

Endbericht – Berechnung CCS Modellcluster inklusive Abschätzung von Synergieeffekten

1 Einordnung der technischen Machbarkeit

Innerhalb dieses Kurzberichtes wird anhand von einem Modellvorhaben untersucht, wie sich eine Clusterlösung für die drei Anlagen KVA Linth, Holzheizkraftwerk Galgenen sowie Kalkfabrik Netstal auf die Kosten auswirkt im Vergleich zu einem möglichen Anschluss der Einzelanlagen. Die Betrachtung bezieht sich auf die gesamte CCS-Kette von Abscheidung bis Speicherung im Ausland. Dabei ist die Wahl der Anlagen im Modellcluster rein illustrativ.

Nachstehend werden zum einen Voraussetzungen eingeordnet, die für das Errichten des Modellclusters zu erfüllen sind und zum anderen wird die Übertragbarkeit von Erkenntnissen aus bestehenden Cluster-Projekten Europas auf das zu untersuchende Cluster überprüft.

Da zunächst ein Weitertransport des abgeschiedenen CO₂ per Zug geplant ist, bedarf es grundsätzlich einer Anbindung ans Schienennetz. Diese ist am Bahnhof Weesen gegeben. Weiterhin bedarf es ausreichend Platz vor Ort, um Zwischenspeicher, Verflüssigungsanlagen sowie das Verladeterminale zu errichten. Die Untersuchung dieser Voraussetzung ist im Rahmen dieser Arbeit nicht möglich, weshalb davon ausgegangen wird, dass der notwendige Platz dafür vorhanden ist. Ebenfalls wird angenommen, dass der Pipelineanschluss und der Bau der Pipelines der drei Anlagen: KVA Linth, Kalkfabrik Netstal sowie dem Holzheizkraftwerk Galgenen an den Bahnhof Weesen und die nächst gelegenen Anschlussstellen ans Schienennetz möglich ist.

Grundsätzlich ergeben sich aus technischer Sicht keine Hindernisse, insofern die Anforderungen an den Platzbedarf sowie die Infrastruktur nicht zu einer Restriktion des Vorhabens führen.

Das untersuchte Modellcluster unterscheidet sich massgeblich von bestehenden Cluster-Projekten in der EU, wie z.B. in Antwerpen. Diese Cluster haben jeweils eine Mindestgrösse von 500 kt CO₂, die abgeschieden und transportiert werden sollen. Im Vergleich dazu hat das in dieser Arbeit zu untersuchende Cluster eine abgeschiedene Menge CO₂ von etwas mehr als 200 kt.

Das Vorgehen bei der Untersuchung des Modellclusters folgt dabei einem ähnlichen Vorgehen wie bei der Clusterbetrachtung in der EU: In einem initialen Screening wurden die Vorortbedingungen untersucht. Dabei lag der Fokus auf bestehenden Pipelines, die umgerüstet werden können sowie auf einer hohen Dichte an Anlagen, die kurzfristig mit einer CO₂-Abscheidung nachgerüstet werden können. Dies trifft in den Projekten meist auf Hafenregionen und die dort bestehenden Industrien zu. Bei dem hier untersuchten Cluster ist der Ansatz ähnlich, jedoch mit wesentlichen Unterschieden: Die Grösse der Anlagen ist deutlich kleiner, zudem gibt es bislang noch keine vorhandene Infrastruktur und Anbindung zu Speicherstätten. Durch diese Unterschiede ist die Übertragung der Erkenntnisse auf dieses Projekt nur in geringem Umfang möglich.¹

¹ Experteninterview

Einordnung Erkenntnisse der Literaturrecherche

Neben der Betrachtung bestehender Cluster erfolgte eine Literaturrecherche zur Quantifizierung von Skaleneffekten bei Verflüssigungsanlagen, Zwischenspeichern sowie Terminals. Lerneffekte haben nach DNV GL (2020) nur einen geringfügigen Einfluss (Lernrate 2 %) auf die Kostenentwicklung (DNV GL 2020). Deshalb werden diese nicht betrachtet. Zu Skaleneffekten durch unterschiedliche CO₂-Mengen ergeben die untersuchten Studien kein eindeutiges Bild.

- Elementenergy (2018) nehmen einen linearen Zusammenhang zwischen Kosten und abgesetzter CO₂-Menge für die Verflüssigung sowie Zwischenspeicherung an (elementenergy 2018). Aus diesem Vorgehen würden sich keine Kostenunterschiede aus den Skaleneffekten des Clusters ergeben.
- Al Baroudi et al. (2021) stellen die Ergebnisse verschiedener technisch-ökonomischer Analysen zur Verflüssigung und Zwischenspeicherung gegenüber. Diese beziehen meistens nur einen Wert für eine bestimmte CO₂-Menge ein und untersuchen den Effekt verschiedener Verflüssigungsanlagenkonzepte auf die Kosten. Eine Ableitung von Skaleneffekten wäre mit erheblichen Unsicherheiten verbunden und erfolgt nicht (Al Baroudi et al. 2021).
- In Danish Energy Agency (2021) wird eine Bandbreite an Kosten für die Kompression und Verflüssigung in Abhängigkeit der CO₂-Menge angegeben. Jedoch wird keine Kostenfunktion angegeben aus der sich für eine bestimmte Menge an CO₂ die Kosten ermitteln lassen (Danish Energy Agency 2021).

Aufgrund der Studienlage wurde sich dazu entschieden verschiedene Sensitivitäten zu berechnen, um mögliche Skaleneffekte abzubilden und Aussagen über die Synergieeffekte durch die Errichtung des Clusters zu ermöglichen.

2 Quantifizierung Synergieeffekte

Zur Quantifizierung der Gesamtkosten sind Kosten für die Abscheidung, Kompression, Transport per Pipeline, Verflüssigung, Zwischenspeicherung, Transport per Zug sowie den Transport zur Speicherstätte im Ausland ermittelt worden. Nachstehend werden die Methodik der Kostenermittlung sowie die untersuchten Sensitivitäten kurz vorgestellt. Die Berechnungen können dem Anhang entnommen werden.

Allgemeine Rahmenbedingungen

- CO₂-Abscheiderate: 90 %
- Die Kosten beziehen sich auf das Jahr 2020.
- Kosten werden in CHF umgerechnet und auf das Schweizer Preisniveau entsprechend der CCS-Kostenstufe umgerechnet (Faktor: 1,5).

Kosten Abscheidung

Zur Berechnung werden die vorhandenen Modelle aus der CCS-Kostenschätzung verwendet.

Kosten Kompression

Die Kosten für die Verflüssigung werden über Danish Energy Agency (2021) berechnet. Dabei werden CAPEX, OPEX sowie der Energiebedarf entsprechend der Anlagengröße ermittelt.

Kosten Pipeline

Für die Berechnung der Kosten (CAPEX, OPEX) für den Pipelinetransport werden die Kosten von Danish Energy Agency (2021) verwendet. Innerhalb der Studie werden Kosten für unterschiedliche Durchflussmengen angegeben. Die abgeschiedene Menge an CO₂ im Modellcluster entspricht einer Durchflussmenge von bis zu 20 t CO₂/h. Die Kapitalkosten hierfür belaufen sich auf 15 €/(t CO₂/h)/m. Die Kosten werden mit den Kosten von Saipem (2020), die für die Berechnung der Pipelinekosten in der CCS-Kostenschätzung Studien verwendet wurden, validiert (Saipem 2020).

Kosten Verflüssigung

Die Kosten für die Verflüssigung werden analog zu Danish Energy Agency (2021) berechnet. Dabei werden CAPEX, OPEX sowie der Energiebedarf entsprechend der Anlagengröße ermittelt. Für das Cluster wird eine höhere Betriebsdauer von 8400 h angenommen im Vergleich zu den Einzelanlagen. Dies ist auf die diversifizierte Belieferung der Anlage durch die drei Standorte begründet.

Personalkosten Cluster

In der Literatur werden keine Angaben zu Personalkosten bei Verflüssigungsanlagen sowie Zwischenspeichern gemacht. Für die Quantifizierung wird angenommen, dass für jede Anlage sowohl für das Cluster pro Tag Personalkosten für drei Personen anfallen. Zwischen den drei einzelnen Anlagen und dem Cluster gibt es keine Unterschiede bei der Anzahl der Personen. Die Anzahl der Personen ergibt sich daraus, dass die Anlage 24 h betrieben wird und die Arbeitszeit 8 h beträgt pro Schicht bei einer 40 h Woche.

Kosten Zug

Die Kosten für den Transport per Zug (CAPEX, OPEX) werden entsprechend dem Vorgehen aus der CCS-Kostenschätzung Studie berechnet. Die Kosten werden für folgende Strecken ermittelt:

- Bahnhof Weesen – Rotterdam
- Bahnhof Linth – Rotterdam
- Kalkfabrik Netstal – Rotterdam
- Galgenen (Siebnen-Wangen) – Rotterdam

Der Anschluss der Anlagen erfolgt über den nächstgelegenen Bahnhof. Die Auswahl erfolgte unter Einbezug digitaler Karten.

Kosten Transport Ausland und Speicherung

Die Berechnung der Transportkosten von Rotterdam zur Speicherstätte in der Nordsee erfolgte entsprechend der CCS-Kostenschätzung-Studie. Der Transport bis nach Rotterdam erfolgt vom jeweiligen Bahnhof per Zug. Für die Speicherkosten wurden die Werte für die 3 Mt Speicherung Offshore der Danish Energy Agency (2021) verwendet.

Energiepreise

Die Energiepreise sind den Energieperspektiven 2050+ entnommen.

Sensitivitäten

Verflüssigung

In Danish Energy Agency (2021) wird eine Bandbreite für die Kosten zur Verflüssigung von CO₂ angegeben, jedoch ohne eine Kostenfunktion für das Verhältnis von Kosten zur CO₂-Menge. Deswegen ist es nicht möglich eindeutig abzuschätzen, wie sich die Kosten in Abhängigkeit der Anlagengrösse entwickeln. Aus diesem Grund sollen mehrere Sensitivitäten berechnet werden. Die Bandbreite der Kosten liegt zwischen 0,4 – 0,8 Mio. € / (t CO₂/h) für die CAPEX nach Danish Energy Agency (2021). Entsprechend der Anlagengrösse sind Werte abgeschätzt worden (siehe Tabelle 1).

CAPEX Verflüssigung (Mio. € / (t CO₂/h))				
	KVA Linth	Galgenen	Kalkfabrik Netstal	Cluster Weesen
Basisszenario	0,7	0,8	0,8	0,6
Sensitivität 1	0,8	0,8	0,8	0,7
Sensitivität 2	0,7	0,8	0,8	0,5
Sensitivität 3	0,75	0,8	0,8	0,4

Tabelle 1: CAPEX Verflüssigung für Basisszenario und Sensitivitäten

CAPEX Cluster

Zur Quantifizierung von Mehrkosten durch Genehmigungen, Landrechte u.a. werden die CAPEX (CHF/t CO₂) für die Zwischenspeicherung, Kompressoren sowie Verflüssigungsanlagen der drei einzelnen Anlagen im Vergleich zum Cluster um 15, 30 und 50 % erhöht. Über das Vorgehen soll eine Untersuchung durch erhöhte CAPEX für die beschriebenen Faktoren ermöglicht werden. In Kapitel 3 werden diese Effekte qualitativ eingeordnet.

3 Darstellung & Diskussion der Ergebnisse

Die Kosten werden in CAPEX und OPEX ausgegeben (siehe Tabelle 2). Zur Vergleichbarkeit und zur Beurteilung der Auswirkungen werden Vermeidungskosten berechnet, indem die OPEX sowie die CAPEX (bezogen auf ein Jahr entsprechend der Lebensdauer der Anlage) durch die jährliche abgeschiedene Menge an CO₂ geteilt werden. Kapitalkosten durch Zinsen werden in diese Berechnung nicht miteinbezogen. Die CAPEX, OPEX und Energiekosten können in einer Gesamtübersicht der Tabelle 2 entnommen werden.

	Einheit	KVA Linth	KVA Linth (Cluster)	Holzheizkraftwerk Galgenen	Holzheizkraftwerk Galgenen (Cluster)	Kalkfabrik Netstal	Kalkfabrik Netstal (Cluster)
Menge CO ₂	t CO ₂ /a	123.038,00	233.038,00	50.000,00	233.038,00	60.000,00	233.038,00
Abgeschiedene Menge CO ₂	t CO ₂ /a	110.734,20	209.734,20	45.000,00	209.734,20	54.000,00	209.734,20
CAPEX	Mio. CHF	104,69	96,89	55,63	48,78	64,71	59,31
OPEX	Mio. CHF/a	13,19	12,40	6,95	5,83	7,57	7,10
Energiekosten	Mio. CHF/a	6,92	6,92	2,81	2,81	1,44	1,44
CAPEX							
Verflüssigung	Mio. CHF	14,53	11,86	6,75	4,82	8,10	5,79
Kompression	Mio. CHF	9,34	9,34	4,22	4,22	5,06	5,06
Zwischenspeicherung	Mio. CHF	0,93	0,94	0,38	0,38	0,47	0,46
Zug	Mio. CHF	24,52	18,98	12,89	7,71	12,89	9,26
Pipeline	Mio. CHF	0,69	1,09	0,42	0,75	-	0,47
Abscheidung	Mio. CHF	54,67	54,67	30,89	30,89	38,27	38,27
OPEX							
Kompression & Verflüssigung	Mio. CHF/a	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45
Zwischenspeicherung	Mio. CHF/a	0,05	0,05	0,02	0,02	0,02	0,02
Zug	Mio. CHF/a	9,04	8,24	4,47	3,35	4,50	4,02
Pipeline	Mio. CHF/a	0,01	0,02	0,01	0,01	-	0,01
Abscheidung	Mio. CHF/a	3,64	3,64	2,00	2,00	2,60	2,60
Energiekosten							
Verflüssigung	Mio. CHF/a	1,03	1,03	0,42	0,42	0,50	0,50
Kompression	Mio. CHF/a	0,64	0,64	0,26	0,26	0,31	0,31
Abscheidung	Mio. CHF/a	5,25	5,25	2,13	2,13	0,62	0,62

Tabelle 2: Übersicht CAPEX, OPEX und Energiekosten für die Anlagen sowie für das Modellcluster

Die Kosten für die Modellclustervarianten KVA Linth, Holzheizkraftwerk Galgenen und Kalkfabrik Netstal beinhalten die folgenden Kostenbestandteile des Clusters: Verflüssigung, Zug, Zwischenspeicherung und Pipeline. Die ein-

zelen Kostenbestandteile werden entsprechend der CO₂-Emissionen anteilig berechnet. Die Kosten für Abscheidung und Kompression werden für die jeweilige Anlage einbezogen. Bei der Betrachtung der Einzelanlage werden entsprechend alle Kostenbestandteile für die Einzelanlage dargestellt.

Weiterhin ist zu beachten, dass die OPEX für den Kostenbestandteil Zug nicht in Energiekosten und Fixed OPEX aufgeteilt werden können. Dies ist begründet in der verwendeten Literatur zur Ermittlung der OPEX. In dieser wird nicht zwischen Energiekosten und OPEX differenziert.

Werden die Kosten betrachtet, zeigt sich, dass die Energiekosten unter den Kosten der OPEX liegen und somit einen eher geringen Anteil an den Gesamtkosten haben. Dies ist insbesondere darin begründet, dass die CAPEX und Fixed OPEX bei kleineren Anlagen einen höheren Einfluss haben. Beim Vergleich der KVA Linth mit den anderen beiden Anlagen stellt sich dar, dass die Energiekosten im Vergleich zu den OPEX deutlich ansteigen. Die Energiekosten werden mit zunehmender Anlagengröße relevanter.

Weiterhin kann aus der Tabelle entnommen werden, dass der Zugtransport der wesentliche Treiber für die OPEX sind. Wie bereits oben erwähnt, kann nicht eindeutig ausgewiesen werden, welchen Anteil die Energiekosten einnehmen. Die hohen OPEX beim Zugtransport sind zurückzuführen auf die langen Zeiten, die ein Zug für einen Rundtrip benötigt (108 bis 124 h).

Insgesamt führen die Skaleneffekte zu geringeren Kosten für die Clustervarianten. Die Unterschiede entstehen dabei im Wesentlichen durch die CAPEX.

In Abbildung 1 sind die Vermeidungskosten für die gesamte Prozesskette dargestellt. Einmal für die jeweilige Einzelanlage und einmal für die Einzelanlagen mit Anbindung ans Cluster.

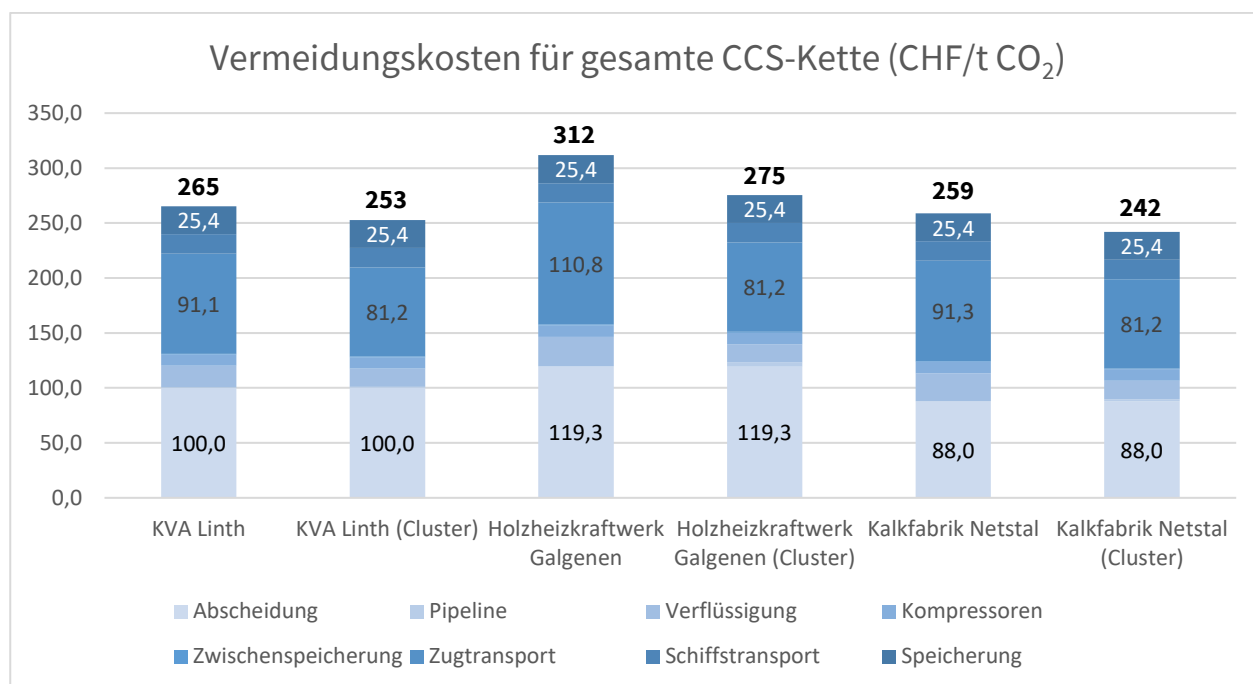


Abbildung 1: Vergleich der Gesamtkosten der CCS-Kette für die Einzelanlage und die Clustervariante (CHF/t CO₂)

Bei Betrachtung der gesamten Vermeidungskosten zeigt sich zum einen, dass die Clusterlösung zu einer gewissen Reduktion führt (12 – 37 CHF/t CO₂; 5 bis 12 %) im Vergleich zum Anschluss der Einzelanlagen. Zum anderen zeigt sich auch, dass die Kosten für den Transport sowie für die Abscheidung die wesentlichen Treiber sind. Energiekosten haben im Gegensatz zu grösseren Anlagen bei kleineren Anlagen einen geringeren Einfluss auf die Vermeidungskosten.

Die Kostenreduktion durch das Cluster wird grösser bei geringerer Anlagengrösse (Vergleich KVA Linth vs. Holzheizkraftwerk Galgenen). Im Folgenden wird im Detail auf die Kostenfaktoren geschaut, die zu Unterschieden zwischen Cluster und Einzelanlagen führen. In nachstehender Abbildung 2 werden die Sensitivitäten für die Verflüssigung dargestellt.

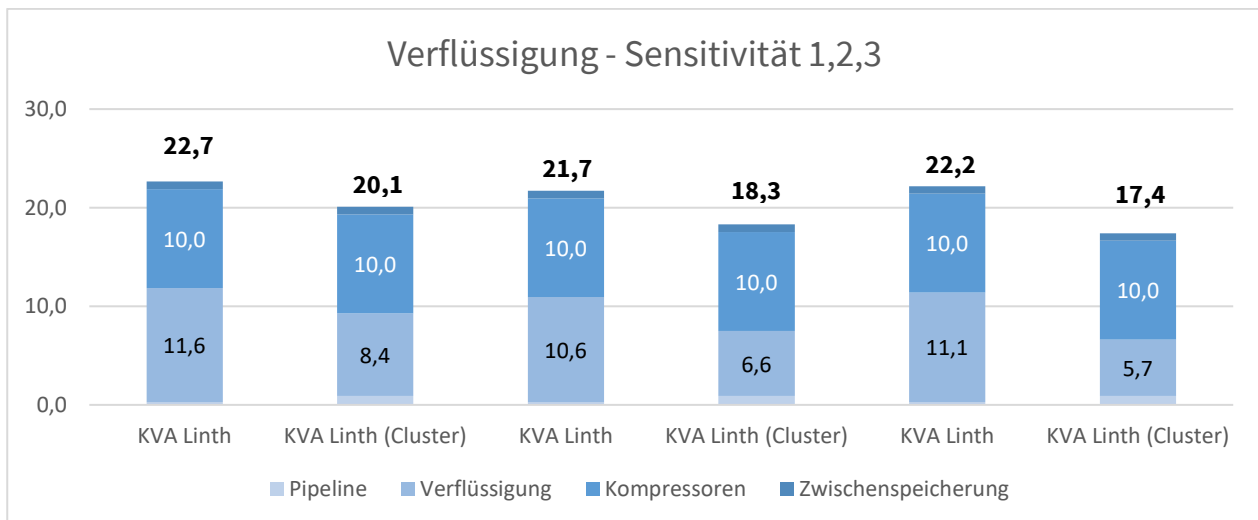


Abbildung 2: Einfluss unterschiedlicher CAPEX für die Verflüssigung am Beispiel der KVA Linth (CHF/t CO₂)

Innerhalb der in Abbildung 2 dargestellten Sensitivität wird untersucht welchen Effekt unterschiedliche CAPEX für die Verflüssigung (Mio. € / (t CO₂/h)) auf die Kosten im Cluster haben (siehe Tabelle 1). Die Sensitivität ist notwendig, da die Skaleneffekte für Verflüssigungsanlagen nicht hinreichend in der Literatur beschrieben sind. Über die Sensitivität wird sichergestellt, dass die angenommenen Skaleneffekte nicht zu Verzerrungen im Gesamtbild (Basisszenario) führen.

Die Sensitivitäten zeigen, dass die Unterschiede bei den Vermeidungskosten durch die Skaleneffekte zwischen Cluster und Einzelanlage bei 3 – 9 CHF / t CO₂ liegen. Daraus ergibt sich, dass die Unsicherheiten bei den Skaleneffekten zu Unterschieden in den Ergebnissen führen. Gleichzeitig sind diese in der Gesamtbetrachtung (Basisszenario) als geringfügig einzuschätzen (vgl. Abbildung 1).

Beim Vergleich der Vermeidungskosten zeigt sich insbesondere, dass höhere Pipelinekosten (hauptsächlich CAPEX) bei der Variante Cluster anfallen. Im Gesamtvergleich liegen die Vermeidungskosten bei der Variante Cluster immer unter denen der Variante der Einzelanlagen. Dies ist insbesondere auf die geringeren Kosten für die Verflüssigung zurückzuführen (Annahme).

Wird der Einfluss der Kosten der Pipeline betrachtet, zeigt sich, dass bei kleinen Transportmengen der Transport mit höheren Kosten verbunden ist. Bei der Kostenbetrachtung wird nicht beachtet, dass der Anschluss der Anlagen ans Pipelinenetz in der Zukunft erfolgen wird. Der Bau der Pipeline ist somit unabhängig vom Cluster notwendig. Aus diesem Grund wäre in der Gesamtkostenbetrachtung einzubeziehen, inwiefern der Pipelineanschluss am besten für kleine Anlagen erfolgen kann. Aus Global CCS Institute (2021) ist bekannt, dass bei steigender CO₂-Menge die Kosten für Kompressoren bis zu einer Grösse von etwa 500 kt erheblich fallen. Dies gilt insbesondere für die Überführung in dichte Phase. Durch das Cluster besteht somit weiteres zukünftiges Kostenreduktionspotenzial.

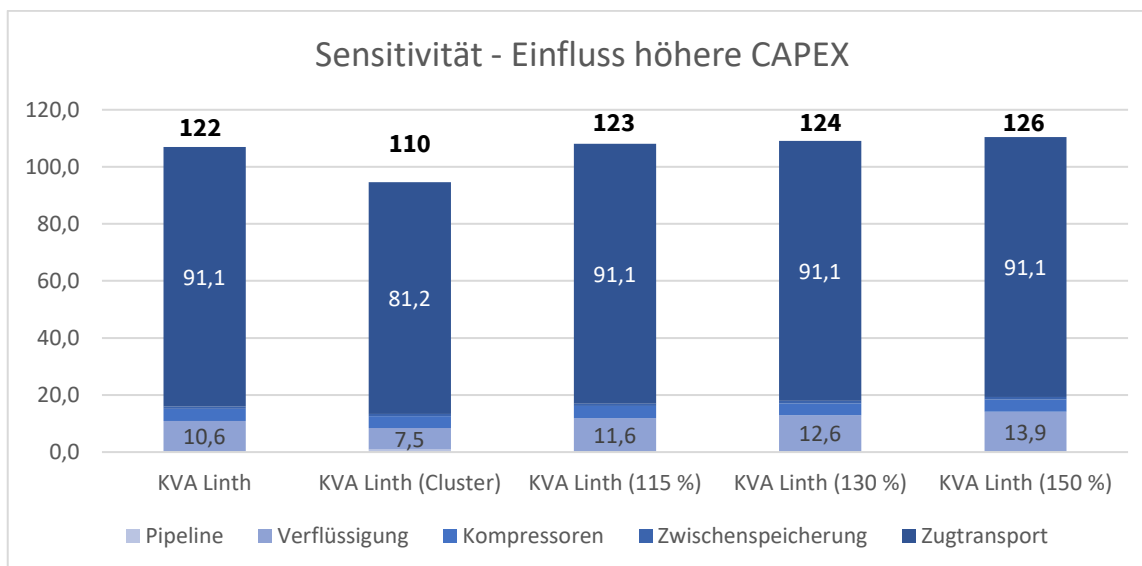


Abbildung 3: Einfluss erhöhter CAPEX für Verflüssigung, Kompressoren und Zwischenspeicherung für Einzelanlagen am Beispiel der KVA Linth (CHF/t CO₂). Die CAPEX für Abscheidung und Speicherung werden nicht dargestellt.

Neben dem Einfluss der Verflüssigung hat der Transport per Zug wesentlichen Einfluss auf die Kosten. Der Transport per Zug vom Cluster führt zu geringeren Kosten aufgrund der Skaleneffekte beim Zugtransport. Weiterhin ist der Transport von kleinen Mengen per Zug mit weiteren Rangierarbeiten verbunden, da die einzelnen Kesselwagen an einer anderen Stelle des Zugnetzes zu verbinden sind. Durch die geringen Mengen an CO₂ werden pro Tag nur wenige (2 – 3) Kesselwagen je Anlage beladen. Dahingegen wird es in der Clustervariante als realistisch angesehen, dass der Zug bei der Anzahl an Kesselwagen (11) ohne weitere Rangierarbeiten zur Kombination von Kesselwagen auskommen kann.

Weitere Faktoren die beim Zugtransport zu beachten sind: Streckenklassen (maximale Last), Verfügbarkeit auf der Schiene für Transport, Platzbedarf für Beladung am Bahnhof sowie Sicherheit (lange Transportzeiten). Diese können zu weiteren Kostenunterschieden zwischen dem Cluster und der Betrachtung der Einzelanlage führen, sind aber nicht im Modell quantifiziert.²

In Abbildung 3 wird dargestellt, wie sich erhöhte CAPEX für die Verflüssigung und Zwischenspeicherung bei den Einzelanlagen auf die Gesamtkosten auswirken. Die Untersuchung stellt dar, welchen Effekt mögliche höhere CAPEX haben, die sich aus Genehmigungsverfahren, Landrechten etc. ergeben.

Ein Cluster hat den Vorteil, dass nur ein Genehmigungsverfahren, eine Standortuntersuchung sowie ein Anschluss ans Schienennetz notwendig ist im Vergleich zu den jeweiligen Verfahren für die drei Einzelanlagen. Es ist anzunehmen, dass dies zu geringeren Kosten führt. Die Abschätzung dieses Kostenfaktors ist nur bei detaillierter Analyse eines solchen Cluster möglich (FEED-Studie). Werden die Unterschiede in den Kosten durch die erhöhten CAPEX

² Experteninterview

betrachtet, ist zu erkennen, dass dies zu erhöhten Vermeidungskosten von 5 – 15 CHF/t CO₂ zwischen Cluster und Einzelanlagen führt. Bei der Gesamtbetrachtung fällt dieser Effekt insgesamt geringer ins Gewicht.

4 Synergieeffekte

Unabhängig von den untersuchten quantifizierten Effekten durch das Cluster werden folgend weitere qualitative Aspekte, die für oder auch gegen eine Clustervariante sprechen, diskutiert. Der Cluster erlaubt den Infrastrukturausbau an konzentrierten Stellen. Dies betrifft zum Beispiel den möglichen notwendigen Ausbau von Stromnetzen durch den Strombedarf der Verflüssigungsanlagen. Die Risiken für mögliche Leckagen an Speichern erfolgen zentral. Das Gefahrenpotenzial kann entsprechend auf zentrale Gebiete eingegrenzt werden. Wie bereits oben beschrieben, kann die Anbindung der Infrastruktur zentral erfolgen und zu Skaleneffekten führen.

Ein weiterer Aspekt ist der bereits diskutierte zukünftige Pipelineanschluss, der nach Global CCS Institute (2021) zu verringerten Kosten führen kann durch die höhere CO₂-Menge (Global CCS Institute 2021).

Zuletzt kann ein weiterer Vorteil für Anlagenbetreiber in der Anbindung an Cluster darin liegen, dass der Anlagenbetreiber das Risiko für den Transport und die Verflüssigung des CO₂ weitergeben kann und nicht mehr alleine tragen muss.

Bei Einzellösungen können sich auch Vorteile gegenüber dem Cluster ergeben, wenn Synergien zwischen der Abscheidungsanlage und weiteren Prozessschritten wie der Kompression und Verflüssigung bestehen. Zum Beispiel kann die Nutzung der Abwärme der Verflüssigungsanlage oder der Kompressoren dazu verwendet werden, Wärme für die Abscheidung bereitzustellen (Aminwäsche). Die Einspeisung in ein möglicherweise bestehendes Nah- oder Fernwärmenetz ist ein weiteres solches Potenzial. Diese Synergieeffekte könnten bei einem Cluster möglicherweise nicht genutzt werden.

In dem hier untersuchten Cluster könnte ein Problem entstehen durch die drei verschiedenen Abgaszusammensetzungen (unterschiedliche Anlagen Kalk, Holz- und Abfallverbrennung). Diese haben Einfluss auf die Begleitstoffe im Abgas. Eine Aufreinigung kann notwendig werden und zu höheren Kosten bei der Verflüssigung führen (Al Baroudi et al. 2021).

5 Fazit

Die vorliegende Untersuchung zeigt am Beispiel der Anlagen KVA Linth, Holzheizkraftwerk Galgenen und Kalkfabrik Netstal im Vergleich eines Modellclusters auf, dass der Zusammenschluss von den jeweiligen Anlagen an einem Standort zu Kostenreduktionen führen kann. Die höheren Kosten für Pipelinetransport liegen deutlich unter den Kosteneinsparungen durch Skaleneffekte. Diese Skaleneffekte ergeben sich insbesondere für den Transport per Zug sowie bei den CAPEX für die Verflüssigung.

Die Untersuchung verdeutlicht ebenfalls, dass noch weitere Analysen notwendig sind, um die Unsicherheiten der Kostenabschätzung zu reduzieren. Weiterhin bedarf es detaillierter Vorortuntersuchungen, um die Umsetzbarkeit eines solchen Vorhabens zu überprüfen.

Zuletzt zeigt sich bei der Betrachtung der gesamten Kosten für die CCS-Kette, dass die Abscheidung sowie der ausländische Transport und die Speicherung die wesentlichen Treiber für die Vermeidungskosten sind. Die Clustervariante kann hierbei nur anteilig die Kosten für den Transport senken.

Literaturverzeichnis

Al Baroudi, Hisham; Awoyomi, Adeola; Patchigolla, Kumar; Jonnalagadda, Kranthi; Anthony, E. J. (2021): A review of large-scale CO₂ shipping and marine emissions management for carbon capture, utilisation and storage. In: *Applied Energy* 287, S. 116510. DOI: 10.1016/j.apenergy.2021.116510.

Danish Energy Agency (2021): Technology Data. Carbon capture, transport and storage.

DNV GL (2020): Potential for reduced cost for carbon capture, transport and storage value chains (CCS).

elementenergy (2018): Shipping CO₂ - UK cost estimation study.

Global CCS Institute (2021): CCS Networks in the circular carbon economy: Linking emissions sources to geologic storage sinks.

Saipem (2020): CAPEX and OPEX - Estimate Report.