



STIFTUNG ZENTRUM FÜR NACHHALTIGE
ABFALL- UND RESSOURCENNUTZUNG



ZAR CO₂ Kompetenzzentrum

Statusbericht Herbst 2023

Erarbeitung	Daniel Marxer, Stefan Ringmann, Walter Furgler
Erstellungsdatum	14.03.2024
Dokument-Nr.	112233

Änderungsnachweis

Version	Datum	Bezeichnung der Änderung	Verteiler
00	07.12.2023	Erstellung Entwurf	BAFU
01	11.01.2024	Anpassung Reihenfolge Kapitel; Einfügen Tabelle Zusammenfassung und nächste Schritte	BAFU
02	18.01.2024	kleine Anpassungen Entwurf zur Veröffentlichung	
03	14.03.2024	finale Version zur Veröffentlichung	Homepage KVA Linth / ZAR

Abkürzungen

AMP	2-Amino-2-methylpropanol
ARC	Kehrichtverwertungsanlage in Kopenhagen, Dänemark
AVR	Kehrichtverwertungsanlage in Duiven, Niederlande
BAFU	Bundesamt für Umwelt
CCS	Carbon Capture and Storage – CO ₂ Abscheidung und Speicherung
CCU	Carbon Capture and Use – CO ₂ Abscheidung und Nutzung. Falls Nutzung für ein Produkt / Material, wo es für einen klimarelevanten Zeitraum gebunden bleibt, dann auch CCUS genannt.
COP	Coefficient of Performance / Leistungszahl einer Wärmepumpe
HPC	Hot Potassium Carbonate
LRV	Luftreinhalte-Verordnung
MEA	Monoethanolamin
NET	Negativemissionstechnologien
KVA	Kehrichtverwertungsanlage
TCM	Technology Centre Mongstad
TRL	Technology Readiness Level / Technologie-Reifegrad
USG	Umweltschutzgesetz
ZAR	Zentrum für nachhaltige Abfall- und Ressourcennutzung

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
2	AP 2.3 - Verfahrensmonitoring	2
2.1	Auswahl Kandidaten	2
2.2	Aminwäsche	5
2.3	Hot Potassium Carbonate	6
2.4	Vergleich Aminwäsche – Hot Potassium Carbonate	9
3	AP 2.2 – Umweltmonitoring	11
3.1	Emissionen	12
3.2	Dispersionsmodellierung	17
3.3	Immissionen	19
4	AP 3 – Optimierung Abgasreinigung	21
5	AP 4.1 – Wärmeintegration	22
6	AP 4.2 – Verwendung	22
7	AP 4.3 und AP 6 – internationale Logistik und Lagerung	23
8	AP 5 – Vorprojekt	24
9	AP 7 – Rechtliches und Bewilligungen	25
10	AP 8 – Finanzierung	25
11	AP9 – Kommunikation	25
12	Zusammenfassung und nächste Schritte	26
13	Literaturverzeichnis	30

1 Einleitung

Im CO₂-Kompetenzzentrum der Stiftung ZAR an der KVA Linth werden Grundlagen zur Abscheidung von CO₂ an Schweizer KVA sowie zu dessen Transport und Nutzung oder Speicherung erarbeitet. Vorrangiges Ziel ist es, die Umsetzung dieser Technologie in der Schweiz zu unterstützen und voranzutreiben. Das Kompetenzzentrum ist seit ca. 1.5 Jahren operativ in Betrieb und die Bearbeitung der Arbeitspakete, welche im März 2022 zwischen BAFU und ZAR vertraglich vereinbart wurden, hat begonnen. Es zeigte sich rasch, dass eine sequenzielle Bearbeitung der Pakete nicht zielführend ist, sondern an den verschiedenen Themen parallel gearbeitet werden muss. Der Fortschritt in den Arbeitspaketen Stand November 2023 ist in Abbildung 1 dargestellt. Im vorliegenden Statusbericht werden die bisherigen Aktivitäten und erste Erkenntnisse aus den einzelnen Arbeitspaketen zusammenfassend vorgestellt.

Arbeitspaket	Fortschritt
1 Aufbau Kompetenzzentrum	100%
2.1 Risikoanalysen	0%
2.2 Umweltmonitoring	30%
2.3 Verfahrensmonitoring	40%
3 Optimierung AGR	35%
4.1 Wärmeintegration	20%
4.2 Verwendung	10%
4.3 Lagerung	30%
5 Vorprojekt	5%
6 int. Logistik	10%
7 Rechtliches / Bewilligungen	20%
8 Finanzierung	15%

Abbildung 1: Fortschritt in den Arbeitspaketen Stand November 2023

2 AP 2.3 - Verfahrensmonitoring

Im Arbeitspaket Verfahrensmonitoring werden verschiedene CO₂-Abscheideverfahren auf ihre Eignung an Kehrrechtverwertungsanlagen geprüft. In einer ersten Phase wurden alle Verfahrenstypen betrachtet. Einige davon sind für den Einsatz an KVA entweder grundsätzlich nicht geeignet oder sie sind vom technischen Reifegrad noch nicht ausreichend weit entwickelt und getestet, dass sie zum heutigen Zeitpunkt für eine Grossanlage in Frage kämen. Gemeinsam mit der Begleitgruppe wurde entschieden, dass das CO₂-Kompetenzzentrum die Entwicklung aller Verfahren weiterhin verfolgt, jedoch bis auf Weiteres den Fokus auf zwei ausgewählte Verfahren setzt, deren Umsetzung schon heute realistisch scheint.

Es wurden dazu Literaturrecherchen durchgeführt, Konferenzen und Messen besucht, der Austausch mit Betreibern von Pilot- oder Full-Scale Anlagen aufgenommen, Gespräche mit zahlreichen Technologielieferanten geführt, sowie mit ausgewählten Partnern Machbarkeitsstudien durchgeführt.

2.1 Auswahl Kandidaten

Eine Übersicht der in Frage kommenden Verfahrensprinzipien zur Abscheidung von CO₂ aus KVA-Abgas ist in Abbildung 2 dargestellt.

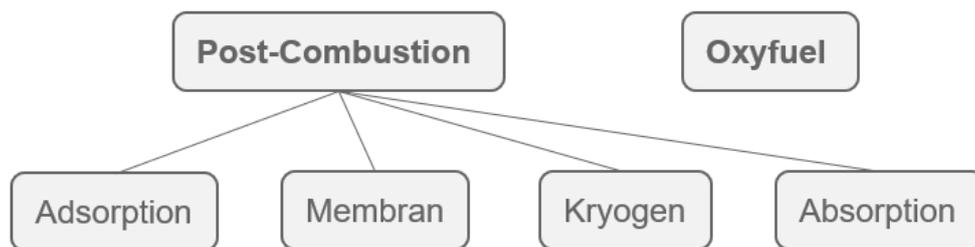


Abbildung 2: Verfahren zur CO₂-Abscheidung nach Funktionsprinzip

Bei den Oxyfuel-Verfahren wird die Verbrennungsluft der KVA – oder eine Teilmenge davon – durch ein Gemisch aus reinem Sauerstoff und CO₂ aus einer Abgasrezirkulation ersetzt. Hieraus resultiert eine erhöhte CO₂-Konzentration im Abgasstrom, wodurch sich das CO₂ anschliessend mit weniger Aufwand abscheiden bzw. nachreinigen lässt. Der benötigte Sauerstoff würde i.d.R. über eine Luftzerlegungsanlage bereitgestellt.¹ Falls andere Sauerstoffquellen zur Verfügung stehen sollten - z.B. aus einer Elektrolyseanlage -, kann dieser ebenfalls eingesetzt werden. Da die Integration dieses Prozesses in Bestandsanlagen schwieriger und die Technologie noch wenig erprobt ist, wurden diese Verfahren bislang nicht vertieft betrachtet.

Bislang wurde der Fokus auf 'Post-Combustion'-Abscheideverfahren gesetzt, welche sich einfacher in bestehende KVA integrieren lassen. Dabei wird das CO₂ nach der Feuerung und Abgasreinigung aus dem Abgasstrom entfernt. Hierzu sind keine grösseren Eingriffe in Bestandsanlagen erforderlich und der Betrieb bleibt entkoppelt, die Verbrennung also kann auch bei einer Abschaltung der Abscheideanlage normal weiter betrieben werden.

Bei den Post-Combustion Verfahren gibt es vier Verfahrensprinzipien die grundsätzlich in Frage kommen, auf welche im Folgenden nur kurz eingegangen wird. Detaillierte Beschreibungen der Verfahren und allgemeine Vergleiche sind in der Literatur verfügbar.²⁻⁷

2.1.1 Adsorption

Bei den Adsorptionsverfahren wird das CO₂ aus dem Abgasstrom an der festen Oberfläche eines porösen Adsorbentmaterials adsorbiert und reagiert dort chemisch (chemische Adsorption) oder bleibt durch Van-der-Waals-Kräfte haften (physikalische Adsorption). In einem zweiten Schritt wird das CO₂ durch Erhöhen der Temperatur (Temperaturwechseladsorption) und/oder durch Senken des Drucks (Druckwechseladsorption) wieder von der Oberfläche gelöst.⁸

Diese Verfahrensklasse bietet einige interessante Eigenschaften für die Anwendung bei KVA. Es ist mit keinerlei Emissionen zu rechnen und der Platzbedarf dürfte moderat ausfallen. Zudem ist im Betrieb kein Handling oder Monitoring von Chemikalien nötig. Das Verfahren ist für den Einsatz an KVA jedoch noch nicht genügend erprobt. So gibt es noch keine industriellen Anlagen und auch Pilotanlagen spezifisch an KVA sind keine bekannt. Zusätzlich ist die CO₂-Konzentration bei KVA-Abgas für diese Verfahren eher tief, was den spezifischen Energieeinsatz in die Höhe treibt. Es wurde im Rahmen des CO₂-Kompetenzzentrums eine Pilotierung ins Auge gefasst, ein Technologielieferant hat jedoch zum jetzigen Zeitpunkt aufgrund zu tiefer CO₂-Konzentration und damit verbunden hohem spezifischen Energieverbrauch davon abgeraten.

2.1.2 Membranen

Der Abgasstrom wird bei den Membranverfahren an einer selektiven Membran vorbeigeführt, welche CO₂ besser durchlässt als die anderen Abgaskomponenten. Damit das CO₂ die Membran passiert, ist eine Druckdifferenz nötig, so dass ein Gradient im CO₂-Partialdruck entsteht. Dazu kann entweder das Abgas verdichtet oder die CO₂-Seite (Permeat) unter Vakuum gesetzt werden. Es gibt Membranen mit unterschiedlichen Funktionsmechanismen, auf die hier nicht vertieft eingegangen wird.^{9,10}

Membranprozesse könnten diverse Vorteile bieten. So gibt es keine Problematik mit Emissionen oder Chemikalien-Handling, die Anlagen dürften relativ wenig anspruchsvoll im Betrieb und Unterhalt sein, und der Platzbedarf wäre vergleichsweise gering. Eine Herausforderung liegt darin, einen hohen Abscheidegrad und/oder eine hohe Reinheit des abgeschiedenen CO₂ zu erreichen, da Membranen immer nur eine gewisse Selektivität besitzen.⁹ Das bedeutet, dass immer auch andere Moleküle als CO₂ in geringeren Mengen die Membranen passieren, weshalb der Prozess oft mehrstufig ausgelegt wird.¹¹ Der Energieeinsatz ist rein elektrisch und wird für die Pumpen benötigt, die eine Druckdifferenz über die Membranen aufrecht erhalten.

Der Prozess ist noch nicht ausreichend getestet für einen industriellen Einsatz an KVA-Abgas. Ein offenes Thema könnte z.B. die Haltbarkeit der Membranen im realen Betrieb mit Rauchgasen sein. Eine grosse Pilotanlage der Firma Membrane Technology and Research (MTR) mit einer geplanten Kapazität von 150 t CO₂ pro Tag wird aktuell an einem Kohlekraftwerk in den USA beim Wyoming Integrated Test Centre gebaut.¹²

Im Rahmen des CO₂-Kompetenzzentrums wird aktuell eine kleine Testanlage der Schweizer Firma UniSieve am Abgasstrom der KVA Linth betrieben (siehe Abbildung 3). Die Ergebnisse sehen vielversprechend aus. Es wurde mit einer zweistufigen Konfiguration über einen Zeitraum von 1000 Stunden ein stabiler Betrieb ohne sichtbare Degradation demonstriert. Der Abscheidegrad betrug rund 80% und die erreichte Reinheit des CO₂-Stroms 95.3%.



Abbildung 3: Membran-Testanlage der Firma UniSieve an der KVA Linth

2.1.3 Kryogen

Für eine kryogene Separierung des CO₂ wird das Abgas getrocknet und dann auf tiefe Temperaturen abgekühlt, so dass das CO₂ eine Phasenumwandlung durchläuft und dadurch von den restlichen Komponenten separiert werden kann. Die Verdichtung und Verflüssigung sind dabei im Prozess integriert. Der Prozess ist noch nicht kommerziell einsatzbereit und es sind keine Tests an KVA bekannt.¹³ Für den direkten Einsatz an KVA-Abgas ist die kryogene Separierung aufgrund der tiefen CO₂-Konzentration eher nicht geeignet.¹⁴ Eine Kombination mit anderen Verfahren, um vor der kryogenen Separierung die CO₂-Konzentrationen zu erhöhen, könnte jedoch interessant sein.¹⁵

2.1.4 Absorption

Bei den Absorptionsverfahren wird der Abgasstrom mit einem flüssigen Lösungsmittel in Kontakt gebracht, welches das CO₂ absorbiert. Üblicherweise durchströmt der Abgasstrom dazu eine Kolonne mit geeigneten Packungen von unten nach oben, während das Lösungsmittel von oben nach unten rieselt. In einem zweiten Schritt wird das CO₂ in einer separaten Kolonne wieder aus dem Lösungsmittel entfernt. Je nach Verfahren wird dazu die Temperatur vom Lösungsmittel erhöht und / oder der Druck abgesenkt. Zusätzlich wird Dampf eingesetzt, um das CO₂ durch Senkung des CO₂-Partialdrucks aus dem Lösungsmittel auszutreiben (Stripping).

Absorptionsverfahren werden seit Jahrzehnten in grossem Massstab in der Petrochemie eingesetzt und sind auch für Anwendungen an Rauchgasen und bei KVA am weitesten entwickelt. Es ist daher davon auszugehen, dass auch die ersten Anlagen an KVA in der Schweiz auf dieses Verfahrensprinzip setzen werden.

Innerhalb der Absorptionsverfahren gibt es zahlreiche Lösungsmittel, die erforscht oder getestet werden, sowie viele mögliche Konfigurationen der Anlagen. Im Rahmen des CO₂-Kompetenzzentrums wurde in Abstimmung mit der Begleitgruppe entschieden, den Fokus auf zwei Lösungsmittelarten zu setzen, welche vergleichsweise gut erprobt sind und deren Einsatz an KVA zeitnah realistisch erscheint. Dabei handelt es sich um wässrige Aminlösungen sowie um wässrige Kaliumcarbonat-Lösungen. Diese Vorauswahl beruht auf einer Momentaufnahme in einem äusserst dynamischen Umfeld und soll in keiner Weise bedeuten, dass das Kompetenzzentrum andere Lösungsmittel oder andere Verfahren für die Anwendung an KVA als ungeeignet erachtet.

2.2 Aminwäsche

Die Aminwäsche ist das etablierteste Absorptionsverfahren. Es wird seit Jahrzehnten in der Petrochemie für diverse Anwendungen eingesetzt wie z.B. der Entfernung von sauren Gasen (CO₂, H₂S) aus Erd- oder Synthesegas.

Vor Eintritt in die Anlage wird das Abgas auf ca. 30-50°C gekühlt. Im Absorber wird das CO₂ im Gegenstrom mit der Aminlösung absorbiert. Die mit CO₂ angereicherte Aminlösung wird erhitzt und im Desorber/Stripper wird das CO₂ bei etwa 120-140° mit Dampf ausgetrieben. Danach wird die Aminlösung wieder gekühlt und erneut für den Absorptionsschritt eingesetzt.

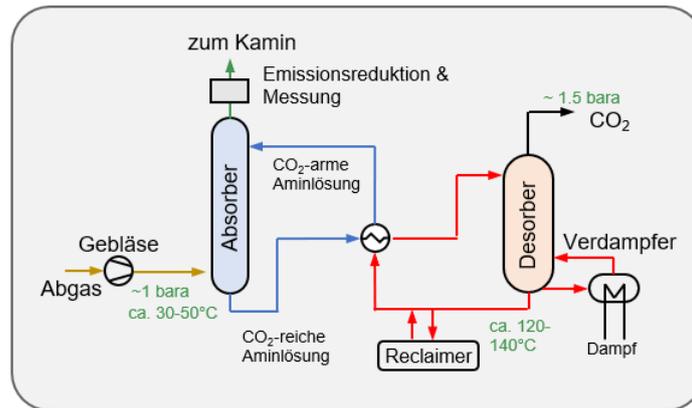


Abbildung 4: Vereinfachtes Verfahrensschema einer Aminwäsche

Gegenüber den etablierten Anwendungen in der Petrochemie oder der Biogas-Aufbereitung ergeben sich beim Einsatz an Rauchgasen zusätzliche Herausforderungen. Die wichtigsten Unterschiede sind:

- Das zu behandelnde Gasmisch (Rauchgas) enthält Sauerstoff. Dies führt zu einer oxidativen Zersetzung der Amine. Das Ausmass hängt u.A. stark von der Wahl der eingesetzten Amine ab.¹⁶
- Schadstoffe im Rauchgas führen zur Zersetzung der Aminlösung und zur Bildung von teils krebserregenden Substanzen (z.B. Nitrosamine, siehe zu dem Thema Abschnitt 2)
- Das behandelte Gasmisch gelangt nach der CO₂-Entfernung über den Kamin in die Umwelt. Inhaltsstoffe der Waschlösung können dadurch über die Gasphase oder als Aerosole mit dem Abgasstrom in die Umgebung gelangen, was bei den petrochemischen Anwendungen nicht der Fall ist, da dort die Gase nach der CO₂-Entfernung weiterverarbeitet werden und nicht emittiert werden.¹⁷

Auch an Rauchgasen wird die Aminwäsche bereits im industriellen Massstab eingesetzt. So ist z.B. am Boundary Dam Kohlekraftwerk in Kanada seit 2014 eine Anlage mit einer Designkapazität von 1 Mio t CO₂ pro Jahr in Betrieb. Die tatsächlich erreichten Abscheideraten waren bisher deutlich tiefer. Dazu haben diverse Schwierigkeiten im Betrieb geführt, wovon einige durch die im Abgasstrom enthaltene Flugasche verursacht wurden.¹⁸ Eine weitere Herausforderung ist, dass die Zersetzungsrate der Aminlösung höher ist als angenommen, was zu erhöhten Betriebsmittelkosten sowie unzureichenden Kapazitäten für die Amin-Aufbereitung geführt hat.¹⁹ Insgesamt wurden mit der Anlage seit Inbetriebnahme im 2014 bis September 2023 5.6 Mio t CO₂ abgetrennt.

An Kehrlichtverwertungsanlagen gibt es bisher eine kommerzielle Anlage bei der AVR in Duiven, Niederlande, die seit 2019 in Betrieb ist. Sie wird mit dem am besten erprobten Amin Monoethanolamin (MEA) betrieben und das Produktionsziel beträgt 60'000 t_{CO2}/Jahr. Diese geplante

Abscheideleistung wurde bisher nicht erreicht, so wurden im 2020 31'000 t, im Jahr 2021 42'000 t, und im Jahr 2022 43'000 t CO₂ abgeschieden. Es gab diverse ungeplante Abschaltungen und der Verbrauch an Betriebsmitteln (MEA) war höher als geplant.²⁰ Die Anlage wurde vom Team des CO₂-Kompetenzzentrums bereits besucht. Herausforderungen im Betrieb scheinen die Zersetzung der Waschlösung sowie Korrosionsereignisse zu sein.¹⁷ Die Anlage besitzt keine Einrichtung zur Aufbereitung der Waschlösung, so dass angesammelte Zersetzungsprodukte in der Waschlösung durch den Austausch eines Teils oder der gesamten Waschlösung entfernt werden müssen. Im Betrieb wird daher gemäss den publizierten Daten die Anlage alle 3-4 Monate gereinigt und die gesamte Aminlösung ersetzt.¹⁷

Um vertiefte Einblicke zu erhalten, hat das Team des CO₂ Kompetenzzentrums einige weitere Anlagenbetreiber von geplanten oder in Betrieb befindlichen Pilot- und Grossanlagen mit Aminwäschen besucht:

- Technology Centre Mongstad (Norwegen) – grosse Testanlage, die mit verschiedenen Aminen und Abgasströmen betrieben wird
- Abwasserreinigungsanlage Bern – kommerzielle Anlage zur Abscheidung von CO₂ aus Biogas
- ARC Kopenhagen (Dänemark) – Demoanlage für verschiedene Amine an einer KVA. Die Anlage wird aktuell in Betrieb genommen.
- Rohrdorf Zement (Deutschland) – Pilotanlage an einem Zementwerk, die mit verschiedenen Aminen getestet wird
- Shell Quest (Kanada) – Grossanlage in der Petrochemie zur CO₂-Abscheidung aus Synthesegas mit einer Kapazität von 1 Mio. t CO₂ pro Jahr
- AVR Duiven (Niederlande) – einzige kommerzielle CO₂-Abscheidung an einer KVA, seit 2019 in Betrieb
- Hafslund Oslo Celsio (Norwegen) – Projekt zur Abscheidung von 400 kt CO₂ pro Jahr an einer KVA in Oslo. Die Umgebungsarbeiten hatten begonnen, nun wurde das Projekt jedoch wegen Kostenüberschreitungen pausiert.

Aufgrund der bisherigen Erkenntnisse sieht das CO₂-Kompetenzzentrum die grössten Herausforderungen bei der Aminwäsche bei den chemischen Eigenschaften der Amine im Zusammenspiel mit den Bedingungen beim Einsatz an KVA. Im Betrieb bilden sich durch Oxidation, thermische Zersetzung sowie durch Reaktion mit Schadstoffen im Abgas eine Vielzahl an chemischen Folgeprodukten in der Waschlösung, die teils krebserregend sind.¹⁶ Daraus resultieren zahlreiche Herausforderungen im Betrieb, z.B. bezüglich Arbeitsplatzsicherheit und im Umgang mit Umweltemissionen. Diese Bereiche werden noch vertieft untersucht.

2.3 Hot Potassium Carbonate

Das Hot Potassium Carbonate Verfahren (HPC) wird – ähnlich wie die Aminwäsche - in der Petrochemie seit den 1950er Jahren im grossen Massstab eingesetzt. Es wurden über 500 Anlagen gebaut und es werden jährlich > 60 Mio. t CO₂ abgeschieden.^{21,22}

Beim HPC-Verfahren muss als erstes der Abgasstrom verdichtet werden, um einen ausreichenden CO₂-Partialdruck für den Absorptionsschritt zu erreichen. Der Abgasstrom durchströmt danach den Absorber, wo das CO₂ von einer wässrigen Kaliumcarbonat-Lösung absorbiert wird. Das unter Druck stehende Abgas wird anschliessend über eine Expansionsturbine (Expander) wieder expandiert, um einen Teil der zur Verdichtung eingesetzten Energie zurückzugewinnen. Das CO₂ wird im Desorber bei tieferem Druck und mit Dampf wieder aus dem Lösungsmittel

ausgetrieben.²³ Eine schematische Darstellung des Verfahrens mit exemplarischen Temperaturen und Drücken ist in Abbildung 5 dargestellt.

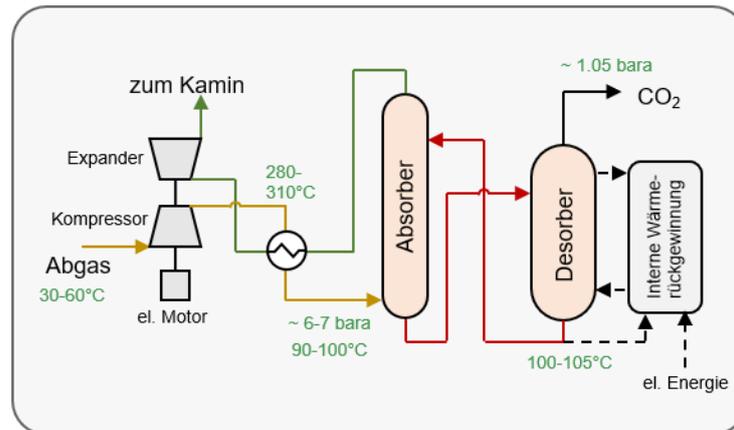


Abbildung 5: Vereinfachtes Schema einer möglichen Konfiguration des HPC-Prozesses

Für die CO₂-Abscheidung aus Rauchgasen gibt es mit diesem Verfahren einige Pilotierungen, jedoch noch keine kommerziellen Anlagen im industriellen Massstab. Ein Unterschied zum Einsatz in der Petrochemie liegt in der nötigen Verdichtung des Abgasstroms, welche dort nicht nötig ist, da die Gasgemische schon unter Druck stehen oder eine höhere CO₂-Konzentration aufweisen. Für die Verdichtung und Expansion können mehrstufige radiale Turboverdichter und -Expander eingesetzt werden, welche für andere Prozesse in der nötigen Leistungsklasse etabliert sind. Chemisch ist die anorganische Kaliumcarbonat-Lösung tolerant gegenüber Sauerstoff im Abgas. Allfällige Reaktionen mit Schadstoffen im Abgas führen zu unkritischen Verbindungen, siehe dazu auch Abschnitt 4. Kaliumcarbonat selbst ist ungiftig und wird unter anderem für Lebensmittel z.B. in Backpulver verwendet.

Oft werden Zusätze in kleinen Mengen zur Kaliumcarbonatlösung zugegeben, um die Reaktionen zu beschleunigen (Katalysatoren) oder zur Reduktion der Korrosivität (Korrosionsinhibitoren). Dabei kommen verschiedene Stoffe in Frage, u.A. Amine wie z.B. Piperazin oder anorganische Verbindungen wie z.B. Vanadiumoxide und Borsäure. Der Einsatz von Aminen ist bei der vorliegenden Anwendung zu hinterfragen, da dann die Problematik mit krebserregenden Reaktionsprodukten wie bei der Aminwäsche ebenfalls behandelt werden muss. Der Einsatz von Vanadiumoxiden und Borsäure muss detailliert geprüft werden, da diese Stoffe nicht unbedenklich sind und ein Austrag mit dem Abgasstrom über Aerosole nach heutigem Wissensstand nicht ausgeschlossen werden kann, auch wenn die Stoffe selbst nicht flüchtig sind. Wird auf die Zugabe von Zusätzen verzichtet, müssen aufgrund der langsameren Reaktionen die Kolonnen grösser ausgelegt werden und es muss ein korrosionsresistenteres Material (Chromstahl) verwendet werden. Im Gegenzug sind viele Herausforderungen und Risiken bezüglich Arbeitsplatzsicherheit, Emissionen, Nachreinigungsschritten, Monitoring, Entsorgung und Bewilligungsfähigkeit stark entschärft.

Im CO₂-Kompetenzzentrum wurden zwei Machbarkeitsstudien mit den Firmen Capsol Technologies aus Norwegen sowie Sulzer Chemtech aus der Schweiz zum HPC-Verfahren an KVA durchgeführt. Es wurde jeweils eine reine Kaliumcarbonat-Lösung ohne Zusätze verwendet. Bei der gewählten Konfiguration wird der Prozess nur mit elektrischer Energie betrieben und es ist keine Dampfeinbindung nötig. Das Ziel war es, den Energiebedarf zu verstehen sowie eine erste Einschätzung zu Investitionskosten und Platzbedarf zu erhalten. Es hat sich gezeigt, dass die CO₂-Konzentration im Abgasstrom einen sehr grossen Einfluss auf den Energieverbrauch hat. Gemäss der Studie mit Capsol Technologies senkt eine Erhöhung der CO₂ Konzentration von 10

Vol% auf 14 Vol% (trocken) den Energiebedarf für die Abscheidung um 25%. Wenn eine KVA erneuert wird ist es daher sehr empfehlenswert, die Anlage auf eine möglichst hohe CO₂-Konzentration im Abgas auszulegen, z.B. indem eine Abgasrezirkulation vorgesehen wird. Dies ist auch bei allen anderen Abscheideverfahren vorteilhaft.

Der Abscheideprozess kann bei unterschiedlichen Betriebspunkten betrieben werden. Im Betriebspunkt 'minE' zur Minimierung des Strombedarfs wird der Abgasstrom vor dem Eintritt in den Verdichter gekühlt und ein Grossteil des enthaltenen Wassers auskondensiert. Werden die Betriebsbedingungen angepasst, um mehr Fernwärme bereitstellen zu können, steigt der Strombedarf etwas an (Betriebspunkt 'maxDH 40°C'). Zusätzlich kann der Abgasstrom verdichtet werden, ohne das Wasser zuvor über die Abgaskondensation zu entfernen. Der Stromverbrauch steigt dadurch zusätzlich, dafür ergibt sich dann die Möglichkeit, das Wasser nach dem Absorber bei erhöhtem Druck und somit bei einer höheren Temperatur zu kondensieren. Dadurch kann eine signifikante Wärmemenge für die Fernwärme bereitgestellt werden (Betriebsart 'MaxDH 57°C'). In diesem Betriebspunkt funktioniert die Abscheideanlage wie eine Wärmepumpe. Gemäss der Machbarkeitsstudie von Capsol Technologies wird eine attraktive Leistungszahl (COP) von ungefähr 7.5 erreicht. Das heisst, dass pro 1 MWh zusätzlich zum MinE Betriebspunkt eingesetzter Elektrizität 7.5 MWh Wärme für die Fernwärme bereitgestellt werden. Die benötigte elektrische Energie gemäss der Machbarkeitsstudie von Capsol Technologies für die unterschiedlichen Betriebspunkte bei einer CO₂-Konzentration im Abgasstrom von 13 Vol% (trocken) und ohne Zusätze im Lösungsmittel sind in Abbildung 6 dargestellt.

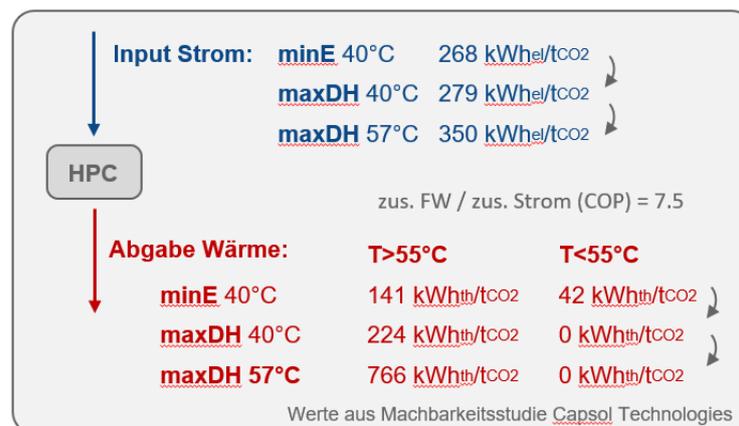


Abbildung 6: Benötigter Strom-Input sowie abgegebene Wärme beim HPC-Prozess für verschiedene Betriebspunkte aus Machbarkeitsstudie Capsol Technologies.

Zusätzlich zu den Machbarkeitsstudien wurde eine Pilotanlage von Capsol Technologies an einer KVA in Deutschland sowie eine Pilotanlage bei einem Biomassekraftwerk der Firma Stockholm Exergi in Schweden besucht. Aus den Machbarkeitsstudien sowie den Gesprächen mit den Betreibern der Pilotanlagen wurden bisher keine grundsätzlichen technischen Hindernisse für die Anwendung der Technologie im industriellen Massstab an KVA identifiziert. Da die Datenverfügbarkeit und Erfahrung für den Einsatz an KVA tief ist, wird bei der KEZO in Hinwil aktuell die Möglichkeit zum Bau einer Pilotanlage mit dem HPC-Verfahren geprüft.

2.4 Vergleich Aminwäsche – Hot Potassium Carbonate

Ein direkter Vergleich der beiden Abscheidungsverfahren ist mit dem jetzigen Wissensstand erst qualitativ möglich. Ein solch qualitativer Vergleich zu ausgewählten Kriterien ist in Abbildung 7 dargestellt.

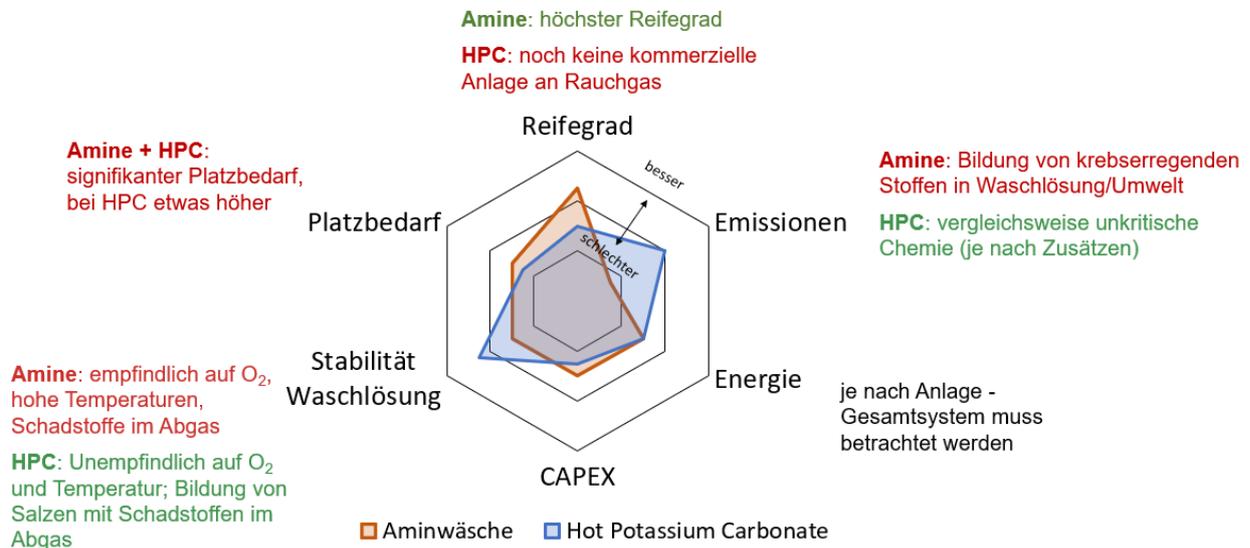


Abbildung 7: Qualitativer Vergleich zu ausgewählten Kriterien zwischen Aminwäsche und HPC-Verfahren

Beim Technologischen Reifegrad ist die Aminwäsche weiter fortgeschritten, da bereits eine Anlage an KVA in Betrieb ist (AVR Duiven) und sich weitere Projekte im Bau befinden. Beim HPC-Verfahren gibt es Pilotierungen an mehreren KVA und Biomassekraftwerken sowie eine geplante Grossanlage (800 kt_{CO2}/Jahr) an einem Biomassekraftwerk von Stockholm Exergi in Schweden mit geplanter Inbetriebnahme im Jahr 2027.

Die Emissionen aus der Abscheidung sowie der damit verbundene Aufwand für die Reduktion, Bewilligung, Monitoring etc sowie die Unsicherheiten diesbezüglich sind ein grosser Nachteil bei der Aminwäsche. Beim HPC-Verfahren ist das Thema der Emissionen stark entschärft, sofern keine bedenklichen Zusätze in der Waschlösung eingesetzt werden. Falls Zusätze eingesetzt werden sollen, müssen allfällige Emissionen daraus ebenfalls untersucht werden.

Bezüglich der Energie kann noch keine klare Aussage gefällt werden, welches Verfahren über das Jahr gemittelt besser abschneidet. Dies wird insbesondere stark von der jeweiligen KVA und dem Fernwärmeabsatz abhängen. Das HPC-Verfahren benötigt in den betrachteten Konfigurationen viel Elektrizität und keinen Dampf. Es kann viel Wärme abgeben, die für Fernwärme direkt eingesetzt werden kann. Die Aminwäsche benötigt im Gegensatz dazu vor allem Wärme in Form von Dampf und gibt ebenfalls viel Wärme ab, wovon jedoch nur ein Teil direkt für die Fernwärme genutzt werden kann; ein weiterer Teil kann über Wärmepumpen aufgewertet werden.

Bei den Investitionskosten ist das Bild noch nicht klar. Aktuell wird davon ausgegangen, dass die Anlage für das HPC-Verfahren wegen der zusätzlich benötigten Abgasverdichtungs- und Expansion sowie Komponenten für die interne Wärmerückgewinnung teurer sein wird. Im Gegenzug fallen z.B. die Dampfeinbindung, die Lösungsmittelaufbereitung sowie die Abgasnachreinigung und das Schadstoffmonitoring weg.

Die Stabilität der Waschlösung ist beim HPC-Prozess deutlich besser, da die anorganische Kaliumcarbonat-Lösung unempfindlich gegen hohe Temperaturen und Sauerstoff im Abgas ist. Wenn Schadstoffe im Abgas mit der Waschlösung reagieren, entstehen weniger bedenkliche

Verbindungen als bei der Aminwäsche (siehe dazu auch Abschnitt 4). Es dürfte im Betrieb daher deutlich einfacher sein, das Waschmittel in einem guten Zustand zu halten. Die Bildung von krebserregenden und umweltschädlichen Stoffen in den Aminlösungen führt zu aufwändigeren Sicherheitsvorkehrungen bei Handling, Wartung, Leckagen etc.

Bezüglich des Platzbedarfs sind weitere Abklärungen im Rahmen vom Vorprojekt nötig. Aufgrund der zusätzlich benötigten Abgasverdichtung- und Expansion und der internen Wärmerückgewinnung ist davon auszugehen, dass das HPC-Verfahren mehr Platz benötigt als die Aminwäsche.

Basierend auf dem aktuellen Wissensstand im CO₂-Kompetenzzentrum kann noch kein fundierter Verfahrensentscheid für das konkrete Projekt der KVA Linth gefällt werden. Um vertiefte Informationen für den Vergleich zu erhalten – insbesondere auch zu den Kosten - wurde entschieden, das Vorprojekt zweigleisig für beide Verfahren durchzuführen.

3 AP 2.2 – Umweltmonitoring

Das Arbeitspaket «Umweltmonitoring» behandelt Emissionen aus dem CO₂-Abscheideprozess sowie deren analytische Erfassung, Verteilung und Umweltauswirkungen. Dabei liegt der Schwerpunkt der Untersuchungen derzeit beim CO₂-Waschverfahren auf Basis von Aminen bzw. Alkanolaminen, da dieses den höchsten technologischen Entwicklungsstand aufweist. Dem gegenüber stehen allerdings auch die grössten Herausforderungen hinsichtlich umweltrelevanter Emissionen. Im Gegensatz zu den seit Jahrzehnten bestens charakterisierten und gesetzlich eindeutig geregelten Emissionen aus der Kehrlichtverbrennung wird bei Emissionen von nachgeschalteten Anlagen zur CO₂-Abscheidung in der Schweiz Neuland betreten. Die in der Literatur auffindbaren Daten zu prozessbedingten Emissionen beschränken sich zumeist auf die Verbindungen Monoethanolamin (MEA)^{24–26} und die Mischung des sterisch gehinderten Amins Aminomethylpropanol (AMP) mit Piperazin (PZ), bekannt als CESAR 1,^{27,28} und wurden in den meisten Fällen nicht im Betrieb mit KVA-Abgas erfasst. Ergebnisse von Versuchen mit proprietären Amin-Mischungen werden zumeist streng vertraulich behandelt, sowohl hinsichtlich der Zusammensetzung der Waschflüssigkeit als auch gemessener Emissionen. Daher werden Genehmigungsbehörden zukünftig mit völlig unterschiedlichen umweltrelevanten Spezies konfrontiert sein, für deren Überwachung bislang weder Grenzwerte definiert sind, noch eignungsgeprüfte und validierte Analyseverfahren zur Verfügung stehen.

Einen ersten Überblick über den Themenkreis vermittelt die nachfolgende Abbildung 8.



Abbildung 8: Teilaspekte des Arbeitspakets «Umweltmonitoring von Carbon-Capture Anlagen»

Die laufenden Untersuchungen lassen sich in drei Kernthemen unterteilen:

- Emissionen am Kamin sowie Massnahmen zu deren Minderung und analytischer Erfassung
- Verteilung und chemische Umwandlung der emittierten Spezies in der Atmosphäre (Dispersionsmodellierung)
- Resultierende Immissionen (Luft / Wasser / Boden) im Umkreis der Anlagen und deren Monitoring

Im Folgenden wird auf diese drei Themenblöcke getrennt eingegangen.

3.1 Emissionen

3.1.1 Grundlagen

Die Emissionen einer der Verbrennung nachgeschalteten Stufe zur CO₂-Abscheidung lassen sich in folgende Untergruppen einteilen:

- **Abgas-Inhaltsstoffe aus dem Verbrennungsprozess**, die in der stark alkalischen Aminwaschstufe nicht in nennenswerter Weise abgeschieden werden. Aufgrund der abgetrennten CO₂-Menge wird sich bei nahezu gleichbleibender Fracht deren Konzentration im verbleibenden Abgasstrom hingegen erhöhen. Hierzu gehört z.B. Stickstoffmonoxid (NO). Da in der Regel (siehe Kapitel 5) am Eintritt in die CO₂-Waschstufe möglichst tiefe NO_x-Gehalte angestrebt werden, um die Bildung von Nitros- und Nitraminen zu reduzieren, sind am Kamin kaum problematische NO_x-Konzentrationen zu erwarten.

Saure Gase wie Chlorwasserstoff (HCl) oder Schwefeldioxid (SO₂) reagieren in der Waschflüssigkeit mit Aminen unter Bildung thermostabiler Salze, die negative Auswirkungen auf die physikalischen und chemischen Eigenschaften des Lösemittels haben. Die Emissionen dieser Verbindungen am Kamin werden entsprechend durch die Installation einer Aminwäsche verringert. Eine regelmässige Entfernung dieser Salze ist deshalb zwingende Voraussetzung für einen störungsfreien Betrieb.

- **Amine der Waschflüssigkeit** können unter Prozessbedingungen gasförmig oder in Form von Aerosolen ausgetragen werden. Mit einer neutralen und bei Bedarf sauren Nachwäsche des Abgasstroms lassen sich die gasförmigen Emissionen deutlich reduzieren, Aerosole können hingegen erhebliche Persistenz zeigen und müssen allenfalls über separate Aerosolabscheider abgeschieden werden.

Sekundäre Amine als Bestandteil der Waschlösung oder als Zersetzungsprodukt können durch atmosphärische Reaktionen krebserzeugende Folgeprodukte (Nitrosamine und Nitramine) bilden. Der Austrag von Aminverbindungen muss deshalb aus ökologischen und nicht zuletzt auch ökonomischen Gründen auf ein Minimum begrenzt werden. An verschiedenen Pilotanlagen gemessene Aminkonzentrationen in der Abluft sind in der Literatur verfügbar.^{24,25,29}

- **Zersetzungsprodukte der Amin-Waschflüssigkeit**
Amine und Aminoalkohole unterliegen im Betrieb einer Zersetzung durch Oxidation mit dem Sauerstoff im Abgas, durch thermische Zersetzung, sowie durch Reaktionen mit Schadstoffen im Abgas. Zusätzlich werden Abbau- und Umlagerungsreaktionen in der Prozesslösung durch Metallionen (Fe, Ni) katalysiert, die sich infolge von Anlagenkorrosion in der Waschflüssigkeit anreichern. Die Degradationsprodukte können wiederum über die Gasphase oder in Form von Aerosolen in die Umwelt gelangen. Als besonders kritisch gelten hier Nitrosamine, deren Bildung bei sekundären Aminen und erhöhten Stickoxid-Konzentrationen begünstigt ist, sowie kurzkettige Aldehyde (Formaldehyd, Acetaldehyd).

Speziell für MEA existieren verschiedene Untersuchungen, die das breite Spektrum an gebildeten Verbindungen aufzeigen.^{16,25,30} Bei proprietären Amin-Gemischen ist die frei verfügbare Datenmenge hingegen dürrtig. Hier dürfte es für Betreiber und Genehmigungsbehörden schwierig sein, Prozess- und Umweltrisiken einzuschätzen. Tiefere Einblicke in die Thematik soll die Beteiligung an einem Projekt zu Emissionsmessungen bei einer Demoanlage ergeben, welches in Abschnitt 3.1.4 kurz beschrieben ist.

Generell besteht in Fachkreisen Konsens darüber, dass für den umweltverträglichen, sicheren und wirtschaftlichen Betrieb von CO₂-Abscheideanlagen die Kontrolle auf Verunreinigungen und die Abtrennung von Degradationsprodukten aus der Waschflüssigkeit von grosser Bedeutung ist. Üblicherweise wird hierzu eine Destillation (thermisches Reclaiming) zur Gewinnung einer sauberen Amin-Fraktion und Abtrennung von Verunreinigungen angewandt.^{27,31} Mittelfristig können aber auch Verfahren wie Ionentauscher, Elektro-Dialyse sowie die Umkehrosmose und Nanofiltration von Interesse sein.^{30,32}

3.1.2 Gesetzliche Grundlagen der Emissionsüberwachung

Emissionen sind auf Grundlage von Art. 11 Abs. 1 und 2 Umweltschutzgesetz (USG) vorsorglich und durch Massnahmen an der Quelle soweit zu begrenzen, als dies technisch und betrieblich möglich und wirtschaftlich tragbar ist. Sollten übermässige Immissionen durch die Anlage erwartet werden, sind die Emissionsbegrenzungen zu verschärfen (Art. 11 Abs. 3 USG).

KVA und CO₂-Abscheidungsanlage sind infolge der funktionalen Abhängigkeit der Abscheidungsanlage von der CO₂-emittierenden KVA als eine Anlage zu qualifizieren. Anwendbar sind daher für die Gesamtanlage grundsätzlich die Bestimmungen der Luftreinhalte-Verordnung (LRV) zu den Anlagen zum Verbrennen von Siedlungs- und Sonderabfällen (Art. 3 Abs. 2 Bst. a i.V.m. Anhang 2 Ziff. 71 LRV). Die Behörde ordnet kontinuierliche Messungen und die Aufzeichnung weiterer Emissionen oder einer anderen Betriebsgrösse an, wenn Hinweise auf erhebliche Emissionen bestehen (Art. 13 LRV). Ergänzende Emissionsbegrenzungen für Schadstoffe, für welche die LRV keine Emissionsbegrenzung festlegt, sind durch die Behörde gemäss Art. 4 LRV festzulegen.

Für Nitrosamine und Nitramine existieren bislang keine Grenzwerte in der LRV. Die Emissionsbegrenzung für diese Schadstoffe ist daher aufgrund von Art. 4 LRV festzulegen. Aufgrund des hohen kanzerogenen Potenzials dieser Verbindungsklassen sind dabei strenge Emissionsbegrenzungen vorzunehmen.

3.1.3 Analytische Verfahren für die Emissionskontrolle

Im Bereich der Emissionsüberwachung kann zwischen kontinuierlich betriebenen Messstellen («online-Messung») und periodisch durchgeführten Kontrollmessungen mit temporär installiertem Equipment unterschieden werden. Die wohl umfassendsten Erfahrungen mit Emissionen aus Carbon Capture Anlagen dürften im norwegischen Technologiezentrum Mongstad vorhanden sein. Unterstützt wurden die dortigen Arbeiten vielfach von der Universität Oslo und dem Forschungsinstitut Sintef in Trondheim.

Aus diesem Grund wurde vom Team des CO₂-Kompetenzzentrums die von TCM angebotene Schulung «Gas sampling and analysis at absorber stack» besucht.

Wesentliche Methoden zur Emissionskontrolle am Kamin der Absorberstufe sind²⁵

- **Fourier-Transform Infrarotspektroskopie (FT-IR).** Das Verfahren ist aus der herkömmlichen Emissionsüberwachung hinlänglich bekannt. Nach Carbon Capture Anlagen eignet es sich auch für die kontinuierliche Erfassung von Aminen, Aminoalkoholen und Aldehyden im ppmv-Konzentrationsbereich (mg/m^3). Aufgrund der unkomplizierten Bedienung und des geringen Wartungsaufwands kann eine solche Messstelle ohne Probleme in die bereits vorhandene online-Analytik einer KVA integriert werden. Die Herausforderung liegt in der hohen Detektionsgrenze, welche für die meisten zu prüfenden Verbindungen über den zu erwartenden Konzentrationen liegt.
- **Protonentransfer-Time-Of-Flight-Massenspektrometrie (PTR-TOF-MS).** Dieses hochempfindliche Analysenverfahren ermöglicht u.a. den analytischen Nachweis von Nitrosaminen und Nitraminen im ppb und ppt-Bereich ($\mu\text{g}/\text{m}^3$ und ng/m^3). Das Verfahren erfordert einen erheblichen Betreuungsaufwand und setzt eine hohe fachliche Qualifikation des Bedienpersonals voraus. Aktuell ist es für den Routineeinsatz an KVA nicht geeignet und wird aus heutiger Perspektive eher bei periodischen Kontrollen durch Fachfirmen als Mobilgerät zum Einsatz kommen.
- **Absorptionsverfahren** können bei wasserlöslichen Verbindungen zum Einsatz kommen und sind bei der periodischen Emissionskontrolle von z.B. Ammoniak, anorganischen Chlor- und Fluorverbindungen oder Schwefeloxiden Stand der Technik. Es existieren umfangreiche Vorgaben für die Durchführung (BAFU Emissions-Messempfehlungen, EN-Richtlinien, VDI-Datenblätter etc.). Für die Erfassung von Alkylaminen im Spurenbereich müssen ggf. spezifischere Verfahren, wie die nachfolgende Analyse der Waschflüssigkeit mittels chromatographischer Verfahren (GC, HPLC) nach Derivatisierung und Anreicherung zum Einsatz kommen.³³
- **Adsorptionsverfahren** können für u.a. für Konzentrationsbestimmungen von Alkanolaminen wie MEA oder AMP in (Ab-) Luft eingesetzt werden. Einer Adsorption der Verbindungen auf geeignetem Filtermaterial (z.B. Quarzfaserfilter) schliesst sich die chromatographische Trennung verschiedener Alkanolamine und deren quantitative Bestimmung an. Für Monoethanolamin umfasst der validierte Arbeitsbereich $0,25 - 5,0 \text{ mg}/\text{m}^3$, für AMP $0,46 - 99,2 \text{ mg}/\text{m}^3$.³⁴

3.1.4 Stand der Arbeiten und nächste Schritte

Aufbauend auf den in der Vorbereitungsphase gewonnenen Informationen wurden folgende Arbeiten durchgeführt:

Erweiterte Emissionskontrolle von Abgas der KVA Linth

Ergänzend zur regulären LRV-Kontrollmessung erfolgte durch die Firma Airmes auch die Konzentrationsbestimmung diverser Amine, Aldehyde und Carbonsäuren im Abgas der KVA Linth, welche am Kamin einer CO_2 -Aminwäsche zu erwarten sind. Die Messungen sollten Informationen zu den Nachweisgrenzen des Verfahrens für die gewählten Verbindungen aufzeigen und Daten zu den ohne Carbon Capture im Abgas auftretenden Konzentrationen im Sinne eines «Baseline-Monitorings» geben. Weiterhin sollten Erfahrungen hinsichtlich Störungen und Interferenzen beim Einsatz des FT-IR-Verfahrens ausserhalb des in KVA üblichen Anwendungsbereichs gewonnen werden.



Abbildung 9: Isokinetische Probenahme im Abgaskanal der Ofenlinie 2 im Zuge der LRV-Emissionsmessung im Juni 2023.

Für die Messungen wurde ein FT-IR Spektrometer vom Typ DX-4000 der Firma Gasmet Technologies verwendet. Die Ergebnisse der Messungen sind nachfolgend am Beispiel der Ofenlinie 2 tabellarisch zusammengefasst. Für die Ofenlinie 1 wurden identische Werte für Aldehyde, Carbonsäuren und Amine bei den Konzentrationsangaben ohne O₂-Bezug (ppmv) erhalten.

Tabelle 1: Messungen von Verbindungen, die für die CO₂-Abscheidung relevant sind oder dabei entstehen können, im Abgas der KVA Linth (OL2)

Reingas OL2, 29.06.2023	Konzentration ohne O ₂ -Bezug ppm	Konzentration bezogen O ₂ = 11 % mg/m ³ _{n,tr}	Massenstrom g/h
Stickstoffmonoxid (NO)	< 0.5	< 1.0	< 50
Stickstoffdioxid (NO ₂)	< 0.5	< 1.0	< 50
Distickstoffmonoxid (N ₂ O)	1.3 ± 1.0	2.3 ± 1.9	110 ± 90
Formaldehyd	< 1.0	< 1.3	< 60
Acetaldehyd	< 1.0	< 1.9	< 90
Ameisensäure	< 1.0	< 1.9	< 90
Essigsäure	< 1.0	< 2.5	< 120
Methylamin	< 1.0	< 1.3	< 60
Dimethylamin	< 1.0	< 1.9	< 90
Ethylamin	< 1.0	< 1.9	< 90
Diethylamin	< 1.0	< 3.1	< 140
Monoethanolamin	< 1.0	< 2.6	< 120
Cyanide, angegeben als HCN	< 0.07	< 0.08	< 3.6
Bromverbindungen, angegeben als HBr	< 0.4	< 1.3	< 60
Schwefeltrioxid SO ₃	< 0.02	< 0.07	< 3.4

Die ermittelten Konzentrationen liegen bei den untersuchten Aminen und Aldehyden unterhalb der Nachweisgrenze des Verfahrens von jeweils 1 ppmv für die Einzelverbindungen. Anzumerken ist aber, dass bei der Addition der auf einen O₂-Gehalt von 11 Vol.-% bezogenen Massenkonzentrationen die Detektionsgrenze für den Summenwert 18,4 mg/m³ betragen würde.

Projekt Emissionsmessungen bei Demoanlage in Kopenhagen

Das CO₂-Kompetenzzentrum beteiligt sich an einem Forschungsprojekt am Kehrheizkraftwerk Amager (ARC) mit einem Förderbeitrag in Höhe von CHF 100'000. Das Projekt startet im

Januar 2024 bei einer Laufzeit von einem Jahr. Beteiligte Projektpartner mit Sitz im Steering Komitee sind Betreiber von Verbrennungsanlagen (Amager Bakke, KVA Linth, Ørsted), Planer (Ramboll) und eine Technologieconsulting-Firma für die Messtechnik (Force Technology).

Das Projekt verfolgt u.a. folgende Ziele:

- Betrieb einer Carbon Capture Pilotanlage mit KVA-Abgas und den Aminen MEA und CESAR 1.
- Monitoring der Amin-Degradation in der Waschflüssigkeit und Korrelation der Konzentration an Degradationsprodukten in der Waschlösung mit (Nitrosamin-) Emissionen am Kamin
- Implementierung einer online-Messung auf Basis der Massenspektrometrie und Vergleich der ermittelten Daten mit nasschemischen Laboranalysen

Die Abteilung Luftreinhaltung und Chemikalien des BAFU wird bei diesem Projekt Einsitz in die angegliederte Expertengruppe nehmen.

3.2 Dispersionsmodellierung

2.2.1 Grundlagen

Die Immissionsprognose in Form einer Dispersionsmodellierung oder auch Ausbreitungsrechnung von Luftschadstoffen wird für CO₂-Abscheideanlagen auf Basis einer Aminwäsche voraussichtlich eine Bewilligungsaufgabe sein, zumindest für die ersten Anlagen.

Artikel 28 der LRV führt dies folgendermassen auf:

- 1) *Bevor eine stationäre Anlage oder eine Verkehrsanlage, aus der erhebliche Emissionen zu erwarten sind, errichtet oder saniert wird, kann die Behörde vom Inhaber eine Immissionsprognose verlangen.*
- 2) *Die Prognose muss angeben, welche Immissionen in welchen Gebieten, in welchem Umfang und mit welcher Häufigkeit zu erwarten sind.*
- 3) *In der Prognose sind die Art und Menge der Emissionen sowie die Ausbreitungsbedingungen und die Berechnungsmethoden anzugeben.*

Ziel einer Modellierung sind somit Angaben zur Verteilung von Schadstoffen in der Umgebung der Punktquelle und der durch den Anlagenbetrieb verursachten Zusatzbelastung. Wesentliche Einflussgrössen auf die Schadstoffausbreitung sind Wind, Atmosphärensichtung und meteorologische Einflüsse wie Nebel, Wolken oder Niederschlag. Aber auch die Geländeform (städtische oder ländliche Regionen, flache oder gebirgige Topografie etc.) kann an die Prognose ganz unterschiedliche Herausforderungen stellen.

Als Ergebnis der Modellierung resultiert entweder die räumliche Verteilung der über einen definierten Zeitraum (meist ein Jahr) gemittelten Schadstoffkonzentration oder eine Zeitreihe der Konzentration an einem definierten Ort in der Umgebung des Emittenten. In Kombination mit Modellen für die Deposition lässt sich auch der Eintrag von Schadstoffen in den Boden oder in Gewässer abbilden.

Zwischenzeitlich steht eine grosse Vielzahl an Modellen unterschiedlicher Komplexität und Genauigkeit zur Verfügung, die vielfach von den Entwicklern kostenlos bereitgestellt werden. In Deutschland legt die TA-Luft die Anforderungen an die für Immissionsprognosen zu verwendenden Programme konkret fest. Die schweizerische Luftreinhalteverordnung lässt hier mehr Spielraum. Art. 27/Absatz 2 führt aus: «*Das BAFU empfiehlt Ihnen geeignete Verfahren*». Zu beachten ist, dass die meisten Modelle nicht die nötige Atmosphärenchemie enthalten, die zur Modellierung der chemischen Reaktionen von Aminen, Nitrosaminen und Nitraminen in der Atmosphäre nötig sind.

Gauss'sche Fahnenmodelle

Modelle dieses Typs wurden bei bisherigen Ausbreitungsrechnungen für Emissionen von CO₂-Abscheideanlagen oft eingesetzt (z.B. bei TCM, Hafslund Oslo Celsio, Filborna EfW plant Schweden, Drax Biomassekraftwerk England). Am weitesten entwickelt ist vermutlich das «*Atmospheric Dispersion Modeling System*» (ADMS) der Cambridge Environmental Research Consultants (CERC), welches in der aktuellen Programmversion ADMS 6 ein sehr breites Leistungsspektrum bereitstellt. Berücksichtigt werden u.a.: Einfluss von Gebäuden, komplexe Geländeformen,

Küstenlinien und Oberflächenrauigkeiten, trockene und nasse Deposition, chemische Reaktionen von Aminen in der Atmosphäre und chemische NO_x-Schemata.³⁵ Einen ähnlichen Leistungsumfang liefert auch das Programm «AERMOD» der amerikanischen Umweltschutzbehörde EPA.

Chemistry Transport Models / Euler'sche Modelle

Chemistry Transport Models (meist Euler Modelle WRF/Chem, Chimere, CAMx, LOTUS) werden bevorzugt für Luftgütefragen auf der Europäischen Skala bis Regionalskala (100 km x 100 km) eingesetzt. Diese Modelle können gut den Transport ausgehend von großen Städten/Industrieregionen und Transformationsprozesse (Chemie und Aerosol-Dynamik) großräumig wiedergeben. Punktquellen können durch diese Modelle aber nicht adäquat repräsentiert werden.

Eulermodelle (MISKAM, PALM-4U, auch ANSYS-FLUENT) werden häufig mit hoher Auflösung und kleinen Gebietsgrößen zur Simulation auf Straßenschlucht-Skala (2 m x 2 m x 2 m) eingesetzt. Wenn allerdings Atmosphärenchemie eingerechnet wird, wie bei PALM-4U grundsätzlich möglich, wird sehr viel Rechenzeit benötigt. In PALM-4U ist zusätzlich ein Lagrange'sches Modul implementiert, welches Konzentrationsgradienten von starken Quellen repräsentiert und die Wechselwirkung starker Quellen mit einem gröberen Gitter beschreibt, auf dem die Atmosphärenchemie gerechnet wird. Grundsätzlich sind die Möglichkeiten, die z.B. PALM-4U bietet, sehr vielversprechend. Vieles ist aber noch in Entwicklung und die Bedienung zudem äussert komplex.

Lagrange'sche Modelle

Lagrange-Modelle werden in der deutschen Technischen Anleitung zur Reinhaltung der Luft (TA-Luft) seit 2002 für die Modellierung von Emissionen von Industrieanlagen vorgeschrieben. Bei Modellen dieses Typs werden die Trajektorien hypothetischer Partikel bzw. Gasvolumina einem vorgängig simulierten Strömungsfeld («Windfeld») berechnet und ausgewertet.³⁶ Aus der statistischen Auswertung der Überlagerung einer Vielzahl von Trajektorien ergeben sich dann die orts- und zeitaufgelösten Konzentrationen der Emissionen. Entscheidend zur Qualität der Ausbreitungsrechnung tragen möglichst genau widergegebene dreidimensionale Windfelder in der Umgebung des Emittenten bei. Die Qualität der Windfelddaten kann u.a. durch den Vergleich der berechneten Daten mit Messdaten von einer oder besser zwei nahegelegenen Messstationen überprüft werden.

Bekannte Lagrange-Modelle sind z.B. das im Auftrag des Deutschen Umweltbundesamts entwickelte Programm «AUSTAL» oder die an der TU-Graz entwickelte Programmkombination «GRAMM/GRAL».

Ausbreitungsrechnungen bei Amin basierten Anlagen zur CO₂-Abscheidung z.B. in Norwegen, England und Schweden wurden bisher meist mit der ADMS-Software durchgeführt, welche auf einem Gauss-Ausbreitungsmodell basiert und damit für die Schweizerische Topografie gemäss Aussagen von Experten schlecht geeignet ist.

2.2.2 Stand der Arbeiten und nächste Schritte

Das Thema Ausbreitungsmodellierung wurde im Rahmen von zwei Treffen mit Vertreter/innen der Abteilung Luftreinhaltung und Chemikalien des BAFU, dem Amt für Abfall, Wasser, Energie

und Luft des Kantons Zürich sowie der Abteilung Umweltschutz und Energie des Kantons Glarus statt.

Kritisiert wurde an den bislang eingesetzten Modellen einerseits die unzureichende Ortsauflösung und andererseits die mangelnde Fähigkeit, vertikale Windströmungen hinreichend abzubilden, die aufgrund der komplexen Topologie der Schweiz vielfach erheblichen Einfluss auf den Stofftransport haben können.

Es wurde ein geeigneter Partner für die Entwicklung eines Ausbreitungsmodells mit Atmosphärenchemie gesucht. Die TU-Graz hat mit GRAMM ein bewährtes Programm zur Abbildung komplexer fluiddynamischer Prozesse in der Atmosphäre in Kombination mit einem Lagrange-Partikelmodell zur Beschreibung der Schadstoffausbreitung in diesem Strömungsfeld entwickelt. Die TU-Graz hat die Entwicklung und Einbindung eines Amin-Chemiemoduls in das bestehende Modell angeboten.

Mit Zustimmung der Behörden erfolgte die Auftragsvergabe an die TU-Graz. Die Startsitung mit Besichtigung der beiden Standorte Niederurnen und Horgen konnte am 27./28.11.2023 durchgeführt werden.

Nächste Schritte

- Bereitstellung der für die Modellierung erforderlichen Basisdaten und Übermittlung noch fehlender relevanter Anlagenparameter auf Basis des aktuellen Planungsstands:
 - Anlagenparameter (Kaminhöhe und Durchmesser, Abgastemperatur und -geschwindigkeit). Planungsstand Horgen: Detailengineering durch HZI; KVA Linth: Beginn Vorprojekt mit tbf/Ramboll
 - Erwartete Emissionen von Aminen und Folgeprodukten
 - Windfelder für die Regionen Horgen und Niederurnen
 - Meteorologische Daten
 - Luftschadstoffkonzentrationen NO/NO₂ und Ozon
 - Hydroxylradikalkonzentration (Einfluss auf Resultate durch Generierung von Amino-Radikalen, welche mit NO und NO₂ weiterreagieren)
- Zusammenstellung aller für die Modellierung benötigter Angaben in Form eines Datenblatts für Folgeprojekte
- Ausbreitungsmodellierung KVA Horgen
- Ausbreitungsmodellierung KVA Linth

3.3 Immissionen

2.3.1 Grundlagen

Weit fortgeschritten bei der gesetzlichen Regulierung von Immissionen, die von Anlagen zur CO₂-Abscheidung verursacht werden, sind z.B. Norwegen und Dänemark. Vom Norwegischen Gesundheitsinstitut (NIPH, Norwegian Institute of Public Health) wurde als Summenparameter für Nitrosamine und Nitramine bereits 2011 ein Luftgüte-Zielwert von 0,3 ng/m³ ausgegeben.³⁷ Bei dieser Luftkonzentration ist unter Zugrundelegung von toxikologischen Daten eines der vermutlich potentesten Karzinogens N-Nitrosodimethylamin (NDMA) ein zusätzlicher Krebsfall pro 10⁵ bis 10⁶ Einwohnern zu erwarten. Für Wasser beträgt der Grenzwert 4 ng/l unter Annahme eines zusätzlichen Risikos von 10⁻⁶.

Detailliert geht Dänemark in je einem Bericht und dazugehörigen Datenblatt auf die Gesundheitsrisiken von Aminen/Aminoalkoholen sowie Nitrosaminen/Nitraminen ein und schlägt individuelle Immissionsgrenzwerte (C-Values) sowohl für Amine/Aminoalkohole als auch Nitrosamine/Nitramine auf Basis verfügbarer toxikologischer Daten vor.^{38,39}

Leider liegen nur sehr wenige Daten von Immissionsmessungen im Umfeld von laufenden CO₂-Abscheideanlagen vor. So wurde am Technology Centre Mongstad versucht, Amine mittels PTR-TOF-MS in einigem Abstand zur Anlage zu messen. Es wurden tiefe Konzentration von MEA detektiert, jedoch gab es keinen eindeutigen Hinweis darauf, dass diese vom TCM stammten.⁴⁰ In einer weiteren Kampagne wurden auf dem Anlagenareal und im ca. 200 m entfernten Bürogebäude Amine, Nitrosamine und Aldehyde in der Umgebungsluft gemessen.⁴¹ Es wurden dabei in der Luft Konzentrationen detektiert, welche zwar unter den erlaubten Arbeitsplatzkonzentrationen, teils jedoch über den zu erwartenden Immissionsgrenzwerten für die allgemeine Umgebung lagen. Es ist nicht klar, ob die detektierten Stoffe durch diffuse Emissionen z.B. von kleinen Leckagen und von den Messinstrumenten etc. verursacht wurden, oder ob sie vom Kamin der Absorberstufe stammten.⁴¹ Folgeuntersuchungen in etwas grösserer Entfernung zur Anlage wurden bisher leider nicht durchgeführt.

2.3.2 Stand der Arbeiten und nächste Schritte

Im Rahmen des Arbeitspakets sollen die Konzentration ausgewählter Nitrosamine in den Matrices Wasser, Luft und Boden ohne Betrieb einer CO₂-Abscheideanlage ermittelt werden. Diese Daten können als «Null-Linie» bzw. «Baseline» die Grundlage für ein späteres Anlagenmonitoring bilden.

Messungen von Nitrosaminen in der Luft im benötigten Konzentrationsbereich sind mit heute standardmässig verfügbaren Methoden auch nach Voranreicherung vermutlich nicht möglich. In Forschungsarbeiten wurden jedoch schon Messungen im benötigten Konzentrationsbereich präsentiert.⁴¹

Messungen im Boden erscheinen nach Diskussion mit Fachspezialisten mit heutiger Messtechnik nicht realistisch.

Da die Nitrosamin-Analytik in wässrigen Proben nach Voranreicherung und Kopplung von Gas- und Massenspektrometrie (LVI-GC-MS/MS) bereits in der Schweiz angewendet wurde, soll mit der Untersuchung von insgesamt 5 Wasserproben (Trinkwasserfassungen und Oberflächengewässer) aus dem Umfeld der KVA Linth und Horgen begonnen werden, insbesondere um die erreichbaren Detektionsgrenzen zu ermitteln.

Die Durchführung der Messungen wird an der Ecole Polytechnique Fédéral de Lausanne (EPFL) erfolgen. Dort von Florian Breider in Zusammenarbeit mit der Eawag (Urs von Gunten) gesammelte Erfahrungen bei der Analytik von 8 Vertretern der Nitrosamine in Abwasserströmen bieten eine gute Ausgangsbasis für die anstehenden Messungen.⁴²

Auch wenn in den Trinkwasserproben voraussichtlich keines der zu untersuchenden Nitrosamine mit der für eine Immissionsüberwachung erforderlichen Empfindlichkeit nachzuweisen ist, werden wertvolle Erfahrungen bei der Analytik von Einzelverbindungen erwartet. Ergänzend zu den Messungen von einzelnen Verbindungen soll auch der Summenparameter TONO (Gesamtheit aller Nitroso-Verbindungen) in den Proben bestimmt werden. Diese Methode ist weniger empfindlich als die CG-MS/MS-Kopplung, kann jedoch wichtige Hinweise auf bislang nicht individuell erfasste Spezies geben.

4 AP 3 – Optimierung Abgasreinigung

Die Zusammensetzung des Abgases hat einen direkten Einfluss auf die Auslegung, den Betrieb und die Emissionen einer CO₂-Abscheidung. Um diese Zusammenhänge bei der Aminwäsche vertieft zu verstehen wurde eine Schulung des Technology Centre Mongstad absolviert.

Alle Abscheideverfahren haben gemeinsam, dass eine hohe CO₂-Konzentration im Abgasstrom den Prozess vereinfacht. Die Investitionskosten sinken, da die Anlagen kleiner ausgelegt werden können und der Energieverbrauch sinkt ebenfalls, was bei der Planung von neuen KVA unbedingt berücksichtigt werden sollte. Das Abgas muss in den meisten Fällen vor der Abscheidung gekühlt werden, was ebenfalls bei Erneuerungsprojekten bereits berücksichtigt werden kann.

Bei den Absorptionsverfahren kommt das Abgas in Kontakt mit der Waschlösung und einige Inhaltsstoffe im Abgas können zu unerwünschten Effekten führen. Eine zusammenfassende Übersicht von diesem Sachverhalt ist in Tabelle 2 für die Aminwäsche und für das HPC-Verfahren dargestellt.^{43,44} Grundsätzlich verfügen die Schweizer KVA über tiefe Schadstoffwerte und sind damit bezüglich der Abgasreinigung grossmehrheitlich gut für die Nachrüstung von CO₂-Abscheidungsanlagen gerüstet.

Tabelle 2: Eigenschaften und Inhaltsstoffe des Abgases und deren Einfluss auf zwei Abscheideverfahren.

Abgasparameter	Aminwäsche	HPC
Temperatur	ca. 30-40°C	ca. 30-40°C für minimalen Strombedarf ca. 60°C für erhöhte Fernwärmeauskopplung, damit Kondensation bei erhöhtem Druck und Temperatur stattfindet
CO ₂	Konzentration soll hoch sein, Einfluss auf Energieverbrauch und CAPEX	Konzentration soll hoch sein, grosser Einfluss auf Energieverbrauch und CAPEX
O ₂	Oxidation der Amine	kein negativer Effekt
NO _x	Zersetzung der Waschlösung & Bildung von krebserregenden Verbindungen (insb. NO ₂ , auch NO)	Bildung von Salzen → erhöhter Verbrauch der Waschlösung
SO _x	Salzbildung → erhöhter Verbrauch; Aerosolbildung (SO ₃) → Austrag kritischer Substanzen	Salzbildung → erhöhter Verbrauch Aerosolbildung
CO	Bildung von diversen Reaktionsprodukten → erhöhter Verbrauch	Bildung von Salz → erhöhter Verbrauch
Partikelanzahl	Aerosolbildung → Austrag kritischer Substanzen. Relevant ist die Anzahl der Partikel und nicht deren Masse. Nasselektrofilter in der Abgasreinigung können daher schädlich sein. Schäumen	Aerosolbildung Schäumen
Metalle	Beschleunigte Degradation durch Katalyse von Zersetzungsreaktionen	Ausfällung schwerlöslicher Carbonate, Oxide und weiterer Salze → erhöhter Verbrauch
Kohlenwasserstoffe	Schäumen	Schäumen

5 AP 4.1 – Wärmeintegration

Alle Abscheideverfahren benötigen viel Energie in Form von Wärme und/oder Strom und geben viel Energie in Form von Wärme wieder ab. Bei den beiden vertieft betrachteten Verfahren (Aminwäsche und HPC) ist ein Teil der Wärme, die abgeführt werden muss, auf einem ausreichend hohen Temperaturniveau, um direkt für die Einspeisung in ein Fernwärmenetz verwendet zu werden.^{45,46} Wärme, die bei tieferen Temperaturen abgegeben wird, kann u.U. über Wärmepumpen zur Nutzung im Fernwärmenetz aufgewertet werden. Allgemeine Aussagen zu den Wärmeflüssen sind schwierig, da die Wärmemengen und Temperaturniveaus stark von der Konfiguration der Abscheideanlage, dem eingesetzten Lösungsmittel, und den gewählten Betriebsbedingungen abhängen.

Das CO₂-Kompetenzzentrum macht zu dem Thema bei dem Projekt Process Integrated Carbon Capture (PICC) der Hochschule Luzern mit. In dem Projekt wird die Wärmeintegration für drei Emittenten exemplarisch untersucht (Holzheizkraftwerk Galgenen, Klärschlammverbrennung Werdhölzli und KVA Linth). Mittels Pinch-Analyse werden geeignete Konfigurationen definiert und anschliessend die Energieflüsse für ein ganzes Betriebsjahr simuliert. Die Ergebnisse aus dem Projekt liegen noch nicht vor.

Aus den durchgeführten Machbarkeitsstudien sind zudem weitere Daten vorhanden, die Integration ins Fernwärmenetz sowie der Einfluss auf die Energieabgabe der KVA wurden jedoch noch nicht abschliessend evaluiert. Dies wird im Rahmen vom Vorprojekt für die beiden vertieft betrachteten Abscheideverfahren erarbeitet, um einen direkten Vergleich zu ermöglichen.

6 AP 4.2 – Verwendung

Im Bereich der Verwendung von CO₂ wurden unverbindliche Gespräche mit einigen Stakeholdern geführt. Eine geplante Mitwirkung an einem Projekt mit der Hochschule OST zur Potentialabklärung konnte leider nicht umgesetzt werden, da das Projekt nicht zu Stande gekommen ist. Unabhängig davon gibt zu diesem Thema bereits detaillierte Abklärungen und Studien für die Schweiz^{47,48} und international.^{49,50}

Es gibt einen bestehenden Markt für CO₂ in der Schweiz, zum Beispiel in der Getränkeindustrie, für Gewächshäuser, sowie für die Trockeneisherstellung. Das Marktvolumen für diesen Markt ist beschränkt und wird nur einen kleinen Anteil der zukünftig anfallenden CO₂-Mengen aufnehmen können, wie Gespräche mit Personen aus der Branche bestätigt haben.

Häufig diskutiert werden Power-to-X-Anwendungen, bei welchen mit dem CO₂ Brenn- und Treibstoffen oder andere Chemikalien wie z.B. Ausgangsstoffe für die Herstellung von Kunststoffen hergestellt werden. Als erster Prozessschritt steht dabei meist die Herstellung von Wasserstoff mittels Elektrolyse. Um signifikante Mengen an CO₂ mit diesen Prozessen umzusetzen, sind enorme Elektrizitätsmengen für den H₂-Elektrolyseschritt nötig. Die von einer KVA selbst produzierte Strommenge reicht bei Weitem nicht aus, um ihr gesamtes CO₂ umzuwandeln.⁵¹ Kurzfristig scheint sich nicht abzuzeichnen, dass mit diesen Prozessen in der Schweiz sehr grosse Mengen an CO₂ verarbeitet werden.

Die aktuelle Einschätzung des CO₂-Kompetenzzentrums ist, dass die lokale Verwendung im bestehenden Markt sowie für neue Anwendungen (Power-to-X) in der Schweiz kurz- und mittelfristig nur für moderate Teilmengen des CO₂ möglich sein wird. Ein Export von CO₂ scheint daher unumgänglich. Diese Einschätzung deckt sich mit dem Bericht des Bundesrates zu CCS und NET.⁵²

7 AP 4.3 und AP 6 – internationale Logistik und Lagerung

Das CO₂-Kompetenzzentrum ist im Austausch mit diversen Firmen, die eine geologische Speicherung von CO₂ entwickeln oder bereits umsetzen. Sie befinden sich in den Niederlanden, Dänemark, Norwegen und Island. Beim Grossteil der Projekte soll das CO₂ im Meeresboden in salinen Aquiferen oder ausgedienten Öl- oder Gasfeldern gespeichert werden. Für das konkrete Projekt an der KVA Linth hat sich gezeigt, dass es noch zu früh ist, um verbindliche Verhandlungen mit den Lagerstätten führen zu können. Dazu müssen zuerst weitere Rahmenbedingungen geklärt sein, insbesondere im Bereich der Finanzierung und allfälligen Ausfallabsicherungen. Eine weitere wichtige Rahmenbedingung wurde erfreulicherweise kürzlich geschaffen; so hat der Bundesrat am 22.11.23 beschlossen, eine Änderung des Londoner Protokolls zu ratifizieren, welche den Export von CO₂ zur Speicherung im Meeresboden ermöglicht.⁵³

Zentral ist auch, dass ein geeigneter Partner für die Annahme des CO₂ von der Bahn, Zwischenspeicherung und für den Weitertransport zur Lagerstätte vorhanden ist (CO₂-Hub), wozu ebenfalls bereits Gespräche laufen. Alternativ entwickeln aktuell mehrere Firmen Angebote, um die gesamte Transportkette inklusive der Speicherung als Dienstleistung zu organisieren, was im Rahmen des CO₂-Kompetenzzentrums ebenfalls geprüft wird.

Ein gewisses Risiko bei der Lagerung besteht in der Marktentwicklung über die nächsten Jahre. Es ist schwierig einzuschätzen, wie viele der Lagerprojekte in den kommenden Jahren tatsächlich umgesetzt werden und wie viele Emittenten ihr CO₂ einspeichern möchten. Da die Umsetzung von Speicherprojekten einige Jahre dauert und die Investitionen erst getätigt werden, wenn ausreichend Zusicherungen von Interessenten vorhanden sind, könnte es zwischenzeitlich zu Engpässen an erschlossener Speicherkapazität und kommen. Dies führt zu einer grossen Unsicherheit bei den Speicherkosten.

8 AP 5 – Vorprojekt

Im AP5 wird die Abscheideanlage, CO₂-Aufbereitung und Verladung des CO₂ bei der KVA Linth im Umfang eines Vorprojekts geplant. Einige Vorarbeiten dazu haben 2023 begonnen, der Grossteil der Tätigkeiten ist für das Jahr 2024 geplant.

Um die beiden Abscheidetechnologien Aminwäsche und HPC vertieft zu vergleichen und einen fundierten Verfahrensentscheid zu treffen, wird das Vorprojekt zweigleisig für beide Verfahren durchgeführt. Erst danach wird eines der beiden Verfahren für die weiteren Projektphasen ausgewählt.

Der Abtransport des CO₂ wird mit einer Pipeline zu einem nahegelegenen Bahnhofsareal geplant. Dort wird das CO₂ verflüssigt und für den Transport bis zu einem geeigneten CO₂-Hub auf Bahnkesselwagen verladen. Abklärungen zu Bewilligungsanforderungen an die Pipeline sowie zur deren technischen Auslegung, zur Trasseeführung, sowie zu geeigneten Verladeflächen laufen bereits.

Das Ziel ist es, das Projekt an der KVA Linth nach der Vorprojektphase weiterzuführen und mit einer geplanten Inbetriebnahme Ende 2029 umzusetzen. Ein entsprechender, vereinfachter Terminplan dazu ist in Abbildung 10 dargestellt. Damit dieses Ziel erreichbar ist, müssen in den kommenden 2 Jahren diverse Rahmenbedingungen von unterschiedlichen Parteien erarbeitet werden. Anfang bis Mitte 2025 muss ein finaler Verfahrensentscheid gefällt werden und die externen Flächen für Verflüssigung und Bahnverlad müssen zugesichert sein. Bis Ende 2025 muss zudem die Finanzierung für Bau- und Betrieb der Prozesskette gesichert sein und übergeordnete Rahmenbedingungen z.B. zur Bewilligungsfähigkeit müssen geklärt sein.

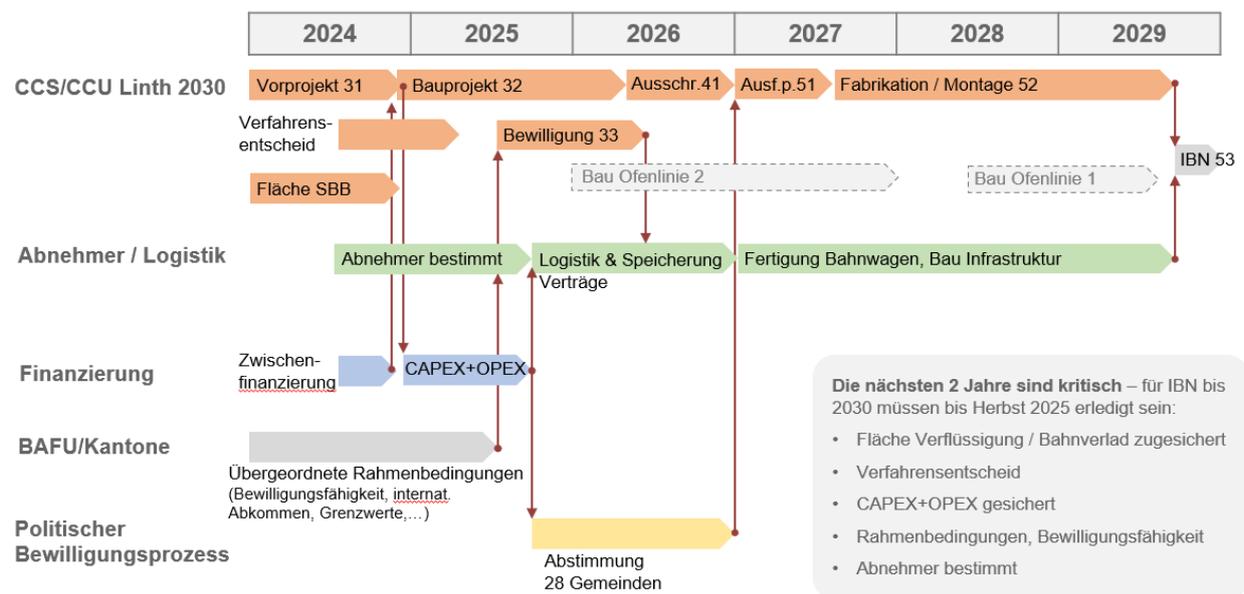


Abbildung 10: Vereinfachter Terminplan mit den wichtigsten Abhängigkeiten für das CCS / CCU Projekt an der KVA Linth.

9 AP 7 – Rechtliches und Bewilligungen

Abklärungen zur Bewilligungsfähigkeit von CO₂-Abscheideanlagen wurden aufgenommen. Es findet ein periodischer Austausch mit der Abteilung Luftreinhaltung und Chemikalien des BAFU, dem Amt für Abfall, Wasser, Energie und Luft des Kantons Zürich sowie der Abteilung Umweltschutz und Energie des Kantons Glarus statt. Zusätzlich besteht eine Zusammenarbeit mit der Entsorgung Zimmerberg in Horgen, welche aktuell eine Abscheidung mittels Aminwäsche plant. Auch die Bewilligungsaufgaben für eine gasförmige CO₂-Pipeline mit einem Druck von ca. 20 bar werden aktuell geprüft. Zu den übergeordneten rechtlichen Themen hat das CO₂-Kompetenzzentrum die Möglichkeit erhalten, in der nationalen Arbeitsgruppe zu CCS/NET des BAFU Einsitz zu nehmen.

10 AP 8 – Finanzierung

Die Finanzierungslösung für das Projekt an der KVA Linth ist noch nicht ausgearbeitet. Basierend auf aktuellen Studien und Projekten bei mehreren Anlagen wird geschätzt, dass sich die Gesamtkosten für Abscheidung, Transport und Speicherung im Bereich 230-500 CHF/t_{CO₂} bewegen werden. Eine genauere Schätzung wird im Rahmen des Vorprojekts erarbeitet. Um eine Inbetriebnahme bis 2030 zu ermöglichen ist es wichtig, dass die finale Finanzierungslösung bis Ende 2025 erarbeitet und zugesichert ist.

Vertreter des ZAR arbeiten zudem in der nationalen Arbeitsgruppe CCS / NET mit – dabei ist auch die Finanzierung der ersten(n) Anlagen ein Thema.

11 AP9 – Kommunikation

Der Austausch mit diversen Stakeholdern wurde aufgenommen. Das Team des CO₂-Kompetenzzentrums hat bisher diverse Präsentationen gehalten, unter anderem an den folgenden Veranstaltungen:

- Erfahrungsaustausch Bayerisches Landesamt für Umwelt Augsburg
- Swissenviro Seminar NET und CCS Windisch
- Dreiländertreffen Wien
- BAFU Fachtagung Bern
- VBSA-Fachtagung Olten
- Energieforschungsgespräche Disentis
- FORMI Fortbildung
- Dreiländertreffen Würzburg
- VBSA Klimafonds-Event Bern

Die Betreiber von KVA in der Schweiz zeigen erfreulich grosses Interesse an der Thematik. So gingen z.B. bereits von zehn Schweizer und drei ausländischen KVA - Betreibern Anfragen ein und es wurde ein direkter Austausch aufgenommen.

12 Zusammenfassung und nächste Schritte

	Bisherige Aktivitäten	Erkenntnisse	Nächste Schritte
2.3 Verfahrensmonitoring	<ul style="list-style-type: none"> Literaturrecherche, Besuch von Konferenzen / Messen Gespräche mit Technologielieferanten und Betreibern verschiedener Verfahren Besuch von industriellen Anlagen oder Testanlagen Machbarkeitsstudien Planung Pilotanlage KEZO 	<ul style="list-style-type: none"> Diverse CO₂-Abscheideverfahren sind für KVA potenziell interessant. Die meisten Verfahren sind aufgrund des tiefen technologischen Reifegrades jedoch noch nicht einsatzbereit. Am weitesten entwickelt sind Absorptionsverfahren. Der Fokus wird in Absprache mit der Begleitgruppe auf zwei vielversprechende Absorptionsverfahren gelegt. Das etablierteste Absorptionsverfahren ist die Aminwäsche. Das Verfahren benötigt viel Wärme, dafür wenig Strom. Aufgrund von Degradation und Bildung von krebserzeugenden Substanzen in der Waschlösung gibt es Herausforderungen bezüglich Bewilligungsfähigkeit/Akzeptanz, Betrieb, Arbeitsplatzsicherheit, Emissionen. Ein alternatives Absorptionsverfahren ist die Kaliumcarbonat-Wäsche (Hot Potassium Carbonate-Verfahren, HPC). Es benötigt weniger/keine Wärme, dafür mehr Strom als die Aminwäsche, da der Abgasstrom verdichtet werden muss. Das Verfahren ist in der Petrochemie ebenfalls etabliert, jedoch noch nicht für Rauchgase. Falls keine kritischen Additive verwendet werden, sind keine Herausforderungen in Form zusätzlicher Emissionen zu erwarten. 	<ul style="list-style-type: none"> zwei vielversprechende Verfahren aus dem Technologie-Screening werden vertieft weiterverfolgt (Aminwäsche und HPC) für beide Verfahren wird ein Vorprojekt inkl. den energetischen Betrachtungen und der Wärmeintegration durchgeführt (2024) nach dem Vorprojekt wird der finale Verfahrensentscheid für die KVA Linth gefällt (2025) Für das HPC-Verfahren wird eine Pilotanlage an der KEZO in Hinwil geplant (Inbetriebnahme 2025)

	Bisherige Aktivitäten	Erkenntnisse	Nächste Schritte
2.2 Umweltmonitoring	<ul style="list-style-type: none"> Literaturrecherche, Gespräche mit diversen Stakeholdern Schulung im Technology Centre Mongstad zur Emissionsmesstechnik von Aminen und deren Reaktionsprodukten Aufnahme eines regelmässigen Austauschs mit der Abteilung Luftreinhaltung und Chemikalien des BAFU, dem Amt für Abfall, Wasser, Energie und Luft des Kantons Zürich sowie der Abteilung Umweltschutz und Energie des Kantons Glarus Aufgleisung und Start der Entwicklung eines Ausbreitungsmodells mit Atmosphärenchemiemodul, geeignet für CH-Topografie mit der TU-Graz Abklärungen zu Immissionsmessungen; Planung von Immissions – Messversuchen in Wasser mit der EPFL, Abklärungen zu Luftmessungen mit TOF-werk, Thun 	<ul style="list-style-type: none"> Bei der Aminwäsche muss mit geringen Emissionen von Aminen, Ammoniak, Aldehyden, Nitrosaminen, Nitraminen und weiteren Verbindungen gerechnet werden. Einige Verbindungen davon können in der Atmosphäre abgebaut oder neu gebildet werden. Für viele der Substanzen gibt es in der Schweiz weder Emissions- noch Immissionsgrenzwerte. Emissionen können durch Wahl der Amine, Nachreinigungsstufen, Zustand der Waschlösung und Betriebsparameter minimiert werden. Emissionsmessungen sind technisch anspruchsvoll. Ein Grossteil der Verbindungen wird voraussichtlich nicht kontinuierlich, sondern allenfalls in diskreten Kampagnen messbar sein Die Verteilung und chemischen Umwandlungen in der Atmosphäre müssen über Ausbreitungsrechnungen modelliert werden, um resultierende Schadstoffkonzentrationen in bewohnten Gebieten abschätzen zu können (Luft, Wasser, evtl. Boden). Für die komplexe Schweizer Topografie ist dazu kein geeignetes Modell direkt verfügbar. Es gibt noch keine Immissionsgrenzwerte für Amine, Nitrosamine, Nitramine in der Schweiz, was eine gewisse Unsicherheit bezüglich Bewilligungsfähigkeit mit sich bringt. Immissionsmessungen sind anspruchsvoll; verfügbare Standardmethoden haben keine ausreichende Messempfindlichkeit. Immissionsmessungen bei laufenden Anlagen gibt es praktisch keine. Der Erfahrungsschatz und die Datenlage zu dem Themenbereich sind sehr beschränkt. Von vielen Stoffen ist das Gefahrenpotential wenig bekannt und eine Validierung von Ausbreitungsberechnungen anhand von Immissionsmessungen hat bislang nicht stattgefunden. <p>Eine gute Zusammenfassung bestehender Informationen bietet das Review der schottischen Umweltbehörde.⁵⁴</p>	<ul style="list-style-type: none"> Modellentwicklung Ausbreitung und Atmosphärenchemie Amine mit TU-Graz (2024) Durchführung Ausbreitungsberechnungen EZI Horgen und KVA Linth (2024) Teilnahme am Projekt ACCEPT zu Emissionsmessungen an Pilotanlage Kopenhagen (2024) Immissions-Testmessungen in Wasser bei KVA Horgen und Linth zur Abklärung der Machbarkeit / Detektionsgrenzen (2024) Abklärung Machbarkeit und falls möglich Durchführung von Immissions-Nullmessungen in Luft

	Bisherige Aktivitäten	Erkenntnisse	Nächste Schritte
2 Optimierung AGR	<ul style="list-style-type: none"> Literaturrecherche, Schulung Technology Centre Mongstad zum Zusammenspiel von Schadstoffen im Abgas mit eingesetzten Chemikalien zur CO₂-Abscheidung (Aminwäsche) 	<ul style="list-style-type: none"> Schweizer KVA weisen geringe Schadstoffkonzentrationen in der Abluft auf und sind daher grundsätzlich bereits gut gewappnet Bei Planung von Neuanlagen sollten einige Punkte beachtet werden: <ul style="list-style-type: none"> Auslegung auf möglichst hohe CO₂-Konzentration im Abgas Abgaskondensation allenfalls bereits vorsehen Tiefe NO₂-Konzentration wichtig (insb. bei Aminwäsche) Tiefe Partikelanzahl → Nass-Elektrofilter vermeiden 	<ul style="list-style-type: none"> Vertiefung des Verständnisses durch Begleiten der Pilotierung Kopenhagen (Aminwäsche) Pilotanlage HPC
4.1 Wärmeintegration	<ul style="list-style-type: none"> Teilnahme am Projekt 'Process Integrated Carbon Capture – PICC' der Hochschule Luzern Machbarkeitsstudien, erste Betrachtungen für KVA Linth 	<ul style="list-style-type: none"> Die CO₂-Abscheidung, Verdichtung und Verflüssigung benötigen viel Energie in Form von Strom/Wärme. Aus der Verbrennung der Abfälle steht hierfür jedoch genügend Energie zur Verfügung. Die Prozesse geben viel Energie in Form von Wärme wieder ab - ein Teil davon kann direkt oder indirekt über Wärmepumpen für die Fernwärme eingesetzt werden kann. Deshalb verbleibt auch bei Installation einer CO₂-Abscheidung ein grosses Fernwärmepotential bei einer KVA. Dieses ist abhängig von vielen Faktoren, z.B. vom eingesetzten Abscheideverfahren und dessen Auslegung, den Fernwärmemperaturen und dem Einsatz von Wärmepumpen. 	<ul style="list-style-type: none"> Auswertung der Ergebnisse aus dem Projekt PICC der Hochschule Luzern Optimierte Wärmeintegration der zwei Abscheideverfahren HPC und Aminwäsche am Standort der KVA Linth (im Rahmen des Vorprojekts)
Verwendung	<ul style="list-style-type: none"> Literaturrecherche, Gespräche mit der Spezialgase-Industrie 	<ul style="list-style-type: none"> Bestehender CO₂-Markt hat ein kleines Volumen → aktuelle Kapazität reicht nur für einen Bruchteil der erwarteten CO₂-Mengen aus KVA Power-to-X ist sehr energieintensiv. Der Ausbau der Technologie ist aktuell schwer abzuschätzen, es ist jedoch davon auszugehen, dass in der Schweiz nur Teilmengen des CO₂ damit umgesetzt werden können. 	<ul style="list-style-type: none"> Zu diskutieren (Begleitgruppe)

	Bisherige Aktivitäten	Erkenntnisse	Nächste Schritte
Logistik+Lagerung	<ul style="list-style-type: none"> • Gespräche mit Logistikunternehmen, Anbietern von CO₂-Hubs sowie mit Lagerstättenanbietern • Teilnahme am 'Design Sprint Logistik' des BAFU / Kanton ZH 	<ul style="list-style-type: none"> • Speicherung (und Verwendung) in der Schweiz nur für Teilmengen → internationaler Transport ist unumgänglich • Transport mit bestehender Technik ist technisch machbar • Marktentwicklung bei den Lagerstätten unsicher → möglichst rasch Zugang sichern • Langfristige Verträge werden verlangt → Ausfallabsicherungen nötig 	<ul style="list-style-type: none"> • Gespräche mit Lagerstätten und Logistikunternehmen weiterführen • Gespräche mit Anbietern der ganzen Kette als Dienstleistung • Allenfalls frühzeitige Ausschreibung von Transport / Speicherung
5 Vorprojekt	<ul style="list-style-type: none"> • Vorauswahl Abscheideverfahren • Variantenentscheid Transportvariante • Machbarkeit CO₂-Pipeline von KVA Linth bis Bahnhof Weesen (inkl. Linienführung u. Fläche für Verlad) 	<ul style="list-style-type: none"> • Transport des CO₂ von KVA bis Bahnverlad im verdichteten, aber noch nicht verflüssigten Zustand. Verflüssigung beim Bahnverlad. Realisierung der Pipeline ist gemäss Machbarkeitsstudie gegeben. • In den kommenden 2 Jahren müssen diverse Rahmenbedingungen erfüllt sein, um eine Inbetriebnahme bis 2030 zu ermöglichen: <ul style="list-style-type: none"> ○ finaler Verfahrensentscheid ist gefällt ○ externe Flächen für Verflüssigung und Bahnverlad sind zugesichert ○ Finanzierung für Bau- und Betrieb der Prozesskette ist gesichert ○ übergeordnete Rahmenbedingungen z.B. zur Bewilligungsfähigkeit sind geklärt 	<ul style="list-style-type: none"> • Durchführung Vorprojekt für zwei Abscheideverfahren bis Ende 2024 • Verfahrensentscheid 2025
Rechtliches	<ul style="list-style-type: none"> • Aufnahme eines regelmässigen Austauschs mit der Abteilung Luftreinhaltung und Chemikalien des BAFU, dem Amt für Abfall, Wasser, Energie und Luft des Kantons Zürich sowie der Abteilung Umweltschutz und Energie des Kantons Glarus • Begleitung des CCU-Projekts der EZI in Horgen (insb. Bewilligungsaspekte Luftreinhaltung) 	<ul style="list-style-type: none"> • Übergeordnete rechtliche Themen siehe nationale Arbeitsgruppe CCS/NET • Bewilligungsaufgaben sind noch nicht genau bekannt (z.B. keine Grenzwerte am Kamin oder immissionsseitig, gefordertes Monitoring, ...) 	<ul style="list-style-type: none"> • Nat. AG CCS/NET • Begleitung CCU-Projekt der EZI in Horgen (insb. Bewilligungsaspekte Luftreinhaltung) • Vorprojekt
Finanzierung	<ul style="list-style-type: none"> • Diskussionen, Teilnahme an der nationalen Arbeitsgruppe zu CCS/NET und dem Design Sprint zur Finanzierung 	<ul style="list-style-type: none"> • Gesamtkosten für Abscheidung, Transport und Speicherung bei Pionierprojekten voraussichtlich im Bereich 230-500 CHF/t_{CO2} 	

13 Literaturverzeichnis

1. Wienchol P, Szlęk A, Ditaranto M. Waste-to-energy technology integrated with carbon capture – Challenges and opportunities. *Energy*. 2020;198:117352. doi:10.1016/j.energy.2020.117352
2. Brickett L. *CARBON DIOXIDE CAPTURE HANDBOOK*. U.S. Department of Energy, National Energy Technology Laboratory; 2015.
3. Linjala O. *Review on Post-Combustion Carbon Capture Technologies and Capture of Biogenic CO2 Using Pilot-Scale Equipment*. LUT University, School of Energy Systems; 2021.
4. Kearns D. *Technology Readiness and Costs of CCS*. Global CCS Institute; 2021.
5. Bhadola A. *Technology Scouting - Carbon Capture: From Today's to Novel Technologies*. Concawe; 2020.
6. *Screening of Carbon Capture Technologies*. NIRAS, Carbon Neutral City Alliance (CNCA) - Amsterdam, Copenhagen, Helsinki, Oslo, Stockholm; 2019.
7. Bui M, Adjiman CS, Bardow A, et al. Carbon capture and storage (CCS): the way forward. *Energy Environ Sci*. 2018;11(5):1062-1176. doi:10.1039/C7EE02342A
8. Raganati F, Miccio F, Ammendola P. Adsorption of Carbon Dioxide for Post-combustion Capture: A Review. *Energy Fuels*. 2021;35(16):12845-12868. doi:10.1021/acs.energyfuels.1c01618
9. He X, Chen D, Liang Z, Yang F. Insight and Comparison of Energy-efficient Membrane Processes for CO2 Capture from Flue Gases in Power Plant and Energy-intensive Industry. *Carbon Capture Sci Technol*. 2022;2:100020. doi:10.1016/j.ccst.2021.100020
10. Favre E. Membrane Separation Processes and Post-Combustion Carbon Capture: State of the Art and Prospects. *Membranes*. 2022;12(9):884. doi:10.3390/membranes12090884
11. Batoon V, Borsaly A, Casillas C, et al. Scale-Up Testing of Advanced Polaris™ Membrane CO2 Capture Technology. Published online November 19, 2022. doi:10.2139/ssrn.4281208
12. Batoon V. MTR Scale Up and Testing of Advanced Polaris Membrane CO2 Capture Technology (DE FE0031591). Presented at: U.S. Department of Energy National Energy Technology Laboratory Carbon Capture 2020 Integrated Review Webinar; 2020.
13. Font-Palma C, Cann D, Udemu C. Review of Cryogenic Carbon Capture Innovations and Their Potential Applications. *C*. 2021;7(3):58. doi:10.3390/c7030058
14. Dubettier R. The true cryogenic industrial solution to capture & liquefy the CO2 and enhance the hydrogen production. Presented at: Carbon Capture Technology Expo Bremen; 2022.
15. Salih H, OBrien K, Dreye D, et al. FEED Study for Retrofitting Holcim U.S. Cement Facility with CO2 Capture Plant Using Air Liquide Adsorption Assisted Cryogenic Technology. Published online December 1, 2022. doi:10.2139/ssrn.4291335
16. Vevelstad SJ, Buvik V, Knuutila HK, Grimstvedt A, da Silva EF. Important Aspects Regarding the Chemical Stability of Aqueous Amine Solvents for CO2 Capture. *Ind Eng Chem Res*. 2022;61(43):15737-15753. doi:10.1021/acs.iecr.2c02344

17. Ros J, Veronezi Figueiredo R, Srivastava T, et al. Results of the 2020 and 2021 campaigns of the commercial carbon capture plant at AVR Duiven. *SSRN Electron J*. Published online 2022. doi:10.2139/ssrn.4282665
18. Pradoo P, Jacobs B, Hill K, et al. Improving the Operating Availability of the Boundary Dam Unit 3 Carbon Capture Facility. *SSRN Electron J*. Published online 2022. doi:10.2139/ssrn.4286503
19. News · GL · C. SaskPower looking for help to fix “high cost” Boundary Dam carbon capture flaw | CBC News. CBC. Published May 28, 2018. Accessed January 12, 2023. <https://www.cbc.ca/news/canada/saskatchewan/saskpower-looking-for-help-to-fix-high-cost-boundary-dam-carbon-capture-flaw-1.4680993>
20. Segeren E. *AVR-AnnualReport2022-Digital-UK.Pdf*. AVR; 2022. Accessed December 1, 2023. <https://www.avr.nl/wp-content/uploads/2023/04/AVR-AnnualReport2022-Digital-UK.pdf>
21. Giammarco Vetrocoke. Giammarco Vetrocoke. Accessed December 1, 2023. <https://www.giammarco-vetrocoke.com/>
22. rmp3vdev. Catacarb. CATAcarb. Accessed December 1, 2023. <https://catacarb.com/>
23. Gustafsson K, Sadegh-Vaziri R, Grönkvist S, Levihn F, Sundberg C. BECCS with combined heat and power: Assessing the energy penalty. *Int J Greenh Gas Control*. 2021;108:103248. doi:10.1016/j.ijggc.2020.103248
24. Buvik V, Høisæter KK, Vevelstad SJ, Knuutila HK. A review of degradation and emissions in post-combustion CO₂ capture pilot plants. *Int J Greenh Gas Control*. 2021;106:103246. doi:10.1016/j.ijggc.2020.103246
25. Morken AK, Pedersen S, Kleppe ER, et al. Degradation and Emission Results of Amine Plant Operations from MEA Testing at the CO₂ Technology Centre Mongstad. *Energy Procedia*. 2017;114:1245-1262. doi:10.1016/j.egypro.2017.03.1379
26. Morken AK, Nenseter B, Pedersen S, et al. Emission Results of Amine Plant Operations from MEA Testing at the CO₂ Technology Centre Mongstad. *Energy Procedia*. 2014;63:6023-6038. doi:10.1016/j.egypro.2014.11.636
27. Campbell M, Akhter S, Knarvik A, Muhammad Z, Wakaa A. CESAR1 Solvent Degradation and Thermal Reclaiming Results from TCM Testing. Published online November 25, 2022. doi:10.2139/ssrn.4286150
28. Hume SA, Shah MI, Lombardo G, Kleppe ER. RESULTS FROM CESAR-1 TESTING WITH COMBINED HEAT AND POWER (CHP) FLUE GAS AT THE CO₂ TECHNOLOGY CENTRE MONGSTAD. Published online 2021.
29. Ellison M, Barzgar S, Nguyen L, Harvey R, Dimopoulos C, Robinson R. REVIEW OF EMISSIONS FROM POST-COMBUSTION CARBON CAPTURE USING AMINE BASED TECHNOLOGIES AND CURRENT MONITORING TECHNIQUES.
30. Rieder A. *CO₂-Abscheidung aus Kraftwerksrauchgasen mit wässriger MEA-Lösung - Waschmitteldegradation und Aufbereitungsverfahren*. doctoralThesis. 2016. Accessed November 22, 2023. <http://elib.uni-stuttgart.de/handle/11682/8999>
31. Enaasen Flo N. Results from MEA Degradation and Reclaiming Processes at the CO₂ Technology Centre Mongstad. *Energy Procedia*. 2017;114:1307-1324. doi:10.1016/j.egypro.2017.03.1899

32. Sexton AJ, Fisher KS, Ryan AI, Dombrowski K, Youngerman J, Corporation U. Amine Solvent Reclaiming. Presented at: UTCCS-1; 2014. https://ieaghg.org/docs/General_Docs/PCCC2/Secured%20pdfs/6_3_bergen%20reclaiming%20final%20condensed.pdf
33. Wünsch A. *Bildung Und Nachweis von Dimethylamin - Fachinformation Altlastenbearbeitung, Nummer 2 | Startseite | LfU*. Landesumweltamt Brandenburg; 2003. Accessed December 6, 2023. <https://lfu.brandenburg.de/lfu/de/ueber-uns/veroeffentlichungen/detail/~26-11-2003-bildung-und-nachweis-von-dimethylamin-fachinformation-altlastenbearbeitung-nummer-2#>
34. Messverfahren zur Bestimmung von Alkanolaminen in der Luft. *Inst Für Arbeitsschutz Dtsch Gesetzlichen Unfallversicherung*. Published online 2015.
35. CERC > Environmental software > ADMS model. Accessed December 7, 2023. <https://www.cerc.co.uk/environmental-software/ADMS-model.html>
36. Ausbreitungsrechnung. In: *Wikipedia*. ; 2023. Accessed December 7, 2023. <https://de.wikipedia.org/w/index.php?title=Ausbreitungsrechnung&oldid=239868943>
37. Lag M. *Health Effects of Amines and Derivatives Associated with Co2 Capture*. Norwegian Institute of Public Health; 2011. Accessed December 7, 2023. <https://www.fhi.no/globalassets/dokumenterfiler/rapporter/2011/health-effects-of-amines-and-derivatives-associated-with-co2-capture.pdf>
38. Skovmand A. *Selected Amines and Amino Alcohols Evaluation of Health Hazards and Proposal of Health-Based Quality Criteria and C-Values for Ambient Air*. Danish Environmental Protection Agency; 2023. Accessed December 7, 2023. <https://www2.mst.dk/Udgiv/publications/2023/04/978-87-7038-517-6.pdf>
39. Larsen PB. *Nitrosamines and Nitramines Evaluation of Health Hazards and Proposal of Health-Based Quality Criteria and Cvalues for Ambient Air*. Danish Environmental Protection Agency; 2023. Accessed December 7, 2023. <https://www2.mst.dk/Udgiv/publications/2023/05/978-87-7038-518-3.pdf>
40. Mikoviny T, Nielsen CJ, Tan W, et al. Ambient Measurements of Amines by PTR-QiTOF: Instrument Performance Assessment and Results from Field Measurements in the Vicinity of TCM, Mongstad. *Energy Procedia*. 2017;114:1017-1021. doi:10.1016/j.egypro.2017.03.1246
41. Reyes-Lingjerde A. Co2 Capture and Work Environmental Sampling - Lessons Learned. *SSRN Electron J*. Published online 2021. doi:10.2139/ssrn.3813772
42. Breider F, Gachet Aquillon C, von Gunten U. A survey of industrial N-nitrosamine discharges in Switzerland. *J Hazard Mater*. 2023;450:131094. doi:10.1016/j.jhazmat.2023.131094
43. Gardarsdottir S, Faramarzi L, Jordal K, Campbell M. Critical Knowledge for CO2-Intensive Industries to Implement Amine-Based Carbon Capture. Published online March 26, 2021. doi:10.2139/ssrn.3813495
44. Donnelly M. Accelerating the Use of Hot Potassium Carbonate for CCS Through 60 Years of Learnings. Presented at: Houston Carbon Capture Technology Expo; 2023; Houston.
45. Su D, Herraiz L, Lucquiaud M, Thomson C, Chalmers H. Thermal integration of waste to energy plants with Post-combustion CO2 capture. *Fuel*. 2023;332:126004. doi:10.1016/j.fuel.2022.126004

46. Hauge E, Jensen S, Elmegaard B, Schmidt Ommen T, Riber C, Fosbøl PL. Carbon Capture with Net-zero Energy Consumption through Sector Coupling with District Heating Systems. *SSRN Electron J*. Published online 2022. doi:10.2139/ssrn.4286082
47. Eckle P. *Carbon Capture and Use for Swiss Waste-to-Energy Plants*. ETH Zürich, sus.lab; 2019. Accessed December 4, 2023. https://www.suslab.ch/_files/ugd/3c13fe_ca9a12076a944eb0a37ee0131919e661.pdf
48. Kober T. Power-to-X: Perspektiven in der Schweiz. Published online 2019. https://www.psi.ch/sites/default/files/2019-07/Kober-et-al_2019_Weissbuch-P2X.pdf
49. SAPEA, *Science Advice for Policy by European Academies. (2018). Novel Carbon Capture and Utilisation Technologies: Research and Climate Aspects Berlin: SAPEA*. SAPEA; 2018. Accessed December 4, 2023. <https://doi.org/10.26356/carboncapture>
50. Heß D, Klumpp M, Dittmeyer R. Nutzung von CO₂ aus Luft als Rohstoff für synthetische Kraftstoffe und Chemikalien.
51. Furgler W, Ringmann S. Integration einer Power-to-Methane Anlage mit CO₂-Abscheidung aus dem Abgas in der Kehrlichtverbrennungsanlage Linth.
52. Der Bundesrat. CO₂-Abscheidung und Speicherung (CCS) und Negativemissionstechnologien (NET). Published May 18, 2022. Accessed November 30, 2023. <https://www.news.admin.ch/newsd/message/attachments/71551.pdf>
53. Der Bundesrat schafft die Grundlage für den Export von CO₂ zur Speicherung im Meeresboden. Accessed December 4, 2023. <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-98800.html>
54. Scottish Environment Protection Agency S. *Review of Amine Emissions from Carbon Capture Systems*. natural scotland (scottish government), SEPA (Scottish Environment Protection Agency); 2015.