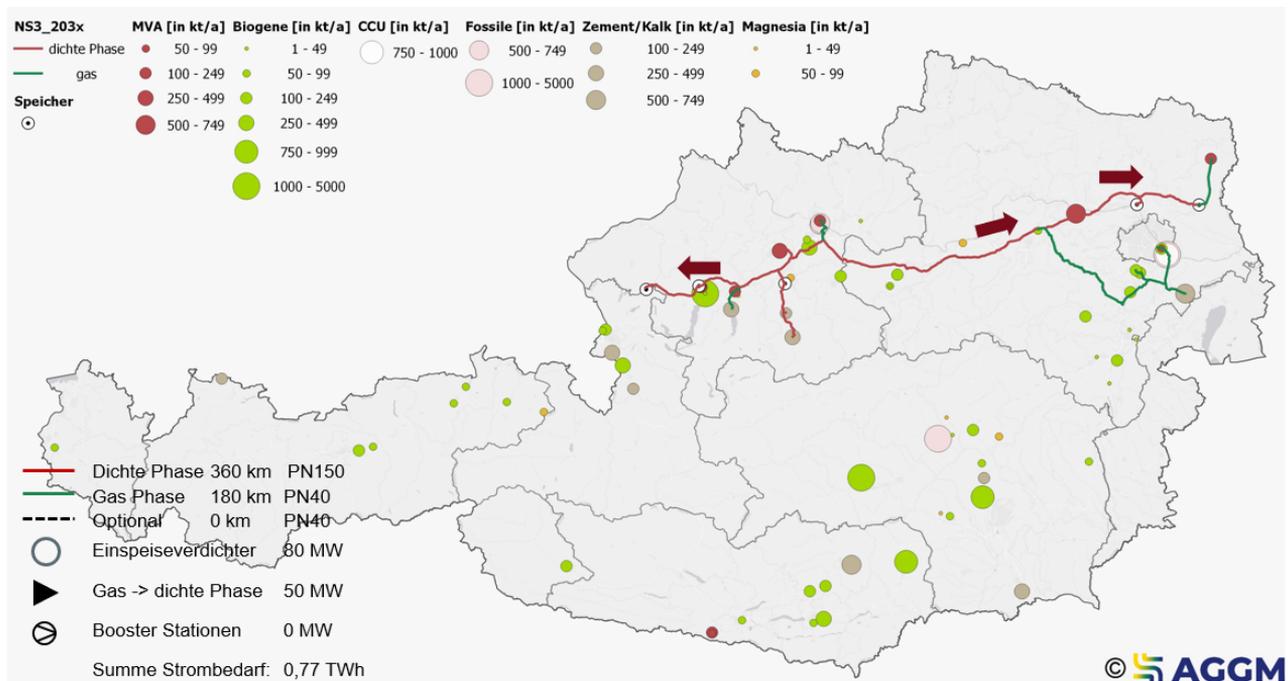


Abbildung 3-23: Netzscenario 3 203x

### Netzscenario 3 2040/2050

In der maximalen Ausbaustufe erhöht sich im Vergleich zum Netzscenario 1 nicht nur die Kompressorleistung, sondern auch die Dimensionierung der Rohrleitungen aufgrund der größeren Transportmenge von ca. 22.000 kt/a. Die geographische Ausdehnung des Netzes ist hingegen annähernd ident zu jenen in Szenario 2.

Dieses Berechnungsergebnis verfügt über insgesamt 1400 km Länge (760 km dichte Phase und 640 km Gasphase), 260 MW Einspeiseverdichterleistung, 180 MW Kompressorleistung für die Verflüssigung sowie einem 13 MW Netzbooster in der dichten Phase für den Export als auch den Transport innerhalb Österreichs.

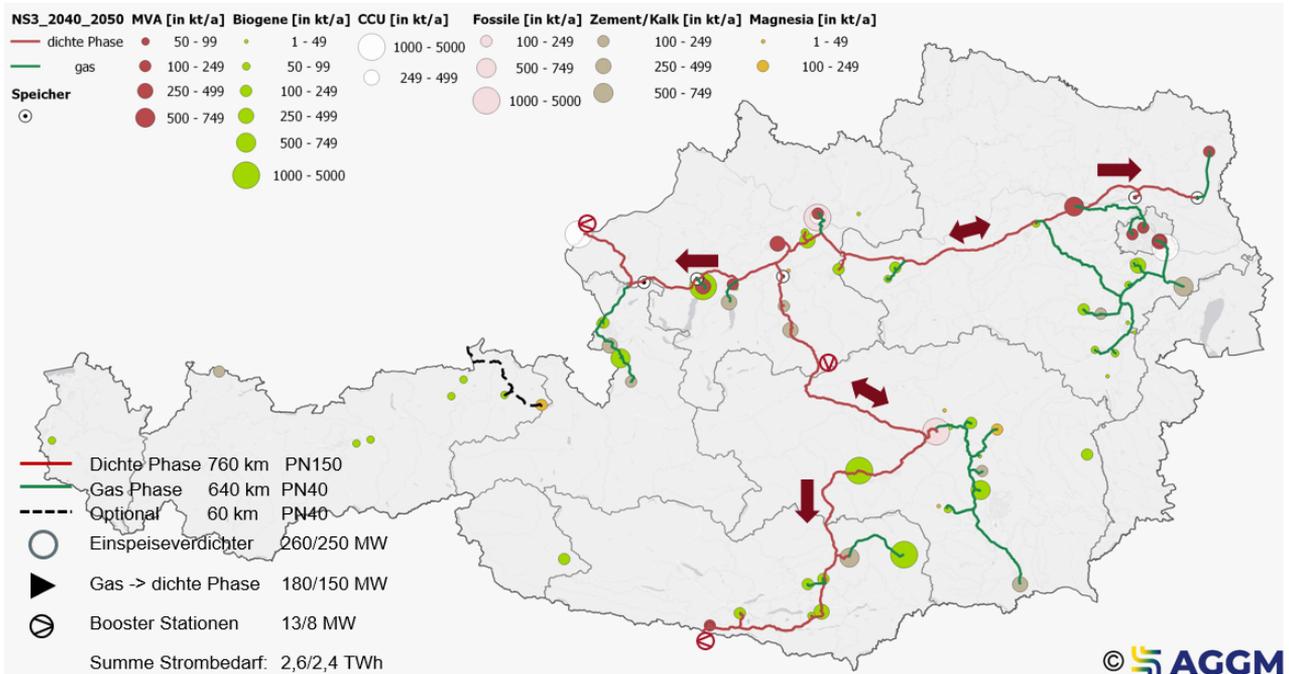


Abbildung 3-24: Netzscenario 3 2040/2050

### 3.2.5 Netzkonzept Szenario 4

In diesem Szenario werden 17 (203X) bis 22 Mt/a (2040/2050) an geogenen, biogenen und fossilen Mengen ins Ausland (Deutschland und Italien) und zu CCU-Standorten in Österreich transportiert. Österreichische Speicher sind in diesem Szenario nicht enthalten.

#### Netzscenario 4 203x

Wie in Szenario 2 2030x ohne inländische Speichermöglichkeiten gibt es in Szenario 4 203X ohne Exits auch noch kein CO<sub>2</sub> Netz, da erst voraussichtlich ab 2033 die deutsche und italienische Anbindung an Österreich realisiert werden kann.

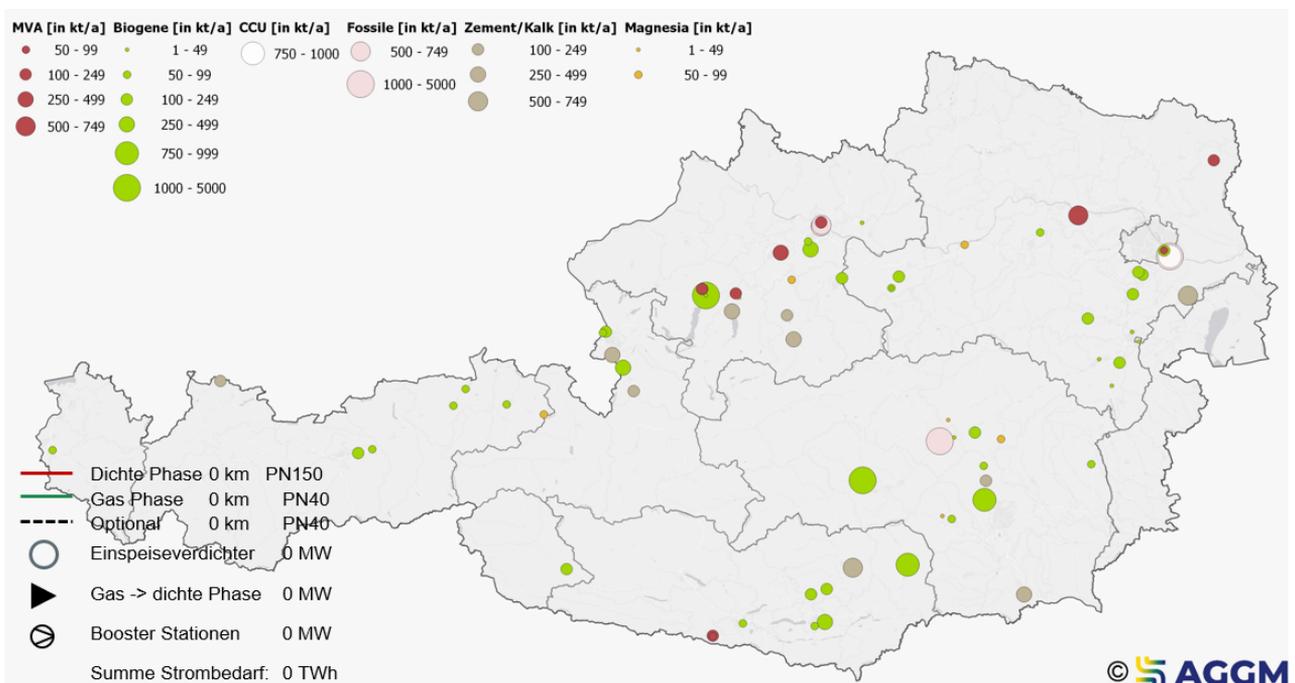


Abbildung 3-25: Netzscenario 4 203x

## Netzscenario 4 2040/2050

Auch bei großen Transportmengen unterscheidet sich das Transportnetz als auch das Sammelnetz bezogen auf die Rohrleitungslänge nicht wesentlich von den anderen Szenarien 2040/2050.

Dieses Berechnungsergebnis verfügt über insgesamt 1395 km Länge (755 km dichte Phase und 640 km Gasphase), 260 MW Einspeiseverdichterleistung, 177 MW Kompressorleistung für die Verflüssigung sowie einem 33 MW Netzbooster in der dichten Phase für den Export als auch den Transport innerhalb Österreichs.

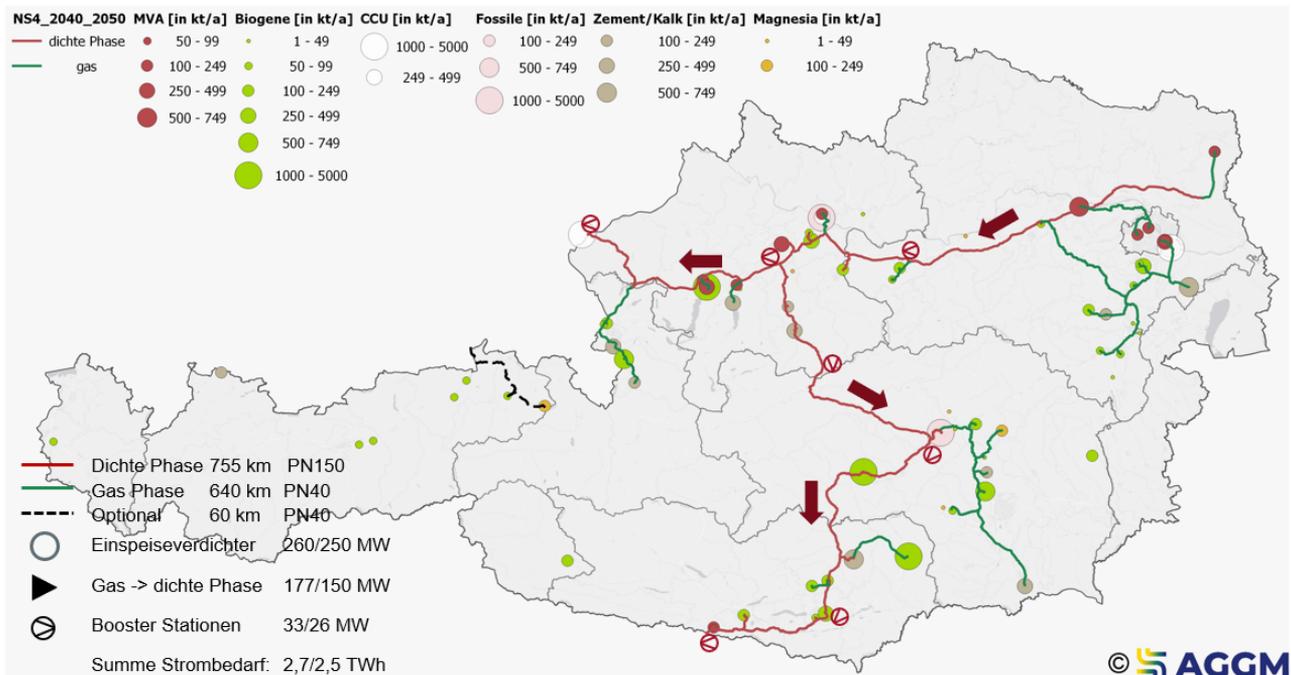


Abbildung 3-26: Netzscenario 4 2040/2050

### 3.3 Learnings AP2

Folgend sind die Learnings aus dem Arbeitspaket 2 aufgelistet:

- Der Transport in dichter Phase ist bei hohen Transportkapazitäten effizienter als gasförmiger Transport.
- Regionale Sammelnetze für den gasförmigen Transport sammeln das CO<sub>2</sub> ein und bringen dieses zu den Knoten zur Verflüssigung oder zu den CCU senken.
- Die Berechnungsergebnisse haben gezeigt, dass eine Ost-West Verbindung zwischen Niederösterreich und Oberösterreich sowie einer Nord-Süd Verbindung zwischen Oberösterreich und Kärnten über die Steiermark zur favorisieren sind.
- Das CO<sub>2</sub> Netz 2040/2050 sieht in allen Szenarien weitgehend gleich aus und ist daher ein robustes Ergebnis. Je nach transportierter Menge und Szenario unterscheidet sich die Rohrleitungsdimension sowie die Kompressorleistung
- Im Aufbaupfad können rund um die Speicher in Niederösterreich und Oberösterreich regionale Netze entstehen, welche im weiteren zeitlichen Verlauf verbunden und aufgebaut werden.
- Erst ab 2033 stehen grenzquerende Leitungsverbindungen der benachbarten Netzbetreiber zur Verfügung.

- Beim Aufbau des Netzes sollte initial die für 2040/2050 benötigte Leitungsdimension errichtet werden. Die Kapazitätserhöhung wird nachfolgend mit der Errichtung zusätzlicher Kompressoren und Pumpen realisiert.
- Die Trassenführung kann überwiegend parallel zur bestehenden Methan und zukünftigen H<sub>2</sub> Infrastruktur erfolgen. Der Errichtung der CO<sub>2</sub> und H<sub>2</sub>-Infrastruktur können Synergien genutzt werden.
- Das CO<sub>2</sub> Netz bestehend fast ausschließlich aus neuen Rohrleitungen. Nur ca. 66 km bestehende CH<sub>4</sub> Leitung könnte für den gasförmigen CO<sub>2</sub> Transport genutzt werden.
- Die Berechnungsergebnisse wurden anhand eines vordefinierten statischen Mengengerüsts ermittelt und können sich bei genauerer dynamischer Betrachtung von zusätzlichen unterschiedlichen Lastflusssituationen jedoch ändern.
- Hohe Strombedarfe resultieren aus den Einspeiseverdichtern und den Kompressoren zur Verflüssigung. Der Transport innerhalb des Netzes ist sehr effizient und hat im Vergleich einen wesentlich geringeren Strombedarf.

## 4 ANALYSE UND BEWERTUNG VON TRANSPORTOPTONEN

In diesem Kapitel werden die unterschiedlichen Netzszenarien technoökonomisch bewertet. Auf Basis der Netzplanung werden die Kapitalkosten (CAPEX) und Betriebskosten (OPEX) berechnet und anschließend mit den Kosten alternativer Transportoptionen (LKW und Eisenbahn) verglichen. Anschließend werden die Kosten entlang der gesamten Kette (Abscheidung – Transport – Speicherung) analysiert. Dazu werden die Kosten für den Transport im Ausland sowie für die Abscheidung und Speicherung miteinbezogen.

Dieser Abschnitt stellt die wirtschaftlichen Implikationen technischer Optionen wie folgt dar: in 4.1 wird die CO<sub>2</sub> Abscheidung beleuchtet, um diesen Kostenaspekt vergleichend darstellen zu können, Abschnitt 4.2 beleuchtet wesentliche Anlagenkonfigurationen und deren Kosten-Implikationen.

### 4.1 Methodik

Die Gesamtkostendarstellung berücksichtigt die in Abbildung 4-1 gezeigten Komponenten. Für die Abscheidung werden die Kosten für eine Abscheidung mittels Aminwäsche berücksichtigt. Die Kosten für den Transport innerhalb von Österreich mittels Pipeline werden im Detail betrachtet. Alternativ zum Transport via Pipeline werden auch die Kosten für den LKW und Bahn Transport innerhalb von Österreich erhoben. Für den Transport von der österreichischen Grenz bis zur Offshore Lagerstätte wird ein Pipelinetransport in den Nachbarländern und der Schifftransport zur Lagerstätte abgeschätzt.

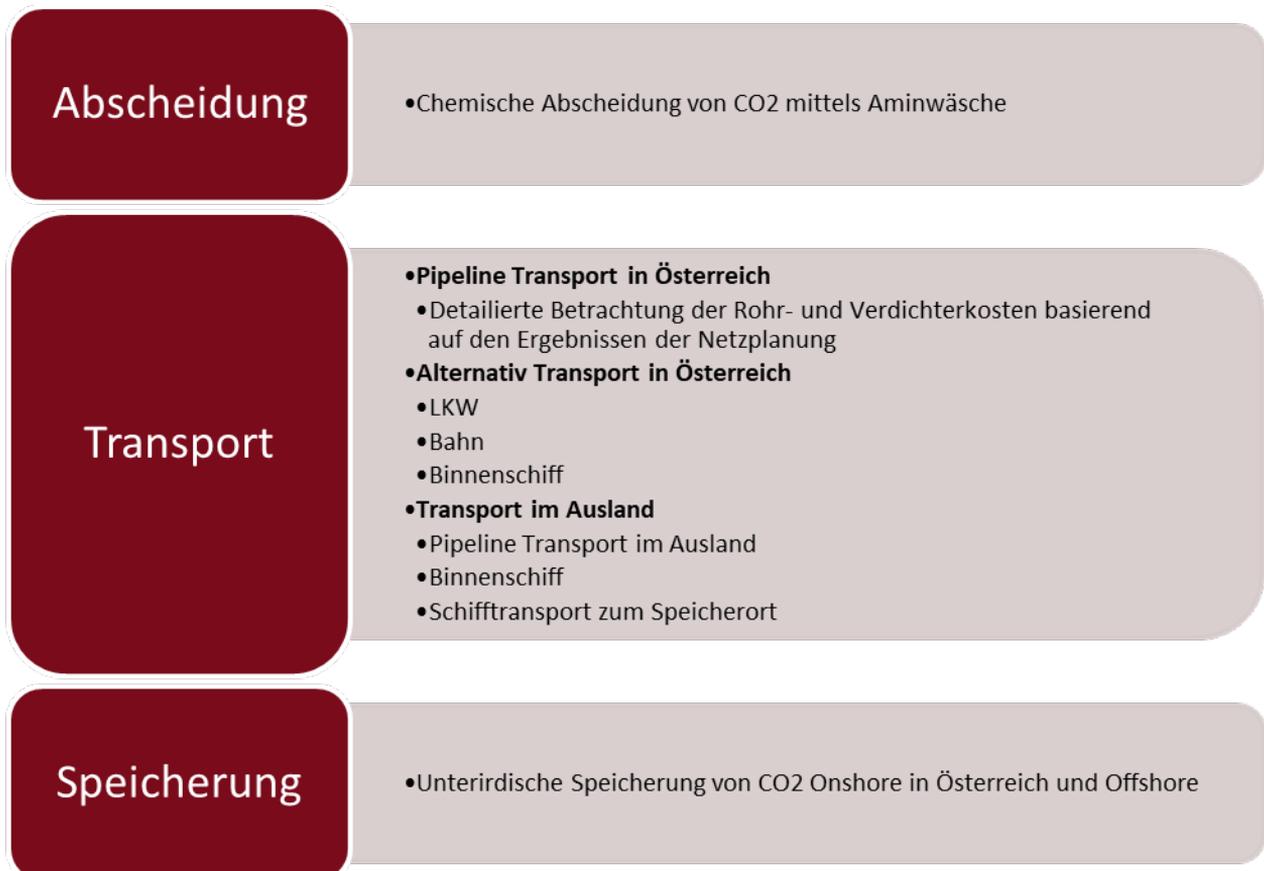


Abbildung 4-1: Berücksichtigte Komponenten für die Ermittlung der Gesamtkosten

Alle Kostenkomponenten wurden mit dem harmonisierten Verbraucherpreisindex und Wechselkursen auf €<sub>2023</sub> umgerechnet [1], [2]. Tabelle 4-1 zeigt eine Übersicht der einzelnen Kostenkomponenten und die dafür herangezogenen Quellen.

Tabelle 4-1: Übersicht der Einbezogenen Kostenkomponenten inkl. Quelle

Kostenkomponente	Einheit	Quelle
Abscheidung	[€/tCO <sub>2</sub> ]	[3], [4]
Pipeline CAPEX	[€/m]	Erfahrungswerte AGGM
Pipeline O&M	[%CAPEX]	Erfahrungswerte AGGM
Verdichter CAPEX	[€/MW]	Herstelleranfragen
Strompreis	[€/MWh]	[5]
LKW Transport	[€/tCO <sub>2</sub> ]	[6], [7]
Bahn Transport	[€/tCO <sub>2</sub> ]	[7], [8], [9]
Pipeline Transport Ausland	[€/tCO <sub>2</sub> ]	[10], [11]
Schifftransport	[€/tCO <sub>2</sub> ]	[6], [12], [13]
Speicherung Onshore	[€/tCO <sub>2</sub> ]	[14], [15]
Speicherung Offshore	[€/tCO <sub>2</sub> ]	[14], [15]

#### 4.1.1 Strompreis

Der Strompreis hat für viele Prozessschritte einen hohen Einfluss auf die Betriebskosten. Es wurde ein Strompreis von 143,15 €/MWh für die Berechnungen angenommen. Dazu wurde der historische Mittelwert zwischen 2004 bis 2021 von 77,8 €/MWh netto angenommen. Dazu kommen 30 €/MWh an Energiesteuer, welche zu einem Gesamtpreis von 107,8 €/MWh führen. Für die Sensitivität wurde der stark abweichende Preis von 202<sub>2</sub> inkludiert. Dabei ergibt sich ein Strompreis von 178,5 €/MWh (148,5 €/MWh zzgl. 30 € Energiesteuer). Der verwendete Strompreis ergibt sich aus dem Mittelwert dieser beiden Preise [5].

## 4.2 Abscheidung

Es gibt mehrere Möglichkeiten CO<sub>2</sub> abzuscheiden, welche sich durch die Art und den Zeitpunkt der Abscheidung unterscheiden. In dieser Studie werden hauptsächlich Post-Combustion Anwendungen berücksichtigt. Dabei wird CO<sub>2</sub> nach der Verbrennung bzw. dem Industrieprozess, wo CO<sub>2</sub> anfällt, aus dem Rauchgas abgeschieden. [33, 34]

Für die Abscheidung stehen verschiedene Technologien und Methoden zur Verfügung. Beispiele dafür sind die Absorption, Adsorption sowie Membranen. Die anzuwendende Technologie hängt stark von der CO<sub>2</sub>-Konzentration im Abgas sowie den vorherrschenden Verunreinigungen ab. Ein weiteres Auswahlkriterium für die Abscheidetechnologie ist der Energiebedarf der Abscheidung. [33, 34]

Die Abscheidung mittels chemischer Absorption oder Adsorption ist besonders für Post Combustion Anwendungen geeignet, da diese Technologien die Abscheidung von CO<sub>2</sub> bei geringen CO<sub>2</sub>-Konzentrationen (3-20%) im Abgas ermöglichen. Dahingegen sind Membranen bei höheren CO<sub>2</sub>-Konzentrationen effektiver und werden daher z.B. bei der Abtrennung von CO<sub>2</sub> aus Biogas bei Biogasanlagen eingesetzt, da Biogas eine CO<sub>2</sub>-Konzentration von bis zu 50% aufweist. [33, 34]

Pressure Swing Adsorption und Temperature Swing Adsorption basieren beide auf dem Prinzip der Adsorption. Dabei wird das CO<sub>2</sub> aus dem Rauchgas physikalisch an der Oberfläche eines festen Sorptionsmittels gebunden und bei der Regeneration des Sorptionsmittels wieder freigesetzt. Bei der Temperature Swing Adsorption findet die Adsorption bei niedriger Temperatur und die Regeneration bei hoher Temperatur statt. Der Energieverbrauch dieser Technologie ist durch das ständige Abkühlen und Aufheizen demnach entsprechend hoch. Allerdings sind die Anforderungen an das Rauchgas bezüglich Verunreinigungen gering, da diese durch die hohen Temperaturen beim Regenerieren des Sorptionsmittel ebenfalls entfernt werden. Bei der Pressure Swing Adsorption findet die Adsorption unter hohem Druck und die Regeneration bei niedrigem Druck statt. Diese Technologie weist einen geringeren Energiebedarf auf, ist jedoch sehr sensitiv gegenüber Verunreinigungen. [35]

Aminwäscher werden vor allem bei Post-Combustion Anwendungen eingesetzt, wo die CO<sub>2</sub>-Konzentration im Abgas der Punktquelle geringer als 20% ist. Die Technologie basiert auf dem Prinzip der Absorption und Aminwäscher bestehen aus zwei Kolonnen. In der ersten Kolonne wird das CO<sub>2</sub> im Rauchgas von einer wässrigen Aminlösung chemisch absorbiert. Das CO<sub>2</sub>-beladene Amin wird dann in die zweite Kolonne überführt, wo das Amin bei hoher Temperatur regeneriert und das CO<sub>2</sub> wieder freigesetzt wird. Die Regeneration des Amins ist demnach energieintensiv und erfordert hauptsächlich thermische Energie in Form von Dampf bei Temperaturen von 120 bis 150°C. Aminwäscher zeichnen sich jedoch durch den hohen Reifegrad der Technologie, die hohen Abscheidegrade sowie die hohe Reinheit des abgeschiedenen CO<sub>2</sub> aus. [35, 36]

Der spezifische Energiebedarf verschiedener Abscheidetechnologien ist in Tabelle 4-2 aufgelistet. Der spezifische Energiebedarf kann in einen thermischen und elektrischen Anteil unterteilt werden und hängt unter anderem vom Abscheidegrad, der CO<sub>2</sub>-Konzentration im Rauchgas und dem verwendeten Absorptions- bzw. Adsorptionsmittel ab. Diese Daten beziehen sich auf die Literatur und dienen als Richtwerte. Dementsprechend kann der spezifische Energiebedarf bei realen Anwendungsfällen abweichen, da dieser von vielen verschiedenen Faktoren abhängt. Zudem muss die Methode sowie die Technologie zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung für den jeweiligen Standort bzw. die jeweilige Punktquelle individuell analysiert werden, da die Frage, welche Technologie am besten geeignet ist, nicht pauschal beantwortet werden kann.

Tabelle 4-2 spezifischer Energiebedarf verschiedener Abscheidetechnologien

Abscheidetechnologien:	Aminwäscher	Pressure Swing Adsorption	Temperature Swing Adsorption	Membran	Quellen
<b>Thermischer Energiebedarf MWh/tCO<sub>2</sub></b>	0,7-1,1	n.a.	0,9-1,3	n.a.	[37] [38]
<b>Elektrischer Energiebedarf MWh/tCO<sub>2</sub></b>	0,02-0,11	0,09-0,2	n.a.	0,2-0,5	[37] [39] [40]

Im Folgenden wird der Energiebedarf eines Aminwäschers für die Abscheidung der in den Netzscenario berücksichtigten CO<sub>2</sub>-Mengen beispielhaft berechnet. Hierbei wird der aus der Literatur entnommene spezifische Energiebedarf aus Tabelle 4-2 herangezogen. Nachdem der tatsächliche Energiebedarf von vielen Faktoren abhängt und die CO<sub>2</sub>-Abscheidung individuell für jeden Standort hinsichtlich der am besten geeigneten CO<sub>2</sub>-Abscheidetechnologie bewertet werden muss, dienen

die folgenden Berechnungen nur als Anhaltspunkt für den Energiebedarf. Der Energiebedarf für die Abscheidung der CO<sub>2</sub>-Mengen in den Netzszenarien liegt in etwa zwischen 4 und 27 TWh/a.

Die minimale CO<sub>2</sub>-Menge bei den Netzsimulationen fällt im Netzszenario 1 im Jahr 2030 an und beträgt 5,8 Mt/a. Die Abscheidung dieser CO<sub>2</sub>-Menge mit einem Aminwäscher erfordert ungefähr 4 bis 7 TWh/a an Energie. Davon werden zwischen 4 und 6,4 TWh/a thermische Energie für die Regeneration des Amins benötigt. Der Rest entspricht elektrischer Energie, welche z.B. für Pumpen benötigt wird. Im Netzszenario 3 und 4 im Jahr 2040 wird die maximale CO<sub>2</sub> Menge von 22,2 Mt/a berücksichtigt. Der Energiebedarf für die Abscheidung liegt dafür bei in etwa 16-27 TWh/a, wobei davon 15,5 bis 24,5 TWh/a an thermischer Energie benötigt wird. Der Energieverbrauch für die CO<sub>2</sub>-Abscheidung mittels eines Aminwäschers ist in Tabelle 4-3 für alle Netzszenarien zusammengefasst.

Tabelle 4-3 Energiebedarf eines Aminwäschers zur Abscheidung der in den Netzszenarien auftretenden CO<sub>2</sub>-Mengen

Jahr	Netzscenario 1			Netzscenario 2			Netzscenario 3			Netzscenario 4		
	203X	2040	2050	203X	2040	2050	203X	2040	2050	203X	2040	2050
<b>Residuale und biogene CO<sub>2</sub>-Emissionen im Netz Mt/a</b>	5,8	11,8	12,5	7,5	11,8	12,5	6,8	22,2	21,1	9,5	22,2	21,1
<b>Thermischer Energiebedarf TWh/a</b>	4,1- 6,4	8,3- 13,0	8,8- 13,8	5,3- 8,3	8,3- 13,0	8,8- 13,8	4,8- 7,5	15,5- 24,4	14,8- 23,2	6,7- 10,5	15,5- 24,4	14,8- 23,2
<b>Elektrischer Energiebedarf TWh/a</b>	0,1- 0,6	0,2- 1,3	0,3- 1,4	0,2- 0,8	0,2- 1,3	0,3- 1,4	0,1- 0,7	0,4- 2,4	0,4- 2,3	0,2- 1,0	0,4- 2,4	0,4- 2,3
<b>Gesamter Energiebedarf TWh/a</b>	4,2- 7,0	8,5- 14,3	9,1- 15,2	5,5- 9,1	8,5- 14,3	9,1- 15,2	4,9- 8,2	15,9- 26,8	15,2- 25,5	6,9- 11,5	15,9- 26,8	15,2- 25,5

Der hohe thermische Energiebedarf des Aminwäschers muss nicht zwingend zusätzlich aufgebracht werden, sondern kann durch entsprechende Wärmeintegration reduziert bzw. gedeckt werden. Beim Vorhandensein von Abwärmequellen am Standort können diese genutzt werden. Bei Nichtvorhandensein von Abwärmequellen am Standort stellt die interne Wärmerückgewinnung im Aminwäscher eine weitere Möglichkeit zur Deckung des thermischen Energiebedarfs dar. Bei dem CO<sub>2</sub>-Abscheidungsprozess fällt Abwärme mit einem niedrigen Temperaturniveau an. Diese Abwärme wird mit Hilfe von Wärmepumpen auf das gewünschte Temperaturniveau gebracht, wobei elektrische Energie genutzt wird. Die dafür benötigte elektrische Energie entspricht der Hälfte des thermischen Energiebedarfs des Aminwäschers. Durch die Integration von Wärmepumpen in den Aminwäscher kann somit der thermische Energiebedarf des Aminwäschers gedeckt und der Energiebedarf halbiert werden. [41]

Aufgrund der Diversität der CO<sub>2</sub>-Punktquellen, werden in Zukunft auch verschiedene Abscheidetechnologien verwendet, wodurch sich auch der Energiebedarf für die Abscheidung verändert. In Tabelle 4-4 wurde der minimale und maximale Energiebedarf für die Abscheidung der in den Netzszenarien berücksichtigten CO<sub>2</sub>-Mengen berechnet. Dabei wurde angenommen, dass 70% der CO<sub>2</sub>-Menge mit Hilfe von Pressure Swing Adsorption (PSA) und 30% mittels Aminwäscher abgeschieden

wird. Zur Berechnung des Energiebedarfs für die Abscheidung wurde der spezifische Energiebedarf der jeweiligen Technologie, welcher in Tabelle 4-2 angegeben ist, verwendet. Unter diesen Annahmen reduziert sich der Energiebedarf zu 1,6-11,1 TWh/a, wovon 1,2-7,3 TWh/a an thermischer Energie und 0,4-3,8 TWh/a an elektrischer Energie benötigt werden.

Tabelle 4-4 Energiebedarf zur Abscheidung der in den Netzszenarien auftretenden CO<sub>2</sub>-Mengen mittels einer Kombination aus Aminwäsche (30%) und PSA (70%)

Szenario:	Netzscenario 1			Netzscenario 2			Netzscenario 3			Netzscenario 4		
Jahr	203X	2040	2050	203X	2040	2050	203X	2040	2050	203X	2040	2050
<b>Residuale und biogene CO<sub>2</sub>-Emissionen im Netz</b> Mt/a	5,8	11,8	12,5	7,5	11,8	12,5	6,8	22,2	21,1	9,5	22,2	21,1
<b>Thermischer Energiebedarf</b> TWh/a	1,2-1,9	2,5-3,9	2,6-4,1	1,6-2,5	2,5-3,9	2,6-4,1	1,4-2,2	4,7-7,3	4,4-7,0	2,0-3,1	4,7-7,3	4,4-7,0
<b>Elektrischer Energiebedarf</b> TWh/a	0,4-1,0	0,8-2,0	0,9-2,2	0,5-1,3	0,8-2,0	0,9-2,2	0,5-1,2	1,5-3,8	1,5-3,7	0,7-1,6	1,5-3,8	1,5-3,7
<b>Gesamter Energiebedarf</b> TWh/a	1,6-2,9	3,3-5,9	3,5-6,3	2,1-3,8	3,3-5,9	3,5-6,3	1,9-3,4	6,2-11,1	5,9-10,7	2,7-4,7	6,2-11,1	5,9-10,7

In dieser Studie wurde aufgrund des hohen TRL (Technologie Reifegrades) die Kosten für die Aminwäsche zur Abscheidung von CO<sub>2</sub> betrachtet. Die Kosten für die CO<sub>2</sub>Abscheidung können sehr stark variieren und sind hauptsächlich von der CO<sub>2</sub>Konzentration im Gasstrom, dem Anlagenstandort, der Energie- und Dampfversorgung und der Integration mit der ursprünglichen Anlage abhängig [3]. Eine mögliche Kostenreduktion könnte zukünftig durch Skaleneffekte, den Einsatz von Massenproduktionstechniken, den Einsatz von günstiger Energieversorgung und der Lernkurve, welche bei der Entwicklung und Einführung von neun Technologien zu beobachten ist, erzielt werden. Die Kosten für Abscheideanlagen bei Kohlekraftwerken sollen beispielsweise bis 2025 im Vergleich zu 2010 um 50% sinken [4].

Die Kosten für die Abscheidung für die in dieser Studie berücksichtigten Anlagen liegen zwischen 75,20 €<sub>2023</sub>/tCO<sub>2</sub> und 154,26 €<sub>2023</sub>/tCO<sub>2</sub>. Diesen Werten berücksichtigen nicht die anschließende Kompression des CO<sub>2</sub>, da diese bei den Verdichterkosten enthalten ist. [3], [4].

### 4.3 Transportoptionen

Hier werden die Transportmittel Pipeline, Bahn, LKW und Schiff verglichen.

#### 4.3.1 Pipelinetransport

Die CO<sub>2</sub>-Abscheidung, der Transport sowie die geologische Speicherung von CO<sub>2</sub> unterliegen diversen Normen sowie Regelwerken. Derzeit werden gewisse Standards im Rahmen der ISO/TC 265 sowie der DVGW-C-Richtlinien für CO<sub>2</sub> (DVGW C260, DVGW C463, DVGW C466 und DVGW C491) international diskutiert, aktualisiert und erarbeitet. Im Zuge dessen wird auch die erforderliche CO<sub>2</sub>-Qualität festgelegt und die Sicherheit im Betrieb gewährleistet. Die Auslegung des österreichischen CO<sub>2</sub>-Netzes muss in Anlehnung an diese internationalen Standards erfolgen. Des Weiteren ist eine

Harmonisierung mit international umgebenden Ländern, insb. mit Deutschland erforderlich, um den Anschluss an internationale CO<sub>2</sub>-Netze und somit den Export von CO<sub>2</sub> zu ermöglichen.

Im Allgemeinen kann der Transport von CO<sub>2</sub> gasförmig oder in der dichten Phase erfolgen. Die DVGW C 491 (A) definiert das CO<sub>2</sub>-Transportsystem in Abbildung 4-2 und umfasst Mess- und Regelstationen, Verdichterstationen, Pumpstationen sowie Verdichterstationen für den Phasenwechsel von der Gas – zur dichten Phase.

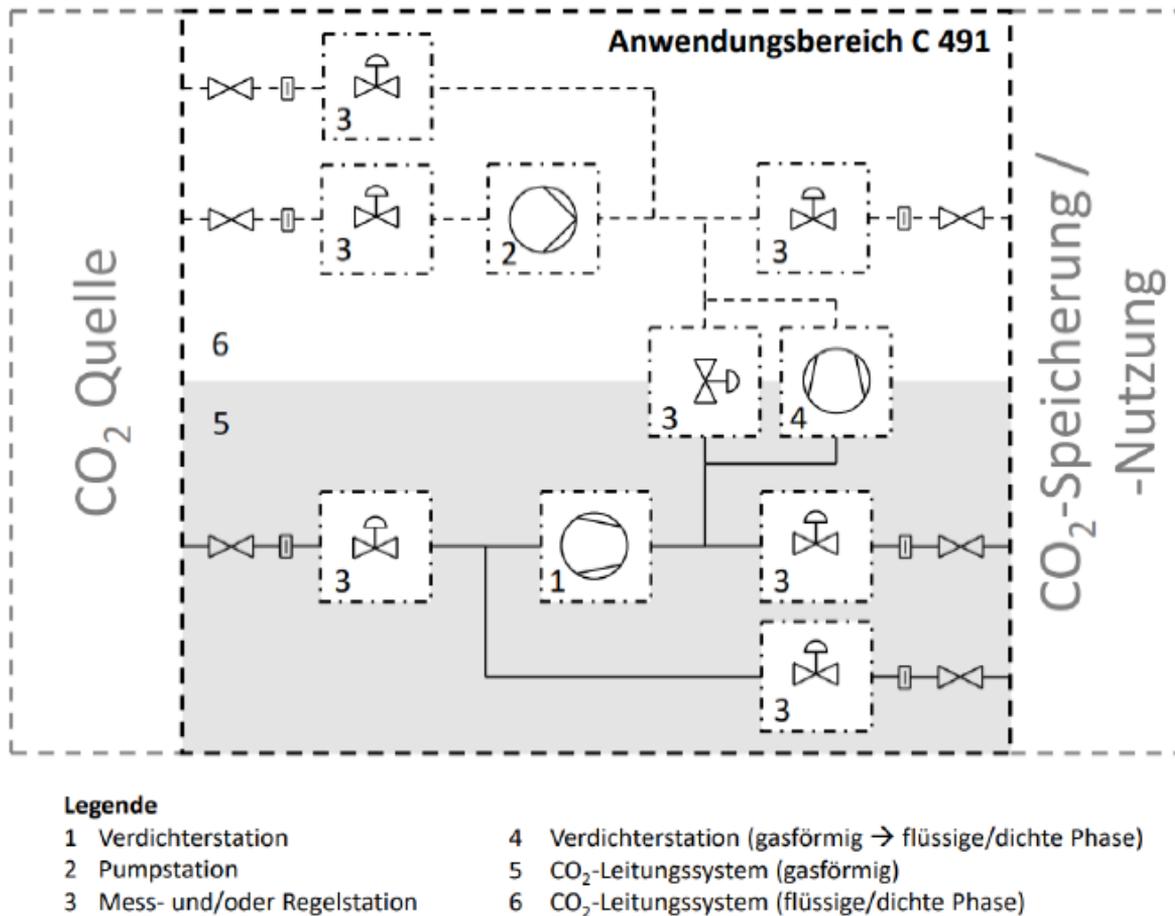


Abbildung 4-2 CO<sub>2</sub>-Transportsystem laut DVGW C 491 (A) [42]

CO<sub>2</sub>, welches in das CO<sub>2</sub>-Netz eingespeist wird, stammt beispielsweise von der CO<sub>2</sub>-Abscheidung durch einen Aminwäscher, wobei CO<sub>2</sub> nach der Abscheidung in diesem Fall bei ungefähr 2 bar (atmosphärisch) vorliegt. Daher sind Verdichterstationen bzw. Pumpstationen erforderlich, um die Betriebsdrücke für den CO<sub>2</sub>-Transport zu erreichen. Der Betriebsdruck für den gasphasigen Transport kann durch eine Verdichtung erfolgen. Um den Betriebsdruck für den Transport in der dichten Phase zu erreichen, gibt es jedoch 2 Möglichkeiten. Einerseits kann der Betriebsdruck direkt durch eine Verdichtung erfolgen. Andererseits ist es auch möglich, das CO<sub>2</sub> zuerst zu verdichten, dann abzukühlen, sodass das CO<sub>2</sub> kondensiert und anschließend das CO<sub>2</sub> im flüssigen/dichten Zustand auf den gewünschten Betriebsdruck zu pumpen. Diese beiden Vorgänge sind in Abbildung 4-3 dargestellt.

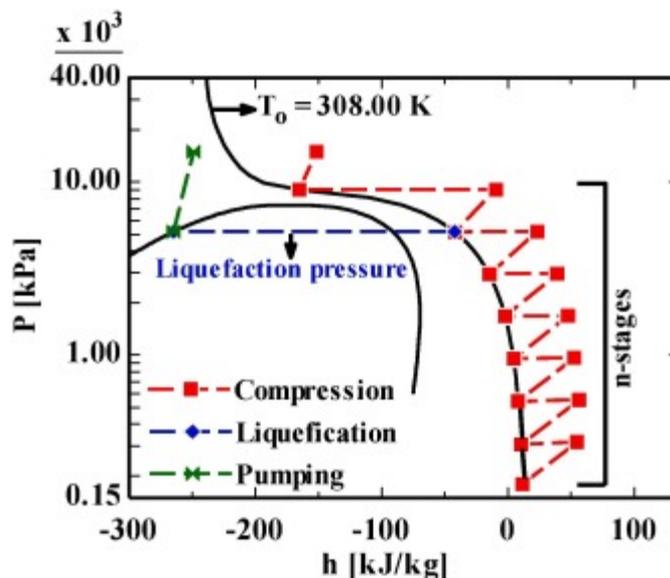


Abbildung 4-3 p-h-Diagramm für CO<sub>2</sub> und Möglichkeiten CO<sub>2</sub> zu komprimieren [43]

Zur Erhebung der Kosten für die Verdichterstationen wurden im Rahmen dieser Studie unterschiedliche Betriebspunkte definiert, welche sich durch den zu komprimierenden CO<sub>2</sub>-Massenstrom sowie durch unterschiedliche Druckänderungen unterscheiden. Die verschiedenen Betriebspunkte können der Tabelle 4-5 entnommen werden. In weiterer Folge wurden technische Daten sowie Kosten für das Verdichterskid bzw. Pumpenskid ohne Redundanz bei verschiedenen Herstellern angefragt. Mögliche Technologien für die Komprimierung des CO<sub>2</sub> unter den in Tabelle 4-5 angegebenen Bedingungen sind Kolbenkompressoren, Radialturboverdichter sowie axial geteilte mehrstufige Pumpen.

Tabelle 4-5 Definition der Betriebspunkte für die Verdichterstationen bzw. Pumpstationen

Betriebspunkt #	Eintrittsdruck (bara)	Austrittsdruck (bara)	Phase	Massenstrom (kt/a)
1	2	10	gas -> gas	50
2	2	10	gas -> gas	100
3	2	10	gas -> gas	500
4	10	25	gas -> gas	50
5	10	25	gas -> gas	100
6	10	25	gas -> gas	500
7	2	25	gas -> gas	50
8	2	25	gas -> gas	100
9	2	25	gas -> gas	500
10	2	25	gas -> gas	1.500
11	2	150	gas -> dense	50
12	2	150	gas -> dense	100
13	2	150	gas -> dense	500
14	2	150	gas -> dense	1.500
15	2	150	gas -> dense	5.000
16	25	150	gas -> dense	500
17	25	150	gas -> dense	1.500

Betriebspunkt #	Eintrittsdruck (bara)	Austrittsdruck (bara)	Phase	Massenstrom (kt/a)
18	25	150	gas -> dense	5.000
19	90	150	liquid -> liquid	1.500
20	90	150	liquid -> liquid	5.000
21	90	150	liquid -> liquid	10.000

Die Herstellerangaben der Kosten für die verschiedenen Betriebspunkte können der Tabelle 4-6 entnommen werden. Die Werte in der Tabelle entsprechen den Abschätzungen der jeweiligen Hersteller. Werte, welche mit einem ‚\*‘ markiert wurden, sind Abschätzungen des AIT basierend auf Herstellerangaben. Felder mit der Beschriftung ‚technisch nicht sinnvoll umsetzbar‘ sind Betriebspunkte, die mit den von den Herstellern angebotenen Technologien technisch nicht sinnvoll umsetzbar sind und nicht ausgefüllte Felder sind Betriebspunkte, für welche keine geeigneten Pumpen bzw. Verdichter verfügbar sind.

Tabelle 4-6 Kosten für Verdichterskid bzw. Pumpenskids laut Herstellerschätzungen in € (\* Abschätzungen des AIT)

Betriebspunkt #	Hersteller 1 (IGCC)	Hersteller 2 (IGCC)	Hersteller 3 (KK)	Hersteller 4 (Pumpe)	Hersteller 5 (Pumpe)
1	n.a.	n.a.	3.000.000 *	n.a.	n.a.
2	technisch nicht sinnvoll umsetzbar	2.500.000	6.000.000 *	n.a.	n.a.
3	6.000.000 *	4.000.000	26.000.000 *	n.a.	n.a.
4	n.a.	n.a.	2.000.000 *	n.a.	n.a.
5	technisch nicht sinnvoll umsetzbar	2.500.000	4.000.000 *	n.a.	n.a.
6	technisch nicht sinnvoll umsetzbar	2.500.000	15.000.000 *	n.a.	n.a.
7	n.a.	n.a.	5.170.000 *	n.a.	n.a.
8	technisch nicht sinnvoll umsetzbar	3.500.000	10.770.000	n.a.	n.a.
9	9.000.000	5.000.000	51.120.000	n.a.	n.a.
10	12.000.000 *	7.500.000	131.700.000	n.a.	n.a.
11	keine Einzeltechnologie verfügbar (zu kleiner Volumenstrom für IGCC, Kolbenkompressor (KK) für transkritische Kompression nicht geeignet); möglicherweise darstellbar über IGCC+Kälteverflüssigung+Pumpe				
12					
13	13.000.000 *	10.000.000	n.a.	n.a.	n.a.
14	16.000.000	20.000.000	n.a.	n.a.	n.a.
15	19.000.000	40.000.000	n.a.	n.a.	n.a.
16	technisch nicht sinnvoll umsetzbar	6.000.000	n.a.	n.a.	n.a.
17	technisch nicht sinnvoll umsetzbar	10.000.000	n.a.	n.a.	n.a.
18	14.000.000 *	15.000.000	n.a.	n.a.	n.a.

Betriebspunkt #	Hersteller 1 (IGCC)	Hersteller 2 (IGCC)	Hersteller 3 (KK)	Hersteller 4 (Pumpe)	Hersteller 5 (Pumpe)
19	n.a.	n.a.	n.a.	400.000	400.000
20	n.a.	n.a.	n.a.	550.000	700.000
21	n.a.	n.a.	n.a.	700.000	1.400.000

Tabelle 4-7 stellt eine Übersicht über die Kosten des Verdichterskids bzw. des Pumpenskids dar. Die Kosten beziehen sich jeweils auf die Technologie, welche in der Spalte ‚Empfehlung Technologie‘ angegeben ist. Bei den Betriebspunkten 2, 5 und 8 werden für den Betrieb ohne Redundanz und 1+1- Redundanz Radialturboverdichter empfohlen, während für den Betrieb mit 2+1-Redundanz und 3+1- Redundanz Kolbenkompressoren empfohlen werden. Die Kosten für die Kolbenkompressoren sind mit \* und jene für die Radialturboverdichter mit \*\* gekennzeichnet. Die Kosten für die Redundanz in Tabelle 4-7 ergeben sich durch zusätzliche Integrationsmaßnahmen, übergeordnete Fail-Safe-Steuerungen, etc. Eine 1+1-Redundanz bedeutet die Installation eines Verdichters für den Normalbetrieb und eines Verdichters als Reserve. Dadurch betragen die Kosten für ein Verdichterskid 240% der von den Herstellern angegebenen Kosten. Bei der 2+1-Redundanz werden pro Verdichterskid zwei Verdichter für jeweils 50% des Normalbetriebs und ein Verdichter mit 50% als Reserve installiert. Die CAPEX entsprechen hierbei 280% der von den Herstellern angegebenen Kosten. Eine 3+1-Redundanz bedeutet die Installation von drei Verdichtern mit jeweils 33% des Normalbetriebs und eines Verdichters mit 33% als Reserve. Die Kosten für das Verdichterskids betragen dann 310% der von den Herstellern angegebenen Kosten.

Tabelle 4-7 Kostenschätzung der Investition für das Verdichterskid bzw. Pumpenskid (-50/+100%), Mio. €, AIT (\*Kolbenkompressoren; \*\*Radialturboverdichter)

Betriebspunkt	ohne Redundanz	1+1- Redundanz	2+1- Redundanz	3+1- Redundanz	Empfehlung Technologie
1	3	7	8	9	Kolbenkompressor (KK)
2	3 **	6 **	17 *	19 *	Kolbenkompressor (KK) * oder Radialturboverdichter (IGCC) **
3	4	10	11	12	Radialturboverdichter (IGCC)
4	2	5	6	6	Kolbenkompressor (KK)
5	3 **	6 **	11 *	12 *	Kolbenkompressor (KK) * oder Radialturboverdichter (IGCC) **
6	3	6	7	8	Radialturboverdichter (IGCC)
7	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	Kolbenkompressor (KK)
8	4 **	8 **	30 *	33 *	Kolbenkompressor (KK) * oder Radialturboverdichter (IGCC) **
9	5	12	14	16	Radialturboverdichter (IGCC)
10	8	18	21	23	Radialturboverdichter (IGCC)
11	keine Einzeltechnologie verfügbar (zu kleiner Volumenstrom für IGCC, Kolbenkompressor (KK) für transkritische Kompression nicht geeignet); möglicherweise darstellbar über IGCC+Kälteverflüssigung+Pumpe				
12					
13	10	24	28	31	Radialturboverdichter (IGCC)
14	16	38	45	50	Radialturboverdichter (IGCC)
15	19	46	53	59	Radialturboverdichter (IGCC)
16	6	14	17	19	Radialturboverdichter (IGCC)

Betriebspunkt	ohne Redundanz	1+1- Redundanz	2+1- Redundanz	3+1- Redundanz	Empfehlung Technologie
17	10	24	28	31	Radialturboverdichter (IGCC)
18	14	34	39	43	Radialturboverdichter (IGCC)
19	0,4	1,0	1,1	1,2	Axial geteilte mehrstufige Pumpe
20	0,6	1,3	1,5	1,7	Axial geteilte mehrstufige Pumpe
21	0,7	1,7	2,0	2,2	Axial geteilte mehrstufige Pumpe

Eine Verdichterstation beinhaltet jedoch nicht nur das Verdichterskid, sondern auch Apparaturen, Verrohrung & Instrumentierung, elektrische Mess-, Steuer- und Regelungstechnik (EMSR), Gebäude inkl. Planung, Basic- & Detail Engineering (Gebäude, R&I, EMSR), Trocknungseinheit, Kühlanlage, Trafo-Station, Grundstück sowie Arbeitsleitungen. Die Kosten für diese zusätzlichen Punkte betragen in etwa 600-900% der CAPEX des Pumpenskids bzw. 400-600% der CAPEX des Verdichterskids. Dabei ist anzumerken, dass die untere Grenze bei einer 3+1 Redundanz und die obere Grenze bei keiner oder einer 1+1 Redundanz heranzuziehen ist.

Die Kosten für die Verdichter – bzw. Pumpenstationen wurden mit einer Genauigkeit von -50 bis +100% erhoben und resultieren in den in der Tabelle 4-6 angegebenen Werten. Eine detailliertere Auslegung der Verdichter- bzw. Pumpenstationen ist für eine Netzauslegung jedenfalls in Abstimmung mit den Verdichter- und Pumpenherstellern notwendig. Dies war aus Ressourcengründen in dieser Studie nicht möglich.

Für die weiteren Betrachtungen wurden folgende Kosten angenommen:

Tabelle 4-8 beinhaltet CAPEX für Pipelines für den Transport in dichter Phase und Gasphase. Die CAPEX für die Pipelines beinhalten die Kosten für die Errichtung der Rohrleitung selbst (Tiefbau, Anlagenbau, Material, Wegerecht) also auch alle notwendigen Stationseinbauten wie Regler, Filter, Schieber, Messung etc. Als Basis für die PN40 CO<sub>2</sub> Rohrleitung wurden die Plankostenansätze für Ferngasleitungen (PN70) aus dem deutschen Netzentwicklungsplan (Quelle: FNB Gas) herangezogen. Für eine PN150 CO<sub>2</sub> wurden die Plankostenansätze für Ferngasleitungen (PN100) mit einem Aufschlag von 50% für die höhere Wandstärke herangezogen.

Tabelle 4-8: CAPEX für Pipelines für den Transport in dichter Phase und Gasphase

DN in mm	Gasphase PN40 [EUR/m]	Dichte Phase PN150 [EUR/m]
100	1063	1523
200	1163	1701
300	1273	1898
400	1390	2115
500	1540	2355
600	1680	2655
700	1850	2955
800	2020	3270
900	2210	n.a.
1000	2450	n.a.
1100	2560	n.a.
1200	2840	n.a.

DN in mm	Gasphase PN40 [EUR/m]	Dichte Phase PN150 [EUR/m]
1400	3560	n.a.

Tabelle 4-9 zeigt die CAPEX und Leistung der Einspeiseverdichter, Booster und Verflüssiger im Netz. Diese wurden anhand von einzelnen Stützwerten aus der Marktrecherche (Tabelle 4-6) ermittelt.

Tabelle 4-9: CAPEX und Leistung der Einspeiseverdichter, Booster und Verflüssiger im Netz

Einspeiseverdichter Gasphase			Booster Gasphase		Gasphase -> Dichte Phase		Einspeiseverdichter Dichte Phase		Booster Dichte Phase	
Rate in kt/a	CAPEX in Mio. €	Leistung in MW	CAPEX in Mio. €	Leistung in MW	CAPEX in Mio. €	Leistung in MW	CAPEX in Mio. €	Leistung in MW	CAPEX in Mio. €	Leistung in MW
100	14,0	0,794	10,3	0,312	17,6	1,045	30,4	1,405	2,2	0,093
200	16,0	1,590	10,5	0,625	19,2	1,785	32,8	2,566	2,2	0,133
300	17,2	2,390	10,8	0,919	20,8	2,525	35,2	3,721	2,2	0,173
400	18,4	3,121	11,1	1,251	22,4	3,265	37,6	4,870	2,2	0,213
500	20,0	3,851	11,4	1,548	24,0	4,000	40,0	6,000	2,2	0,253
600	20,8	4,581	11,7	1,858	25,6	4,745	42,4	7,150	2,3	0,293
700	22,1	5,311	11,9	2,168	27,2	5,485	44,8	8,281	2,3	0,333
800	23,3	6,041	12,2	2,478	28,8	6,225	47,2	9,406	2,3	0,373
900	24,5	6,771	12,5	2,788	30,4	6,965	49,6	10,525	2,3	0,413
1.000	25,7	7,971	12,8	3,126	32,0	7,705	52,0	11,638	2,3	0,453
1.500	30,0	11,151	14,8	4,648	40,0	11,390	64,0	17,000	2,4	0,700
2.000	37,9	14,682	16,5	6,263	42,3	12,700	65,7	22,438	2,5	0,853
3.000	50,1	22,101	19,7	9,298	46,9	15,200	69,1	32,638	2,7	1,253
4.000	62,3	29,401	23,0	12,398	51,5	17,700	72,5	42,238	2,9	1,653
5.000	74,5	36,701	26,3	15,498	56,0	20,000	76,0	50,000	3,3	1,900

Tabelle 4-10 zeigt den Strombedarf für die Kompressoren. Dieser wurde anhand der Leistung inter- bzw. extrapoliert. Tabelle 4-11 enthält weitere Parameter zur Berechnung der Kosten.

Tabelle 4-10: Strombedarf von Einspeiseverdichter, Booster und Verflüssiger bei unterschiedlichen Druckstufen

Einspeiseverdichter von 0 bar		Booster von 85 bar		Einspeiseverdichter von 0 bar		Verbrauch Booster von 10 bar		Verbrauch Gas -> Flüssig	
auf Druckstufe bar	kWh/t _CO <sub>2</sub>	auf Druckstufe bar	kWh/t _CO <sub>2</sub>	auf Druckstufe bar	kWh/t _CO <sub>2</sub>	auf Druckstufe bar	kWh/t _CO <sub>2</sub>	auf Druckstufe bar	kWh/t _CO <sub>2</sub>
100	96,2	100	2,40	10	32,36	35	27,40	100	61,2
115	98,6	115	2,95	20	51,76	n.a.	n.a.	115	63,6
130	101,6	130	3,52	30	64,74	n.a.	n.a.	130	66,6
150	105,1	150	4,09	40	68,34	n.a.	n.a.	150	70,1

Tabelle 4-11: Weitere Kostenparameter

Weiter Parameter	Wert	Einheit
OPEX Rohrleitung	1,50%	CAPEX/a
O&M Kompressor	4,00%	CS CAPEX/a
Stromkosten	143,5	EUR/MWh

Weiter Parameter	Wert	Einheit
WACC	7%	n.a.
Afa Dauer Rohrleitung	35	Jahre
Afa Dauer Verdichter	20	Jahre

### 4.3.2 Nicht-Leitungsgebundene Transportmöglichkeiten in Österreich

Als Alternative und Übergangslösung zum Pipelinetransport wird der Transport mit LKW, Bahn und Binnenschiff betrachtet. Hierbei hat ein LKW eine Kapazität von 18 tCO<sub>2</sub>, ein Wagon eines Güterzuges bis zu 62 tCO<sub>2</sub> [8], [16] und ein Binnenschiff bis zu 2.000 tCO<sub>2</sub> [17].

In Abbildung 4-4 sind Kosten für verschieden Transportmöglichkeiten für den Beispielfall Hochfilzen in Tirol dargestellt. Für den LKW und Bahntransport wurde zusätzlich ein Pufferspeicher mit der 1,5-Fachen Menge der Transportmenge berücksichtigt. Abbildung 4-5 zeigt eine Überschneidung des geplanten CO<sub>2</sub> Pipelinenetzes in Österreich und des bestehenden Bahnnetzes [18]. Die Standorte in Tirol liegen entlang des existierenden Bahnnetzes und können so in das Deutsche CO<sub>2</sub> Netz angebunden werden.

Berücksichtigt wurden für den Pipelinetransport die Kosten für den Netzabschnitt von Hochfilzen bis Grenze DE inkl. Einspeiseverdichter für den gasförmigen Transport. Für den LKW Transport wurde die Strecke von Hochfilzen bis Rosenheim inkl. Pufferspeicher am Standort und and der Einspeisestelle berücksichtigt [6], [7]. Für den Bahntransport wurde die Strecke über Wörgl bis Kiefersfelden inkl. Pufferspeicher am Standort und and der Einspeisestelle berücksichtigt [7], [8], [9].

Der Transport mit Pipeline ist aufgrund der geringeren Menge pro Tonne teurer als per Bahn. Für höhere Transportleistungen gilt dies nicht da die Kosten Überproportional steigen.

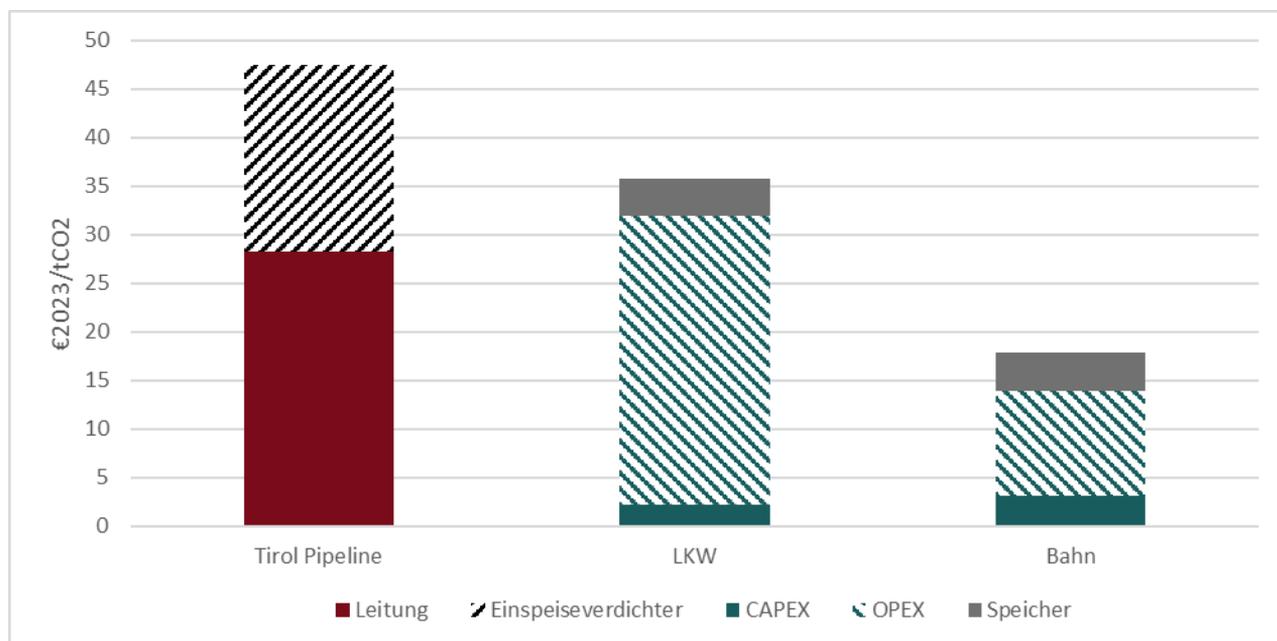


Abbildung 4-4: Kosten für den Transport per Bahn, LKW und Pipeline für den Standort Hochfilzen

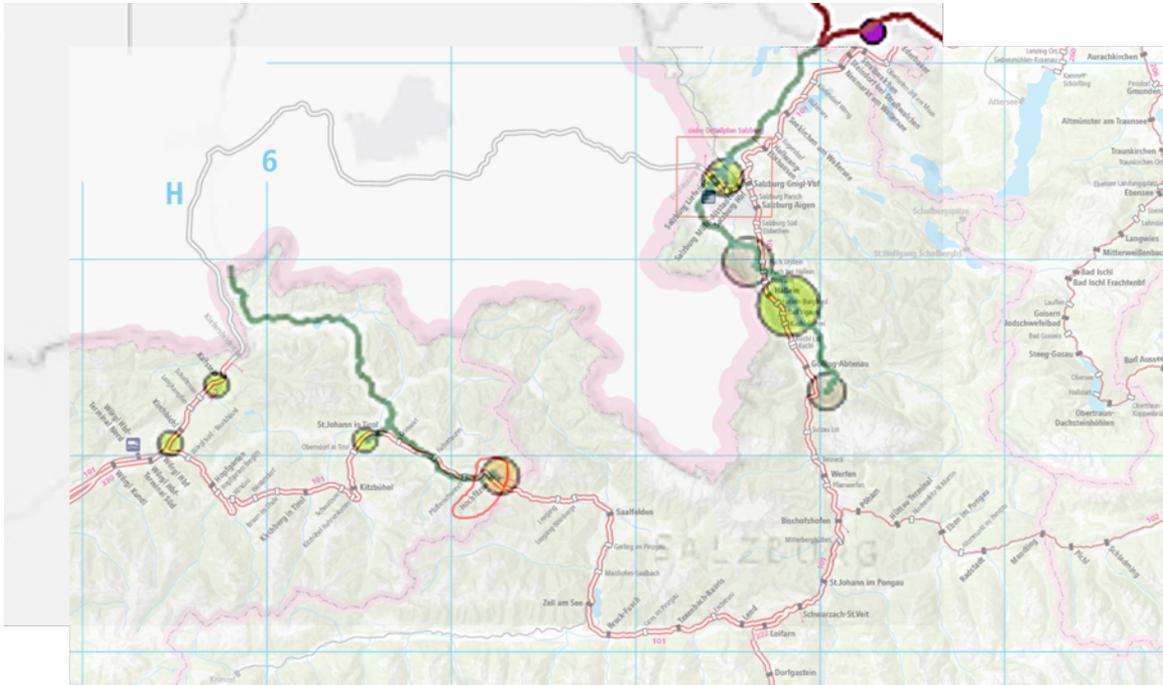


Abbildung 4-5: Überschneidung des CO<sub>2</sub> Netzes mit dem österreichischen Bahnnetz [10]

### 4.3.3 Transport mittels Schiffs im In- und Ausland

Für den Transport von der Österreichischen Grenze bis zum Schiffterminal wurden die Ergebnisse der Studie der Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft e. V. über die Analyse des CO<sub>2</sub>-Infrastrukturbedarf in Bayern [10] und die Studie „Kostenschätzung für ein CCS-System für die Schweiz bis 2050“ für das Bundesamt für Umwelt [11] herangezogen. Dabei wird der Transport mit 12,86 – 20,25 €<sub>2023</sub>/tCO<sub>2</sub> abgeschätzt.

Eine Alternative bzw. Übergangslösung ist der Transport mit dem Binnenschiff entlang der Rhein-Main-Donau Route nach Rotterdam. Die Kapazität eines Binnenschiffes beträgt ca. 2.000 t CO<sub>2</sub> und die Transportdauer (Wien bis Rotterdam) etwa 6 Tage und 16 Stunde [17], [19]. Die Kosten betragen ca. 12 €<sub>2023</sub>/t/100km [6], [12], [13].

Der weitere Transport bis zur Offshore-Speicherstätte mittels Schiffs liegt zwischen 7,29 und 15,00 €<sub>2023</sub>/tCO<sub>2</sub>. Die Kosten inkludieren das Be- und Entladen, die Verschiffung sowie Pufferspeicher auf am Hafen und der Offshore-Plattform [6], [12], [13]. Diese Kosten könnten durch den Bau von Offshore Pipelines sinken. Beispielsweise ist eine Pipeline vom deutschen Festland zu norwegischen Offshore CO<sub>2</sub> Speichern geplant (Leuchtturmprojekt NOR-GE) [20].

In der Tabelle 4-12 sind die Parameter zur Berechnung der Transportkosten für den Schiff- und Binnenschifftransport zusammengefasst.

Tabelle 4-12: Parameter für den Schiff- und Binnenschifftransport

Parameter für den Schifftransport	Wert	Einheit
WACC	7	%
Kapazität (Speicher)	1,2	mal der Schiffskapazität
Abschreibdauer (Speicher)	20	Jahre
CAPEX (Speicher)	710	€/tCO <sub>2</sub>

Parameter für den Schiffftransport	Wert	Einheit
OPEX (Speicher)	5	% CAPEX
CAPEX (Terminal)	1,9	€/tCO <sub>2</sub> /Jahr
OPEX (Terminal)	3	% CAPEX
Abschreibdauer (Terminal)	20	Jahre
Kapazität (Schiff)	50.000	tCO <sub>2</sub>
CAPEX (Schiff)	94.892.430	€
OPEX (Schiff)	5	% CAPEX
Abschreibdauer (Schiff)	20	Jahre
Treibstoffkosten	33	€/MWh
Treibstoffverbrauch (Schiff)	415	MWh/Tag
Hafengebühr (Schiff)	39.517	€/Fahrt
Kapazität (Binnenschiff)	2.000	t
CAPEX (Binnenschiff)	35.756.568	€
OPEX (Binnenschiff)	5	% CAPEX
Abschreibdauer (Binnenschiff)	20	Jahre
Treibstoffverbrauch (Binnenschiff)	233	MWh/Tag
Hafengebühr (Binnenschiff)	8.920	€/Fahrt

#### 4.4 CO<sub>2</sub> Nutzung zur Herstellung von Methanol

Methanol ist der Ausgangspunkt für die Herstellung verschiedener Chemikalien und trägt daher entscheidend zur Dekarbonisierung der chemischen Produktion bei. Methanol wird synthetisch durch grünen Wasserstoff und biogenes CO<sub>2</sub> hergestellt. Durch die Methanolroute werden dann Olefine, SAFs, Aromaten und auch höhere Kohlenwasserstoffe produziert. In dieser Studie wurde angenommen, dass im Jahr 2050 in Österreich Methanol für die Herstellung von 50% der aktuellen Produktion (Stand 2019) der Olefine, 50% der EU-SAF Quote sowie 100% der aktuellen Produktion (Stand 2019) der Aromaten und höheren Kohlenwasserstoffe produziert wird. Laut Stöchiometrie werden dafür 2,6 Mt/a benötigt. In realen Prozessen kann der CO<sub>2</sub>-Bedarf jedoch aufgrund von Betriebsbedingungen, Verlusten, etc. höher sein.

Um den Energiebedarf für die Methanolsynthese exemplarisch abschätzen zu können, wurde eine Simulation der synthetischen Methanolproduktion basierend auf [44] durchgeführt. In der Simulation ist die erneuerbare Stromproduktion mittels PV und Wind basierend auf realen Wetterdaten in Schwechat, die Wasserstoffherstellung mittels einer PEM -Elektrolyse (Proton Exchange Membrane) sowie die Methanolsynthese gemäß dem Prozess der CO<sub>2</sub>-Hydrierung [45] inkludiert. In der Simulation werden die 2,6 Mt/a in 1,8 Mt<sub>Methanol</sub>/a umgewandelt. Dafür werden 350 kt<sub>H<sub>2</sub></sub>/a benötigt, welche durch einen PEM Elektrolyseur mit einer Leistung von 3,6 GW bereitgestellt werden. Um diesen Elektrolyseur zu betreiben, sind 3,1 GW installierte Leistung (Peak) für PV Anlagen und 3,5 GW installierte Leistung (Peak) für Windanlagen notwendig, welche ungefähr 16 TWh erneuerbare Energie pro Jahr liefern. Die Eckdaten sind in Tabelle 4-13 zusammengefasst.

Tabelle 4-13 Simulationsergebnisse Methanolherstellung mit 2,6 Mt/a

Parameter	Ergebnisse der Simulation
Leistung PV (Peak)	3,1 GW
Leistung Wind (Peak)	3,5 GW
Energie aus Erneuerbaren	16 TWh
CO <sub>2</sub> -Menge	2,6 Mt /a
H <sub>2</sub> -Menge	350 kt /a
Leistung Elektrolyseur	3,6 GW
Methanol-Menge	1,8 Mt/a

Abbildung 4-6 zeigt ein Energieflussdiagramm, welches die Energieflüsse der Herstellung von synthetischem Methanol darstellt. Die Energie der Wind- und PV-Anlagen wird dem Elektrolyseur zur Verfügung gestellt, wodurch Wasserstoff hergestellt wird. Durch den Wirkungsgrad des Elektrolyseurs fallen hier Verluste an. Wasserstoff wird dann gemeinsam mit dem CO<sub>2</sub> sowie thermischer und elektrischer Energie der Methanolsynthese zugeführt. Bei der Methanolsynthese fällt neben dem produzierten Methanol auch Abwärme an. In diesem Prozess wurde angenommen, dass das CO<sub>2</sub> zur Verfügung steht und somit wurde die CO<sub>2</sub>-Abscheidung hier nicht modelliert.

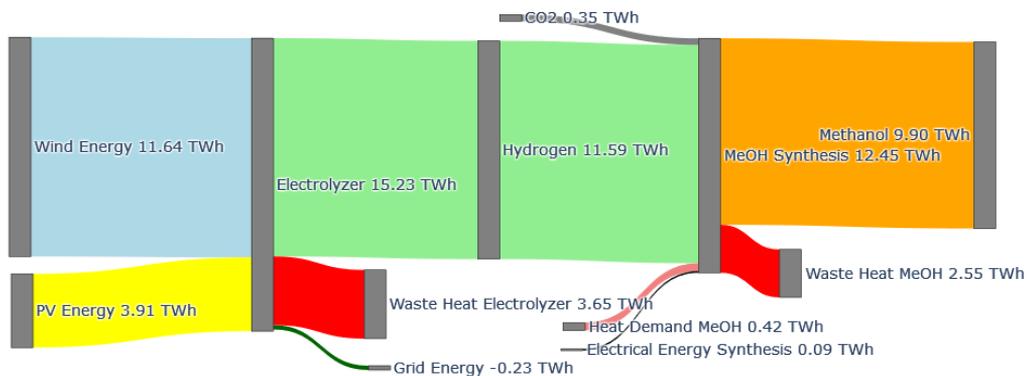


Abbildung 4-6 Energiebedarf für die Methanolsynthese mit 2,6 Mt/a

#### 4.5 Kosten verschiedener Speicheroptionen

Da zwei Netzszenarien die Speicherung in Österreich beinhalten, wurden Kosten für die Onshore und Offshore Speicherung erhoben. Erfahrungen mit CO<sub>2</sub>-Speicherungen haben gezeigt, dass das Risiko eines Austretens von CO<sub>2</sub> in die Atmosphäre oder der Verunreinigung von Grundwasser effektiv gemanagt werden kann. Die Wahrscheinlichkeit und potenzielle Auswirkungen solcher Ereignisse wurden im Allgemeinen als gering eingestuft. Eine sorgfältige Standortauswahl und umfassende Bewertung sind jedoch entscheidend, um die sichere und dauerhafte Speicherung von CO<sub>2</sub> zu gewährleisten und Risiken zu minimieren. Die Kosten für die Entwicklung von CO<sub>2</sub> Speichern werden in den kommenden Jahren ein wichtiger Faktor für die Ausbaugeschwindigkeit von CCUS sein, obwohl die Kosten für die Speicherung im Vergleich zur Abscheidung niedrig erwartet werden. Aktuell geschätzte Kosten variieren je nach Injektionsrate und Eigenschaften der Speicherreservoirs sowie dem Speicherstandort [3].

Für die Speicherung Onshore wurden zusätzliche Kosten für Monitoring berücksichtigt. Die Kosten liegen bei 9,8 – 36,6 €<sub>2023</sub>/tCO<sub>2</sub>. Die Speicherung Offshore wird mit 22,8 – 85,4 €<sub>2023</sub>/tCO<sub>2</sub> geschätzt [14], [15].

Abbildung 4-7 zeigt die Gesamtkosten für die minimalen und maximalen Kosten die berücksichtigt wurden für die On- und Offshore-Speicherung von CO<sub>2</sub>. Hierbei wird der zusätzliche Transport im Ausland per Pipeline und Schiff für die Offshore Speicherung inkludiert. Besonders bei den Kosten für die Offshore-Speicherung gibt es große Unsicherheiten bezüglich den einzelnen Kostenkomponenten.

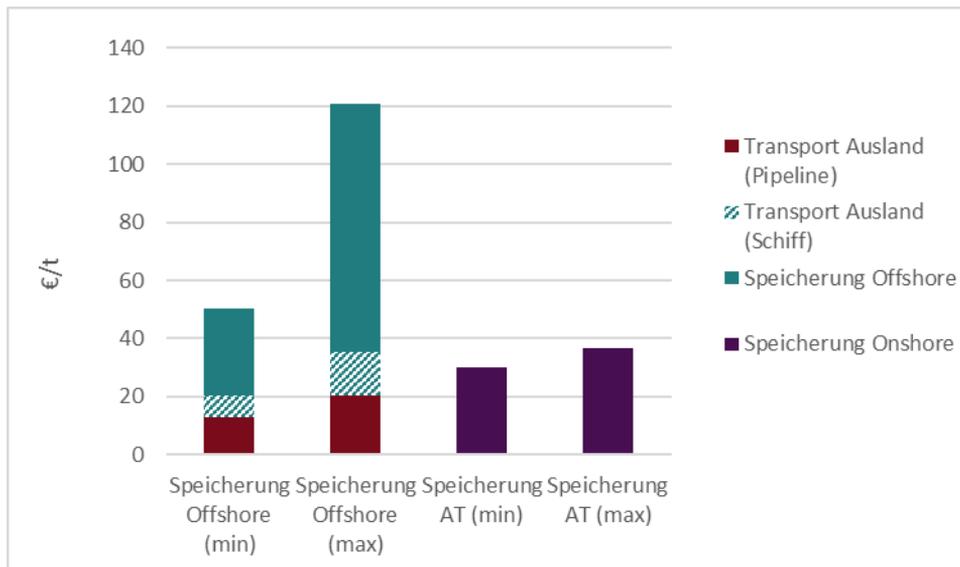


Abbildung 4-7: Kosten für die Speicherung in Österreich und Offshore in €/t

## 4.6 Kostenvergleich der Szenarien, Transport- und Speicheroptionen

In diesem Abschnitt werden die absoluten und relativen Kosten für die verschiedenen Netzszenarien und deren Aufbau, sowie die Kosten entlang der gesamten CCS Kette (Abscheidung – Transport – Speicherung) dargestellt und beschrieben. Weiters werden die Kosten für die verschiedenen Transport und Speicheroptionen miteinander verglichen.

### 4.6.1 Pipelinetransport Transportkosten im Vollausbau

Abbildung 4-8 zeigt die Kosten für das CO<sub>2</sub>-Pipelinenetz in Mio.€ pro Jahr für die vier Netzszenarien jeweils im Vollausbau 2040/50. Hierbei werden die Kosten für die Einspeiseverdichtung, die Verflüssigung und der Booster Stationen zusammengefasst. Die Stromkosten für diese Komponenten sind extra dargestellt.

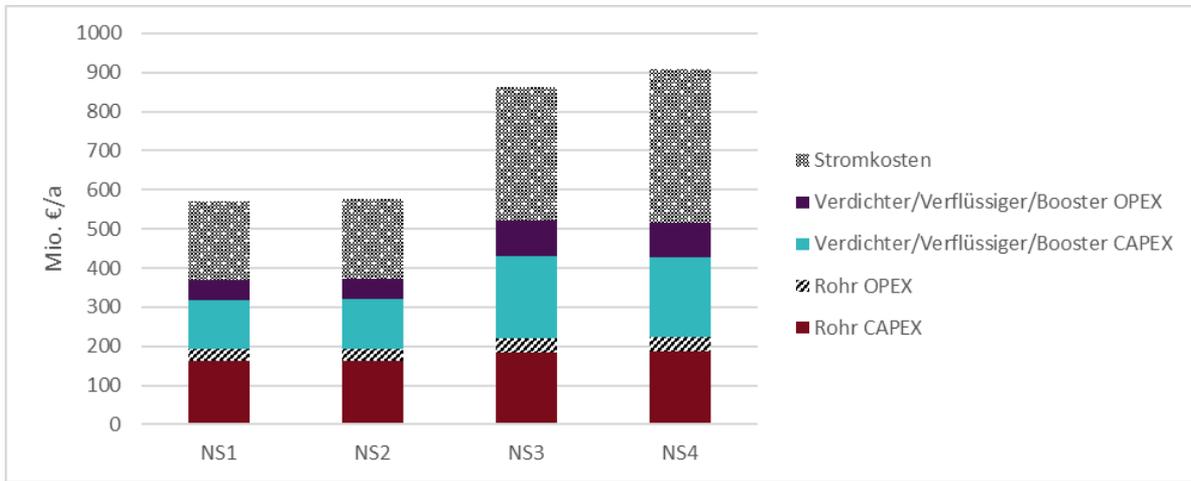


Abbildung 4-8: CO<sub>2</sub> Transportkosten nach Szenario 2040/2050 in Mio.€/Jahr

Aufgrund der geringeren Transportmengen sind die Kosten in den Szenarien 1 und 2 geringer als jene für die Szenarien 3 und 4. Die Kosten für das Leitungsnetz unterscheiden sich hierbei nicht signifikant. In den Szenarien 2 und 4 ist die Speicherung in Österreich nicht inkludiert, somit sind die zu exportierenden Mengen größer. Dies führt zu höheren Kosten für Booster Stationen im Szenario 1 im Vergleich zu Szenario 2 und im Szenario 3 verglichen mit Szenario 4.

Abbildung 4-9 zeigt die spezifischen Kosten für das CO<sub>2</sub>-Pipelinennetz im Vollausbau 2040/50 in €/tCO<sub>2</sub> für die vier Netzszenarien.

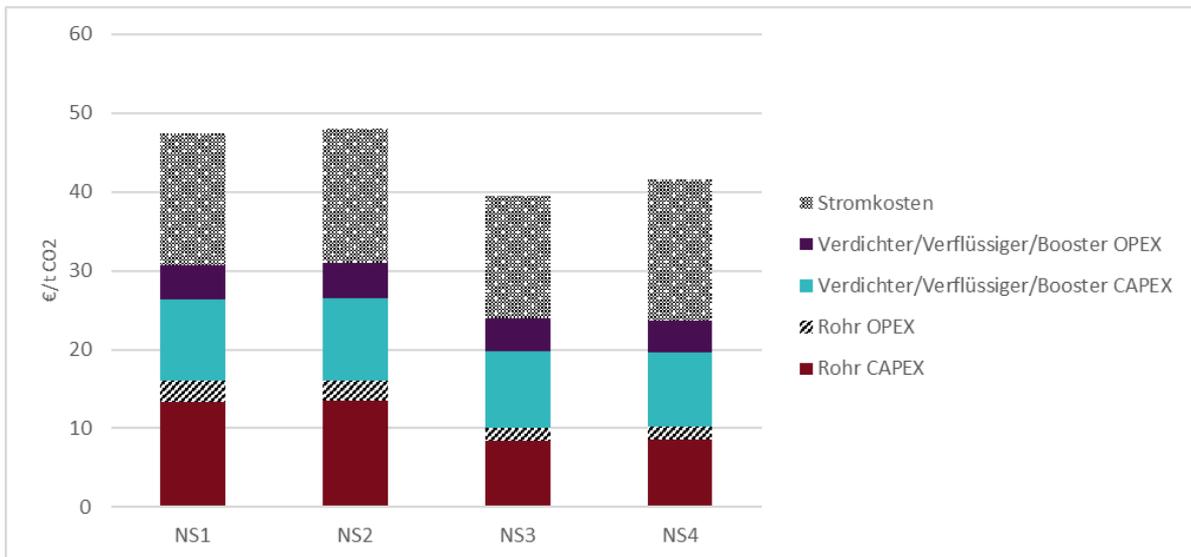


Abbildung 4-9: CO<sub>2</sub> Transportkosten nach Szenario 2040/2050 in €/tCO<sub>2</sub>

Die relativen Kosten für den Leitungsbau in €/tCO<sub>2</sub> sind für die Szenarien 3 und 4 günstiger als für die Szenarien 1 und 2. Dies liegt an dem geringen Unterschied im Aufwand für den Leitungsbau, welcher für Szenario 1 und Szenario 2 1.210 km, bzw. für Szenario 3 und Szenario 4 1.400 km beträgt, jedoch einen signifikanten Unterschied in der Transportmenge. Die Transportmenge im Sz.1 und Sz.2 beträgt 2050 12.469 kt/Jahr und im Sz.4 21.074 kt/Jahr. Die relativen Kosten für die Stromkosten und die Verdichter, Verflüssiger und Booster Stationen skalieren mit der Transportmenge annähernd linear, also doppelte Leistung verursacht doppelte Kosten.

### Netzaufbau Kosten je transportierte Menge

Abbildung 4-10 zeigt die Kosten in €/tCO<sub>2</sub>, sowie die jeweils transportierte Menge an CO<sub>2</sub> in kt/Jahr, welche während des Aufbaus des Netzes für das Netzscenario 1 transportiert wird. Hierbei wird zwischen den beiden Varianten 2030x klein und 2030x groß unterschieden. Die Unterschiede der beiden Varianten sind in Abschnitt 3 erklärt. Diese beiden Varianten werden mit dem Vollausbau 2040/50 verglichen.

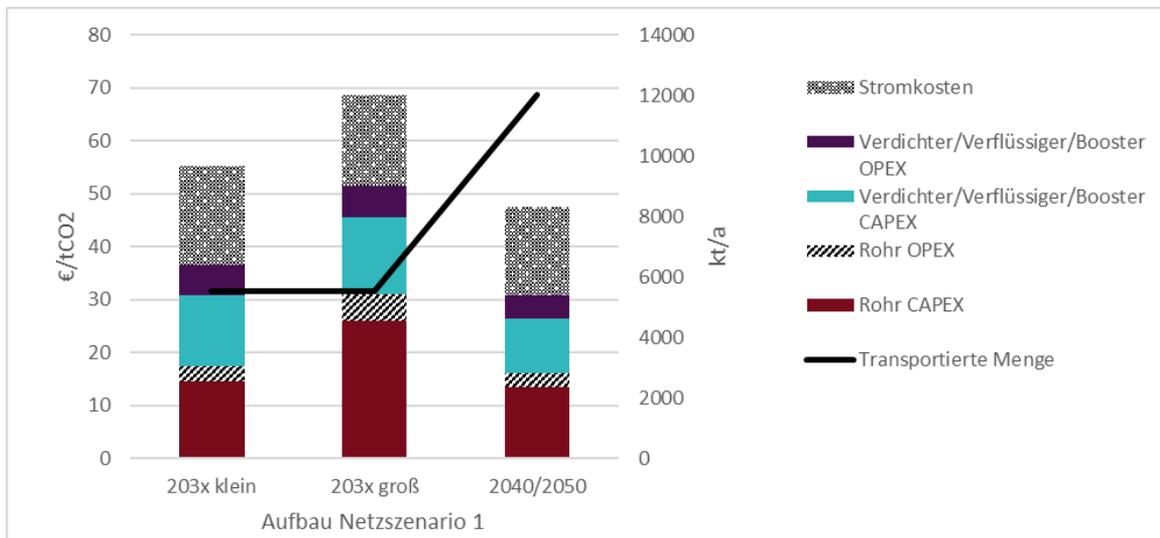


Abbildung 4-10: Kosten für den Aufbau des Pipelinenetzes am Beispiel Netzscenario 1

Aufgrund der größeren Distanz zwischen den Punktquellen im Aufbau „2030x“ groß sind bei gleicher Transportmenge die relativen Kosten höher als für den Aufbau 2030x klein. Am günstigsten ist der Transport bei Vollausslastung des Netzes.

Abbildung 4-11 zeigt die relativen Kosten in €/tCO<sub>2</sub> für einen möglichen Netzaufbau, sowie die dabei transportierte Menge in kt/Jahr für das Netzscenario 3.

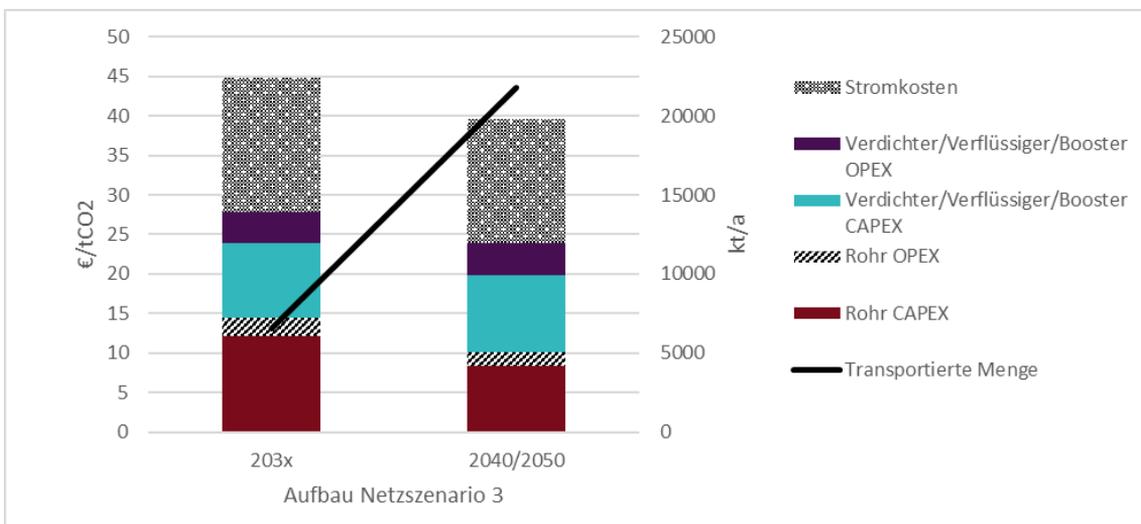


Abbildung 4-11: Kosten für den Aufbau des Pipelinenetzes am Beispiel Netzscenario 3

Abbildung 4-12 zeigt den Anteil an CAPEX, fixem OPEX (Service, Wartung etc.) und den Stromkosten in Prozent für die Pipelinekosten (Rohr- und Verdichter/Verflüssiger/Booster) für alle vier Netzscenario im Vollausbau 2040/50.

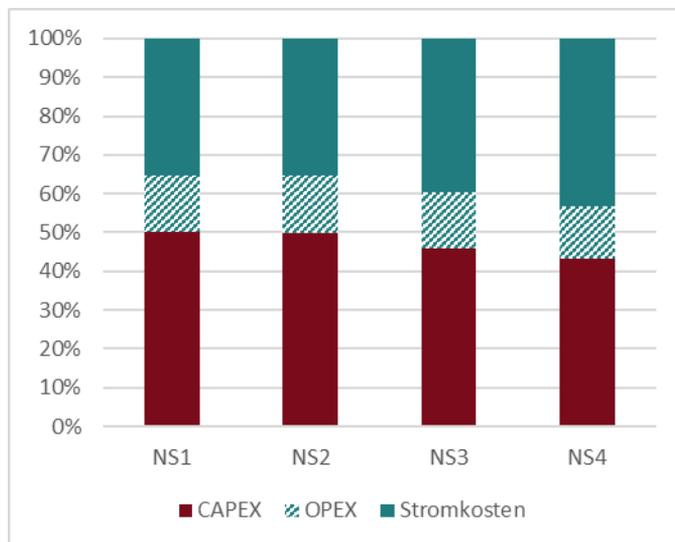


Abbildung 4-12: Anteil an OPEX und CAPEX für den Pipelinetransport

Für die vier Szenarien ist kein signifikanter Unterschied zu beobachten. Mehr als ein Drittel der Kosten fallen für Strom an. Der zukünftige Strompreis hat daher einen hohen Einfluss auf die Gesamtkosten für den CO<sub>2</sub> Transport.

#### 4.6.2 Kosten entlang der gesamten Kette

Abbildung 4-13 beinhaltet die Kosten entlang der gesamten Kette von Abscheidung bis Speicherung (exkl. Der Nutzung im Fall von CCU) in Mio. €/a für die vier Netzszenarien im Vollausbau 2040/50. Die Kosten für den Pipelinetransport in Österreich wurden im vorherigen Abschnitt bereits näher beschrieben. Die Stromkosten beinhalten nur den Pipelinetransport in Österreich. Die Kosten für die restlichen Kosten wurden mit dem Mittelwert der jeweiligen Komponente berechnet. Der Transport zur Offshorelagerstätte wurde mit einem Pipelinetransport und Schifftransport angenommen.

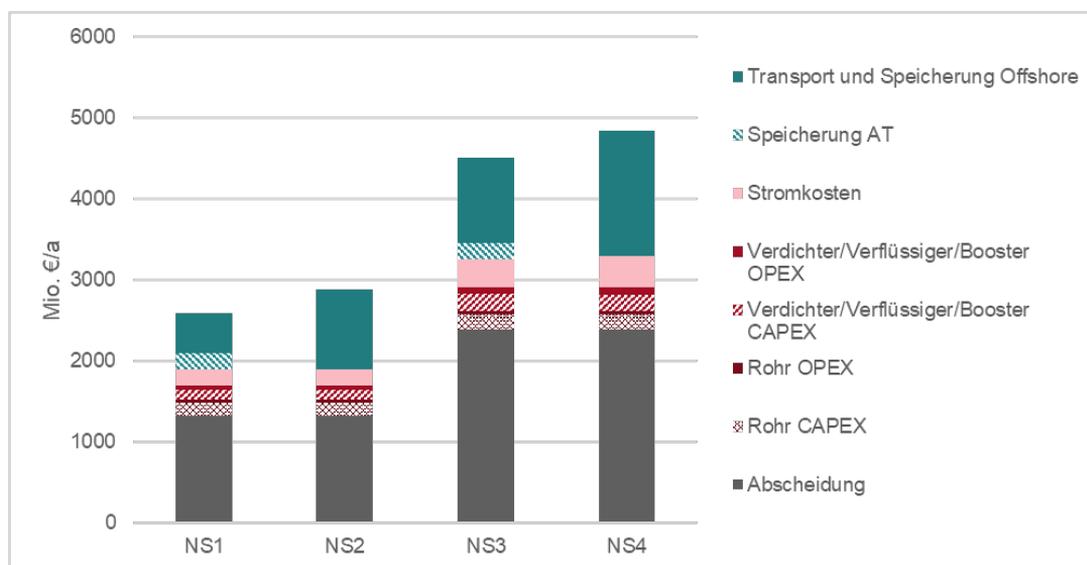


Abbildung 4-13: Kosten entlang der gesamten Kette nach Szenario 2040/2050 in Mio.€/Jahr

Abbildung 4-14 zeigt die relativen Kosten entlang der gesamten Kette von Abscheidung bis Speicherung in €/tCO<sub>2</sub> für die vier Netzszenarien im Vollausbau 2040/50.

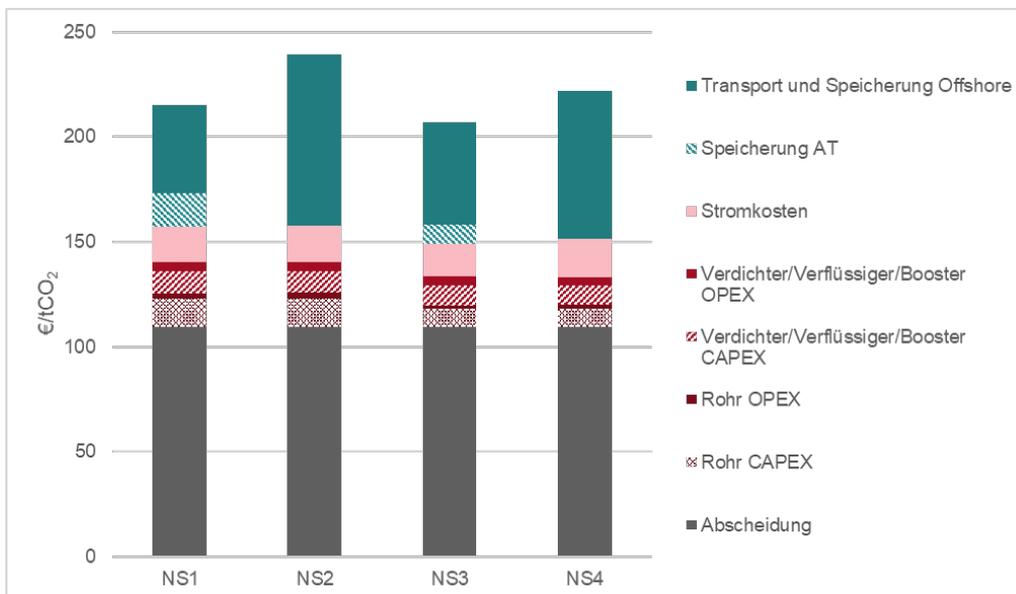


Abbildung 4-14: Kosten entlang der gesamten Kette nach Szenario 2040/2050 in €/tCO<sub>2</sub>

Die Abscheidung ist die teuerste Komponente und macht ca. 50% der Gesamtkosten aus. Der Pipelinetransport innerhalb von Österreich ist nur für ca. 20% der Kosten verantwortlich. Die Varianten mit Speicherung in Österreich sind günstiger als jene mit ausschließlicher Offshore-Speicherung, da diese durch den zusätzlichen Transportaufwand teurer wird.

### Kostenvergleich verschiedener Transportoptionen

Abbildung 4-15 zeigt die Kosten für den Pipeline-, Bahn-, LKW- und Binnenschifftransport in €/tCO<sub>2</sub>/100km. Zu beachten ist im Vergleich der Transportmodi, dass beim Pipelinetransport der OPEX zur Verflüssigung inkludiert ist, in den anderen Transportoptionen nicht.

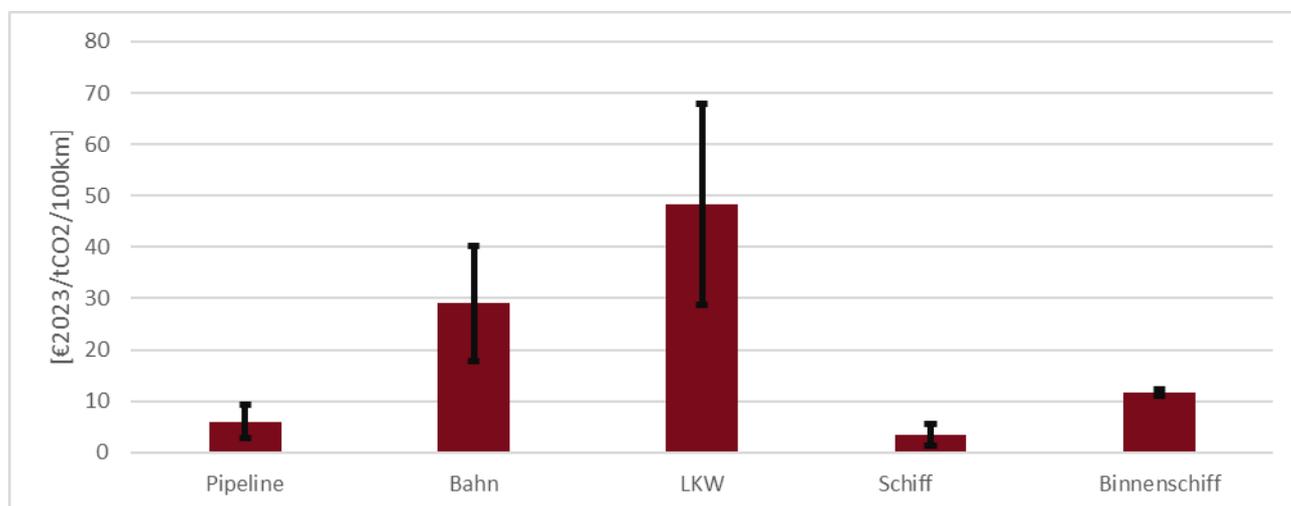


Abbildung 4-15: Kosten verschiedener CO<sub>2</sub> Transportoptionen in €/tCO<sub>2</sub>/100km

### Sensitivität

Eine detaillierte Sensitivitätsanalyse wurde nicht durchgeführt, da die Unsicherheiten wie in Abschnitt 2 und 4 dargestellt auf konzeptioneller Ebene noch bedeutend größer sind als bspw. Preissensitivitäten. Dennoch sollen hier die wesentlichen Einflüsse veränderlicher Parameter auf die Transportkosten qualitativ dargestellt werden. Maßgeblich auf die Kosten wirken sich die Folgenden Parameter in Absteigender Reihenfolge geordnet aus:

- 1) Die Verfügbarkeit von Netz-exit Points, d.h. nationale Speicher und Auslandsanbindungen bestimmen ob es ein Netz überhaupt gibt, oder nicht. Da die Nachbarn DE und IT erst ab 2033 bereit sind Mengen aufzunehmen entscheidet die nationale Entwicklung der Speicher, ob es bis dahin ein Netz gibt oder nicht.
- 2) Der Strompreis macht über ein Drittel der gesamten spezifischen Transportkosten aus (zwischen 10 und 25 €/t für 107 €/MWh). Die Kosten skalieren linear mit der transportierten Menge. Effizienzsteigerungen in der Größenordnung von 20% sind bei der Verflüssigung möglich, siehe auch Punkt 6).
- 3) Wie bei Netzen generell üblich beeinflusst die Transportierte Menge je installierter Distanz die Spezifischen Kosten maßgeblich. Unabhängig der Auslastung skalieren die Errichtungskosten der Leitung sublinear mit dem (möglichen) Durchfluss, aber linear mit der Distanz. D.h. ein kompaktes Netz mit großer Kapazität ist am günstigsten. Siehe dazu den Vergleich zwischen Szenarien 1, und 2 wo die halbe Menge von jener in Szenario 3 und 4 transportiert wird, bzw. Szenario 1 „klein“ und „groß“. Diesem Umstand wurde in der Optimierung Rechnung getragen.
- 4) Indirekte Genehmigungskosten sind auf Grund der zeitlichen Dauer maßgeblich. Hauptsächlich entstehen hier Opportunitätskosten durch zeitliche Verzögerung. Diese können für potenziell einspeisende Betriebe prohibitive Wirkung haben.
- 5) Bezüglich Netzausbau: klarer Weise ist eine Kapazitätssteigerung eines Rohres nachträglich sehr teuer. Druckerhöhungen oder Strömungsgeschwindigkeitssteigerungen sind nur in engem Rahmen möglich. D.h. Rohrdurchmesser sollten initial auf den Endausbau dimensioniert werden (vergleiche Punkt 2) oben), da größere Durchmesser wenig mehr kosten. Verdichter- bzw. Boosterstationen (Pumpen) sind ein wesentlicher CAPEX Bestandteil, und können nachträglich zugebaut werden. Hier skalieren OPEX und CAPEX annähernd linear mit der Menge.
- 6) Der Aggregatzustand im Transportnetz: In dichter Phase reduzieren sich Rohrdurchmesser, aber erhöhen sich Wandstärken und es reduziert sich der Energieaufwand für die Bewegung (Pumpen ist effizienter als Verdichten). Zudem ist eine Drucksteigerung in dichter Phase effizienter als eine Gasverdichtung. D.h. Transport in dichter Phase ist ab ca. 0,5Mt/a günstiger als Gasförmiger Transport.
- 7) Die Verdichtungsarbeit ist ein wesentlicher Kostenbestandteil (siehe Punkt 1), daher können hier Synergien mit Betrieben Kosten senken. Bspw. bei Biomasseanlagen wo bei der Reinigung schon höhere Drücke erforderlich sind. D.h. eine Einspeisung auf höherem Druckniveau sollte entsprechend die Gebühren verringern.

## 4.7 Literatur

- [1] Eurostat, „HICP - all items - annual average indices“. Eurostat, 2023. doi: 10.2908/TEC00027.
- [2] „Wechselkurs (InforEuro)“, Europäische Kommission. Zugegriffen: 10. Oktober 2023. [Online]. Verfügbar unter: [https://commission.europa.eu/funding-tenders/procedures-guidelines-tenders/information-contractors-and-beneficiaries/exchange-rate-infoeuro\\_de](https://commission.europa.eu/funding-tenders/procedures-guidelines-tenders/information-contractors-and-beneficiaries/exchange-rate-infoeuro_de)
- [3] IEA, „CCUS in clean energy transitions“, Energy Technology Perspectives, 2020.
- [4] D. Kearns, H. Liu, und C. Consoli, „TECHNOLOGY READINESS AND COSTS OF CCS“, Global CCS Institute, 2021.
- [5] STATcube, Energiepreise und -steuern. Zugegriffen: 28. Mai 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://statcube.at/statistik.at/ext/statcube/jsf/tableView/tableView.xhtml>
- [6] J. Beiron, F. Normann, und F. Johnsson, „A techno-economic assessment of CO<sub>2</sub> capture in biomass and waste-fired combined heat and power plants – A Swedish case study“, International Journal of Greenhouse Gas Control, Bd. 118, S. 103684, Juli 2022, doi: 10.1016/j.ijggc.2022.103684.
- [7] Danish Energy Agency, „Technology Data for Carbon Capture, Transport and Storage“, The Danish Energy Agency. Zugegriffen: 18. April 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data/technology-data-carbon-capture-transport-and>
- [8] FfE, „Series of articles Carbon Management: How can CO<sub>2</sub> be transported?“, FfE. Zugegriffen: 18. April 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ffe.de/en/publications/series-of-articles-carbon-management-ccs-how-can-co2-be-transported/>
- [9] S. Roussanaly, G. Skaugen, A. Aasen, J. Jakobsen, und L. Vesely, „Techno-economic evaluation of CO<sub>2</sub> transport from a lignite-fired IGCC plant in the Czech Republic“, International Journal of Greenhouse Gas Control, Bd. 65, S. 235–250, Okt. 2017, doi: 10.1016/j.ijggc.2017.08.022.
- [10] FfE - Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, „Analyse CO<sub>2</sub>-Infrastrukturbedarf in Bayern“. vbw - Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft e. V, 2023.
- [11] M. Albicker, M. Eichler, L. Flöer, und P. Hader, „Carbon Capture & Storage (CCS) Kostenschätzung für ein CCS-System für die Schweiz bis 2050“. Bundesamt für Umwelt (BAFU), 2023.
- [12] BEIS, „Shipping CO<sub>2</sub> - UK cost estimation study“, Business, Energy & Industrial Strategy Department, 2018.
- [13] S. Roussanaly, H. Deng, G. Skaugen, und T. Gundersen, „At What Pressure Shall CO<sub>2</sub> Be Transported by Ship? An in-Depth Cost Comparison of 7 and 15 Barg Shipping“, Energies, Bd. 14, S. 5635, Sep. 2021, doi: 10.3390/en14185635.
- [14] E. S. Rubin, J. E. Davison, und H. J. Herzog, „The cost of CO<sub>2</sub> capture and storage“, International Journal of Greenhouse Gas Control, Bd. 40, S. 378–400, Sep. 2015, doi: 10.1016/j.ijggc.2015.05.018.

- [15] E. Smith, J. Morris, H. Khashgi, G. Teletzke, H. Herzog, und S. Paltsev, „The cost of CO<sub>2</sub> transport and storage in global integrated assessment modeling“, *International Journal of Greenhouse Gas Control*, Bd. 109, S. 103367, Juli 2021, doi: 10.1016/j.ijggc.2021.103367.
- [16] National Petroleum Council Report, „Carbon Capture, Use, and Storage (CCUS) Report“, Bd. Volume III-Analysis of CCUS Technologies, Nr. Chapter 6. CO<sub>2</sub> Transport, 2021, Zugegriffen: 5. April 2024. [Online]. Verfügbar unter: [https://dualchallenge.npc.org/files/CCUS-Chap\\_6-030521.pdf](https://dualchallenge.npc.org/files/CCUS-Chap_6-030521.pdf)
- [17] Viadonau, „Viadonau“. Zugegriffen: 18. April 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.viadonau.org/home>
- [18] ÖBB Infra, „Netzkarten“, ÖBB-Infrastruktur AG. Zugegriffen: 3. Juni 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://infrastruktur.oebb.at/de/geschaeftpartner/schiennetz/dokumente-und-dateien/netzkarten>
- [19] Danube Logistics Portal, „Travel Time Calculator“. Zugegriffen: 5. Juni 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.danube-logistics.info/travel-time-calculator>
- [20] „Projekte Norwegen | Wintershall Dea AG“. Zugegriffen: 3. Juni 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://wintershalldea.com/de/wer-wir-sind/ccs-und-wasserstoff/projekte-norwegen>

#### 4.8 Literatur zu Kapitel 4.2, 4.3.1 und 4.4

- [33] Dubey A. and Arora A., "Advancements in carbon capture technologies: A review," *Journal of Cleaner Production*, no. 373, p. 133932, 2022.
- [34] Lakshmi V. and Koteswara Rao K., "Membrane Technologies for Carbon Capture, Separation and Utilization (CCSU) - An overview of materials, methods, mechanisms, merits and challenges," *International Journal of Research Publication and Reviews*, 4/9, pp. 1929–1935, 2023.
- [35] Chao C., Deng Y., Dewil R., Baeyens J., and Fan X., "Post-combustion carbon capture," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 2021, p. 110490.
- [36] Chung W., Roh K., and Lee J.H., "Design and evaluation of CO<sub>2</sub> capture plants for the steelmaking industry by means of amine scrubbing and membrane separation," *International Journal of Greenhouse Gas Control*, pp. 259–270, 2018.
- [37] Husebye J., Brunsvold A.L., Roussanaly S., and Zhang X., "Techno economic evaluation of amine based CO<sub>2</sub> capture: Impact of CO<sub>2</sub> concentration and steam supply," *Energy Procedia*, pp. 381–390, 2012.
- [38] Ntiamoah A., Ling J., Xiao P., Webley P.A., and Zhai Y., "CO<sub>2</sub> Capture by Temperature Swing Adsorption: Use of Hot CO<sub>2</sub>-Rich Gas for Regeneration," *Ind. Eng. Chem. Res*, 55/3, pp. 703–713, 2016.
- [39] Riboldi L and Bolland O., "Overview on Pressure Swing Adsorption (PSA) as CO<sub>2</sub> Capture Technology: State-of-the-Art, Limits and Potentials," *Energy Procedia*, no. 114, pp. 2390–2400, 2017.

- [40] Xu J. et al., "Post-combustion CO<sub>2</sub> capture with membrane process: Practical membrane performance and appropriate pressure," *Journal of Membrane Science*, no. 581, pp. 195–213, 2019.
- [41] Wilk C., Leibetseder D., Zauner C., Rath A., and Schwaiger M., "Improving energy efficiency of carbon capture processes with heat pumps," *ISEC 2024*, 2024.
- [42] Technische Regel -Arbeitsblatt DVGW C 491 (A): Anlagen in CO<sub>2</sub>-Transportsystemen, DVGW C 491, Deutscher Verein des Gas und Wasserfaches.
- [43] Muhammad H.A., Lee G., Cho J. Bhatti U.H., Baik Y.-J., and Lee B., "Design and optimization of CO<sub>2</sub> pressurization system integrated with a supercritical CO<sub>2</sub> power cycle for the CO<sub>2</sub> capture and storage system," *Energy Conversion and Management*, no. 195, pp. 609–619, 2019.
- [44] Moser P., Zauner C., and Leibetseder D., "Techno-economic analysis of renewable methanol production at gigawatt scale - utilizing green hydrogen for direct CO<sub>2</sub> hydrogenation," *ECOS Rhodes, Greece*, 2024.
- [45] Kiss A.A., Pragt J.J., Vos H.J., Bargeman G., and de Groot M.T., "Novel efficient process for methanol synthesis by CO<sub>2</sub> hydrogenation," *Chemical Engineering Journal*, no. 284, pp. 260–269, 2016.

## 5 ÖKONOMISCHE RAHMENBEDINGUNGEN

In diesem Abschnitt werden die ökonomischen Rahmenbedingungen für ein CO<sub>2</sub> Transportnetz in Österreich diskutiert. Dabei wird ein ganzheitlicher Ansatz über die gesamte CCUS Wertschöpfungskette eingenommen, da der Markthochlauf koordiniert über alle Bestandteile der Wertschöpfungskette gedacht werden muss.

### 5.1 Wirtschaftlichkeit von CCS

Der Aufbau des CCUS Marktes ist mit erheblichen Kosten entlang der gesamten Wertschöpfungskette verbunden. Dies betrifft zunächst Investitionen: Emittenten müssen CO<sub>2</sub>Abscheidungsanlagen errichten, die CO<sub>2</sub> Transportinfrastruktur muss aufgebaut werden sowie CO<sub>2</sub> Speicherstätten erkundet und gebaut werden. Neben diesen Investitionskosten sind für den Betrieb auch noch laufende Kosten erforderlich. In Summe ergeben sich daraus die CCUS CO<sub>2</sub> Vermeidungskosten. Als eine grobe Indikation zur Wirtschaftlichkeit von CCUS können diese CO<sub>2</sub> Vermeidungskosten den EU ETS Zertifikatspreisen gegenübergestellt werden, d.h. die Opportunitätskosten für die CO<sub>2</sub> Vermeidung durch CCUS stellt der Kauf von EU ETS Zertifikaten dar. Liegen die CCUS CO<sub>2</sub> Vermeidungskosten unter dem EU ETS Zertifikatspreis, dann ist CCUS eine wirtschaftliche Technologie zur CO<sub>2</sub> Vermeidung.

Abbildung 5-1 vergleicht die Kosten (€<sub>2023</sub>) über die gesamte CCS Wertschöpfungskette (CCS CO<sub>2</sub> Vermeidungskosten) mit CO<sub>2</sub> Preisprognosen der IEA<sup>1</sup> bis 2050. Die CCS Kosten sind über den Vollausbau der vier Szenarien gemittelt. Zusätzlich wird noch ein aktueller EU-ETS Preis für April 2024 eingetragen. Dabei zeigt sich, dass bis 2030 die CCS CO<sub>2</sub> Vermeidungskosten über den IEA CO<sub>2</sub> Preisen liegen. Im Jahr 2040 sowie 2050 gibt es Konstellationen von CO<sub>2</sub> Preisen und CCS CO<sub>2</sub> Vermeidungskosten, wo CCS eine wirtschaftliche Option darstellt.

---

<sup>1</sup> <https://iea.blob.core.windows.net/assets/86ede39e-4436-42d7-ba2a-edf61467e070/WorldEnergyOutlook2023.pdf>

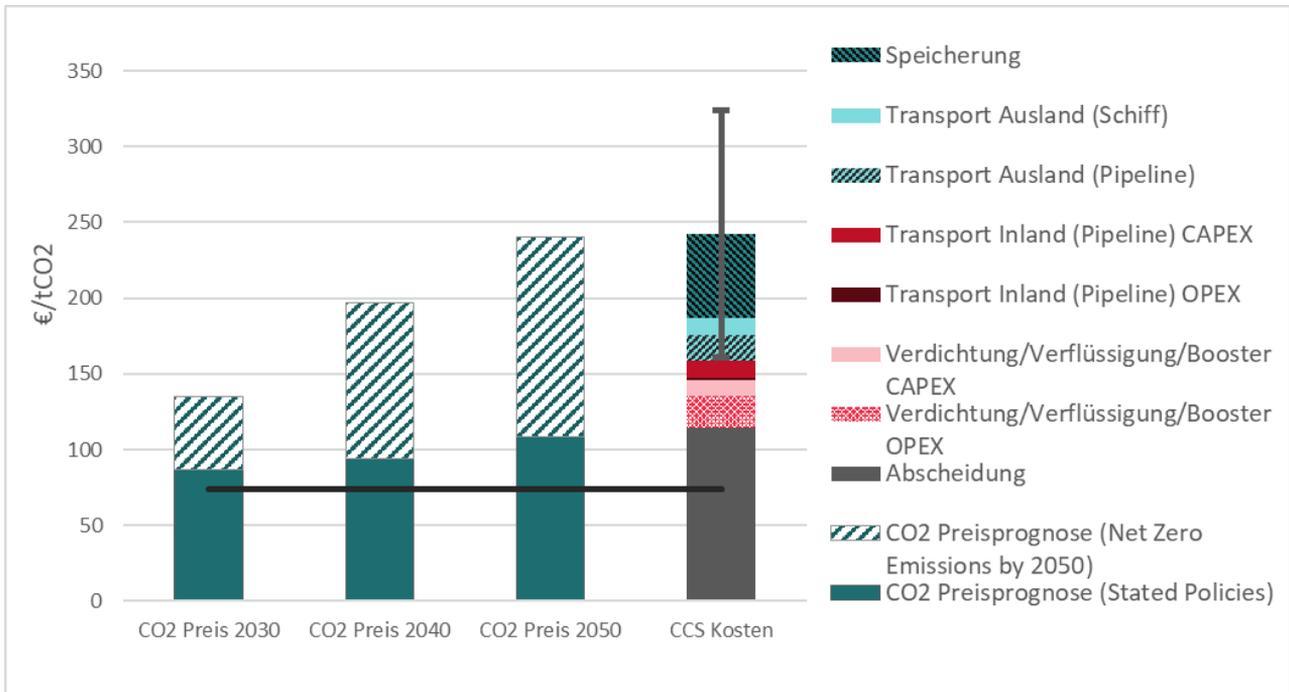


Abbildung 5-1: Kosten über gesamte CCS Wertschöpfungskette im Vergleich zu CO<sub>2</sub> Preis Prognosen

Selbst wenn angenommen wird, dass am langen Ende (z.B. 2040/2050) der CO<sub>2</sub> Preis durch CCS CO<sub>2</sub> Vermeidungskosten als marginale Technologie bestimmt wird, stellt der aktuelle CO<sub>2</sub> Preis sowie der bis 2030 prognostizierte kein ausreichendes Preissignal für den Markthochlauf von CCS dar. Dies kann als Argument für Fördermaßnahmen zum CCS Markthochlauf gelten.

## 5.2 CCS in EU-Ländern und CCS-Strategien

Die derzeit noch nicht ausreichenden CO<sub>2</sub> Preissignale für die Unterstützung eines CCS Markthochlaufs spiegeln sich auch in den CCS Strategien in ausgewählten EU Ländern sowie Vereinigtes Königreich und Norwegen wider. Abbildung 5-2 gibt einen Überblick zum Vorliegen von nationalen CCS Strategien, CCS Fördermechanismen sowie das Konzept für die CCS Infrastruktur (Transport und Speicher). Die Ansätze zur Entwicklung von CCS-Märkten hängen vom lokalen Kontext und den nationalen Zielsetzungen ab und unterscheiden sich deshalb in den betrachteten Ländern. Grundsätzlich gilt allerdings, dass in allen Ländern Fördermechanismen für den CCS Markthochlauf vorgesehen sind.

EU-Länder	Deutschland	Belgien	Frankreich	Niederlande	United Kingdom	Dänemark	Schweden	Norwegen
<b>Marktreife</b>	<b>Aufstrebende Märkte</b>	<b>Wachsende Märkte</b>				<b>Vorreiter</b>		
<b>Vorliegen einer nationalen CCS-Strategie</b>	Eckpunkte für eine Strategie wurde 2024 veröffentlicht.	Teil der nationalen Dekarbonisierungsstrategie.	Entwurf der Strategie wurde 2023 veröffentlicht.	Teil der nationalen Dekarbonisierungsstrategie.	CCS-Strategie seit 2018 und Aktualisierung im Jahr 2023.	Teil des Klimaabkommens für Energie und Industrie.	angekündigte Arbeit an einer nationalen CCS-Strategie.	Nationale CCS-Strategie seit 2014.
<b>Unterstützungsmechanismen</b>	Förderung fokussiert auf "hard-to-abate" Sektoren CCS bei erster Allokation von CcFDs noch nicht umfasst.	Förderungen für ein CO2 Kerntransportnetz	CcFDs 2024 eingeführt und decken die gesamte Wertschöpfungskette ab	Allgemeines Förderungsregime (CcFDs bis 2035	Verschiedene Fonds für Förderungen der gesamten Wertschöpfungskette.	2 Mrd. € für CCUS bereitgestellt CcFD für die gesamte Wertschöpfungskette.	Auktionen für die gesamte Wertschöpfungskette 100%ige Deckung für 15 Jahre.	Staatliche Finanzierung von Forschungs- und kommerziellen Projekten
<b>Konzept für die Infrastruktur</b>	Nur Offshore-Speicher erlaubt, Opt-in für Onshore-Speicher in Bundesländern möglich. Nicht-diskriminierender und transparenter Netzzugang.	Gasfernleitungsnetzbetreiber für Transport zuständig, reguliertem Netzzugang und Entflechtung entlang Wertschöpfungskette	Vorgesehene RAB-Regulierung für Transport Aufruf zur Einreichung von Projekten zur Untersuchung des Speicherpotenzials.	Finanziert im Rahmen der CcFDs + europäische Mittel Bislang keine Regulierung angekündigt .	Lizenzen für Transport&Speicher im Rahmen einer RAB-Regulierung	Konkrete Planung für die Speicherung Transport noch offen	Unklar.	Netzregulierung und technische Regulierung für Speicher gilt seit 2014. Regulierter Zugang auf Basis von genehmigten Tarifen

Abbildung 5-2: CCS-Strategien in EU-Ländern

In Ländern, in denen bereits günstige Vorbedingungen für den CO<sub>2</sub> Transport bestehen, z.B. Norwegen, Schweden und Vereinigten Königreich, baut die Entwicklung des CCS-Marktes auf bestehende Infrastrukturen und Regulierungen auf. Zusätzlich werden Fördermittel für Forschung und Entwicklung (F&E) und für erste kommerzielle CCS-Projekte bereitgestellt. In vielen anderen Ländern befindet sich die Entwicklung noch in einem früheren Stadium: erste CCS-Projekte werden entwickelt und Fördermittel mit Hauptfokus auf die Anwendung von CCS in „Hard-to-abate“ Sektoren bereitgestellt. Bei der Entwicklung der CCS Infrastruktur (Transport und Speicherung) lassen sich unterschiedliche Geschäftsmodelle erkennen. In Belgien ist eine strikte Entflechtung entlang der gesamten CCS Wertschöpfungskette auch zwischen Transport und Speicher geplant, während im Vereinigten Königreich ein Geschäftsmodell mit integrierten Transport- und Speicherunternehmen vorgesehen ist. In den Niederlanden werden hierzu hingegen keine expliziten Vorgaben gemacht.

### 5.3 CCUS-Wertschöpfungskette und Risiken

Die in europäischen Ländern angewandten Fördermechanismen adressieren unterschiedliche Risiken entlang der CCUS-Wertschöpfungskette. Abbildung 5-3 stellt die verschiedenen Risiken entlang der CCUS-Wertschöpfungskette dar. Der erfolgreiche Markthochlauf im frühen Entwicklungsstadium wird primär durch Koordinationsaspekte erschwert, da die Wertschöpfungsstufen Abscheidung, Transport und Speicherung simultan aufgebaut werden müssen. Die jeweiligen Akteure wollen dabei Stranded Assets vermeiden und nicht als First-mover Investitionen tätigen, sondern tendenziell zuwarten. Risiken im Zusammenhang mit dem Koordinationsproblem betreffen Marktentwicklungen (Marktrisiko), Nicht-Verfügbarkeiten und Koordinationsrisiko. Diese Risiken werden stark durch die Gestaltung des Regulierungsrahmens beeinflusst. Finanzielle Risiken der Akteure (Preis-Erlösrisiko, Volumenrisiko, Stranded-Asset-Risiken) können durch unterschiedliche Fördermechanismen adressiert und gesenkt werden.

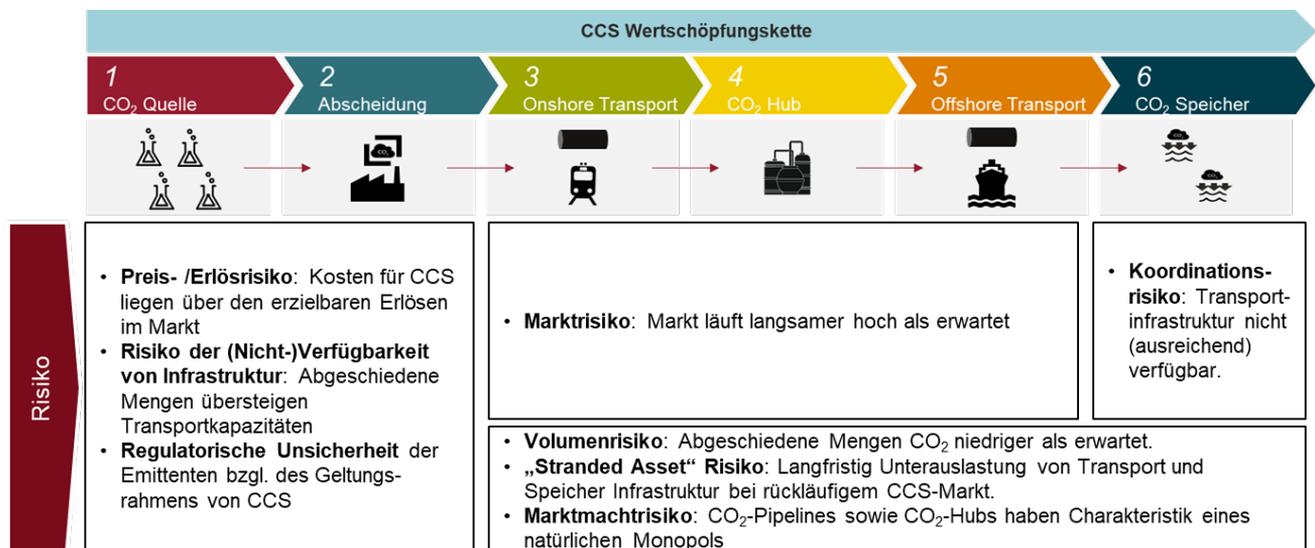


Abbildung 5-3: Risiken der CCS Wertschöpfungskette

Es kann angemerkt werden, dass die Risiken für den Markthochlauf für CCS sehr ähnlich sind zu den Risiken für den Markthochlauf von Wasserstoff. Sowohl für CCS als auch Wasserstoff wird ein

„neuer“ Markt geschaffen, weshalb in der Anfangsphase der Überwindung der Koordinationsprobleme („Henne-Ei“ Problem) entlang der Wertschöpfungsstufe besonderes Augenmerk gewidmet werden sollte.

## 5.4 Staatliche Fördermechanismen für CCS Markthochlauf

Staatliche Fördermechanismen für den CCS Markthochlauf können unterschiedliche Wertschöpfungsstufen betreffen. Die Mechanismen können dabei grob nach drei Kategorien eingeordnet werden. Erstens können sie sich auf die Förderung von Investitionskosten beziehen, wodurch für den Investor bzw. Betreiber die finanziellen Mittel für Investitionen in Transport-/Speicherinfrastruktur oder Abscheideanlagen reduziert werden. Zweitens können Mechanismen auf die Förderung von Betriebskosten abzielen, wodurch die laufenden Kosten beim Betrieb (z.B. der Abscheideanlage) reduziert werden. Und drittens können Mechanismen zur Risikolimitierung (insbesondere von Volumenrisiko) dienen. Diese sind insbesondere für die CO<sub>2</sub> Transportinfrastruktur (aber auch Speicherinfrastruktur) relevant, da durch die (teilweise) Übernahme von Volumenrisiken durch die öffentliche Hand Infrastrukturprojekte erst eine Finanzierung aufstellen können. Nachfolgend werden (nicht abschließend) Fördermechanismen, die in europäischen Ländern geplant bzw. implementiert sind und deren Vor- und Nachteile angeführt. Bei der Darstellung der Fördermechanismen wird auch angeführt, wer die potentiellen Empfänger (Emittenten, Transport- und/oder Speicherbetreiber) sein können.

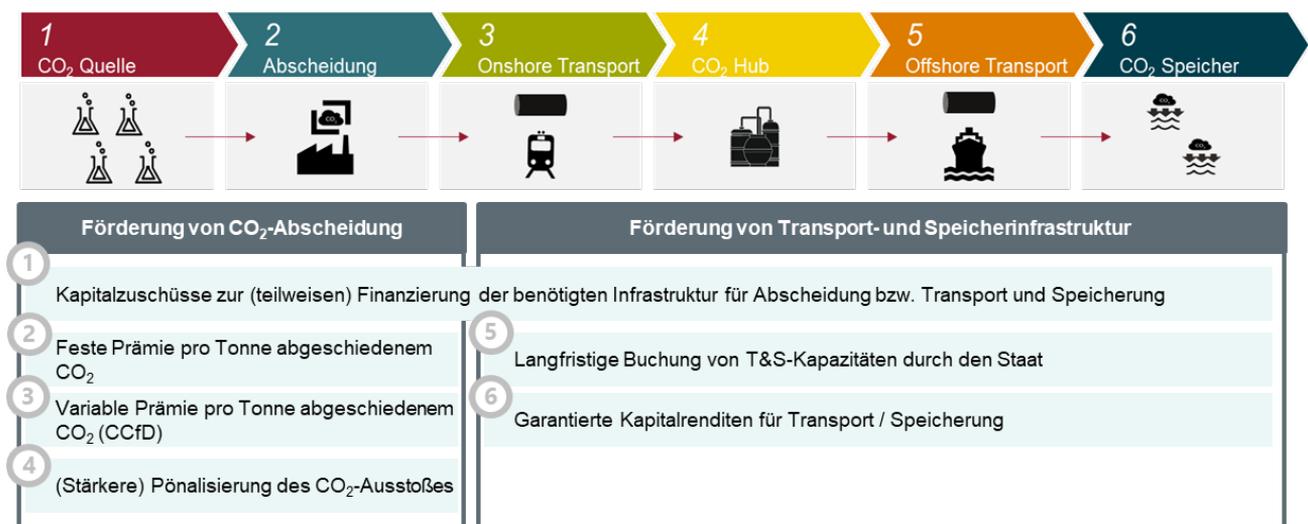


Abbildung 5-4: Fördermechanismen entlang der CCS Wertschöpfungskette

### 1) Investitionszuschüsse:

Empfänger können Emittenten, Transport- und/oder Speicherbetreiber sein. Diese erhalten (einmalige) Zuschüsse für den Aufbau von Abscheidungsanlagen bzw. die Errichtung von Transport-/Speicherinfrastruktur. Die Zuschüsse können in Form von Ausschreibungen oder durch Förderanträge vergeben werden (z. B. bei Zuschüssen von Abscheideanlagen mittels Vergabe an Emittenten mit größtem Abscheidungspotenzial oder niedrigsten Abscheidungskosten pro Tonne CO<sub>2</sub>). In Österreich werden aktuell Investitionskosten für Abscheideanlagen gefördert, z.B. im Rahmen der „Transformation der Industrie“. Als europäisches Beispiel kann hier der mit 1 Mrd. GBP dotierte Capture and Storage Infrastructure Fund im Vereinigten Königreich genannt werden. Der Vorteil von Investitionszuschüssen

liegt in der relativ einfachen Umsetzbarkeit und dem geringen administrativen Aufwand nach erfolgter Vergabe des Zuschusses. Durch die Vergabe in Form von Ausschreibungen ist eine wettbewerbliche Allokation der Fördermittel möglich. Der Nachteil liegt allerdings darin, dass Investitionszuschüsse nur teilweise die Finanzierungslücke adressieren, da mögliche Lücken bei operativen Kosten nicht erfasst werden.

## **2) Feste Prämie für abgeschiedenes CO<sub>2</sub>:**

Empfänger ist hier der Emittent. Die laufenden Kosten zur Dekarbonisierung mittels CCS werden durch eine feste Prämie (als Zuschuss) abgedeckt, die an Emittenten pro abgeschiedener Tonne CO<sub>2</sub> ausgezahlt wird. Die Prämie richtet sich dabei nach den Kosten entlang der gesamten Wertschöpfungskette inklusive CO<sub>2</sub> Transport und -Speicherung. Die Prämie kann in einem wettbewerblichen Verfahren, z. B. Ausschreibungen, bestimmt werden. Als europäisches Beispiel kann die Förderung von BECCS (Bio-Energy Carbon Capture and Storage) in Schweden angeführt werden. Der Vorteil liegt in der Möglichkeit einer wettbewerblichen Vergabe der Fördermittel: eine Ausschreibung stellt sicher, dass Emittenten mit den geringsten Kosten pro gespeicherter Tonne CO<sub>2</sub> gefördert werden. Der Nachteil besteht darin, dass dadurch nur ein limitierter Beitrag zum Ausbau der CO<sub>2</sub> Transport- und Speicherinfrastruktur geleistet wird (nur indirekt über die Kosten für Transport und Speicherung bei der Höhe der festen Prämie für die Emittenten).

## **3) Variable Prämie für abgeschiedenes CO<sub>2</sub>:**

Empfänger ist wiederum der Emittent. Im Unterschied zur festen Prämie wird bei der variablen Prämie die Differenz zwischen einem vereinbarten Vertragspreis und dem CO<sub>2</sub> Marktpreis ausgeglichen. Dies erfolgt insbesondere durch Carbon Contracts for Difference (CCfD). Liegt bei einem CCfD der Vertragspreis oberhalb des CO<sub>2</sub> Marktpreises, zahlt die öffentliche Hand eine Förderung an das Unternehmen. Ist der CO<sub>2</sub> Marktpreis höher als der Vertragspreis erfolgt eine Zahlung vom Unternehmen an die öffentliche Hand. Als europäisches Beispiel können die Klimaschutzverträge in Deutschland angeführt werden. Der Vorteil liegt in der Möglichkeit einer wettbewerblichen Vergabe der Fördermittel. Der Nachteil besteht darin, dass es sich um ein vergleichsweise komplexes Modell handelt, das insbesondere für kleinere Emittenten mit relativ hohem administrativem Aufwand verbunden ist.

## **4) Stärkere Pönalisierung (Bepreisung) des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes<sup>2</sup>:**

Empfänger ist wiederum der Emittent. Eine stärkere Bepreisung des CO<sub>2</sub> Ausstoßes durch steigende CO<sub>2</sub> Preise erhöht die Anreize zur Dekarbonisierung und tragen zur Schließung der Finanzierungslücke bei. Mit der Ausweitung des EU-Emissionshandelssystems auf weitere Sektoren, dem Auslaufen der freien Zuteilung von Emissionsrechten und der Reduktion der Emissionsobergrenze kann mit deutlich ansteigenden CO<sub>2</sub> Preisen gerechnet werden. Mit der Einführung eines europäischen Grenzausgleichsmechanismus für CO<sub>2</sub> Emissionen (CBAM) wird der europäische CO<sub>2</sub> Preis zukünftig auch auf Importe von bestimmten

---

<sup>2</sup> Es handelt sich hierbei weniger um einen Fördermechanismus, sondern um einen regulatorischen Anreiz, Emissionen zu verringern.

CO<sub>2</sub>intensiven Gütern in die EU angewandt. Durch den CBAM wird sichergestellt, dass Importeure von bestimmten Gütern den gleichen CO<sub>2</sub> Preis auf die in ihren Produkten enthaltenen Emissionen entrichten müssen wie inländische Produzenten. Der Vorteil liegt darin, dass ein hoher CO<sub>2</sub> Preis ein effizientes Preissignal für die Vermeidung durch CO<sub>2</sub> durch CCS setzen kann. Der Nachteil kann darin bestehen, dass insbesondere in einer Markthochlaufphase ein erforderlicher starker Anstieg des CO<sub>2</sub> Preises auf politischen Widerstand stößt.

#### **5) Langfristige Buchungen von Transport- (und Speicher-) Kapazitäten durch den Staat:**

Adressanten sind Transport- und/oder Speicherbetreiber. Der Staat garantiert dabei eine langfristige Abnahme einer festgelegten Menge an Transport- und Speicherkapazität und reduziert dadurch das Volumenrisiko für Transport-/Speicherbetreiber. Als Beispiel kann hier der Gasmarkt angeführt werden, wo langfristige Kapazitätsbuchungen Investitionen in Gasleitungen ermöglichen. Der Vorteil liegt darin, dass durch langfristige Kapazitätsbuchungen planbare Erlöse entstehen und dadurch Projekte erst „bankable“ werden. Der Nachteil besteht darin, dass keine wettbewerbliche Vergabe der Fördermittel erfolgt. Wenn Punktquellen schließen und die langfristigen Buchungen noch nicht ausgelaufen sind, muss der Staat hier weiterhin für die Buchungen bezahlen selbst wenn kein CO<sub>2</sub> mehr transportiert wird.

#### **6) Garantierte Renditen für Transport- (und Speicher-)betreiber:**

Adressanten sind Transport- und/oder Speicherbetreiber. Dabei wird den Transport- (und Speicher-)betreiber eine durch den Staat bzw. Regulierungsbehörde festgelegte Rendite auf das investierte Kapital garantiert. Auf dieser Basis werden für die jeweilige Regulierungsperiode gültige Tarife für die Nutzung der Transport- und Speicherinfrastruktur bestimmt. Grundsätzlich kommen zwar die Nutzer für die Infrastrukturkosten auf, der Staat garantiert aber die Kostenübernahme für den Fall, dass die Nutzer die Kosten nicht tragen können. Dieses Modell wird im Vereinigten Königreich für die CCS Transport- und Speicherinfrastruktur verwendet. Ein ähnliches Modell wird in Deutschland für die Finanzierung des Hochlaufes des H<sub>2</sub>-Kernnetzes durch das sogenannte „Amortisationskonto“ verwendet. Den H<sub>2</sub>-Netzbetreibern werden dabei über die Netzerlöse aus vermarkteten H<sub>2</sub>-Netzkapazitäten hinausgehende jährliche Netzkosten durch eine Zwischenfinanzierung aus dem Amortisationskonto aus staatlichen Mittel ausgeglichen. Eine Unterdeckung der Netzkosten durch die Netzerlöse kann bestehen, da in der Hochlaufphase die Netzentgelte durch die Regulierungsbehörde nicht-kostendeckend gesetzt werden, um bei anfänglich nur geringen transportierten Mengen prohibitiv hohe Netzentgelte zu verhindern. Langfristig (bis spätestens 2055) soll die Zwischenfinanzierung durch künftige die Netzkosten übersteigende Netzerlöse wieder ausgeglichen werden.<sup>3</sup> Der Vorteil dieses Instruments liegt darin, dass den Betreibern von CCS Transport – und Speicherinfrastruktur das Volumenrisiko durch eine garantierte Rendite bzw. den Ausgleich der Unterdeckung bei den Netzkosten durch

---

<sup>3</sup> Das Amortisationskonto wird spätestens 2055 ausgeglichen. Die Netzbetreiber tragen beim Ausgleich einen Selbstbehalt (vgl. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/FAQ/Wassertstoff-Kernnetz/faq-wassertstoff-kernnetz.html>)

staatliche Mittel abgenommen wird. Der Nachteil liegt im relativ hohen administrativen Aufwand zur Implementierung sowie in der detaillierten Ausgestaltung. Eine Herausforderung kann auch die Sicherstellung der langfristigen Bindung durch den Staat zu diesem Modell sein.

Aufgrund der frühen Entwicklungsstufe des CCS Marktes haben sich in der europäischen Praxis noch keine „Best-Practice“ Konzepte etabliert. Welche Fördermechanismen und in welcher Kombination für Österreich am besten geeignet sind, wird stark von den Zielsetzungen einer künftigen CCS-Strategie abhängen. Es erscheint auch sinnvoll, die Eignung von Fördermechanismen, welche für den Hochlauf von Wasserstoff in Österreich geplant sind, für den CCS Hochlauf zu evaluieren.

## 5.5 Rahmenbedingungen für CCS-Markt

Neben möglichen Fördermechanismen für den CCS-Markthochlauf sind auch noch grundsätzliche Fragen zu den rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen zu beachten. Im Wesentlichen betrifft dies:

- **Marktplanung:** Wie kann die Planung der CO<sub>2</sub> Infrastruktur derart erfolgen, dass Koordinationsprobleme gelöst und Synergieeffekte mit bestehenden Infrastrukturen bzw. Trassen genutzt werden?
- **Marktorganisation:** Welche Rollen müssen im CCS Markt definiert werden, insbesondere um auch Marktmacht bei Wertschöpfungsstufen mit natürlichem Monopol Charakter (z.B. Transportinfrastruktur, Speicher) zu verhindern?
- **Zugangsregulierung:** Wie wird ein diskriminierungsfreier Zugang bei gleichzeitigem Schaffen ausreichender Anreize für Unternehmen, Investitionen in Transport- und Speicherinfrastruktur zu tätigen?
- **Bewilligungen/technische Regulierung:** Wie kann ein möglichst effizientes und effektives Bewilligungsverfahren für Transport- und Speicherinfrastruktur sowie die Erstellung von technischen Standards sichergestellt werden?

Auch hier zeigt die europäische Regulierungspraxis, dass sich noch keine „Best practice“ Konzepte etabliert haben. Es finden sich unterschiedliche Ausgestaltungsvarianten, die teilweise auch länder-spezifischen Faktoren geschuldet sind.

### 5.5.1 Marktplanung – Fokus auf CO<sub>2</sub> Transportnetz

Zur Marktplanung gehören zunächst die Grundsätze der CO<sub>2</sub> Transportnetzplanung. Die Marktplanung ist in der Anfangsphase von Bedeutung, da beim Aufbau des CCS-Marktes das Koordinationsproblem zwischen allen Elementen der Wertschöpfungskette gelöst werden muss („Henne-Ei-Problem“). Die Marktplanung umfasst dabei die Koordination mit anderen bestehenden und neu zu erstellenden Infrastrukturen (z.B. Speicher). Dazu gehört die Umwidmung oder gemeinsame Nutzung von Trassen von Gasleitungen. Die koordinierte Marktplanung beeinflusst die Systemkosten von CCS, z. B. über den Nutzungsgrad von Synergieeffekten. Zur Marktplanung gehört auch die Anbindung an das europäische CO<sub>2</sub> Transportnetz und -Speicher und eine diesbezügliche europäische und internationale Koordination.

Die Marktplanung kann zentral oder dezentral erfolgen. Bei der **zentrale Marktplanung** erfolgt die Planung der CO<sub>2</sub> Transportinfrastruktur durch eine zentrale Einheit bzw. wird durch eine zentrale

Einheit koordiniert. Ein Beispiel für eine stark zentrale Planung stellt das Vereinigte Königreich dar, wo zunächst von staatlicher Seite zwei Cluster, in denen die CCS-Infrastruktur konzentriert und staatlich gefördert umgesetzt wird, definiert wurden. Für diese zwei Cluster wurde Lizenzen für integrierte Transport- und Speicherbetreiber vergeben, die den Aufbau der Infrastruktur im Detail planen und umsetzen. Der Vorteil der zentralen Planung liegt darin, das Koordinationsproblem („Henne-Ei-Problem“) beim Markthochlauf zu lösen. Der Nachteil kann darin bestehen, dass kleinere Initiativen ggf. von Fördermechanismen abgeschnitten werden, wenn der Fokus auf vorab definierte Cluster gelegt wird.

Bei der **dezentralen Marktplanung** koordinieren die potentiellen Betreiber der CO<sub>2</sub>-Transport und -Speicherinfrastrukturen sowie Emittenten untereinander die Infrastrukturentwicklung. Der Aufbau der CO<sub>2</sub> Infrastruktur basiert hier auf dezentralen „Business-to-Business“ Initiativen, wodurch auf die spezifischen Anforderungen der Beteiligten eingegangen werden kann. Als Beispiel kann hier die Niederlande angeführt werden, wo die Planung der CO<sub>2</sub>-Transport- und Speicherinfrastruktur der Initiative der Marktteilnehmer in einzelnen lokalen Clustern und Projekten überlassen wird. Der Vorteil der dezentralen Planung liegt darin, dass die Marktteilnehmer über die optimale Netzstruktur abhängig von ihren Bedürfnissen entscheiden. Der Nachteil kann allerdings gerade darin bestehen: die CO<sub>2</sub> Infrastruktur fokussiert auf lokale Insellösungen und lässt dabei Synergieeffekte aufgrund einer vorausschauenden gesamthaften Netzplanung (z.B. Skaleneffekte aus einer vorausschauenden größeren Dimensionierung des Netzes) unberücksichtigt.

### 5.5.2 Marktorganisation

Die Marktorganisation setzt den Rahmen. Sie definiert die verschiedenen Akteure im CCS Markt sowie die Schnittstellen zwischen den Akteuren. Im Zusammenhang mit der CO<sub>2</sub> Infrastruktur (Transport und Speicher) sind u.a. die Aufgaben der Transport- und Speicherbetreiber bei der Marktorganisation zu bestimmen, der Grad der vertikalen Integration zwischen den CCS Wertschöpfungsstufen insbesondere zwischen CO<sub>2</sub>-Transport und Speicherung, inwieweit die Akteure selbst Systemverantwortung übernehmen oder diese an einen Systemverantwortlichen abgeben und die Marktaufsichtsbehörde.

Bei der Marktorganisation kann der **Grad der detaillierten Eingriffstiefe** unterschiedlich sein. Als Beispiel für einen hohen Grad der Eingriffstiefe kann beispielsweise das Vereinigte Königreich angeführt werden. Hier werden auf Basis von definierten Cluster Lizenzen für Transport und Speicher an jeweils einen Betreiber je Cluster vergeben. Dieser wird auch als Systemverantwortlicher installiert, dem u.a. die Aufgabe der Qualitätssicherung für den Betrieb der Transport- und Speicherinfrastruktur zukommt. Die Marktorganisation sieht hier die Transport.- und Speicherinfrastruktur bei einem Unternehmen vor. Für die Marktaufsicht wird eine sektorspezifische Behörde (Office of Gas and Electricity Markets, Ofgem) eingesetzt, welche schon für die Regulierung der Strom-, Gas- und H<sub>2</sub> Netze zuständig ist. Als Beispiel für eine geringe Eingriffstiefe können erneut die Niederlande angeführt werden, wo es keine spezifischen Vorgaben zu Entflechtung, Systemverantwortlichen und eine Marktaufsichtsbehörde gibt. Die Vor- und Nachteile vom Grad der detaillierten Eingriffstiefe sind sehr ähnlich zu denen zur zentralen und dezentralen Marktplanung.

### 5.5.3 Marktzugangsregulierung

Das CO<sub>2</sub>-Transportnetz ist ähnlich wie Energienetze (Strom, Gas, H<sub>2</sub>) als ein natürliches Monopol zu sehen, weshalb der diskriminierungsfreie Zugang zu dem CO<sub>2</sub>-Transportnetz sichergestellt werden muss. Bei der konkreten Ausgestaltung kann erneut zwischen dem Grad der Eingriffstiefe (sektorspezifische vs. nicht-sektorspezifische Regulierung) unterschieden werden.

Der Zugang zum CO<sub>2</sub>-Transportnetz kann durch eine **sektorspezifische Regulierung** mit einem regulierten Netzzugang mit regulierten Entgelten erfolgen. Unter die sektorspezifische Regulierung können auch Regelungen zur Entflechtung zwischen den Wertschöpfungsstufen (z.B. Transport und Speicher) fallen. Beispielsweise besteht im Vereinigten Königreich ein stark reguliertes Modell für den Zugang zur CO<sub>2</sub>-Transport- und Speicherinfrastruktur, das sich an die Regulierung der Strom- und Gasnetze anlehnt. Grundlage der regulierten Entgelte für den Zugang zur CO<sub>2</sub>-Transport- und Speicherinfrastruktur sind dabei effiziente Betriebs- und Kapitalkosten. Die Regulierung umfasst hier auch Vorgaben zur Tarifstruktur. Für die Ausgestaltung und Umsetzung der Regulierung ist hier Ofgem, welche auch schon für die Regulierung der Strom-, Gas- und H<sub>2</sub>-Netze zuständig ist, verantwortlich.

Der Zugang zum CO<sub>2</sub>-Transportnetz kann einer **nicht-sektorspezifischen Regulierung** unterliegen. Hier erfolgt der diskriminierungsfreie Zugang beispielweise durch das allgemeine Wettbewerbsrecht (z.B. Verbot des Missbrauchs einer marktbeherrschenden Stellung). In den Niederlanden sind aktuell keine regulierten Tarife für Transport und Speicherung von CO<sub>2</sub> geplant. Stattdessen sollen private und staatliche Unternehmen (bilaterale) Vereinbarungen über Tarife entlang der gesamten Wertschöpfungskette treffen. Hier erfolgt nur die Einschränkung durch das Bergbaugesetz, dass die Betreiber von CO<sub>2</sub>-Netzen verpflichtet, Dritten einen diskriminierungsfreien Netzzugang zu gewährleisten.

### 5.5.4 Technische Regulierungen und Bewilligungen

Technische Regulierungen sind unabhängig von den Marktregulierungen zu gestalten. Grundlage für den Bau und Betrieb von Anlagen sind technische Standards, um technische Kompatibilität zu gewährleisten und Sicherheitsvorgaben zu erfüllen. Hier sind die geltenden europäischen Sicherheits- und CO<sub>2</sub>-Qualitätsvorgaben zu beachten. Für die EU-Länder definiert die CCS-Richtlinie (2009/31/EG) Monitoring-Vorgaben mit Blick auf mögliche Leckage von Speicherstätten sowie weitere Sicherheitsaspekte.<sup>4</sup>

Zwingend sind national einheitliche technische Standards, die zur Gewährleistung der Interoperabilität die europäischen Sicherheits- und Qualitätsvorgaben spiegeln. Neben den technischen Regulierungen für die Infrastruktur stellen sich auf der technischen Ebene Fragen zu CO<sub>2</sub>-Qualitäten. Im Vereinigten Königreich ist beispielsweise festgelegt, dass die Nutzer bei der Einspeisung in die Transportnetze für die Einhaltung der geforderten CO<sub>2</sub>-Qualität verantwortlich sind. Auf EU-Ebene werden entsprechende Regelungen im Rahmen von Folgeaktivitäten zur Industrial Carbon Management Strategy erwartet.

---

<sup>4</sup> Richtlinie 2009/31/EG, <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0114:0135:de:PDF>

Technische Regulierungen müssen sich auch auf Vorgaben zur Umwidmung von bestehender Gasinfrastruktur auf CO<sub>2</sub>-Transport-/Speicherinfrastruktur beziehen.

Bewilligungen sind die Voraussetzungen für den Bau von CO<sub>2</sub> Transportinfrastrukturen (sowie der Speicherinfrastruktur). Hier sind entsprechende Regelungen erforderlich, die einen effizienten Bewilligungsprozess sicherstellen.

## 5.6 Learnings – Ökonomische Rahmenbedingungen

Für die ökonomischen Rahmenbedingungen lassen sich auf Basis der Daten anderer europäischer Länder die folgenden Key-learnings ableiten, welche bei der Gestaltung der ökonomischen und regulatorischen Rahmenbedingungen für CCS in Österreich beachtet werden sollten:

- Europäische Staaten formulieren **CCS/CCU Strategien mit konkreten Zielsetzungen und Eckpunkten für die Umsetzung**. Diese dienen als Leitfaden für die Detaillierung von konkreten regulatorischen und regulatorischen Maßnahmen sowie für Fördermaßnahmen. Die nationalen CCS/CCU Strategien sind durch Länderspezifika geprägt, was bei deren Anwendung auf Österreich berücksichtigt werden sollte.
- **EU-Emissionshandel (EU ETS)** setzt zwar bereits Anreize zum Einsatz von CCS/CCU. Wenn allerdings der **CO<sub>2</sub>-Preis alleine für Wirtschaftlichkeit** von CCS/CCU-Technologien **nicht ausreicht**, sind staatliche **Fördermaßnahmen zum Markthochlauf** erforderlich.
- Da es sich um einen **Hochlauf eines neuen Marktes** handelt, sollten die staatlichen Fördermaßnahmen **alle Wertschöpfungsstufen** abdecken bzw. mitdenken, damit das Koordinationsproblem zwischen Emittenten und Transport-/Speicherbetreiber effizient gelöst wird.
- Neben Maßnahmen zum Markthochlauf sollte der **rechtliche und regulatorische Rahmen** noch weitere zentrale Aspekte umfassen:
  - Marktorganisation (Rollen im CCS/CCU Markt)
  - Marktplanung, insbesondere im Hinblick auf Transport und Speicherinfrastruktur
  - Regelungen zum Netzzugang
  - Bewilligungsverfahren für CCS/CCU Transport und Speicherinfrastruktur und technische Regelungen

## 6 AUSBLICK UND EMPFEHLUNGEN

In Abbildung 6-1 wird ein Zeitplan der frühestmöglichen Umsetzung für Abscheidung, Transport und Speicherung von CO<sub>2</sub> in Österreich und über die Grenzen skizziert. Diese Zeitlinien sind das Resultat von detaillierten Gesprächen mit den möglichen Einspeisern, CO<sub>2</sub>-Nutzern und Speicherbetreibern sowie möglichen Netzbetreibern im In- und Ausland. Auf Grund des in der Natur der Sache liegenden, funktional seriellen Zusammenhanges müssen alle Stakeholder in koordinierter Weise am Aufbau der gesamten CO<sub>2</sub>-Infrastrukturkette arbeiten. Zusätzlich wird dadurch Planungs- und Investitionssicherheit auch an Nachbarländer signalisiert, welche eine Weiterleitungsmöglichkeit beschleunigen kann. Der erste Schritt dieser Kette ist die Klarstellung der rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen.

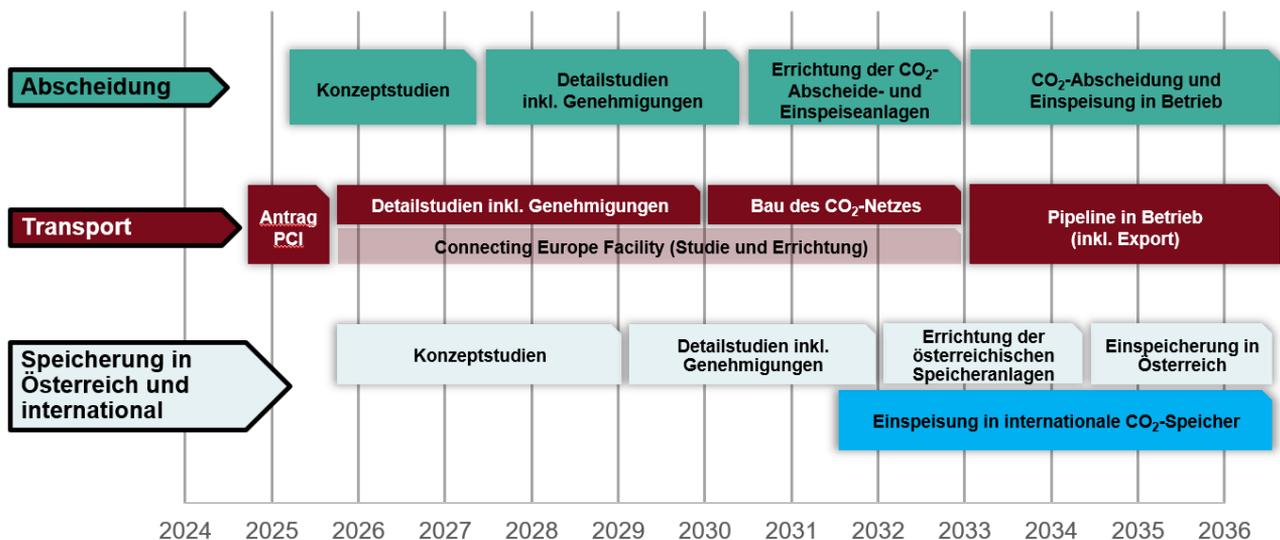


Abbildung 6-1 Möglicher übergeordneter Zeitplan für CO<sub>2</sub>-Einspeiser, Pipeline-Errichtung und Einspeicherung

Der skizzierte Zeitplan stellt die schnellstmögliche Realisierung der CO<sub>2</sub>-Infrastruktur Österreichs dar, welche nur erreicht werden kann, wenn bereits 2024 mit konkreten Schritten begonnen wird. Der limitierende Faktor stellt das CO<sub>2</sub>-Netz an sich dar. **Die frühestmögliche Inbetriebnahme des CO<sub>2</sub>-Netzes kann 2033 erfolgen.** Sofern eine entsprechende Sicherheit gegeben ist, dass das Netz tatsächlich verfügbar sein wird, können die Emittenten die CO<sub>2</sub>-Abscheideanlagen ebenfalls bis 2033 errichten und in Betrieb nehmen. Die benötigte jährliche Einspeicherrate wird von den österreichischen Speichern frühestens 2035 erreicht, reicht jedoch auch im Vollausbau nicht aus, um die österreichischen Klimaziele erreichen zu können. Daher ist eine Anbindung an internationale CO<sub>2</sub>-Netze erforderlich, die eine Verbindung zu ausreichend großen Lagerstätten bieten.

## 6.1 Empfehlungen

Im Folgenden sind die erforderlichen Schritte zur Realisierung einer funktionierenden CO<sub>2</sub> Transportkette zusammengefasst. Die wichtigsten Bereiche sind Regulatorik und Finanzierung. Details und Gründe sind in den jeweiligen Abschnitten zu finden.

### Regulatorik, Genehmigungen, Rahmenbedingungen

- Festlegung des regulatorischen Rahmens für Betrieb und Errichtung des Netzes
- Festlegung der normativen Rahmenbedingungen  
Insbesondere zu erforderlichen Qualitäten bzw. Reinheiten, vergleiche ISO TC 265, DVGW C260 CO<sub>2</sub>-Specs, DVGW C491 Anlagen im Transportsystem
- Festlegung der notwendigen Genehmigungsverfahren  
Insbesondere: Raumordnungsverfahren und Planfeststellungsverfahren
- Festlegung der regulativen Rahmenbedingungen zur Bilanzierung und Zertifizierung von CO<sub>2</sub>  
Insbesondere: CO<sub>2</sub>-Fussabdruck-Berechnung für biogenes/geogenes/fossiles CO<sub>2</sub> und Bilanzierung von biogenem CO<sub>2</sub> für CDR, CCU im EU-ETS, in Abstimmung mit europäischen Systemen.

### Wirtschaftliche Rahmenbedingungen

- Klärung der Frage der Finanzierung der Netzerrichtungskosten
  - Erarbeitung eines möglichen „Amortisationskontos“ analog zum deutschen H<sub>2</sub>-Netz
  - Einwerbung von europäischen Mitteln (insb. Connecting Europe Facility (CEF) und Project of Common Interest (PCI) → inkl. Abstimmung mit den möglichen und notwendigen ausländischen Partnern
- Ausarbeitung von Marktmodellen zum Netzbetrieb und Refinanzierung der Netzerrichtung  
Insbesondere ein Tarifsysteem: Empfehlung für Österreich: „Postage stamp tariff system“ mit Mengen- (und Druck), aber nicht Distanz-Abhängiger Vergebührung mittels “freely allocable entry-exit capacities” (kein “capacity weighted distance tariff system”).

### Durchführung einer detaillierteren Netzplanungs-Studie („pre-FEED“-Niveau) als Grundlage für weitere technische und wirtschaftliche Entscheidungen

- Festlegung der Aufgaben des zukünftigen CO<sub>2</sub>-Netzes und verbindliche Zusagen von
  - CO<sub>2</sub>-Einspeisern (fossil, geogen und biogen) in hoher zeitlicher (jährlich) und örtlicher Auflösung
  - CO<sub>2</sub>-Nutzern (CCU und CDR) in hoher zeitlicher (jährlich) und örtlicher Auflösung
  - österreichischen CO<sub>2</sub>-Speichebetreibern in hoher zeitlicher (jährlich) und örtlicher Auflösung
  - notwendigen Exportkapazitäten in hoher zeitlicher (jährlich) Auflösung für unterschiedliche mögliche Exportrouten (insb. Deutschland, Italien/Slowenien, ostwärts)
  - Mitbetrachtung der dezentralen und stark regionalisierten biogenen CO<sub>2</sub> Quellen aus Biogasanlagen

- Die Ausarbeitung soll im Einklang mit europäischen und österr. Rahmenbedingungen und Gesetzen erfolgen, (z.B. Carbon Management Strategie, Quoten für CO<sub>2</sub>-neutrale Energieträger und –stoffe (REDIII, EGG, EU-SAF-Quote), CDR-Mengen unter Berücksichtigung von LULUCF, EU- und Ö-CO<sub>2</sub>-Speichergesetze, etc...)
- Erarbeitung von unterschiedlichen Mengen- und Betriebsszenarien für die detaillierte Netzplanung
- Erarbeitung einer detaillierten Netzplanung in hoher zeitlicher und örtlicher Auflösung,
- Definition der technischen Randbedingungen wie CO<sub>2</sub>-Spezifikationen, Aggregatzustände, Drücke, Temperaturen, und einer Risikobewertung von Leckagen

Weitere Erkenntnisse sowie **Empfehlungen dieser Studie sind:**

- **Eine der größten Hürden für Industrieprojekte** sind, neben der Kosten, **der fehlende regulatorische Rahmen** und somit Planungs- und Rechtssicherheit (national & auf EU-Ebene).
- Ein reguliertes Netz mit freiem Zugang und Handel wird empfohlen.
- Zur Schaffung des regulatorischen Rahmens wird die Ausarbeitung **eines CO<sub>2</sub> Markt- und Organisationsgesetzes** empfohlen. Entweder als komplett neue Materie oder als Angliederung an ein bestehendes Regulativ. Auf Grund des bisher völligen Fehlens dieser Regulatorik werden hier nur die großen Punkte genannt:
  - Rollen der Marktteilnehmer
  - Eine zentrale Stelle für die Marktplanung und Netzplanung
  - Netzzugang, Kapazitätsvergabe
  - Tarif- und Finanzierungsmodell
  - Eine zentrale Behörde für die Genehmigung des Anlagenrechts & Festlegung der notwendigen Genehmigungsverfahren
  - Regelung des operativen Betriebes und normative Rahmenbedingungen
  - Anwendbarkeit von technischen Regeln und Normen
  - Übereinstimmendes öffentliches Interesse
- Die Anbindung an das Ausland, insbesondere Deutschland, kann frühestens 2033 erfolgen, aber auch später. **Je nachdem wie attraktiv der österreichische Markt ist und wie realistisch die Errichtung des österreichischen CO<sub>2</sub>-Netzes gesehen wird, werden insbesondere in Deutschland Projekte mit anderen Nachbarstaaten eventuell präferiert und die Anbindung an Österreich erfolgt erst Ende 2030 oder später, was letztendlich die Erreichung der österr. Klimaziele stark gefährdet.**
- Das Netz ist für CCS, CCU und CDR gleichermaßen wichtig.
- Der zusätzliche Energiebedarf für Abscheidung von 4 bis 27 TWh (hauptsächlich thermisch) und Transport von 2 - 3 TWh (elektrisch) muss statistisch, planerisch und in nationalen Bilanzen und Erzeugungszielen berücksichtigt werden.

- FTI-Pilotprojekte, insbesondere auch Demonstratoren zur Abscheidung, sind in Abstimmung mit dem Gesamtkonzept erforderlich.
- Das riesige biogene CO<sub>2</sub> Potential von Biogasanlagen wurde bei der Netzberechnung in dieser Studie nicht berücksichtigt, kann aber die biogenen Mengen im Netz zusätzlich maßgeblich erhöhen und somit zu einer geänderten Dimensionierung führen. Dieses sehr dezentrale Potential gilt es weiter zu verfolgen und bei der Netzplanung zu berücksichtigen, da einerseits bei der Aufbereitung von Biogas, welches bereits einen CO<sub>2</sub> Anteil von ca. 50% besitzt, zu Biomethan schon das CO<sub>2</sub> mit vergleichsweise geringem Energieeinsatz abgeschieden wird. Dieses abgeschiedene CO<sub>2</sub> verfügt nach der Aufbereitung über eine sehr hohe Reinheit und wird aktuell in die Atmosphäre emittiert. Die dezentrale Verteilung der Biogasanlagen muss jedoch bei der zukünftigen Netzplanung mitberücksichtigt werden.
- Zentrale Fragen, welche außerdem geklärt werden müssen:
  - Struktur des **Business Modells** zur Abscheidung und Transport von für die Östr. Klimaneutralität erforderlichen ca. 6,3 Mt/a CO<sub>2</sub>, biogener Quellen. Bspw. in Form eines Zertifikatsystems.
  - Wie sieht das Marktmodell eines solchen **Zertifikathandels auf Europäischer Ebene** aus? Kann z.B. ein geogener Emittent einem biogenen Emittenten für die Abscheidung Zertifikate zum Ausgleich abkaufen (weil das in Summe für Beide günstiger, und damit auch gesamt ökonomisch günstiger ist)?

## 7 ABILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 2-1: Zukünftige jährliche Bedarfe für die Abscheidung von CO <sub>2</sub> , sowie für CCS, BECCS und CCU basierend auf [9].....	13
Abbildung 2-2 Ist-Stand (2019) der CO <sub>2</sub> -Emissionen der identifizierten österreichischen Anlagen	15
Abbildung 2-3 Residuale und biogene CO <sub>2</sub> -Emissionen der identifizierten österreichischen Anlagen im Jahr 2050.....	15
Abbildung 2-4 Zukünftige Schwankungen der letztendlich tatsächlich im Netz auftretenden CO <sub>2</sub> -Mengen.....	16
Abbildung 2-5 Möglichkeiten zur Anwendung von CO <sub>2</sub> nach dessen Ursprung .....	17
Abbildung 2-6 Unterscheidung der CO <sub>2</sub> -Emissionen der identifizierten Anlagen in fossile, geogene und biogene Emissionen.....	17
Abbildung 2-7 Zeitlicher Verlauf der residualen Emissionen der identifizierten österreichischen Anlagen .....	18
Abbildung 2-8 CO <sub>2</sub> -Emissionen der Sektoren ‚Zement,Kalk,Feuerfest‘, ‚Müllverbrennungsanlagen‘ und ‚andere Industrie‘ im Jahr 2019 nach Ursprung .....	19
Abbildung 2-9 CO <sub>2</sub> -Emissionen der Sektoren ‚Zement,Kalk,Feuerfest‘, ‚Müllverbrennungsanlagen‘ und ‚andere Industrie‘ im Jahr 2050 nach Ursprung .....	19
Abbildung 2-10 Residuale CO <sub>2</sub> Emissionen.....	20
Abbildung 2-11 Biogene CO <sub>2</sub> -Quellen nach Kategorien .....	21
Abbildung 2-12 Schwankungen der biogenen CO <sub>2</sub> -Emissionen nach Kategorien .....	22
Abbildung 2-13 Zeitlicher Verlauf der biogenen CO <sub>2</sub> Quellen .....	22
Abbildung 2-14 Minimale und maximale durch Industriebefragungen erhobene Gesamtmengen an CO <sub>2</sub> .....	23
Abbildung 2-15 Produktion von grünen Grundchemikalien.....	24
Abbildung 2-16 CO <sub>2</sub> Bedarf der Grundchemikalien im Jahr 2050 .....	26
Abbildung 2-17 Vergleich des CO <sub>2</sub> -Bedarfs durch CCU mit den verfügbaren biogenen CO <sub>2</sub> aus biogenen Punktquellen und Biogasanlagen .....	27
Abbildung 2-18 Vergleich des CO <sub>2</sub> -Bedarfs für CDR und CCU mit den verfügbaren biogenen CO <sub>2</sub> aus biogenen Punktquellen und Biogasanlagen.....	28
Abbildung 2-19 Zeitlicher Verlauf des CO <sub>2</sub> -Bedarfs für CDR (rot) und CCU (hellblau).....	29
Abbildung 2-20 Gegenüberstellung des zeitlichen Verlaufs des CO <sub>2</sub> Bedarfs für CCU und CDR ..	29
Abbildung 2-21 Residuale CO <sub>2</sub> -Mengen der Müllverbrennungsanlagen, Zement-, Kalk-, Feuerfestindustrie sowie anderen Industrien (Stahl-, chem. Industrie) für CCS sowie CO <sub>2</sub> Bedarf für CDR werden der Speicherkapazität der nationalen Speicher gegenübergestellt. Daraus ergibt sich der Exportbedarf an CO <sub>2</sub> .....	32

Abbildung 2-22 Zeitlicher Verlauf der minimalen CO <sub>2</sub> -Mengen für CCS .....	33
Abbildung 2-23 Zeitlicher Verlauf der nationalen Speicher sowie der minimalen CO <sub>2</sub> -Mengen für CCS. Daraus resultiert der minimale Exportbedarf von CO <sub>2</sub> .....	33
Abbildung 2-24 Zeitlicher Verlauf der maximalen CO <sub>2</sub> -Mengen für CCS .....	34
Abbildung 2-25 Zeitlicher Verlauf der nationalen Speicher sowie der maximalen CO <sub>2</sub> -Mengen für CCS. Daraus resultiert der maximale Exportbedarf von CO <sub>2</sub> .....	35
Abbildung 2-26 Verortung der CO <sub>2</sub> Quellen und Senken (> 100 kt/a).....	37
Abbildung 3-1 Residuale CO <sub>2</sub> -Emissionen aus den in den verschiedenen Netzszenarien berücksichtigten fossilen und geogenen CO <sub>2</sub> Punktquellen.....	43
Abbildung 3-2 Biogene CO <sub>2</sub> -Emissionen aus den in den Netzszenarien berücksichtigten biogenen Punktquellen .....	43
Abbildung 3-3 Gesamtemissionen aus den in den Netzszenarien berücksichtigten Punktquellen .	44
Abbildung 3-4 Ursprung der Gesamtemissionen Netzszenario 1 .....	44
Abbildung 3-5 Ursprung der Gesamtemissionen Netzszenario 2 .....	45
Abbildung 3-6 Ursprung der Gesamtemissionen Netzszenario 3 .....	45
Abbildung 3-7 Ursprung der Gesamtemissionen Netzszenario 4 .....	46
Abbildung 3-8 Biogenes CO <sub>2</sub> vs. Bedarf für CDR und CCU für Netzszenario 1 .....	46
Abbildung 3-9 Biogenes CO <sub>2</sub> vs. Bedarf für CDR und CCU für Netzszenario 2 .....	46
Abbildung 3-10 Biogenes CO <sub>2</sub> vs. Bedarf für CDR und CCU für Netzszenario 3 .....	47
Abbildung 3-11 Biogenes CO <sub>2</sub> vs. Bedarf für CDR und CCU für Netzszenario 4 .....	47
Abbildung 3-12 Gesamtemissionen für CCS im Netzszenario 1 vs. nationale Speicherkapazitäten und Exportbedarf .....	48
Abbildung 3-13 Gesamtemissionen für CCS im Netzszenario 2 vs. nationale Speicherkapazitäten und Exportbedarf .....	48
Abbildung 3-14 Gesamtemissionen für CCS im Netzszenario 3 vs. nationale Speicherkapazitäten und Exportbedarf .....	49
Abbildung 3-15 Gesamtemissionen für CCS im Netzszenario 4 vs. nationale Speicherkapazitäten und Exportbedarf .....	49
Abbildung 3-16: Überblick über die in den Netzszenarien verwendeten Entry und Exit Mengen ...	50
Abbildung 3-17: Prinzip der Netzkonzeption.....	52
Abbildung 3-18: Netzszenario 1 203X klein.....	53
Abbildung 3-19: Netzszenario 1 203X.....	54
Abbildung 3-20: Netzszenario 1 2040/50 .....	55
Abbildung 3-21: Netzszenario 2 203x.....	55

Abbildung 3-22: Netz-szenario 2 2040/2050 .....	56
Abbildung 3-23: Netzscenario 3 203x.....	57
Abbildung 3-24: Netzscenario 3 2040/2050.....	58
Abbildung 3-25: Netzscenario 4 203x.....	58
Abbildung 3-26: Netzscenario 4 2040/2050.....	59
Abbildung 4-1: Berücksichtigte Komponenten für die Ermittlung der Gesamtkosten .....	61
Abbildung 4-2 CO <sub>2</sub> -Transportsystem laut DVGW C 491 (A) [42].....	66
Abbildung 4-3 p-h-Diagramm für CO <sub>2</sub> und Möglichkeiten CO <sub>2</sub> zu komprimieren [43] .....	67
Abbildung 4-4: Kosten für den Transport per Bahn, LKW und Pipeline für den Standort Hochfilzen .....	72
Abbildung 4-5: Überschneidung des CO <sub>2</sub> Netzes mit dem österreichischen Bahnnetz [10] .....	73
Abbildung 4-6 Energiebedarf für die Methanolsynthese mit 2,6 Mt/a.....	75
Abbildung 4-7: Kosten für die Speicherung in Österreich und Offshore in €/t .....	76
Abbildung 4-8: CO <sub>2</sub> Transportkosten nach Szenario 2040/2050 in Mio.€/Jahr.....	77
Abbildung 4-9: CO <sub>2</sub> Transportkosten nach Szenario 2040/2050 in €/tCO <sub>2</sub> .....	77
Abbildung 4-10: Kosten für den Aufbau des Pipelinenetzes am Beispiel Netzscenario 1 .....	78
Abbildung 4-11: Kosten für den Aufbau des Pipelinenetzes am Beispiel Netzscenario 3 .....	78
Abbildung 4-12: Anteil an OPEX und CAPEX für den Pipelinetransport.....	79
Abbildung 4-13: Kosten entlang der gesamten Kette nach Szenario 2040/2050 in Mio.€/Jahr .....	79
Abbildung 4-14: Kosten entlang der gesamten Kette nach Szenario 2040/2050 in €/tCO <sub>2</sub> .....	80
Abbildung 4-15: Kosten verschiedener CO <sub>2</sub> Transportoptionen in €/tCO <sub>2</sub> /100km .....	80
Abbildung 5-1: Kosten über gesamte CCS Wertschöpfungskette im Vergleich zu CO <sub>2</sub> Preis Prognosen .....	86
Abbildung 5-2: CCS-Strategien in EU-Ländern .....	87
Abbildung 5-3: Risiken der CCS Wertschöpfungskette .....	88
Abbildung 5-4: Fördermechanismen entlang der CCS Wertschöpfungskette .....	89
Abbildung 6-1 Möglicher übergeordneter Zeitplan für CO <sub>2</sub> -Einspeiser, Pipeline-Errichtung und Einspeicherung .....	96

## 8 TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 2-1: Anzahl der CO <sub>2</sub> -Punktquellen unterschiedlicher Emissionsklassen und deren CO <sub>2</sub> -Emissionen in kt/a für das Jahr 2050 [9] .....	11
Tabelle 2-2: Spezifische CO <sub>2</sub> -Bedarfe der chemischen Industrie [9].....	12
Tabelle 2-3: Zukünftige jährliche Bedarfe für die Abscheidung von CO <sub>2</sub> , sowie für CCS, BECCS und CCU basierend auf [9] .....	13
Tabelle 2-4 Produktion im Jahr 2019 basierend auf Literaturrecherchen.....	24
Tabelle 2-5 CO <sub>2</sub> -Bedarf für die Herstellung von Methanol und Harnstoff sowie Methanol Bedarf für die Herstellung der Grundchemikalien laut Stöchiometrie. ....	25
Tabelle 2-6 SAF-Quoten laut EU-Verordnung .....	25
Tabelle 2-7: Potenzielle CO <sub>2</sub> -Speicher mit einer Speicherkapazität größer 2 Mt in Kohlenwasserstofffeldern in Österreich [31]; Abkürzungen der Regionen: WB: Wiener Becken; MZOÖ: OÖ Molassezone, MZNÖ: NÖ Molassezone, FKA: Flysch/Kalkalpen.....	30
Tabelle 2-8 CO <sub>2</sub> -Mengen in kMt/a aus Industriebefragungen .....	35
Tabelle 3-1 Überblick über die Entry- und Exit Mengen der Netzszenarien in kt/a.....	50
Tabelle 4-1: Übersicht der Einbezogenen Kostenkomponenten inkl. Quelle.....	62
Tabelle 4-2 spezifischer Energiebedarf verschiedener Abscheidetechnologien .....	63
Tabelle 4-3 Energiebedarf eines Aminwäschers zur Abscheidung der in den Netzszenarien auftretenden CO <sub>2</sub> -Mengen .....	64
Tabelle 4-4 Energiebedarf zur Abscheidung der in den Netzszenarien auftretenden CO <sub>2</sub> -Mengen mittels einer Kombination aus Aminwäsche (30%) und PSA (70%) .....	65
Tabelle 4-5 Definition der Betriebspunkte für die Verdichterstationen bzw. Pumpstationen.....	67
Tabelle 4-6 Kosten für Verdichterskid bzw. Pumpenskids laut Herstellerschätzungen in € (* Abschätzungen des AIT).....	68
Tabelle 4-7 Kostenschätzung der Investition für das Verdichterskid bzw. Pumpenskid (-50/+100%), Mio. €, AIT (*Kolbenkompressoren; **Radialturboverdichter) .....	69
Tabelle 4-8: CAPEX für Pipelines für den Transport in dichter Phase und Gasphase .....	70
Tabelle 4-9: CAPEX und Leistung der Einspeiseverdichter, Booster und Verflüssiger im Netz .....	71
Tabelle 4-10: Strombedarf von Einspeiseverdichter, Booster und Verflüssiger bei unterschiedlichen Druckstufen.....	71
Tabelle 4-11: Weitere Kostenparameter.....	71
Tabelle 4-12: Parameter für den Schiff- und Binnenschifftransport .....	73
Tabelle 4-13 Simulationsergebnisse Methanolherstellung mit 2,6 Mt/a .....	75
Tabelle 9-1: Parameter zur Berechnung der Kosten für den Bahntransport .....	104
Tabelle 9-2: Parameter für die Berechnung der Kosten für den LKW-Transport.....	104

## 9 ANHANG

In Tabelle 9-1 und Tabelle 9-2 sind die Parameter zur Berechnung der Kosten für den Bahn- und LKW-Transport zusammengefasst.

Tabelle 9-1: Parameter zur Berechnung der Kosten für den Bahntransport

Parameter für den Bahntransport	Wert	Einheit
Kapazität	62	t/Waggon
Abschreibdauer	20	Jahre
WACC	7	%
Strecke	113	km
OPEX	0,032	€/t/km
CAPEX	17.501	k€

Tabelle 9-2: Parameter für die Berechnung der Kosten für den LKW-Transport

Parameter für den LKW-Transport	Wert	Einheit
Kapazität	18	t/LKW
Abschreibdauer	10	Jahre
WACC	7	%
Strecke	85	km
CAPEX	295.218	€
OPEX	5	%CAPEX
Treibstoffkosten	0,67	€/km
Fahrerkosten	84.348	€/Jahr/Fahrer

**AIT AUSTRIAN INSTITUTE OF TECHNOLOGY GMBH**

Giefinggasse 4, 1210 Wien

Center for Energy

[www.ait.ac.at](http://www.ait.ac.at)

Christian Schützenhofer

Integrated Energy Systems

[christian.schuetzenhofer@ait.ac.at](mailto:christian.schuetzenhofer@ait.ac.at)

Margit Özelt

Marketing and Communication

+43 50550-6302

[margit.oezelt@ait.ac.at](mailto:margit.oezelt@ait.ac.at)

Michaela Kainz

Office Management

+43 50550-6691

[michaela.kainz@ait.ac.at](mailto:michaela.kainz@ait.ac.at)