

Adressat
Cargo sous terrain AG

Dokumententyp
Abschlussbericht

Datum
01. November 2024

Machbarkeitsstudie CCS

Pilotprojekt BS

Abschlussbericht



Infrastruktur und Zwischenspeicher der CO₂-Endlagerstätte Northern Lights.



Bright ideas.
Sustainable change.

Machbarkeitsstudie CCS Pilotprojekt BS

Abschlussbericht

Projektname **Machbarkeitsstudie CCS Pilotprojekt BS**
Projekt Nr. **CST218**
Empfänger **Stefan Burlet**
Dokumententyp **Abschlussbericht**
Version **100**
Datum **01.11.2024**
Durchgeführt von **Lennard Simon, Yannik Meisterhans, Johann Lechthaler, Marco Kreyenbühl, Frank Zängerlein**
Überprüft von **Andres Kronenberg**
Genehmigt von **Frank Zängerlein**
Beschreibung **In dieser Studie werden die technischen, wirtschaftlichen und rechtlichen Rahmenbedingungen für den Aufbau einer CCS-Prozesskette ab dem HKW I und II unter Berücksichtigung verschiedener Szenarien und Varianten aufgezeigt. Die Ergebnisse werden fundiert und nachvollziehbar dargestellt, so dass der Wissenstransfer zu allen beteiligten Akteuren gewährleistet ist. Zudem dient die Studie als solide Entscheidungsgrundlage für die Fortführung des Projekts und schafft eine Basis für nachfolgende Projektphasen.**

Ramboll AG
Hardturmstrasse 132
CH-8005 Zürich

T +41 44 500 35 80
info@ramboll.ch
<https://ramboll.com/energy>

Inhalt

Abbildungsverzeichnis	6
Tabellenverzeichnis	8
Abkürzungsverzeichnis	9
0. Management Summary	10
1. Einführung	17
1.1 Hintergrund	17
1.2 Zielsetzung	17
1.3 Inhalt der Studie	17
2. Projektgrundlagen	19
2.1 Standort	19
2.2 Fernwärme- und Dampfnetz	19
2.3 CO ₂ -Mengen	20
2.4 CO ₂ Punktquellen	22
2.5 CO ₂ Eigenschaften	22
2.6 Prozessübergreifende Lessons Learned	23
2.6.1 Nationale Erkenntnisse	23
2.6.2 Internationale Erkenntnisse	24
3. Technologieübersicht Carbon Capture	25
3.1 Prozessübersicht CCS	25
3.2 Abgaskonditionierung	26
3.3 Verfahrensprinzipien	26
3.4 Post Combustion Capture - Chemische Absorption	28
3.4.1 Aminwäsche	29
3.4.2 Hot Potassium Carbonate	30
3.5 Zusammenfassung Verfahren	32
3.6 CO ₂ -Aufbereitung und Verflüssigung	33
3.7 CO ₂ -Lagerung und Logistik	35
4. Abscheidung & Aufbereitung HKW I und II	37
4.1 Modellierung ProMax	37
4.1.1 CO ₂ Abscheidung mit Amin basiertem CESAR1-Verfahren	37
4.1.2 CO ₂ Abscheidung mit HPC-Verfahren	38
4.1.3 Chemische Modellierung mit ProMax	38
4.1.4 Resultate beider Modellierungen	38
4.1.5 Genauigkeit der ProMax Modellierung	39
4.2 Ökologie	40
4.2.1 Technologievergleich	40
4.2.2 Vergleich der Energieexporte mit und ohne CC-Anlage	41
4.3 Anlagenintegration in bestehendes Kraftwerk	41
4.3.1 Amin	42
4.3.2 HPC	43
4.4 Platzbedarf	44
4.5 Umweltschutz	44
4.6 Kostenschätzung Abscheidetechnologie	44
4.7 Technologiebewertung	45
4.8 Empfehlung	46
4.9 Saisonalität	46
4.9.1 Sommer-/Winterbetrieb	46
4.9.2 Niedrigwasser	47
4.9.3 Unvorhergesehene Ereignisse	48

5.	Logistik HKW I und II	49
5.1	Standortbewertung	49
5.1.1	Ausgangslage Steiger Areal	50
5.1.2	Ermittlung potenzieller Standorte	50
5.2	Szenarien	51
5.2.1	Szenario 1 ohne Pipeline mit ISOtainer	51
5.2.2	Szenario 2 ohne Pipeline mit Kesselwagen	53
5.2.3	Szenario 3 mit Pipeline zum Auhafen und weiter mit Spezialbinnenschiff	54
5.2.4	Szenario 4 mit Pipeline zum Auhafen und weiter mit Binnenschiff (ISOtainer)	55
5.3	Standortanalyse	55
5.4	Trassenprüfung Pipeline	56
5.4.1	Ziel der Teilstudie	56
5.4.2	Ergebnisse	57
5.5	Exkurs: Wasserstoffszenario	58
6.	Layout und Lageplan	61
6.1	Abscheidung, Aufbereitung und Verflüssigung	61
6.2	Zwischenlager	62
6.3	Microtunnel	63
7.	Umwelt	65
7.1	Umweltrelevanzmatrix	65
7.2	Luftreinhaltung/Nitrosamine	65
7.3	Gefährdungsanalyse	66
7.3.1	Parzelle 0487	67
7.3.2	Parzelle 1872	67
7.3.3	Auhafen	68
7.3.4	Rhein	68
7.3.5	Massnahmen	69
7.3.6	Empfehlung	69
7.4	Weitere Massnahmen	69
8.	Kosten	71
8.1	Investitionskosten	71
8.1.1	CO ₂ Abscheidung Hagenau	71
8.1.2	Microtunnel	72
8.1.3	Pipeline Volta – Auhafen	73
8.1.4	Verflüssigung, Logistik und Verlad Auhafen oder Hagenau	74
8.2	CO ₂ Gestehungskosten	76
9.	Projektmanagement	78
9.1	Projektstruktur I Meile	78
9.2	Projektumfang CO ₂ -Abscheidung	79
9.3	Lieferanten- und Marktübersicht	79
9.4	Terminplan	81
9.5	Trägerschaft des Pilotprojektes	82
9.5.1	Grundsatzfragen	82
9.5.2	Treibende Kraft	83
9.5.3	Konzeptionelle Darstellung	84
9.5.4	Trägerschaft	84
9.5.5	Zwei mögliche Betreibermodelle	85
9.6	Rechtlicher und regulatorischer Rahmen	86
9.6.1	UVP Pflicht	86

9.6.2	Industriestandards und -vorschriften für die CO ₂ -Pipeline	87
9.7	Risikoanalyse	88
9.7.1	Vorgehen	88
9.7.2	Ergebnis	88
9.8	Chancen	89
10.	Schlussfolgerungen	91
11.	Handlungsempfehlung	92
Anhang	94	

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1 Standort Hagenau.	19
Abbildung 2-2 Fernwärme und Dampfnetz Basel.	20
Abbildung 2-3 CO ₂ -Ausstossprognosen der beiden Holzheizwerke (ohne und mit Abscheidungsverluste) CO ₂ -Ausstossprognosen der beiden Holzheizwerke (ohne und mit Abscheidungsverluste).	21
Abbildung 2-4 CO ₂ -Punktquellen im Grossraum Basel mit Unterscheidung biogen/fossil (Quelle: Airfix).	22
Abbildung 2-5 Phasendiagramm CO ₂ .	23
Abbildung 2-6 Zusammenfassung nationale Erkenntnisse.	24
Abbildung 2-7 Zusammenfassung internationale Erkenntnisse.	24
Abbildung 3-1 CCS-Prozesskette mit Zuständigkeitsbereichen.	25
Abbildung 3-2 Vereinfachtes Verfahrensfliessbild einer CC-Anlage.	26
Abbildung 3-3: Verfahrensübersicht CO ₂ -Abscheidung.	27
Abbildung 3-4 Technological Readiness Level der beschriebenen CO ₂ -Abscheide-Technologien.	28
Abbildung 3-5 Post-Combustion Capture.	29
Abbildung 3-6 Vereinfachtes Prozessschema Aminwäsche.	30
Abbildung 3-7: Vereinfachtes Verfahrensfliessbild HPC.	32
Abbildung 4-1 Energie- und Stoffströme für CESAR-1 und HPC mit ProMax.	39
Abbildung 4-2 Ökologischer Vergleich Amin- und HPC-Abscheidung. Negativ: Entlastung. Positiv: Belastung.	40
Abbildung 4-3 Vergleich der Fernwärme- und Stromexporte mit und ohne CC-Anlage (Für eine Holzzufuhr von 110'000 t _{Frischholz} /a).	41
Abbildung 4-4 Groblayout CO ₂ Abscheideanlage in Geschossbauweise.	42
Abbildung 4-5 Amin Verfahrensfliessbild Anlagenintegration CC-Anlage.	43
Abbildung 4-6 HPC Verfahrensfliessbild Anlagenintegration CC-Anlage	44
Abbildung 4-7 OPEX der Abscheidetechnologien.	45
Abbildung 4-8 Rhein Abflussmenge 1981 -2010 Station Rhein – Basel, Rheinhalle. Quelle: BAFU.	48
Abbildung 5-1 Schema der Einteilung des CO ₂ Transport in Transportsektionen bzw. Meilen.	49
Abbildung 5-2 Verbindungstunnel Hagenau - Steiger Areal.	50
Abbildung 5-3 Standorterfassung.	51
Abbildung 5-4 Szenario 1 mit ISOtainer ab Hagenau.	52
Abbildung 5-5 Gestapelte ISOtainer.	52
Abbildung 5-6 Szenario 1 mit Kesselwagen ab Hagenau.	53
Abbildung 5-7 Beispiel CO ₂ Verladung Kesselwagen.	53
Abbildung 5-8 Szenario 3 und 4 mit Pipeline zum Auhafen.	54
Abbildung 5-9 Linienführung Microtunnel.	56
Abbildung 5-10 Variantenstudium Trassenverlauf	57
Abbildung 5-11 Szenario Wasserstoff.	58
Abbildung 5-12: Tankschiff für tiefkalte Flüssiggase.	59
Abbildung 6-1 Groblayout CC-Anlage (Aminwäsche).	61
Abbildung 6-2 Vergleich Speicherarten.	62
Abbildung 6-3 Startschacht Microtunnel Parzelle 0487.	64
Abbildung 6-4 Startschacht Microtunnel Parzelle 1872.	64
Abbildung 7-1 Übersicht der Umweltrelevanzmatrix.	65

Abbildung 7-2 Gefährdungsanalyse für ISOtainer (20 t) und 300 t Tank für Parzelle 1872.	68
Abbildung 8-1 Investition Hagenau.	71
Abbildung 8-2 Schnitt Microtunnel Hagenau-Volta.	72
Abbildung 8-3 Kosten Microtunnel Hagenau-Volta	72
Abbildung 8-4 Microtunnelkosten Hagenau - Volta. Einzelbauleistungen (links), kollektive Ausführung (rechts).	73
Abbildung 8-5 Grabenprofil CO ₂ Pipeline.	73
Abbildung 8-6 Kosten Pipeline-Auhafen.	73
Abbildung 8-7 Kosten Auhafen Szenario Pipeline.	74
Abbildung 8-8 Verladung ISOtainer.	74
Abbildung 8-9: 300 m ³ CO ₂ Speicher AVR Duiven (NL).	75
Abbildung 8-10 Verladearm LNG.	75
Abbildung 8-11 Bahnverlad Kesselwagen.	76
Abbildung 8-12 Kumulierte Gestehungskosten Prozesskette Szenario Pipeline Binnenschiff Spezialschiff.	76
Abbildung 9-1 Grobterminplan I. Meile	81
Abbildung 9-2: Trägerschaft - Übersicht Akteure I - IV Meile.	82
Abbildung 9-3 Trägerschaft: Konzeptionelle Übersicht I bis IV-Meile.	84
Abbildung 9-4 Zentraler Player.	85
Abbildung 9-5 Betreibermodell Joint Venture.	85
Abbildung 9-6 Betreibermodell IWB.	86
Abbildung 9-7 Risikomatrix ohne und ohne Massnahmen .	89

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1 Kennwerte Holzverbrennung.	21
Tabelle 3-1: Kennzahlenvergleich Aminwäsche und HPC.	32
Tabelle 3-2: Vor- und Nachteile von Aminwäsche und HPC.	33
Tabelle 3-3: Übersicht typische Parameter CO ₂ Zustand für in Abhängigkeit der Transportlösung.	34
Tabelle 3-4: Reinheitsvorgaben CO ₂ Northern Lights. Ausgabe vom 14.02.2024	34
Tabelle 4-1 Nutzwertanalyse Abscheidetechnologie.	46
Tabelle 5-1 Standorterfassung.	50
Tabelle 5-2 Standortanalyse.	55
Tabelle 5-3: Relevante Eigenschaften der potenziellen Transportmedien für eine Bergfahrt.	59
Tabelle 8-1 Grundlagen für die Berechnung der CO ₂ Gestehungskosten.	71
Tabelle 8-2 Gegenüberstellung Investitionskosten Szenarien.	75
Tabelle 8-3 Gestehungskosten Szenarienvergleich.	77
Tabelle 9-1 Projektstruktur I Meile Szenario Pipeline.	78
Tabelle 9-2 Auszug Lieferanten für CC-Anlagen mit Amin	79
Tabelle 9-3 Auszug Lieferanten für CC-Anlagen mit HPC	80
Tabelle 9-4 Hauptrisiken und Massnahmen.	89
Tabelle 9-5 Chancen.	90

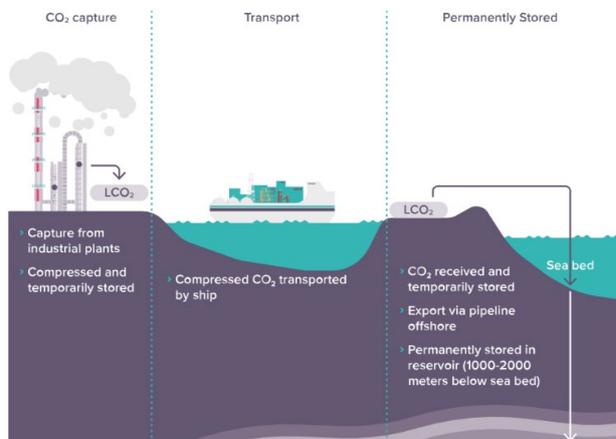
Abkürzungsverzeichnis

AIC	Absorber-Inter-Cooler
ASTRA	Bundesamt für Strassen
BAFU	Bundesamt für Umwelt
BECCS	Bioenergy with Carbon Capture and Storage
BS	Basel Stadt
CAPEX	Capital Expenditure
CC	Carbon Capture
CCS	Carbon Capture and Storage
CST	Cargo Sous Terrain
EPC	Engineering, Procurement and Construction
ERZ	Entsorgung und Recycling Zürich
FEED	Front-End Engineering Design
FKW	Fernkraftwerk
FW	Fernwärme
HKW	Holzheizkraftwerk
HPC	Hot Potassium Carbonate
KEV	Einspeisevergütungssystem
KEZO	Kehrichtverwertung Zürcher Oberland
KUS	Koordinationsstelle Umweltschutz
KVA	Kehrichtverwertungsanlage
LRHX	Lean/Richt Heat Exchanger
LVC	Lean Vapor Compression
MEA	Monoethanolamin
ND-Dampf	Niederdruck-Dampf
OGE	Open Grid Europe
OPEX	Operating Expenses
PSA	Pressure-Swing-Adsorptionsverfahren
StfV	Störfallverordnung
TLR	Technology Readiness Level
TP	Teilprojekt
TSA	Temperature-Swing-Adsorptionsverfahren
UVP	Umweltverträglichkeitsprüfung
VBSA	Verband der Betreiber Schweizerischer Abfallverwertungsanlagen
WDK	Wasser-Dampf-Kreislauf

0. Management Summary

Hintergrund: Im Rahmen der nationalen Bestrebungen, Treibhausgasemissionen zu reduzieren und das Netto-Null Klimaziel zu erreichen, gewinnen Energieerzeugungsanlagen wie die Holzheizkraftwerke (HKW) an Bedeutung. Hierbei spielen die negativen CO₂-Emissionen eine Schlüsselrolle, da der biogene Brennstoff Holz in Kombination mit Carbon Capture and Storage (CCS)-Technologien die Möglichkeit bietet, fossile Emissionen anderer Sektoren zu kompensieren (BECCS).

Angesichts der Verbrennung von rund 104'000 Tonnen Holz durch die die beiden Holzskraftwerke in Basel im Jahr 2022, die zu Emissionen von 138'000 Tonnen biogenem CO₂ führte, plant CST, in einem Pilotprojekt die Realisierbarkeit einer kompletten CCS-Prozesskette zu demonstrieren. Diese Kette umfasst die CO₂-Abscheidung aus den Abgasen der HKW I und II bis hin zu dessen Speicherung unter der Nordsee.



Vorgehen: Das methodische Vorgehen der Studie begann mit der Aufbereitung der Projektgrundlagen, gefolgt von einer eingehenden Technologieübersicht zu Carbon Capture and Storage. Darauf basierend wurden Untersuchungen zur CC-Anlage durchgeführt, einschliesslich Prozesssimulation, Groblayout, ökologische und ökonomische Aspekte. Mittels einer Nutzwertanalyse konnte eine Technologieempfehlung abgegeben werden.

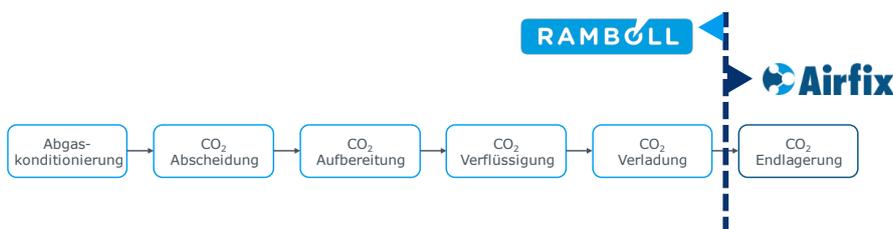
Es wurden verschiedene Logistik-Szenarien entwickelt und Standorte analysiert. Auf Basis der verfahrenstechnischen Auslegung ist das Groblayout am Standort Hagenau erarbeitet worden und der Platzbedarf für Lagerung und Verlad an verschiedenen Standorten wurde festgelegt.

Ebenfalls erarbeitet wurden die wesentlichen Aspekte der zukünftigen Umweltverträglichkeitsprüfung für die CC-Anlage und die Logistik, sowie Gefährdungsanalysen an den favorisierten Standorten. Für die Logistik Szenarien wurden die Kosten abgeschätzt und die CO₂-Gestehungskosten entlang der Prozesskette ermittelt und verglichen.

Verschiedene Projektmanagement-Themen wie Terminplanung und Risikomanagement, aber auch Abklärungen hinsichtlich Trägerschaft und Betreibermodelle des Pilotprojekts sowie Betrachtungen zu rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen runden die Studie ab. Abschliessend wurde aus den umfangreichen Analysen Schlussfolgerungen gezogen und konkrete Handlungsempfehlungen formuliert.

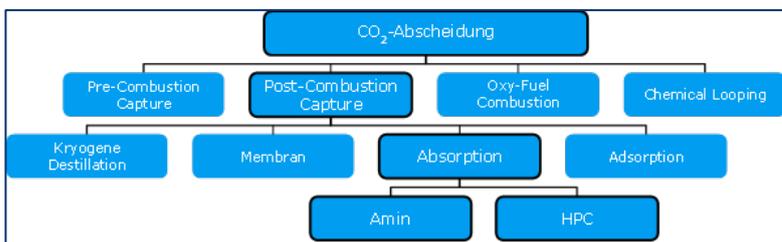
Technologieübersicht Carbon Capture:

Die Gesamtprozesskette von der CO₂-Abscheidung bis zur Speicherung kann in die dargestellten Prozessschritte aufgeteilt werden. Die Untersuchungen von Ramboll fokussieren auf die Aspekte der CO₂ Abscheidung bis zur CO₂-Verladung. Die weiterführende Logistik und Endlagerung des CO₂ werden in der Airfix-Studie betrachtet. Die Ergebnisse dieser Studien wurden abgestimmt, um eine integrierte Darstellung der gesamten Kette von der Abscheidung bis



zur Endlagerung zu gewährleisten.

Unter den heute angewendeten Abscheidetechnologien weisen nur das Amin- und HPC-Verfahren



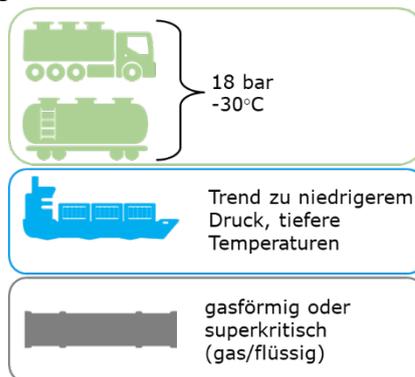
die nötige Technologiereife auf, um in einer grosstechnischen Anlage eingesetzt werden zu können.

Die Aminwäsche erweist sich als das etablierteste Verfahren. Die Energie wird hauptsächlich für die Regeneration des Absorptionsmittels benötigt, deren Abwärme allerdings als Fernwärme wiederverwendet werden kann.

Ferner wird HPC als Alternative untersucht, die eine geringere thermische Energie erfordert und sich für Anlagen mit beschränkter Verfügbarkeit von Dampf eignet, aber einen höheren elektrischen Energieverbrauch aufweist.

Das CO₂ muss nach der Abscheidung sorgfältig von Wasser und Verunreinigungen befreit werden, um den hohen Reinheitsanforderungen für die Endlagerung zu entsprechen. Es wird komprimiert und gekühlt, um es zu verflüssigen und in Lagertanks zu verfüllen. Der Prozess benötigt etwa 90 kWh/t_{CO₂}, wobei die Energie teilweise als nutzbare Abwärme zurückgewonnen werden kann.

Zur Umsetzung der CO₂-Speicherung sind Projekte in der Nordsee weit fortgeschritten und ein permanentes Pipelinennetz könnte in der Zukunft realisiert werden. Aktuell sind Übergangslösungen notwendig, bei denen das CO₂ per Schiff zu geologischen Speichern transportiert wird; eine Entladung ist entweder am Küstenhafen oder direkt am Speicher möglich. Für Basel ist der kombinierte Bahn-, LKW- und Binnenschiffsverkehr zu einem Nordseehafen eine Option. Effizienz und Kosteneinsparungen werden durch minimales Umladen während des Transports erreicht, und die Verflüssigung des CO₂ muss an den Schiffstransport angepasst sein. Während die CO₂-Abscheidung und der Transport umfassend untersucht und in vielen Projekten auf ihre Umsetzung und Machbarkeit geprüft werden, ist die Endlagerung zwar technisch gut erforscht, aber nur in wenigen Projekten wird die gesamte CCS-Prozesskette bis zur Endlagerung durchdacht und mit konkreten Verträgen zur Abnahme des CO₂ detailliert geplant.



Abscheidung & Aufbereitung HKW I und II: Die Verfahren zur CO₂-Abscheidung haben neben einem grossen Platzbedarf auch einen hohen Wärme- und Strombedarf. Daraus resultiert auch eine entsprechend hohe Abwärmeproduktion, die möglichst genutzt werden sollte. Wird die Abwärme nicht genutzt, fehlt die eingesetzte Wärme in der Fernwärmeversorgung. Die geplante Anlage kann stündlich 22.5 t_{CO₂} mit einem Abscheidegrad von min. 90% abscheiden. Für eine Abscheiderate von 22.5 t_{CO₂}/h beträgt bei der Aminwäsche der Wärmebedarf 15.5 MW und der Strombedarf 0.7 MW, beim HPC-Verfahren beträgt der Strombedarf 5.6 MW. Dazu folgen unabhängig vom Lösungsmittel noch der Strombedarf von 3.1-3.3 MW für die Aufbereitung und die Verflüssigung von 22.5 t_{CO₂}/h. Der Energiebedarf kann vollständig durch die HKW I und II gedeckt werden, geht jedoch beim HPC-Verfahren zu Lasten des Stromexports und beim Aminverfahren sind umfangreiche Eingriffe in den Wasser-Dampf-Kreislauf erforderlich. Die energetische Integration ist nicht Bestandteil der Studie und die Einbindung von z.B. Wärmepumpen und das Kühlkonzept müssen in Folgeprojekten detailliert betrachtet werden. In allen Szenarien mit CO₂-Abscheidung besteht die Notwendigkeit, aufgrund des tiefen Temperaturniveaus gewisse Wärmemengen rückzukühlen, da diese nicht sinnvoll genutzt werden können.

Technologieempfehlung: Unter Berücksichtigung der nachfolgenden Themen wie Ökologie, Saisonalität, Umwelt, Kosten, etc. konnte mit Hilfe einer Nutzwertanalyse eine Technologieempfehlung abgegeben werden. Gemäss der Nutzwertanalyse wird die Aminwäsche favorisiert. Für das weitere Vorgehen wird empfohlen, in der nächsten Projektphase beide Verfahren in einem parallelen Ansatz mit folgender Priorität zu verfolgen. Dabei sind die aufgeführten Voraussetzungen zu klären:

1. Wahl: Aminwäsche

- Abwärme kann im FW-Netz eingebunden werden
- Beurteilung der Nitrosaminemissionen und Festlegung des entsprechenden Grenzwertes durch das BAFU verfolgen

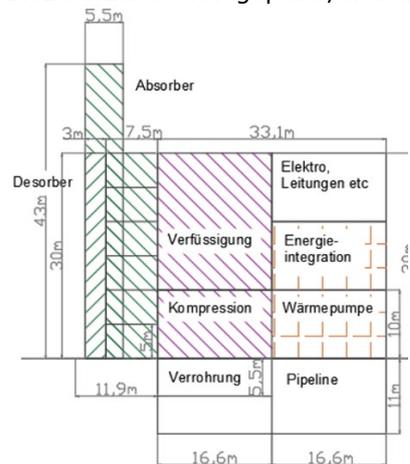
2. Wahl: HPC-Verfahren

- Zusätzlicher Strombedarf kann (erneuerbar) gedeckt werden
- Grösseres Bauvolumen kann umgesetzt werden
- Abwärme kann im FW-Netz eingebunden werden

Ökologie: Die ökologische Bewertung der CC-Anlage basierte auf den Prozessen der Abscheidung und Aufbereitung unter der Annahme, dass die benötigte Energie vollständig aus den Holzheizkraftwerken stammt. Die Abwärmenutzung in Form von Fernwärme kann deshalb als erneuerbar betrachtet werden. Obwohl die aminbasierte Technologie durch die geschickte Einbindung von Abwärme und die Substitution von fossil produziertem Dampf umweltfreundlicher abschneidet als das HPC-Verfahren, macht der ökologische Vorteil im Vergleich zur gesamten abgeschiedenen CO₂-Menge von 100'000 Tonnen pro Jahr nur einen geringen Prozentsatz aus. Demnach wird empfohlen, ökologische Unterschiede bei der Entscheidung für eine Technologie nicht zu priorisieren.

Saisonalität: Saisonale Schwankungen und Betriebszeiten haben einen signifikanten Einfluss auf die Effizienz und Wirtschaftlichkeit der CO₂-Abscheidungsanlagen. Im Sommer sind die Holzheizkraftwerke nicht in Betrieb, was zu geringeren Betriebsstunden und höheren spezifischen Kosten pro abgeschiedener Tonne CO₂ führt. Zudem können Niedrigwasserperioden des Rheins den CO₂-Transport beeinträchtigen und erfordern eine angepasste Logistik. Für Verladung und unvorhergesehene Ereignisse ist eine Pufferung von bis zu fünf Tage Produktion von flüssigem CO₂ vorgesehen, um Abschaltungen der Anlage zu kompensieren und Emissionen zu vermeiden. Bei vollständig gefüllten Speichern oder anderen unvorhergesehenen Ereignissen, wie Streiks oder Energiemangel, muss die Anlage heruntergefahren werden und das im Abgas enthaltene CO₂ wird in die Umgebung freigesetzt. Die Abscheidungsanlage lässt sich zwar zügig abkoppeln, jedoch beansprucht das Wiederanfahren aus dem kalten Zustand bis zu einem Tag und aus dem Warm-Zustand (Hot-Standby) mehrere Stunden.

Layout und Platzbedarf: Die CO₂-Abscheidung wurde auf Basis der Standortevaluation auf der IWB Parzelle 0487 geplant, wobei die Parzelle noch nicht für das Projekt gesichert ist. Grundsätzlich



kann die CO₂ Abscheidungsanlage auf dieser Parzelle untergebracht werden. Das Aminverfahren erfordert weniger Platz als das HPC-Verfahren, welches höhere Kolonnen und eine komplexere Infrastruktur benötigt und deshalb die Integration vor Ort aufwändiger macht. Die maximal zulässige Bauhöhe von 40 m wird vor allem beim HPC Verfahren deutlich überschritten und entsprechende Bewilligungen sind erforderlich.

Für die Lagerung von abgeschiedenem CO₂ ist ein Zwischenlager notwendig, das eine fünftägige Produktionsmenge von 2'700 Tonnen fassen kann, um einen kontinuierlichen Betrieb der Abscheideanlage zu gewährleisten und den logistischen Aufwand zu minimieren. Obwohl CO₂-Handling in Industrien wie der Getränkeproduktion Standard ist, stellen begrenzter Raum und Sicherheitsauflagen Herausforderungen dar. Grosse Lagertanks sind kostengünstig, aber platzintensiv; alternative Speichermethoden wie ISOtainer oder Schubleichterschiffe bieten Flexibilität. In der Studie wurden drei Speicheroptionen verglichen: Horizontale Tanks benötigen viel Platz für eine geringere Kostenbasis, während vertikale Tanks platzsparender, aber teurer sind. ISOtainer bieten hinsichtlich Platzbedarf maximale Flexibilität bei höchsten Kosten im Vergleich zu den Lagertanks.

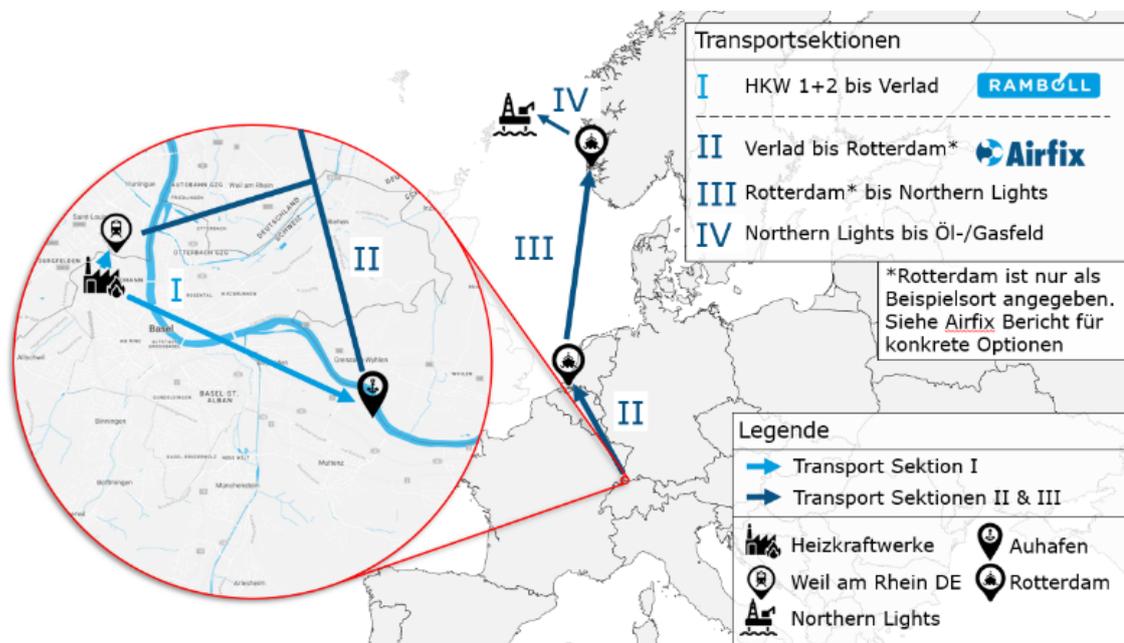


Umwelt: Mithilfe einer Umweltrelevanzmatrix wurden die Emission von Nitrosaminen und die spontane Freisetzungen von grossen Mengen an CO₂, als Themen isoliert, die bereits in dieser frühen Phase des Projekts näher untersucht werden sollen.

Besondere Beachtung verdienen Nitrosamine, die u.a. aus der Reaktion von Aminen mit NO_x-Verbindungen entstehen und zwar nicht persistent sind, aber als potenziell krebserregend gelten. Massnahmen wie Temperaturmanagement und Reinigung des Lösungsmittels, mehrstufige saure Wäscher und Tropfenabscheider haben sich jedoch als wirksam bei der Reduzierung dieser Emissionen erwiesen.

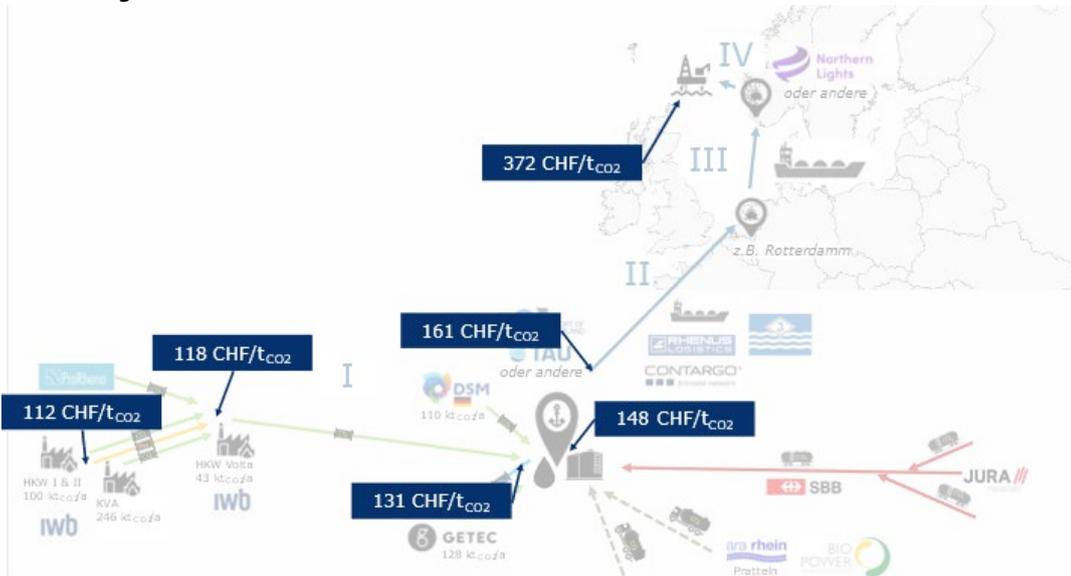
Bei der Freisetzung von CO₂ besteht bei einer gewissen Konzentration in der Atemluft die Gefahr von Bewusstlosigkeit und es kann sogar zum Tod durch Ersticken innerhalb weniger Minuten führen. Da CO₂ schwerer als Luft ist, können grosse freigesetzte Mengen sich unbemerkt in natürlichen Senken oder Gebäuden ansammeln und die gesamte Luft verdrängen. Obwohl CO₂ nicht unter die Störfallverordnung fällt, wurde trotzdem eine Gefahrenanalyse durchgeführt. Mittels eines Modells wurde für die relevanten Standorte untersucht, ob unter anderem die Lagerung von CO₂ vertretbar ist und welche Tankgrössen sinnvoll sind. Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass die Parzelle 0487 sich für CO₂-Abscheidung, -Aufbereitung und -Verflüssigung eignet, wobei eine CO₂-Freisetzung nur lokale Folgen hätte, die durch geeignete Massnahmen minimiert werden können. Für die Parzelle 1872, potenziell als Lagerort für grosse CO₂-Tanks gedacht, wird eine detaillierte Gefährdungsanalyse in der folgende Projektphase empfohlen. Der Auhafen gilt aufgrund seiner Infrastruktur für den Gefahrgüterumschlag als unproblematisch für die CO₂-Logistik.

Logistik Szenarien: Die Studie hat vier verschiedene Szenarien untersucht, wie das CO₂ am wirtschaftlichsten bis zu einer Endlagerstätte transportiert werden kann. In den Szenarien 1 und 2 wird das CO₂ direkt am Standort Hagenau auf einen Zug verladen, entweder in ISOContainern oder in Kesselwagen. Hier müssen die Prozessschritte des Verflüssigens, Reinigens, Lagerns und Verladens am Standort Hagenau realisiert werden, wodurch mehr Platz benötigt wird. Im Gegensatz dazu sieht man in den Szenarien 3 und 4 einen Transportweg über Binnenschiffe auf den Rhein vor. Das CO₂ wird nach der Abtrennung über eine Pipeline gasförmig zum Auhafen transportiert. Auf einem ersten Abschnitt könnte die Pipeline mit einer zusätzliche Fernwärmeleitung, die bestehende Netzengpässe umgeht, in einem Microtunnel zum FKW Volta geführt werden. Von dort könnte die Pipeline weiter – ohne Anbindung an die Fernwärme – zum Schiffsverlad im Auhafen verlegt werden. Am Auhafen wird das CO₂ verflüssigt, gereinigt, gelagert und verladen. Im dritten Szenario wird das CO₂ auf ein Spezialbinnenschiff gepumpt, während es im vierten Szenario in ISOContainern auf Binnenschiffe verladen wird. Neben der Möglichkeit, das CO₂ über den Rhein zu verschiffen, bietet sich der Standort Auhafen an, um von der Zusammenlegung mit anderen CO₂-Quellen zu profitieren. Möglicherweise kann zukünftig auch eine Anbindung an eine internationale CO₂-Pipeline nach Deutschland realisiert werden.



Kosten: Die Investitionskosten für das Szenario Pipeline für Verfahren inkl. Bau am Standort Hagenau und Verflüssigung sowie Schiffverlad am Auhafen werden auf 149 Mio. CHF (ACE Class 4 Klassifizierung mit -30 % bis + 50 %) geschätzt. Davon entfallen 95 Mio. CHF auf die CC-Anlage in Hagenau, 28 Mio. CHF auf die Pipeline zum Auhafen sowie 26 Mio. CHF für Bahnverladelogistik inkl. Tanks.

Die Gestehungskosten für das favorisierte Szenario Pipeline belaufen sich für die gesamte Prozesskette bis zur Endlagerung auf ca. 372 CHF/t_{CO2}. Diese Kosten sind durch die geringen Volllaststunden zwar hoch, sind aber im Vergleich zu anderen CC-Projekten konkurrenzfähig, was durch die vorteilhafte Lage zum Rhein erklärt werden kann.

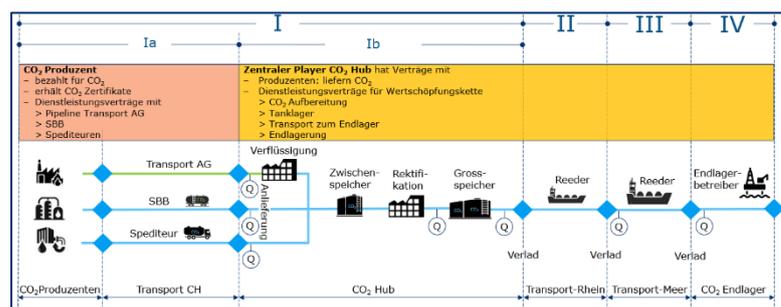


Termine: Insgesamt rechnen wir ab Freigabe Vorprojekt mit einer Projektdauer von ca. 8 Jahren. Bei Freigabe eines Vorprojektes Mitte des Jahres 2025 könnte die Realisierung Ende 2028 begonnen und die Anlage im Jahre 2033 den Probetrieb erfolgreich abgeschlossen haben und in Betrieb stehen.

Trägerschaft: Im Austausch mit den Teilnehmern der Studie wurden zentrale Herausforderungen identifiziert: Es fehlen wirksame Anreize zur Erreichung der Klimaziele, was ein Mangel an Umsetzungsmotivation zur Folge hat. Es wird eine zentrale Trägerschaft für effiziente Koordination und verbindliche Zusagen benötigt. Initiatoren sind notwendig, um ein Grossprojekt zur CO₂-Infrastruktur voranzutreiben.

Als mögliche Lösungen wurden klimapolitische Anreize, eine gezielte Nachfrage nach negativen Emissionen und wirtschaftliche Förderungen identifiziert. Diese Massnahmen können die Entwicklung innovativer CO₂-Abscheidungsverfahren fördern.

In der bevorstehenden Phase des Projekts gilt es, das Thema der Trägerschaft mit höchster Priorität zu adressieren. Die Entwicklung eines tragfähigen Betreibermodells sollte Hand in Hand mit der planerischen Entwicklung des Projekts erfolgen, um sicherzustellen, dass beide Aspekte nahtlos ineinandergreifen. Eine baldige Finalisierung und zügige Implementierung des Betreibermodells sind essenziell, um den Grundstein für eine erfolgreiche Realisierung des Projekts zu legen.



Regulatorischer Rahmen: Der regulatorische Rahmen für Grossprojekte in der Schweiz erfordert insbesondere die Beachtung von Bau-, Umwelt- und Industriestandards. Für das angedachte CC-Projekt sind dabei insbesondere Baugenehmigungen, Umweltverträglichkeitsprüfungen (UVP) und spezifische Industrienormen relevant. Die UVP ist für wesentliche Änderungen bestehender Anlagen

sowie für den Bau von CO₂-Leitungen und Lagerstätten aufgrund ihrer Umweltrelevanz notwendig. Eine frühzeitige Abstimmung mit den Behörden wird empfohlen, um rechtliche Hürden und Verzögerungen zu vermeiden. Die Koordination der unterschiedlichen Genehmigungsverfahren, die auf kantonaler und Bundesebene angesiedelt sind, ist essentiell für eine effiziente Umsetzung.

Risiken: Die Hauptrisiken befinden sich im Bereich Planung, Finanzierung, Kosten, CO₂-Preis, Volksabstimmung und Logistik. Im Rahmen der Studie wurden Massnahmen zur Vermeidung und Minderung der Risiken definiert. Sofern die Massnahmen konsequent verfolgt werden und das Risikomanagement in den nachfolgenden Projektphasen umgesetzt wird, sind aus heutiger Perspektive keine K.O. Risiken zu erwarten.

Chancen: In der Studie wurden gemeinsam mit den Beteiligten Chancen für das Projekt identifiziert, die für innovative Lösungen und Verbesserungen stehen und zur Steigerung von Effizienz und Effektivität des Projekts beitragen können. Diese beinhalten u.a. die Realisierung negativer CO₂-Emissionen und die Nutzung von Abwärme zur regionalen Fernwärmeversorgung. Zudem kann Basel sich als nationaler CO₂-Hub positionieren und Synergien mit anderen CO₂-Quellen nutzen. Die Anbindung an eine Pipeline verspricht zukünftige Integration in (inter-)nationale Netze.

Schlussfolgerung: Die Machbarkeitsstudie gibt einen umfassenden Überblick und zeigt sowohl das Potenzial als auch die Herausforderungen des CO₂-Abscheideprojekts auf. Insbesondere die Abscheidetechnologien Aminwäsche und das HPC-Verfahren wurden verglichen, wobei das Aminverfahren in ökologischer und wirtschaftlicher Hinsicht besser abschneidet, jedoch die endgültige Entscheidung noch von verschiedenen Synergien und Richtlinien abhängt. Eine CC-Anlage am gewählten Standort Hagenau ist technisch machbar und es wurde ein konzeptionelles Layout entwickelt. Die günstigste Variante für den Transport des abgeschiedenen CO₂ ist die Pipeline mit anschließendem Verlad auf Spezialtankschiffe, wobei die Gesamtkosten für die erste Meile auf 149 Millionen CHF (-30 % bis + 50 %) geschätzt werden und zu Gestehungskosten von 161 CHF pro Tonne CO₂ für die erste Meile führen. Das Management des Projekts ist wohl strukturiert mit einem Grobterminplan und einer Risikoanalyse, welche für die Planung und Umsetzung von zentraler Bedeutung sind.

Rechtliche und regulatorische Aspekte, insbesondere die umweltrechtlichen Auflagen und Industriestandards für CO₂-Pipelines, wurden initial bewertet und müssen in nachfolgenden Projektphasen weiter konkretisiert werden. Die Trägerschaft des Projekts muss mit hoher Priorität behandelt und ein passendes Betreibermodell entwickelt werden, um das Projekt erfolgreich zu realisieren.

Handlungsempfehlung: Es besteht dringender Handlungsbedarf, um Synergien mit anderen CO₂-Quellen auszuschöpfen und alle Beteiligten auf einen abgestimmten Zeitplan auszurichten. Ein klares Betreibermodell ist zu entwickeln, wobei frühzeitige Workshops mit allen wichtigen Akteuren für eine definierte Rollenverteilung sorgen sollen.

Äusserst wichtig ist die Standortsicherung, sowohl in Hagenau als auch im Auhafen. Die Logistikplanung verlangt eine Vertiefung der Machbarkeit und mögliche Backup-Lösungen. Besonders für die Pipeline zum Auhafen sollen Einsparpotenziale ermittelt und ausgeschöpft werden.

Es ist entscheidend, in der nächsten Projektphase beide vorgeschlagenen Abscheidetechnologien weiterzuverfolgen, bis eine fundierte Entscheidung getroffen werden kann.

Eine vertiefte Kooperation mit IWB zur Optimierung des Energiemanagements und der Integration in bestehende Anlagen ist erforderlich und eine wirtschaftlich/ökologisch sinnvolle Grösse der CC-Anlage soll festgelegt werden.

Ein ständiger Dialog mit Behörden ist nötig, um Umweltauflagen klar zu definieren und zu erfüllen. Um Transportkosten zu senken, müssen Synergien, wie mit GETEC für den Ammoniaktransport bei der Bergfahrt, eruiert werden.

1. Einführung

1.1 Hintergrund

Projekträger: Die Cargo sous terrain AG (CST) ist Entwicklerin und Wegbereiterin eines innovativen Logistiksystems in der Schweiz. Das Hauptaugenmerk liegt auf der intelligenten Bereitstellung von leistungsfähigen Transportkapazitäten durch autonome Shuttles. Zur Erweiterung des Geschäftsmodells für nachhaltige Entwicklung sollen anhand von in die bautechnische Infrastruktur integrierten Energie- und Stoffpipelines Synergien gehoben werden. Ein möglicher Eckpfeiler der Strategie von «der Quelle bis zur Senke» kann der Transport von abgeschiedenen CO₂ bilden.

BECCS: In der Strategie der Schweiz zur Reduktion der CO₂-Emissionen und Erreichen der Klimaneutralität kommt den Energieerzeugungsanlagen wie Holzheizkraftwerken (HKW) eine wichtige Rolle zu. Aufgrund der biogenen Herkunft des Brennstoffs entstehen durch die nachgeschalteten Technologien der CO₂-Abscheidung bzw. Carbon Capture (CC) und geologischen Speicherung (CCS) negative CO₂-Emissionen. Mit CCS aus Bioenergie (BECCS) wird also der Atmosphäre CO₂ entzogen. Dadurch können schwer vermeidbare, fossile Emissionen aus anderen Sektoren bilanziell ausgeglichen werden.

Holzheizkraftwerke 1 und 2: In den HKW I und II wurden 2022 ca. 104'000 t Holz verbrannt und dadurch 138'000 t_{CO2} emittiert.

Projekt: Die CST will in einem Pilotprojekt die Machbarkeit einer vollständigen CCS-Prozesskette von der CO₂-Abscheidung aus dem Abgas des HKW I und II bis zur dauerhaften Speicherung unter der Nordsee nachweisen. In Ermangelung einer europäischen Pipelinelösung soll unter anderem der Transport über die Verladung auf Schiffe auf dem Rhein betrachtet werden.

1.2 Zielsetzung

Ziel ist es die technischen, wirtschaftlichen und rechtlichen Rahmenbedingungen für den Aufbau einer CCS-Prozesskette ab dem HKW I und II unter Berücksichtigung verschiedener Szenarien und Varianten aufzuzeigen. Die Ergebnisse werden fundiert und nachvollziehbar dargestellt, so dass der Wissenstransfer zu allen beteiligten Akteuren gewährleistet ist.

Zudem soll die Studie als solide Entscheidungsgrundlage für die Fortführung des Projekts dienen und eine Basis für nachfolgende Projektphasen schaffen.

1.3 Inhalt der Studie

Die Studie deckt ein breites Spektrum an Themen ab, die für den Aufbau einer CCS-Prozesskette relevant sind. Zunächst werden die **Projektgrundlagen** erläutert. Hierzu gehören die Darstellung des Standorts, des Fernwärme- und Dampfnetzes sowie der CO₂-Mengen und -Eigenschaften, ergänzt durch Erkenntnisse aus nationalen und internationalen Projekterfahrungen.

Die Studie gibt dann eine ausführliche **Technologieübersicht** über die CC-Prozesskette, welche die Abgaskonditionierung und CO₂-Abscheidung (einschliesslich chemischer Absorption und anderer Verfahren) beinhaltet. Darüber hinaus werden die CO₂-Aufbereitung, Verflüssigung und Logistik beleuchtet.

Die Sektion zur **Abscheidung und Aufbereitung** konzentriert sich auf das HKW I und II. Es werden Themen wie Layout, Modellierung, Anlagenintegration, ökologische Betrachtungen, Umweltschutz, Kosten und Technologiebewertung in einer Nutzwertanalyse behandelt und Empfehlungen gemacht. Zudem wird auch auf die Saisonalität und die Betriebsverhältnisse während unterschiedlicher Jahreszeiten eingegangen.

Die **Logistik** stellt einen ersten Schwerpunkt in dieser Studie dar. Dieser beinhaltet die Standortfassung, verschiedene Logistikszenerien (ISOtainer, Kesselwagen, Spezialbinnenschiff, Binnenschiff mit ISOtainer) und Standortanalysen. In diesem Zusammenhang werden zudem spezifische Szenarien für den Wasserstofftransport diskutiert.

Auf Grundlage der verfahrenstechnischen Auslegung werden der **Platzbedarf und das Layout** für die verschiedenen Standorte am Standort Hagenau und mögliche Parzellen für die Verladung zum Weitertransport in Richtung Endlagerung des CO₂ entwickelt.

Ein weiterer Schwerpunkt liegt auf **Umweltschutz und Sicherheit**. Ausgehend von einer Umweltrelevanzmatrix werden die Themen Luftreinhaltung sowie Gefährdungsanalysen für verschiedene Standorte und Massnahmen eingehend diskutiert.

Die Kostenbetrachtung umfasst die **CO₂-Gestehungskosten** für Abscheidung, Microtunnel, Pipeline und Verflüssigung sowie Logistik- und Verladetätigkeiten. Die Kosten für die Transportkette ab der Verladung des CO₂ in der Schweiz wurden in einer separaten und zeitgleich ablaufenden Studie der Airfix Carbon AG (Airfix) ermittelt und in die vorliegende Studie integriert, um die Gestehungskosten der gesamten CCS-Prozesskette darstellen zu können.

Der abschliessende Schwerpunkt **Projektmanagement** behandelt eine mögliche Projektstruktur, den Umfang der CO₂-Abscheidung, eine Übersicht zu Lieferanten und Märkten, eine Schnittstellenliste sowie einen Terminplan. Zudem werden die Trägerschaft des Pilotprojekts, zwei mögliche Betreibermodelle und die rechtlichen sowie regulatorischen Rahmenbedingungen dargelegt. Es wird eine umfassende Risikoanalyse präsentiert, die sowohl das methodische Vorgehen als auch die Ergebnisse der Analyse umfasst und die sich bietenden Chancen aufzeigt.

Auf Basis dieser umfassenden Analysen werden **Schlussfolgerungen** formuliert und konkrete **Handlungsempfehlungen** abgeleitet.

2. Projektgrundlagen

2.1 Standort

Der Standort Hagenau liegt am Rande von Basel mit einer direkten Anbindung an das Schienen- und Autobahnnetz sowie in unmittelbarer Nähe zum Rhein. Die Kehrichtverwertungsanlage (KVA) sowie das HKW I und II befinden sich in direkter Nähe und die Anlieferung von Kehricht, Holz und Betriebsmittel kann per LKW oder Bahn erfolgen. Um jedoch einen Zugang zur Wasserstrasse zu erhalten, ist es notwendig den städtischen Bereich zu durchqueren.

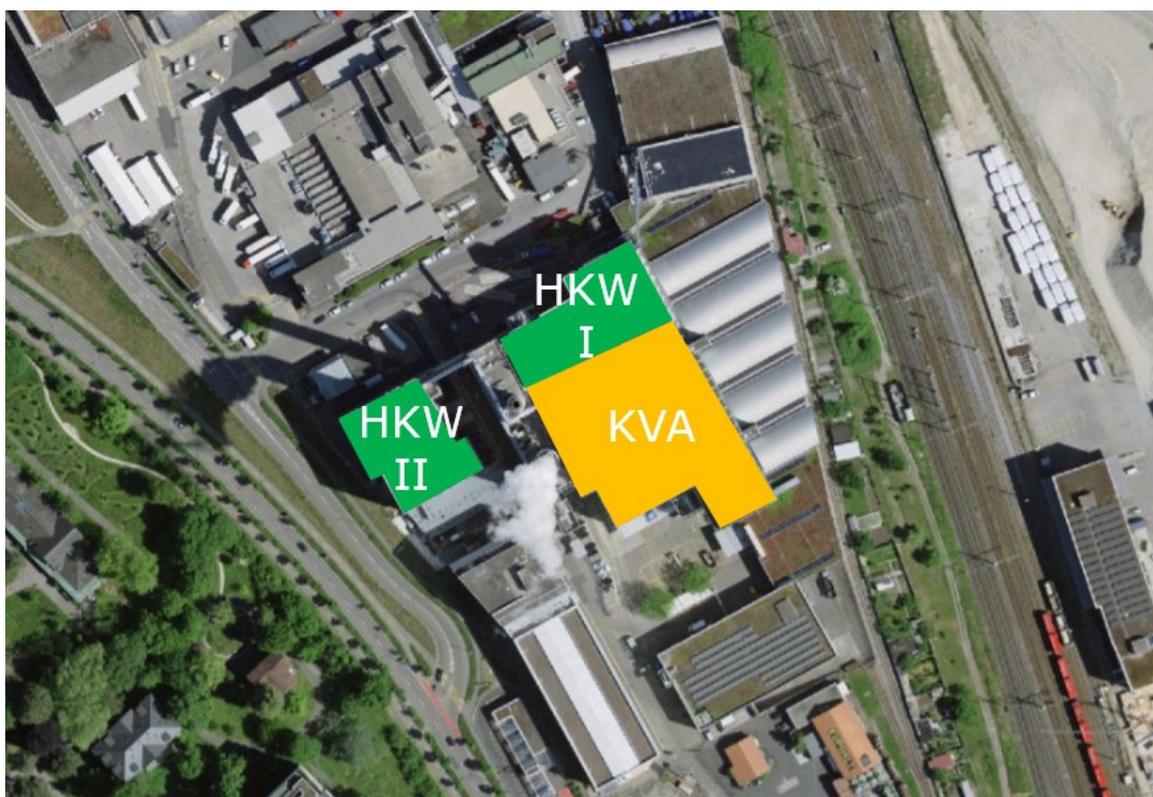


Abbildung 2-1 Standort Hagenau.

2.2 Fernwärme- und Dampfnetz

Fernwärmenetz: Ein wesentlicher Anteil des thermischen Bedarfs der Stadt Basel wird vom Standort Hagenau mit Dampf und Fernwärme versorgt. Neben der KVA produzieren das HKW I und II Strom, Dampf und Fernwärme durch die Verbrennung von Holz. Abbildung 2-2 zeigt das Fernwärmenetz in Grün und das Dampfnetz in Rot. Die IWB verfolgt das Ziel, die Netztemperatur der Fernwärme zu reduzieren, um erneuerbare Energiequellen besser einbinden zu können. Unter der Berücksichtigung einer Temperaturabsenkung ist das Fernwärmenetz an seiner Kapazitätsgrenze für die Wärmeeinspeisung ab dem Standort Hagenau.

Dampfnetz: Eine Möglichkeit, den Fernwärmekapazitätsengpass zu umgehen, besteht darin, Dampf über das Dampfnetz zum Fernkraftwerk (FKW) Volta zu leiten, an dem der Dampf über Heizkondensatoren in Warmwasser umgewandelt und in das Fernwärmenetz eingespeist werden kann. Theoretisch können bis zu 50 MW thermische Leistung über das Dampfnetz vom Standort Hagenau an den Standort Volta geleitet werden. Gegenwärtig reicht die Kapazität der Heizkondensatoren im FKW Volta nicht aus um 50 MW in das Fernwärmenetz einzuspeisen. Neben den Heizkondensatoren verfügt das FKW Volta über Anlagen, die eine zusätzliche fossile thermische Leistung von 151 MW bereitstellen.

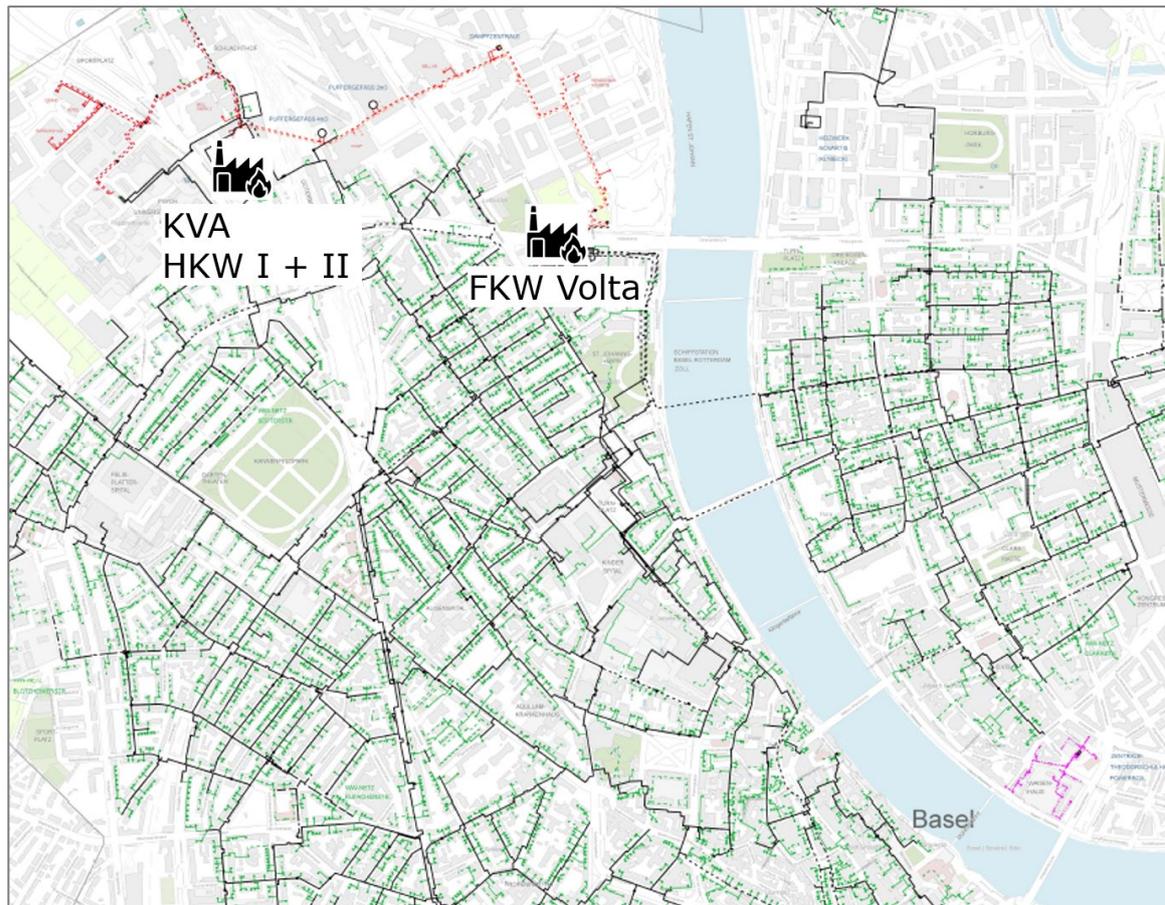


Abbildung 2-2 Fernwärme und Dampfnetz Basel.

2.3 CO₂-Mengen

Die Heizkraftwerke HKW I und II verbrennen ausschliesslich Holz und produzieren Wärme und elektrischen Strom. Die bei diesem Prozess anfallende CO₂-Emissionen sind als klimaneutral anzusehen, da sie aus Biomasse resultieren, welche im Photosyntheseprozess CO₂ aus der Atmosphäre entnommen hat. Wird das freigesetzte CO₂ eingefangen und dauerhaft gespeichert, können negative Emissionen erreicht werden (siehe auch Kapitel 3).

Maximaler CO₂ Ausstoss: Der CO₂-Ausstoss der Heizkraftwerke variiert in Abhängigkeit von der Art des verwendeten Brennstoffs. Beim Einsatz von Frischholz entsteht pro Einheit der thermischen Energie etwa 10 % mehr CO₂ im Vergleich zur Verbrennung von Altholz. Für die Studie wurde die CO₂-Abscheidungsanlage auf die maximal ausgestossene CO₂-Menge ausgelegt. Dieser maximale Wert wurde auf Basis der Abgasvolumenströme ermittelt, welche seitens des Betreibers IWB für die Jahre 2019 bis 2023 bereitgestellt wurden. Für das trockene Abgas wurden CO₂ Konzentrationen je

nach Brennstoff von 14 – 15 % angenommen. Zusätzlich wurde die Verbrennung von 100 % Frischholz im kritischen Betriebspunkt angenommen, da hier der höchste CO₂-Ausstoss resultiert. Der Betriebspunkt mit maximalem CO₂ Ausstoss lag beispielsweise in der Corona-Krise vor, während der die Menge an verfügbarem Altholz wegen der Reduktion von Bauaktivitäten signifikant sank. In dieser Zeit war man gezwungen, die Kraftwerke mit einem höheren Anteil von Frischholz zu betreiben. Die Analyse ergab, dass bei maximaler Last – 35 MW im HKW I und 28 MW im HKW II – die beiden Kraftwerke zusammen bis zu 25 Tonnen CO₂ pro Stunde emittieren. Diese Ergebnisse basieren auf den in Tabelle 2-1 aufgeführten spezifischen Emissionswerten der Holzverbrennung.

Tabelle 2-1 Kennwerte Holzverbrennung.

Holztyp	Frischholz	Altholz
Heizwert [MJ/kg]	9.00	15.12
CO ₂ -Konvertierungsfaktor [kg _{CO2} /kg _{Holz}]	0.99	1.33

Jährliche Emissionen: Die Maximallast der Kraftwerke spielt eine zentrale Rolle bei der Dimensionierung der verschiedenen technischen Komponenten. Für die wirtschaftliche Betrachtung des Projektes sind die jährlichen Emissionen der Holzheizkraftwerke relevant. Im Rahmen der Studie wurden die Prognosen der CO₂-Emissionen der beiden Holzheizkraftwerke in Hagenau bis ins Jahr 2041 festgelegt, basierend auf den Vorhersagen zum Holzabsatz durch IWB. Diese Prognosen, visualisiert in Abbildung 2-3, illustrieren den erwarteten CO₂-Ausstoss der Kraftwerke sowohl unter Einbeziehung als auch unter Ausschluss der Verluste, die während des CO₂-Abscheidungsprozesses entstehen können. Es wird von einer Effizienz von 90 % bei der Abscheidung des im Abgas vorhandenen

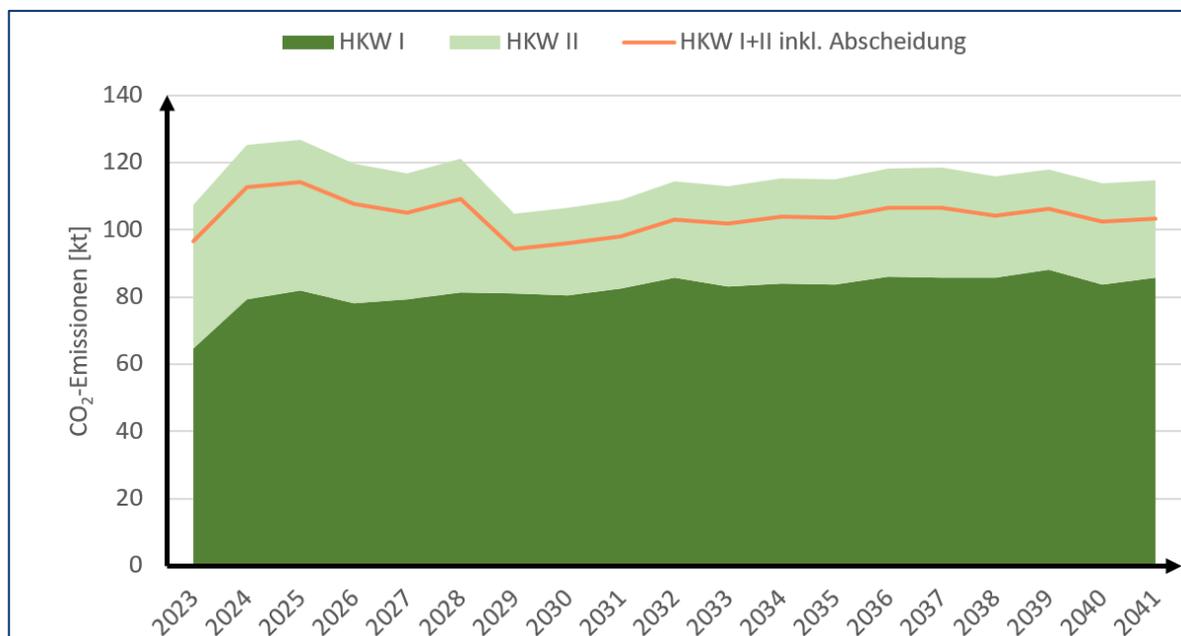


Abbildung 2-3 CO₂-Ausstossprognosen der beiden Holzheizwerke (ohne und mit Abscheidungsverluste) CO₂-Ausstossprognosen der beiden Holzheizwerke (ohne und mit Abscheidungsverluste).

CO₂ ausgegangen. Vom Jahr 2041 an wird mit einer jährlichen Reduzierung des Holzbedarfs um 1 % gerechnet. Die Studie basiert auf einer geschätzten durchschnittlich abscheidbaren CO₂-Menge von 100'000 Tonnen jährlich, unter Einbezug aller anfallenden Verluste in der Prozesskette. Diese Menge ist nur als Näherungswert zu verstehen, da Faktoren wie die Aussentemperatur in Basel, die

in Folge den Heizbedarf beeinflusst, die Beschaffenheit des verwendeten Holzes und andere variable Einflüsse die jährlichen Emissionswerte beeinträchtigen können.

Zur Maximierung der Effizienz einer vollständigen Prozesskette zur CO₂-Abscheidung sind umliegende Punktquellen systematisch zu identifizieren, zu bewerten und in das Projekt zu integrieren. Für kleine Pilotprojekte ist eine solche Analyse möglicherweise nicht notwendig. Bei einer isolierten Betrachtung der eigenen Anlage bleiben jedoch viele Synergien ungenutzt. Nach dem «Hub-Prinzip» können insbesondere im Bereich der Logistik erhebliche Kosteneinsparungen erzielt werden, wenn CO₂-Transporte mehrerer Emittenten gebündelt werden. Weitere Details hierzu finden sich in Kapitel 5. Abbildung 2-4 zeigt die relevanten Punktquellen in der Region. Insbesondere die KVA ist als Synergietreiber hervorzuheben, da sie sowohl die grösste Menge an CO₂ emittiert als auch einen hohen biogenen Anteil von ca. 50 % aufweist. Dieser biogene Anteil ist besonders relevant für die Erzielung zusätzlicher negativer Emissionen, was die Gesamteffizienz und den ökologischen Nutzen der CO₂-Abscheidung deutlich erhöhen könnte.

2.4 CO₂ Punktquellen

Zusätzlich zu den Holzheizkraftwerken existieren weitere CO₂-Emissionsquellen im Raum Basel, die in die Logistikkonzeption einfließen könnten. Abbildung 2-4 präsentiert das Resultat einer Analyse von Emissionspunktquellen durch Airfix. Die aufgeführten Daten repräsentieren die Emissionswerte ohne Berücksichtigung der Verluste bei einer möglichen Abscheidung. Die gezeigten Punktquellen wurden bei der Erstellung der Logistikkonzepte mit beachtet.

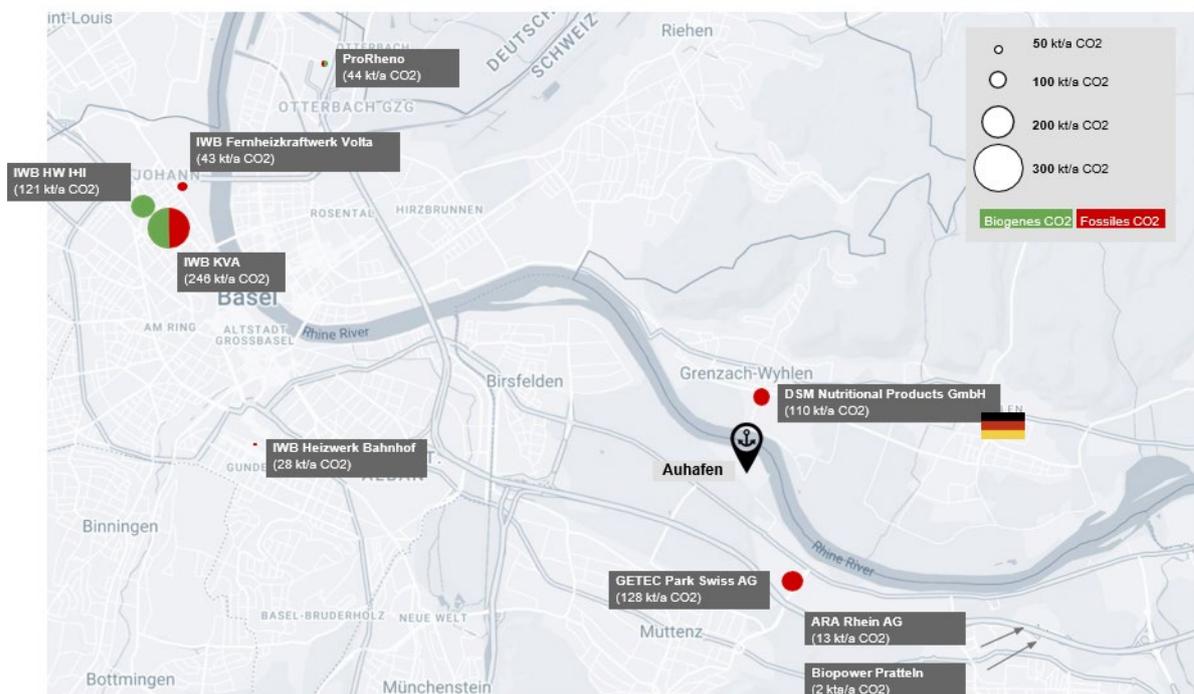


Abbildung 2-4 CO₂-Punktquellen im Grossraum Basel mit Unterscheidung biogen/fossil (Quelle: Airfix).

2.5 CO₂ Eigenschaften

Kohlenstoffdioxid (oder Kohlendioxid) ist bei Normalbedingungen (0° C und 1 bar) ein farb- und geruchsloses Gas. Mit einer Dichte von 1'977 kg/m³ ist CO₂ schwerer als Luft, was im Falle einer spontanen Freisetzung oder eines Lecks hinsichtlich des Gesundheitsschutzes und der Arbeitssicherheit kritisch sein kann (siehe Kapitel 7.3). Um das CO₂ zu verflüssigen, muss das Gas komprimiert werden.

miert und gekühlt werden. Auf dem Phasendiagramm in Abbildung 2-5 sind die verschiedenen Zustände, die für ein CC-Projekt relevant sind, markiert. Die Phaseigenschaften und Nutzungsmöglichkeiten der verschiedenen Zustände werden in Kapitel 3.6 weiter ausgeführt.

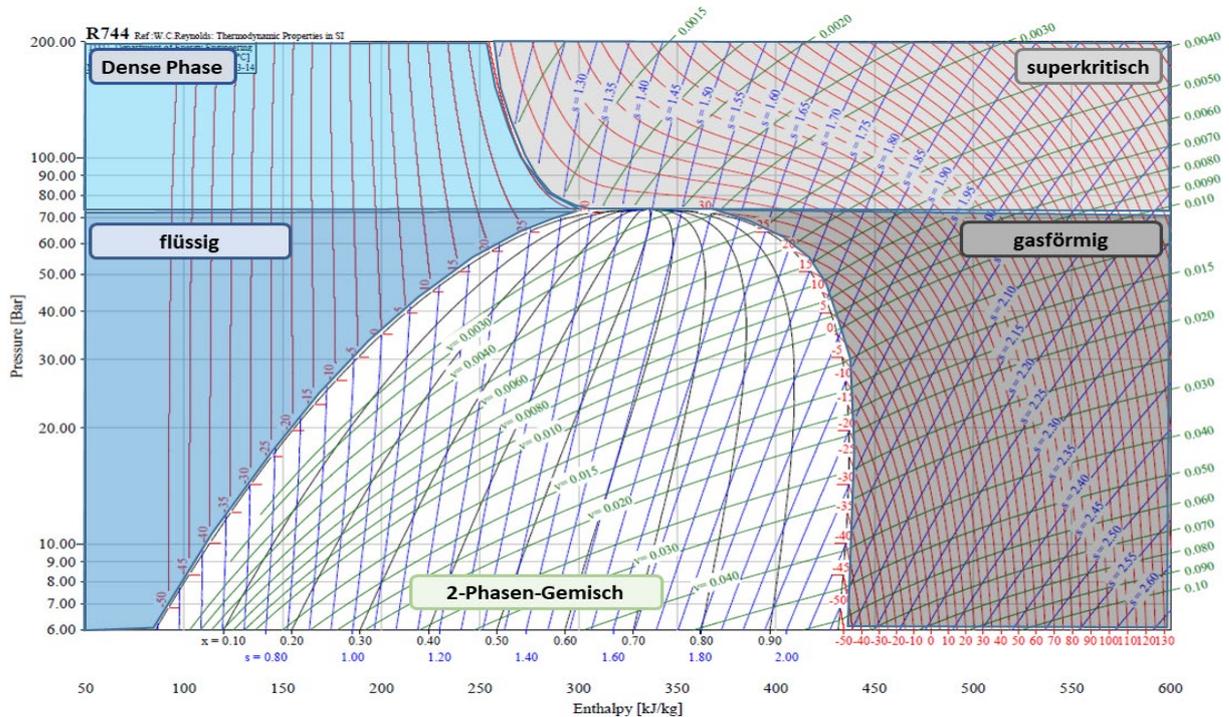


Abbildung 2-5 Phasendiagramm CO₂.

2.6 Prozessübergreifende Lessons Learned

Die in vorangegangenen Projekten gesammelten Erfahrungen zum Thema CO₂-Abscheidung sollen in dieser Studie Berücksichtigung finden. Dabei fließen wertvolle Erkenntnisse aus nationalen Projekten, die in der Schweiz durchgeführt werden, sowie aus internationalen Projekten, die von Ramboll betreut oder durchgeführt werden, mit ein. Das Ziel ist es, einen strukturierten Überblick zu ermöglichen, der in nationale und internationale Erkenntnisse gegliedert ist.

2.6.1 Nationale Erkenntnisse

Ramboll konnte insbesondere durch die Zusammenarbeit mit dem Zweckverband Kehrrechtverwertung Zürcher Oberland (KEZO) und der Entsorgung + Recycling Zürich (ERZ) Erfahrungen sammeln. Dieser Wissensaustausch fand in Interaktion mit Lieferanten, Behörden und weiteren Stakeholdern statt. Zudem sind während der Projektphase weitere Erkenntnisse aus parallel laufenden Projekten eingeflossen, z.B. der KVA Linth. Abbildung 2-6 bietet eine zusammenfassende Darstellung dieser gesammelten Erkenntnisse.

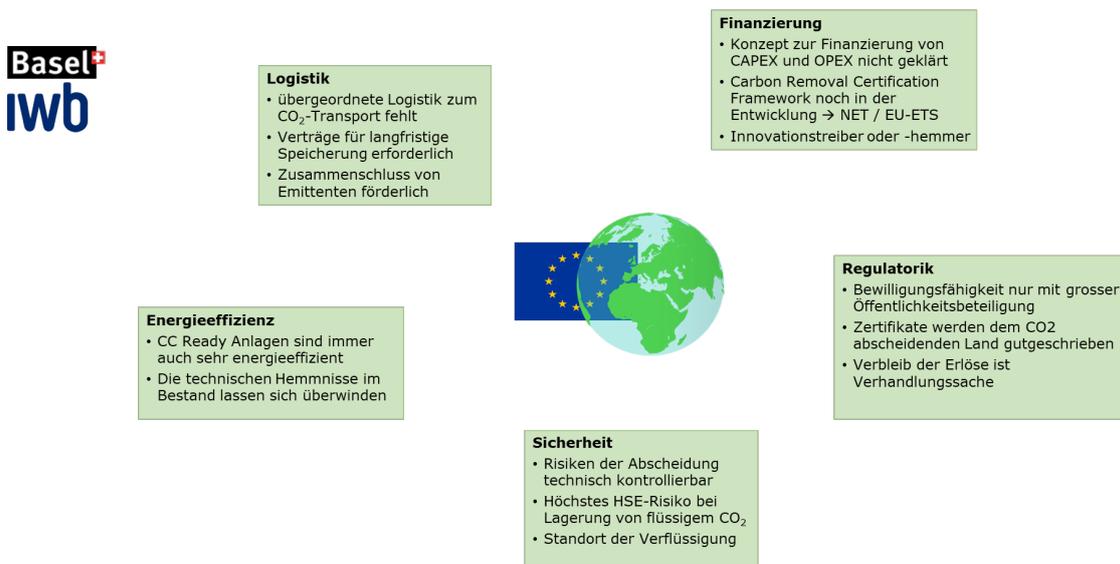


Abbildung 2-6 Zusammenfassung nationale Erkenntnisse.

2.6.2 Internationale Erkenntnisse

Die Ramboll-Gruppe misst der CO₂-Abscheidung an Punktquellen als zukunftsweisende Technologie grosse Bedeutung bei und ist weltweit an zahlreichen Projekten beteiligt. Die dabei gewonnenen Erfahrungen wurden in dieser Analyse zusammengefasst. Besonders hervorzuheben ist das bei Ramboll etablierte Kompetenzteam für CC-Technologien, das einen strukturierten Wissenstransfer sicherstellt.

Der kontinuierliche Wissenstransfer aus nationalen und internationalen Carbon-Capture-Projekten stellt eine wesentliche Grundlage für den Erfolg dieses Projekts dar. Gleichwohl in anderen Industriezweigen bereits seit langem etabliert, ist die CO₂-Abscheidung nach der Verbrennung eine vergleichsweise junge Technologie, bei der vor allem durch Projekte im industriellen Massstab ständig neue Erkenntnisse gewonnen werden. Daher ist es von zentraler Bedeutung, den Erfahrungsschatz fortlaufend zu erweitern und neue Erkenntnisse in das Projekt zu integrieren.



3. Technologieübersicht Carbon Capture

3.1 Prozessübersicht CCS

Bei der Abscheidung von CO₂ ist die bilanzielle Unterscheidung zwischen biogenem und fossilem CO₂ von entscheidender Bedeutung. Wird fossiles CO₂ abgeschieden und gespeichert, spricht man von einer CO₂-Vermeidung, da der Ausstoss in die Atmosphäre reduziert wird. Im Gegensatz dazu führt die Abscheidung und Speicherung von biogenem CO₂ zu negativen CO₂-Emissionen, da das CO₂ dauerhaft aus der Atmosphäre entfernt wird. In einem Holzheizkraftwerk wird ein biogener Brennstoff genutzt, so dass in diesem Fall negative CO₂-Emissionen generiert werden könnten (BECCS).

Die komplette CCS-Prozesskette kann vereinfacht in die in Abbildung 3-1 gezeigten Teilprozesse unterteilt werden. Die wesentlichen Komponenten sind CO₂-Abscheidung, Desorption, Aufbereitung und Verflüssigung. In den folgenden Unterkapitel werden diese Teilprozesse genauer betrachtet. Dieser Bericht befasst sich bis einschliesslich der Verladung des CO₂. Der Grossteil der Logistik und die Endlagerung wurden von der separat in Auftrag gegebenen Airfix-Studie behandelt. Die notwendigen Schnittstellen zwischen Verlad und Transport (z.B. CO₂-Mengen, Verladeort, Art des Transports, etc.) sind dabei mit Airfix abgestimmt, um ein kongruentes Gesamtbild der Prozesskette aufzeigen zu können.



Abbildung 3-1 CCS-Prozesskette mit Zuständigkeitsbereichen.

Aufgrund der begrenzten Flächenverfügbarkeit am Standort von HKW I und II in Hagenau muss die Aufstellung einiger Anlagenkomponenten räumlich getrennt geplant werden. Wie in Abbildung 3-2 gezeigt ist eine gewisse Modularität bei den einzelnen Verfahrensabschnitten der CC-Prozesskette möglich. Diese Modularität ermöglicht die dezentrale Aufstellung, geht jedoch mit der Einschränkung einher, dass die Komplexität der Schnittstellen und der Bedarf an Infrastruktur, z.B. Rohrleitungen, steigt. Je aufwendiger und individueller die Planung für die Aufstellung der CC-Anlage ist, desto mehr führt dies zu einer deutlichen Erhöhung der Kosten.

Die für dieses Projekt vorgeschlagene Aufteilung der Verfahrensabschnitte hängt von dem gewählten Logistik-Szenario (Kapitel 5.1) ab; die möglichen Schnittstellen für eine Trennung sind in Abbildung 3-2 gekennzeichnet.

Die Abgaskonditionierung, Abscheidung und Aufbereitung bilden einen Abschnitt und werden am gleichen Standort sein; dieser sollte zudem möglichst nah an beiden HKW sein, da die Abgasleitung aus technischer Sicht möglichst kurz zu halten ist. Die Verflüssigung kann je nach Szenario auch noch an diesem Standort integriert werden, allerdings muss für den CO₂-Verlad ein neuer Standort genutzt werden, da in Hagenau der Platz sehr begrenzt ist. Für mehr Informationen zu den betrachteten Standorten, siehe Kapitel 5.1.

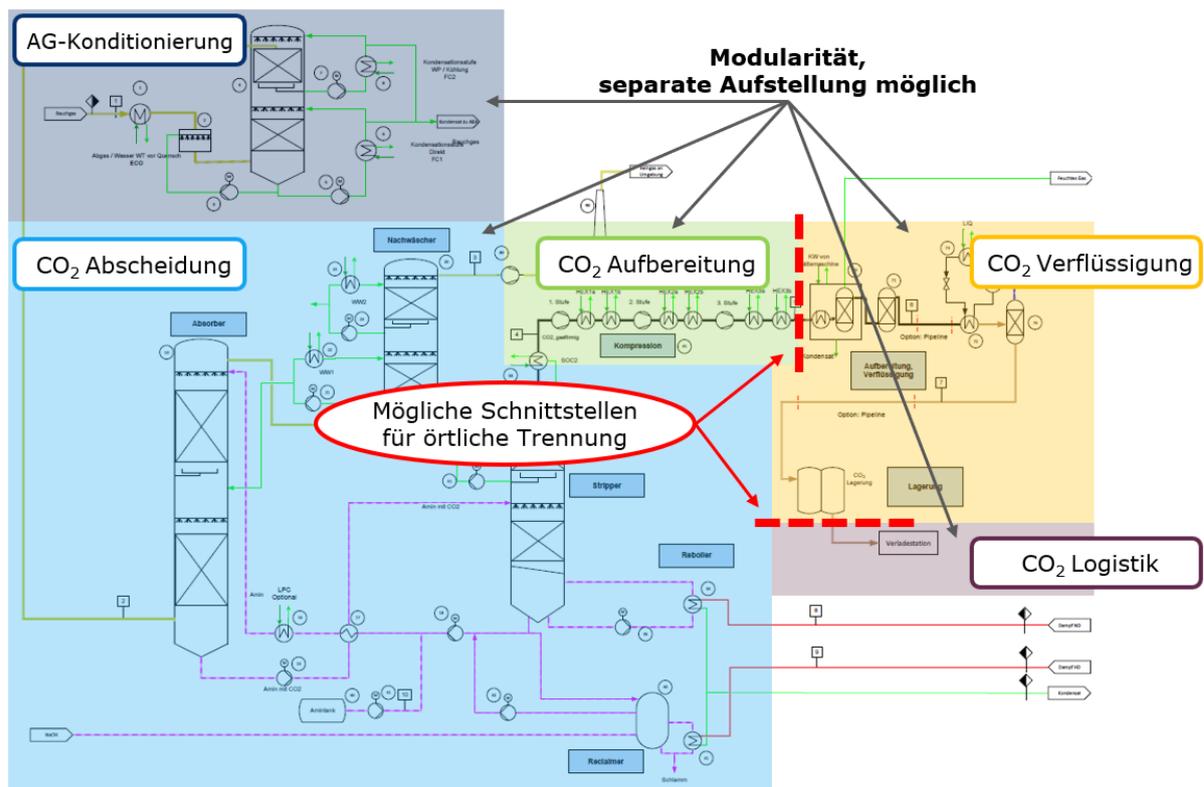


Abbildung 3-2 Vereinfachtes Verfahrensfließbild einer CC-Anlage.

3.2 Abgaskonditionierung

Hinsichtlich der Abgaszusammensetzung und -parameter ist zu beachten, dass für alle CO₂-Abscheidungstechnologien ein möglichst sauberes, trockenes und kaltes Abgas eine effiziente Abscheidung ermöglicht. Bei der Abgasreinigung müssen korrosive und oxidierende Verbindungen so weit wie möglich reduziert werden. Weiterhin sind aufgrund der sehr hohen Anforderungen der Endlager an die Reinheit des CO₂ sehr niedrige Grenzwerte für Schwermetalle im Abgas einzuhalten. Beim Einsatz aminhaltiger Waschlösungen ist zudem auf niedrige NO_x-Werte zu achten.

Zur Abkühlung des Abgases kommt eine Abgaskondensation mit Kühlwasser zum Einsatz, welche in den Holzheizkraftwerken in Basel bereits installiert ist. Zusätzlich kann die Abgaskondensation oder eine Vorwaschkolonne vor dem Absorber HCl, SO_x und Partikel weiter reduzieren. Dadurch wird die Zersetzung von Lösungsmitteln vermindert, die Abgastemperatur gesenkt und die Wassersättigung verringert. Dies kann den Wirkungsgrad des Absorbers erhöhen. Der Kondensationswäscher ist nicht Teil der CO₂-Abscheidung, sondern wird vor dem Absorber installiert, um das einströmende Abgas zu kühlen und zu konditionieren. Häufig wird eine Zieltemperatur von 40 °C für das einströmende Abgas festgelegt, eine Temperatur, die von den meisten Kühlquellen auch im Sommer erreicht werden kann und einerseits eine höhere Beladung des Amins mit CO₂ ermöglicht und andererseits die Effizienz eines Kompressors bei der Wäsche mit Kaliumcarbonat steigert.

3.3 Verfahrensprinzipien

Für die Integration einer CO₂-Abscheidung kommen die in Abbildung 3-3 dargestellten Technologien in Frage. Diese lassen sich in Pre-Combustion, Post-Combustion, Oxyfuel und Chemical Looping unterteilen. Sie unterscheiden sich deutlich in der technischen Ausführung, der Platzierung in der Prozesskette, der energetischen Verwertung des Brennstoffs und im CO₂-Gehalt des entstehenden und zu behandelnden Gases.

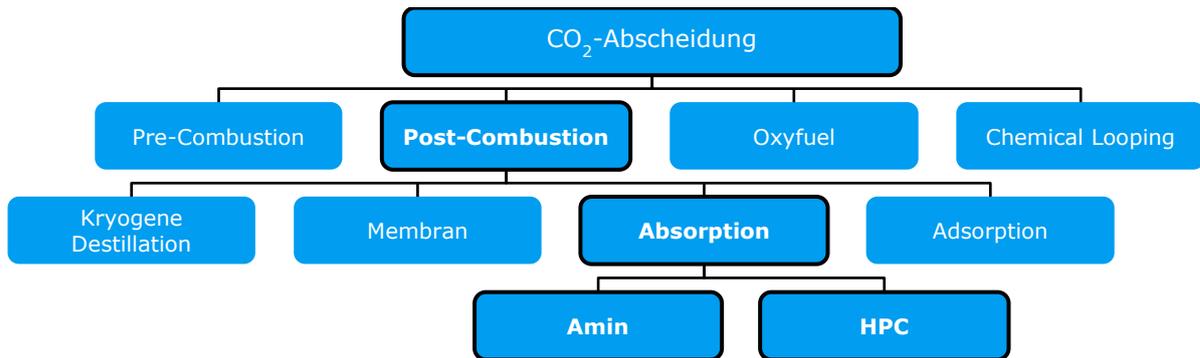


Abbildung 3-3: Verfahrensübersicht CO₂-Abscheidung.

Da die in dieser Studie betrachteten Holzkraftwerke der IWB in Basel Bestandsanlagen sind, muss die CC-Anlage nachrüstbar sein. Dies ist nur bei Post-Combustion-Anlagen möglich, da diese direkt an den Abgasstrom angeschlossen werden können. Allerdings sind umfangreiche Eingriffe in die bestehende Anlagentechnik erforderlich, z.B. in den Wasser-Dampf-Kreislauf, die Abgasführung und die Anlagenregelung.

Einen Technology Readiness Level (TLR) von über 8 weisen nur die Verfahren Aminwäsche und heisses Kaliumcarbonat (Hot Potassium Carbonate, HPC) auf (siehe Abbildung 3-4). Beide Verfahren gehören zur Gruppe der chemischen Absorption, die eine Untergruppe der Post-Combustion-Abscheidung ist. Ein TLR von 8 wird als Mindestreife empfohlen, um für eine Machbarkeitsstudie in Betracht gezogen zu werden. Unter Berücksichtigung dieser Argumente werden für diese Studie nur die Post-Combustion-Verfahren Aminwäsche und HPC weiter untersucht.

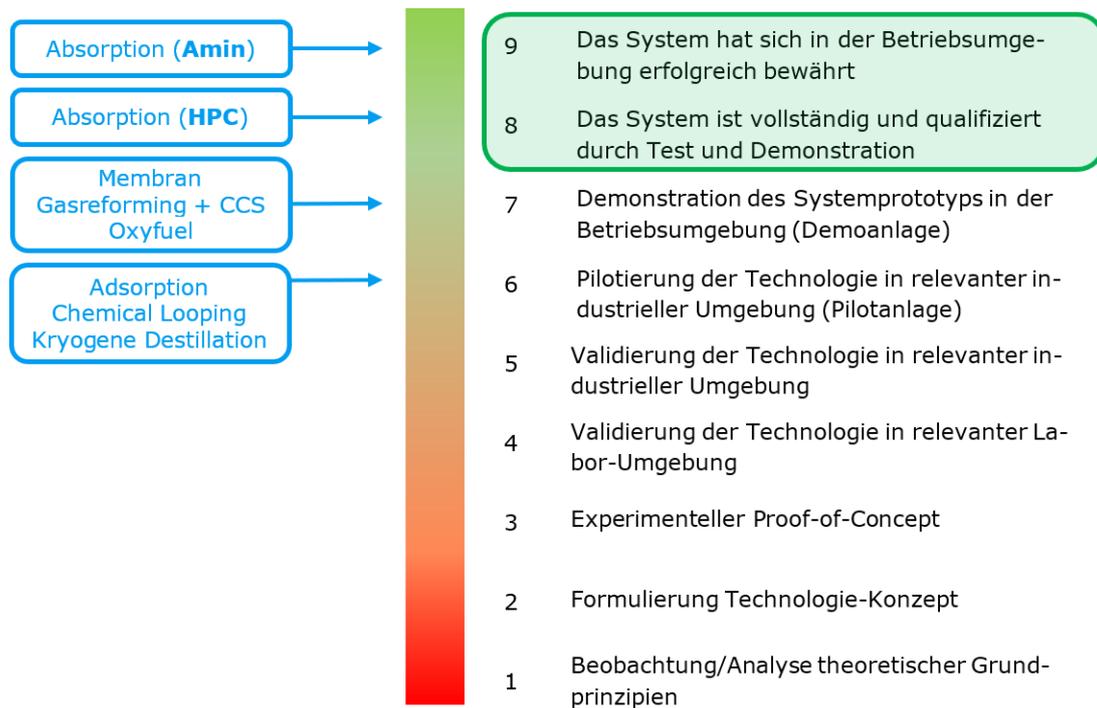


Abbildung 3-4 Technological Readiness Level der beschriebenen CO₂-Abscheide-Technologien.

3.4 Post Combustion Capture - Chemische Absorption

Bei Post-Combustion Verfahren wird das CO₂ *nach* dem Verbrennungsprozess abgeschieden. Die schematischen Prozessschritte sind in Abbildung 3-5 dargestellt. Die am weitesten entwickelte Technologie ist die chemische Absorption, bei der ein flüssiges Lösungsmittel zur Abscheidung von CO₂ verwendet wird. Das Lösungsmittel wird im Gegenstrom mit dem CO₂-haltigen Abgasstrom in Kontakt gebracht und absorptiv beladen. Bei der Regeneration bzw. Desorption wird das CO₂ unter hohem Energieaufwand aus dem Lösungsmittel ausgetrieben. Je nach Verfahren wird dazu die Temperatur des Lösungsmittels erhöht und/oder der Druck gesenkt. Anschliessend erfolgt eine aufwändige Reinigung des CO₂ von Wasser, Sauerstoff und anderen Verunreinigungen, bevor es in den für Transport und Speicherung erforderlichen Aggregatzustand überführt wird.

Absorptionsverfahren haben sich in der Petrochemie und in der Lebensmitteltechnologie bewährt, sind aber noch neuer im Zusammenhang mit der Abscheidung von CO₂ aus Abgasen von Verbrennungsanlagen. Es gibt eine grosse Anzahl von Lösungsmitteln und möglicher Anlagenkonfigurationen. Es wird kontinuierlich an der Optimierung der Lösungsmittel, der Verbesserung der Abscheideleistung und der Verringerung des Energiebedarfs gearbeitet. Dennoch sind heute mit den bestehenden Absorptionsmitteln schon sehr hohe CO₂-Abscheidungsraten von über 90% erreichbar. Abgasströme mit hohen CO₂ Konzentrationen (>10 Vol.-%) sind für eine effiziente Abscheidung förderlich. Bei tieferen CO₂ Konzentrationen steigen der spezifische Energiebedarf und somit die Kosten. Die Abgaszusammensetzung der HKW ist für ein Post-Combustion Verfahren mit chemischer Absorption gut geeignet (siehe Kapitel 2.3).

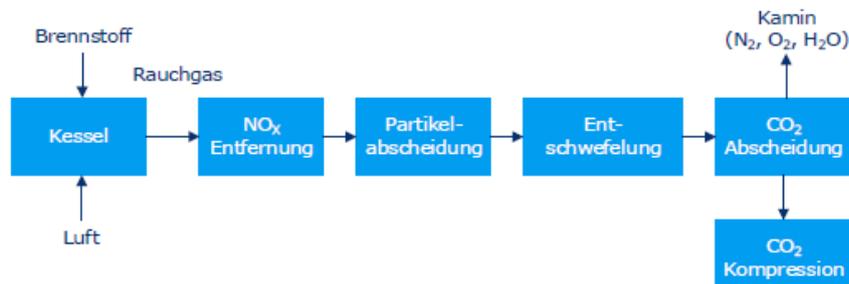


Abbildung 3-5 Post-Combustion Capture.

3.4.1 Aminwäsche

Die Absorption mit Aminen ist das ausgereifte Verfahren für die Abscheidung von CO₂ aus Verbrennungsgasen aus kohlenstoffhaltigen Brennstoffen. Im Bereich Abfallverbrennung ist eine erste 100'000 t/a Anlage in Duiven AVR (NL) in Betrieb, am Boundary Dam Kohlekraftwerk (CA) wurde 2014 eine 1 Mio. t/a Anlage errichtet. Beide Anlagen laufen, zeigen jedoch unterschiedliche Herausforderungen und Bedarf an Nachrüstungen, um die geplante Abscheideleistung zu erreichen. An den Biomassekraftwerken Advedøre und Asnæs (DK) wird zurzeit die CO₂-Abscheidung mit einer Gesamtkapazität von 430'000 t/a gebaut.

Das gereinigte und mittels Abgaskondensation gekühlte Abgas wird in den Absorber (Kolonne zur Aufnahme des CO₂ aus dem Abgasstrom) geleitet und reagiert mit einer kalten, mageren Aminlösung, die das CO₂ aus dem Abgas absorbiert (siehe Abbildung 3-6). Das Abgas wird der Absorberkolonne durch den Boden zugeführt, und der entfrachtete Gasstrom wird anschliessend oben aus dem Absorber herausgeführt, so dass das Abgas in der Kolonne im Gegenstrom mit der Aminlösung geführt wird. Die CO₂-reiche Aminlösung wird im Sumpf der Kolonne ausgetragen und zur Regeneration in den Stripper geleitet. Die Reaktion zwischen dem Abgas und der absorbierenden Aminlösung ist exotherm, d. h., während des Prozesses wird Wärme freigesetzt. Zur Kühlung der Aminlösung im Absorber ist ein Absorber-Inter-Cooler (AIC) vorgesehen. Die Kühlung kann entweder durch den Rücklauf von FW-Wasser (Flüssig/Flüssig-Wärmetauscher) oder durch Kühlwasser erfolgen. Als Amin wurde das generische, fortschrittliche CESAR1 (siehe Kapitel 4.1.3) ausgewählt, das im Vergleich zu Monoethanolamin (MEA) einen geringeren spezifischen Energiebedarf und höhere Stabilität aufweist.

Nach dem Absorber erfolgt eine mehrstufige Wäsche des CO₂-entfrachteten Abgases. Im Absorber entweichen flüchtige Bestandteile und Aerosole aus der Aminlösung, darunter Ammoniak, Aminfragmente, die in der Atmosphäre zu Nitrosaminen (kanzerogen) umgesetzt werden können, sowie Nitrosamine und Aldehyde, die bei nicht optimalem und kontrolliertem Betrieb während des Absorptionsprozesses entstehen können. Um die Emissionen dieser unerwünschten Nebenprodukte wirksam zu reduzieren, wird zunächst eine Waschstufe mit Wasser eingesetzt. In dieser Stufe kondensiert der Wasserdampf und die löslichen Verbindungen reichern sich im Waschwasser und Kondensat an. Das Wasser wird durch das gelöste Amin alkalisiert, so dass die Ammoniakaufnahme gering ist. Das Waschwasser wird für die Waschlösung verwendet und bietet die Möglichkeit, das aminhaltige Lösungsmittel zurückzugewinnen und damit die Effizienz des Gesamtprozesses zu erhöhen.

Die nächste Stufe ist ein saurer Wäscher, der mit Schwefelsäure angesäuert wird. Dieses saure Milieu ermöglicht die Absorption des restlichen Ammoniaks und den Abbau vorhandener Nitrosamine. Diese behandelten Abwasserströme werden kontinuierlich ausgeschleust und zur Entlastung der Umwelt einer weitergehenden Abwasserreinigung zugeführt.

In der letzten Reinigungsstufe kommt ein Tropfenabscheider zum Einsatz, der nach dem Prinzip der Trägheitsabscheidung funktioniert. Typischerweise werden hier Lamellensysteme eingesetzt, um die noch in der Gasphase befindlichen Tröpfchen effektiv abzuscheiden. Die so zurückgewonnene Flüssigphase wird anschliessend in den sauren Wäscher zurückgeführt. Durch diesen zusätzlichen Reinigungsschritt werden die verbliebenen Reste von Nitrosaminen und Aminfragmenten, die als Aerosol den sauren Wäscher durchlaufen haben, zurückgehalten und damit aus dem Abgasstrom entfernt.

Der erforderliche Wärmebedarf im Reboiler (siehe Abbildung 3-6) zum Austreiben des CO₂ aus dem Lösemittel wird als Niederdruckdampf von den HKW bereitgestellt werden. Es gibt eine Vielzahl an Aminen, die als Lösungsmittel herangezogen werden. Sie unterscheiden sich durch den spezifischen Energiebedarf, chemische Stabilität und Kosten. Der spezifische Energiebedarf liegt zwischen 2.2 und 3.8 GJ/t_{CO2} (610-1'060 kWh/t_{CO2}). Daraus resultiert auch eine entsprechend hohe Abwärmeproduktion, die möglichst genutzt werden sollte, sofern die nötige FW-Integration in das lokale Netz machbar ist. Wird die Abwärme nicht genutzt, fehlt die eingesetzte Wärme in der Fernwärmeversorgung.

Die möglichen Emissionen durch die Lösungsmittel und deren möglichen Zersetzungsprodukte müssen hier besonders betrachtet werden und werden in Kapitel 7.2 detailliert behandelt.

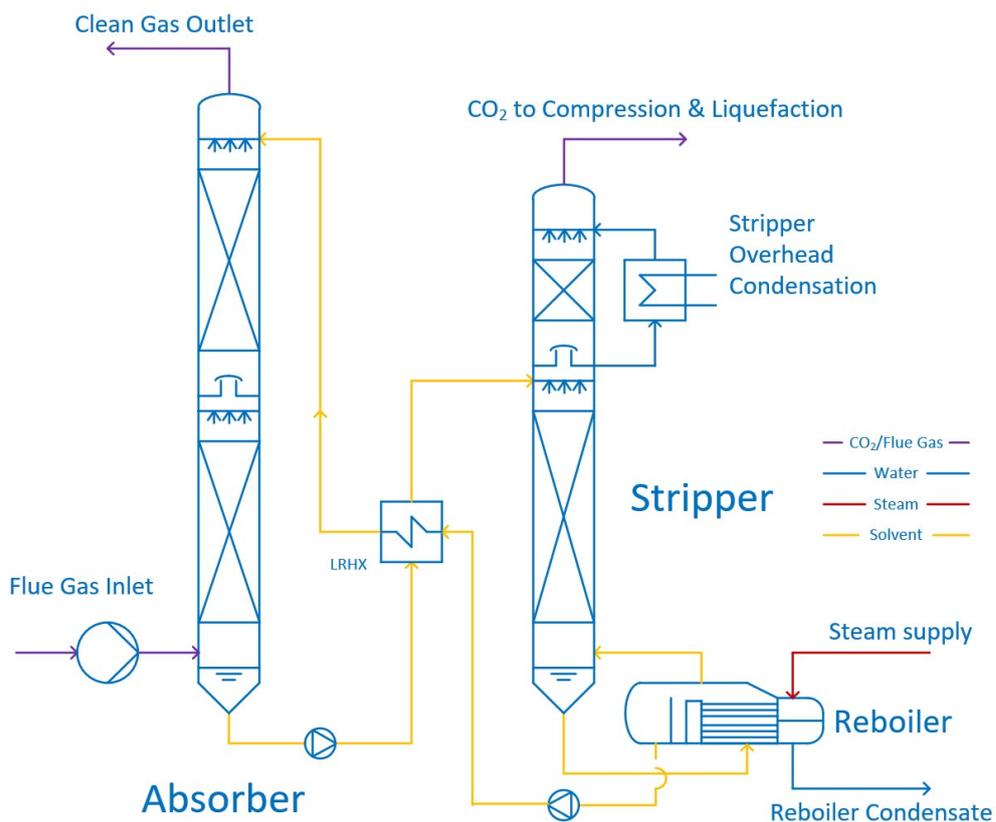


Abbildung 3-6 Vereinfachtes Prozessschema Aminwäsche.

3.4.2 Hot Potassium Carbonate

Das HPC-Verfahren wird bereits erfolgreich in der Petrochemie zur CO₂-Abscheidung eingesetzt, da die Gasgemische dort entweder bereits unter Druck stehen oder eine höhere CO₂-Konzentration

aufweisen. Im Gegensatz dazu ist das Verfahren für Abgase aus Verbrennungsprozessen weniger ausgereift und getestet als beispielsweise das Aminverfahren. Bisher gibt es nur einige Pilotanlagen im Containermassstab, aber noch keine kommerziellen Anlagen im industriellen Massstab. Eine grosse HPC-Anlage zur CO₂-Abscheidung nach einer Biomasseanlage ist in Stockholm geplant, mit einer voraussichtlichen Inbetriebnahme im Jahr 2029.

Das HPC-Verfahren (Hot Potassium Carbonate) basiert auf einer Druckwechselabsorption zur CO₂-Abscheidung aus Abgasen. Im ersten Schritt wird der gesamte Abgasstrom auf mindestens 6 bara verdichtet, um einen für die Absorption ausreichenden CO₂-Partialdruck zu erreichen.

Hinsichtlich der Anlagenintegration bietet das HPC-Verfahren interessante Möglichkeiten, da im Rahmen dieser Studie eine Verfahrenskonfiguration betrachtet wurde, die nur auf Strom angewiesen ist und keinen externen Dampf benötigt. Die Kompressionswärme nach dem Verdichter wird intern für die CO₂-Desorption genutzt, so dass kein zusätzlicher Dampf benötigt wird. Dies reduziert den technischen Aufwand bei der Integration in bestehende Anlagen erheblich, ermöglicht durch die interne Wärmerückgewinnung nach der Verdichtung des Abgasstroms. Allerdings ist dies anbieterspezifisch und andere Lieferanten benötigen die Verdichtung des Abgasstroms und die Nutzung von extern bereitgestelltem Niederdruckdampf als Wärmequelle. Dieser Prozess erfordert jedoch einen erheblichen Stromverbrauch aufgrund der notwendigen Druckerhöhung des gesamten Abgasstroms.

Anschliessend durchströmt das komprimierte Abgas den Absorber, wo das CO₂ von einer wässrigen Kaliumcarbonatlösung absorbiert wird. Nach der Absorption wird das unter Druck stehende Abgas über eine mit dem Kompressor verbundene Expansionsturbine (Expander) wieder entspannt, um einen Teil der zur Kompression eingesetzten Energie zurückzugewinnen. Im Desorber wird das CO₂ bei niedrigerem Druck durch Wärmezufuhr (entweder durch o.g. interne Wärmerückgewinnung oder durch externen Dampf) aus dem Lösungsmittel ausgetrieben.

Die Kaliumcarbonatlösung dient als Absorptionsmittel und ist chemisch stabil gegenüber möglichen Schadstoffen im Abgas. Reaktionen mit Schadstoffen führen zu unkritischen Verbindungen, und Kaliumcarbonat selbst ist ungiftig. Allerdings ist die Reaktion von CO₂ mit dem in Wasser gelösten Kaliumcarbonat kinetisch gehemmt, so dass ein CO₂-Partialdruck von etwa 1 bar erforderlich ist, was zu einem hohen Gesamtdruck im System führt. Um die Absorptionsgeschwindigkeit zu erhöhen und die Korrosivität der Lösung zu verringern, werden häufig Zusätze wie Vanadiumoxide und Borsäure als Katalysatoren oder Korrosionsinhibitoren zugegeben. Diese Stoffe sind jedoch nicht unbedenklich und umweltgefährdend, da eine Freisetzung über Aerosole nicht ausgeschlossen werden kann, auch wenn sie selbst nicht flüchtig sind. Ohne Zusätze müssen wegen der langsameren Reaktionen grössere Kolonnen und korrosionsbeständigere Materialien verwendet werden.

3.5 Zusammenfassung Verfahren

Das in Abbildung 3-6 und Abbildung 3-7 dargestellten vereinfachten Verfahrensfliessbilder zeigen den Verfahrensabschnitt der CO₂-Abscheidung für die Aminwäsche und das HPC-Verfahren. Bei der Wahl auf das HPC-als Abscheidungsverfahren ändert sich der dem einer Chemieanlage ähnelnde Aufbau nicht grundlegend. Es bedarf beim HPC-Verfahren dem o.g. Abgasverdichter und den Wärmetauschern für die interne Dampfbereitstellung, dafür entfällt der Nachwäscher. Nach der CO₂-Desorption aus dem Lösungsmittel ist der Aufbau der Prozesskette identisch. Nicht dargestellt sind diverse verfahrenstechnische Optimierungen, die bei beiden Verfahren eingesetzt werden, wie z. B. die Lean Vapor Compression, Flash-Behälter und Zwischenkühlungen.

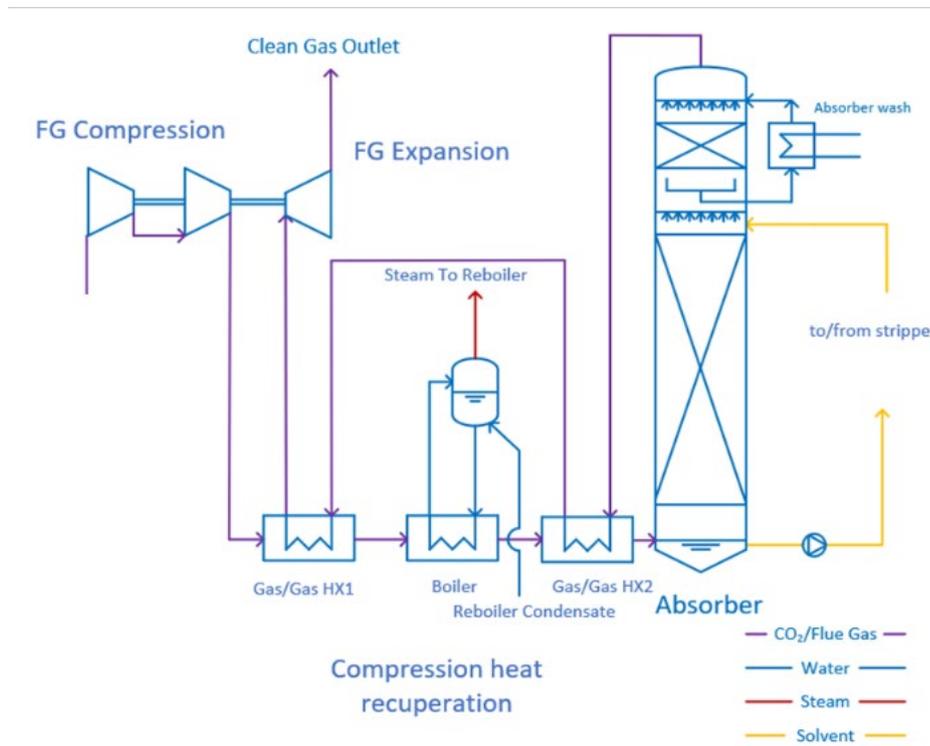


Abbildung 3-7: Vereinfachtes Verfahrensfliessbild HPC.

In der Tabelle 3-1 sind die wichtigsten Kennzahlen der beiden CO₂-Abscheidungsverfahren gegenübergestellt und die Tabelle 3-2 fasst die Vor- und Nachteile von Aminwäsche und HPC zusammen. Die Technologieempfehlung wird in Kapitel 4 nach einer detaillierten Nutzwertanalyse gegeben.

Tabelle 3-1: Kennzahlenvergleich Aminwäsche und HPC.

Beschreibung	Aminverfahren	HPC-Verfahren
TRL	9	8
CO ₂ -Absorption	ca. 40 °C (1 bar)	60-90 °C (6-8 bar)
CO ₂ -Desorption	1-2 bar	1-2 bar
Abscheideeffizienz	>90 %	>90 %
Energieinput	Dampf/Strom	Dampf ^{*)} /Strom
Elektrische Energie	25-50 kWh/t _{CO2}	200-420 kWh/t _{CO2}
Thermische Energie	610-1'060 kWh/t _{CO2}	280-690 kWh/t _{CO2}

*) In der Studie wurde ein rein strombasiertes HPC-Verfahren mit interner Dampfbereitstellung untersucht.

Tabelle 3-2: Vor- und Nachteile von Aminwäsche und HPC.

	Aminverfahren	HPC-Verfahren
Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> • Mehrere Technologielieferanten mit verschiedenen Aminen und Optimierungen • Ausgereifteste Möglichkeit zur CO₂-Abscheidung aus Verbrennungsabgasen im Industriemasstab • Verfahren nahe Umgebungsdruck • Niedrigerer CAPEX 	<ul style="list-style-type: none"> • Lösungsmittel ist herstellerunabhängig • Keine Bildung von gefährlichen Abbauprodukten • Benötigt im Idealfall nur Strom als Input → keine Änderungen am WDK • Zusätzliche Abwärmenutzung für Fernwärme möglich
Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> • Leistungsfähigste Amine sind proprietär • Wässrige Aminlösungen sind stark korrosiv • Umfangreiche Massnahmen gegen Nitrosamine im Prozess implementiert • Hoher thermischer Energiebedarf • Bedarf an ND-Dampf erforderlich, Eingriff in den WDK 	<ul style="list-style-type: none"> • Effizienz stark abhängig von der CO₂-Konzentration im AG • Kompressor ist kritisches Bauteil (Teillast/Redundanz) • Höherer verfahrenstechnischer Aufwand und mehr Equipment • Begrenzte Zahl an Technologienanbietern • OPEX stark abhängig von Strompreis und tendenziell höher

3.6 CO₂-Aufbereitung und Verflüssigung

Das CO₂-Gas aus der CC-Anlage enthält Wasser und Verunreinigungen, die aus dem Gas entfernt werden müssen. Das CO₂ muss für die Lagerung und den Transport komprimiert und verflüssigt werden, um die Produktspezifikationen für die Endlagerung zu erfüllen.

Grundsätzlich gibt es verschiedene Möglichkeiten, den Aggregatzustand und die Reinheit zu erreichen. Die Verfahrensschritte sind jedoch immer: Verdichtung, Trocknung, Vorreinigung, Kühlung, Verflüssigung, Reinigung, Lagerung. Die dem Transport vorgeschaltete Verflüssigung ist unabhängig von der bevorzugten Transportvariante notwendig, um die geforderten Reinheiten für das geologische Endlager zu erreichen. Je nach Transportvariante wird mehr oder weniger vor- und zwischengekühlt, dafür mehr oder weniger verdichtet.

Die Kompression von CO₂ erfolgt in der Regel in mehreren Stufen, um den Druck des Gases von dem Niveau, das am Ende des Strippers und des Systems der CO₂-Abscheidung vorliegt, auf den für die Verflüssigung erforderlichen Druck zu erhöhen. Der endgültige Druck liegt dabei etwas über dem benötigten Druck für die Verflüssigungseinheit, um Druckverluste im System zu kompensieren. Das komprimierte CO₂ ist zunächst wassergesättigt und enthält Verunreinigungen. Das Gas wird kalt gewaschen, wodurch wasserlösliche Verunreinigungen wie Ammoniak entfernt werden. Die Restfeuchte im CO₂ wird in einem anschliessenden Trocknungsprozess entfernt. Typischerweise kommen entweder das Temperatur-Swing-Adsorptionsverfahren (TSA) mit einem Trocknungsmittel oder das Druck-Swing-Adsorptionsverfahren (PSA) mit einem flüssigen Absorptionsmittel zum Einsatz. Die Verwendung eines Trocknungsmittels wird häufig bevorzugt, da es keine zusätzlichen Substanzen in den CO₂-Strom einbringt, die es verunreinigen könnten. Ein Aktivkohlefilter schliesst die Vorreinigung ab.

Das gasförmige CO₂ wird nach der Entwässerung über Wärmeaustausch mit flüssigem CO₂ bis knapp oberhalb der Kondensationstemperatur abgekühlt und im CO₂-Kondensator verflüssigt. Das flüssige CO₂ wird anschliessend in einer Rektifikationskolonne weiter gereinigt und destilliert, wobei nicht kondensierbare Inertgase (O₂, N₂, Ar) im Separator entfernt werden. Das gereinigte, verflüssigte

CO₂ wird schliesslich unterkühlt und in Lagertanks gepumpt. Während der Lagerung und des Verladeprozesses entweicht ein Teil des CO₂ als Gas (Boil-off). Dieses gasförmige CO₂ muss mittels einer Pendelleitung zur Rückverflüssigung erneut in die Kältemaschine geführt werden. Um die Effizienz dieser Rückverflüssigung zu gewährleisten, sollte die Distanz zwischen Verflüssigung, Lagerung und Verladung möglichst gering sein (unter 1 km). Alternativ könnte eine zweite Kältemaschine am Standort der Lagerung und Verladung installiert werden. Bei längeren Distanzen wird CO₂ entweder flüssig in Tanks oder superkritisch in Pipelines transportiert (Vergleich Tabelle 3-3). Der Grund liegt in den viel höheren Dichten im Gegensatz zum gasförmigen Zustand.

Tabelle 3-3: Übersicht typische Parameter CO₂ Zustand für in Abhängigkeit der Transportlösung.

	Grösse	Parameter
LKW	24 t pro ISOtainer	Flüssig 18 bar / -30°C
Zug	ca. 55 t pro Kesselwagen	Flüssig 18 bar / -30°C
Rheinschiff	2'000-2'800 t	Flüssig 8 bar / -50°C
Pipeline	< 100 km > 100 km > 100 km < 1 km	Gasförmig <ul style="list-style-type: none"> • 20-40 bar, 5-40 °C • 100-150 bar, > 31 °C Flüssig <ul style="list-style-type: none"> • 80-150 bar, < 31 °C (Dense Phase) • 10-20 bar, -50 °C

Das geologische Endlager Northern Lights vor der Küste Norwegens veröffentlicht seit einigen Jahren die Qualitätsspezifikation für CO₂, die von den Kunden einzuhalten ist (siehe Tabelle 3-4). Diese Spezifikation wurde mit Fortschreiten des Projekts angepasst und ist die Grundlage für aktuelle Abnahmevereinbarungen bereits ab dem CO₂-Transport vom Kunden bis zur Endlagerung.

Das Projekt Northern Lights ist weit fortgeschritten, aber nicht der Standard. Es gibt eine Vielzahl an weiteren Projekten, dennoch ist es wahrscheinlich, dass andere Akteure diesen Northern Lights Standard übernehmen werden. Es ist empfehlenswert, internationale Projekte wie z.B. Porthos (NL) und HyNet (UK) zu verfolgen, die sich durch weniger strenge Grenzwerte auszeichnen. Projekte in Dänemark wie Bifrost und Greensand haben ihre Spezifikationen bei Erstellung dieses Berichts noch nicht veröffentlicht.

Tabelle 3-4: Reinheitsvorgaben CO₂ Northern Lights. Ausgabe vom 14.02.2024

Parameter Northern Lights	Einheit	Wert
Wasser (H ₂ O)	ppm	≤ 30
Sauerstoff (O ₂)	ppm	≤ 10
Schwefeloxide (SO _x)	ppm	≤ 10
Stickstoffmonoxid/Stickstoffdioxid (NO _x)	ppm	≤ 1,5
Schwefelwasserstoff (H ₂ S)	ppm	≤ 9
Kohlenmonoxid (CO)	ppm	≤ 100
Amin	ppm	≤ 10
Ammoniak (NH ₃)	ppm	≤ 10
Wasserstoff (H ₂)	ppm	≤ 50
Formaldehyd	ppm	≤ 20

Acetaldehyd	ppm	≤ 20
Quecksilber (Hg)	ppm	≤ 0.0003
Cadmium (Cd), Thallium (Tl)	ppm	Summe ≤ 0.03
Methan (CH ₄)	ppm	≤ 100
Stickstoff (N ₂)	ppm	≤ 50
Argon (Ar)	ppm	≤ 100
Methanol (CH ₃ OH)	ppm	≤ 30
Ethanol (C ₂ H ₅ OH)	ppm	≤ 1
Gesamte flüchtige organische Verbindungen (VOC)	ppm	≤ 10
Mono-Ethylenglykol (MEG)	ppm	≤ 0.005
Tri-Ethylenglykol (TEG)	ppm	Nicht erlaubt
BTEX	ppm	≤ 0.5
Ethylen (C ₂ H ₄)	ppm	≤ 0.5
Blausäure (HCN)	ppm	≤ 100
Aliphatische Kohlenwasserstoffe (C ₃ +C ₄)	ppm	≤ 1'100
Ethan (C ₂ H ₆)	ppm	≤ 75
Feststoffe, Partikel, Staub	µm	≤ 1

3.7 CO₂-Lagerung und Logistik

Der Transport von CO₂ stellt grundsätzlich keine neue Herausforderung dar, da das Gas bereits in verschiedenen Branchen, wie z.B. der Lebensmittelindustrie, eingesetzt wird. Allerdings stellen die Mengen, die beim Einsatz von Verfahren zur Abscheidung von CO₂ anfallen, aufgrund der kontinuierlichen und grossvolumigen Abscheidung bei der Verbrennung kohlenstoffhaltiger Brennstoffe deutlich höhere Anforderungen an die Logistik. Darüber hinaus erfordert die Planung von geologischen Speicherprojekten, insbesondere in der Nordsee, eine länderübergreifende Infrastruktur und die Integration verschiedener Verkehrsträger.

Ein Pipelinennetz durch Deutschland gilt als beste Lösung, wobei langfristig auch eine Anbindung an die Schweiz zu erwarten ist. Für den CO₂-Transport per Pipeline wird eine sehr optimistische Schätzung von Open Grid Europe (OGE) ab dem Jahr 2038 genannt, andere Schätzungen gehen von frühestens 2045 aus. Aufgrund der Verlegung der Pipeline im Erdreich und der damit verbundenen Temperaturverhältnisse wird ein Transport in der sogenannten "dense phase" (flüssig, überkritische Phase) als sinnvoll erachtet, wobei Druck von über 80 bar und Temperaturen zwischen 5 und 25 °C angenommen werden. Die genauen Bedingungen für eine Anbindung an eine OGE-Pipeline sind derzeit jedoch noch unklar.

Bis zur Realisierung eines durchgehenden Pipelinennetzes sind Übergangslösungen erforderlich, um das CO₂ vom Standort Hagenau zur Nordsee zu transportieren. Diese Übergangslösungen müssen entwickelt und umgesetzt werden, um die Versorgung der geologischen Speicher bis zur Fertigstellung der Infrastruktur sicherzustellen.

Der Transport von CO₂ über längere Strecken ist aufgrund der hohen Dichte nur in flüssiger Form wirtschaftlich. Neben der länderübergreifenden Pipeline – die für grosse Mengen die mit Abstand

ökologischste und wirtschaftlichste Lösung darstellt, aber aufgrund hoher Finanzierungskosten sowie zeitlicher und regulatorischer Hürden in dieser Studie nicht berücksichtigt wird – stehen verschiedene Optionen zur Verfügung:

- LKW
- Eisenbahn
- Binnenschiff
- Hochseeschiff

Für alle genannten Transportoptionen gibt es zwei Varianten: den Einsatz von ISOtainern (standardisierte Container, die bis zu 24 Tonnen flüssiges CO₂ über mehrere Wochen speichern können) oder spezialisierten Transportmitteln wie Kesselwagen oder Tankschiffen. Zudem kann CO₂ auf kurzen Strecken auch gasförmig bei vergleichsweise niedrigem Druck von 20-25 bar per Pipeline transportiert werden. Diese Option ist insbesondere in städtischen Gebieten und bei grossen Transportmengen oft die wirtschaftlichste Lösung.

Für die Lagerung von verflüssigtem CO₂ ist bei diskontinuierlichem Verladeverfahren, wie beispielsweise mit Kesselwagen oder Rheinschiffen, ein Lagervolumen für mindestens fünf Tage zu empfehlen. Diese Kapazität gewährleistet eine ausreichende Speicherung, insbesondere an Feiertagen wie Ostern oder Weihnachten. Auch bei kontinuierlichem Transport per Pipeline werden Tanks zur Pufferung benötigt. Allerdings ist das erforderliche Volumen hierbei aufgrund der Pufferleistung von z.B. nur einer Stunde CC-Betrieb deutlich kleiner.

4. Abscheidung & Aufbereitung HKW I und II

Die absorptiven Abscheideverfahren Aminwäsche und HPC-Verfahren sind (anlagenbau-)technisch ähnlich und ein umfassender Vergleich, der über die rein technische Machbarkeit hinausgeht, ist erforderlich. Daher wurden die nachfolgenden Kriterien definiert, die eine differenzierte Bewertung ermöglichen:

- CAPEX (Investitionskosten)
- OPEX (Betriebskosten)
- Auswirkungen auf Fernwärme & Strom
- Flexibilität im Betrieb (Teillasten)
- Platzbedarf
- Umweltschutz und Arbeitssicherheit
- Ökologie (Klimaschutz)
- Technologische Reife.

Diese Kriterien wurden im Rahmen einer mit den IWB abgestimmten Nutzwertanalyse objektiv und fachlich fundiert bewertet, um die Stärken und Schwächen der beiden Technologien für diesen Standort transparent darzustellen. Grundlage hierfür ist die in Kapitel 4.1 beschriebene Modellierung. Diese Auswahl bietet eine geeignete Grundlage für die Bewertung der Technologien hinsichtlich ökologischer, ökonomischer und technischer Unterschiede. Ein umfassender Vergleich mit gewichteten Bewertungsindikatoren erfolgt in Kapitel 4.7. Einige Kriterien, wie z.B. die Kosten, werden in späteren Kapiteln detailliert analysiert. Sie sind jedoch bereits in diesem Kapitel aufgeführt und mit entsprechenden Verweisen auf die detaillierten Herleitungen versehen.

4.1 Modellierung ProMax

Zur chemischen Modellierung der CO₂-Abscheidung und Berechnung der Energie- und Stoffströme wurde die Software ProMax v5 von Bryan Research & Engineering verwendet. Diese gilt als eine der führenden Lösungen in diesem Spezialgebiet. Die Annahmen der ProMax-Simulation werden im Folgenden erläutert, und eine Visualisierung der ProMax-Schemata für das HPC- und das Aminverfahren findet sich im Anhang MP02, respektive MP01.

Die Modellierung der CCS-Prozesskette mit HPC-Verfahren oder Aminwäsche unterscheidet sich lediglich in der CO₂ Abscheidung. Die nachfolgende Verdichtung und die Verflüssigung des abgeschiedenen CO₂ sind nahezu identisch, wobei kleine Unterschiede aufgrund der abweichenden Zusammensetzung des CO₂-reichen Gases bestehen. Die Abgaszusammensetzung basiert auf den Werten der beiden HKW, dargestellt in Abschnitt 2.3. Für beide Verfahren wurden die Komponenten für eine Abscheiderate von 90 %, also 22.5 t abgeschiedenes CO₂ pro Stunde, modelliert.

4.1.1 CO₂ Abscheidung mit Amin basiertem CESAR1-Verfahren

Der feuchte Abgasstrom mit einer Temperatur von 40 °C und einem Druck von 1.03 bar wird der Abscheidung zugeführt, wobei eine CO₂-Abscheidungseffizienz von 92.1 % erreicht wird. Der Absorber wird mit 20 Metern Sulzer Mellapak 250Y Packung und einem Durchmesser simuliert, der eine Flutung von 80 % und damit intensive Stoff- und Wärmeübertragung ermöglicht. Der Absorber wird mit 30 Stufen modelliert, wobei in Stufe 20 (von oben) eine Absorber-Zwischenkühlung (AIC) vorgesehen ist. Das CO₂-reiche Amin aus dem Absorber wird im Lean-Rich-Plattenwärmetauscher (LRHX) mit einem Temperaturansatz von 5 °C erhitzt. Der nachgeschaltete Aminkühler reduziert die Temperatur des CO₂-armen Aminstroms auf 40 °C. Der Stripper besteht aus 10 Metern Packungen mit ähnlichen Eigenschaften wie beim Absorber, die über 25 separate Stufen simuliert werden. Der Stripper arbeitet bei einem Druck von 2 bar mit einer Stripper-Kopfcondensatortemperatur von

40 °C. Die Simulation umfasst die verfahrenstechnische Optimierung für Lean Vapor Compression (LVC), dargestellt durch das LVC-Drosselventil, den LVC-Flashbehälter und den LVC-Kompressor, der mit einem polytrophen Wirkungsgrad von 80 % modelliert wurde.

4.1.2 CO₂ Abscheidung mit HPC-Verfahren

Beim HPC-Verfahren wird das gesamte Abgas, das dieselbe Zusammensetzung und dieselben Parameter wie beim Amin-Verfahren aufweist, vor dem Eintritt in den Absorber auf 7 bar verdichtet, was einen Betrieb des Absorbers bei einem Druck von 6.85 bar ermöglicht. Obwohl die Temperatur durch die Kompression ansteigt, darf sie im Absorber 90 °C nicht überschreiten. Daher wird das Abgas zunächst in einem Gas/Wasser-Wärmetauscher zur internen Dampfbereitstellung und anschließend in einem Gas/Gas-Wärmetauscher mit CO₂-entfrachtetem Abgas gekühlt. Das erwärmte CO₂-entfrachtete Abgas wird dann in einer Turbine expandiert, um einen Teil der für die Kompression aufgewendeten elektrischen Energie zurückzugewinnen. Die beladene Waschflüssigkeit wird von dem Absorberbetriebsdruck von 6.85 bar auf 1.21 bar für den Desorber entspannt, der bei vergleichbaren Temperaturen arbeitet. Die resultierenden Energie- und Stoffströme sind in Abbildung 4-1 ersichtlich.

4.1.3 Chemische Modellierung mit ProMax

Für die chemische Modellierung wurde das Eigenschaftspaket "Amin sweetening - PR" von ProMax verwendet. Die CESAR1-Waschflüssigkeit ist eine wässrige Lösung mit 21 Ma.-% AMP (2-Amino-2-methyl-1-propanol) und 11 Ma.-% PZ (Piperazin). Das HPC-Verfahren verwendet eine wässrige Lösung mit 24.8 Ma.-% Kaliumcarbonat (K₂CO₃). Das gewählte Eigenschaftspaket verwendet die Peng-Robinson-Zustandsgleichung zur Beschreibung der Dampfphase und ein Elektrolytmodell (ELR) für die Flüssigphase.

Das ELR-Modell, ein Gibbs-Exzess-Energie/Aktivitätskoeffizienten-Modell, ermöglicht die Berechnung von Aktivitätskoeffizienten der Flüssigphase zur Vorhersage von Mehrkomponenten-Phasengleichgewichten. Es basiert auf dem Pitzer-Debye-Hückel-Ansatz, der speziell für die Dissoziation von Molekülen in Wasser angepasst wurde. Die Datenbank zur Berechnung der Reaktionswärme im CCS-Prozess wird vom Softwareentwickler nicht offengelegt, da sie ein wesentlicher Bestandteil der Kernfunktionalität von ProMax ist.

Neben den chemischen Berechnungen bietet ProMax eine Vielzahl von Modellen und Algorithmen für verschiedene Berechnungen und Betriebseinheiten. Dazu gehören Modelle für Stoff- und Wärmeübertragung, Flutung, Gas-/Flüssigkeitgeschwindigkeit und Druckabfall, die für die Simulation von Kolonnen, Absorbern und Strippern unerlässlich sind. Diese Vielseitigkeit macht ProMax zu einem leistungsstarken Werkzeug für die Prozesssimulation.

4.1.4 Resultate beider Modellierungen

Unterschiede zwischen den beiden Verfahren sind vor allem im CO₂-Abscheidungs-Prozessschritt zu beobachten, da zwei verschiedene Verfahren verwendet werden. Die Kompression sowie die Verflüssigung ist in beiden Verfahren sehr ähnlich, wobei das HPC-Verfahren einen erhöhten Energieverbrauch bei der Kompression erfordert. Dies liegt an der niedrigeren CO₂-Konzentration sowie einem tieferen Druck beim Eintritt in den CO₂-Kompressionsprozess (CESAR1: 2 bar, HPC: 1.2 bar). Der erhöhte Energiebedarf führt auch zu einem leicht höheren Abwärmepotenzial.

Das Abgas in der Verflüssigungsstufe (zwischen 0.1 und 0.2 t/h) weist eine sehr hohe CO₂-Konzentration von über 90 % auf und wird zur Reinigung genutzt, um Sauerstoff und Stickstoff freisetzen zu können. Dies ist notwendig, um die geforderte sehr hohe Reinheit des CO₂ zu erreichen. In der vorliegenden Modellierung wurde davon ausgegangen, dass dieser sehr kleine Abgasstrom aus

der Verflüssigung in die Umwelt abgegeben wird. Für ein nachfolgendes, detaillierteres Engineering-Projekt empfehlen wir, den Abgasstrom zurück in den Absorber zu leiten, was die Effizienz der Abscheidung insgesamt geringfügig erhöht. Die flüchtigen Gase (massgeblich Sauerstoff und Stickstoff) können so mit dem CO₂-entfrachteten Abgas über den normalen Weg entweichen. Voraussetzung für die Rückführung des Abgases ist allerdings, dass sich die Verflüssigungsanlage und die CO₂-Abscheideanlage am gleichen Standort befinden, da sonst die Rückführung nicht möglich ist und die CO₂-Abscheiderate etwas geringer ausfällt.

4.1.5 Genauigkeit der ProMax Modellierung

Da es sich bei ProMax um eine Modellierungssoftware handelt, sind die resultierenden Energie- und Massenflüsse theoretischer und nicht praktischer Natur. Ramboll hat die CESAR1-Modellierung mit ProMax anhand von Versuchen an der Pilotanlage in Esbjerg, an denen auch einige unserer Experten beteiligt waren, umfassend validiert. Die HPC-Modellierung wurde mit den Modellierungen einiger Anbieter verglichen, ein Vergleich mit bestehenden Anlagen fehlt jedoch, da diese noch nicht existieren.

Da in der Praxis die Lösungsmittel tendenziell stärker verschmutzt sind und durch den komplexeren Anlagenbau höhere Verluste entstehen können als in der Modellierung der Machbarkeitsstudie angenommen, besteht die Möglichkeit, dass der tatsächliche Energiebedarf für beide Verfahren in ProMax unterschätzt wurde. Es wird daher empfohlen, diesen in nachfolgenden Detailstudien, beispielsweise im Rahmen einer FEED-Studie (Front-End Engineering Design), zu validieren. Bis dahin sollte eine Sicherheitsmarge von 30 % berücksichtigt werden.

Zur Darstellung einer vergleichbaren Grundlage zeigt Abbildung 4-1 die Ergebnisse der Modellierung in einem vereinfachten Energie- und Stoffflussdiagramm, ohne Berücksichtigung des Sicherheitsaufschlags.

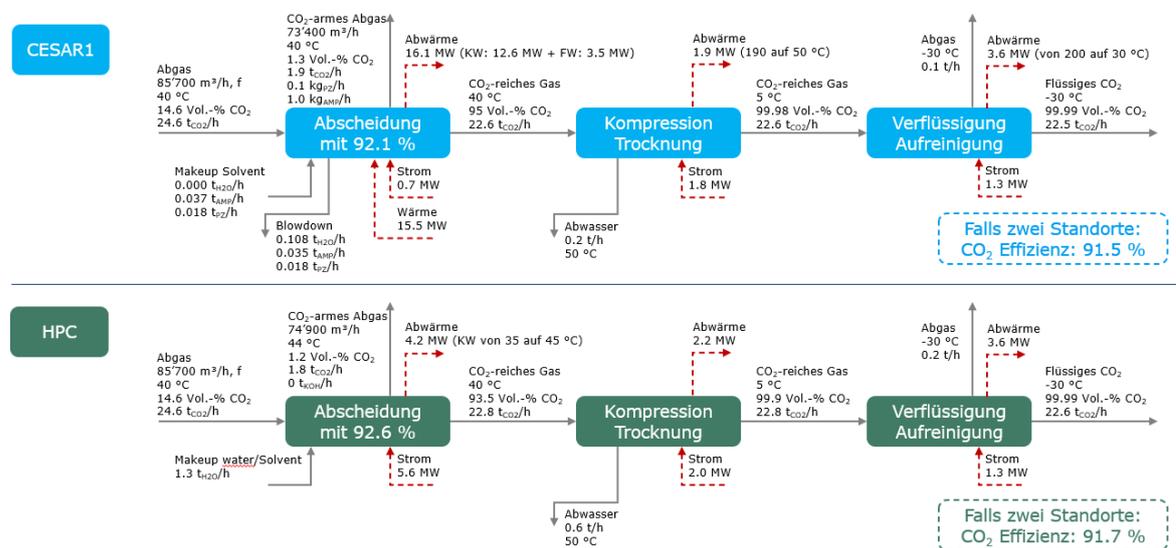


Abbildung 4-1 Energie- und Stoffströme für CESAR-1 und HPC mit ProMax.

4.2 Ökologie

4.2.1 Technologievergleich

Mit den modellierten Energie- und Stoffströmen wurde eine ökologische Bewertung der CC-Anlage durchgeführt. Als zu betrachtende Systemgrenze wurde die Abscheidung und Aufbereitung inklusive der HKW festgelegt, da die beiden Abscheidetechnologien sich nur in diesen Prozessschritten unterscheiden. Es wurde angenommen, dass die dafür benötigten Energieströme (Dampf und elektrischer Strom) komplett von den HKW gedeckt werden. Die Abwärmenutzung in Form von Fernwärme kann deshalb als erneuerbar betrachtet werden. In der ökologischen Bilanz wurde die Fernwärme somit als vermiedene Emission gewertet, weil damit fossil erzeugte Fernwärme substituiert wird. Diese vermiedenen Emissionen werden in der Bilanz gleich wie negative Emissionen betrachtet.

Die Grundlagen (inkl. Quellenangaben) der verwendeten Daten, auf denen die Berechnungen durchgeführt wurden, sind dem Anhang OB03 zu entnehmen. Die Energie- und Stoffströme wurden mit CO₂-Äquivalenzfaktoren verrechnet, um die CO₂-Emissionen zu bestimmen. Die Äquivalenzfaktoren stammen aus den Datenbanken von ecoinvent v3.8 und biosphere3.

Der ökologische Fussabdruck der beiden CC-Verfahren für eine Abscheideleistung von 100'000 t_{CO2}, ausgedrückt in CO₂-Äquivalenten, ist in Abbildung 4-2 grafisch dargestellt. Die konzeptionellen Hintergründe der Energieeinbindung und damit verbundener Entlastung sind in Kapitel 3.4.1 ausgeführt. Da die Abwärme aus dem CC-Prozess als erneuerbare Fernwärme genutzt werden kann, liegen beide Verfahren im negativen Bereich (negative CO₂eq gelten als Entlastung und sind vorteilhaft für das Klima). Die Belastung durch Betriebsmittel, wie z.B. Amin, ist für diesen Vergleich sehr gering. Die Amin-basierte Abscheidung ist mit minus 20'904 t_{CO2eq} ökologischer gegenüber dem HPC-Verfahren mit minus 7'469 t_{CO2eq}.

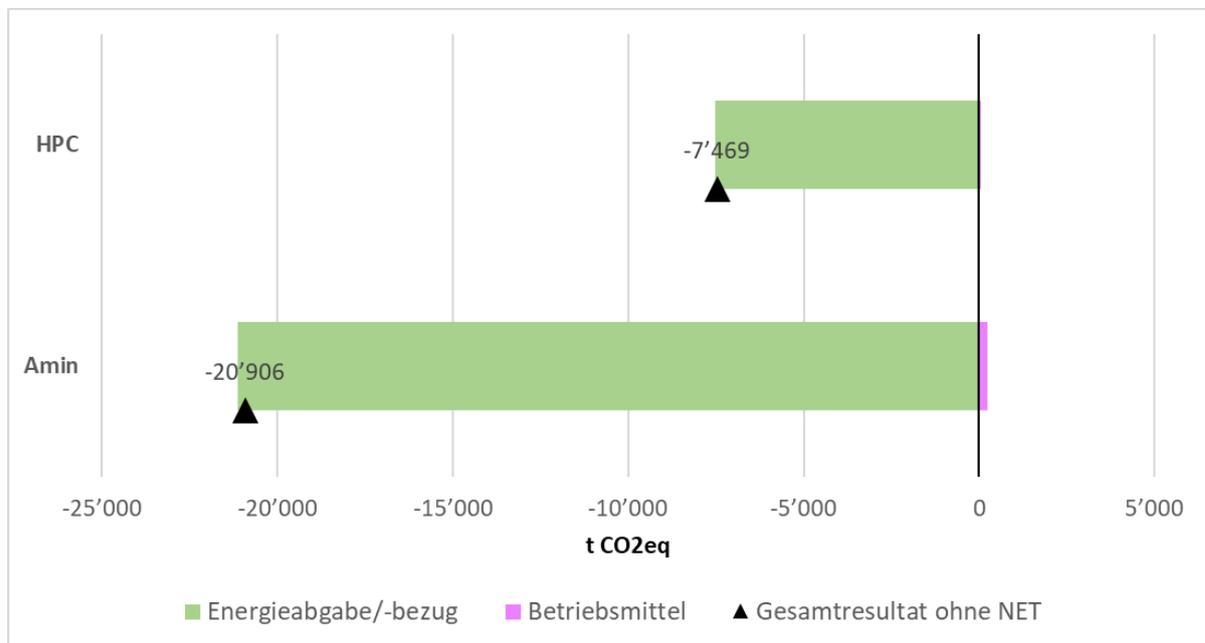


Abbildung 4-2 Ökologischer Vergleich Amin- und HPC-Abscheidung. Negativ: Entlastung. Positiv: Belastung.

Durch die CC-Anlage werden aus dem Abgas 100'000 t_{CO2} abgeschieden. Der Unterschied im ökologischen Fussabdruck der beiden Verfahren im Betrieb von ca. 13'000 t_{CO2eq}, beträgt im Vergleich dazu allerdings nur etwa 13 %. Es wird deshalb empfohlen, beim Technologieentscheid den ökologischen Unterschied der beiden Verfahren eher niedrig zu gewichten.

4.2.2 Vergleich der Energieexporte mit und ohne CC-Anlage

Neben den direkten ökologischen Technologievergleich wurde im Rahmen der Studie auch der Einfluss der Technologiewahl auf die Fernwärme- und Stromproduktion untersucht. Abbildung 4-3 zeigt die Fernwärme- und Stromproduktion der Holzheizkraftwerke ohne CC-Anlage, mit Amin betriebene CC-Anlage und mit einer mit HPC betriebenen CC-Anlage für eine Feuerung von 110'000 Tonnen Frischholz für ein Jahr.

Für den Vergleich wurden die folgenden Annahmen getroffen. Es wird von einer vollständigen Versorgung mit Frischholz ausgegangen. Dabei beträgt die Zufuhr für das HKW I insgesamt 68'000 Tonnen pro Jahr und für das HKW 2 42'000 Tonnen pro Jahr, diese Werte wurden anhand der IWB Datenprognosen festgelegt. Der Fernwärmeumwandlungsgrad und der Stromumwandlungsgrad wurden basierend auf Daten aus den Jahresberichten der Jahre 2020 bis 2022 ermittelt. Zudem wird davon ausgegangen, dass im Rahmen des Betriebs eine Menge von 100'000 Tonnen CO₂ pro Jahr abgeschieden wird. Für die CO₂ Abscheidung werden die Energieverbräuche und Erlöse der Prozessschritte Abscheidung, Kompression und Trocknung aus Abbildung 4-1 verwendet. Die Energieströme für die Verflüssigung und Aufreinigung wurden nicht für den Vergleich berücksichtigt, weil sich die Energieströme für diesen Prozessabschnitt je nach Abscheideverfahren nicht unterscheiden und dieser eventuell an einem anderen Standort realisiert werden kann.

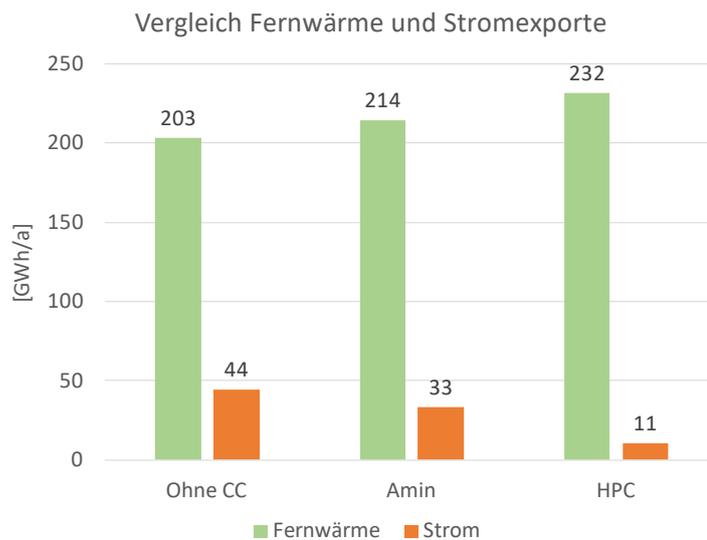


Abbildung 4-3 Vergleich der Fernwärme- und Stromexporte mit und ohne CC-Anlage (Für eine Holzzufuhr von 110'000 t_{Frischholz/a}).

Aus der Analyse geht hervor, dass unter den getroffenen Annahmen die Fernwärmeproduktion mit dem Amin-Verfahren geringfügig um 11 GWh/a steigt. Dieser Anstieg ist darauf zurückzuführen, dass die Absorption exotherm ist und dem Prozess neben dem Grossteil an Dampf auch Strom zugeführt wird. Der Strombedarf ist mit 11 GWh/a jedoch deutlich geringer als bei HPC-Verfahren mit 33 GWh/a. Mit dem HPC-Verfahren reduziert sich der Stromexport von 44 auf 11 GWh/a. Ein Grossteil des im Prozess aufgewendeten Stroms lässt sich als Abwärme für die Fernwärme zurückgewinnen, weshalb die Fernwärmeproduktion von 203 GWh/a auf 232 GWh/a steigen könnte.

4.3 Anlagenintegration in bestehendes Kraftwerk

Das abgasreiche CO₂ wird kurz vor dem Kamin nach der Abgaskondensation des HKW I und II durch einen Abgaskanal zu der CC-Anlage geleitet. Die Draufsicht in Abbildung 4-3 präsentiert ein mögliches Groblayout in Geschossbauweise des Amin-Verfahrens auf einer gegenwärtig bebauten Par-

zelle von IWB am Standort Hagenau. Sobald das CO₂ im Absorber der CC-Anlage vom Abgas abgetrennt wurde, wird das nun CO₂-arme Abgas nach mehreren Reinigungsstufen entweder über einen

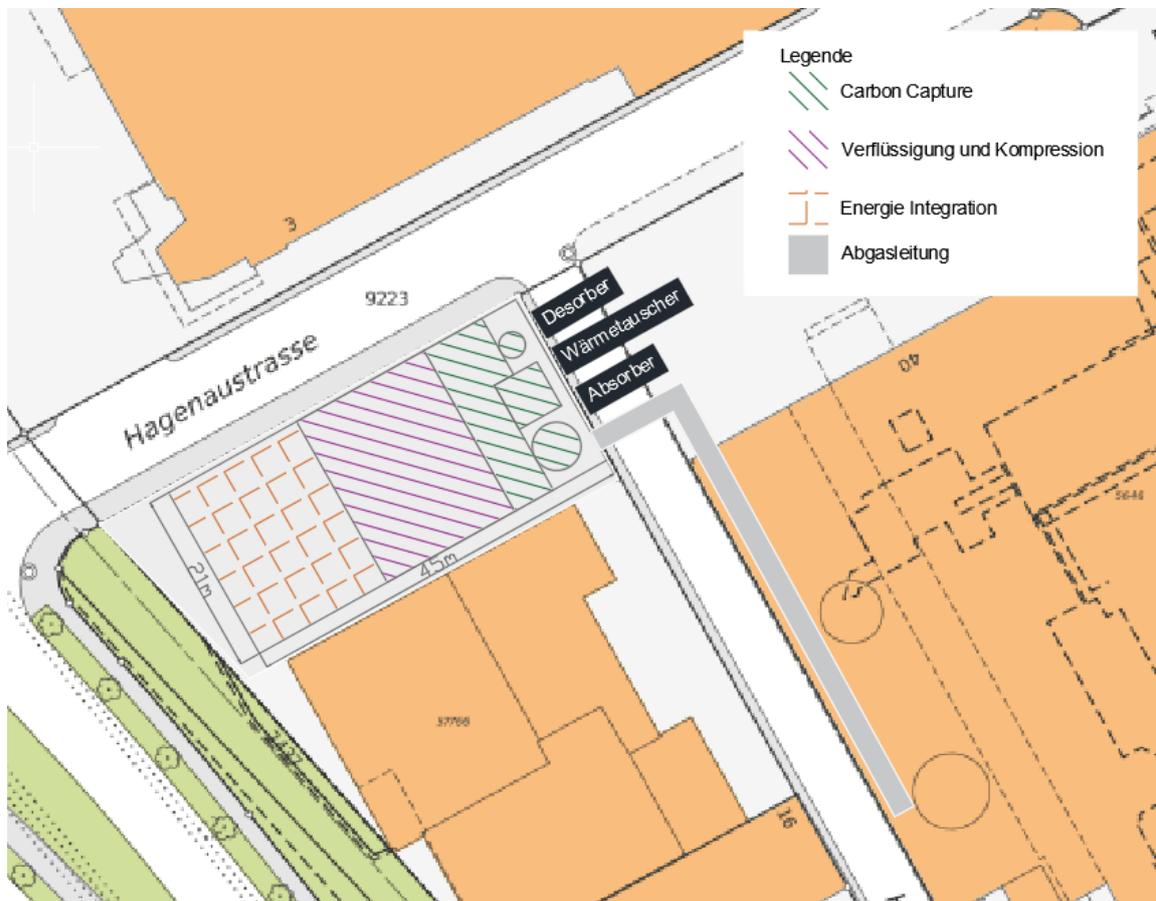


Abbildung 4-4 Groblayout CO₂ Abscheideanlage in Geschossbauweise.

separaten, neu zu errichtenden Kamin oder durch den bestehenden Kamin in die Umwelt entlassen. Im zweiten Fall müsste das Abgas wieder über die Abgasleitung zurückgeführt werden, hat aber den Vorteil, dass ein Emissionspunkt am Standort eingespart wird.

Während sich die Abscheidetechnologien bei der Entnahme der Kraftwerksabgase nicht unterscheiden, bestehen signifikante Differenzen hinsichtlich ihres Energieverbrauchs und der Integration in den Wasserdampfkreislauf. Im Weiteren erfolgt eine detaillierte Erläuterung dieser Unterschiede.

4.3.1 Amin

Der für den CC-Prozess benötigte Dampf wird der 3 bar Dampfschiene des Wasserdampfkreislaufes HKW I und II entnommen, aus der auch die Heizkondensatoren gespeist werden. Das Kondensat aus dem CC-Prozess wird zurück in den Speisewassertank der HKW geführt, siehe Abbildung 4-5. Die Abwärme aus den CC-Prozess soll vorzugsweise in das FW-Netz eingespeist werden. Die Einspeisekapazität von Fernwärme ab den HKW I und II ist hydraulisch begrenzt. Schon heute wird deshalb Mitteldruckdampf (12 bar) zum FKW Volta geleitet und dort über einem Heizkondensator in Fernwärmenetz eingespeist.

Im Szenario Pipeline (siehe Kapitel 5.2.1) bietet das Konzept mit Microtunnel die Chance, den Fernwärme-Engpass zu umgehen. Sobald eine Fernwärmeverbindungsleitung zum FKW Volta besteht, muss kein 12 bar-Dampf mehr zu den Heizkondensatoren des FKW Volta geleitet werden, um Heisswasser zu produzieren. Stattdessen ermöglicht es die Verbindung, den Dampf am HKW I und II in

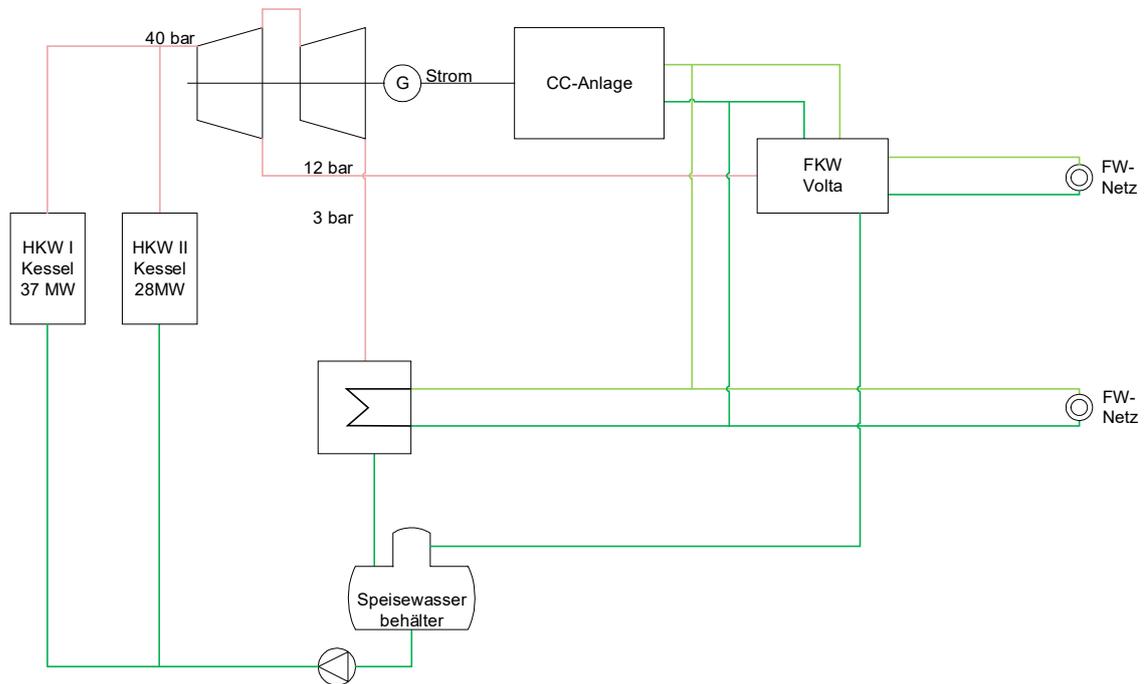


Abbildung 4-6 HPC Verfahrensflussbild Anlagenintegration CC-Anlage

4.4 Platzbedarf

Die in Hagenau verfügbare Fläche auf Parzelle 0487 reicht grundsätzlich aus, um beide Technologien in einer optimierten Geschossbauweise umsetzen zu können. Abbildung 2-6 zeigt die Ansicht des Groblageplans von oben. Das HPC-Verfahren ist allerdings verfahrenstechnisch deutlich aufwendiger und benötigt somit grössere und insgesamt mehr Komponenten, was sich in einer grösseren Kubatur widerschlägt. Zudem ist die für beide Verfahren erforderliche Geschossbauweise noch nicht erprobt und anspruchsvoll. Die entsprechenden Details sind in Kapitel 6.1 ausgeführt.

4.5 Umweltschutz

Das Thema Umweltschutz wurde mittels einer Umweltrelevanzmatrix bewertet (siehe Kapitel 7.1). Die für die Abscheidung relevanten Kriterien, welche als kritisch angesehen wurden, reduzieren sich dabei auf das Thema «Umweltgefährdende Stoffe». Nitrosamine entstehen durch die Degradation von Aminen in sehr kleinen Mengen und wirken karzinogen. Die Hintergründe und Konsequenzen werden ausführlich in Kapitel 7.2 und Anhang NA01 behandelt. Für das HPC-Verfahren wurde in dieser Studie vorausgesetzt, dass das Lösungsmittel ohne umweltgefährdende Stoffe (siehe Kapitel 3.4.2) genutzt wird.

4.6 Kostenschätzung Abscheidetechnologie

Die anfallenden Kosten lassen sich grob in Investitionskosten (CAPEX) und Betriebskosten (OPEX) unterteilen. Diese werden in Kapitel 8 ausführlich thematisiert; alternativ detaillieren die Anhänge IK01 die Investitionskosten und GK01, GK02 und GK03 die Betriebskosten noch weiter. Aus Referenzprojekten ist ersichtlich, dass das Aminverfahren bezüglich CAPEX um ca. 20-50 % günstiger als das HPC-Verfahren ist. Dies kann unter anderem auf die in Kapitel 4.4 erläuterten Unterschiede zurückgeführt werden. Allerdings sind diese Zahlen nicht beliebig belastbar, da der Markt sehr dynamisch ist und Unsicherheiten vor allem bei HPC-Anlagen existieren, da diese in dieser Grössenordnung noch nicht gebaut sind.

Auch bei den OPEX ist die Aminwäsche um ca. 25 % günstiger (Abbildung 4-7). Der treibende Faktor hier sind die Fernwärmerlöse, welche durch die Nutzung der Abwärme erwirtschaftet werden können. Die Betriebskosten sind jedoch sehr abhängig von den Strom- und Dampfpreisen.

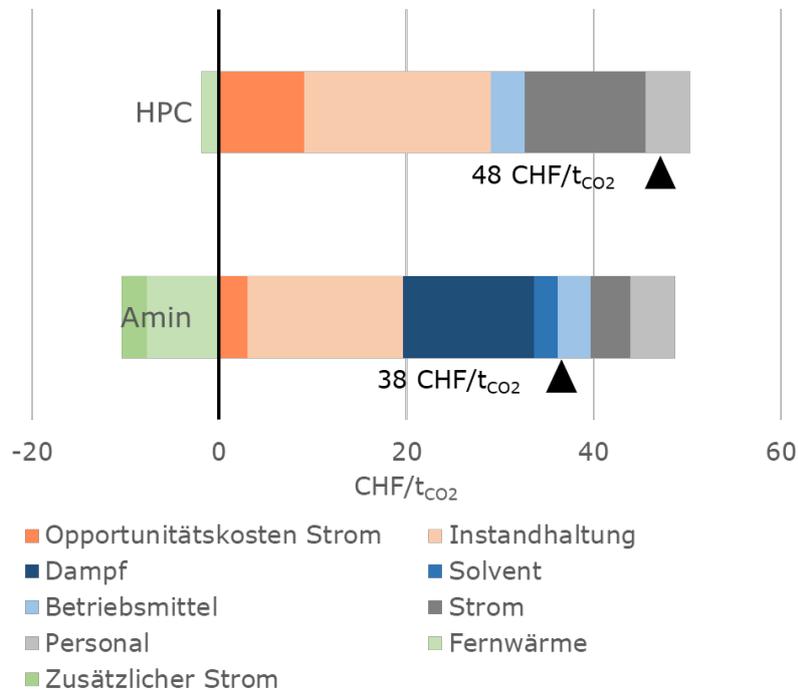


Abbildung 4-7 OPEX der Abscheidetechnologien.

4.7 Technologiebewertung

Die Bewertung der beiden Abscheidetechnologien erfolgt auf Basis einer Nutzwertanalyse. Als wichtigste vier Kriterien sind in Abstimmung mit IWB der Platzbedarf, der Umweltschutz, die Ökologie und die Auswirkungen auf die Fernwärmeproduktion und den Strombedarf (siehe Kapitel 4.1.4) entschieden worden. Anschliessend wurden die beiden Technologien in Bezug auf die Kriterien bewertet und mittels der Gewichtung zu einem Gesamtergebnis verrechnet. Die Gewichtung erfolgte nach Absprache mit CST und IWB anhand einer Gewichtungsmatrix, siehe TB02. Die Entscheidungsbasis für diese Bewertung ist in den vorherigen Kapiteln aufgezeigt. Siehe Anhang TB01 und TB02 für mehr Details.

Tabelle 4-1 Nutzwertanalyse Abscheidetechnologie.

Kriterien	Amin	HPC	Gewichtung [%]	Ergebnis Amin	Ergebnis HPC
CAPEX	3	2	10	29	19
OPEX	2	1	10	19	10
Auswirkungen auf Fernwärme	2	3	11	22	33
Auswirkungen auf Strom	2	1	8	17	8
Flexibilität im Betrieb	3	1	10	29	10
Platzbedarf (nur Abscheidung)	2	1	18	36	18
Umweltschutz und Arbeitssicherheit	1	3	17	17	50
Ökologie (Klimaschutz)	3	2	11	33	22
Technologische Reife	3	1	5	17	6
SUMME				219	176

Das Aminverfahren schneidet um 20 % besser ab als das HPC-Verfahren. Dieses Ergebnis hängt stark von der Gewichtung ab. Das Amin-Verfahren weist insbesondere bei den Kriterien Kosten, Platzbedarf und Flexibilität hohe Bewertungen auf, jedoch kann das HPC-Verfahren in der Kategorie Umweltschutz überzeugen, da keine Amine und Nitrosamine emittiert werden (siehe Kapitel 7.2).

4.8 Empfehlung

Eine eindeutige Empfehlung für eine Technologie zur CO₂-Abscheidung kann zum jetzigen Zeitpunkt aufgrund z.B. der regulatorischen Unwägbarkeiten nicht ausgesprochen werden. Gemäss der Nutzwertanalyse wird die Aminwäsche favorisiert. Für das weitere Vorgehen wird empfohlen, in der nächsten Projektphase beide Verfahren in einem parallelen Ansatz mit folgender Priorität zu verfolgen. Dabei sind die aufgeführten Voraussetzungen zu klären:

1. Wahl: Aminwäsche

- Abwärme kann im FW-Netz eingebunden werden
- Beurteilung der Nitrosaminemissionen und Festlegung des entsprechenden Grenzwertes durch das BAFU verfolgen

2. Wahl: HPC-Verfahren

- Zusätzlicher Strombedarf kann (erneuerbar) gedeckt werden
- Grösseres Bauvolumen kann umgesetzt werden
- Abwärme kann im FW-Netz eingebunden werden

4.9 Saisonalität

4.9.1 Sommer-/Winterbetrieb

Die Auslegung und Modellierung der Komponenten der CO₂-Abscheidung wurde für die Spitzenlast der Holzheizkraftwerke durchgeführt. Den Jahresberichten der IWB aus den Jahren 2018 – 2022, sowie den Abgasdaten des HKW I und II ist zu entnehmen, dass die Holzheizkraftwerke infolge des

fehlenden Wärmebedarfs in den Monaten Juni bis August ausser Betrieb sind. Durch die Ausserbetriebnahme im Sommer reduzieren sich die Betriebsstunden der Holzheizkraftwerke sowie einer möglichen CO₂-Abscheidungsanlage, welche auch bei einer Ausserbetriebnahme der Holzheizkraftwerke abgeschaltet werden müsste. Im Jahr 2022 lagen die Betriebsstunden für das HKW I bei 6'198 h und für das HKW II bei 4'982 h. Für die Holzverbrauch- bzw. daraus resultierende CO₂-Ausstoss-Prognose ergibt sich im Mittel bei einem durchschnittlichen CO₂-Ausstoss von 100'000 t/a und einer maximalen Abscheiderate von 22.5 t/h eine Volllaststundenanzahl der CO₂ Abscheidungsanlage von knapp 4'500 h/a.

Im Gegensatz zu anderen CO₂-Emittenten wie KVA, die jährlich bis zu 8'000 Volllaststunden und mehr erreichen können, ist die Kapazität der CO₂-Abscheidungsanlage bezogen auf den Jahresumsatz überdimensioniert. Dies hat zur Folge, dass die spezifischen Kosten pro Tonne CO₂, die durch die Abschreibung der Investitionskosten und der Betriebskosten entstehen, grösser sind als für Anlagen mit mehr Volllaststunden.

Wenn die Holzheizkraftwerke in den Sommermonaten stillgelegt werden, muss auch die Abscheideanlage heruntergefahren werden, was bis zu 24 Stunden beanspruchen kann. Ist eine lange Stillstandszeit über mehrere Tage abzusehen, wird das Lösungsmittel in luftdichte Tanks abgelassen, die bei der Auslegung und dem Flächenbedarf berücksichtigt wurden.

Auch die Rohrleitungen der CO₂-Pipeline zum Auhafen sollten so ausgelegt werden, dass die Betriebspausen der Abscheideanlagen berücksichtigt werden. Um die Lebensdauer der Pipeline zu maximieren und das Eindringen von Fremdgasen zu vermeiden, wird empfohlen, die Pipeline in Abschnitte zu unterteilen. Diese Abschnitte sind durch Absperrarmaturen voneinander zu trennen und z. B. während Betriebspausen mit einem vom Hersteller empfohlenen Druck abzuschleppen.

Da die Holzheizkraftwerke wärmegeführt betrieben werden, sollte ein Grossteil, wenn nicht sogar die gesamt anfallende Abwärme des Abscheideprozesses in der Heizperiode genutzt werden können. Bei fehlendem Fernwärmebedarf muss die durch den Abscheideprozess entstehende Abwärme über Rückkühler an die Umwelt abgeführt werden. Werden die Holzheizkraftwerke jedoch wie bereits in Kapitel 4.3 beschrieben in der Übergangszeit oder im Sommer für die Entlastung von anderen Kraftwerken betrieben, kann der Anteil an nutzbarer Wärme durch den Bedarf der Abscheideanlage erhöht werden.

Auch beim HPC-Verfahren kann die Abwärme in der Heizperiode bei einer ausreichenden Kapazität der Fernwärmeleitungen genutzt werden. Wird das CO₂ mittels HPC-Verfahren abgeschieden, kann die in den Übergangs- und Sommermonaten nicht nutzbare Abwärme der Holzheizkraftwerke jedoch nicht verwendet werden.

4.9.2 Niedrigwasser

Neben der Laufzeit der Holzheizkraftwerke kann die Anzahl der Betriebsstunden der CO₂-Abscheidungsanlage, bei einem CO₂-Transport durch Binnenschiffe, durch den Wasserstand des Rheins beeinflusst werden. Abbildung 4-7 zeigt die Abflussmengen des Rheins an der Rheinhalle in Basel. Der Abbildung ist zu entnehmen, dass die Niedrigwasserzeiten sowohl im Niederschlagdefizit Jahr 2018 als auch im Jahresmittel vor allem in den Monaten September bis November vorliegen. In den Jahren 2018 - 2022 waren in dieser Periode die beiden HKW immer im Betrieb und CO₂ hätte in einer Niedrigwasserperiode nur mit einer reduzierten zulässigen Beladung über den Rhein abtransportiert werden können.

Niedrigwasserperioden dauern mit einer Länge von meistens 4-6 Wochen länger als Hochwasserperioden und sind gut prognostizierbar. Speziell für Niedrigwasser entwickelte Schiffe erlauben jedoch auch bei Niedrigwasser eine Befahrbarkeit des Rheins mit bis zu 600 t pro Schiff. Sollte der Rhein durch zu niedriges Fahrwasser oder Hochwasser jedoch nicht mehr durch Binnenschiffe befahrbar sein, müsste der CO₂-Transport über alternative Transportwege wie die Schiene erfolgen.

Rhein - Basel, Rheinhalle (Vergleichsperiode 1981 - 2010)

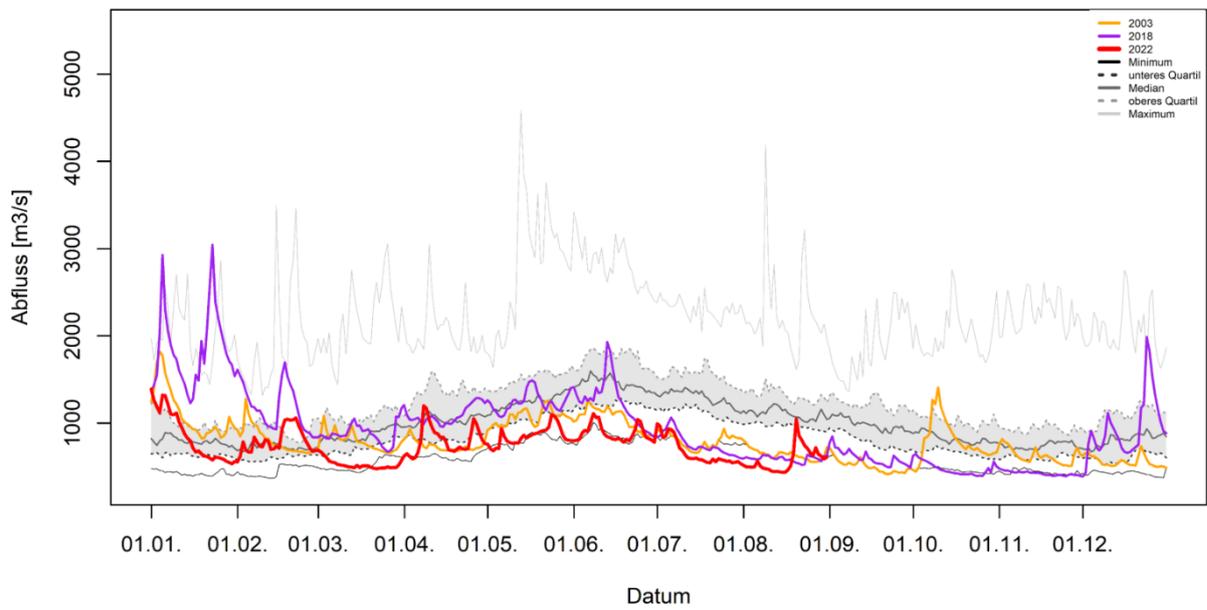


Abbildung 4-8 Rhein Abflussmenge 1981 -2010 Station Rhein – Basel, Rheinhalle. Quelle: BAFU.

4.9.3 Unvorhergesehene Ereignisse

Geplant ist flüssiges CO₂, bei einer Produktion von fünf Tagen puffern zu können und am Standort der Verflüssigung zwischenspeichern. Wenn die Zwischenspeicher vollständig gefüllt sind, ein Streik oder eine Energiemangellage vorliegt, muss die CO₂-Abscheidungsanlage heruntergefahren werden und das in der Holzverbrennung entstandene klimaneutrale CO₂ wird über einen Bypass wie heute üblich in die Atmosphäre geleitet.

Die CO₂-Abscheidungsanlage kann im Regelfall sehr schnell abgekoppelt und nach kurzer Auslaufdauer, die durch die grosse zirkulierende Menge Lösungsmittel bedingt ist, heruntergefahren werden. Ein Wiederaufstart der CO₂-Abscheidungsanlage benötigt bis zu einem ganzen Tag aus dem Kaltzustand. Im «Hot-Standby», bei dem die Anlage warmgehalten wird, dauert es hingegen mehrere Stunden, bis das chemische Gleichgewicht im Prozess erreicht und die maximale Abscheidungsrate wiederhergestellt ist.

5. Logistik HKW I und II

Im Kontext der Studie erfolgte eine Gliederung des CO₂-Transports in vier Meilen, die in Abbildung 5-1 dargestellt sind. Diese Einteilung repräsentiert die verschiedenen Umschlagpunkte und Verladeorte, an welchen das Transportmittel CO₂ gewechselt wird. Oft ist es notwendig, kleinere CO₂-Mengen aus diversen Ursprungsorten zunächst über kürzere Distanzen zu bündeln, bevor sie in grösseren Mengen und/oder über weitreichendere Strecken energie- und kosteneffizienter befördert werden können. Zusätzlich wird der Vorgang in städtischen Gebieten durch verschiedene Faktoren

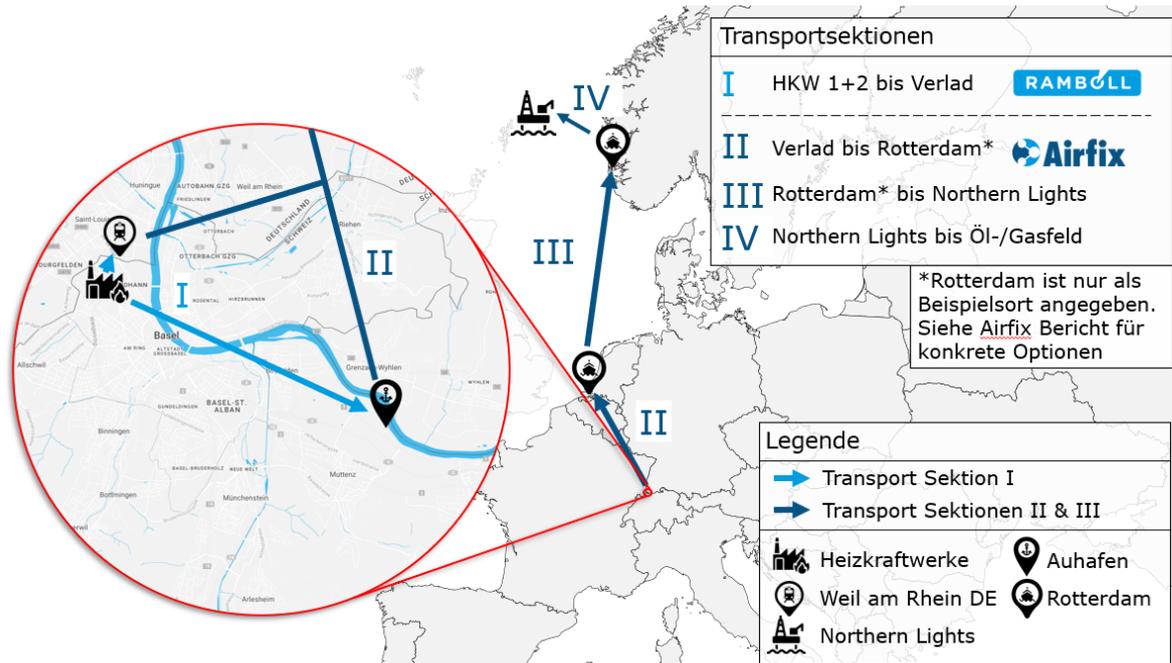


Abbildung 5-1 Schema der Einteilung des CO₂ Transport in Transportsektionen bzw. Meilen.

kompliziert, wie beispielsweise limitierter Raum, die Notwendigkeit spezieller Sicherheitsvorkehrungen oder sogar gänzliche Verbote von grossen CO₂ Speichern aufgrund der Nähe zu Wohnzonen, sowie eine oftmals begrenzte und überbeanspruchte Infrastruktur.

Die erste Meile beinhaltet die CO₂-Abscheidung, die Aufbereitung und Reinigung des CO₂ auf die von den Betreibern der Endlager geforderte Reinheit und den Transport zu einem Langstreckentransportmittel in Form eines Zugs am Standort Hagenau oder eines Schiffs am Rhein. Die Abschnitte von der zweiten bis zur vierten Meile umfassen den Weitertransport und die Endlagerung des CO₂, die im Detail von den Logistikfachkräften von Airfix im Zuge deren Studie betrachtet wurden.

5.1 Standortbewertung

Die Standorterkennung und -bewertung ist ein zentrales Thema in diesem Pilotprojekt und ist aufgrund ihrer Komplexität ein kritischer Erfolgsfaktor. Bevor die Transportszenarien (siehe Kapitel 5.2) entwickelt und untersucht werden konnten, mussten geeignete Standorte identifiziert und bewertet werden, denn die Umsetzung und die Kosten für diese Szenarien sind direkt mit den zur Verfügung stehenden Standorten verknüpft.

5.1.1 Ausgangslage Steiger Areal

Das Logistik Konzept gemäss Ausschreibung hatte das Steiger Areal neben dem FKW Volta, als Verladestandort am Rheinufer angedacht. Für eine erste Analyse dieses Standorts wurde zunächst untersucht, in welchem Aggregatzustand der Transport des CO₂ in einer Pipeline zum Steiger Areal sinnvoll ist. Hierzu können folgende Fakten festgehalten werden:

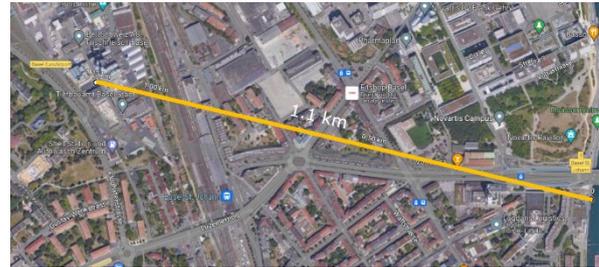


Abbildung 5-2 Verbindungstunnel Hagenau - Steiger Areal.

- Die Förderung von tiefkaltem, flüssigem CO₂ ist technisch anspruchsvoll und resultiert in höheren Investitionskosten für Armaturen und Pumpen.
- Eine Pendelleitung wird benötigt, welches verdampftes CO₂ rückführt, was erhöhte Investitions- und Betriebskosten zur Folge hat. Alternativ zu einer Pendelleitung könnte auch eine kleine Verflüssigungsanlage für das verdampfte CO₂ am Steiger Areal vorgesehen werden.
- Die maximale Pipelinelänge ohne Zwischenkühlung und -pumpe beträgt ca. 1 km. Bei einer Distanz von ca. 1.1 km (Hagenau – Steiger) bewegen wir uns somit im kritischen Bereich für einen flüssigen CO₂ Transport.

Auf Basis dieser Aspekte wurde entschieden, dass der Transport gasförmig erfolgen soll und deshalb die Verflüssigung und Speicher am Ort der Verladung platziert werden müssen.

Für die Beladung von Spezialtankschiffen sind Speichervolumina grösser 2'000 Tonnen erforderlich in Tankgrössen bis zu 500 Tonnen. Es wurde eine erste grobe Störfallanalyse durchgeführt, um sicherzustellen, dass der Standort grundsätzlich in Frage kommt. Das Ergebnis dieser Untersuchung hat jedoch ergeben, dass bei Freisetzung von 500 Tonnen CO₂ das Risiko sehr hoher Letalität innerhalb eines 140 m Radius besteht. Da sich in ca. 30 m Entfernung bereits Wohnblocks und in 100 m Entfernung eine Primarschule befindet, wurde gemeinschaftlich entschieden, andere Standorte für Speicherung und Verladung zu identifizieren und die Untersuchungen am Standort Steiger Areal nicht weiter zu vertiefen.

5.1.2 Ermittlung potenzieller Standorte

Da das Steiger Areal nicht mehr in Frage kam, wurde umgehend die Suche nach potenziellen Standorten gestartet, wobei die erste Auswahl unter Beachtung der nachstehenden Kriterien erfolgt ist:

- Platzverfügbarkeit für Abscheidung, Aufbereitung, Speicher und Verlad
- Vorhandene Infrastruktur wie Bahn- und Schiffsverlad
- Zonenkonformität
- Interessenskonflikte
- Synergien mit Drittprojekten
- Sicherheitsaspekte wie Abstand zu Wohngebieten
- Umweltschutz

Im Austausch und Zusammenarbeit mit den Projektpartnern Port of Switzerland, IWB, Rhenus Logistics, VBSA, Airfix und CST wurden die Standorte gemäss Tabelle 5-1 für eine detaillierte Bewertung festgelegt. Diese Standorte sind auch in Abbildung 5-3 dargestellt. Im Anhang SE04 sind generelle Informationen zu den Standorten dokumentiert aus den Besprechungen.

Tabelle 5-1 Standorterfassung.

Standort Hagenau	Erweitertes Gebiet Basel
Parzelle 0487	Auhafen
Parzelle 1872	Hafen Birsfelden

Parzelle 2418	Hafenbecken 3
	Hafen Kleinhüningen (diverse)
	Umschlagbahnhof Weil am Rhein (DE)

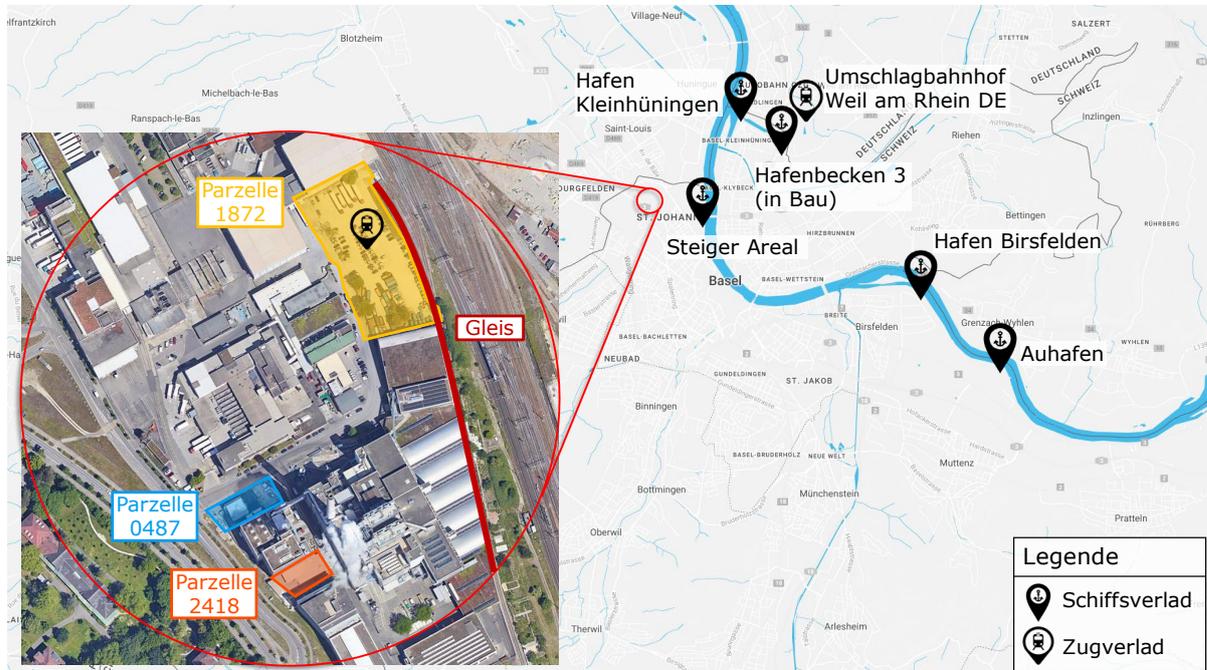


Abbildung 5-3 Standortfassung.

Jeder der in Tabelle 5-1 aufgelisteten Standorte wurde in Bezug auf die angelegten Kriterien bewertet (siehe Anhang SE01). Auf dieser Grundlage und der in Frage kommenden Transportmitteln (LKW, Eisenbahn, Schiff und Pipeline) konnten nun die nachfolgend beschriebenen Transportszenarien entwickelt und näher untersucht werden.

5.2 Szenarien

Die Studie hat vier verschiedene Szenarien entwickelt, die alle den Langstreckentransport von CO₂ nach Norwegen zum Endlager Northern Lights mithilfe von Schiffen oder Zügen beinhalten. Es wurde für jeden Ansatz angenommen, dass das CO₂ gemäss den Northern Lights Standards für den zweiten Transportabschnitt verflüssigt und verladen wurde. Die Differenzierung der Szenarien ergibt sich aus den Unterschieden bei den Übergabepunkten und Transportbehältern an der Schnittstelle zwischen erster und zweiter Meile und den daraus resultierenden Kosten, die in Kapitel 8 verglichen werden.

5.2.1 Szenario 1 ohne Pipeline mit ISOTainer

Bei dem Szenario 1 wird das abgeschiedene CO₂ der Holzheizkraftwerke direkt am Standort Hagenau verflüssigt und in ISOTainer gefüllt. Die ISOTainer werden danach entweder direkt (Szenario 1a, Studie Airfix) auf einen Zug verladen oder erst nach einem LKW-Transport am Standort Weil am Rhein (Szenario 1b, Studie Airfix). Für alle Details und Unterschiede zwischen den Szenarien 1a und 1b wird auf die Studie Airfix verwiesen.

Das aufbereitete CO₂ wird im Gebäude der CO₂-Abscheidung auf der Parzelle 0487 verflüssigt und danach per Rohrleitung (ca. 150 m) zur Parzelle 1872 gepumpt, siehe Abbildung 5-4. Dort kann das CO₂ in ISOTainer und auf Güterzüge oder Lastkraftwagen verladen werden.

Es wäre technisch einfacher, die Verflüssigungsanlage auf der Parzelle 1872 zu errichten und damit die Komplexität auf Parzelle 0487 zu reduzieren. Jedoch müssten diese Vorteile gegen die zusätzlichen Ausgaben für ein zusätzliches Stahlbetongebäude, das für die Verflüssigung notwendig wäre, abgewogen werden. Unabhängig von der Standortwahl für die Verflüssigungsanlage muss das CO₂ mittels Rohrleitungen zwischen den Parzellen transportiert werden.

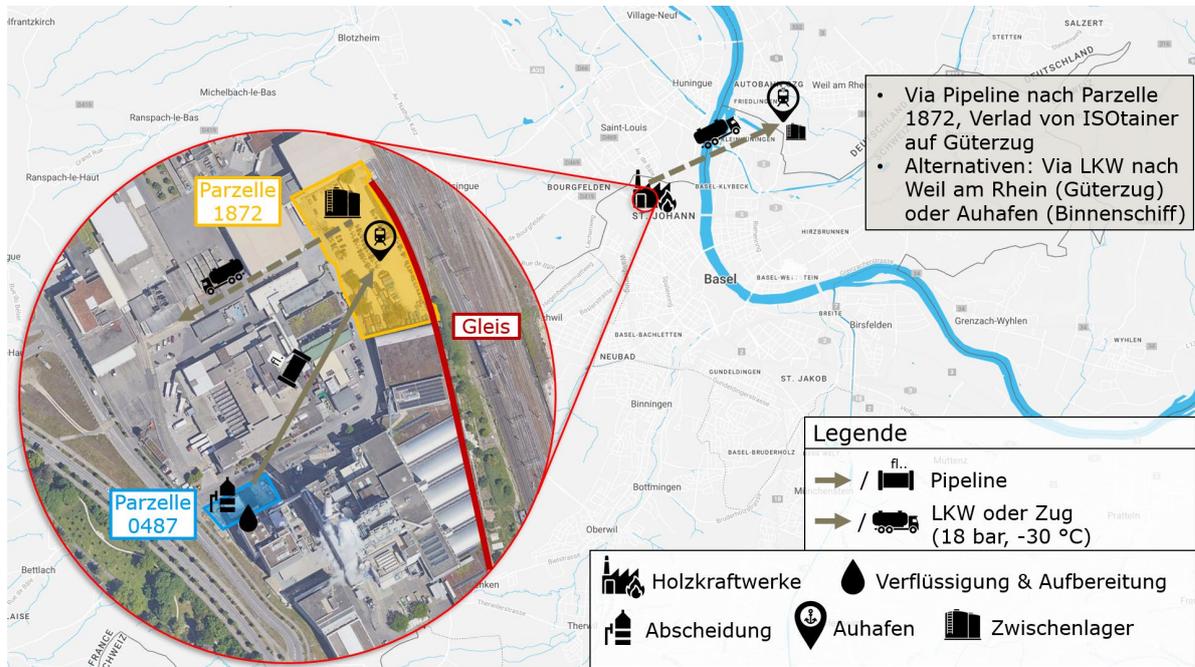


Abbildung 5-4 Szenario 1 mit ISOTainer ab Hagenuau.

Der Platzbedarf für die CO₂ Abscheidung (Aminwäsche) und Verflüssigung auf Parzelle 0487 (1'030 m²) beträgt ca. 2'700 m², was ein mehrstöckiges Gebäude mit entsprechender Anordnung der Komponenten zwingend notwendig macht. Auf Parzelle 1872 (5'600 m²) werden ca. 630 m² für den Verlad und das Zwischenlager (hier in Form von ISOTainer siehe Abbildung 5-5) benötigt, wodurch ein Grossteil des Areals für andere Nutzungen frei bleibt. Die Verfügbarkeit, bzw. der Bau von neuen Gleisen auf dem Grundstück für das Szenario 1a) bedarf einer detaillierten Untersuchung, falls dieses Szenario weiterverfolgt werden soll.



Abbildung 5-5 Gestapelte ISOTainer.

5.2.2 Szenario 2 ohne Pipeline mit Kesselwagen

In Variante 2 wird das CO₂ ebenfalls am Standort Hagenau verflüssigt, anschliessend werden die Kesselwagen für den Zugtransport in Richtung Nordsee befüllt. Da aktuelle Endlagerstätten noch keine direkte Kesselwagenlieferung akzeptieren, ist ein Umladen des CO₂ aus den Kesselwagen in ein anderes Transportmedium zwingend erforderlich.

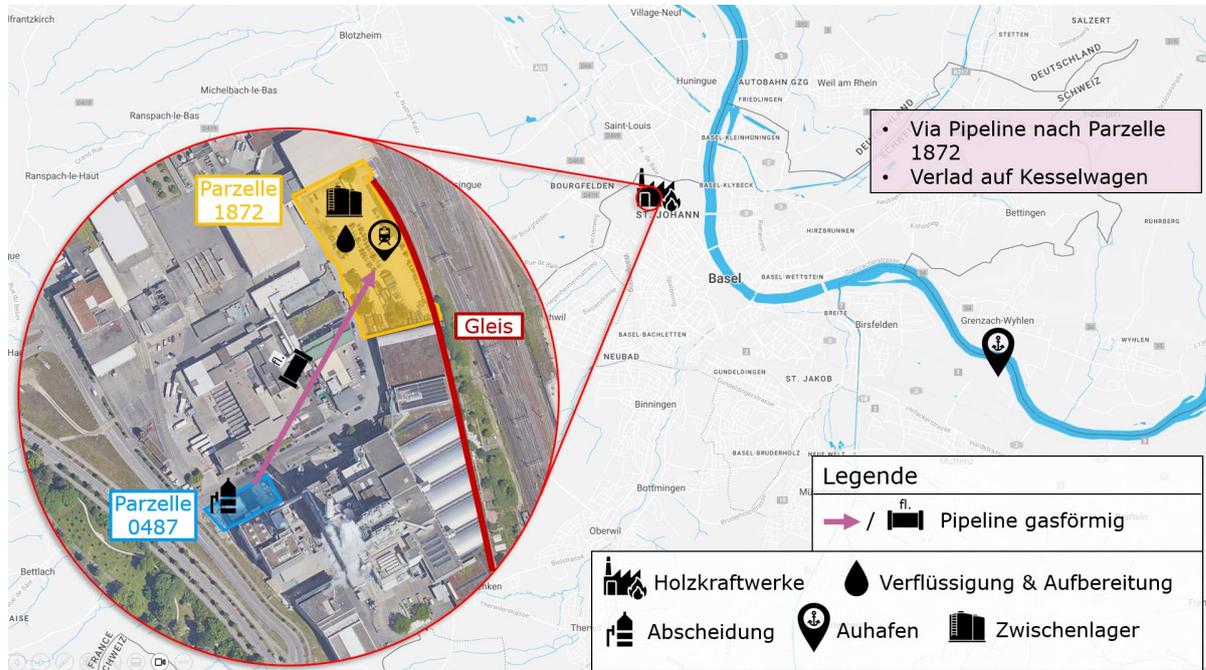


Abbildung 5-6 Szenario 1 mit Kesselwagen ab Hagenau.

Für diese Variante ist es entscheidend, die Verladung des flüssigen CO₂ auf Züge am Standort Hagenau zu gewährleisten. Dafür ist ein umfassendes Konzept erforderlich, das sich mit der Realisierung von Gleisanlagen und einem dazugehörigen Rangiersystem auseinandersetzt.

Die Anordnung der Verfahrenstechnik auf der Parzelle 0487 ist identisch mit der aus Szenario 1. Nachdem das CO₂ zur Parzelle 1872 gepumpt wird, kann es in Zwischenlagern gespeichert und verladen werden. Abbildung 5-7 zeigt eine von der Lonza Group AG betriebene Verladungsanlage für Kesselwagen mit zwei CO₂ Lagertanks. Je nach Konzept können die Anzahl der Verladestationen und die Anordnung der Gleise variieren.



Abbildung 5-7 Beispiel CO₂ Verladung Kesselwagen.

Wird davon ausgegangen, dass an 5 Tagen pro Woche für 8 Stunden gearbeitet wird, werden minimal 6 Ladestationen für den Abtransport des durch die Holzheizkraftwerke anfallenden CO₂ benötigt. Sollte der Platz am Standort Hagenau nicht für einen Ganzzug mit 34 Kesselwagen ausreichen, kann ein Zusammenführen eines Ganzzuges auch an einem anderen Standort durchgeführt werden, was jedoch mit erhöhtem Rangieraufwand verbunden ist.

5.2.3 Szenario 3 mit Pipeline zum Auhafen und weiter mit Spezialbinnenschiff

Die ursprüngliche Planung der CST vor Start dieser Machbarkeitsstudie sah vor, CO₂ durch einen Microtunnel, möglicherweise in flüssiger Form, zum Steigerareal beim FKW Volta zu transportieren, um es dort für den Schifftransport umzuladen. Jedoch zeigte die erste Standortanalyse, die in Kapitel 5.3 näher erläutert wird, dass am Steigerareal keine Umladung möglich ist. Woraufhin der Auhafen in Muttenz als geeignetste Alternative identifiziert wurde. Das Szenario 3 sieht eine gemeinsame Verlegung von CO₂- und Fernwärmeleitungen (siehe dazu Kapitel 2.2) durch einen Microtunnel bis zum Kraftwerk Volta vor. Von dort aus würde, wie in Abbildung 5-8 zu sehen, nur die CO₂-Pipeline grösstenteils erdverlegt zum Auhafen führen.

Die Entfernung zum Auhafen überschreitet mit ca. 1'000 m die nach Erfahrungswerten mögliche Leitungslänge für den Transport von flüssigem CO₂ per Pipeline ohne zusätzliche Kryopumpen. Deshalb ist geplant, das CO₂ über eine Strecke von 10'000 Metern gasförmig zum Auhafen zu fördern. Die Verflüssigungs- und Rektifikationseinheiten werden daher anders als in Szenario 1 und 2 nicht in Hagenau, sondern im Auhafen errichtet. Dies führt zu einer Entspannung der räumlichen Situation in Hagenau. Aufgrund des erforderlichen Minimaldrucks von 18 bar für die Verflüssigung und der Druckverluste in der Pipeline müssen die Kompressoren in Hagenau grösser dimensioniert werden als in den Szenarien ohne Pipeline.

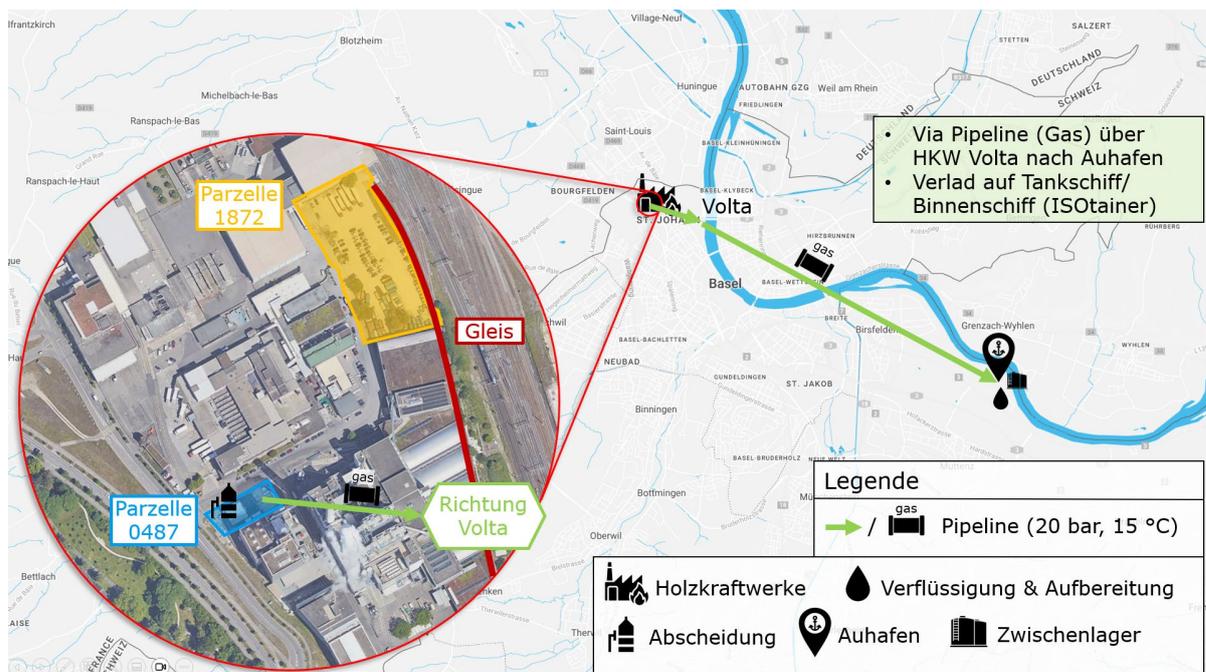


Abbildung 5-8 Szenario 3 und 4 mit Pipeline zum Auhafen.

Im Rahmen der Studie wurde die Pipeline gross genug dimensioniert, um das CO₂ der durch Airfix identifizierten Punktquellen der KVA, des FKW Volta und von ProRheno zu transportieren, da ein etappierter Ausbau einer Pipeline nicht möglich ist. Für die Verflüssigung, Rektifikation und Speicherung am Standort Auhafen wurde von einem etappierten Ausbau ausgegangen und die Anlagen lediglich für einen maximalen CO₂-Volumenstrom der Holzheizkraftwerke mit 22.5 t/h ausgelegt.

Für den in Szenario 3 angenommenen Weitertransport mit einem Spezialbinnenschiff wird das CO₂ über einen beispielhaft in Abbildung 8-10 gezeigten Verladearm verfüllt. In einer zukünftigen Projektphase sollte untersucht werden, ob eine Aufteilung des Schiffstank in mehrere Kompartments und die damit einhergehenden zusätzlichen Ladearme aus wirtschaftlichen und sicherheitstechnischen Aspekten vorteilhaft sind.

Die Spezialbinnenschiffe werden bei einem Druck von 7-8 bar und einer Temperatur von etwa - 50 °C beladen. Mit diesen Parametern kann das CO₂ gemäss den Erkenntnissen aus dem De-moUpCARMA Projekt ohne zusätzliche Kühlaggregate auf den Schiffen bis nach Rotterdam transportiert werden, wofür eine Rundreise ungefähr acht Tage dauert. Ein solches Spezialbinnenschiff hat eine Ladekapazität von 2'000 bis 2'800 Tonnen, wobei die tatsächliche Beladung abhängig vom Wasserstand variieren kann. In einer folgenden Phase des Projekts könnten die Möglichkeiten untersucht werden, ob ein Transport mittels Schleppzüge oder die Lagerung des CO₂ auf Schubleichtern auf dem Rhein wirtschaftlich wären.

5.2.4 Szenario 4 mit Pipeline zum Auhafen und weiter mit Binnenschiff (ISOTainer)

Szenario 4 entspricht dem in Abbildung 5-8 gezeigtem Szenario 3 bis zur Rektifikation und Verflüssigung. Allerdings erübrigt sich für dieses Szenario die Notwendigkeit von Speichertanks im Auhafen, denn die Aufbewahrung des CO₂ erfolgt analog zu Szenario 1 mittels ISOTainern. Ferner entfällt die Notwendigkeit von Verladearmen und Spezialschiffen, da ein direkter Umschlag der ISOTainer durch die bereits vorhandene Infrastruktur auf gängige Binnenschiffe möglich ist.

5.3 Standortanalyse

Im Rahmen der Entwicklung der Szenarien hatte sich das Projektteam auf nur noch drei Standorte festgelegt, die mit Fokus auf den Platzbedarf näher untersucht werden sollten: Parzelle 0487, Parzelle 1872 und Auhafen. Als Option für das Szenario ISOTainer bleibt für einen Bahnverlad der Standort Weil am Rhein bestehen, da dort die bestehende Infrastruktur genutzt werden kann.

Mit der Auslegung der Hauptkomponenten konnte der Platzbedarf der Anlagen innerhalb der ersten Meile festgelegt werden. Die Herleitung des Platzbedarfs ist in Anhang SE03 dokumentiert. Darauf basierend wurden die drei Standorte unter Berücksichtigung der 4 Szenarien analysiert und bewertet. Das Ergebnis dieser Standortanalyse ist Tabelle 5-2 dargestellt.

Tabelle 5-2 Standortanalyse.

	Parzelle 0487	Parzelle 1872	Auhafen
			
Szenario 1 ISOTainer	Platzbedarf kritisch	Machbar	N/A
Szenario 2 Bahn: Kesselwagen	Platzbedarf kritisch	CO ₂ -Lagerung mittels Gefahrenanalyse dimensionieren	N/A
Szenario 3 Pipeline / Tankschiff	Platzverfügbarkeit genügend (Verflüssigung am Auhafen)	N/A	Synergien nationaler CO ₂ -Hub VBSA
Szenario 4 Pipeline / ISOTainer	Platzverfügbarkeit genügend (Verflüssigung am Auhafen)	N/A	Synergien nationaler CO ₂ -Hub VBSA

Das Ergebnis der Standortanalyse in Tabelle 5-2 wurde mit einem Farbcode verdeutlicht: Gelb – Anspruchsvoll, Blau – Ausreichend und Grün – Sehr gut umsetzbar. Primär sind alle vier Szenarien

machbar, jedoch sind die ersten beiden vor allem aufgrund der niedrigen Platzverfügbarkeit schwieriger umzusetzen. In Hinblick auf die Platzverfügbarkeit an den untersuchten Standorten ist das Szenario Pipeline mit der Schnittstelle am Auhafen favorisiert.

5.4 Trassenprüfung Pipeline

Für das Szenario Pipeline ist die Trassenführung vom Standort Hagenau über den Standort Volta zum Auhafen von zentraler Bedeutung. Das Projektteam hat deshalb beschlossen, einen Tiefbauplaner (Basler & Hofmann) mit der Trassenprüfung zu beauftragen. Die «Teilstudie Trassenprüfung» fokussierte auf die beiden Teilabschnitte Microtunnel vom Standort Hagenau nach Volta und die erdverlegte Trassenführung von Volta zum Auhafen.

5.4.1 Ziel der Teilstudie

Werkleitungstunnel DN3000 ca. 1 km: Hier lag der Schwerpunkt auf der Untersuchung der Press- und Zielgruben, etwaiger Zwischengruben, der Linienführung, potenzieller Risiken sowie der angewandten Vortriebtechnik. Des Weiteren wurden die Grobkosten abgeschätzt und in der Gesamtkostenschätzung berücksichtigt.

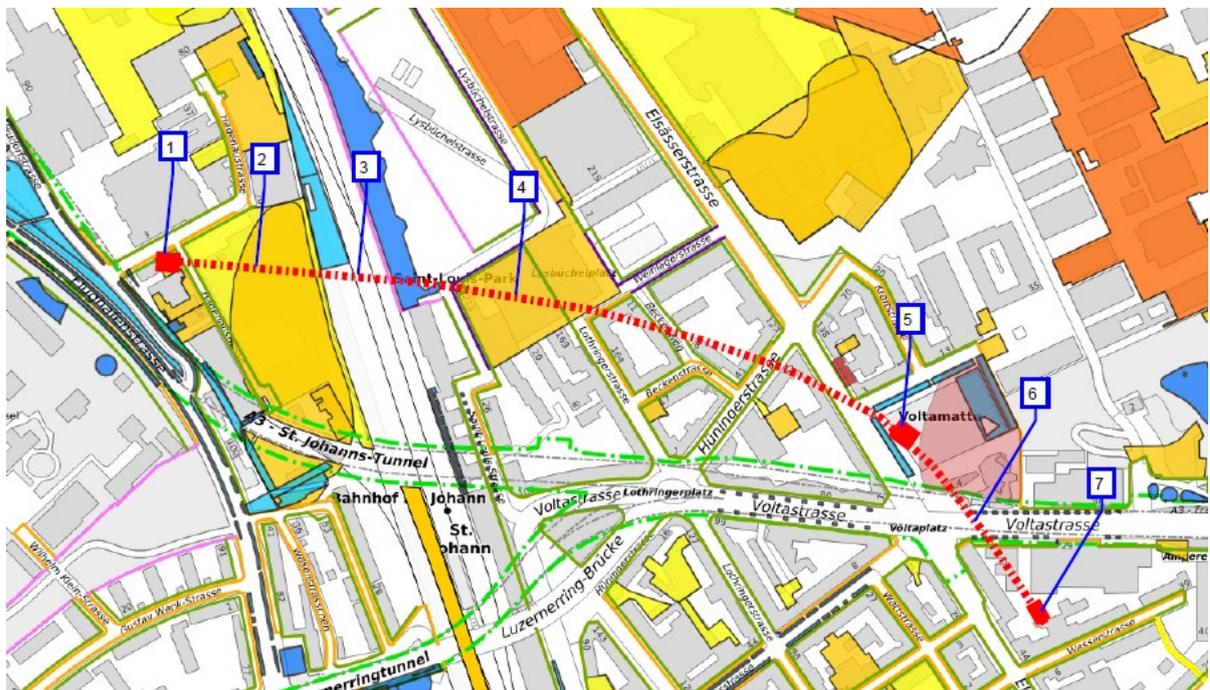


Abbildung 5-9 Linienführung Microtunnel.

CO₂-Leitung DN350-500 ca. 9 km: Das Variantenstudium verschiedener Linienführungen zielte darauf ab, den besten Trassenverlauf unter Berücksichtigung möglicher Ausweichstrecken zu erarbeiten. Ein besonderer Fokus wurde hier auf die Tiefbautechnik und deren Methodik gelegt, einschliesslich des offenen Grabens, des Pressvortriebs sowie der Spülbohrung. Auch hier wurden die grössten Hindernisse und Risiken wie Naturschutz und eventuelle Altlasten beleuchtet. In der Abbildung 5-10 und im Anhang BH03 ist der Trassenverlauf dargestellt mit den identifizierten kritischen Punkten, welche im Anhang BH01 näher beschrieben sind. Zudem wurden die Grobkosten geschätzt und entsprechende Empfehlungen definiert.

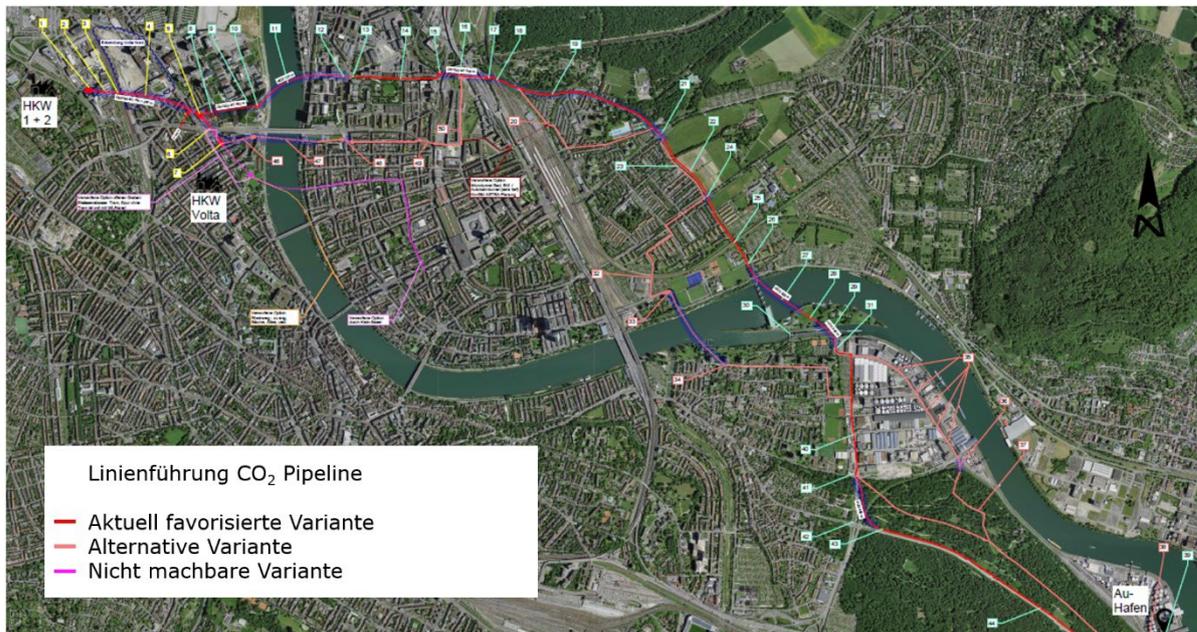


Abbildung 5-10 Variantenstudium Trassenverlauf

5.4.2 Ergebnisse

Die Teilstudie ist in den Anhängen BH01-03 detailliert dokumentiert. Die Hauptergebnissen lassen sich wie folgt zusammenfassen.

- Darstellung der Varianten mit Bestvariante ist erfolgt und Möglichkeiten für Optimierungen für nächste Projektphasen wurden aufgezeigt.
- Verkehrs- und Infrastrukturprojekte von Dritten wurden, soweit zum heutigen Zeitpunkt bekannt, beim Variantenstudium berücksichtigt.
- Die Machbarkeit der definitiven Trassenführung muss vertieft nachgewiesen werden. Insbesondere sind Planunterlagen wichtiger Querungen einzuholen und zu prüfen (z.B. A3 Nordtangente, Rhein, SBB-Querungen, Kraftwerkinsel, usw.). Durchleitungsrechte und Einnahme grösserer Installationsflächen sind zu klären (z.B. Campus Novartis, Voltamatte, Kraftwerkinsel, usw.).
- Erste Risiken wurden identifiziert und sind in die Risikoanalyse (Kapitel 9.7) mit eingeflossen.
- Empfehlungen, wie Durchleitungsrechte bei ASTRA und SBB frühzeitig anzugehen, sind in die Handlungsempfehlungen (Kapitel 11) eingeflossen.
- Ein Terminprogramm wurde entwickelt und im Grobterminplan (Kapitel 9.4) integriert.

5.5 Exkurs: Wasserstoffszenario

Angesichts der dynamischen Veränderungen in der Energiewirtschaft kann die Nutzung von Wasserstoff als sauberer und nachhaltiger Energieträger eine wesentliche Innovation darstellen. Eine Schlüsselkomponente in der Wasserstoffwirtschaft ist der effiziente Transport. Da der Wasserstofftransport, egal ob in direkter oder chemisch gebundener, energiedichterer Form, grösstenteils flüssig erfolgt, könnten möglicherweise Synergien mit dem Schiffstransport von flüssigem CO₂ realisiert werden. Im Folgenden wird die mögliche Integration in das Pilotprojekt CC BS aufgezeigt.

Die Grundidee umfasst den Transport von Wasserstoff per Schiff auf dem Rhein von Rotterdam nach Basel (Bergfahrt). Die logistischen Abläufe und Sicherheitsaspekte des Wasserstofftransports auf dem Rhein werden näher untersucht und die technischen Rahmenbedingungen für eine solche Initiative definiert. Dieses Kapitel ist daher nur für Logistikszenerarien relevant, bei denen CO₂ mit Tankschiffen auf dem Rhein transportiert wird (siehe Kapitel 5.2.3).

Im Rahmen des CO₂-Transports auf dem Rhein von Basel nach Rotterdam wird die logistische Optimierung der Rückfahrten der leeren Schiffe nach Basel untersucht. Als mögliche Transportmedien für diese Bergfahrten wurden Wasserstoff, Methanol, Ammoniak und Dimethylether evaluiert.

Obwohl reiner Wasserstoff aufgrund seines Potenzials zur Dekarbonisierung vieler industrieller Prozesse ökologische Vorteile aufweist, wurde er als Transportmedium nicht weiter betrachtet. Der Transport von Wasserstoff stellt eine erhebliche Herausforderung dar, da seine sehr geringe volumetrische Energiedichte umfangreiche Verdichtungs- oder Verflüssigungsprozesse erfordert, um wirtschaftlich sinnvolle Transportkapazitäten zu erreichen.

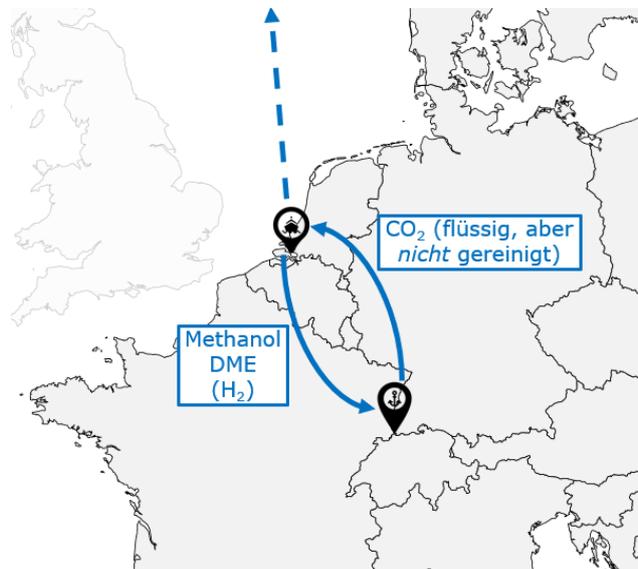


Abbildung 5-11 Szenario Wasserstoff.



Abbildung 5-12: Tankschiff für tiefkalte Flüssiggase.

Damit ist auch die energetische Dichte des Wasserstoffs bei bspw. 0 °C mit 10.8 MJ/m³ deutlich niedriger als die der anderen betrachteten Transportmedien (z.B. Ammoniak mit 11'520 MJ/m³), womit die Bergfahrt des Binnenschiffs nicht effizient genutzt werden kann. Der Grund für diese niedrige Energiedichte liegt im gasförmigen Zustand, welcher eine extrem niedrige Dichte mit sich zieht. Wasserstoff kann verflüssigt werden, um die Dichte zu erhöhen, allerdings sind für diesen Prozess entweder extrem tiefe Temperaturen (ca. -50 °C) oder ein extrem hoher Druck (ca. 200 bar) notwendig. Aus diesem Grund ergeben andere Energieträger, die bei viel leichter umsetzbaren Zustandsgrößen eine hohe Energiedichte aufweisen, sehr viel mehr Sinn.

Methanol ist ein flüssiger Energieträger und hat eine hohe Energiedichte, der Einsatz scheitert jedoch an den hohen CO₂-Reinheitsanforderungen der Endlagerstätten. Methanol bleibt auch bei Umgebungsbedingungen flüssig und bei der Entladung nach der Bergfahrt würden kleinste Mengen in den Tanks des Binnenschiffs verbleiben (siehe Abbildung 5-12). Bei der Beladung mit CO₂ vermischen sich diese Reste mit dem hochreinen CO₂ im Tank des Binnenschiffes und erfordern demnach eine erneute Aufbereitung.

Methanol ist ein flüssiger Energieträger

Tabelle 5-3: Relevante Eigenschaften der potenziellen Transportmedien für eine Bergfahrt.

	Wasserstoff	Ammoniak	Dimethylether	Methanol
Dichte [kg/m ³]	0.09	615	735	790
Volumetrische Energiedichte [MJ/m ³]	10.8	11'520	20'875	15'700
Zustand	gasförmig	flüssig	flüssig	flüssig
Temperatur [°C]	0	-33	-25	20
Druck [bar]	1	1	1	1

Zwei verbleibende Alternativen, Ammoniak und Dimethylether, weisen bei -30 °C mit 680 kg/m³ bzw. 700 kg/m³ eine im flüssigen Zustand deutlich höhere Dichte auf. Jedoch ist die Dichte von Dimethylether bei Atmosphärendruck mit 1.96 kg/m³ sehr ähnlich der Dichte von CO₂ mit 1.98 kg/m³, wodurch bei einer Reinigung der Tanks eine Schichtung und ein Spülen vor der erneuten Beladung des Binnenschiffs mit hoch reinem CO₂ technisch nicht machbar ist. Dagegen ist die Dichte von gasförmigem Ammoniak mit 0.7 kg/m³ deutlich geringer als die von CO₂, so dass CO₂ mit kleinem Volumenstrom als Spülgas der Schiffstanks eingesetzt werden kann, um verbliebenes Ammoniak effizient zu verdrängen und damit die Reinheitsanforderungen der Endlagerstätten einzuhalten. Ein weiterer Vorteil von Ammoniak ist, dass es sich durch einen einfachen Wasserwäscher aus dem Spülgas lösen lässt. Das in der Wäsche entstandene Ammoniakwasser mit einer Konzentration von 25 % ist ein übliches Handelsprodukt, welches sich verkaufen lässt.

Neben dem Transport von Wasserstoff könnte Ammoniak auch direkt als Produkt befördert werden. Der nur einen Kilometer Luftlinie vom Auhafen entfernte Standort der GETEC in Mutenz hat zum Beispiel einen Jahresbedarf an Ammoniak von ca. 400'000 t pro Jahr. Die genannten Gründe führen zu einer bevorzugten Betrachtung von Ammoniak unter den gegebenen technischen und umwelt-relevanten Rahmenbedingungen für die bisher als leer angenommene Bergfahrt von Rotterdam nach Basel. Eine Nutzung von Synergien beispielsweise mit GETEC sollte genauer untersucht werden, da die Vermeidung von Leerfahrten zu niedrigeren CO₂ Gestehungskosten führen könnte.

Für die wirtschaftliche Bewertung einer Nutzung der Bergfahrt von Rotterdam nach Basel sind die Be- und Entladezeiten, sowie die damit verbundene Einhaltung der Reinheitsanforderungen notwendig. Der Prozess des Spülens, der zur Entfernung von Rückständen im Tankschiff notwendig ist, stellt hierbei einen entscheidenden Faktor dar. Es wurden verschiedene Spülkonzepte analysiert, um Ammoniakreste aus den Tankschiffen effektiv zu entfernen. Zum einen könnten die Schiffstanks nach Entleerung des Ammoniaks mit einer optimalen Geschwindigkeit mit CO₂ gespült werden, wobei das Dichtere CO₂ die gasförmigen Ammoniakreste aus dem Tank flutet. Erfahrungen aus Laborexperimenten zeigen, dass hierfür bis zu fünf Spülvorgänge erforderlich sein könnten, um die geforderte Reinheit zu garantieren.

Eine mögliche Alternative bietet die Prüfung der Unterdruckfestigkeit der Schiffstanks. Sollten die Tanks dieser Belastung standhalten, könnte der mit Ammoniak befüllte Tank zunächst evakuiert und erst danach mit CO₂ gespült werden, was die Anzahl der erforderlichen CO₂-Flutungen signifikant reduziert. Diese Vorgehensweise würde nicht nur Zeit sparen, sondern auch die Gesamtwirtschaftlichkeit des Transports durch eine Verminderung der Umschlagdauer und der damit zusammenhängenden Kosten erhöhen. Die Optimierung der Spülgeschwindigkeit und die effiziente Gestaltung der Reinigungsprozesse sind somit kritische Aspekte, die für eine rentable Nutzung der Bergfahrt eine entscheidende Rolle spielen.

Um das Spülen des Tankschiffes zu vermeiden könnte alternativ CO₂, welches nicht die Anforderungen der Endlagerstätten erfüllt, nach Rotterdam geschifft werden. Ein grosses Risiko besteht bei dieser Variante aber in einer notwendigen zusätzlichen Verflüssigungs- und Reinigungsstufe in Rotterdam, welche nicht garantiert werden kann. Zudem muss die Materialfestigkeit für die möglichen Stoffgemische in den Schiffstanks geprüft werden.

Inwiefern eine Nutzung der Bergfahrt von Rotterdam nach Basel wirtschaftlich sein könnte, sollte gemeinsam mit möglichen beteiligten Gesellschaften wie GETEC geprüft werden.

6. Layout und Lageplan

6.1 Abscheidung, Aufbereitung und Verflüssigung

Bei der Untersuchung wurde vorausgesetzt, dass sich die CO₂-Abscheidung aufgrund der räumlichen Nähe und der Eigentumsverhältnisse auf der Parzelle 0487 umsetzen lässt. Nach heutigem Technikstand kann die Abscheidungsanlage maximal 100 Meter vom Kamin entfernt aufgestellt sein und im Rahmen der Studie konnte kein alternativer unbebauter Standort für die Abscheidung gefunden werden.

Wie bereits in Kapitel 4.4 beschrieben, ist eine Abscheidung mit beiden Abscheideverfahren platztechnisch grundsätzlich auf der Parzelle 0487 möglich und für das Aminverfahren in Abbildung 6-1 eine mögliche Aufstellung dargestellt. Der Absorber ist ca. 43 m und der Desorber ist ca. 30 m hoch. Die beiden Kolonnen inkl. Wärmetauscher sind von einem offenen Stahlbau umgeben, während die restlichen Komponenten in einem Stahlbetongebäude (ca. 30 m Höhe) untergebracht sind.

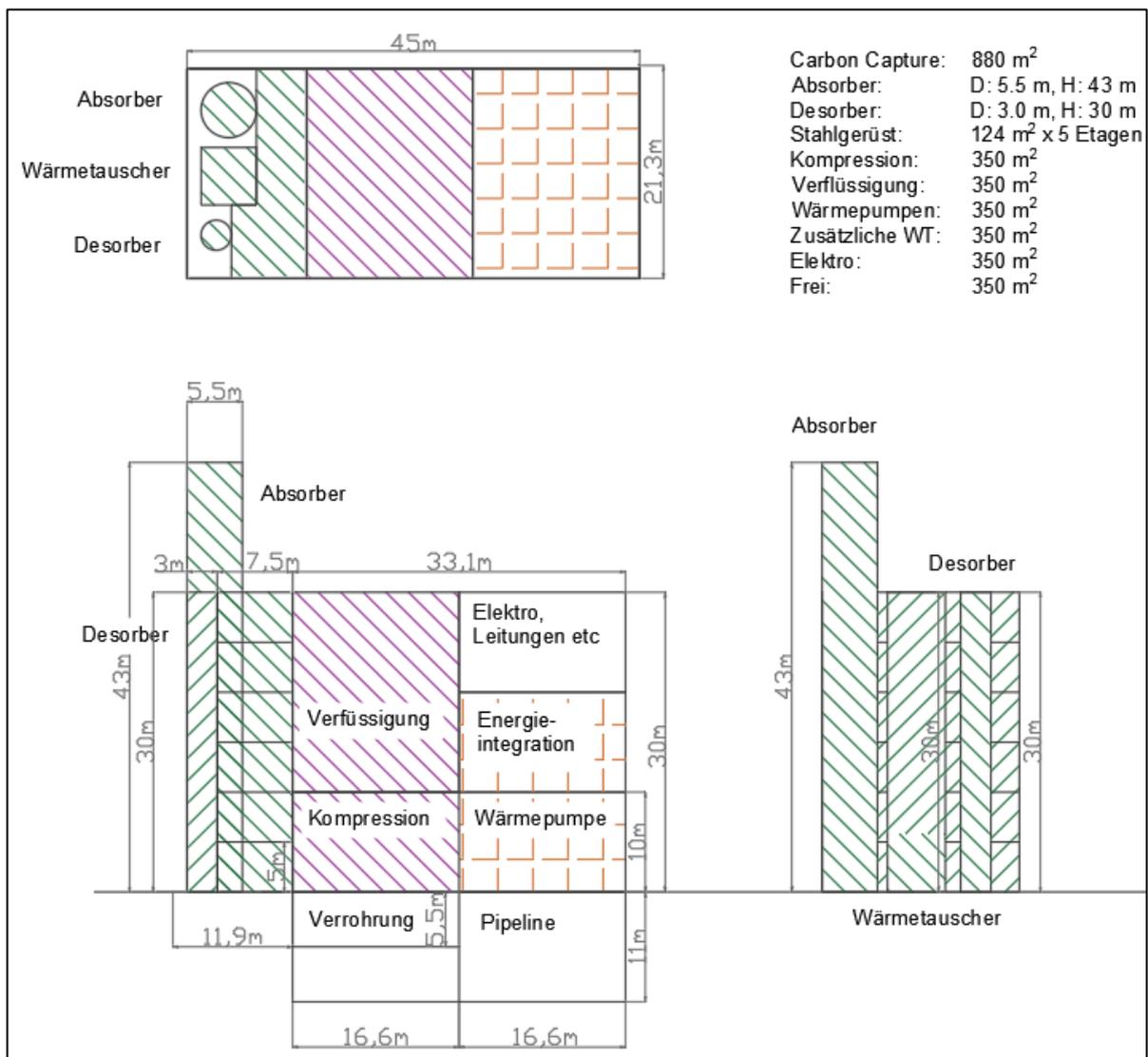


Abbildung 6-1 Groblayout CC-Anlage (Aminwäsche).

Je nach gewähltem Szenario muss das Gebäude auch die Verflüssigung beinhalten. Die Verflüssigung würde die Herausforderungen bei der Integration der Prozesstechnik und beim erforderlichen Platz erhöhen sowie eine erhebliche Steigerung der Baukosten nach sich ziehen. Aufgrund der begrenzten Fläche ist es ausgeschlossen, das Tanklager ebenfalls auf der Parzelle 0487 zu errichten. Eine gesonderte Betrachtung dieses Themas erfolgt im nachfolgenden Kapitel 6.2.

Zusammen füllen die Stahlstruktur und das Stahlbetongebäude die ganze Fläche der Parzelle 0487. Die Kolonnen würden ausserdem die erlaubte Maximalhöhe dieser Zone von 40 m knapp überschreiten. Eine Versenkung der Kolonnen um 3 m oder allfällige Bewilligungen für eine solche Überschreitung müssten in der nächsten Projektphase genauer geprüft werden.

Das HPC-Verfahren ist verfahrenstechnisch deutlich aufwendiger. Die Kolonnen sind bis zu 55 m hoch und die begleitende Infrastruktur (Kanäle, Wärmetauscher, Flashbehälter, etc.) führt zu einer grösseren Kubatur. Falls die Verflüssigung auch noch an diesem Standort integriert werden sollte, müsste das Gebäude nochmals aufgestockt werden. Aufgrund dessen gestaltet sich die Realisierung als wesentlich komplexer im Vergleich zu einer Abscheidung mittels Aminwäsche.

6.2 Zwischenlager

Aufgrund des diskontinuierlichen Abtransports des CO₂ bedarf es stets eines Zwischenlagers am Verladeort, unabhängig vom gewählten Szenario. Dieses ist für eine fünftägige Produktionsmenge ausgelegt, was 2'700 Tonnen entspricht. Bei kontinuierlichem Betrieb der CC-Anlage ist so eine Speicherung des flüssigen CO₂ über längere Zeiträume, beispielsweise während der Weihnachtsfeiertage, mit einem reduzierten logistischen Aufwand möglich.

Das CO₂-Handling ist schon heute erprobt. CO₂ wird zum Beispiel in der Getränkeindustrie benötigt oder als Nebenprodukt in der Ammoniakproduktion gewonnen. Die Lagerung von CO₂ ist demnach bereits eine etablierte Praxis. Beispielsweise zeigt Abbildung 5-7 zwei 250-Tonnen-Tanks der Firma Lonza, einschliesslich zweier Verladestationen an der Bahnlinie.

Generell ist die Verwendung von Lagertanks mit hoher Kapazität wegen geringerer spezifischer Kosten pro Tonne CO₂ vorteilhaft. Dennoch könnten Aspekte wie begrenzter Raum oder Sicherheitsbewertungen



Abbildung 6-2 Vergleich Speicherarten.

(siehe Kapitel 7.3) Einschränkungen auferlegen. Abhängig vom jeweiligen Szenario könnten daher alternative Speicherlösungen in Betracht gezogen werden. Zum einen bietet sich die Lagerung in ISOtainern an. Des Weiteren können am Standort Auhafen Schubleichterschiffe als Lagerort auf dem Rhein infrage kommen.

Für die Ermittlung des Flächenbedarfs wurden innerhalb der Studie drei verschiedene Speicheroptionen berücksichtigt, wobei die Kapazität jedes einzelnen Speichers die in der Gefahrenanalyse festgelegte Höchstgrenze von 300 t bzw. 300 m³ nicht überschreitet. Abbildung 6-2 zeigt visuell die benötigte Fläche dieser Optionen auf der Parzelle 1872. Für den Standort Auhafen wurde von denselben Flächen ausgegangen.

Liegende Tanks mit einem Speichervolumen von jeweils 300 Tonnen: Diese Art von Tanks ist im Vergleich zu stehenden Tanks kostengünstiger, benötigt jedoch etwa das Fünffache an Platz. Die zylinderförmigen Tanks weisen eine Länge von circa 30 Metern und einen Durchmesser von etwa 4 Metern auf. Für die angestrebte Kapazität von fünf Tagesmengen an CO₂ sind 10 Tanks erforderlich, wodurch eine Fläche von 1'950 Quadratmetern für die Installation der liegenden Tanks benötigt wird.

Stehende Tanks mit einem Speichervolumen von 300 Tonnen, siehe Abbildung 8-9: Mit einer Höhe von 31 Metern und einem Durchmesser von etwa 4 Metern nehmen sie die geringste Fläche der Optionen in Anspruch, sind aber im Vergleich zu liegenden Tanks kostenintensiver. Um die Sicherheit zu gewährleisten und das Risiko von Kollisionen zu minimieren ist ein angemessener Anfahrerschutz zu installieren. Für die notwendige Speicherkapazität am vorgesehenen Standort sind insgesamt 10 dieser stehenden Tanks erforderlich, die zusammen eine Grundfläche von etwa 360 Quadratmetern beanspruchen.

ISOtainer mit einem Speichervolumen von 20 Tonnen: Um die 2'700 Tonnen CO₂ zu speichern sind 135 ISOtainer notwendig. Bei einer Anordnung von 5 ISOtainern in der Breite, 5 in der Länge und 6 übereinander gestapelt ergibt sich ein Flächenbedarf von rund 400 Quadratmetern. Diese Alternative stellt die kostspieligste Lösung dar, bietet jedoch gleichzeitig die Flexibilität, die Behälter bei Bedarf umzupositionieren.

6.3 Microtunnel

In den Szenario 3 und 4 ist ein Microtunnel vorgesehen, der in Richtung Volta Areal führt. Die Einbeziehung eines solchen Microtunnels in die Lageplanung am Standort Hagenau stellt eine zusätzliche Anforderung dar. Gemäss dem Entwurf für den Startschacht in Abbildung 6-3 ist für den Bau eine Installationsfläche von 1'100 Quadratmetern erforderlich. Darüber hinaus ist für die Konstruktion eine Schachttiefe von etwa 25 Metern anzusetzen. Auch nach Abschluss der Bauarbeiten ist es erforderlich, einen etwa 6 Meter breiten und 8 Meter langen Zugangsschacht einzuplanen, der für Notausstiege, Betrieb und Unterhaltszwecke zur Verfügung steht. Die Realisierung auf der Parzelle 0487 erscheint mit Zugang im Kellergeschoss machbar, dennoch sind vertiefte Untersuchungen in der nächsten Projektphase notwendig, um die Planung zu präzisieren und Machbarkeit final nachzuweisen.

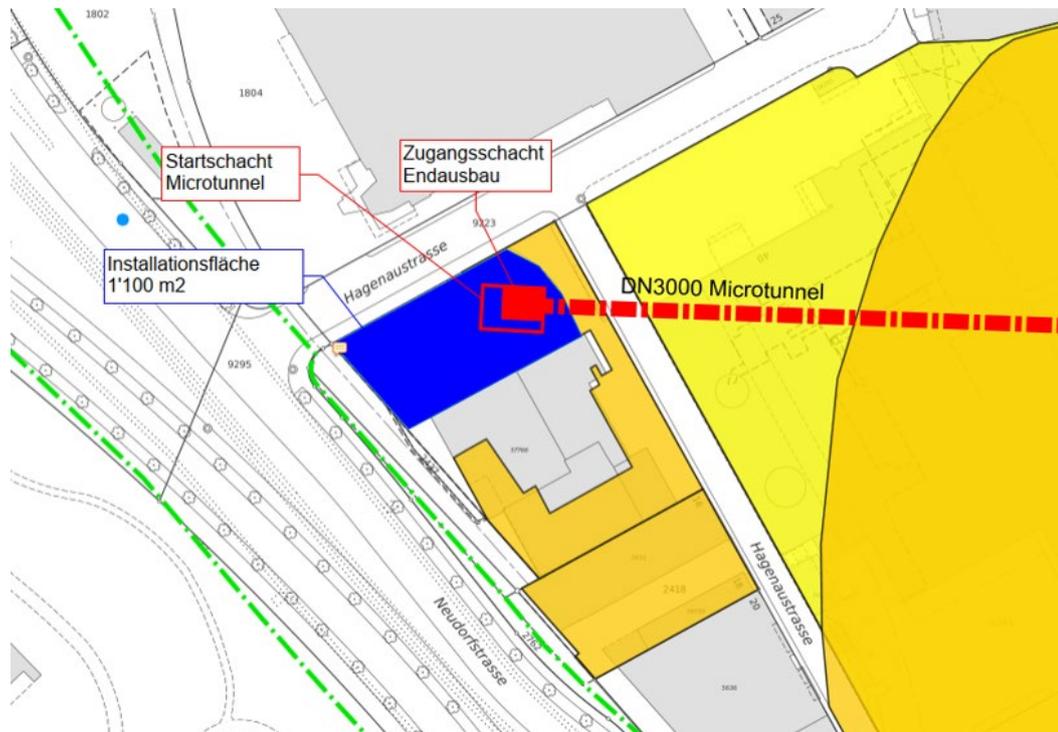


Abbildung 6-3 Startschacht Microtunnel Parzelle 0487.

Sollte die Umsetzung auf der Parzelle 0487 nicht machbar sein, kommt als Alternative die Parzelle 1872 infrage. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass in eine erste Analyse Altlasten auf dieser Parzelle identifiziert wurden und die Parzelle an den SBB-Gleisen angrenzt. Deshalb ist eine Prüfung der Umsetzbarkeit in Zusammenarbeit mit der SBB für die nächste Phase des Projekts vorzusehen.



Abbildung 6-4 Startschacht Microtunnel Parzelle 1872.

7. Umwelt

7.1 Umweltrelevanzmatrix

Um die wichtigsten umweltrelevanten Themen für die Parzellen 0487 und 1872 zu bestimmen, wurde zunächst eine Umweltrelevanzmatrix angelegt, siehe Anhang UR01.

Legende		Standorte		
		Parzelle IWB (0487)	Parzelle 1872	
Hohe Relevanz: Auswirkungen müssen mit speziellen baulichen oder betrieblichen Massnahmen begrenzt werden				
Mittlere Relevanz: Auswirkungen werden mit Standardmassnahmen begrenzt				
Niedrige Relevanz: Es werden keine zusätzlichen Massnahmen benötigt				
Satellitenaufnahmen				
Relevanzmatrix				
	Bauphase	Betriebsphase	Bauphase	Betriebsphase
Abfälle, umweltgefährdende Stoffe		Nitrosamine bei Abscheidung (falls Technologie: Aminwäsche), Ammoniak bei Verflüssigung		Ammoniak bei Verflüssigung
LRV				Keine zusätzlichen Emissionen
Störfallvorsorge, Gefährdungsanalyse		Begrenzt relevant, da keine Lagerung		Handlung nach StfV empfohlen
Altlasten	Belastet, aber weder überwacht noch sanierungsbedürftig		Belastet, aber weder überwacht noch sanierungsbedürftig	
Flora, Fauna	Vernetzungszonen für Kleingetiere vorhanden		Vernetzungszonen für Kleingetiere vorhanden	
Grundwasser	Grundwasserquerung Schachtbauwerk? (vgl Basler Hoffmann)			
Erschütterungen/Körperschall	Baugrube, Bohrungen		Bohrungen	
Lärm	Baustellenlärm	Betriebslärm (inkl. Logistik)	Baustellenlärm	Betriebslärm (inkl. Logistik)
Kulturdenkmäler, archäologische Stätten				
Landschaft und Ortsbild, Licht		Stadtbildkommission Basel		Stadtbildkommission Basel

Abbildung 7-1 Übersicht der Umweltrelevanzmatrix.

In dieser Matrix sind verschiedene Bereiche mit potentiellen Auswirkungen auf die Umwelt aufgelistet und nach hoher, mittlerer und niedriger Relevanz für die Bauphase und den Betrieb der Anlage bewertet worden. In dieser frühen Phase des Projekts wurden nur die Themen mit hoher Relevanz näher betrachtet. Die Emission von Nitrosaminen und die spontanen Freisetzungen von grossen Mengen an CO₂ wurden mit hoher Relevanz bewertet und werden deshalb in den nächsten zwei Unterkapiteln detaillierter untersucht. Ziel der Untersuchung ist es, bereits in diesem frühen Projektstadium den Einfluss auf das Anlagendesign und damit auf die Kosten zu bestimmen und Grundlagen für Technologie- und Standortentscheide zu schaffen. Zudem wurden im Kapitel 7.4 weitere wichtige Massnahmen zusammengefasst, welche für die umweltverträgliche Realisierung der Anlage hilfreich sind.

7.2 Luftreinhaltung/Nitrosamine

Die CO₂-Abscheidung und -Speicherung reduziert die Treibhausgasemissionen und hat damit eine positive Wirkung auf die Umwelt. Allerdings können durch den Abscheidungsprozess zusätzliche

Emissionen von Schadstoffen entstehen, die durch technische Massnahmen minimiert werden müssen. Die Emissionen aus dem CC-Prozess lassen sich in Punktquellen (definierte und quantifizierbare Emissionen) und diffuse Emissionen (unvorhersehbare Freisetzungen) unterteilen.

Bei der CO₂-Abscheidung mit Aminwäsche werden Amine eingesetzt, die durch oxidative und thermische Zersetzungsprozesse in unterschiedliche Nebenprodukte umgewandelt werden können. Die oxidative Zersetzung findet hauptsächlich im Absorber statt und wird durch Reaktionen mit gelöstem Sauerstoff sowie katalysierenden Metallionen verursacht. Sie führt zur Bildung von Ammoniak, organischen Säuren, Aldehyden und anderen Schadstoffen. Die thermische Zersetzung tritt in unkontrolliert heißen Bereichen der Anlage auf, z.B. im Stripper oder Wärmetauscher, und produziert langkettige Verbindungen, die weiter in unerwünschte Verbindungen zersetzt werden können

Besondere Beachtung verdienen Nitrosamine, die u.a. aus der Reaktion von Aminen mit NO_x-Verbindungen entstehen, und zwar nicht persistent sind, aber als potenziell krebserregend gelten. Technische Massnahmen wie mehrstufige, saure Wäscher und Tropfenabscheider haben sich jedoch als wirksam bei der Reduzierung dieser Emissionen erwiesen.

Die Immissionsgrenzwerte von Nitrosaminen stehen zum Zeitpunkt der Erstellung des Abschlussberichts beim BAFU zur Diskussion. Um einen ersten Immissionsrichtwert von 0.03 ng/m³ einhalten zu können müssen die maximal zulässigen Emissionswerte am Kaminaustritt und die damit verbundenen verfahrenstechnischen Massnahmen festgelegt werden.

Erfahrungen aus der Industrie und Pilotanlagen zeigen, dass eine Kombination aus vorbeugenden und nachgeschalteten Massnahmen die Emissionen effektiv reduzieren kann:

- Tiefe Schadstoffkonzentrationen im Abgas und kontinuierliche Regeneration des Amins: Eine saubere, hochqualitative Aminlösung reduziert die Bildung von Zersetzungsprodukten.
- Reclaimer: hitzestabile Salze und andere Verunreinigungen werden in einer Vakuumdestillation konzentriert ausgeschleust.
- Zweistufige Wasch-Stufe: Nach dem Absorber werden neutrale und saure Wäscher mit Tröpfchenabscheidern eingesetzt, um Schadstoffe zu neutralisieren und Aerosole zu binden.
- Kontrollierte Temperaturen im Stripper: Zur Minimierung der Zersetzung wird die Temperatur im Stripper durch einen Zwischenkühler kontrolliert.

Um die Einhaltung der Immissionsgrenzwerte sicher zu stellen, benötigt es ein, zum Zeitpunkt August 2024, noch nicht spezifiziertes Messverfahren. Die niedrigen Immissionsgrenzwerte liegen an der Grenze der technisch machbaren Messung, weshalb z.B. mehrstündige Messungen wie bei der Dioxinmessmethodik notwendig werden könnten. In Anhang NA01 wird die Thematik Nitrosamine detaillierter beleuchtet.

7.3 Gefährdungsanalyse

CO₂ ist bei Normbedingungen (0 °C und 1 bara) gasförmig, geruchs- und farblos. Zusätzlich lässt es sich im Gegensatz zu z.B. Erdgas oder Wasserstoff nicht entzünden. Ab ca. 5 % wirkt CO₂ allerdings narkotisch, oberhalb von ca. 8 - 10 % CO₂ in der Atemluft kann es zur Bewusstlosigkeit und zum Tod durch Ersticken innerhalb weniger Minuten führen. Da CO₂ schwerer als Luft ist, können grosse freigesetzte Mengen sich unbemerkt in natürlichen Senken oder Gebäuden ansammeln und die gesamte Luft verdrängen. Dies ist speziell bei einer spontanen Freisetzung von flüssigem CO₂ (-30 °C und 18 bar) ein grosses Problem, da der Phasenübergang (flüssig zu gasförmig) eine extreme Volumenexpansion mit sich zieht. Allerdings wird CO₂ in den meisten Fällen nur durch ein Leck austreten, sodass der Inhalt des Tanks/der Pipeline nicht sofort vollständig, sondern nach und nach freigesetzt wird.

Gefahrenstoffe unterliegen in der Schweiz der Störfallverordnung (StFV), welche durch klare Beurteilungskriterien und Aufzeigen von Handlungsweisen (Berichterstattung, Massnahmenkatalog, etc.) die Bevölkerung und Umwelt schützt. CO₂ ist allerdings nicht als Gefahrenstoff aufgelistet, was bedeutet, dass – rechtlich gesehen – unlimitierte Mengen gelagert werden dürfen, ohne das zweistufige Verfahren der Störfallverordnung mit Kurzbericht und bei Bedarf Risikoermittlung anwenden zu müssen. Gemäss Art. 1 Abs. 3 StFV kann die Vollzugsbehörde einen Betrieb, einen Verkehrsweg oder eine Rohrleitungsanlage im Einzelfall der Verordnung unterstellen, wenn sie aufgrund ihres Gefahrenpotenzials die Bevölkerung oder die Umwelt schwer schädigen könnten. Deshalb empfehlen wir aufgrund der geplanten Lagermengen eine proaktive störfallrelevante Betrachtung, speziell mit Hinblick auf öffentliche und regulatorische Debatten. Als Fazit werden potenzielle Massnahmen aufgezeigt, die einerseits das Eintreten des Störfalls möglichst verhindern und andererseits bei einem Eintritt die Auswirkungen minimieren sollen. Stellt sich dabei heraus, dass der Störfall eine schwere Schädigung (10 oder mehr Todesopfer) nach sich zieht, ist eine separate Risikoermittlung nach StFV erforderlich, welche dann auch auf Wahrscheinlichkeiten und detaillierte Massnahmen eingeht.

Dieses Kapitel soll demnach – ähnlich einem Kurzbericht – die vier relevanten Standorte (Parzelle 0487, Parzelle 1872, Auhafen und Rhein) auf das kritischste Szenario in Bezug auf Störfälle untersuchen und erste Massnahmen aufzeigen. Die angewandte Methodik ist analog der von Ramboll durchgeführten Machbarkeitsstudie CCS KHKW Hagenholz (der Abschnitt «Sicherheit» wurde dabei übernommen von EBP Schweiz AG): Die spontane Freisetzung von CO₂ ist mit der Software EFFECTS modelliert und mittels Interpolation auf die benötigten Mengen angepasst worden. Die resultierenden Konzentrationen wurden dann mit der Letalität bei einer Expositionsdauer von einer Minute verglichen, um schliesslich die Letalität als Funktion des Abstands zur Freisetzung zu erhalten. Bei der Interpretation ist zu beachten, dass bei der Modellierung ausschliesslich konservative Annahmen getroffen wurden.

Die Gefahr durch ein Leck in der CO₂-Pipeline im Microtunnel wird als minimal angesehen. Mit technischen und organisatorischen Massnahmen (z.B. Gassensoren, verschliessbare Schutztüren an den jeweiligen Enden und Verpflichtung zum Tragen von Notfall-Sauerstoffmasken) kann diesem Risiko begegnet werden. Die weiterführende Pipeline ist relevanter, bedingt aber auch keiner ausführlichen Betrachtung, da die unterirdische Verlegung als grosse natürliche Barriere dient. Auch hier können zusätzlich Sensoren, Warnsysteme und die in Kapitel 4.9.1 erläuterten Schieber eingesetzt werden, um das Risiko zu minimieren.

7.3.1 Parzelle 0487

Störfall: Kontinuierliche Freisetzung von 6.25 kg/s CO₂ aus einer Leitung (je nachdem wo die Verflüssigung platziert wird, gasförmig oder flüssig).

Dieser Fall zieht begrenzte Folgen nach sich. Die Letalitätsraten sind nur für wenige Meter erheblich und nach ca. 15-20 m vernachlässigbar. Zudem muss berücksichtigt werden, dass ein potenzielles Leck in dem Gebäude der Aufbereitung/Verflüssigung nur lokal ein Problem darstellt, da die einzelnen Räume voneinander getrennt sind. Diese Parzelle benötigt somit keine grosse Aufmerksamkeit hinsichtlich StFV. Aber dennoch sollten Massnahmen (siehe Kapitel 7.3.5) ergriffen werden, um auch dieses vergleichsmässig kleine Risiko zu minimieren.

7.3.2 Parzelle 1872

Störfall: Spontane Freisetzung von 300 t flüssigem CO₂ (entspricht dem Füllvolumen einer üblichen Tankgrösse).

Die Gefährdungsanalyse für diese Parzelle ist aufgrund des möglichen Tanklagers und der geplanten Wohnsiedlung gegenüber der Gleise besonders wichtig. Die Ergebnisse der Berechnungen zeigen in Abbildung 7-2 Letalitätsraten bis hin zu 200 m Abstand zum Tanklager. Es ist zu beachten, dass diese Daten auf einem Störfall ohne jegliche Gegenmassnahmen basieren. So können die Folgen

mit z.B. kleineren Tanks (Gesamtvolumen des Tanklagers unverändert), Schutzwänden, Anfahr-
schutz der Tanks reduziert werden (siehe Kapitel 7.3.5 für weitere Möglichkeiten). Dennoch ist das

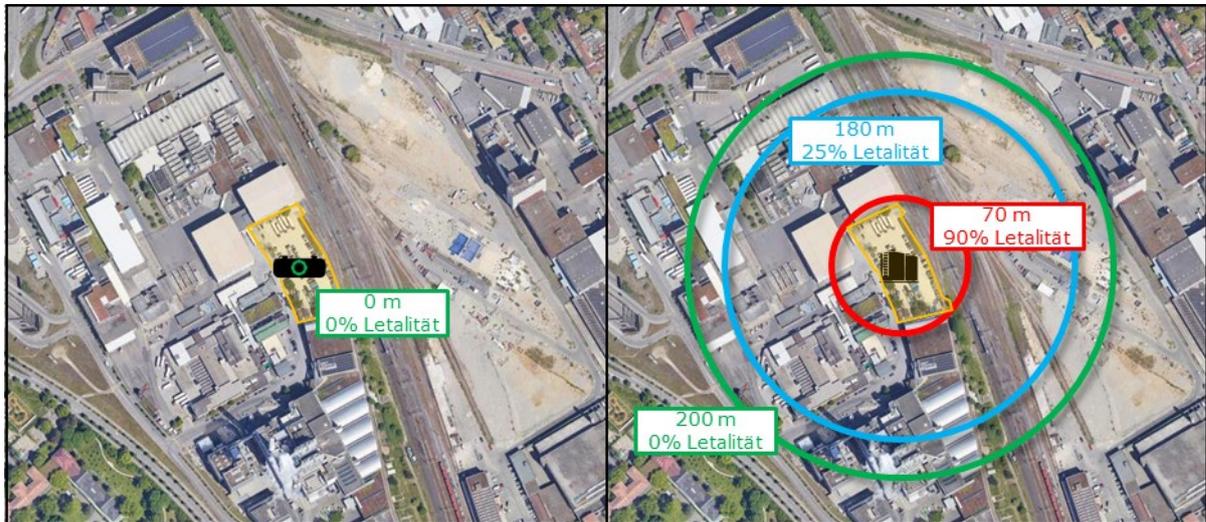


Abbildung 7-2 Gefährdungsanalyse für ISOtainer (20 t) und 300 t Tank für Parzelle 1872.

Risiko auch nach diesen Massnahmen immer noch zu hoch, um tragbar zu sein. Die maximale zulässige Tankgrösse (damit der 0 % Letalitätsradius nicht jenseits der Gleise endet) liegt bei 70 t. Tankgrössen unter diesem Wert sind nur in sehr kleinem, oder wie in dem Fall von einem ISOtainer (20 t) in gar keinem Abstand, tödlich. Die Lagerung von flüssigem CO₂ an diesem Standort ist also nicht ausgeschlossen, aber bedarf entweder massiv kleineren Tanks oder einer detaillierten Behandlung nach der StfV.

7.3.3 Auhafen

Störfall: k/A

Der Standort Auhafen (genaue Parzelle unbekannt) wurde nicht näher betrachtet, da dort jetzt schon eine Vielzahl an Gütern (darunter auch Gefahrenstoffe wie z.B. Benzin) umgeschlagen und in sehr grossen Tanks gelagert wird. Zudem liegt im Umkreis von mehreren hundert Metern nur Industriegebiet, was ein potenzielles Zwischenlager an diesem Standort begünstigt. Die Lagerung an diesem Standort sollte somit möglich sein, auch mit grossen Tanks.

7.3.4 Rhein

Der Transport von tiefgekühlten Gasen per Binnenschiff ist etablierte Praxis; so werden Gefahrgüter wie Ammoniak oder Flüssiggas (beide gefährlicher als CO₂) mittels spezieller Tankschiffe auf dem Rhein transportiert. Der schiffbare Teil des Rheins in der Schweiz untersteht der Störfallverordnung. Hierzu wurde vom Tiefbauamt Basel-Stadt eine Risikoermittlung für die heute transportierten Gefahrgüter erstellt. Sollte sich zeigen, dass beim Transport von CO₂ auf dem Rhein eine schwere Schädigung nicht ausgeschlossen werden kann, müsste die Risikoermittlung auch auf CO₂ ausgeweitet werden. Das europäische Übereinkommen vom 26. Mai 2000 über die internationale Beförderung von gefährlichen Gütern auf Binnenwasserstrassen (ADN) regelt den Transport durch technisch garantiert dichte Einrichtungen und Gasmessgeräte an verschiedenen Stellen des Schiffes. Zusätzlich dazu werden die Schiffe oft mit mehreren Kompartimenten ausgestattet, primär um das Be-/Entladen zu beschleunigen, aber auch um die Auswirkungen eines allfälligen Lecks zu mindern.

7.3.5 Massnahmen

Die folgende Tabelle soll einen Einblick in mögliche Massnahmen zur Verhinderung, bzw. Minderung eines Störfalls geben. Die Liste ist keinesfalls erschöpfend und nicht auf die spezifischen Bedingungen der jeweiligen Standorte abgestimmt.

Verhindernd wirken sich folgende Massnahmen aus:

- Regelmässige Schulungen, Wartungen und Inspektionen
- Anfahrerschutz für Tanks
- Lagerung in kleineren Tanks bei unverändertem Gesamtlagervolumen

Mindernd wirken folgende Massnahmen:

- Sensoren und Warnsysteme
- Automatische Abschaltssysteme
- Notfallübungen und Evakuationspläne
- Bereitstellen von Sauerstoffmasken
- Zwangsbelüftung von Gebäuden
- Schutzwände/-türen für die Umlenkung von CO₂

7.3.6 Empfehlung

Nach der vorläufigen Evaluation der drei näher beobachteten Standorte können folgende Handlungsempfehlungen vorgeschlagen werden:

- Die Parzelle 0487 kann grundsätzlich für die Abscheidung, Aufbereitung und auch Verflüssigung genutzt werden. Eine allfällige Freisetzung von CO₂ hätte nur sehr lokal (<10 m) unmittelbare Folgen, doch diese liessen sich mit adäquaten Massnahmen auf ein tolerables Mass reduzieren.
- Die Parzelle 1872 könnte als Tanklagerplatz genutzt werden, allerdings sollte speziell bei grossen Lagertanks (>70 t) eine detaillierte Gefährdungsanalyse durchgeführt werden. Sobald die Standortfrage geklärt ist, muss eine detaillierte Untersuchung schnellstmöglich und in enger Zusammenarbeit mit Behörden gestartet werden.
- Der Standort Auhafen wird hinsichtlich CO₂ Lagerung als wenig problematisch bewertet. Vor allem die bestehende Infrastruktur für Gefahrgüterumschlag und -lagerung bestärken diese Schlussfolgerung.

7.4 Weitere Massnahmen

Um die umweltverträgliche Realisierung einer solchen Anlage sicher zu stellen, müssen auch die im Folgenden geschilderten Massnahmen in den verschiedenen Projektphasen umgesetzt werden.

Bei der Entwässerung muss bei der Wasseraufbereitungsanlage zusätzlich auf die Anreicherungen von Nitrosaminen im Abwasser geachtet werden.

Prüfung der Mitverbrennung des im Reclaimer der Abscheidungsanlage anfallenden Schlammes unterhalb der Stripperanlage in der nahegelegenen KVA.

Das Kondensat aus der CO₂-Aufbereitung kann in Kondensataufbereitung am Standort Hagenau geführt werden.

Für Abfälle und umweltgefährdende Stoffe ist ein Entsorgungskonzept nach VVEA zu erstellen. Es besteht die Möglichkeit Amin haltiges Kondensat aus der Stripperanlage und der Verdichtung/Verflüssigung über die KVA zu entsorgen. Zudem gilt abgeschiedenes CO₂ zum Zwecke der Speicherung rechtlich als Abfall, weshalb Standardmassnahmen für die Zwischenlagerung von CO₂ und die Lagerung von Hilfsstoffen wie Kältemittel oder Betriebsmittel berücksichtigt werden müssen.

Zusätzlich zur Beachtung der Emissionsgrenzwerte für den CO₂-armen Abgasstrom, die für das lokale Umfeld relevant sind, unterliegt auch der CO₂-reiche Strom der Einhaltung von Grenzwerten. Für den Erhalt von negativen CO₂ Zertifikaten muss das CO₂ endgelagert werden. Heute bekannte Endlagerstätten wie Northern Lights erfordern für die Einlagerung eine Einhaltung der Reinheit des CO₂ nach Northern Lights Standards, welche in Tabelle 3-4 aufgelistet sind. Die Einhaltung der Northern Lights Standards sollte spätestens nach der Verflüssigung des CO₂ sichergestellt werden.

Gemäss Art. 1 Abs. 3 StFV kann die Vollzugsbehörde einen Betrieb, einen Verkehrsweg oder eine Rohrleitungsanlage im Einzelfall der Verordnung unterstellen, wenn sie aufgrund ihres Gefahrenpotenzials die Bevölkerung oder die Umwelt schwer schädigen könnten. Bei nicht tragbaren Risiken könnten dann allenfalls noch Anforderungen aus der Störfallverordnung dazukommen. Somit ist auch bei der CO₂ Pipeline der I. Meile eine frühzeitige Abklärung nach Störfallverordnung beim Transport von grossen Mengen CO₂ wichtig. Zudem unterliegt die CO₂ Pipeline den materialbedingten Reinheitsanforderungen, die durch den Hersteller der Rohrleitungen definiert werden müssen. Zur Vermeidung von Korrosion in einer Stahlpipeline sollte der Wassergehalt nach der CO₂-Aufbereitung unterhalb von 500 ppm liegen.

Grundsätzlich müssen Vorkehrungen nach Baulärm-Richtlinien für den Lärmschutz eingehalten werden. Verfahrenstechnische und bauliche Massnahmen zur Einhaltung der Immissionsgrenzwerte sind gleich wie bei allen anderen Projekten dieser Grössenordnung umzusetzen.

8. Kosten

Im Rahmen der Studie wurden die Investitions- und Betriebskosten für die Realisierung der I Meile eines CCS-Prozesses abgeschätzt, um die CO₂ Gestehungskosten an den Schnittstellen der Prozesskette zu bestimmen. Für die Berechnungen wurden alle Investitionen in Bau-, Anlagen- und Leistungskosten kategorisiert, welche sich in Abschreibungsdauer und Instandhaltungskosten unterscheiden. Die mit CST und IWB abgestimmten Werte sind in Tabelle 8-1 aufgeführt. Für die Bestimmung der CO₂ Gestehungskosten wurden die reinen Kosten ohne Berücksichtigung von Margen, Gewinnen und Absicherungen ermittelt. Die Genauigkeit der Kostenschätzung liegt im Bereich der AACE Class 4 Klassifizierung mit -30 % bis + 50 %.

Tabelle 8-1 Grundlagen für die Berechnung der CO₂ Gestehungskosten.

	Einheit	Bau	Anlagen	Leitungen
WACC	%	5.0	5.0	5.0
Abschreibung	a	50	20	45
Instandhaltung	%	0.5	2.0	0.5

8.1 Investitionskosten

Die Investitionskosten wurden speziell für die Bereiche der CO₂-Abscheidung und Kompression in Hagenau, den Microtunnel, die Pipeline vom Steiger-Areal bis zum Auhafen sowie für Verflüssigungs-, Aufbereitungs-, Speicherungs- und Verladeprozesse entweder am Auhafen oder direkt in Hagenau detailliert kalkuliert. Die aufgeführten Investitionen wurden anschliessend durch eine Annuitätenrechnung, basierend auf den Daten aus Tabelle 8-1, jährlich auf die Menge des abtrennbaren CO₂ verteilt. Weiterhin wurden die verbrauchsabhängigen Ausgaben, zum Beispiel für Dampf, Strom, Wasser und Betriebsstoffe, anhand der Resultate der ProMax-Simulation aus Abschnitt 4.2 errechnet. Die Wertangaben entlang der gesamten Prozesskette wurden für sämtliche vier Varianten der I-Meile erstellt.

95	Mio. CHF	Hagenau
89	Mio. CHF	CC-Anlage
6	Mio. CHF	Integration HKW I+II

Abbildung 8-1 Investition Hagenau.

8.1.1 CO₂ Abscheidung Hagenau

Für die Kostenschätzung der Carbon Capture Anlage wurde angenommen, dass diese mit dem Aminverfahren durchgeführt wird. Die Kosten resultiert aus der Skalierung von anderen Referenzprojekten aus der Ramboll Datenbank. Zusammen ergeben sich am Standort Hagenau, wie in Abbildung 8-1 zu sehen, Ausgaben von 6 Mio. CHF für die Integration der Abscheidungsanlage im bestehenden Kraftwerksprozess sowie 89 Mio. CHF für die Abscheidungsanlage inkl. Wärmeauskopplung und Kompression. Die Instandhaltungskosten und Betriebskosten pro abgeschiedene Tonne CO₂ resultieren aus den Angaben aus Tabelle 8-1 und den bedarfsgebundenen Kosten aus Kapitel 4.6.

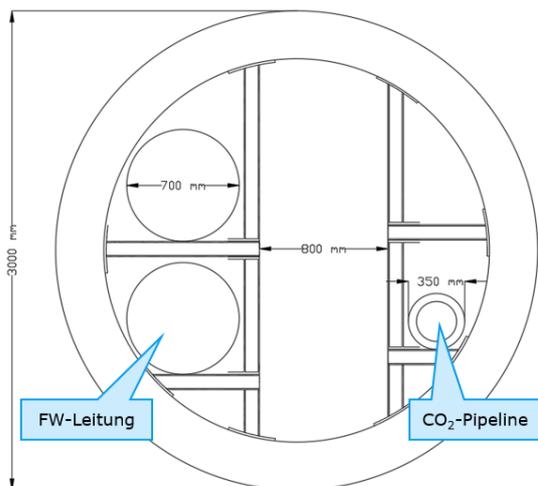


Abbildung 8-2 Schnitt Microtunnel Hagenau-Volta.

8.1.2 Microtunnel

Die Kosten für einen Microtunnel des Szenario Pipeline von Hagenau zum Volta-Areal wurden für einen 1'000 m langen Microtunnel mit einem Aussendurchmesser von 3'000 mm von Basler & Hofmann abgeschätzt, siehe Abbildung 8-2. Ein solcher Microtunnel wäre, wie in Abbildung 8-3 zu sehen, gross genug für eine Fernwärmeleitung mit einem Aussendurchmesser von 700 mm, welche eine Leistung von 50 MW Fernwärme transportieren könnte. Zudem würde eine CO₂-Transportleitung mit einem Aussendurchmesser von 350 mm Platz finden, welche einen Massenstrom von über 50 t/h transportieren könnte, was für den Abtransport des CO₂ der KVA und der HKW genügt.

Die Ermittlung der Kostenanteile des Microtunnels erfolgte anhand einer genauen Kalkulation der verschiedenen Einzelbauleistungen ohne Nutzung von Synergien. Die Aufwendungen für eine gemeinsame Realisierung wurden prozentual auf die einzelnen Investitionen umgelegt, siehe Abbildung 8-4. Die Aufteilung der Kosten für die CO₂-Pipeline im Microtunnel erfolgte anhand der maximalen Leistungen der HKW I und II (22.5 t/h) und der KVA (28 t/h). Die detaillierte Kostenzusammenstellung ist dem Anhang zu entnehmen.

51	Mio. CHF	Microtunnel
9	Mio. CHF	Anteil CO ₂ -Pipeline HKW
11	Mio. CHF	Anteil CO ₂ -Pipeline KVA
31	Mio. CHF	Anteil FW-Leitung

Im Rahmen des Projektes wurde nicht nach einer alternativen Trassenführung gesucht, die im Graben verlegt realisierbar wäre. Eine Verlegung im Graben könnte beträchtliche Kosteneinsparungen ermöglichen, doch die Durchführung nahe den Strassenbahngleisen und die Querung der Autobahn A3 bedarf einer kritischen Prüfung.

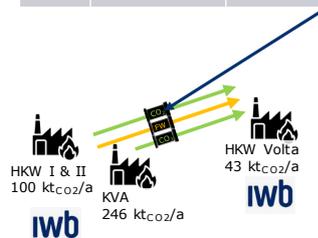
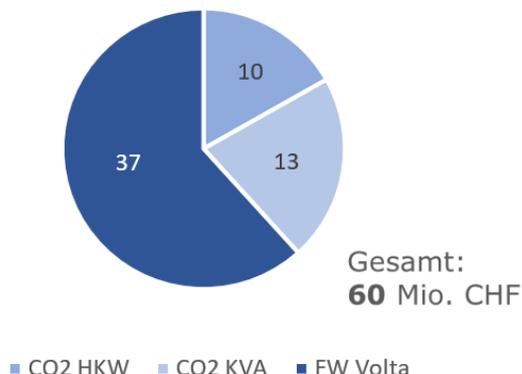


Abbildung 8-3 Kosten Microtunnel Hagenau-Volta

In den Szenarien, in denen das CO₂ direkt am Standort Hagenau verflüssigt und in ISOtainer oder Kesselwagen befüllt wird, wurden die Kosten für den Microtunnel nicht berücksichtigt.

Kosten Verbindung Hagenau - Volta
Einzelausführung in Mio. CHF



Kosten Verbindung Hagenau - Volta
Microtunnel in Mio. CHF

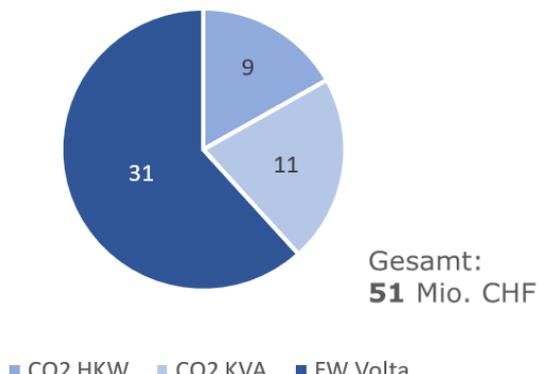


Abbildung 8-4 Microtunnelkosten Hagenau - Volta. Einzelbauleistungen (links), kollektive Ausführung (rechts).

8.1.3 Pipeline Volta – Auhafen

Die Kosten der 9'000 m langen Pipeline von Volta zum Auhafen wurden von Basler & Hofmann anhand des Grabenprofils, welches in Abbildung 8-5 gezeigt ist, berechnet. In dem Graben kann eine CO₂ Pipeline mit einem Aussendurchmesser von 440 mm verlegt werden, die neben dem CO₂ für die HKW und die KVA noch weiteres CO₂ von Punktquellen wie der ProRhenon aufnehmen kann. Die Kosten für die Pipeline wurden trotz der grösseren Dimension nur auf die Holzheizkraftwerke und die KVA mit dem Kostenteiler maximale CO₂ Massenstrom aufgeteilt. Des Weiteren kann eine Hochspannungsleitung für die Stromversorgung der CO₂ Verflüssigungsanlage verlegt werden und es wurden zusätzlich Reserven für weitere Gewerke wie Telekommunikation berücksichtigt.

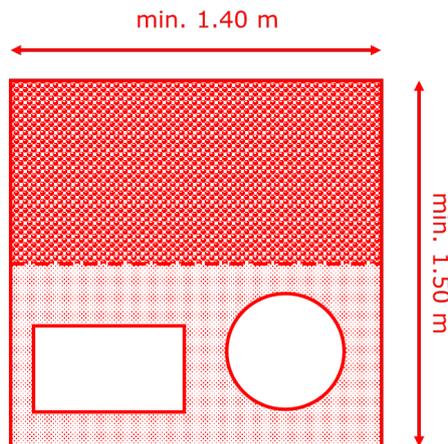


Abbildung 8-5 Grabenprofil CO₂ Pipeline.

43	Mio. CHF	Grabenverlegte Pipeline
19	Mio. CHF	Anteil CO ₂ -Pipeline HKW
24	Mio. CHF	Anteil CO ₂ -Pipeline KVA

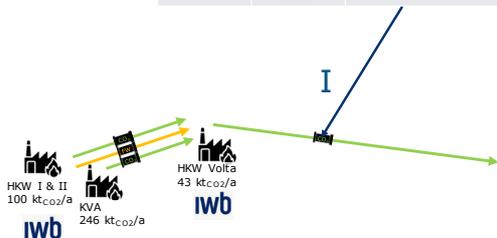


Abbildung 8-6 Kosten Pipeline-Auhafen.

Neben den zum Grossteil im Graben verlegten Abschnitten sind 60 % der in Abbildung 8-6 gezeigten Kosten von 43 Mio. CHF auf die Pipeline zwischen Volta und dem Auhafen auf Spülbohrungen zurückzuführen. Diese Spülbohrungen sind notwendig um zwei Mal den Rhein, den Badischen Bahnhof Basel sowie kantonale und von der Strassenbahn genutzte Strassen zu queren. Eine alternative Trassenführung, die es ermöglicht, die Anzahl der Spülbohrungen zu verringern, könnte bedeutende Kosteneinsparungen mit sich bringen.

8.1.4 Verflüssigung, Logistik und Verlad Auhafen oder Hagenau

Die in Abbildung 8-7 dargestellten Kosten für die für die Verflüssigung wurden für alle Szenarien Standort unabhängig gleich angenommen, da von einem etappierten bedarfsgerechten Ausbau ausgegangen wurde. In den Gestehungskosten wurden neben den Investitionskosten auch die Kosten für Instandhaltung, Strom und Personal berücksichtigt.

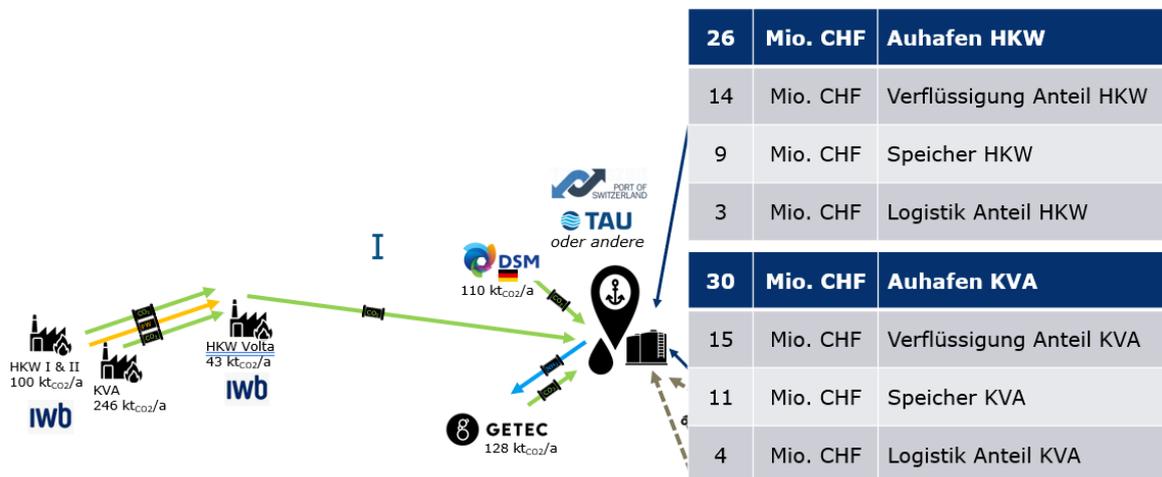


Abbildung 8-7 Kosten Auhafen Szenario Pipeline.

Auch die Kosten für die notwendigen Speicher sind für alle Szenarien gleich. Für die Kostenbestimmung wurde von vertikal aufgestellten Speichern mit 300 m³ Volumen und einem Gesamtvolumen wie in Kapitel 6.3 beschrieben ausgegangen. Die Abschreibungsdauer und die Instandhaltungskosten wurden wie für Rohrleitungen berechnet.



Abbildung 8-8 Verladung ISOtainer.

Quelle: <https://www.transtechenergy.com/iso-tank-container-transfer-loading-unloading-solutions>

Die Gestehungskosten unterscheiden sich jedoch zwischen den Szenarien für die Logistik und den Verlad. Die Differenzen resultieren aus den Unterschieden der Investitionskosten, den Unterhaltskosten sowie den Kosten für das Personal.

Für die Szenarien mit ISOtainern wurde von einer Verladestation wie in Abbildung 8-9 ausgegangen. Jeder ISOtainer muss neben der Leitung für die Befüllung mit einer Pendelleitung verbunden werden, durch die das verdampfte CO₂ zurück in die Verflüssigung transportiert wird. Die Kosten für den ISOtainer Verlad sind am geringsten, da nur zwei Verladestationen benötigt werden, die bereits heute als Standardprodukt zu erwerben sind.

Die Kosten für den Verlad sind am höchsten, wenn das CO₂ in Kesselwagen verladen wird. Abbildung 8-11 zeigt beispielhaft eine Verladestation für CO₂ auf einen Kesselwagen. Auch beim Kesselwagen muss zusätzlich zur Befüllleitung eine Pendelleitung am Speicherbehälter angebracht werden, zudem benötigt es eine zusätzliche Gleisanlage, welche die Kesselwagen für einen Blockzug, der 34



Abbildung 8-9: 300 m³ CO₂ Speicher AVR Duiven (NL).

für das verdampfte CO₂ erforderlich. Aufgrund des grösseren Tankvolumens der Schiffe werden weniger Verladestationen im Vergleich zum Kesselwagenszenario benötigt. Darüber hinaus ist der Erwerb zusätzlicher Flächen für die Schiffe nicht notwendig. Die Kosten für die Liegezeit der Binnenschiffe am Kai sind in den Berechnungen der I Meile nicht inbegriffen und gehören zum Untersuchungsumfang der Studie von Airfix.

Die Investitionskosten entlang der Prozesskette sind für alle Szenarien in Tabelle 8-2 gegenübergestellt. Eine detaillierte Aufstellung der Investitionskosten ist den Anhängen BH04 und IK01 zu entnehmen.

Tabelle 8-2 Gegenüberstellung Investitionskosten Szenarien.

	Einheit	Hagenau ohne Pipeline		Auhafen mit Pipeline	
		LKW/Zug ISOtainer	Zug Kesselwagen	Binnenschiff Spezia Schiff	Binnenschiff ISOtainer
Hagenau	Mio. CHF	127	136	95	95
Microtunnel	Mio. CHF	-	-	9	9
Grabenverlegte Pipeline	Mio. CHF	-	-	19	19
Auhafen	Mio. CHF	-	-	26	24
Total	Mio. CHF	127	137	149	147

Wagons zählt, führen kann. Aufgrund der erforderlichen zusätzlichen Gleisanlagen und der Notwendigkeit weiterer Verladestationen sind die Investitionen für Logistik und Verladung bei der Kesselwagenoption ab Hagenau am höchsten. Ausserdem erfordert diese Variante den grössten Flächenbedarf, was weitere Kosten verursacht.

Die Kalkulation der Verladekosten für das Szenario mit Spezialbinnenschiffen setzt voraus, dass diese Schiffe mittels eines in Abbildung 8-10 dargestellten Verladearms befüllt werden können. Ausserdem ist eine Pendelleitung



Abbildung 8-10 Verladearm LNG.

8.2 CO₂ Gesteungskosten

Unter der Berücksichtigung aller Investitions-, Unterhalts- und Betriebskosten ergeben sich für eine CO₂ Menge von 100 kt/a die in Abbildung 8-12 dargestellten kumulierten Gesteungskosten für eine Tonne CO₂ für das Szenario mit Pipeline und Spezialbinnenschiff. Dabei schliessen die am Standort Hagenau resultierenden Kosten nach der CO₂-Abscheidung sowohl die Aufwendungen für die Abscheidung selbst als auch für die Trocknung und Kompression ein, wobei der für den Pipelinetransport erforderliche Druck in Betracht gezogen wurde. In die Kostenaufstellung für den Microtunnel und die Pipeline fliessen neben den Investitions- und Erhaltungskosten auch die Stromkosten ein, welche zur Überwindung des Druckabfalls in der Pipeline erforderlich sind. Die Berechnung der Gesteungskosten nach Verflüssigungsprozess umfasst die Ausgaben für die Verflüssigung sowie für die Reinigungsschritte, die zur Erfüllung der Northern Lights Standards notwendig sind. Abschliessend beinhalten die Kosten nach der Verladung alle Aufwendungen für Logistik und Verladung sowie für die Zwischenlagerung.



Abbildung 8-11 Bahnverlad Kesselwagen.



Abbildung 8-12 Kumulierte Gesteungskosten Prozesskette Szenario Pipeline Binnenschiff Spezialschiff.

Bei der Gegenüberstellung der Gesteungskosten der vier von Airfix evaluierten Szenarien in Tabelle 8-3 zeigt sich, dass das Pipelineszenario mit Spezialbinnenschiff auf der I Meile mit 161 CHF/tCO₂ das teuerste ist. Die zusätzlichen Kosten von circa 20 CHF/tCO₂ im Vergleich zu den Szenarien ohne Pipeline sind jedoch wesentlich niedriger als die beim Rheintransport möglichen Einsparungen, welche beim Kesselwagenszenario bei 50 CHF/tCO₂ und beim Szenario mit ISOtainern in Hagenau über 80 CHF/tCO₂ liegen. Berücksichtigt man die gesamte Wertschöpfungskette, sind die Investitionen für eine Pipeline zum Auhafen zwar höher, aber die spezifischen Kosten pro Tonne CO₂ sind mit knapp 40 CHF/tCO₂ um 10 % geringer als bei direkter Verladung des CO₂ am Standort Hagenau auf die Schiene. Ferner könnte eine optimierte Trassenführung zu erheblichen Kosteneinsparungen führen und Synergien bei der Lösung des Fernwärmengpasses bieten.

Tabelle 8-3 Gesteungskosten Szenarienvergleich.

	Einheit	Hagenau ohne Pipeline		Auhafen mit Pipeline	
		LKW/Zug ISOtainer	Zug Kesselwagen	Binnenschiff Spezialschiff	Binnenschiff ISOtainer
Abscheidung	CHF/t _{CO2}	112	112	112	112
Transportleitung Auhafen	CHF/t _{CO2}	0	0	19	19
Verflüssigung	CHF/t _{CO2}	17	17	17	17
Verladung	CHF/t _{CO2}	12	19	13	12
Total I Meile	CHF/t _{CO2}	141	148	161	160
II-IV Meile*	CHF/t _{CO2}	299	262	211	229
Total	CHF/t_{CO2}	440	410	372	389

*Preise II-IV Meile wurden im Rahmen der Studie von Airfix ermittelt

9. Projektmanagement

9.1 Projektstruktur I Meile

Eine mögliche Projektstruktur lässt sich zum einen durch die Prozesskette und die beteiligten Standorte ableiten. Abhängig vom gewählten Abwicklungsmodell ist eine Unterteilung in Baulose erforderlich.

In der Tabelle 9-1 ist für die I Meile und das Szenario Pipeline mit den Standorten Parzelle 0487 / Auhafen eine exemplarische Projektstruktur dargestellt, die aus folgenden Teilprojekten besteht:

- TP1: CC-Anlage mit CO₂ Abscheidung und Wärmerückgewinnung am Standort Parzelle 0487
- TP2: CO₂ Pipeline von Standort Hagenau bis Auhafen mit FW Leitung bis HKW Volta
- TP3: CO₂ Aufbereitung mit Zwischenlager und Verlad

Diese Teilprojekte gilt es, in einem Gesamtprojekt für die I Meile zusammenzufassen, in dem auch übergeordnete Aspekte wie Umweltschutz und Sicherheit Berücksichtigung finden. Die Koordination mit den Projekten der II und III Meile sowie zeitgleich verlaufenden Projekten ist eine signifikante Herausforderung, welche die Wirtschaftlichkeit und Finanzierung des Pilotprojekts entscheidend beeinflussen kann. Synergien mit anderen CO₂-Punktquellen in Basel Stadt und Umland sind z.B. massgebend für die Pipeline-Kosten des Pilotprojekts. Potenzielle Synergien am Standort Auhafen in Bezug auf Verflüssigung, Lagerung und Verladung sind ebenfalls zu beachten und gewinnbringend zu nutzen.

Tabelle 9-1 Projektstruktur I Meile Szenario Pipeline.

Teilprojekt	Name	TP	Infrastruktur
TP1	CC-Anlage	TP1.1	CO ₂ Abscheidung
		TP1.2	Wärmerückgewinnung
		TP1.3	Integration in HKW I & II
TP2	Pipeline	TP2.1	Tiefbau Microtunnel Schächte
		TP2.2	Tiefbau grabenverlegte Leitungen
		TP2.3	Rohrbau CO ₂ -Leitungen
		TP2.4	Rohrbau FW-Leitungen
TP3	Aufbereitung & Verlad	TP3.1	CO ₂ Aufbereitung (Verflüssigung)
		TP3.2	Zwischenlager
		TP3.3	CO ₂ Verlad

Abhängig von Betreibermodell wie im Kapitel 9.4 dargestellt muss die Projektstruktur überdacht und angepasst werden.

9.2 Projektumfang CO₂-Abscheidung

Sowohl das Amin-, als auch das HPC-Verfahren werden bereits heute kommerziell genutzt, insbesondere in der Petrochemie, der Chemieindustrie und vereinzelt an Kohlekraftwerken. Es gibt verschiedene Anlagenbauer (EPC-Unternehmer), die eine CC-Gesamt-Anlage ohne CO₂-Verladung liefern können. Eine Aufzählung möglicher Lieferanten ist in Tabelle 9-2 und Tabelle 9-3 gezeigt. Alternativ kann eine CC-Anlage auch in Lose aufgeteilt werden und entsprechend geplant und abgewickelt werden. Eine mögliche Aufteilung wäre:

- Integration in die bestehende Verbrennungsanlage
- Absorption- und Desorptionsstufe
- CO₂ Aufbereitung und Kompression
- CO₂ Verflüssigung und Aufreinigung
- Abwärmenutzung und energetische Integration
- CO₂ Transportleitung
- CO₂ (Zwischen-) Lagerung
- Verladeterminale auf Zug/Rheinschiffe

Grundsätzlich vereinfachen so wenig Lose wie möglich die Umsetzung des Projektes. Sind allerdings die Verfahrensschritte örtlich getrennt, wie beispielsweise die Verflüssigung, Lagerung und Verladeterminale von der Abscheidung und Kompression, kann eine standortspezifische Aufteilung der Lose sinnvoll sein.

9.3 Lieferanten- und Marktübersicht

Tabelle 9-2 Auszug Lieferanten für CC-Anlagen mit Aminen

Firma	Technologie, (Amin)	Leistung
Aker Carbon Capture	Just Catch, (S21/S26)	Lizenzgeber und EPC
ANDRITZ	Eigene, (MEA, CESAR1)	EPC
Babcock & Wilcox	SolveBright, (proprietär und offen)	Lizenzgeber und EPC
Entropy	Modular Carbon Capture & Storage, (Entropy23)	Lizenzgeber und EPC
Hitachi Zosen INOVA	Eigene, (MEA)	EPC
MARTIN + LAB + Brusche	Eigene, (MEA)	EPC
Mitsubishi HHI	KM CDR Process, (KS-1/KS-21)	Lizenzgeber und EPC
Technip Energies	Shell, (CANSOLV)	EPC
TPI	Eigene, (MEA)	EPC

Mögliche Lieferanten HPC

Tabelle 9-3 Auszug Lieferanten für CC-Anlagen mit HPC

Firma	Technologie	Leistung
ANDRITZ	CATACARB	EPC
Carbon Circle	Capsol Technologies	EPC
Eickmeyer	CATACARB / Capsol Technologies	Lizenzgeber
Baker Hughes	Giammarco-Vetrocoke	EPC
K2-CO3	Giammarco-Vetrocoke	EPC
Optimal Group	KC8 HPC	EPC

Marktentwicklung und aktuelle Vertragslandschaft: Der Markt für CC-Anlagen entwickelt sich rasant und die aktuelle Vertragslandschaft unterscheidet sich deutlich von derjenigen der Kraftwerks-Branche. Es gibt keine etablierten Best Practices für Verträge über CC-Anlagen und die verschiedenen Anbieter und Auftragnehmer haben unterschiedliche Anforderungen und Ansätze für die Erbringung ihrer Dienstleistungen.

Technologielieferanten und potenzielle Auftragnehmer: Viele Technologielieferanten und potenzielle Auftragnehmer haben ihre Wurzeln in der Öl- und Gasindustrie oder in der chemischen Verfahrenstechnik, was sich in einem unterschiedlichen Ansatz bei der Vertragsgestaltung für Anlagen niederschlägt. Die meisten Anbieter und EPC-Unternehmen (Engineering, Procurement, Construction) auf dem Markt haben wenig Erfahrung mit grossen CC-Anlagen, verfügen aber über relevante EPC-Erfahrung aus ähnlich komplexen Projekten in der Kraftwerks- oder Chemieindustrie.

Klarheit des Technologieangebots: Viele Anbieter verfügen über eine eigene proprietäre Technologie und damit verbundene Lösungsmittel, die sie als überlegen gegenüber Wettbewerbern vermarkten. Die Vielfalt der von verschiedenen Anbietern angebotenen Technologien stellt jedoch eine Herausforderung für die Erstellung von Ausschreibungsunterlagen dar, die so offen und allgemein wie möglich, aber gleichzeitig so präzise wie nötig sein müssen, um den Umfang der Arbeiten klar zu definieren.

Nachfrage und Kapazitäten: Derzeit besteht eine hohe Nachfrage nach Dienstleistungen von CC-Technologieanbietern und potenziellen EPC-Auftragnehmern. Die Auftragnehmer sind jedoch zurückhaltender und erwarten mehr Bedingungen zu ihren Gunsten im Vergleich zur Kraftwerks-Branche.

Fokus und Projektauswahl: CC-Anbieter und potenzielle EPC-Auftragnehmer konzentrieren sich hauptsächlich auf Projekte, von denen sie glauben, dass sie eine endgültige Investitionsentscheidung erreichen und realisiert werden. Einige der ersten grossen Anlagen, die sich derzeit im Bau befinden, sind mit sehr hohen Investitionskosten verbunden und werden durch staatliche Subventionen gefördert.

Vorvertragliche Studien und Risikominimierung: Die überwiegende Mehrheit der Technologieanbieter und EPC-Auftragnehmer im CC-Sektor bevorzugt oder fördert sogar vorvertragliche Machbarkeitsstudien (Pre-FEED oder FEED), um die Projektrisiken zu minimieren und ein verbindliches

Preisangebot zu erhalten. Mehrere Lieferanten und potenzielle Auftragnehmer äussern Bedenken hinsichtlich der parallelen Errichtung von Kraftwerks- und CC-Anlagen unter zwei verschiedenen EPC-Verträgen.

Diese Zusammenfassung spiegelt die wichtigsten Erkenntnisse aus Rambolls Bewertung der aktuellen Marktsituation im CC-Anlagenbau wider und unterstreicht die Komplexität und Dynamik eines sich schnell entwickelnden Sektors. Unser Fokus liegt auf einer effizienten, effektiven und risikobewussten Vertragsgestaltung, die sowohl den sich entwickelnden Technologien als auch den wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen gerecht wird.

9.4 Terminplan

Nach Abschluss der Machbarkeitsstudie ist ein Decision-Making-Prozess der Stakeholder vorgesehen, in dem über die Fortführung des Projekts und die Finanzierung weiterer Planungsschritte entschieden wird.

Wie in einem üblichen Projektablauf nach SIA vorgesehen, wäre der nächste Schritt die Detaillierung der gemachten Überlegungen in einem Vorprojekt. Es wird empfohlen, parallel ein Marktsondierung zu betreiben, um einen umfassenden Überblick über mögliche Technologieanbieter sowie EPC Unternehmen zu erlangen und das optimale Beschaffungskonzept zu entwickeln. Entscheidet man sich für eine EPC Lösung, dann müsste der Terminplan ansprechend angepasst werden, sonst folgen Bau- und Bewilligungsprojekt mit anschliessender Ausschreibung.

Der Genehmigungsprozess spielt eine zentrale Rolle für den Gesamterfolg des Projekts und erfordert daher eine akribische Planung. Die frühzeitige Klärung der Abläufe und der Bedingungen für das Genehmigungsverfahren ist entscheidend, um die nötigen Unterlagen termingerecht und vollständig einreichen zu können.

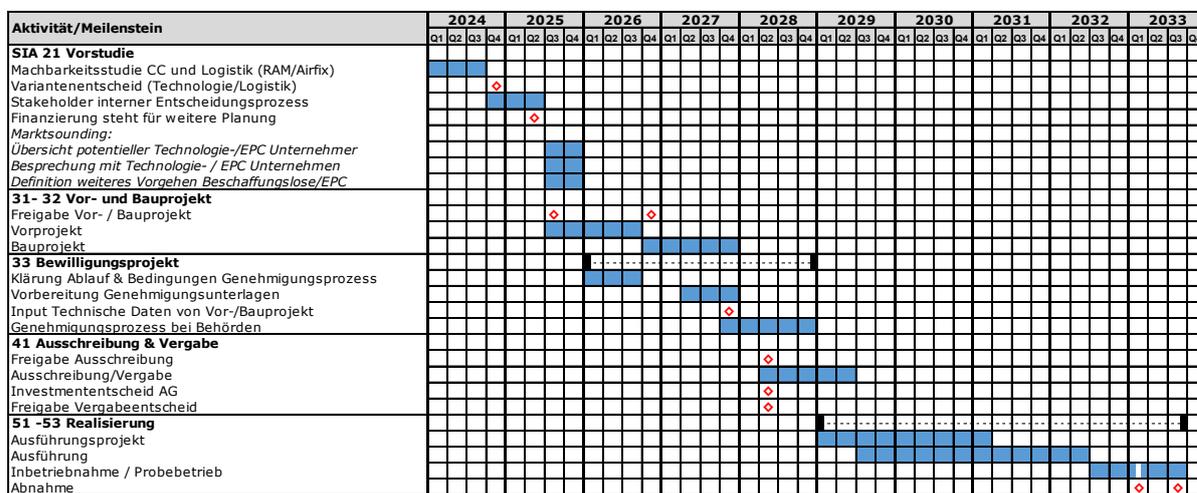


Abbildung 9-1 Grobterminplan I. Meile

Insgesamt rechnen wir ab Freigabe Vorprojekt mit einer Projektdauer von ca. 8 Jahren. Bei Freigabe eines Vorprojektes Mitte des Jahres 2025 könnte die Realisierung Ende 2028 begonnen und die Anlage im Jahre 2033 den Probetrieb erfolgreich abgeschlossen haben und in Betrieb stehen.

Um das Projekt zu realisieren sind aber noch wesentliche Randbedingungen im gesamten Umfeld der CO₂ Abscheidung genehmigen zu klären. Dazu gehören neben der Standortsicherung auch das Betreibermo-

dell, die Finanzierung des Projekts und die Integration des Pilotprojekts in eine gemeinsame Transportinfrastruktur. Diese und weitere Punkte sind im Kapitel Trägerschaft und Handlungsempfehlungen dargestellt und zusammengefasst.

9.5 Trägerschaft des Pilotprojektes

Im Rahmen der Studie wurden erste Ideen im Themenbereich Trägerschaft für das Pilotprojekt «Szenario Pipeline» innerhalb der I Meile diskutiert. Die folgende Abbildung 9-2 gibt zunächst eine Übersicht zu den Projektschnittstellen I bis IV Meile und den involvierten möglichen Akteuren.

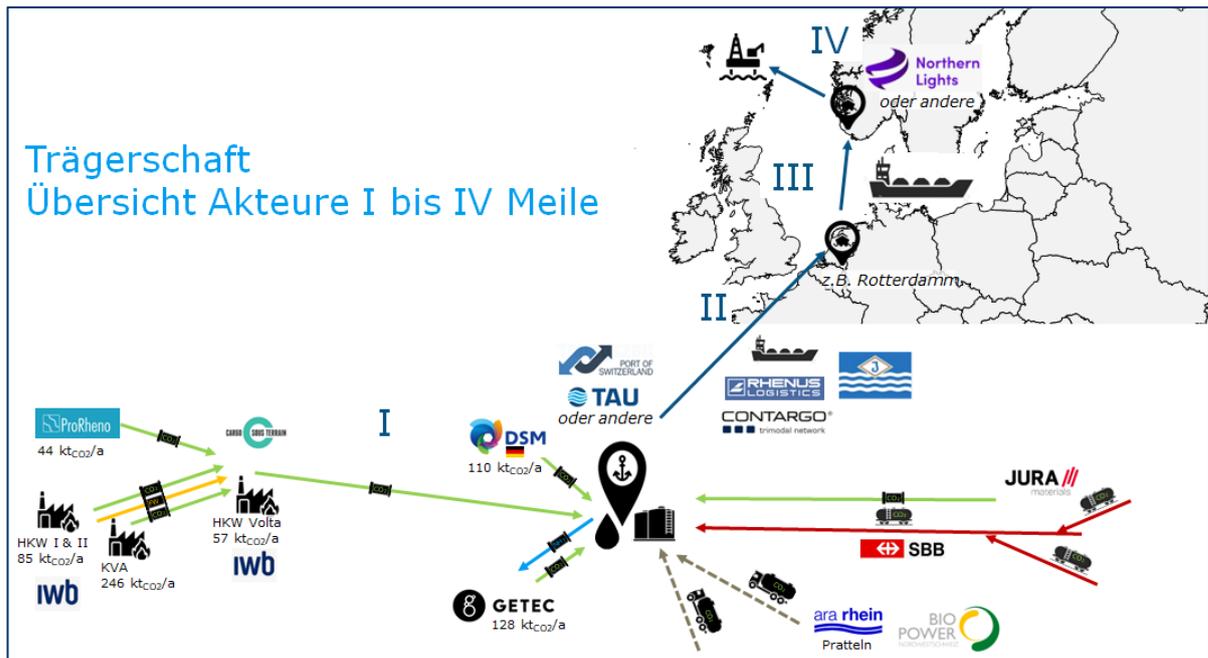


Abbildung 9-2: Trägerschaft - Übersicht Akteure I - IV Meile.

Im Szenario Pipeline wird das CO₂ gasförmig über ein Transportnetz (grüne Linien) zum Auhafen transportiert, dort verflüssigt, gelagert und auf Tankschiffe verladen, was die Schnittstelle zwischen I. und II. Meile darstellt. In den weiterführenden Überlegungen zu potenziellen Trägerschaften bleiben Synergien im Bereich der Fernwärme und der «Bergfahrt», wie z. B. Ammoniaktransport zur GETEC unberücksichtigt.

9.5.1 Grundsatzfragen

Im Rahmen der Brainstormingphase zum Themenbereich Trägerschaft mit verschiedenen Projektpartnern wurden grundlegende Fragen erarbeitet, die bei der Ausarbeitung möglicher Trägerschaftsformen Beachtung fanden. Das in der nächsten Projektphase ausgewählte Betreibermodell muss Antworten geben und konkrete Lösungsansätze für diese Fragen liefern.

- Wer hat welche Ziele bzw. „Appetit“ unter den möglichen Akteuren?
- Wie werden die Interessen der verschiedenen Interessengruppen (Industrie, Behörden, Öffentlichkeit, etc.) berücksichtigt?
- Wie werden die Zuständigkeiten und Verantwortlichkeiten zwischen möglichen öffentlichen und privaten Akteuren verteilt?
- Make or buy: Welche Leistungen bringen die Akteure selbst und welche werden als Dienstleistung eingekauft?
- Welche Akteure in der Wertschöpfungskette «besitzen» das CO₂ und welche sind Dienstleister?
- Wie wird der Zertifikaten Handel geregelt (Wer hat welche Anrechte?) und ist dafür eine Monitoring Stelle erforderlich?

- Um die Vorteile eines nationalen CO₂-Hubs (Scale-up, Pooling der Vergabe von Logistik und Endlagerung, damit grösser Marktmacht, ...) zu nutzen: wer könnte dafür der zentrale Player sein?
- Hat IWB Interesse für den Umfang der I Meile (CO₂-Mengen HKW I & II, KVA und Volta) der regionale Player zu sein?

9.5.2 Treibende Kraft

In Austausch mit dem VBSA und Airfix wurden die Kernprobleme und Antriebsmechanismen diskutiert und drei zentrale Herausforderungen herausgearbeitet:

- Mangelnde Anreize in der nationalen Klimaschutzgesetzgebung:
Derzeit bestehen keine rechtswirksamen Konsequenzen, wie etwa Pönalen, um die Einhaltung der gesetzten Klimaschutzziele zu gewährleisten, falls diese verfehlt werden. Dies führt zu einem Defizit an Motivation zur aktiven Umsetzung von Massnahmen.
- Notwendigkeit einer klar definierten Trägerschaft:
Die Akteure in der Wertschöpfungskette dieses Pilotprojekts benötigen eine feste Anlaufstelle, die die Koordination und Kommunikation für die Projektbeteiligten effizient gestaltet und für verbindliche Zusagen in Form von Verträgen sorgt.
- Bedarf an Initiatoren für das Infrastrukturprojekt:
Die Realisierung eines Grossprojekts der CO₂-Infrastruktur verlangt nach treibenden Kräften, die den Prozess energisch vorantreiben.

In der Diskussion wurden mögliche potenzielle Katalysatoren für das Vorhaben identifiziert:

- Klimapolitische Rahmenbedingungen und CO₂-Reduktionsziele:
Gesetzliche Bestimmungen und das ambitionierte Klimaziel des Kantons Basel Stadt sind Treiber der Produzenten. Sie können einen spürbaren 'Push-Effekt' erzeugen.
- Marktnachfrage nach negativen Emissionen:
Eine gezielte Nachfrage des Bundes nach effizienten CO₂-Abscheidungsverfahren durch Zertifikatkäufe für Negativemissionen könnte einen 'Pull-Effekt' schaffen, der zur Entwicklung innovativer Lösungen motiviert. In diesem Zusammenhang wird auf das KIG Artikel 5 «Fahrpläne für Unternehmen und Branchen» und Artikel 10 «Vorbildfunktion von Bund und Kantonen» verwiesen.
- Wirtschaftsanreize:
Geeignete Fördermassnahmen, wie im Bericht von Airfix aufgezeigt, könnten den Akteuren in der Wertschöpfungskette helfen, ihren Geschäftsmodellen treu zu bleiben und dabei gleichzeitig den Umweltzielen gerecht zu werden, was einen weiteren 'Pull-Effekt' darstellt.

In der bevorstehenden Phase des Projekts gilt es, das Thema der Trägerschaft mit höchster Priorität voranzutreiben. Die Entwicklung eines tragfähigen Betreibermodells sollte Hand in Hand mit der planerischen Entwicklung des Projekts erfolgen, um sicherzustellen, dass beide Aspekte nahtlos ineinandergreifen. Eine baldige Finalisierung und zügige Implementierung des Betreibermodells ist essenziell, um den Grundstein für eine erfolgreiche Realisierung des Projekts zu legen.

Die Konzipierung des Betreibermodells muss klare Organisationsstrukturen definieren und eindeutige Kommunikationswege etablieren. Es ist unerlässlich, ein System von Verantwortlichkeiten zu schaffen, welches sicherstellt, dass alle Beteiligten wissen, welchen Beitrag sie zu leisten haben und wen sie ansprechen können. Durch die Festlegung dieser Strukturen werden die Weichen für eine effiziente Projektsteuerung und -umsetzung gestellt. Nur so kann gewährleistet werden, dass das Projekt nicht nur auf dem Papier existiert, sondern tatsächlich "Flügel verliehen bekommt" und in die praktische Umsetzungsphase übergehen kann.

9.5.3 Konzeptionelle Darstellung

Basierend auf der vorliegenden Übersicht (Abbildung 9-2) wurde eine geeignete konzeptionelle Darstellung entwickelt. Diese soll von der geographischen Anordnung abstrahieren, um die Verbindungen zwischen den Projektbeteiligten klarer hervorzuheben und das mögliche Trägerschaftsmodell vereinfacht zu präsentieren. Die Abbildung 9-3 veranschaulicht die Aufteilung der I. Meile in ihre drei Hauptprozessschritte: die CC-Anlage, den Transport sowie die Verflüssigung und Lagerung (inkl. Verladung).

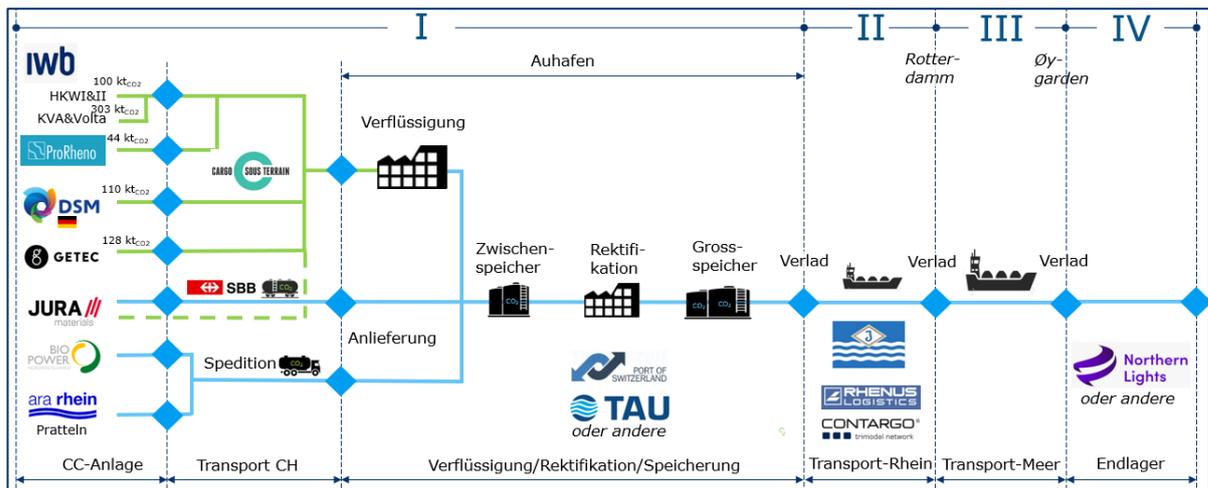


Abbildung 9-3 Trägerschaft: Konzeptionelle Übersicht I bis IV-Meile.

Die CO₂-Emittenten sind links angeordnet und das CO₂-Transportnetz (grüne Linien) sowie der Transport von flüssigem CO₂ mit LKW oder Bahn (blaue Linien) ist differenziert. Prozesstechnisch ist die Verflüssigungsanlage die Schnittstelle zwischen dem CO₂-Transportnetz und der weiterführenden Logistik von flüssigem CO₂.

9.5.4 Trägerschaft

Auf der Grundlage der in Abschnitt 9.5.2 «Treibende Kraft» erörterten Aspekte sowie der konzeptuellen Darstellung in Abschnitt 9.5.3 wurde ein Konzept mit einem «Zentralen Player CO₂-Hub» entwickelt, das in Abbildung 9-4 anschaulich gemacht wird. In diesem Konzept sind die CO₂-Produzenten dafür verantwortlich, das anfallende CO₂ an die Übergabestelle des Hubs zu liefern. Die Organisation des Transports zum Hub fällt ebenfalls in den Verantwortungsbereich der Produzenten und wird durch Dienstleistungsverträge geregelt.

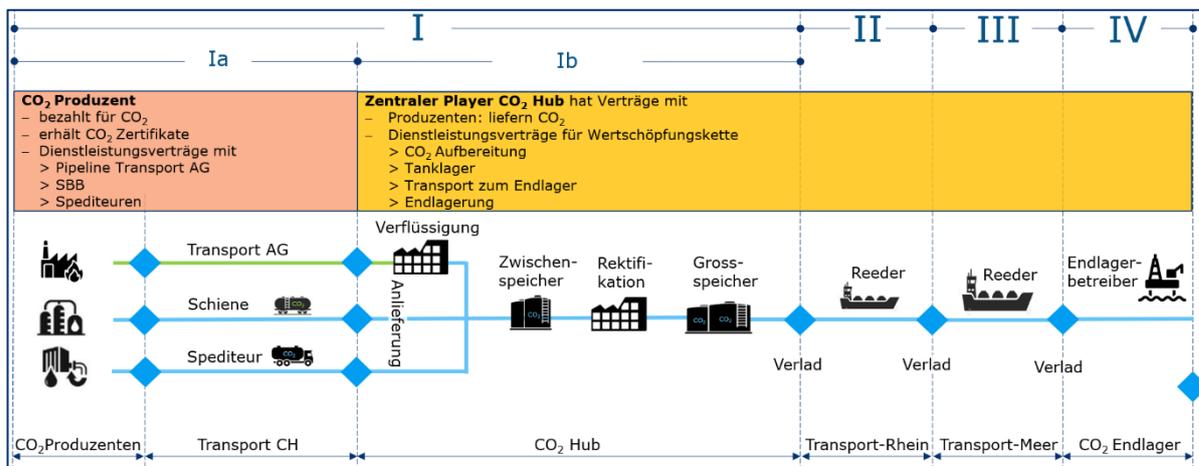


Abbildung 9-4 Zentraler Player.

Aus der Abbildung 9.4 geht hervor, dass der «Zentrale Player CO₂-Hub» das CO₂ entgegennimmt. Mittels Dienstleistungsverträgen in der nachgeschalteten Wertschöpfungskette ist sichergestellt, dass das CO₂ endgültig in einer Endlagerstätte gespeichert wird. Diese visuelle Darstellung soll dazu beitragen, die Komplexität zu reduzieren und das Verständnis der Gesamtzusammenhänge zu fördern, um darauf aufbauend verschiedene Betreibermodelle entwickeln zu können. Zwei mögliche Modelle wurden angedacht und werden im nachfolgenden Kapitel erläutert.

9.5.5 Zwei mögliche Betreibermodelle

Die CC-Anlagen bei den Betreibern der Kraftwerke und Industrieanlagen müssen auf die Produktionsprozesse spezifisch abgestimmt werden. Bei den Kraftwerken kommen die zuvor beschriebenen Abscheidungsverfahren in Frage mit Integration in den Bestand und Abwärmenutzung. Bei den Industrieanlagen wird eine spezifisch für den Prozess notwendige Abscheidetechnologie erforderlich sein. Daher ist es nicht zielführend, beispielsweise eine einzelne Gesellschaft mit dem Bau und Betrieb aller CO₂-Abscheidungsanlagen zu beauftragen. Die Verantwortung für die CC-Anlagen liegt bei den jeweiligen Betreibern, wobei eine deutliche Schnittstelle für den CO₂-Transport innerhalb der ersten Meile besteht.

Betreibermodell «Joint Venture»:

Für den Transport via Pipeline könnte eine CO₂ Transportorganisation durch z.B. vier Trägerparteien (IWB, Pre-Rheno, DSM und GETEC) gegründet werden, aufgrund gemeinsam genutzter Transportnetze, siehe Abbildung 9-5, grüne Fläche. Die Organisation wird als reine Asset-Gesellschaft mit externer Betriebsführung (z.B. CST) ausgestattet und kümmert sich um Bau und Betrieb sowie um die Abrechnung etc. bezüglich Durchleitung von CO₂ (bis Übergabestelle). Die Transportorganisation tritt nicht aktiv am Markt auf und ihre Kunden sind die CO₂-Produzenten. Im Auhafen kann ebenfalls ein Joint Venture gegründet werden, welches von der Schnittstelle zur Transportnetzorganisation bis und mit Verlad auf das Binnenschiff zuständig ist, oder sogar bis und mit Endlager.

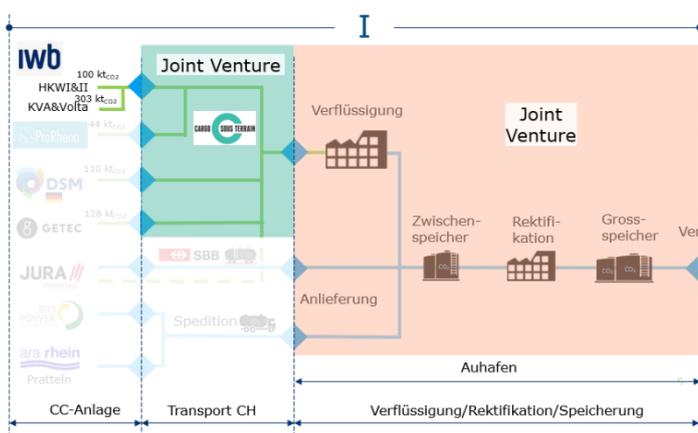


Abbildung 9-5 Betreibermodell Joint Venture.

Im Auhafen kann ebenfalls ein Joint Venture gegründet werden, welches von der Schnittstelle zur Transportnetzorganisation bis und mit Verlad auf das Binnenschiff zuständig ist, oder sogar bis und mit Endlager.

Betreibermodell «IWB»:

Bei diesem Modell übernimmt die IWB die Verantwortung für den CO₂-Transport bis und mit Verflüssigung auf dem Standort Auhafen, siehe Abbildung 9-6 blaue Fläche. Es gibt klare Schnittstellen zu den CO₂ Produzenten Pro-Rheno, DSM und GETEC, welche vor der Verflüssigung ins CO₂-Transportnetz eingebunden werden. Wie im Betreibermodell «Joint Venture» kann im Auhafen von der Schnittstelle zu IWB bis und mit Verlad auf das Binnenschiff oder sogar bis und mit Endlager ein Joint Venture zuständig sein. Der wichtige Unterschied liegt darin, dass die Schnittstelle nach der Verflüssigungsanlage wäre. Die Vor- und Nachteile der beiden Modelle sind im Anhang TS01 dargestellt und können als Grundlage für weitere Überlegungen in der nächsten Projektphase dienen.

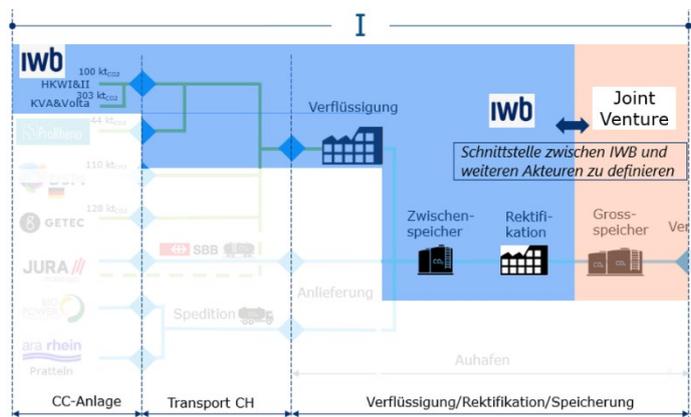


Abbildung 9-6 Betreibermodell IWB.

9.6 Rechtlicher und regulatorischer Rahmen

Wie für alle industriellen Grossprojekte in der Schweiz gelten diverse rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen, die wie folgt zusammengefasst werden können:

Bau- und Planungsrecht: Dies umfasst Vorschriften für die Landnutzung, Baugenehmigungen und Umweltschutz und das Projekt muss mit den kantonalen und kommunalen Zonenplänen und Bauvorschriften übereinstimmen. Grundsätzliche Anforderungen wurden im Rahmen der Studie berücksichtigt, müssen jedoch in den folgenden Projektphasen vertieft geprüft und umgesetzt werden.

Umweltrecht: Die UVP ist erforderlich, um potenzielle Auswirkungen auf die Umwelt zu bewerten. Dies beinhaltet unter anderem Luft-, Wasser- und Bodenschutzvorschriften sowie die Regulierung von Lärm und Emissionen. Im Kapitel 9.6.1 wird auf die UVP-Pflicht dieser Anlage spezifisch eingegangen.

Gewerbe- und Industrierecht: Abhängig von der Art des Projekts gelten spezielle Industriestandards und -vorschriften, einschliesslich derjenigen für den Betrieb und die Instandhaltung industrieller Anlagen. Da es sich bei CC-Anlagen um eine junge Technik handelt, gibt es zum Teil noch Graubereiche bzgl. Normen und Vorschriften. Einige der wichtigsten anzuwendenden Standards und Besonderheiten werden im Kapitel 9.6.2 dargestellt.

Weitere juristische Fachbereiche: Es gelten Arbeitssicherheitsvorschriften, Datenschutz- und Informationsrecht, Öffentliches Beschaffungswesen, Wettbewerbs- und Kartellrecht, Arbeitsrecht, Steuerrecht, Gesellschaftsrecht, etc.. Auf diese Rechtsbereiche wird nicht näher eingegangen, da hier keine besonderen Handlungsmassnahmen erwartet werden.

Grundsätzlich ist die Einhaltung der gesetzlichen Anforderungen entscheidend, um Verzögerungen, Strafen und andere potenzielle rechtliche Probleme zu vermeiden. Deshalb wird bereits in dieser frühen Projektphase auf die speziell für eine CC-Anlage relevanten Anforderungen eingegangen.

9.6.1 UVP Pflicht

CC-Anlage ist eine Änderung einer UVP-pflichtigen Anlage des Typs Nr. 21.2: Die Heizkraftwerke I und II am Standort Hagenau mit einer Bruttofeuerungsleistung von 37 MW bzw. 28 MW erfordern

aufgrund von Typ 21.2 der UVP-Verordnung eine UVP bei wesentlichen Änderungen. Im vorliegenden Fall handelt es sich nach UVPV um eine wesentliche Änderung einer bestehenden UVP-pflichtigen Anlage und die Prüfung ist erforderlich, da höhere Umweltbelastungen, z.B. durch Emission oder Mehrverkehr, entstehen können. Für den Anlagentyp 21.2 ist das UVP-Verfahren vom Kanton festgelegt. Das Amt für Umwelt und Energie/Koordinationsstelle Umweltschutz (KUS) koordiniert das UVP-Verfahren im kantonalen Recht. Die KUS berät Gesuchstellende und Fachstellen bei Fragen zur UVP-Pflicht oder zum UVP-Verfahren und empfiehlt den Bauprojektleitenden von UVP-pflichtigen Anlagen, möglichst frühzeitig mit der KUS Kontakt aufzunehmen, um die Anforderungen an die UVP-Unterlagen und das weitere Vorgehen zu besprechen.

Rohrleitungsanlage für Gas, Brennstoff und Treibstoff Anlagentyp Nr. 22.1: Bei den geplanten CO₂-Leitungen handelt es sich nicht um einen im RLG aufgeführten Brenn-/Treibstoff. Es wird empfohlen das Verfahren gemeinsam mit der CC-Anlage und dem Lager kantonal geführt durchzuführen.

Lager für Gas, Brennstoff und Treibstoff Anlagentyp Nr. 22.3: Für die Variante mit der Verflüssigung des CO₂ am Standort Parzelle 1872 oder im Auhafen sind Tankanlagen für die Lagerung einer 5-Tages-Produktion vorgesehen. Berücksichtigt man die CO₂ Mengen vom HKW I & II und der KVA, dann wird die Schwellenmenge von 5'000 m³ Flüssigkeit bei Normalbedingungen (Anhang UVPV) überschritten sein. Demnach unterläge diese Anlage ebenfalls der UVP. Das Amt für Umwelt und Energie/Koordinationsstelle Umweltschutz (KUS) ist für das baurechtliche Bewilligungsverfahren zuständig.

Verfahrenskoordination: Mit der CO₂-Abscheidung auf dem Areal Hagenau und der Speicher für den Verlad umfasst das geplante Vorhaben vermutlich zwei UVP-pflichtige Anlagen, die verschiedenen Anlagentypen im Anhang der UVPV entsprechen und von den kantonalen Behörden genehmigt werden. Es wird empfohlen das Verfahren zur Transportpipeline gemeinsam mit der CC-Anlage und dem Speicher nach kantonalem Recht durchzuführen, was den Koordinationsaufwand reduziert. Im Rahmen der UVP wird das BAFU vom Kanton angehört. Für eine wirksame Abwicklung ist eine synchronisierte zeitliche und thematische Koordination der Genehmigungsverfahren notwendig. Besonderes Augenmerk sollte auf eine abgestimmte Berichterstattung gelegt werden, um sicherzustellen, dass sowohl die Einzel- als auch die Gesamtauswirkungen der Anlagenteile erfasst, bewertet und konsistent dargelegt werden.

9.6.2 Industriestandards und -vorschriften für die CO₂-Pipeline

In der Schweiz sind noch keine Standards explizit für CO₂-Leitungen bekannt, die Notwendigkeit ist jedoch erkannt und der Verband der Schweizerischen Gasindustrie und der Bund haben bereits erste Diskussionen geführt. Bis von den zuständigen Behörden das anzuwendende Regelwerk erarbeitet worden ist, kann eine Klassifizierung und Ausführung gemäss ISO 13623 erfolgen. Diese internationale Norm regelt die Anforderungen für die Gestaltung, Auswahl von Materialien, Fertigung, Installation, Prüfung, Betrieb und Wartung von Pipeline-Systemen, u.a. zum Transport von Erdgas unter Hochdruck. Diese Norm wird verwendet, um sicherzustellen, dass die Systeme sicher, zuverlässig und effizient sind. Die Norm kann auch von Aufsichtsbehörden als ein Referenzstandard für die Festlegung von Vorschriften und Best Practices in der Pipeline-Industrie verwendet werden. Das CO₂ fällt gemäss ISO 13623 in die Kategorie E - brennbare oder giftige Fluide, welche gasförmig, flüssig oder superkritisch transportiert werden und bei Normbedingungen gasförmig sind.

Für die Planung und den Bau der CO₂-Leitungen, insbesondere was Querungen der SBB, ASTRA und des Rheins betrifft, sind bestimmte Vorschriften massgebend. Diese müssen in den kommenden Projektphasen innerhalb des Spezialtiefbaus besonders berücksichtigt werden.

SBB: Es muss ein Prüfdossier inklusive Überwachungskonzept erstellt werden. Zudem sind alle Dokumente und Nachweise einer Prüfung durch einen unabhängigen Prüfingenieur zu unterziehen und eine Baueingabe nach EBG Artikel 18 ist erforderlich.

ASTRA: Bei Schnittstellen mit ASTRA ist ein "Gesuch für Projekte innerhalb des Bereichs der Nationalstrassen" einzureichen. Unter anderem ist dabei ein Mindestabstand von 5 Metern zu allen Autobahnstrukturen, wie zum Beispiel Brückenfundamenten und Tunneln, zu wahren.

Schweizerische Rheinhäfen und Schifffahrt: Für Rheinquerungen, temporären Landerwerb, Durchleitungsrecht in Hafenstrassen usw. sind die Bestimmungen des Rheinhafengesetzes gemäss SGS 421 zu beachten, wie sie in der Erlass-Sammlung des Kantons Basel-Landschaft (clex.ch) zu finden sind.

9.7 Risikoanalyse

Die Durchführung der Risikoanalyse ist ein kritischer Schritt bei der Bewertung der Machbarkeit dieses komplexen Projekts. Sinn und Zweck der Analyse ist es, potenzielle Risiken zu identifizieren, ihre Eintrittswahrscheinlichkeit sowie ihre potenziellen Auswirkungen auf das Projekt zu bewerten. Mit dem Ziel die Risiken auf ein tolerables Mass zu reduzieren, wurden Massnahmen zur Verringerung und Vermeidung der Risiken definiert.

9.7.1 Vorgehen

Das Vorgehen im Projekt zur Risikoanalyse lässt sich wie folgt zusammenfassen:

- In der Risikoliste sind die Risiken aufgelistet worden, die im Laufe der Marcharbeitsstudie identifiziert und mit einer Nummer versehen wurden, siehe Anhang RL01. Diese Risikoliste gibt einen Überblick über die potenziellen Risiken, gruppiert nach Kategorien wie technisches, politisches und wirtschaftliches Umfeld oder Projektplanung, Realisierung und Betrieb.
- Die Eintrittswahrscheinlichkeit und die Auswirkungen jedes einzelnen Risikos wurden auf einer Skala von eins bis fünf bewertet.
- Zudem wurden mögliche Massnahmen zur Risikominderung definiert und erneut wurde eine Bewertung unter Berücksichtigung der Massnahmen durchgeführt.

9.7.2 Ergebnis

Das Ergebnis der Risikobewertung mit und ohne Massnahmen ist aus den nachfolgend dargestellten Risikomatrizen (Abbildung 9-7) ersichtlich.

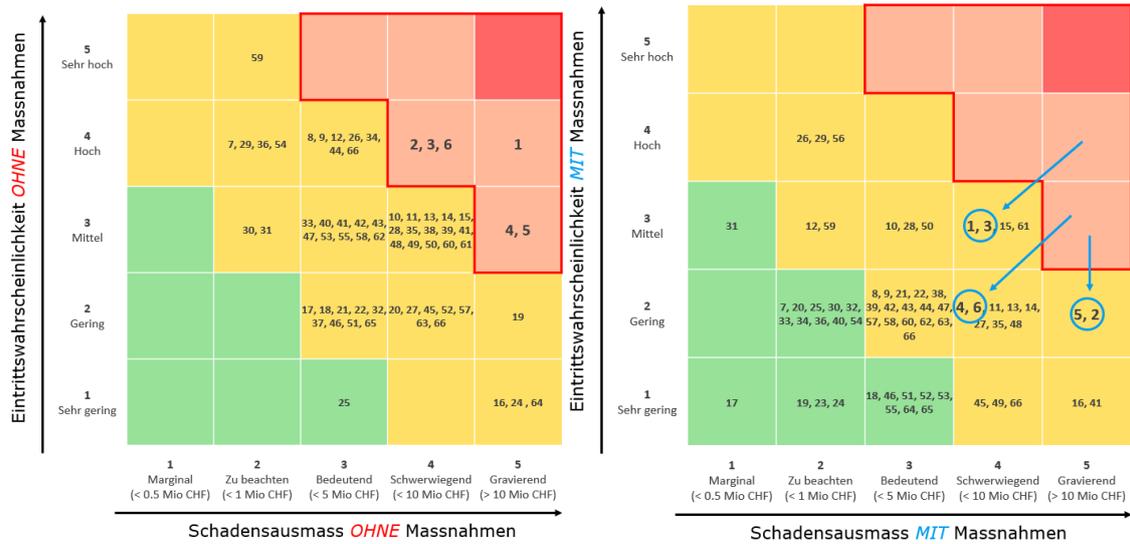


Abbildung 9-7 Risikomatrix ohne und ohne Massnahmen .

Die Hauptrisiken befinden sich im Bereich Planung, Finanzierung, Kosten, CO₂-Preis, Volksabstimmung und Logistik. Diese sind in der Tabelle 9-4 näher beschrieben und die Massnahmen sind definiert. Sofern die Massnahmen konsequent verfolgt werden und das Risikomanagement in den nachfolgenden Projektphasen umgesetzt wird, sind aus heutiger Perspektive keine K.O. Risiken zu erwarten.

Tabelle 9-4 Hauptrisiken und Massnahmen.

Hauptrisiken	Massnahmen
Planung Branchenue Technologie Probleme mit planungsrechtlichem Verfahren	<ul style="list-style-type: none"> • Gate reviews/freeze für einzelne Systeme und Gesamtkonzept einplanen • Genehmigungsverfahren früh mit Behörden planen
Finanzierung Finanzierung scheitert aufgrund fehlender Investoren	<ul style="list-style-type: none"> • Robustes Finanzierungskonzept erstellen • Frühe ausgereifte Planung, um Unklarheiten zu minimieren • Chancen aufzeigen
Kosten Hohe Investitionskosten, quasi-Monopole der Lieferanten	<ul style="list-style-type: none"> • Marktsounding; früher und enger Kontakt mit Lieferanten • Losverfahren, um Wettbewerb zu bestärken
CO₂-Preis CO ₂ -Erlös volatil	<ul style="list-style-type: none"> • Situation im Markt verfolgen • Langfristige Verträge abschliessen
Volksabstimmung Volk stimmt (falls erforderlich) gegen die Umsetzung eines Pilotprojekts	<ul style="list-style-type: none"> • Politischer Diskurs • Sensibilisierung durch Info-Kampagnen
Logistik Wenige oder nur sehr teure Transportmöglichkeiten vorhanden	<ul style="list-style-type: none"> • Cluster/Hub-Ansatz (Kooperation mit anderen Emittenten) • Frühe Einbindung von Logistik-Stakeholdern

9.8 Chancen

In der Tabelle 9-5 sind die Chancen aufgeführt, die während der Studie von den Projektbeteiligten gemeinschaftlich identifiziert wurden. Diese Chancen bieten das Potential, den Weg für innovative

Lösungsansätze und Verbesserungen zu ebnen, die das Projekt voranbringen können. Indem diese Chancen im Auge behalten werden, kann die Projektleitung proaktiv handeln und gewährleisten, dass die Möglichkeiten zur Steigerung der Effizienz und Effektivität des Projekts genutzt werden. Ihre konsequente Nutzung ist entscheidend für den Projekterfolg, da sie dabei hilft, Wettbewerbsvorteile zu generieren und auf neue Marktanforderungen reagieren zu können.

Tabelle 9-5 Chancen.

Chancen
Negative CO ₂ -Emissionen
Zusätzlich nutzbare erneuerbare Fernwärme (Abwärme CC-Prozess)
Synergien Fernwärme-Engpass
Erhöhung der Nutzungsgrade der Holzheizkraftwerke I und II
VBSA nationaler CO₂-Hub
Synergien mit weiteren CO₂-Punktquellen
Basel als Pionier und Key-Player
Anschluss über Pipeline ermöglicht spätere Einbindung in (inter-)nationales Netz (z.B. Wallbach)
Möglichkeit Synergien auf der Bergfahrt zu nutzen, z.B. mittels Ammoniaktransport

10. Schlussfolgerungen

Die durchgeführte Machbarkeitsstudie erlaubt es uns, fundierte Schlussfolgerungen zu ziehen, welche sowohl das Potenzial als auch die zu Herausforderungen des Projekts aufzeigen.

Abscheidetechnologie: Die für dieses Pilotprojekt relevanten Abscheide-Technologien (Aminwäsche und HPC-Verfahren) sind fundiert und detailliert miteinander verglichen worden. Das Aminverfahren schneidet dabei vor allem ökologisch und wirtschaftlich besser ab. Allerdings hängt der finale Technologieentscheid stark von genutzten Synergien (Fernwärmeleitung, CC-Anlage KVA, Anschluss an nationales CO₂-Netz, etc.) und den Ergebnissen des BAFU bezüglich Nitrosamingrenzwerte ab.

Machbarkeit: Eine CC-Anlage für 100'000 t_{CO2}/a am Standort Hagenau ist aus technischer Sicht grundsätzlich machbar. Die in dieser Machbarkeitsstudie erarbeiteten Daten und Ergebnisse sind ausdrücklich für diesen Standort und alle weiteren in Kapitel 2 dargelegten Grundlagen gültig und können nicht uneingeschränkt auf andere Standorte übertragen werden.

Standortanalyse und Layout: Es wurde eine Standortanalyse durchgeführt und auf der favorisierten Parzelle ein Lageplan der CC-Anlage entwickelt sowie der Platzbedarf für CO₂ Speicherung und Verladung festgelegt.

Investitionskosten I Meile: Das Szenario Pipeline ist mit Spezialtankschiff (Arbeitshypothese: Verflüssigung und Verlad am Auhafen) die kostengünstigste Variante. Die Kosten für Microtunnel und der Pipeline wurden mittels Kostenteiler zwischen den Nutzern aufgeteilt. Die Investitionskosten für die CC-Prozesskette der HWKs I und II, bis und mit Verlad am Auhafen, belaufen sich auf 147 Mio. CHF (-30/+50%).

Gestehungskosten: Die Gestehungskosten betragen für die I Meile bis und mit Verlad 161 CHF/t_{CO2}. Mit den Gestehungskosten für die II-IV Meile aus der Studie Airfix ergeben sich die totalen Gestehungskosten von 372 CHF/t_{CO2}.

Projektmanagement: Für die I Meile ist eine Projektstruktur und der typische Lieferumfang für ein Pilotprojekt erarbeitet worden. Es wurde ein Grobterminplan entwickelt, der den Ablauf nach SIA-Phasen vorsieht und eine Inbetriebnahme für die Jahre 2032/2033 anstrebt. Die durchgeführte Risikoanalyse ist von zentraler Bedeutung für die nachfolgenden Projektphasen, und die erstellte Risikoliste mit den definierten Massnahmen schafft eine solide Basis für das Risikomanagement der Projektleitung.

Rechtlicher und regulatorischer Rahmen: Es wurden erste Überlegungen zum rechtlichen und regulatorischen Rahmen zusammengefasst und speziell für eine CC-Anlage relevanten Anforderungen vertieft wie UVP und Industriestandards und -vorschriften für die CO₂-Pipeline.

Trägerschaft: Im Rahmen der Studie wurden erste Ideen im Themenbereich Trägerschaft für das Pilotprojekt «Szenario Pipeline» innerhalb der I. Meile diskutiert. In der bevorstehenden Phase des Projekts gilt es, das Thema der Trägerschaft mit höchster Priorität zu adressieren. Die Entwicklung eines tragfähigen Betreibermodells sollte Hand in Hand mit der planerischen Entwicklung des Projekts erfolgen, um sicherzustellen, dass beide Aspekte nahtlos ineinandergreifen.

11. Handlungsempfehlung

Aus den Ergebnissen lassen sich die Handlungsempfehlungen ableiten, welche nach Themengebieten zusammengefasst dargestellt sind. Dabei handelt es sich nicht um eine allumfassende Liste, die alle kommenden Projektschritte abdeckt, sondern fokussiert primär auf die nächsten Entscheidungen und Aktionen. Aus **technologischer Perspektive** werden folgende Punkte als wichtig erachtet:

- In nächster Projektphase sollten zunächst beide Abscheidetechnologien Amin und HPC weiterverfolgt werden. Sobald die in Kapitel 4.8 dargelegten Voraussetzungen erfüllt sind, kann frühestens eine Entscheidung für eine der beiden favorisierten Technologien gefällt werden.
- Das Energiemanagement muss in Zusammenarbeit mit IWB weiter vertieft werden und eine wirtschaftlich/ökologisch sinnvolle Grösse der CC-Anlage festgelegt werden.
- Die Anlagenintegration von Wärme, bzw. Strom in die bestehenden HKW muss detailliert geplant werden mit Fokus auf den Schnittstellen und betrieblichen Anforderungen.
- Umweltauflagen wie z.B. die Grenzwerte für Nitrosamine müssen final von den Behörden festgelegt werden. Eine Zusammenarbeit oder zumindest weiterhin aufrechterhaltene Kommunikation mit den zuständigen Stellen ist unerlässlich.

Auch für die **Logistik** sind einige Handlungsschritte notwendig, um einen reibungslosen Projektfortschritt zu gewährleisten:

- Der VBSA wird zeitnah eine Machbarkeitsstudie für die II-IV Meile ab Auhafen in Auftrag geben. Die Ergebnisse aus dieser Studie sollten mit den Resultaten der Airfix-Studie und der vorliegenden Studie verglichen werden.
- Das Szenario Pipeline mit Abscheidung am Standort Hagenau und Verflüssigung sowie Verladung am CO₂ Hub Auhafen auf Spezialtankschiffen, sollte weiterverfolgt werden. Als Back-up Lösung kommt der Verladung auf Zug am Standort Auhafen ebenfalls in Frage, da eine leistungsfähige Bahnverladung besteht und für den CO₂-Verladung ausbaubar sein sollte.
- Die Standortsicherung am Standort Hagenau und im Auhafen muss vorangetrieben werden. Der Standort Auhafen ist insofern von strategischer Bedeutung, da eine längerfristige Anbindung an das europäische CO₂-Transportnetz in Wallbach möglich erscheint.
- Bei den Investitionskosten für die Pipeline sieht das Projektteam grosses Einsparpotenzial. Deshalb sollte die Linienführung optimiert und vertieft werden.
- Leerfahrten auf der Bergfahrt sollten möglichst vermieden werden, um die Binnentransportkosten zu reduzieren. Ggf. ergeben sich Synergien mit dem Unternehmen GETEC, welches Ammoniak verarbeitet. In diesem Zusammenhang wird empfohlen in einer separaten Studie die Machbarkeit und die Synergieeffekte detailliert zu prüfen.
- Reedereien und Endlagerstätten frühzeitig einbinden.

Besonders entscheidend sind die folgenden **abschliessenden Empfehlungen**, ohne die eine erfolgreiche Umsetzung des Projekts nicht möglich ist:

- Synergien mit anderen CO₂-Punktquellen (v.a. KVA) dürfen nicht ungenutzt gelassen werden. Auch hier ist die Machbarkeit zeitnah zu prüfen und es sind Gespräche mit anderen Betrieben zu führen.
- Das Risikomanagement wurde in dieser Studie mit einer Risikoanalyse gestartet und sollte kontinuierlich weitergeführt werden. Die festgelegten Massnahmen müssen zeitnah umgesetzt und mit dem Projektfortschritt angepasst werden.
- In der aktuellen Projektphase wurde ein Grobterminplan entwickelt, welcher als Grundlage für die weitere Detaillierung der Terminplanung mit dem Fortschreiten in die nächste Projektphase dient. Es ist entscheidend, dass die Entscheidungen und Terminziele aller Pro-

jektbeteiligten in die Verfeinerung des Zeitplans einfließen, um eine gemeinsame Ausrichtung und zielgerichtete Projektabwicklung sicherzustellen. Dadurch wird gewährleistet, dass der Terminplan realistisch und von allen Seiten akzeptiert wird.

- Die frühzeitige Klärung der Abläufe und der Bedingungen für das Genehmigungsverfahren ist entscheidend, um die nötigen Unterlagen termingerecht und vollständig einreichen zu können. Der Genehmigungsprozess muss daher mit hoher Priorität und sorgfältig geplant werden.
- Die Entwicklung eines tragfähigen Betreibermodells muss weitergeführt und -entwickelt werden, z.B. in Workshops mit allen Hauptakteuren und Stakeholdern beim Start in die nächste Projektphase. Projektbeteiligte und Ansprechpartner müssen klar definiert sein und ein zeitnahe Entscheid zum Betreibermodell sollte gesucht werden.

Anhang

BH01 Bericht Trassenprüfung
BH02 Linienführung Microtunnel
BH03 Linienführung Pipeline
BH04 Investitionskosten Microtunnel und Pipeline
GA01 Gefährdungsanalyse
GK01 Gestehungskosten Amin
GK02 Gestehungskosten HPC
GK03 Gestehungskosten Betriebsmittel
ID01 IWB Daten
IK01 Investitionskosten CO₂ Abscheidung
MP01 Modellierung ProMax Amin
MP02 Modellierung ProMax HPC
NA01 Nitrosamine
OB01 Ökobilanz
OB02 CO₂ Mengen
OB03 LCA Daten
RL01 Risikoliste
RL02 Risikomatrix ohne Massnahmen
RL03 Risikomatrix mit Massnahmen
SE01 Standortbewertung
SE02 Standortanalyse
SE03 Flächenberechnung
SE04 Austausch Standorte
TB01 Technologiebewertung
TB02 Gewichtung
TP01 Grobterminplan
TS01 Trägerschaft
UR01 Umwelt-Relevanzmatrix