

Konzeption von Förderinstrumenten zur Verkürzung der vorwettbewerblichen Phase für geologische CO₂-Speicherentwicklung in der Schweiz



Abbildung 1: CO₂ Injektion am Quest Carbon Capture and Storage Projekt in der Region Edmonton, Provinz Alberta/Kanada. Mittels 3 Injektionsbohrungen wird seit 2015 rund 1 Mio. Tonnen CO₂ jährlich und bis Ende 2023 rund 9 Mio. Tonnen CO₂ in einer Tiefe von 2'000 – 2'500 m dauerhaft gespeichert. Die derzeitige Konzession erlaubt die Injektion von 27 Mio. Tonnen CO₂. Wie nach der Standortsuche erwartet, gibt es bis heute keine Hinweise auf Leckagen oder erhebliche Unregelmässigkeiten. Die CO₂ Fahne verhält sich konform mit den jährlichen Prognosen. (**Bildquelle:** Gunter Siddiqi, 2017; **Textquelle:** [Quest 2022 annual status report - Alberta Energy Regulator and Carbon capture and storage - Shell Sustainability Report 2023](#)).



Datum: 18. Mai 2024

Ort: Bern

Subventionsgeberin:

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Energieforschung und Cleantech
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Ko-Finanzierung: -

Subventionsempfänger/innen:

conim AG
Bergstrasse 114, CH-8032 Zürich
www.conim.ch

Autor/in:

Gabriele Butti, conim AG, gb@conim.ch
Urs Keiser, conim AG, uk@conim.ch
Gunter Siddiqi, conim AG, gs@conim.ch

BFE-Projektbegleitung:

Christian Minnig, christian.minnig@bfe.admin.ch
Florence Bégué, florence.begue@bfe.admin.ch

BFE-Vertragsnummer: SI/502653-01

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.



Zusammenfassung

Die geologische CO₂-Speicherung ist ein Schlüsselement für den Einsatz von Carbon Capture and Storage (CCS) und negativer Emissionstechnologien. Während die meisten Risiken mit gut etablierten Minderungsmassnahmen auf ein vernünftig akzeptables Niveau gesenkt werden können, verbleibt eine kleine Zahl technisch/ökonomischer und kommerzieller Risiken:

- Tiefe Wahrscheinlichkeit, geeignete geologische Speicherkomplexe im Untergrund vorzufinden
- Preisunsicherheit über einen 30-50-jährigen Zeithorizont

Volkswirtschaftlich hat die historisch mangelhafte Prospektions- und Explorationstätigkeit nach Rohstoffen und Erdgasspeichern die Inwertsetzung des Schweizer Untergrund versäumt. Gepaart mit den kommerziellen Unsicherheiten, die durch den Mangel an effizient verfügbaren CO₂-Speichermärkten vorhanden sind, besteht kein Anreiz, für privatwirtschaftliche Akteure geologische CO₂-Speicherung als Beitrag für die Zielerreichung einer «Netto-Null» Schweiz einzusetzen, geschweige denn für eine «Netto-negative» Schweiz nach 2050.

Im Ausland wird ein privatwirtschaftliches Engagement durch die Übernahme der genannten Risiken durch die öffentliche Hand angereizt. Die öffentliche Hand stellt Finanzhilfen für die Prospektion und Exploration zur Aufsuchung und Entwicklung von geologischen CO₂-Speichern zur Verfügung sowie eine Absicherung der kommerziellen Marktunsicherheiten durch «Revenue-Supporting Schemes» wie Carbon Contracts for Difference oder gleitende Marktpreisen.

Die Vergabe von Investitionsbeiträgen für die Prospektion, Exploration und Erschliessung von geologischen CO₂-Speichern kann ähnlich wie in der laufenden Subventionspraxis für Geothermieprojekte erfolgen. Die Vergabe von Carbon Contracts for Difference Auktionen oder gleitenden Marktpreisen, die sich am Europäischen Emissionshandelssystem orientieren, ist eine sich einbürgernde Praxis in europäischen Ländern wie zum Beispiel den Niederlanden oder Dänemark. Jedoch entbehrt die Schweiz einer gesetzlichen Grundlage für diese Subventionstatbestände, was durch eine Weiterentwicklung der CO₂-Abgabe korrigiert werden könnte. Ebenso wichtig ist eine verstärkte Koordination der Kantone bei der Bewilligung von Konzessionsvergaben und der regulatorischen Oberaufsicht für geologische CO₂-Speicher, da deren Prospektionsgebiete, Konzessionsgebiete und andere hoheitliche Aufgaben in der Regel mehrere Kantone umfassen. Kantone können gestützt auf die Lehren aus dem Erdölkonsortium, welche von mehreren Kantonen zwischen den 1950er und 2010er Jahren bestand, schlagkräftige und wirksame (kleinere) Konsortiumsregionen definieren und mittels wettbewerblicher Ausschreibungen privatwirtschaftliche Akteure anreizen, geologische CO₂-Speicher zu suchen und zu entwickeln. Der Bund sollte komplementär über finanzielle Anreize (Investitionsbeiträge und Revenue Supporting Schemes) die Risiken übernehmen, die privatwirtschaftliche Akteure gerechtfertigterweise davon abhalten, bereits heute aktiv zu werden. Sollten sich Hypothesen über eine hohe Bepreisung von CO₂, das dauerhaft gespeichert wird, bewahrheiten, können die finanziellen Lasten des Bundes auf ein Minimum beschränkt werden, indem für diese Fälle Rückzahlungen und andere finanzielle «claw-back» Mechanismen in relevanten Subventionsverträgen und «Revenue Supporting Schemes» verankert werden (ähnlich wie bei den heute praktizierten Investitionsbeiträgen für die Geothermie).

Für die Prospektion, Exploration und den Bau von geologischen CO₂-Speichern mit einer Gesamtkapazität von 75 Mio. Tonnen CO₂ beläuft sich die finanzielle Belastung für den Bund auf rund Fr. 800 Mio. über einen Zeitraum von 10-15 Jahren. Je nach Differenz zwischen Ausübungspreis und Referenzpreis für Carbon Contracts for Difference beträgt die finanzielle Belastung für den Bund zwischen Fr. 25 Mio. und Fr. 250 Mio. pro Jahr. Diese Lasten sind vergleichbar mit denjenigen im europäischen Ausland (Dänemark, Niederlande, Grossbritannien).



Summary

Geological CO₂ storage is a key element for the deployment of carbon capture and storage (CCS) and negative emission technologies. While most risks can be reduced to a reasonably practicable level with well-established mitigation measures, a small number of technical/economic and commercial risks remain:

- the low probability of finding suitable geological storage complexes
- the price uncertainty over a 30-50 year time horizon.

The historical lack of prospecting and exploration activity for energy resources and natural gas storage facilities has not monetized the value of Switzerland's subsurface. Coupled with the commercial uncertainties caused by the lack of efficient and available CO₂ storage markets, there is no incentive for private sector players to allow geological CO₂ storage to contribute towards reaching the goal of a «net-zero» Switzerland by 2050 let alone a «net-negative» Switzerland beyond.

Abroad, private sector involvement is incentivized by the public sector taking on those risks. Financial incentives encourage prospection and exploration for geological CO₂ storage sites and their development, as well as hedging commercial market risks through revenue supporting schemes such as carbon contracts for difference or sliding market premiums.

The allocation of investment contributions for the prospection, exploration and development of geological CO₂ storage facilities can be similar to the current subsidy practice for geothermal projects. Awarding carbon contracts for difference, holding auctions, or providing sliding market premiums based on the European Emissions Trading System are becoming established practices in European countries such as the Netherlands and Denmark. However, Switzerland lacks a legal basis for these subsidies, which could be corrected by a continued evolution of the CO₂ levy. It is equally important that the cantons coordinate more closely in the permitting, granting of concessions and regulatory supervision of geological CO₂ storage sites. The extent of individual sites will cover more than one canton. Based on the lessons learnt from the Petroleum Concordat among 10-11 Swiss-German cantons between the 1950s and 2010s, cantons can define powerful and effective (smaller) concordat regions and use competitive tenders to encourage private-sector players to explore and develop geological CO₂ storage sites. The federal government should provide complementary financial incentives (investment contributions and revenue-supporting schemes) to assume the risks that justifiably prevent private-sector players from becoming active today. Depending on the commercial value of geological CO₂ storage and future market trends, the financial burden on the federal government can be minimized by provisions regarding repayments of subsidies and other financial claw-back mechanisms in relevant subsidy agreements and revenue support schemes for these cases (like the investment contributions for geothermal energy practiced today).

For prospection, exploration, and construction of geological CO₂ storage facilities with a total capacity of 75 million tons of CO₂, the financial burden for the Confederation amounts to around CHF 800 million over a period of 10-15 years. Depending on the difference between the exercise price and the reference price for carbon contracts for difference, the financial burden for the Confederation may range from CHF 25 million to CHF 250 million per year. The financial burden is comparable to that in other European countries (Denmark, Netherlands, UK).



Riassunto

Lo stoccaggio geologico di CO₂ è un elemento chiave per l'implementazione delle tecnologie di cattura e stoccaggio del carbonio (CCS) e delle tecnologie di emissioni negative. Sebbene la maggior parte dei rischi possa essere ridotta a un livello ragionevolmente praticabile con misure di mitigazione ben consolidate, rimangono alcuni rischi tecnici/economici e commerciali:

- bassa probabilità di trovare complessi geologici di stoccaggio idonei
- incertezza del prezzo su un orizzonte temporale di 30-50 anni.

La storica mancanza di attività di prospezione ed esplorazione per risorse energetiche e strutture di stoccaggio di gas naturale non ha valorizzato il sottosuolo in Svizzera. Insieme alle incertezze commerciali causate dalla mancanza di mercati efficienti e disponibili per lo stoccaggio di CO₂, non esiste alcun incentivo per gli attori del settore privato a consentire che lo stoccaggio geologico di CO₂ contribuisca al raggiungimento dell'obiettivo di una Svizzera a «zero emissioni nette» entro il 2050, per non parlare di una Svizzera «a emissioni negative» oltre tale data.

All'estero, il coinvolgimento del settore privato è incentivato dal settore pubblico che si assume tali rischi. Gli incentivi finanziari incoraggiano la prospezione e l'esplorazione di siti di stoccaggio geologico di CO₂ e il loro sviluppo, nonché la copertura dei rischi del mercato commerciale attraverso schemi di supporto alle entrate come i contratti per differenza ("carbon contracts for difference") o i premi di mercato variabili ("sliding market premiums").

L'allocazione dei contributi agli investimenti per la prospezione, l'esplorazione e lo sviluppo di strutture di stoccaggio geologico di CO₂ può essere simile alla pratica attuale delle sovvenzioni per i progetti geotermici. L'assegnazione di contratti per differenza sul carbonio, l'organizzazione di aste o la concessione di premi di mercato variabili basati sul Sistema Europeo di Scambio delle Emissioni stanno diventando pratiche consolidate in paesi europei come i Paesi Bassi e la Danimarca. Tuttavia, la Svizzera manca di una base legale per queste sovvenzioni, che potrebbe essere corretta con una modifica della tassa sul CO₂. È altrettanto importante che i cantoni si coordinino più strettamente nel rilascio dei permessi, nella concessione delle concessioni e nella supervisione normativa dei siti di stoccaggio geologico di CO₂. L'estensione dei singoli siti coprirà più di un cantone. Sulla base delle lezioni apprese dal Concordato Petrolifero tra 10-11 cantoni svizzero-tedeschi tra il 1950 e il 2010, i cantoni possono definire regioni di concordato efficaci (più piccole) e utilizzare gare d'appalto competitive per incoraggiare gli attori del settore privato a esplorare e sviluppare siti di stoccaggio geologico. La Confederazione dovrebbe fornire incentivi finanziari complementari (contributi agli investimenti e schemi di supporto alle entrate) per assumersi i rischi che giustificabilmente impediscono agli attori del settore privato entrare sul mercato già oggi. A seconda del valore commerciale dello stoccaggio geologico di CO₂ e delle tendenze del mercato futuro, l'onere finanziario per la Confederazione può essere minimizzato mediante disposizioni relative ai rimborsi delle sovvenzioni e ad altri meccanismi di recupero finanziario nei relativi accordi di sovvenzione e schemi di supporto alle entrate per questi casi (come i contributi agli investimenti per l'energia geotermica praticati oggi).

Per la prospezione, l'esplorazione e la costruzione di strutture di stoccaggio geologico di CO₂ con una capacità totale di 75 milioni di tonnellate di CO₂, l'onere finanziario per la Confederazione ammonterebbe a circa CHF 800 milioni in un periodo di 10-15 anni. A seconda della differenza tra il prezzo di esercizio e il prezzo di riferimento per i contratti per differenza sul carbonio, l'onere finanziario per la Confederazione può variare da CHF 25 milioni a CHF 250 milioni all'anno. L'onere finanziario è paragonabile a quello di altri paesi europei (Danimarca, Paesi Bassi, Regno Unito).



Résumé

Le stockage géologique de CO₂ est un élément clé pour le déploiement des technologies de capture et de stockage du carbone (CSC) et des technologies à émissions négatives. Bien que la plupart des risques puissent être réduits à un niveau raisonnablement praticable avec des mesures d'atténuation bien établies, il reste un petit nombre de risques techniques/économiques et commerciaux :

- la faible probabilité de trouver des complexes de stockage géologiques appropriés
- l'incertitude des prix sur un horizon temporel de 30 à 50 ans.

Le manque historique d'activités de prospection et d'exploration pour les ressources énergétiques et les installations de stockage de gaz naturel n'a pas monétisé la valeur du sous-sol de la Suisse. Associé aux incertitudes commerciales causées par l'absence de marchés de stockage de CO₂ efficaces et disponibles, il n'y a aucun incitatif pour les acteurs du secteur privé à permettre au stockage géologique de CO₂ de contribuer à atteindre l'objectif d'une Suisse à « zéro émission nette » d'ici 2050, et encore moins d'une Suisse à « émissions négatives » au-delà de cette date.

À l'étranger, l'implication du secteur privé est incitée par le secteur public qui assume ces risques. Les incitations financières encouragent la prospection et l'exploration de sites de stockage géologique de CO₂ et leur développement, ainsi que la couverture des risques du marché commercial grâce à des régimes de soutien aux revenus tels que les contrats pour différence de carbone ou les primes de marché glissantes.

L'allocation des contributions aux investissements pour la prospection, l'exploration et le développement des installations de stockage géologique de CO₂ peut être similaire à la pratique actuelle des subventions pour les projets géothermiques. L'attribution de contrats pour différence de carbone, l'organisation de ventes aux enchères ou l'octroi de primes de marché glissantes basées sur le Système européen d'échange de quotas d'émission deviennent des pratiques établies dans des pays européens tels que les Pays-Bas et le Danemark. Cependant, la Suisse manque d'une base juridique pour ces subventions, ce qui pourrait être corrigé par une évolution continue de la taxe sur le CO₂. Il est tout aussi important que les cantons coordonnent plus étroitement la délivrance des permis, l'octroi des concessions et la supervision réglementaire des sites de stockage géologique de CO₂. L'étendue des sites individuels couvrira plus d'un canton. Sur la base des leçons tirées du Concordat pétrolier entre 10 à 11 cantons suisses alémaniques entre les années 1950 et 2010, les cantons peuvent définir des régions de concordat puissantes et efficaces (plus petites) et utiliser des appels d'offres compétitifs pour encourager les acteurs du secteur privé à explorer et développer des sites de stockage géologique de CO₂. Le gouvernement fédéral devrait fournir des incitations financières complémentaires (contributions aux investissements et régimes de soutien aux revenus) pour assumer les risques qui empêchent justifiablement les acteurs du secteur privé de devenir actifs aujourd'hui. En fonction de la valeur commerciale du stockage géologique de CO₂ et des tendances du marché futur, la charge financière pour le gouvernement fédéral peut être minimisée par des dispositions relatives aux remboursements des subventions et à d'autres mécanismes de récupération financière dans les accords de subvention pertinents et les régimes de soutien aux revenus pour ces cas (comme les contributions aux investissements pour l'énergie géothermique pratiquées aujourd'hui).

Pour la prospection, l'exploration et la construction d'installations de stockage géologique de CO₂ avec une capacité totale de 75 millions de tonnes de CO₂, la charge financière pour la Confédération s'élève à environ 800 millions de CHF sur une période de 10 à 15 ans. En fonction de la différence entre le prix d'exercice et le prix de référence pour les contrats pour différence de carbone, la charge financière pour la Confédération peut varier de 25 millions à 250 millions de CHF par an. La charge financière est comparable à celle d'autres pays européens (Danemark, Pays-Bas, Royaume-Uni).



Take-home messages

- Wie in allen anderen Ländern stellen in der Schweiz die Fündigkei von geeigneten geologischen CO₂-Speicherkomplexen und die Preisunsicherheit für die Generierung der notwendigen Einkommensströme die Risiken dar, die den privaten Sektor davon abhalten, ohne umfassende Finanzhilfe durch den öffentlichen Sektor geologische CO₂-Speicher zu suchen, zu entwickeln und zu betreiben.
- Ausgehend von den Erfahrungen aus dem Ausland wird der private Sektor insbesondere dann aktiv, wenn die Exploration, der Bau und der Betrieb von geologischen CO₂-Speichern durch Investitionsbeiträge und «Revenue Supporting Schemes» angereizt werden.
- Trotz des ambitionierten Ziels, bis 2050 eine «Netto-Null» Schweiz zu schaffen, gibt es keine gesetzliche Grundlage, um die Schaffung und den Betrieb der dringend benötigten geologischen CO₂-Speicherinfrastruktur finanziell zu alimentieren. Dies könnte jedoch mit einer Weiterentwicklung der CO₂-Abgabe zu einer Lenkungsabgabe geschehen.
- Die Weiterentwicklung der CO₂-Abgabe kann die Finanzierung von Förderinstrumenten wie Investitionsbeiträgen und «Revenue Supporting Schemes» ermöglichen. Entsprechende Förderinstrumente können in zukünftigen Revisionen nach 2030 gesetzlich verankert werden.



Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	3
Summary	4
Riassunto	5
Take-home messages	7
Inhaltsverzeichnis	8
Glossar und Abkürzungsverzeichnis	10
1 Einleitung	12
1.1 Ausgangslage und Hintergrund	12
1.2 Motivation des Projektes	12
1.3 Privatwirtschaftliche Perspektive	15
1.4 Abgrenzung und Einordnung in das bundesrätliche Konzept für den Ausbau von Negativemissionstechnologien und CCS	16
1.5 Erfahrungen aus dem Ausland	16
2 Projektziele und Vorgehen	18
3 Ergebnisse und Diskussion	19
3.1 CCS-Wertschöpfungskette und Abgrenzung	19
3.2 CO ₂ -Speicherung: Kriterien für den Einstieg von privaten Investoren	20
3.3 Lebenszyklus eines geologischen CO ₂ -Speichers	21
3.4 Risikoprofil eines CO ₂ -Speicherprojekts im Überblick.....	23
3.4.1 Technische Hauprisiken	26
3.4.2 Ökonomische Hauprisiken.....	27
3.4.3 Kommerzielle Hauprisiken.....	29
3.4.4 Fazit	31
3.5 Finanztechnische Auswirkung des Risikoprofils.....	32
4 Förderinstrumente	38
4.1 Investitionsbeiträge.....	39
4.2 Revenue Schemes	42
4.3 Koordination der öffentlichen Hand	44
4.3.1 Ausscheidung optimal grosser Gebiete im Untergrund.....	44
4.3.2 Von Kantonen und Bund unternommene Ausschreibung	46
4.3.3 Anforderungen an Bewerber	47
4.4 Angenommene vom Bund zu tragende Kosten.....	48
5 Rechtliche und politische Rahmenbedingungen	51
5.1 Heutige Gesetze und Rahmenbedingungen	51
5.2 Empfehlungen.....	52



6	Ausblick und zukünftige Umsetzung	53
7	Anhang	54
7.1	Arbeitspakete.....	54
7.2	Allgemeines zu kantonalen Bewilligungen und Konzessionen	55
7.3	Inhalt und Umfang einer Konzession	56
7.4	Getroffene Annahmen zur Abschätzung des finanziellen Umfangs.....	57



Glossar und Abkürzungsverzeichnis

Betreiber	Jede natürliche oder juristische Person des privaten oder öffentlichen Rechts, die die Speicherstätte betreibt oder kontrolliert oder ihr nach vorherrschendem Recht die massgebliche wirtschaftliche Verfügungsmacht über den technischen Betrieb der Speicherstätte übertragen wurde.
CCS	Carbon Capture and Storage, CO ₂ -Abscheidung und Speicherungstechnologie, mit der CO ₂ an einer Anlage abgeschieden und anschliessend langfristig gespeichert wird. CCS in Kombination mit Biomasseenergie kann negative CO ₂ -Emissionen erzeugen (siehe NET).
CDR	Carbon Dioxide Removal, CO ₂ -Entnahme; menschliche Aktivitäten zur Entfernung von CO ₂ aus der Atmosphäre und zur dauerhaften Speicherung. In diesem Bericht gleichbedeutend mit NET.
CO ₂ -Fahne	Ausdehnungsvolumen des CO ₂ in der geologischen Formation.
CO ₂ -Strom	Stofffluss, der sich aus den Verfahren der CO ₂ -Abscheidung ergibt.
Erschliessung	Die Erschliessung der CO ₂ -Speicherkomplexe vor Inbetriebnahme umfasst Bohrungen und deren Komplettierung für die Injektion von CO ₂ , für allfällige Bohrungen für das Druckmanagement in der CO ₂ -Speicherstätte sowie für den Betrieb und die Nachsorgephase des Reservoirs notwendigen Instrumente und Hochbohrungen.
Exploration	Beurteilung potenzieller Speicherkomplexe zum Zweck der geologischen Speicherung von CO ₂ durch Eingriffe in den Untergrund wie Bohrungen, mit denen geologische Daten über die Schichtung in dem potenziellen Speicherkomplex erhoben werden sollen und gegebenenfalls die Durchführung von Injektionstests zur Charakterisierung der Speicherstätte.
Explorations-genehmigung	Eine von der zuständigen Behörde erlassene schriftliche, begründete Entscheidung, mit der die Exploration genehmigt wird und in der die Bedingungen für ihre Durchführung festgelegt werden.
Geologische Formation	Lithostratigrafische Untergliederung, innerhalb deren einzelne Gesteinsbänke unterschieden und kartiert werden können.
Geologische Speicherung	Injektion und damit einhergehende Speicherung von CO ₂ -Strömen in unterirdischen geologischen Formationen.
Hydraulische Einheit	Ein hydraulisch verbundener Porenraum, in dem die Druckausbreitung mit technischen Mitteln gemessen werden kann und der durch Flussbarrieren wie Verwerfungen, Salzdome und lithologische Grenzen oder durch das Aufbrechen oder zutage treten der Formation begrenzt ist.
Kohlenstoffspeicher	Komponente des Klimasystems (nicht die Atmosphäre), die Kohlenstoff (C) speichern, ansammeln oder freigeben kann. Die Herkunft des Kohlenstoffs ist dabei unbestimmt; der Kohlenstoff könnte der Atmosphäre entnommen sein (siehe NET) oder direkt an einer Anlage (siehe CCS). Entsprechend kann die Speicherung von Kohlenstoff zu einer Verminderung von CO ₂ -Emissionen oder zu negativen Emissionen führen.
Konzession	Abkürzung für den Begriff «Sondernutzungskonzession», ein Verwaltungsakt für die Verleihung eines exklusiven Sondernutzungsrecht am öffentlichen Untergrund durch den Kanton. Die Nutzung erfolgt mittels fixer Installationen (z.B. Bohrungen und obertägige Anlagen auf dem Bohrplatz) und ist auf einen langen Zeitraum ausgelegt. Vergleiche auch Rechtsgutachten «Untergrund im Recht» ¹ , A. Abegg

¹ [Untergrund im Recht \(bpuk.ch\)](http://bpuk.ch)



	und L. Döring, erstellt im Auftrag der Bau-, Planungs- und Umweltdirektorenkonferenz (BPUK) und Energiedirektorenkonferenz (EnDK).
Leckage	Austritte von CO ₂ aus dem Speicherkomplex.
Migration	Bewegung von CO ₂ innerhalb des Speicherkomplexes.
Nachsorgephase	Zeitraum nach der Schliessung eines Speicherkomplexes, einschliesslich des Zeitraums nach der Übertragung der Verantwortung auf die zuständige Behörde.
Negative Emissionen	Dauerhafte CO ₂ -Entnahme aus der Atmosphäre durch menschliche Aktivitäten (siehe NET, CDR), die netto aufgrund einer System- und Lebenszyklusbetrachtung resultiert (es wird mehr CO ₂ aufgenommen als abgegeben).
NET	Negativemissionstechnologie, in diesem Bericht gleichbedeutend mit Carbon Dioxide Removal (siehe CDR)
Prospektion	Der Teil der Exploration, der sich auf oberflächen- und luftbasierte erdwissenschaftliche Methoden fokussiert, die indirekt den Untergrund charakterisieren. Auf Grund einer im Vergleich zu Tiefbohrungen vorteilhaften Kosten-Nutzenanalyse für die Minderung der technischen Fündigkeitsrisiken, wird oftmals von Konzessions- und Finanzgebern eine Prospektion vor der Abteufung einer Tiefbohrung verlangt oder bevorzugt.
Schliessung einer Speicherstätte	Endgültige Einstellung der CO ₂ -Injektion in diese Speicherstätte.
Senke	Ein Prozess, der Treibhausgase aus der Atmosphäre entfernt (weil mehr CO ₂ aufgenommen wird als abgegeben) und speichert. Kann auch ohne menschliches Zutun erfolgen und ist nicht zwingend dauerhaft (siehe NET). Da CO ₂ das bedeutendste und langlebigste Treibhausgas ist und Prozesse zur Entnahme von anderen Treibhausgasen aus der Atmosphäre bisher kaum bekannt sind, konzentriert sich die Diskussion um Treibhausgassenken auf CO ₂ ; man spricht auch von Kohlenstoffsenken (siehe Kohlenstoffspeicher).
Speicher-genehmigung	Eine oder mehrere von der zuständigen Behörde erlassene schriftliche, begründete Entscheidungen, mit denen die geologische Speicherung von CO ₂ in einer Speicherstätte durch den Betreiber genehmigt wird und in denen die Bedingungen für ihre Durchführung festgelegt werden.
Speicherkomplex	Die Speicherstätte und die umliegenden geologischen Gegebenheiten, die die allgemeine Speicherintegrität und die Speichersicherheit beeinflussen können (d.h. sekundäre Rückhalteformationen).
Speicherstätte	Ein begrenzter Volumenbereich innerhalb einer geologischen Formation, der für die geologische Speicherung von CO ₂ genutzt wird, mit den dazugehörigen Übertakeeinrichtungen und Injektionsanlagen.
Transportnetz	Pipelinenetz, einschliesslich der dazugehörigen Verdichterstationen, für den Transport von CO ₂ zur Speicherstätte.



1 Einleitung

1.1 Ausgangslage und Hintergrund

- Die Klimastrategie des Bundes strebt das Ziel «Netto-Null Treibhausgasemissionen» für das Jahr 2050 an. Der Grundpfeiler sind Massnahmen zur Minderung von Treibhausgasemissionen wie beispielsweise Elektrifizierung und Effizienzsteigerung in der Bereitstellung und im Verbrauch von Energie. Zusätzlich wird die wirtschaftlich sinnvolle und zweckmässige Verfügbarkeit von CO₂-Abscheidungs- und Speichertechnologien sowie negative Emissionstechnologien notwendig. Diese Technologien ermöglichen die Abscheidung von Treibhausgasen (vor allem CO₂) und deren dauerhafte Speicherung. Sie dienen nicht nur der Minderung von Treibhausgasemissionen, sondern auch als Alleinstellungsmerkmal von klimaschützenden Massnahmen, dem Entzug von CO₂ aus dem für die Klimaentwicklung relevanten Kohlenstoffkreislauf. Dauerhafte geologische CO₂-Speicherung ist in Zukunft ein zentraler Bestandteil der Wertschöpfungskette bei der energie- und kosteneffizienten Integration von CCS («Carbon Capture und Storage») und NET (Negative Emissionstechnologien).
- Die geologische CO₂-Speicherung befindet sich derzeit in einer «vorwettbewerblichen Stufe». Für eine technische CO₂-Speicherung gibt es prospektive, unentdeckte geologische Speicherkapazitäten in der Schweiz, die in grossem Stil (mittlere bis hohe zweistellige Millionen Tonnen) nutzbar gemacht werden könnten. Diese konnten jedoch noch nicht bestätigt und nachgewiesen werden.
- Die Suche, das Auffinden, der Betrieb und der Anlagenrückbau von geologischen CO₂-Speichern sind ein mehrere Jahrzehnte dauernder Prozess. Es bestehen technische, ökonomische und kommerzielle Risiken, die heute die Inwertsetzung der geologischen CO₂-Speicherung in der Schweiz verunmöglichen. Aufgrund des fehlenden Marktes für geologische CO₂-Speicherung haben privatwirtschaftlich organisierte Akteure keine Anreize, in CCS-Technologien zu investieren.
- Mit der Entwicklung und Bereitstellung von geeigneten Förderinstrumente, die ordnungs-politisch gerechtfertigt werden können, kann die öffentliche Hand in den geologischen CO₂-Speichermarkt mit der Absicht eingreifen, die Risiken für verfügbare geologische CO₂-Speicherkapazität zu senken, das Marktversagen zu korrigieren und den Zeitraum bis zur Markteinführung zu verkürzen.
- Das vorliegende Dokument leistet einen Diskussionsbeitrag zur Schaffung von Anreizen für privatwirtschaftlich organisierte Akteure mit dem Ziel, den Aufbau und die Nutzung einer geologischen CO₂-Speicherinfrastruktur in der Schweiz zu ermöglichen.

1.2 Motivation des Projektes

CCS als Bestandteil der Klimastrategie des Bundes

- Das Bundesgesetz über die Ziele im Klimaschutz, die Innovation und die Stärkung der Energiesicherheit (KIG) vom 30. September 2022, das am 1.1.2025 in Kraft trifft, positioniert die Schweiz am Weganfang für die Erreichung «Netto-Null»-Schweiz aus klimatischer Sicht.
- Bund und Kantone werden im KIG im Rahmen ihrer Zuständigkeiten verpflichtet², Kohlenstoffspeicher im notwendigen Umfang für die Zielerreichung bereitzustellen (KIG Art. 4 Abs.5).

² Vergleiche Ziffer 5 im Art 3 des KIG (https://www.fedlex.admin.ch/eli/fga/2022/2403/de#art_3)



- Mit CCS und NET können schwer vermeidbare CO₂-Emissionen aus Industrie, Kehrichtverwertungsanlagen (KVAs) und der Landwirtschaft ausgeglichen werden³.
- Szenario für den gesamthaften jährlichen CO₂-Speicherbedarf der Schweiz im In- und Ausland (ab Jahr 2050)⁴:
 - Jährlich 5 Mio. Tonnen CO₂eq von fossilem und prozessbedingtem CO₂ an Punktquellen in der Schweiz abgeschieden unter Anwendung von CCS (ohne direct air capture)
 - Jährlich 7 Mio. Tonnen CO₂eq abgeschieden mit NET (schliesst direct air capture mit ein)
 - Von dem insgesamt jährlichen 12 Mio. Tonnen Speicherbedarf sollen, gemäss Hypothese des Bundesrats, 3 Mio. Tonnen CO₂eq durch Einsatz geologischer CO₂-Speicher dem Kohlenstoffkreislauf, der für das Klima relevant ist, dauerhaft unter Nutzung geologischer Speicher entzogen werden.
- Massnahmen im Inland stehen aus nachfolgenden Gründen nach Möglichkeit im Vordergrund:
 - Der Transport zum Speicherort ist im Inland kürzer und kostengünstiger als bei einer CO₂-Speicherung im Ausland.
 - Die kostengünstige Verfügbarkeit von grosskaligen Transport- und Speicherkapazitäten für Abscheider aus der Schweiz ist mittelfristig auch im Ausland nicht vorhanden und längerfristig einem zunehmenden Wettbewerb (Nachfrage übertrifft Angebot) ausgesetzt.
 - Dadurch besteht die Gefahr, dass die Schweiz ihre klimapolitischen Verpflichtungen nicht oder nur unter sehr hohen Kosten erfüllen kann.
- Eine CO₂-Transport- und Speicherinfrastruktur wird gemäss Bundesrat für die Erreichung des Schweizer Netto-Null-Ziels notwendig. In der Vorlage zur Klimaschutz-Verordnung vom 24. Januar 2024⁵ wird noch nicht auf die Risikoabsicherung einer CO₂-Transport- und Speicherinfrastruktur eingegangen, da trotz der technologischen Reife CO₂-Transport und -Speicherinfrastrukturen aufgrund mangelhaft ausgebildeter grosskaliger Speichermärkte weder als marktfähig noch als wettbewerbsfähig eingestuft werden. In der Zeit zwischen 2024 und 2030 ist eine kleine Anzahl von Pilotprojekten im Bereich der CO₂-Injektion und möglicherweise CO₂-Speichern zu erwarten.

Fazit: CCS und NET sind wichtige Bestandteile der Netto-Null-Strategie des Bundes. Dazu sind mehrere geologische Speicher in der Schweiz sinnvoll.

Marktlage für kritische Komponenten für CO₂-Entnahme und Speicherung

- Zwecks Reduktionen von CO₂-Emissionen nehmen Emittenten an internationalen Compliance oder Voluntary Carbon Markets teil, oder schliessen Branchenvereinbarungen mit dem Bund ab, wie z. B. die im Verband der Betreiber Schweizerischer Abfallverwertungsanlagen (VSBA) organisierten KVAs.
- Für CO₂-Entnahme aus der Atmosphäre («Carbon Removal»), einschliesslich Speicherung, sind solche Märkte im Europäischen Raum noch nicht etabliert⁶.
- Die Erschliessung von geologischen CO₂-Speichern befindet sich in einer «vorwettbewerblichen Stufe» (vergleiche auch Kapitel 1.4):

³ Bericht des Bundesrates «CO₂-Abscheidung und Speicherung (CCS) und Negativemissionstechnologien (NET) - Wie sie schrittweise zum langfristigen Klimaziel beitragen können».

⁴ Ibid.

⁵ Erlassentwurf der Klimaschutz-Verordnung (admin.ch)

⁶ Smith, S.M. et al., The State of Carbon Dioxide Removal, 2023 [Resources — The State of Carbon Dioxide Removal \(stateofcdr.org\)](https://stateofcdr.org/)



- Der Untergrund in der Schweiz ist wenig erkundet. Aktuell gibt es lediglich prospektive, unentdeckte CO₂-Speicherressourcen (vergleiche SPE Storage Resources Management System⁷).
- Der Bau und der Betrieb der Speicherinfrastrukturen sind mit erheblichen technischen, ökonomischen und kommerziellen Risiken verbunden.
- Es gibt aktuell keinen Markt, auf dem sich Angebot und Nachfrage nach Preismechanismen anpassen, um eine effiziente Allokation der Ressourcen zu erreichen.
- Es ist jedoch davon auszugehen, dass die Kosten für einheimische geologische CO₂-Speicher, sollten diese erfolgreich erkundet werden können, aus volkswirtschaftlicher Perspektive langfristig attraktiv sind.

Fazit: Die notwendigen Speicherkapazitäten können aufgrund der mit ihrer Erschliessung verbundenen Risiken nicht durch eine reine Marktlösung bereitgestellt werden. Die Unterstützung der öffentlichen Hand ist erforderlich, um ausreichende Speicherkapazitäten im Inland verfügbar zu machen.

Marktversagen beim Bau und beim Betrieb von CO₂-Speicherinfrastrukturen

- Es ist davon auszugehen, dass ein auf marktwirtschaftlichen Kriterien basierender Markt (Angebot und Nachfrage) erst in Jahrzehnten bestehen wird (vergleiche Lebenszyklus im Kapitel 3.3).
- Privatwirtschaftliche Akteure sind (noch) nicht bereit, in geologische CO₂-Speicherinfrastrukturen zu investieren. Neben gesellschaftspolitisch nicht geklärten Fragen sind die Hauptgründe dafür:
 - **Geologisches Fündigkeitsrisiko.** Risiko, dass die geologischen Bedingungen des Untergrunds nicht zur prognostizierten CO₂-Speicherkapazität führen.
 - **Ökonomisches Risiko.** Risiko, dass die Investitionskosten übermäßig hoch sind und eine angemessene Rentabilisierung der investierten Mittel grundsätzlich nicht möglich ist, was die Realisierung der Infrastruktur verhindert.
 - **Kommerzielles Risiko.** Risiko, dass der zukünftige Marktpreis für die geologische CO₂-Speicherung zu niedrig ist, beziehungsweise der Markt sich in einer Weise entwickelt, dass die getätigten Investitionen nicht rentabilisiert werden können.
- Aus volkswirtschaftlicher Sicht kann die öffentliche Hand unter bestimmten Bedingungen in die Wirtschaft eingreifen, wenn die Mechanismen des Marktes die verfügbaren Ressourcen nicht selbstreguliert und effizient zuweisen oder gewünschte, als gesellschaftlich sinnvoll erachtete, Ergebnisse nicht erzielt werden (Marktversagen). Für einen Eingriff bedarf es einer rechtlichen Grundlage.
- Unsichere Erfolgsaussichten (Renditen) eines Vorhabens und hohe Investitionskosten charakterisieren per se noch keine Marktversagen. Diese Parameter sind in der Wirtschaft allgegenwärtig und gehören zum allgemeinen unternehmerischen Risiko. Weitere Charakteristika der aktuellen Situation hinsichtlich der geologischen Speicherung von CO₂ weisen jedoch auf ein Marktversagen hin, was staatliche Eingriffe ordnungspolitisch rechtfertigen würde:

⁷ [CO₂ Storage Resources Management System \(spe.org\)](https://www.spe.org/spe-storage-resources-management-system); für den gegenwärtigen Stand (2022) der weltweiten CO₂-Speicherkapazitäten siehe [CO₂ Storage Resource Catalogue – Cycle 3 Report \(ogci.com\)](https://www.ogci.com/cycle-3-report)



- Lernkurveneffekte und technologischer Fortschritt haben den Charakter eines öffentlichen Guts⁸, weshalb private Unternehmen und Investoren nur bedingt in neue Technologien investieren.
- Die Prospektion und die Exploration nach geologischen CO₂-Speichern weisen positive Externalitäten auf. Wenn ein Speicher gefunden wird, können mehrere Projekte realisiert werden. Es können dadurch Anreize zum Trittbrettfahren entstehen (abwarten, während andere die Erkundungskosten tragen), welche dazu führen, dass weniger in die Erkundung investiert wird, als aus volkswirtschaftlicher Optik optimal wäre.
- Die Nicht-Differenzierbarkeit des Gutes «geologische CO₂-Speicherkapazität» (Unternehmen haben kaum Möglichkeiten, sich über das Produkt von Mitbewerbern zu unterscheiden) verstärkt die Verzerrung, weil Produktdifferenzierungen und damit verbundene Renten als Anreize für private Investitionen verunmöglicht werden.
- Zudem behindern die für eine funktionierende Wertschöpfungskette notwendige Parallelität des Aufbaus von CO₂-Speicherkapazitäten und von CO₂-Transportinfrastrukturen Investitionen in die CO₂-Speicherung und - daraus abgeleitet - die Entwicklung des Marktes. Ohne CO₂-Speicherkapazitäten macht der Aufbau einer angemessenen CO₂-Transportinfrastruktur keinen Sinn; eine fehlende CO₂-Transportinfrastruktur verunmöglicht den effizienten Transport des CO₂ zum Speicherort. Obgleich die Speicherkapazitäten die Voraussetzung für den Transport von CO₂ bilden, sind die beiden Prozesse aufeinander abzustimmen.
- Das Verursacherprinzip der Umweltschutzgesetzgebung stellt ein weiteres, wichtiges legitimierendes Prinzip dar, auf dessen Grundlage staatliche Eingriffe begründbar sind⁹. Mit CCS können die negativen Externalitäten von CO₂-Emissionen internalisiert werden, da die Emittenten die Vollkosten der Umweltbelastung kostentransparent übernehmen können.

Fazit: Auf der Grundlage der Klimaziele des Bundes für das Jahr 2050 und der geplanten Rolle von CCS kann argumentiert werden, dass der Ausbau von CO₂-Speicherinfrastrukturen im öffentlichen Interesse liegt. Dabei ist ein staatlicher Eingriff zur Beschleunigung bzw. Verkürzung der vorwettbewerblichen Stufe (time-to-market) aufgrund des Marktversagens begründet. Ein staatlicher Eingriff ist zudem im internationalen Vergleich begründbar. Weltweit besteht keine kommerzielle CO₂-Speicherindustrie, die ohne erhebliche Unterstützung der öffentlichen Hand auskommt.¹⁰

1.3 Privatwirtschaftliche Perspektive

- Der Bericht nimmt die Perspektive der privatwirtschaftlichen Akteure ein, d. h. Unternehmen, die theoretisch über die technischen und finanziellen Kapazitäten zum Aufbau der erforderlichen CO₂-Speicher- und Transportinfrastruktur verfügen¹¹.
- Es werden die derzeitigen Risiken, die private Investitionen in CCS verhindern, und das Anreizsystem, das erforderlich ist, um zu einer positiven privatwirtschaftlichen Investitions-

⁸ Lernkurveneffekte und technologischer Fortschritt gelten als öffentliche Güter aufgrund ihrer Nicht-Ausschliessbarkeit und Nicht-Rivalität. Die Vorteile, die ein Unternehmen aus diesen Phänomenen zieht, können von anderen genutzt werden, ohne die Nutzung für das ursprüngliche Unternehmen zu beeinträchtigen.

⁹ «Massnahmen des Bundes für eine ressourcenschonende, zukunftsfähige Schweiz (Grüne Wirtschaft)», Bundesamt für Umwelt BAFU, 2020.

¹⁰ «Exploring and developing (onshore) CO₂ Storage in Switzerland», Global Carbon Capture and Storage Institute und conim AG, 2023.

¹¹ Eine Übersicht von Akteuren, die international in der Entwicklung von geologischen CO₂-Speichern tätig sind, gibt es in der IEA CCUS Projektdatenbank [CCUS Projects Database - Data product - IEA](#). Europäische Firmen sind beispielsweise Horisont Energi PGNiG, Gasunie, EBN, TotalEnergies, Shell, Orsted, Gas Storage Denmark, CarbonCuts, bluenord, Fedelis New Energy, Capio Danmark, Ross Energy, Penco, Carbon Catalyst, Wintershall DEA, ENI, Sval, Storegga, EEPUKL, Aker BP, OMV, Enquest CCS Ltd., und viele andere. Ein schweizerisches Beratungsunternehmen, Ad Terra Consultancy, hat eine Machbarkeitsstudie für CO₂-Speicherung im Molasse Becken der westlichen Schweiz erstellt – siehe [CCUS in Switzerland - Ad Terra Consultancy](#).

entscheidung auf der Basis von ökonomischen/kommerziellen Kriterien zu gelangen, untersucht (vergleiche Kapitel 3.2).

- Die Intervention der öffentlichen Hand ist sowohl in finanzieller als auch in regulatorischer Hinsicht auf das notwendige Minimum zu beschränken. Mögliche alternative Lösungsansätze, die ein stärkeres öffentliches Eingreifen erfordern (z.B. Investitionen und Betrieb der erforderlichen Infrastruktur durch den Bund) werden nicht untersucht.

1.4 Abgrenzung und Einordnung in das bundesrätliche Konzept für den Ausbau von Negativemissionstechnologien und CCS

Die folgende Abbildung zeigt einen allgemeinen Technologiereifungszyklus im Überblick (vereinfacht)¹².

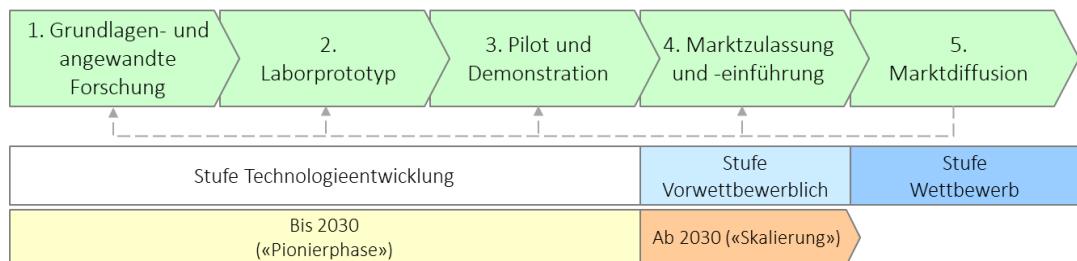


Abbildung 2: Innovationszyklus (eigene Darstellung)

- Stufe Technologieentwicklung:**
 - Diese Stufe wird vom Bund mit verschiedenen Instrumenten (z.B. Nationalfonds, ETH-Bereich, Pilot- und Demonstrationsprojekte, SWEET, Innosuisse usw.) gefördert.
 - Prospektive Speicherkomplexe (geologische Speicherformationen mit deren Deckgesteine) werden in der Pionierphase auf ihre CO₂-Aufnahmefähigkeit mittels kleinskaliger CO₂-Injektionen getestet.
 - Allfällige bereits bestehende Ziele für die geologische CO₂-Speicherung bis 2030 werden als unrealistisch beurteilt.
 - Diese Stufe wird im vorliegenden Bericht nicht berücksichtigt.*
- Vorwettbewerbliche Stufe:**
 - Der Fokus der Unterstützung der öffentlichen Hand für das Konzept zum Aufbau von inländischen CO₂-Speichern liegt auf der vorwettbewerblichen Stufe.
 - Ziel ist es, ab 2030 die Phase der Markteinführung von CCS zu beschleunigen bzw. zu verkürzen.
 - Diese Phase entspricht der «Skalierung» gemäss Bericht des Bundesrates¹³

1.5 Erfahrungen aus dem Ausland

- Es gibt weltweit keine kommerzielle geologische CO₂-Speicherindustrie, die ohne erhebliche öffentliche Unterstützung auskommt. Die öffentliche Hand ist einerseits über personelle Ressourcen sowie, abhängig von den gesetzlichen Grundlagen und Aufträgen, über geologische Landesdienste und öffentliche Forschungsanstalten, und andererseits mit finanziellen Ressourcen in der vor- und wettbewerblichen Phase der Auffindung und des Baus

¹² In Anlehnung an «Parlamentarische Initiative Indirekter Gegenentwurf zur Gletscher-Initiative. Netto-Null-Treibhausgasemissionen bis 2050» Bericht der Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie des Nationalrates, 2022 (2.3.2).

¹³ «CO₂-Abscheidung und Speicherung (CCS) und Negativemissionstechnologien (NET). Wie sie schrittweise zum langfristigen Klimaziel beitragen können». Bericht des Bundesrates, 2022



von geologischen CO₂-Lagerstätten engagiert. In föderalistisch ausgeprägten Ländern können mehrere Staatsebenen finanziell bis zu 70%-90% der finanziellen Ressourcen (USA, Kanada) tragen. In Kanada beispielsweise engagieren sich Provinzen wie Alberta aufgrund ihrer Finanzkraft und Hoheit über den Untergrund mit einem Löwenanteil an der Finanzierung. Der Bau und Betrieb von CO₂-Speichern geschieht über Aufträge und Ausschreibungen, die mit Subventionen finanziell stark alimentiert werden.

- In anderen, oft zentralistisch ausgeprägten Ländern (Niederlande, Japan) trägt die höchste Staatsebene unternehmerisch und finanziell je nach Marktreife den grössten Teil der finanziellen Ressourcen. Dies geschieht über staatseigene Betriebe (Niederlande, Dänemark), von der öffentlichen Hand finanzierte spezielle Unternehmensvehikel (Japan), über Investitionsbeiträge (Niederlande, Dänemark, Norwegen, Japan) und «Revenue Supporting» Subventionsprogramme während der operativen Phase eines ausgewählten Projekts (NL SDE++).
- Die Niederlande zeigt auf, wie mit bestehendem und fortgeschrittenem Wissen über den Untergrund und der Entwicklung von marktstützenden Instrumenten eine CO₂-Speicher-industrie aufgebaut werden kann, die mittel- bis langfristig von direkter staatlicher Unterstützung entwöhnt wird.
 - Der niederländische Staat hat zwei Unternehmen im vollständigen Staatsbesitz, die im CCS-Infrastrukturbereich tätig sind. Dies sind EBN Energie Beheer Nederland, eine Gesellschaft mit beschränkter Haftung und Gasunie, ein Energieinfrastruktur-Unternehmen in den Bereichen Transport und Speicherung von Erdgas, green gas, H₂, Wärme und CO₂.
 - EBN und Gasunie beteiligen sich in der Regel mit 40% (EBN) und zwischen 33-50% (Gasunie) an CO₂-Transport und Speicher Joint Ventures.
 - Die Niederlande schliesst CCS im Subventionsprogramm SDE++ ein, und wendet zudem eine Carbon Tax an. Diese Revenue Supporting Schemes decken ökonomische Risiken so weit ab, dass einige private Akteure aktiv werden.
- Dänemark vergibt über wettbewerbliche Ausschreibungen CO₂-Lizenzen für die Erkundung und Errichtung von geologischen CO₂-Lagerstätten, die zudem im Rahmen von Ausschreibungen für CCS-Projekte finanziell über Carbon Contracts for Difference unterstützt werden.
 - Die Finanzhilfe-Intensität kann gemäss der Leitlinie der Europäischen Kommission für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2022¹⁴ bis zu 100% der beihilfefähigen Kosten sein, weil u.a. die Förderung über Ausschreibungen stattfindet.
 - Dänemark verfügt, ähnlich wie die Niederlande, über eine Firma im vollständigen Staatsbesitz, Nordsoefondn, die sich fix mit 20% an den geologischen Speicherprojekten beteiligt.
- Gemeinsam sind diesen Länderbeispielen auch die gesetzliche Grundlage CO₂-Speicherprojekte zu bewilligen, konzessionieren, und das Vorhandensein einer regulatorischen Oberaufsicht. Die gesetzliche Grundlage zur Förderung über eine Vielzahl von Mechanismen ist ebenfalls vorhanden.

Fazit: Staaten, für die CCS eine klimapolitisch wirksame Massnahme ist, investieren mit beträchtlichen finanziellen Mitteln, um verschiedenen Teilen der CCS-Wertschöpfungskette eine Marktzulassung und -einführung zu ermöglichen. Mittel werden bereitgestellt für Finanzhilfen in Form von Investitionsbeiträgen, seit geraumer Zeit auch Risikoabsicherungsinstrumente zur Absicherung nicht-kalkulierbarer Preisrisiken, und durch substanzielle Beteiligungen (20% bis 50%) von Firmen, die vollständig im Staatsbesitz sind.

¹⁴ Mitteilung der Kommission — Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2022 (europa.eu)



2 Projektziele und Vorgehen

Im Rahmen des Projektes werden folgende Ziele verfolgt:

- (1) Es wird eine Übersicht der technischen, ökonomischen, kommerziellen, organisatorischen und politisch-gesellschaftlichen Risiken bei der Realisierung geologischer CO₂-Speichervorhaben im Sinne eines **Risikoprofils** erstellt. Es werden dabei nur Risiken betrachtet, die nicht mit etablierten Methoden auf ein erträgliches Mass zurückgeführt werden können.
- (2) Basierend auf dem Risikoprofil wird analysiert, wie mit den Risiken umzugehen ist: Können Risiken kontrolliert werden, können sie beeinflusst werden, oder sind sie nicht kontrollierbar. Daraus ergeben sich eine Reihe von **Reaktionsstrategien**, die auf die Risiken anzuwenden sind.
- (3) Falls ein Risikofall eintritt, der aufgrund der aktuellen Rahmenbedingungen eine Beendigung eines geologischen CO₂-Speichervorhabens bedeuten würde, wird ein Zusammenhang zu einem **Marktversagen** für die Entwicklung von geologischen CO₂-Speichermärkten hergestellt. Es wird untersucht, ob und inwieweit in der Schweiz ein Marktversagen für geologische CO₂-Speicherung besteht oder ob es sich nur um **Marktverzerrungen** handelt.
- (4) Schliesslich werden Förderinstrumente, für ausschliesslich aus unternehmerischer Perspektive bis anhin intolerable Risiken, erarbeitet, die ordnungspolitisch mit einer marktliberalen Wirtschaft im Einklang stehen. Dabei liegt der Fokus auf den technischen, ökonomischen und kommerziellen Risikoklassen. Für Risiken in Zusammenhang mit der sozialen Akzeptanz von CO₂-Speichervorhaben werden keine Förderinstrumente vorgeschlagen; es werden jedoch Situationen berücksichtigt, in denen es aufgrund fehlender sozialer Akzeptanz zu einem Projektabbruch kommen kann.

Detailinformationen zu den vier Arbeitspaketen zur Erreichung der Projektziele sind in der Anlage zu diesem Bericht skizziert.

3 Ergebnisse und Diskussion

3.1 CCS-Wertschöpfungskette und Abgrenzung

Nachfolgende Abbildung zeigt die CCS-Wertschöpfungskette im Überblick (vereinfachte Darstellung).

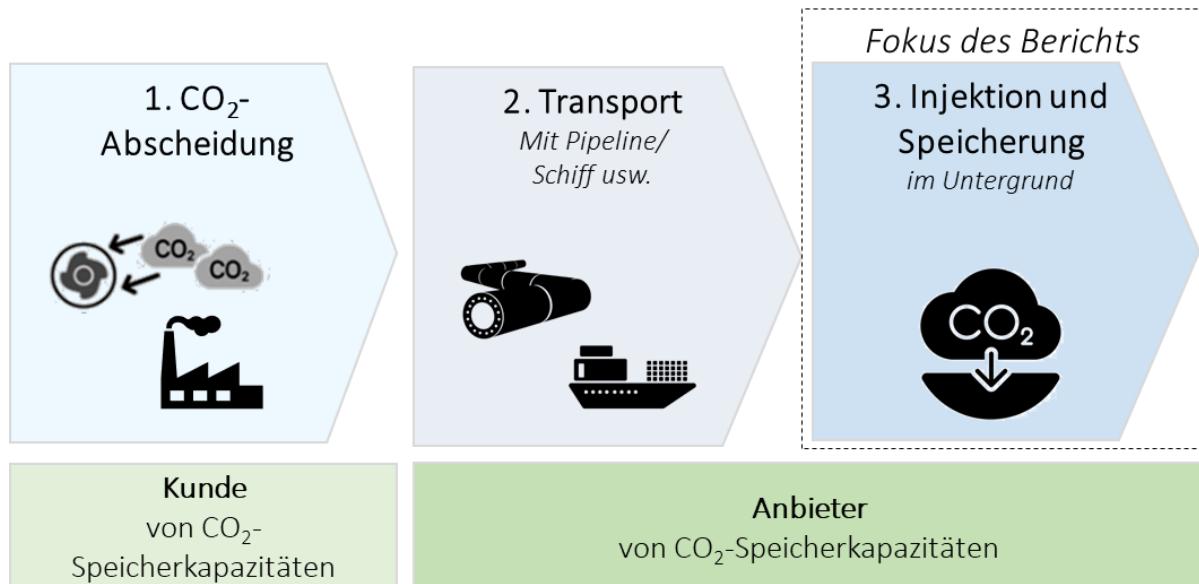


Abbildung 3: CCS-Wertschöpfungskette (eigene Darstellung)

- Basierend auf den Erfahrungen aus dem Ausland ist eine Aufteilung der CCS-Wertschöpfungskette in drei Schritte sinnvoll:
 - **Schritt 1:** Abscheidung von CO₂ und Bereitstellung am «Fabrikator» (*Aufgabe des Abscheiders*)
 - **Schritt 2:** Transport des abgeschiedenen CO₂ vom «Fabrikator» zur Speicherstätte (*Aufgabe der Betreiber der Transportinfrastrukturen*)
 - **Schritt 3:** Injektion und Speicherung des CO₂ (*Aufgabe der Betreiber der CO₂-Speicherinfrastrukturen*)
- Die Emittenten von CO₂ sind die potenziellen Kunden, die dem Anbieter von Infrastrukturen (Betreiber von Transport- und Speicherinfrastrukturen) den Preis für die Transport- und Speicherleistung zahlen. Dafür erhalten Emittenten eine zertifizierte Bestätigung, dass CO₂ nicht in die Atmosphäre freigesetzt oder CO₂ aus der Atmosphäre dauerhaft entfernt wurde.
- Die Trennung der Aufgaben Transport und Speicherung ist rein funktionell; die Aktivitäten können grundsätzlich auch von demselben Akteur durchgeführt werden.

Ausführungen im vorliegenden Dokument konzentrieren sich auf die Speicherung von CO₂. In vergleichbarer Weise sollte jedoch ein Anreizsystem für private Akteure zum Bau und Betrieb einer geeigneten Transportinfrastruktur entwickelt werden.



3.2 CO₂-Speicherung: Kriterien für den Einstieg von privaten Investoren

Auf der Grundlage rein ökonomischer/kommerzieller Kriterien (vergleiche Kapitel 1.3), gibt es zwei Hauptvoraussetzungen für die Entwicklung und den Betrieb von CO₂-Speicherstätten durch privatwirtschaftliche Akteure:

- **Wettbewerbsfähigkeit**

- Das Produkt «geologische CO₂-Speicherung» soll in der Schweiz gegenüber alternativen Produkten wettbewerbsfähig sein, damit die Kunden Speicherkapazitäten erwerben. Die Wettbewerbsfähigkeit wird erhöht, wenn die Technologie überzeugendere Additionalität¹⁵, grösitere Permanenz, keine Leckage, transparente Quantifikationen und eine klare Baseline¹⁶ hat.
- Betreiber von Anlagen, die hohe Treibhausgasemissionen verursachen (d.h. potenzielle Kunden), sind heute zur Teilnahme am Emissionshandelssystem (EHS) verpflichtet¹⁷ oder können alternativ Branchenvereinbarungen mit dem Bund abschliessen, die festgelegte Reduktionsziele beinhalten. Dadurch werden die Vertragspartner von einer Teilnahme am EHS befreit. Die Reduktionsziele sind über den Einsatz von spezifischen Technologien zu erreichen^{18,19}.
- Aus der Sicht eines privaten Investors ist die Investition in den Bau und den Betrieb von CO₂-Speicherstätten gerechtfertigt, wenn der erzielbare Verkaufspreis für die Speicherkapazitäten wettbewerbsfähig (d.h. niedriger) im Vergleich zu alternativen Optionen ist (Angebot und Nachfrage).

- **Wirtschaftlichkeit des Vorhabens**

- Der Verkaufspreis für CO₂-Speicherkapazitäten sollte dem Betreiber zudem ermöglichen, ausreichende Cashflows zu erwirtschaften, damit die Investitionen in die Infrastruktur rentabilisierbar sind.
- Die nicht beeinflussbaren wirtschaftlichen Risiken, die mit einer Investition und den Betrieb von CO₂-Speicherkapazitäten verbunden sind, sollten deshalb auf ein Mindestmass reduziert respektive von einem Investor kontrolliert werden können, um nachhaltig ausreichende Cashflows erwirtschaften zu können (das wichtigste Entscheidungskriterium für private Investitionen in Speicherinfrastrukturen).

¹⁵ Die Qualität der Antwort auf die Frage, ob die Reduktion von Emissionen oder das Entfernen von CO₂ aus dem relevanten Kreislauf zu Stande gekommen ist, ohne den Erwerb oder Verkauf von beispielsweise Zertifikaten. Auf Grund der Kostenreduktion wird es beispielsweise für Projekte für die Bereitstellung von erneuerbaren Energien zunehmend schwieriger Additionalität nachweislich zu plausibilisieren. Konkret würde bei persistent hohen Heizölpreisen ein Energieversorger aus ökonomischen Gründen ein Geothermieprojekt realisieren. Somit wäre die Berechtigung an Carbon Markets teilzunehmen auf Grund der mangelhaften Additionalität erschwert.

¹⁶ Eine Baseline stellt das Referenzniveau der Treibhausgasemissionen fest. Der Unterschied zwischen den Baseline-Emissionen und den Veränderungen auf Grund eines Projektes, welches geologische Speicherung beinhaltet, definiert das Volumen der durch die Aktivität erzeugten Effekte. Die Fähigkeit genau zu messen, ein entsprechendes Monitoring vorzunehmen, und Volumina zu verifizieren, ist anspruchsvoll und je nach Einsatz von NET oder CO₂-Speicherung mehr oder weniger überzeugend. All diese Charakteristika der Wettbewerbsfähigkeit spiegeln sich im Preis nieder.

¹⁷ Artikel 16 CO₂-Gesetz, Artikel 40 Absatz 1 sowie Anhang 6 CO₂-Verordnung

¹⁸ wie z.B. für im VSBA organisierten KVAs. Die Vereinbarung verpflichtet die KVA-Betreiber dazu, bis 2030 mindestens eine Anlage zur CO₂-Abscheidung in Betrieb zu nehmen.

¹⁹ Es wird in diesem Bericht davon ausgegangen, dass diese beiden Optionen auch zukünftig bestehen, um die Klimaziele des Bundes zu erreichen (allfällige technologische Verbesserungen der Produktionsprozesse werden nicht berücksichtigt).



3.3 Lebenszyklus eines geologischen CO₂-Speichers

Ausgehend von der EU CCS Richtlinie kann der Lebenszyklus eines geologischen CO₂-Speichers in sechs Phasen unterteilt werden, welche durch fünf hauptsächliche Projekt- und regulatorische Meilensteine abgegrenzt sind.

Phase (Typische Dauer der Aktivität)	Schlüsselaufgaben des Betreibers	Meilenstein
1. Einschätzung der Speicherkapazität (1-3 Jahre, wovon 6-12 Monate für das Bewilligungsverfahren)	<ul style="list-style-type: none">Mögliche Standorte und notwendige Explorationsschritte anhand bestehender Daten, Informationen und Analysen sowie Einschätzung des Speicherpotenzials evaluieren.Grobrahmen für die Entwicklung eines Speicherprojekts erstellen.Erste grobe Risikoeinschätzung für die Evaluierung einer standortspezifischen Machbarkeit durchführen.Gesuche um eine Explorationsbewilligung vorbereiten.	Erteilung einer Explorationsbewilligung
2. Charakterisierung und Bewertung des potenziellen Speicherkomplex und der umliegenden Gebiete (2-5 Jahre)	<ul style="list-style-type: none">Arbeiten, die der Explorations- und Standortcharakterisierung dienen (minimale / typische Anforderungen sind im Technical Guidance²⁰ Document (GD) 2 der EU CCS Richtlinie²¹ beschrieben), durchführen.Strukturierte Risikoabschätzung für Mensch, Sicherheit und Umwelt als Grundlage für die Charakterisierungsarbeiten, Risikomanagement und als Grundlage für ein Gesuch um eine Speicherkonzession oder -bewilligung (nach kantonaler Gesetzgebung) zu erarbeiten (iteratives Verfahren).Standort- und Speicherkomplex basierend auf den oben erwähnten Arbeiten ausführlich charakterisieren.Konzept für das CO₂-Speicherprojekt sowie die Erstellung der Projektentwicklungspläne und des Projektdesigns erstellen.Kriterien für die Risikoeinschätzung gemäss international etablierten Standards (z.B. ISO 27914:2017) definieren und erfüllen.Gesuch für eine Speicherkonzession und/oder -erlaubnis einreichen.	Erteilung einer Speicherkonzession oder -bewilligung
3. Bau der Anlage (2-4 Jahre)	<ul style="list-style-type: none">Anlagenbau und Bohrungen (Injektions- und Horchbohrungen) realisieren - substanzelle InvestitionenExistierende Infrastrukturen (einschliesslich existierender Bohrlöcher) anpassen, Risiko einer Leckage sowie	Regulärer Betriebsbeginn

²⁰ Es gibt 4 Technical Guidance Dokumente, die Hinweise für den Vollzug der EU CCS Direktive enthalten: Guidance document 1: CO₂ Storage Life Cycle Risk Management Framework; Guidance document 2: Characterisation of the Storage Complex, CO₂ Stream Composition, Monitoring and Corrective Measures; Guidance document 3: Criteria for Transfer of Responsibility to the Competent Authority; und Guidance document 4: Financial Security (Art. 19) and Financial Mechanism (Art. 20); siehe auch: [Implementation of the CCS Directive - European Commission \(europa.eu\)](#).

²¹ EU CCS Richtlinie: Richtlinie 2009/31/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 über die geologische Speicherung von Kohlendioxid und zur Änderung der Richtlinie 85/337/EWG des Rates sowie der Richtlinien 2000/60/EG, 2001/80/EG, 2004/35/EG, 2006/12/EG und 2008/1/EG des Europäischen Parlaments und des Rates sowie der Verordnung (EG) Nr. 1013/2006 (Text von Bedeutung für den EWR) [Directive - 2009/31 - EN - EUR-Lex \(europa.eu\)](#).



	<ul style="list-style-type: none">erhebliche Risiken für Umwelt und Gesundheit vermeiden (Art. 4(4) CCS-Richtlinie)Baseline-Messungen und Vor-Injektionsmonitoring vornehmen (gemäss GD 2)Standortcharakterisierung und Modelle aufdatieren, Monitoring und korrigierende Massnahmen durchführen	
4. Betrieb (10-30 Jahre)	<ul style="list-style-type: none">– Injektionsarbeiten, Überwachung (vergleiche EU CCS Richtlinie GD2) durchführen.– Regelmässige Berichte über Betrieb und Überwachung für Bewilligungs- und Aufsichtsbehörden erstellen.– Standortcharakterisierung laufend aktualisieren, Reservoir-Modelle nach Bedarf.– Überwachungs- und Abhilfemassnahmenpläne auf der Grundlage von der EU CCS Richtlinie Artikel 11 und Artikel 13 Absatz 2 ändern, überprüfen und aktualisieren (laufend).– Erforderliche Korrekturmassnahmen im Falle von Leckagen oder erheblichen Unregelmässigkeiten ergreifen.– Zertifikate für alle Emissionen des Standorts, einschliesslich Leckagen, gemäss der EU CCS Richtlinie abgeben, 2003/87/EG²².– Vorlage eines aktualisierten Nachsorgeplans erstellen.	CO ₂ -Injektion und Speicherung
5. Schliessung (1 Jahr)	<ul style="list-style-type: none">– Injektionsarbeiten beenden und Start der operativen Überwachung der Nachschliessung einleiten.– Teilweise Renaturierung des oberflächigen Standortes (z.B. Bohrlochstandorte).	Schliessung der Anlage
6. Nach-Schliessung / Vor-Rückgabe der Konzession/ Bewilligung (unbestimmt, bis zu 50 Jahre, in der EU mindestens 20 Jahre, UK 20 Jahre)	<ul style="list-style-type: none">– Laufende Überwachung durchführen (GD2),– Regelmässige Berichte für Bewilligungs- und Aufsichtsbehörden erstellen.– Modelle und Pläne für Überwachung und Abhilfemassnahmen aktualisieren.– Erforderliche Korrekturmassnahmen im Falle von Leckagen oder erheblichen Unregelmässigkeiten ergreifen.– Rückgabe von Zertifikaten für alle Emissionen aus dem Standort, einschliesslich Leckagen, gemäss 2003/87/EG– Standorte rückbauen (z.B. Rohrleitungen).	

Tabelle 1: Lebenszyklus eines geologischen CO₂-Speichers

In jeder Phase des Lebenszyklus bestehen aus der Sicht eines möglichen Investors bzw. Betreibers verschiedene Risiken, die sich auf zukünftige Investitions- und Verwaltungsentscheidungen auswirken können.

²² Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates (Text von Bedeutung für den EWR).



3.4 Risikoprofil eines CO₂-Speicherprojekts im Überblick

Für Betreiber unannehbare Risiken

- Diese Studie hat das Ziel, geeignete Förderinstrumente für die Entwicklung einer geologischen CO₂-Speicherinfrastruktur zu entwickeln, welche Risiken abdeckt, die ausserhalb eines effektiven betrieblichen Risikomanagements einerseits unkontrollierbar sind und andererseits berechtigterweise auf die öffentliche Hand oder Allgemeinheit transferiert werden können.
- Dabei wird davon ausgegangen, dass die privatwirtschaftlich organisierte Entwicklerin und Betreiberin der CO₂-Speicherinfrastruktur über die notwendigen Kompetenzen und Ressourcen verfügt, ein entsprechendes Projekt erfolgreich zu realisieren. Die meisten Risikoquellen und deren Tendenz in Risiken zu münden, die entweder beeinflussbar sind oder kontrolliert werden können, werden daher durch entsprechende Ansätze für ein betriebliches Risikomanagement erfasst. Risikoquellen sind umfangreich und werden kontinuierlich während der Planung und Ausführung eines CO₂-Speicherprojekts analysiert und gemäss den gewonnenen Erkenntnissen angepasst²³.
- Es wird im vorliegenden Bericht deshalb darauf verzichtet, unternehmerische Risikoquellen zu diskutieren, die durch eine gute Unternehmensführung zu vermeiden sind. Weiter konzentriert sich diese Studie in erster Linie auf die Massnahmen und Förderinstrumente, die geldwerten Charakter haben und ausserhalb eines normalen Geschäftsgebarens auftreten.
- Das Risikoprofil eines CO₂-Speicherprojekts entlang des Lebenszyklus wird nachfolgend durch eine Analyse der technischen, ökonomischen und kommerziellen Risikoquellen erarbeitet. Jedes Risiko wird dabei nach seinem Einfluss auf die Fähigkeit bewertet, künftige Cashflows zu generieren und damit die Rentabilität des Projekts zu ermöglichen. In Ergänzung dazu werden organisatorische und gesellschaftspolitische Risikoquellen diskutiert.

Risikoquellen

- **Technische Risikoquellen (Tech).**
 - **Tech** können in Risiken resultieren, die den geologischen Untergrund, die Anlagen auf der Oberfläche, die genutzte Infrastruktur, die Technik und Betriebsfähigkeit, die Verfügbarkeit der Speicheranlagen, die Anlagenintegrität (ober- und untertägig), die Nachhaltigkeit und die HSSE (Health, Safety, Security and Environment / Gesundheit, Schutz, Sicherheit und Umwelt) Aspekte umfassen.
 - **Tech** im Untergrund sind in der Regel ortsspezifisch und abhängig von den geologischen Bedingungen des Untergrunds.
- **Ökonomische Risikoquellen (Öko).**
 - **Öko** sind in der Regel eng mit den technischen Risikoquellen verbunden, die das Unternehmen nicht unmittelbar beeinflussen kann.
 - **Öko** umfassen beispielsweise die Charakterisierung und Bewertung des potenziellen Speicherkomplexes, die aufgrund von unvorhersehbaren geologischen Bedingungen zu unverhältnismässig hohen Investitionskosten (z.B., notwendige Anzahl von teuren Injektionsbohrungen) führen oder die Inbetriebnahme der Anlage verunmöglichen.

²³ Für eine Zusammenfassung der technischen Risiken siehe zum Beispiel [BPM_RiskAnalysisSimulation.pdf \(doe.gov\)](#). Für eine Zusammenfassung von technischen Risiken, die von Bewilligungs- und Aufsichtsbehörden in Augenschein genommen werden, siehe zum Beispiel: [Development of a Carbon Capture and Storage \(CCS\) Risk Register and Global Lessons Learned by Kate Thatcher, Renato Zagorscak, Emma Rhodes, Louise Bruffell, Alan Paulley, Ton Wildenborg, Marianne van Unen, Lydia Rycroft, Andy Sims, Philip Copestake: SSRN](#) mit einem konkreten Beispiel des Peterhead CCS Projekts, welches in der Planung bis an das Front-End-Engineering Design (FEED) gelangte [Microsoft Word - 11.023 - Risk Management Plan and Risk Register- K03 \(publishing.service.gov.uk\)](#).



- **Kommerzielle Risikoquellen (Komm).**

- **Komm** manifestieren sich in der Regel in den späteren Phasen des Lebenszyklus, nach der Inbetriebnahme der Anlage.
- **Komm** sind eng mit der Verfügbarkeit von Angebot und Nachfrage respektive mit dem damit verbundenen Preismechanismus verbunden.

Neben den im Rahmen dieses Berichtes im Fokus stehenden technischen, ökonomischen und kommerziellen Risikoquellen bestehen weitere Risikoquellen, die sich negativ auf die Bereitstellung von CO₂-Speicherkapazitäten auswirken können, jedoch in der Regel nicht über Anreizsysteme für privatwirtschaftliche Akteure (vergleiche Punkt 1.3) abgemildert werden können. Exemplarisch sind nachfolgend die organisatorischen und gesellschaftlichen Risikoquellen ausgeführt.

- **Organisatorische Risikoquellen (Org).**

- **Org** können in Risiken resultieren, wenn die Koordination der Akteure entlang des Lebenszyklus des geologischen CO₂-Speichers nicht optimal sichergestellt werden kann. Eine Hauptquelle liegt dabei in der durch die föderalistische Struktur der Schweiz begründeten Rollenteilung hinsichtlich Regulierungen (Bewilligungen, Konzessionen, hoheitliche Oberaufsicht) und Förderung zwischen Bund, Kantonen und Gemeinden.
- Risikoquellen umfassen ebenfalls Bewilligungsauflagen und regulatorische Aufsicht, die nicht im vernünftig praktikablen Mass dem Schutz von schützenswerten Gütern dienen. So kann beispielsweise der Wunsch induzierte Seismizität gänzlich zu vermeiden, betriebliche Massnahmen bedingen, die nicht einen vernünftigen Kosten-Nutzencharakter haben oder vernünftigerweise praktikabel sind.

- **Gesellschaftspolitische Risikoquellen (Ges).**

- **Ges** bestehen insbesondere in der Frühphase der Entwicklung von geologischen CO₂-Speicherinfrastrukturen und resultieren in möglichen prohibitiven Risiken. Wichtige Interessensgruppen und Nichtregierungsorganisationen haben dabei grossen Einfluss auf die öffentliche Meinungsbildung, die in starke Opposition zu den Projekten führen kann.
- Ebenso kann die Durchführung eines CO₂-Speicherprojekts und dem Eintreten eines Risikofalls, egal welcher Art, zu einem Reputationsverlust führen. Schliesslich kann die fehlende lokale Einbettung und Mangel an greifbaren Vorteilen für die Standortgemeinde ebenso zu untragbaren gesellschaftlichen Risiken beitragen.

Die nachfolgenden Ausführungen konzentrieren sich auf geologisch-technische, ökonomische und kommerzielle Risiken. Die Tabelle 2 zeigt die von einem CO₂-Speicherbetreiber schwer und nicht kontrollierbaren Hauptrisiken entlang des Lebenszyklus eines CO₂-Speicherprojekts im Überblick.

Phase	Hauptrisiken		
	Tech	Öko	Komm
1. Einschätzung der Speicherkapazität	-	-	-
2. Charakterisierung und Bewertung	(T1) Auffindung und Bestimmung der Speicherkapazität einzelner Speicherkomplexe	(Ö1) Hohe Prospektions- und Explorationskosten bei geringer Erfolgswahrscheinlichkeit geeignete Speicherkomplexe zu finden	-
3. Bau der Anlage	-	(Ö2) Hohe Investitionskosten bei anfänglich ungewisser verifizierter langfristiger Speicherkapazität	(K1) Fehlende mittel- und langfristige Errichtung von CO2 Transportinfrastrukturen durch CO2-Aggregatoren, die Emittenten mit Speicheranbietern verknüpfen
4. Betrieb	(T2) Vorzeitige Ausschöpfung der Speicherkapazität auf Grund unerkannter Fließbarrieren im Speichergestein	-	(K2) Fehlende Kunden für CO2 Speicherung, die adäquate Einnahmen ermöglichen (K3) Preisunsicherheit wegen volatiler CO2 Emissionsreduktions- und entwickelnder Removalmärkte
5. Schliessung	-	-	-
6. Nach-Schliessung / Vor-Rückgabe der Konzession/ Bewilligung	-	-	-

Tabelle 2: Schwer und nicht kontrollierbare Hauptrisiken entlang des Lebenszyklus eines CO2-Speicherprojekts

Die einzelnen Risiken werden nachfolgend erläutert. Für jedes Risiko werden die Auswirkungen auf die mögliche Investitionsentscheidung eines privatwirtschaftlichen Unternehmens bewertet, unter der Annahme eines rein auf Angebot und Nachfrage basierenden Marktes nach marktwirtschaftlichen Kriterien.

3.4.1 Technische Hauprisiken

Die technischen Risiken sind diejenigen, die sich auf direkte Weise auf das CO₂, die Injektion und den Speicherbetrieb fokussieren.

Risiko (T1): Auffindung und Bestimmung der Speicherkapazität einzelner Speicherkomplexe

Seit einer Grundlagenstudie²⁴ aus dem Jahr 2010, die im Rahmen des SCCER-Supply of Energy 2019²⁵ aufdatiert wurde, wird die Existenz von vier regional bedeutenden und möglicherweise drei bis vier weiteren nur lokal bedeutenden CO₂-Speicherkomplexen als möglich betrachtet. Deren Speichereigenschaften wurden mit Felddaten, die für andere Zwecke erhoben wurden und daher nur begrenzte Aussagekraft haben, extrapoliert. Alle Daten, Analysen und Interpretationen sind mit erheblichen Unsicherheiten behaftet.

Die Leistung eines CO₂ Speichers wird durch die Injektivität der Speicherformation und deren Speicherkapazität bestimmt. Die Injektivität wird ausgedrückt als das Verhältnis der Injektionsrate in Kilogramm pro Sekunde zum Injektionsdruck, der notwendig ist, um CO₂ aus einem Bohrloch in die Speicherformation einspeisen zu können. So hat zum Beispiel die Speicherformation «Basal Cambrian Sands» des Westkanadischen Sedimentbeckens am Standort Quest eine CO₂-Injektivität von 16 kg/s pro MPa. Die Kapazität der Speicherformation wurde im Planungsszenario bei Projektbeginn mit 27 Millionen Tonnen CO₂ bestimmt und jährlich anhand von Feldmessungen kontrolliert²⁶ und gegebenenfalls aufdatiert.

In der Schweiz wurde an einem spezifischen Standort Trüllikon auf eine Injektivität von rund 0.2-0.7 kg/s pro MPa anhand rudimentärer Daten aus kurzfristigen hydraulischen (nicht mit CO₂ durchgeführten) Tests spekuliert, wobei die Speicherkapazität unbekannt blieb.

Risikomanagement und Auswirkung auf Investitionsentscheidung:

Die Wahrscheinlichkeit einen Speicherkomplex mit adäquater Speicherleistung vorzufinden, ist das grösste technische Risiko, nämlich das der geologischen Fündigkeits. Der Schweizer Untergrund ist mangelhaft erkundet, insbesondere mit dem Erkundungsziel CO₂-Speicherkomplexe (dichtes Deckgestein und durchlässige, CO₂-aufnahmefähige, geologische Speicherformation).

Durch aufwändige Prospektions- und Explorationstätigkeiten während des Assessments und insbesondere während der Phase der Charakterisierung wird die Erfolgswahrscheinlichkeit, einen geeigneten CO₂-Speicher zu finden, erhöht und so das Fündigkeitsrisiko eines CO₂-Speicherprojekts auf ein so tief wie praktikabel mögliches Niveau gesenkt.

Risiko (T2): Vorzeitige Ausschöpfung der Speicherkapazität auf Grund unerkannter geologischer Fliessbarrieren im Speichergestein

Die Speicherkapazität wird während der Charakterisierungsphase zum ersten Mal bestimmt, und zwar mittels hydraulischer, mit CO₂ durchgeführter Tests. Je länger der Test dauert, desto «weiter» sieht man in das Reservoir und kann mittels der erhobenen Daten erste Abschätzungen bezüglich der Speicherkapazität machen. Während der Betriebsphase und den Daten und Analysen während des obligatorischen Überwachungsplans «Measurement, Monitoring and Verification (MMV) Programms» zur Beobachtung der CO₂-

²⁴ Chevalier, G., Diamond, L.W. & Leu, W. Potential for deep geological sequestration of CO₂ in Switzerland: a first appraisal. *Swiss J Geosci* **103**, 427–455 (2010). <https://doi.org/10.1007/s00015-010-0030-4>

²⁵ Driesner T. et mult. al., Swiss Potential for Geothermal Energy and Storage, <https://doi.org/10.3929/ethz-b-000518184>

²⁶ Kapitel 8.3.1 des Berichts zum Quest CCS Projekt [Storage Development Plan \(alberta.ca\)](#), sowie Bericht [Capacity Risk and Uncertainty Review \(alberta.ca\)](#) – last accessed am 26. Oktober 2023.



Fahne, die sich in der geologischen Speicherformation allmählich ausbreitet, gewinnt die zu Anfang gemachte Abschätzung zur Speicherkapazität an Robustheit und Zuverlässigkeit.

Weiter stellt die bestimmte Speicherkapazität einen ökonomischen Wert (Aktiva in der Unternehmensbilanz) dar. Bei vorzeitiger Ausschöpfung, wenn im Betriebsverlauf unerkannte geologische Fließbarrieren sichtbar werden, kann es zu einer signifikanten Wertberichtigung kommen.

Risikomanagement und Auswirkung auf Investitionsentscheidung:

Die praktikabel vernünftige Risikominderungsmassnahme ist eine zielorientierte und erfolgreiche hydraulische Testsequenz während der Charakterisierungsphase, sowie ein entsprechendes MMV-Programm während der Betriebsphase, das unter anderem auf die Erkennung von geologischen Flussbarrieren ausgerichtet ist.

Im Laufe der erwarteten Betriebszeit erhöht sich die Zuverlässigkeit der Bestimmung der Speicherkapazität und das beherrschbare Risiko nimmt ab. In den ersten 10-15 Jahren, jedoch, bleibt das Risiko bestehen.

- Grundsätzlich ist festzuhalten, dass technische Risiken sowie deren Wahrscheinlichkeit und Impact gut verstanden sind. Ebenso haben kompetente CO₂-Speicherentwickler- und -betreiber ausgereifte Risikominderungsstrategien und eine wirkungsvolle Implementierung von Massnahmen für die Minderung von Risiken auf ein so tief wie vernünftigerweise praktikables Niveau.
- Internationale Erfahrungen mit geologischen CO₂-Speichern in salinen Aquiferen aus Ländern wie den USA, Kanada, Grossbritannien, Norwegen, die Niederlande, die Vereinigten Arabischen Emirate, Japan, oder Australien untermauern die Tatsache, dass kompetente CO₂-Speicherentwickler und -betreiber mit dem weitaus grössten Teil der technischen Risiken erfolgreich umgehen können.
- Jedoch gibt es - ähnlich wie bei anderen Ressourcen im geologischen Untergrund wie der Geothermie - ein beträchtliches Fündigkeitsrisiko bei der Aufsuchung geeigneter geologischer CO₂-Speicher mit adäquater Injektivität und Speicherkapazität. Die theoretische Erfolgsquote für die Identifikation von geeigneten Speicherkomplexen in der gesamten Schweiz wird durchschnittlich auf 60% geschätzt²⁷, was eine Hürde für Investitionsentscheide von Unternehmen darstellt.

3.4.2 Ökonomische Hauptrisiken

Ökonomische Risiken sind weitgehend mit technischen Risiken verbunden und können zu übermäßig hohen Investitionskosten führen, die eine angemessene Rentabilisierung verunmöglichen, was die Realisierung der Infrastruktur verhindert.

Risiko (Ö1): Hohe Prospektions- und Explorationskosten bei geringer Erfolgswahrscheinlichkeit geeignete Speicherkomplexe zu finden

Die Guidance Dokumente, die die Umsetzung der EU CCS Richtlinie ausführen, sowie die bis anhin etablierte Praxis sehen detaillierte Prospektionskampagnen vor, um mögliche CO₂-Speicherkomplexe vor dem Abteufen einer Explorationsbohrung indirekt mit geophysikalischen Massnahmen zu charakterisieren.

Die Prospektionskampagnen schliessen aufgrund der strengen regulatorischen Auflagen für die Charakterisierung der CO₂-Speicherkomplexe beispielsweise kostenintensive geophysikalische seismische 3D-Messkampagnen vor, die gemäss Erfahrung in der Schweiz zwischen Fr. 40'000-85'000 pro km² kosten, was sich bei einem Perimeter von 1'000 km² auf rund Fr. 40-85 Mio. summieren kann.

²⁷ 40% Erfolgsquote bei Aufsuchung von Geothermiereservoiren in der Schweiz (Basis: durch Bund mittels geologischen Fündigkeitsgarantien unterstützte Projekte in den 1980/90er Jahren). Dabei war der Erfolg bedingt durch drei Faktoren: Temperatur, Gesteinsdurchlässigkeit, und Heisswasserförderbarkeit. In Anbetracht der weniger stringenten Bedingungen für CO₂-Speicher sowie der technischen Fortschritte in der Prospektion ist eine Erfolgsquote von 60% realistisch.



Sollten die Prospektionskampagnen erfolgversprechend sein, käme auf den CO₂-Speicherentwickler die Abteufung von Explorationsbohrungen mit ausführlichen Tests und Messungen für die Charakterisierung des CO₂-Speicherkomplexes. Gestützt auf Schweizer Erfahrungen mit Geothermie- und Erdgasbohrungen belaufen sich Bohr- und Testkosten im Bereich von Fr. 20-30 Mio. pro Bohrung.

Risikomanagement und Auswirkung auf Investitionsentscheidung:

Die Planung und Ausführung von Prospektions- und Explorationsarbeiten bedingen ungehinderten und freien Zugang zu allen Daten, die in der konzeptionellen Einschätzungsphase genutzt werden können, um den Informationsgehalt bestehender Datensätze durch hochkompetentes Fachpersonal mit Spezialkenntnissen maximieren zu können.

Es können in der Ausführungsphase der Arbeiten durch Ausschreibungen von Dienstleistungen ökonomische Skaleneffekte realisiert werden, jedoch bleibt der Investitionsbedarf hoch sowie die Wahrscheinlichkeit, dass kein ökonomischer Mehrwert aus den erhobenen Daten und Analysen, die im Rahmen von Prospektions- und Explorationsarbeiten erhoben wurden, generiert wird.

Daher empfiehlt sich die Umsetzung eines «Playkonzepts²⁸», also die Realisierung von mehreren Prospektionen mit weiter geographischer Ausdehnung sowie mehrere Explorationsbohrungen und Bau von mehreren Speicherinfrastrukturen, wo die Fündigigkeit als hoch genug eingeschätzt wurde. Dabei können die Einnahmen aus dem zukünftigen Verkauf von CO₂-Speicherkapazitäten aus fündigten Projekten die Kosten für nicht-fündige Versuche (teilweise) ausgleichen. Dies erfordert ein grosses Explorationsgebiet.

Auch wenn ein Playkonzept realisiert werden kann, ist aus ökonomischer Sicht das Risiko einer fehlerhaften Investitionsentscheidung beim gegenwärtigen Kenntnisstand des Schweizer Untergrunds ein Killerkriterium für eine gewinnorientiert wirtschaftende Industrie.

Risiko (Ö2): Hohe Investitionskosten bei anfänglich ungewisser verifizierter langfristiger Speicherkapazität

Wird die Charakterisierungsphase erfolgreich abgeschlossen, so muss der Betreiber einen weiteren Investitionsentscheid treffen, um den Bau der unter- und obertägigen Anlagen zu finanzieren.

Man kann davon ausgehen, dass für die Erschliessung des CO₂-Speichers zusätzliche Injektions- und Hochbohrungen notwendig sind, sowie Anlagen und Instrumente für die Umsetzung eines Überwachungsplans (das sogenannte MMV-Programm (Monitoring, Measurement and Verification), welches unter anderem der Schlüssel für den regulatorisch gültigen Nachweis der dauerhaften Rückhaltung von CO₂ im geologischen Untergrund (containment) sowie für den Nachweis der Übereinstimmung des tatsächlichen Verhaltens des injizierten CO₂ mit den modellierten Verhalten (conformance) ist.

Pro zusätzlicher Injektions- und Hochbohrung müssen rund Fr. 20 Mio. in die Hand genommen werden. Die jährlichen Kosten für ein bewilligungsfähiges MMV-Programm beläuft sich auf Fr. 4-5 Mio., je nach Perimeter.

Risikomanagement und Auswirkung auf Investitionsentscheidung:

Ähnlich wie beim Management des Risikos Ö1. Investitionen müssen vorgenommen werden, um den Betrieb zu ermöglichen, vor allem aus bewilligungs- und konzessionsrechtlicher, sowie aus regulatorischer Perspektive.

Ausgezeichnete Planung und ein effizientes Beschaffungswesen lassen diese unausweichlichen Investitionen optimal gestalten, ein Risiko hinsichtlich der auf 30 Jahre hin nachhaltigen Speicherbewirtschaftung bleibt jedoch bestehen, vor allem eine signifikante Wertberichtigung im Falle einer tiefer als erwarteten, vorzeitigen Erschöpfung der tatsächlichen Speicherkapazität.

²⁸ Erfolgreiche Exploration und Auffindung bedingt ein gutes Verständnis der Architektur und Entstehungsgeschichte von CO₂-Speicherkomplexen. Besonders geeignete geologische Formationen zeichnen sich durch das Vorhandensein eines genügend grossen, porösen CO₂-Speicherreservoirs (*reservoir presence*) mit ausreichender Permeabilität/Durchlässigkeit (*reservoir quality*) und Deckvermögen (*seal capacity*) aus, um Speicherkapazität, Injektivität und Rückhaltungsvermögen (*containment*) zu haben; vgl., Bump, A., S.D. Hworka and T.A. Meckel. 2021, Common risk segment mapping: Streamlining exploration for carbon storage sites, with application to coastal Texas and Louisiana, *Intl. Jnl. Of Greenhouse Gas Control*, 111. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2021.103457>



Darüber hinaus kann das Risiko für den Betreiber durch ein «Playkonzept» verringert werden, bei dem das Suchgebiet mehrere Testbohrungen zulässt, wodurch die Wahrscheinlichkeit der Inbetriebnahme eines oder mehreren Speicherkomplexen erhöht wird. In diesem Fall können die Investitionskosten für nicht-fündige Projekte (theoretisch) durch die Einnahmen aus realisierten Projekten kompensiert werden.

3.4.3 Kommerzielle Hauptrisiken

Kommerzielle Risiken konzentrieren sich auf die Bedingungen, die für die Schaffung und Aufrechterhaltung eines Marktes erforderlich sind, dem sich Angebot und Nachfrage nach Preismechanismen anpassen, um eine effiziente Allokation der Ressourcen zu erreichen.

Risiko (K1) Fehlende mittel- und langfristige Errichtung von CO₂ Transportinfrastrukturen durch CO₂-Aggregatoren, die Emittenten mit Speicheranbietern verknüpfen

Die Koordination der Anbieter entlang der Wertschöpfungskette ist ein zentraler Faktor für das Entstehen eines funktionierenden Markts (vergleiche Kapitel 3.1).

Aus Kundenperspektive sollte das Angebot (Transport und Speicherung) «aus einer Hand» erfolgen, um im Vergleich zu EHS attraktiv zu sein. Werden Speicherung und Transport von zwei unterschiedlichen Akteuren durchgeführt, muss die Koordination zwischen den zwei Akteuren «im Hintergrund» stattfinden.

Risikomanagement und Auswirkung auf Investitionsentscheidung:

Ist frühzeitig eine genügende Basisnachfrage für die Speicherkapazitäten sichergestellt (siehe auch Risiko K2), können in den ersten Phasen des Lebenszyklus die nötigen Transportkapazitäten geplant bzw. realisiert werden. Der Betreiber des Speicherkomplexes kann seinerseits dem potenziellen Betreiber der Transportinfrastruktur vertraglich eine Mindestnachfrage zusichern.

Voraussetzung dafür ist, dass Anreizsysteme auch aus der Perspektive Transportunternehmen entwickelt werden (vergleiche Kapitel 3.1). Die Entwicklung solcher Anreizsysteme soll ebenfalls für die Verkürzung der vorwettbewerblichen Phase für geologische CO₂-Speicherentwicklung in der Schweiz berücksichtigt werden.

(K2) Fehlende Kunden für CO₂ Speicherung, die adäquate Einnahmen ermöglichen

Besteht keine hinreichende Gewissheit, dass in Zukunft genügen Kunden und eine ausreichende Nachfrage besteht, um den für die Rückführung der Investitionen erforderlichen Cashflow zu erwirtschaften, werden grundsätzlich auch keine positiven Investitionsentscheidungen getroffen.

Es ist davon auszugehen, dass aufgrund des rechtlichen Rahmens (vergleiche Kapitel 3.2) auch in Zukunft eine Nachfrage nach Emissionsausgleichsmassnahmen bestehen wird. Der Preis ist deshalb der entscheidende Faktor für den Kaufentscheid des Kunden respektive für die Wettbewerbsfähigkeit. Dieses Thema wird in Risiko K3 erläutert.

Ist der Preis für die Kunden attraktiv (unter Berücksichtigung der gesamten Wertschöpfungskette und eines Angebots «aus einer Hand»), wird Nachfrage nach CO₂-Speicherkapazitäten bestehen.

Risikomanagement und Auswirkung auf Investitionsentscheidung:

Dieses Risiko kann bereits in einem frühen Stadium des Lebenszyklus durch verbindliche (Vor-)Vereinbarungen zwischen dem Betreiber und den Kunden reduziert werden.

Beispielsweise können Interessensbekundungen («Letter of Intent», mit gewünschter Speicherkapazität und Preisspanne) von potenziellen CO₂-Emittenten im Umkreis möglicher nutzbarer Speicherkomplexe während der ersten Phasen des Lebenszyklus (Einschätzung der Speicherkapazität, Charakterisierung und Bewertung des potenziellen Speicherkomplexes) vereinbart werden.

Werden diese Phasen erfolgreich abgeschlossen (d.h. wird die Konzession erteilt und die Anlage gebaut), können mit den CO₂-Emittenten Verpflichtungserklärungen («Letter of Commitment») vereinbart und



Speicherkapazität zugesichert werden. Schliesslich kommt es bei Inbetriebnahme zu entsprechenden Kapazitäts-, Liefer- und Speicherverträgen zwischen CO₂-Speicherbetreibern und CO₂-Lieferanten.

(K3) Preisunsicherheit wegen volatiler CO₂ Emissionsreduktions- und entwickelnder Removal-Märkte

Wenn ein Zielmarkt mit einem ausreichenden Angebot erschlossen ist, ist der Preis das Hauptkriterium für die Befriedigung der Nachfrage. Dies ist auch für die Wettbewerbsfähigkeit mit alternativen Produkten entscheidend (vergleiche auch Kapitel 3.2).

In Anbetracht des Zeithorizonts für den Bau eines Speicherkomplexes (ca. 5 bis 12 Jahre bis Inbetriebnahme, vergleiche Kapitel 3.3) und der verschiedenen Variablen, die den Marktpreis in der Zukunft beeinflussen können (alternative Produkte, rechtliche Rahmenbedingungen, Konkurrenz durch ausländische Speicherstandorte usw.), haben die derzeitigen Prognosen zur mittelfristigen Preisentwicklung einen geringen Zuverlässigsgrad und können nicht als Grundlage für eine Investitionsentscheidung herangezogen werden.

Die Grafik zeigt beispielhaft einige Szenarien für die mögliche Entwicklung der CO₂-Preise im europäischen Emissionshandelssystem.

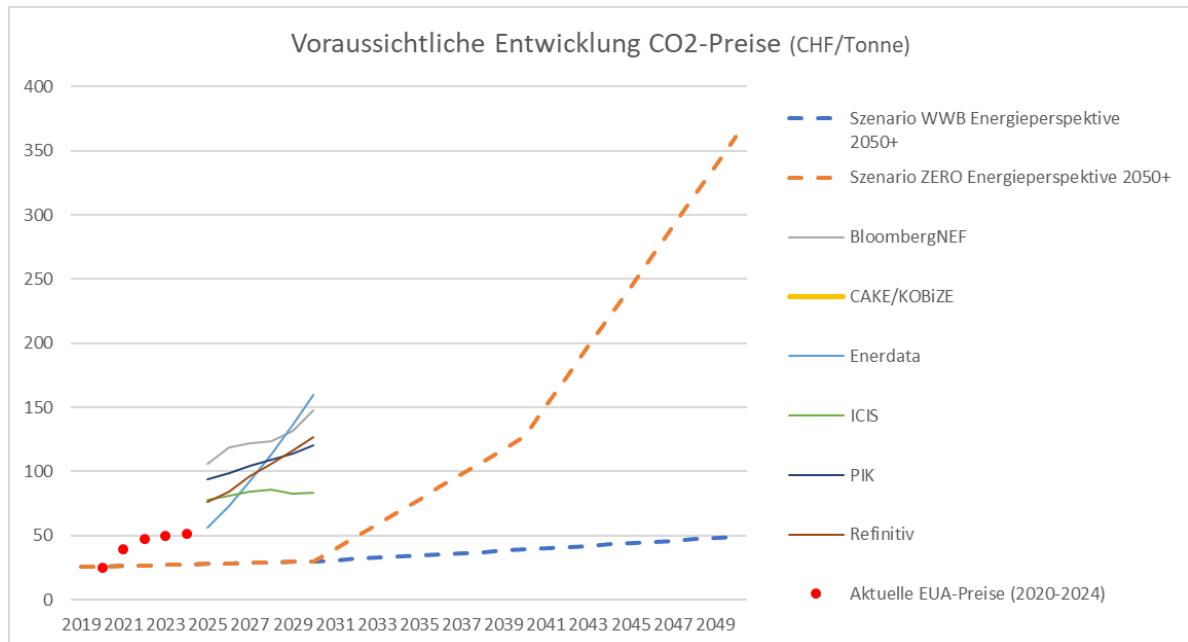


Abbildung 4: Voraussichtliche Entwicklung der CO₂ Preise (eigene Darstellung)

- Szenarien Energieperspektive 2050+²⁹
 - Das Szenario WWB (weiter wie bisher) bildet die heute in Kraft gesetzten Instrumente der Energie- und Klimapolitik sowie die heutigen Marktbedingungen ab (Stand 2019).
 - Das Szenario ZERO beschreibt eine Entwicklung des Schweizer Energiesystems, die mit dem Klimaziel Netto-Null Treibhausgasemissionen für die Schweiz kompatibel ist.
 - Diese Szenarien wurden im Jahr 2020 geschätzt.

²⁹ «Energieperspektiven 2050+», Bundesamt für Energie, 2020



- Die anderen Szenarien zeigen Modelle, die von verschiedenen Organisationen und Marktexperten in der Europäischen Union entwickelt wurden.³⁰ Diese Szenarien wurden Ende 2022 entwickelt.
- Die aktuellen Preise zeigen die jährlichen durchschnittlichen Schluss-Spotpreise für europäische Emissionszertifikate (EUA).

Obwohl mit einiger Sicherheit gesagt werden kann, dass der künftige Trend nach oben gehen wird, können die künftigen Preise derzeit nicht mit ausreichender Sicherheit geschätzt werden. Mehrere für den Markt exogene Variablen (u.a. politischer Wille und gesetzliche Regelungen) tragen zur künftigen Preisbildung bei.

Während der 30-jährigen Betriebsphase können kommerzielle Risiken trotz Anwendung des neusten Stands der Technik und der Beherrschung des Speicherbetriebs nach allen Regeln der Kunst, einen wirtschaftlich sinnvollen Speicherbetrieb verunmöglichen.

Es ist zu erwarten, dass mögliche Abgeltungen für die permanente geologische Speicherung sehr stark vom Preis der Treibhausgasemissionsrechte, wie sie im Emissionshandelssystem gehandelt werden, abhängen sein wird sowie von der Preisentwicklung in derselben Carbon Removal Märkten.

Risikomanagement und Auswirkung auf Investitionsentscheidung:

Die Unmöglichkeit, die künftige Preisentwicklung und damit die künftigen Einnahmen mit einem tolerablen Unsicherheitsgrad abzuschätzen, führt zu einem hohen Mass an Unsicherheit in den Wirtschaftsmodellen, die zur Bewertung möglicher Investitionen verwendet werden. Die Nicht-Differenzierbarkeit des Gutes «geologische CO₂-Speicherkapazität» schränkt den Handlungsspielraum der privaten Akteure weiter ein, da der Preis nicht direkt beeinflusst werden kann, sondern exogen durch den Markt bestimmt wird.

Aus ökonomischer Sicht ist das Risiko der Nicht-Planbarkeit der Einnahmen ein Killerkriterium für eine gewinnorientierte wirtschaftende Industrie.

3.4.4 Fazit

Auf der Grundlage der Analyse des Risikoprofils lassen sich zwei Hauptrisiken definieren, die von privaten Akteuren nicht auf ein akzeptables Mass reduziert werden können, damit eine positive Investitionsentscheidung getroffen werden kann:

- **Fündigkeitsrisiko.** Die mit der Identifikation von geeigneten Speicherkomplexen verbundenen Unsicherheiten gekoppelt mit den erheblichen Investitionskosten für deren Erschliessung stellt ein unüberwindbares Hindernis dar. Dieses Risiko kann auch im Falle eines «Playkonzepts» nicht auf ein praktikables Niveau gesenkt werden.
- **Preisunsicherheit und fehlende Planbarkeit der Einnahmen.** Die Herausforderung, die zukünftige Preisentwicklung und damit verbundene Einnahmen mit angemessener Unsicherheit prognostizieren zu müssen, führt zu beträchtlicher Unschärfe in den Wirtschaftsmodellen, die zur Bewertung potenzieller Investitionen herangezogen werden. Private Akteure haben keine Möglichkeit, dieses Risiko zu kontrollieren.

Diese beiden Hauptrisiken können durch Anreizsysteme für private Akteure grundsätzlich beeinflusst werden. Für die Umsetzung von Playkonzepten kommt als weitere Herausforderung die politische Koordination über Kantons- und Gemeindegrenzen hinzu, was aus der Perspektive von potenziellen Investoren zu beträchtlichen Transaktionskosten führt. Die Koordination der öffentlichen Akteure respektive die unterschiedlichen regulatorischen Hoheiten in der föderalistisch organisierten Schweiz stellt daher eine zusätzliche Voraussetzung für die Entwicklung einer funktionierenden Industrie dar, die es zu berücksichtigen gilt.

³⁰ «The EU-ETS price through 2030 and beyond: A closer look at drivers, models and assumptions Input material and takeaways from a workshop in Brussels», Kopernikus-Projekt Ariadne, Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung, 2022



3.5 Finanztechnische Auswirkung des Risikoprofils

In diesem Kapitel wird das Szenario «reine Marktlösung» aus finanzieller Sicht aus der Perspektive eines möglichen privaten Investors skizziert.

- Das Szenario veranschaulicht das Cashflow-Profil auf der Grundlage der aktuellen Marktbedingungen (ohne externe Fördermittel).
- Basis der nachfolgenden Analyse sind folgende finanztechnischen Modelle:
 - Discounted-Cashflow-Methode (DCF)
 - Levelised Cost of Product Methode (LCOP)
- Die DCF-Methode bewertet Investitionen, indem sie die erwarteten zukünftigen Cashflows abzinnt.
 - Für CCS-Projekte bedeutet dies, dass die erwarteten Investitionen, Betriebskosten und Einnahmen aus dem Verkauf von Speicherkapazitäten über die Lebensdauer des CO₂-Speichers hinweg geschätzt und auf ihren heutigen Wert abgezinst werden. Ergebnis ist der Netto-Gegenwartswert (Net Present Value, NPV) der Geldflüsse.
 - Die finanztechnischen Auswirkungen werden im Sinne einer Sensitivitätsanalyse anhand verschiedener Marktpreisannahmen (CHF pro Tonne CO₂) untersucht.
 - Ein positiver NPV deutet auf eine potenziell rentable Investition hin.
- Die LCOP-Methode ermittelt den Produktionspreis pro Einheit für CCS und vergleicht diesen mit dem Marktpreis (in diesem Fall handelt es sich um den Marktpreis alternativer Produkte aus Sicht der Kunden/Emittenten, also das Emissionshandelssystem). Diese Methode wird für die Bewertung von Projekten im Rahmen des «Innovation Fund» der EU angewendet³¹.

- In der allgemeinen Literatur, welche die Kostenstruktur von CCS untersucht hat, werden hauptsächlich die **technischen Kosten** (und nicht der LCOP) analysiert. Dies ist ein beliebter Indikator für die Bewertung von Einheitskosten und ermöglicht einen Vergleich mit anderen Projekten.
- Die technischen Vollkosten (gesamte Wertschöpfungskette) für die Schweiz wurden in einer vom BAFU in Auftrag gegebenen aktuellen Studie je nach Szenario auf CHF 149 bis 224 pro Tonne CO₂ geschätzt.³² Für das Szenario «CCS im Inland» geht die Studie von technischen Vollkosten über CHF 174 pro Tonne aus.
- Aus betriebswirtschaftlicher Perspektive ist die Aussagekraft des Indikators «technische Vollkosten» jedoch nur bedingt nützlich, da der Wert nicht dem Marktpreis, der erforderlich wäre, um Investitionen zu amortisieren, entspricht.
- Der Unterschied zwischen den technischen Kosten und dem LCOP-Wert begründet sich dadurch, dass die abgeschiedenen, transportierten und gespeicherten Tonnen CO₂ beim LCOP mit dem WACC diskontiert wird:
 - Formel LCOP: NPV (Capex + Opex) / NPV (Tonnen CO₂ gespeichert)
 - Formel technische Kosten: NPV (Capex + Opex) / Tonnen CO₂ gespeichert
- Im Rahmen der vorliegenden Studie werden die technischen Kosten deshalb nur zum Vergleich mit anderen Daten aus der Literatur angegeben, ohne dass daraus Schlussfolgerungen aus betriebswirtschaftlicher Sicht gezogen werden.

³¹ EU Grants: InnovFund-LSC-2021 Call document Annex B: V2.0 – 21.01.2022

³² Carbon Capture & Storage (CCS) Kostenschätzung für ein CCS-System für die Schweiz bis 2050, Dena und BAK, 2023



Getroffene Annahmen:

- Es wird von einer Prospektionsfläche von ca. 2'000 km² ausgegangen, was die Umsetzung eines Playkonzepts ermöglicht. Dadurch kann eine Erfolgsquote von 60% erreicht werden³³.
- Prospektionskosten:
 - Benchmark St Gallen 3D-seismische Untersuchung kostete CHF 10 Mio. für 270 km² (CHF 37'000 pro km²)
 - Weitere Prospektionsmethoden, um Unsicherheiten zu reduzieren: CHF 10'000 pro km² (u. a. Schwerkraft, elektromagnetische Methoden, Geologie, Geochemie)
- Bohrkosten:
 - Total von elf Bohrungen (vergleiche Details in der Anlage)
 - Kosten basieren auf Benchmarks in der Schweiz (vergleiche Anlage)
- Speicherpotenzial:
 - Zwei «Standard»-Speicher von je 200'000 Tonnen CO₂ pro Jahr (30 Jahre lang)
 - Ein «grosser³⁴» Speicher von 400'000 Tonnen CO₂ pro Jahr (30 Jahre lang)
 - **Total von 800'000 Tonnen CO₂ pro Jahr; kumulative CO₂-Speicherung (30 Betriebsjahre): ca. 25 Mio. Tonnen CO₂**
- Personalkosten, Unterhalt/Reparaturen/Ersatz, basieren auf «Quest Carbon Capture and Storage Project».
- Es wird ein Financial Security Mechanism in Anlehnung an die EU-Regelung angenommen, um die Finanzierung des 30-jährigen MMV (Monitoring Measurement Verification), Post-Closure / Pre-transfer (vor Heimfall) sowie allfällige Interventionen (Fertigung und Wiederherstellung des ursprünglichen Zustands) zu garantieren.
 - Einerseits wird die finanzielle Sicherheit (analog Artikel 19 der EU CCS Richtlinie) gewährleistet, indem die CO₂-Speicherbetreiberin den Nachweis der Beschaffbarkeit hinreichender Mittel erbringen muss, um sicherzustellen, dass allen Auflagen der Bewilligung einschliesslich der Verfahren zur Speicherschliessung und Nachsorgevorkehrungen nachgekommen werden kann.
 - Andererseits muss die Speicherbetreiberin einen finanziellen Beitrag zur Verfügung stellen, um die Kosten für die Überwachung zu decken, die den relevanten Behörden, während der MMV-Post-Closure/Pre-transfer, als auch vor der Rückgabe an die Kantone, anfallen (analog Artikel 20 der EU CCS Richtlinie).
- Gebühren und Abgaben wie einmalige und wiederkehrende Nutzungs- und Konzessionsgebühren orientieren sich am Beispiel des Gesetzes über die Nutzung des Untergrundes des Kantons Thurgau³⁵. Dabei werden konservativ die Höchstbeträge berücksichtigt.

³³ Statistisch gesehen bedeutet die 60% Erfolgsquote, dass von 100 Versuchen 60 erfolgreich sind. Für einzelne Projekte (in begrenzten Explorationsgebieten, in denen z.B. 1-2 Tests durchgeführt werden) ist diese Quote nicht gegeben (Gesetze der grossen Zahlen).

³⁴ Es gibt Parallelen zwischen der Rückführung von 400'000 Tonnen CO₂ in der quasi-flüssigen Phase und der Rückführung von Thermalwasser in tiefe Gesteinsschichten, wie dies zum Beispiel am Geothermieprojekt Riehen seit 1996 vorgenommen wird. Dort werden jährlich annähernd 350'000-400'000 Tonnen an gekühltem Thermalwasser wieder in das Wirtgestein des Geothermiereservoirs ohne nennenswerte Probleme oder Ereignisse injiziert. Heutige grosskalige geologische CO₂-Speicherprojekte injizieren 1-4 Millionen Tonnen CO₂ pro Jahr.

³⁵ https://www.rechtsbuch.tg.ch/app/de/texts_of_law/723.1/versions/2216



- Diskontierungssatz (WACC): 5.69%³⁶

		Annahmen		Kommentare
Speicher-leistung	Jährlich gespeichertes CO2 (Tonnen)	800'000 Tonnen pro Jahr		
	Lebensdauer Speicherkomplex	30 Jahre		
Investitions-kosten CAPEX	Prospektion			
	Datenerfassung	CHF	50'000 pro km2	3D-Seismik, Schwerkraft, Geoelektrik, Magnetotellurik, Geologie, Geochemie
	Fläche	2'000 km2		
	Bohrungen			
	Bohrkosten	CHF	17'000'000 pro Bohrung	2'500 m Tiefe, vergleiche Annex
	Komplettierung der Bohrung	CHF	2'000'000 pro Bohrung	
Betriebs-kosten OPEX	CO2 Tests (10'000 Tonnen)	CHF	1'000'000 pro Bohrung	CHF 100 pro Tonne CO2 (Abscheidung an einer Industrieanlage)
	Oberflächen- und Testinstallationen	CHF	5'000'000 pro Bohrung	
	Personalkosten			
	Personalaufwand (1 FTE)	CHF	200'000 pro Jahr	
	Anzahl Mitarbeiter pro Region	5		
	Beratung	CHF	1'000'000 pro Jahr	Technische Unterstützung, Auftragsvergabe und Beschaffung, Konzessionsvergabe usw.
Gebühren und Abgaben	Übrige Betriebskosten			
	Unterhalt, Reparaturen, Ersatz	5% von Bohrungskosten		
	MMV	CHF	3'000'000 alle 5 Jahre	Monitoring measurement verification
	Financial security mechanism	CHF	5 pro Tonne CO2	Basierend auf EU CCS Dir - Financial security Art. 19 and financial mechanism Art 20
	Jährliche Nutzungsgebühr	CHF	100'000 pro Jahr	
	Einmalige Konzessionsabgabe	CHF	500'000	
Einnahmen	Wiederkehrende Konzessionsabgabe	CHF	2.10 pro Tonne CO2	CHF 3 pro Kubikmeter, 0.7 Tonnen CO2 pro Kubikmeter
	Sensitivität Einheitspreise			
		10	CHF pro Tonne CO2	
		25	CHF pro Tonne CO2	
		50	CHF pro Tonne CO2	
		75	CHF pro Tonne CO2	
		100	CHF pro Tonne CO2	
		150	CHF pro Tonne CO2	

Tabelle 3: Annahmen zum Cash-Flow Modell

³⁶ kalkulatorischer Zinssatz 2023 UVEK für Förderinstrumente für erneuerbare Energien (Geothermie)

Cashflow-Modell (Ausschnitt)

	Project year Calendar year Operations year	0 2024 -10	1 2025 -9	2 2026 -8	3 2027 -7	4 2028 -6	5 2029 -5	6 2030 -4	7 2031 -3	8 2032 -2	9 2033 -1	10 2034 0	11 2035 1	12 2036 2
CO2 Speicherung														
Jährlich gespeichertes CO2 (Tonnen)												800'000	800'000	
Kumulativ gespeichertes CO2 (Tonnen)												800'000	1'600'000	
Einnahmen														
Einheitspreis von 10 CHF pro Tonne CO2												8'000'000	8'000'000	
Einheitspreis von 25 CHF pro Tonne CO2												20'000'000	20'000'000	
Einheitspreis von 50 CHF pro Tonne CO2												40'000'000	40'000'000	
Einheitspreis von 75 CHF pro Tonne CO2												60'000'000	60'000'000	
Einheitspreis von 100 CHF pro Tonne CO2												80'000'000	80'000'000	
Einheitspreis von 150 CHF pro Tonne CO2												120'000'000	120'000'000	
CAPEX														
Prospektion														
500 km ² pro Jahr, bis 2'000 km ² in 4 Jahren abgedeckt sind	0	0	25'000'000	25'000'000	25'000'000	25'000'000	0	0	0	0	0	0	0	0
Bohrungskosten (Test und Erschliessung)														
Bohrkosten, Fertigung, CO2 Test (8 Bohrungen)	0	0	0	0	50'000'000	50'000'000	50'000'000	50'000'000	0	0	0	0	0	0
Bohrungskosten (Entwicklung)														
3 Bohrungen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total CAPEX	0	0	25'000'000	25'000'000	75'000'000	75'000'000	50'000'000	50'000'000	25'000'000	25'000'000	25'000'000	0	0	0
OPEX														
Personalkosten														
Mitarbeiter, Beratung	2'000'000	2'000'000	2'000'000	2'000'000	2'000'000	2'000'000	2'000'000	2'000'000	2'000'000	2'000'000	2'000'000	2'000'000	2'000'000	2'000'000
Unterhalt, Reparaturen, Ersatz und 3D seismics	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3'750'000	3'750'000	
Financial security system	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4'000'000	4'000'000	
Total OPEX	2'000'000	2'000'000	2'000'000	2'000'000	2'000'000	2'000'000	2'000'000	2'000'000	2'000'000	2'000'000	2'000'000	9'750'000	9'750'000	
Gebühren										500'000		1'880'000	1'880'000	
Finanzierungskosten														
Total Ausgaben	2'000'000	2'000'000	27'000'000	27'000'000	77'000'000	77'000'000	52'000'000	52'000'000	27'500'000	27'000'000	27'000'000	11'630'000	11'630'000	
Diskontierte Ausgaben	2'000'000	1'892'327	24'171'075	22'869'784	61'709'941	58'387'682	37'307'827	35'299'297	17'662'880	16'408'115	15'524'756	6'327'131	5'986'499	
Free Cash Flow FCF														
Einheitspreis von 10 CHF pro Tonne CO2	-2'000'000	-2'000'000	-27'000'000	-27'000'000	-77'000'000	-77'000'000	-52'000'000	-52'000'000	-27'500'000	-27'000'000	-27'000'000	-3'630'000	-3'630'000	
Einheitspreis von 25 CHF pro Tonne CO2	-2'000'000	-2'000'000	-27'000'000	-27'000'000	-77'000'000	-77'000'000	-52'000'000	-52'000'000	-27'500'000	-27'000'000	-27'000'000	8'370'000	8'370'000	
Einheitspreis von 50 CHF pro Tonne CO2	-2'000'000	-2'000'000	-27'000'000	-27'000'000	-77'000'000	-77'000'000	-52'000'000	-52'000'000	-27'500'000	-27'000'000	-27'000'000	28'370'000	28'370'000	
Einheitspreis von 75 CHF pro Tonne CO2	-2'000'000	-2'000'000	-27'000'000	-27'000'000	-77'000'000	-77'000'000	-52'000'000	-52'000'000	-27'500'000	-27'000'000	-27'000'000	48'370'000	48'370'000	
Einheitspreis von 100 CHF pro Tonne CO2	-2'000'000	-2'000'000	-27'000'000	-27'000'000	-77'000'000	-77'000'000	-52'000'000	-52'000'000	-27'500'000	-27'000'000	-27'000'000	68'370'000	68'370'000	
Einheitspreis von 150 CHF pro Tonne CO2	-2'000'000	-2'000'000	-27'000'000	-27'000'000	-77'000'000	-77'000'000	-52'000'000	-52'000'000	-27'500'000	-27'000'000	-27'000'000	108'370'000	108'370'000	
Diskontierter Free Cash Flow FCF														
Einheitspreis von 10 CHF pro Tonne CO2	-2'000'000	-1'892'327	-24'171'075	-22'869'784	-61'709'941	-58'387'682	-37'307'827	-35'299'297	-17'662'880	-16'408'115	-15'524'756	-1'974'848	-1'868'529	
Einheitspreis von 25 CHF pro Tonne CO2	-2'000'000	-1'892'327	-24'171'075	-22'869'784	-61'709'941	-58'387'682	-37'307'827	-35'299'297	-17'662'880	-16'408'115	-15'524'756	4'553'576	4'308'426	
Einheitspreis von 50 CHF pro Tonne CO2	-2'000'000	-1'892'327	-24'171'075	-22'869'784	-61'709'941	-58'387'682	-37'307'827	-35'299'297	-17'662'880	-16'408'115	-15'524'756	15'434'283	14'603'352	
Einheitspreis von 75 CHF pro Tonne CO2	-2'000'000	-1'892'327	-24'171'075	-22'869'784	-61'709'941	-58'387'682	-37'307'827	-35'299'297	-17'662'880	-16'408'115	-15'524'756	26'314'990	24'898'278	
Einheitspreis von 100 CHF pro Tonne CO2	-2'000'000	-1'892'327	-24'171'075	-22'869'784	-61'709'941	-58'387'682	-37'307'827	-35'299'297	-17'662'880	-16'408'115	-15'524'756	37'195'697	35'193'204	
Einheitspreis von 150 CHF pro Tonne CO2	-2'000'000	-1'892'327	-24'171'075	-22'869'784	-61'709'941	-58'387'682	-37'307'827	-35'299'297	-17'662'880	-16'408'115	-15'524'756	58'957'111	55'783'055	

Abbildung 5: Cash-Flow Modell

Kurzbewertung

«Injektion und Speicherung»: NPV (30 Jahre)	CHF
Einheitspreis von 10 CHF pro Tonne CO ₂	-326'865'544
Einheitspreis von 25 CHF pro Tonne CO ₂	-227'413'251
Einheitspreis von 50 CHF pro Tonne CO ₂	-61'659'431
Einheitspreis von 75 CHF pro Tonne CO ₂	104'094'390
Einheitspreis von 100 CHF pro Tonne CO ₂	269'848'210
Einheitspreis von 150 CHF pro Tonne CO ₂	601'355'852
LCOP für «Injektion und Speicherung» <i>Formel: NPV(CAPEX + OPEX) / NPV(Tonnen CO₂ gespeichert)</i>	CHF 59
Technische Speicherkosten für «Injektion und Speicherung» <i>Formel: NPV(CAPEX + OPEX) / Tonnen CO₂ gespeichert</i>	CHF 16

Tabelle 4: Kurzbewertung ohne Förderungsinstrumente

Interpretation der Tabelle:

- Bei einem Einheitspreis von beispielsweise 16 CHF pro Tonne CO₂ (technische Kosten für «Injektion und Speicherung») würde der NPV unter den oben genannten Annahmen minus CHF 270 Mio. betragen.
- Der LCOP-Wert für «Injektion und Speicherung» entspricht dem Einheitspreis, damit NPV = 0. Basierend auf den getroffenen Annahmen bedeutet dies, dass ab diesem Einheitspreis von CHF 59 für eine Tonne CO₂ eine Investition in die CO₂-Speicherung potenziell rentabel ist.
- Während des Investitionsentscheids sollte der Marktpreis für den Betreiber des Speicherkomplexes entsprechend höher als CHF 59 sein, um eine positive Investitionsentscheidung zu treffen.
- Allfällige Kostenreduktionen für Folgeprojekte durch gewonnene Erfahrungen und Technologieentwicklungen werden für den vorliegenden Zweck nicht behandelt.
- Die Abhängigkeit des Einheitspreises ist in erster Näherung linear umgekehrt proportional zur Fündigkeitsrate. Beispielsweise können bei einer Fündigkeitsrate von 30% 400'000 Tonnen CO₂ gespeichert werden. Daraus resultiert ein LCOP-Wert von CHF 116 (+96%).

LCOP-Wert versus technische Vollkosten:

- Die technischen Kosten für die Speicherung unter den oben genannten Annahmen belaufen sich auf CHF 16 und der LCOP-Wert auf CHF 59 (Faktor 3.7).
- Der LCOP-Wert bezieht sich nur auf die «Injektion und Speicherung» von CO₂ entlang der Wertschöpfungskette. Um das Marktpotenzial zu bewerten, sind hingegen die Vollkosten entlang der gesamten Wertschöpfungskette aus Sicht der Kunden (der Emittenten, vergleiche Kapitel 3.1) zu berücksichtigen, d.h. inklusive Abscheidung und Transport.
- Bisher bestehen keine Studien mit Aussagen zum LCOP-Wert der gesamten Wertschöpfungskette für Schweizer Anlagen. Wie auf Seite 30 erwähnt, bestehen lediglich Annahmen zu den technischen Vollkosten (in einer aktuellen Studie wird für ein Szenario «CCS im Inland» von CHF 174 pro Tonne ausgegangen). Es würde einer vertiefenden finanziellen Analyse bedürfen, um den «vollen LCOP-Wert» eruieren zu können, was im Rahmen dieser Studie nicht möglich ist.

- Auf dieser Grundlage können die technischen Vollkosten für CCS von CHF 174 pro Tonne als theoretische Untergrenze definiert werden, wobei zu berücksichtigen ist, dass der LCOP-Wert deutlich höher liegt.

Die Grafik zeigt die voraussichtliche Entwicklung der CO₂-Preise im Europäischen Emissionshandelsystem (vergleiche Erläuterungen zu den Szenarien auf Seite 28) sowie die technischen Vollkosten für CCS im Inland gemäss der oben zitierten Studie als Untergrenze der wahren Vollkosten.

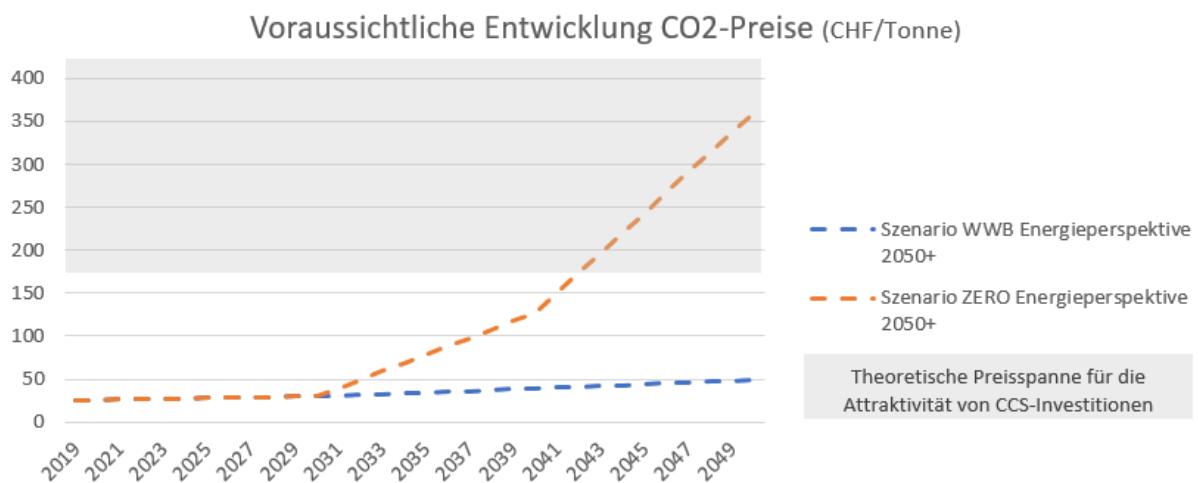


Abbildung 6: Vergleich der CCS-Vollkosten (ohne Förderungsinstrumente) mit der voraussichtlichen Entwicklung der Marktpreise

- Unter den getroffenen Annahmen für das Szenario ZERO sowie den angenommenen Vollkosten für die Speicherung und den Transport von CO₂ würde CCS im Vergleich zum Emissionshandelssystem theoretisch ab 2042 attraktiv werden.

Fazit:

Da das Wirtschaftsmodell von Marktpreisen ausgeht, die weit über den aktuellen Preisen liegen, und die künftige Entwicklung nicht mit Sicherheit vorhergesagt werden kann (siehe Risiko K3 auf Seite 28), ist es unwahrscheinlich, dass sich ein Investor unter der gegebenen Ausgangslage für eine Investition in die CO₂-Speicherinfrastruktur entscheiden würde.



4 Förderinstrumente

Aus der im Kapitel 3 gewonnenen Erkenntnisse kann ein Subventionstatbestand für die Entwicklung und den Betrieb von geologischen CO₂-Speicherstätten abgeleitet werden. Nachfolgend werden die möglichen Förderinstrumente erläutert, die sich - ausgehend von den getroffenen Annahmen - am besten zur Förderung von Investitionen durch private Akteure eignen. Diese Massnahmen richten sich direkt an die in Kapitel 3.4.4 beschriebenen, aus heutiger Sicht nicht tolerierbaren Risiken.

- Die Förderinstrumente sollen die Entwicklung einer geologischen CO₂-Speicherindustrie fördern. Die Finanzhilfen und garantierten Einkommensströmen für die Abscheidung, den Transport und (im Fokus dieser Studie) die geologische Speicherung ermöglichen die Anwendung von CCS und negativer Emissionstechnologien in emissionsreichen Industrien.
- Konkret sollten folgende Massnahmen im Fokus von Subventionen stehen:
 - **Investitionsbeiträge** für die Aufsuchung und den Bau von geeigneten geologischen CO₂-Speicherstätten.
 - **Revenue Supporting-Mechanismen** für den Betrieb aufgrund von Preisunsicherheiten für CO₂-Speicherkapazität und -leistung sowie der fehlenden Planbarkeit der Einkommensströme (Beispiel: Carbon Contracts for Difference oder gleitende Marktpreämien).
- Allfällige «claw-back» Mechanismen (rückzahlbare Investitionshilfen, Carbon Contracts for Difference) sind wirkungsvolle Massnahmen, um Beschränkungen in der Rentabilität und Rückforderung zu ermöglichen, sodass die Finanzhilfen der Anforderung zur Gewährleistung der Angemessenheit entsprechen.
- Aus der Perspektive des Betreibers einer geologischen CO₂-Speicherstätten sollen die frühzeitig fälligen hohen Investitionskosten für die Aufsuchung und den Bau eines solchen CO₂-Speichers mit rückzahlbaren Investitionsbeiträgen alimentiert werden. Misslingt die Bereitstellung eines geologischen CO₂-Speichers, so kommt kein «Revenue-Supporting»-Mechanismus zum Zug, und der Bund gleicht den finanziellen Schaden, der während der Aufsuchung und des Baus entstanden ist aus, indem der Investitionsbeitrag nicht zurückbezahlt werden muss.
- Sollte sich die Preisbildung über einen an das Emissionshandelssystem gekoppelten «Revenue-Supporting»-Mechanismus für die Betreiber von CCS-Anlagen so gestalten, dass die Kosten für die Abscheidung, Transport und Speicherung von CO₂ tiefer sind als die Referenzpreise von Emissionsrechten, so wird nach Berücksichtigung einer üblichen Rentabilität eine Rückzahlung der Investitionsbeiträge für die Aufsuchung und den Bau von geologischen CO₂-Speichern fällig. Eine Kopplung der beiden Subventionsmassnahmen muss daher in den anwendbaren Verträgen berücksichtigt werden.
- Mit den Förderinstrumenten können bei den relevanten Industrieakteuren Anreize geschaffen werden, um in der Schweiz im Bereich der geologischen CO₂-Speicherung aktiv zu werden. Heute beschäftigt sich weder die inländische Industrie in nennenswerter Weise mit der geologischen CO₂-Speicherung noch haben ausländische Akteure im Bereich der geologischen CO₂-Speicherung Interesse an einem Engagement in der Schweiz gezeigt. Zudem sehen es die schweizerischen Industrieverbände und Emittenten nicht als ihr Kerngeschäft an, geologische CO₂-Speicherung zu unternehmen.
- Die Finanzhilfen sind notwendig, um einen heute nicht-existenten Markt zu ermöglichen. Und würden weder den Wettbewerb noch den Handel signifikant verzerren. *Anders formuliert:* Ohne Finanzhilfen kommt es kurz- und mittelfristig zu keinen geologischen CO₂-Speicheraktivitäten in der Schweiz.



- Die Finanzhilfen sind durch wettbewerbliche Ausschreibungen zu vergeben, um die Angemessenheit der Finanzhilfen zu garantieren.
- Prinzipiell sollen mit den Förderinstrumenten die Schaffung und Koordination von kompletten CCS-Wertschöpfungsketten angeregt werden.
 - Angesichts der sehr langen Zeithorizonte zwischen Prospektion und tatsächlichem Betrieb von CO₂-Speichern sollten bei nachweislichem Vorhandensein einer geologischen CO₂-Speicherstätte, Massnahmen für die Finanzierung und Realisierung von CO₂-Transportnetzen und den CO₂-Abscheidungsanlagen initiiert werden, um die Elemente einer funktionierenden CCS-Wertschöpfungsketten zeitlich aufeinander abzustimmen.
 - Bei positivem Verlauf sollen CO₂-Transporteure und -Abscheider ihre Aktivitäten mit dem Speicherbetreiber koordinieren und so über «Revenue-Supporting»-Mechanismen (z.B. Carbon Contract for Difference oder gleitende Marktpremien) die Preisunsicherheiten und die fehlende Planbarkeit der Einnahmen abmildern.
- Das angeführte Szenario geht davon aus, dass auf diese Weise rund 2-3 Mio. Tonnen CO₂ jährlich dem klimarelevanten Kohlenstoffkreislauf entzogen wird, d.h. rund 20% der jährlich notwendigen Gesamtsumme von 12 Mio. Tonnen CO₂. Damit würde ein materiell relevanter Beitrag zur Erreichung des Netto-Null-Ziels gewährleistet.
- Die Konzentration auf die Entwicklung und den Betrieb der geologischen CO₂-Speicherung als Subventionstatbestand und nicht auf andere CO₂-Speicheroptionen (Pflanzenkohle, mineralische Karbonisierung) ergibt sich aus dem unterschiedlichen Risikoprofil.
 - So gibt es für Pflanzenkohle oder mineralische Karbonisierung kein Fündigkeitsrisiko aufgrund der Unkenntnis des schweizerischen Untergrunds.
 - Zudem sind Projekte und Speichervolumina von Einzelprojekten im Bereich der Pflanzenkohle und mineralischen Karbonisierung um Größenordnungen kleiner, so dass sich die hier vorgeschlagenen Fördermassnahmen nicht direkt für diese Speicher-technologien eignen.

4.1 Investitionsbeiträge

- Investitionsrisiken, die auf dem hohen geologischen Fündigkeitsrisiko beruhen, können ähnlich abgesichert werden, wie die bereits erprobten Massnahmen für die Marktzulassung und -einführung der Geothermie für die direkte Wärmeversorgung und Strombereitstellung.
- Erfahrungen aus der Förderung von Geothermieprojekten:
 - Fokus der Förderung: Explorationsarbeiten sowie die Bauarbeiten zur Erstellung der ober- und untertägigen Anlagen für den dauerhaften CO₂-Speicherbetrieb.
 - Diese Arbeiten haben zum Ziel, den Nachweis eines geologischen CO₂-Speichers zu erbringen und den Betriebsbeginn für eine zu Anfang bestimmte Gesamtspeicher-kapazität zu ermöglichen.
 - Im Subventionswesen für die Geothermie und anderen erneuerbaren Energieträgern hat sich eine Finanzhilfeintensität von 60% der anrechenbaren Investitionskosten etabliert, weil die Produkte (Wärme und Strom) und assoziierte Dienstleistungen (u.a Energiespeicherung) bereits auf gut entwickelte Märkte stoßen.
 - Investitionsbeiträge werden von Marktakteuren bei Geothermieprojekten eindeutig einer ebenfalls existierenden, aber nicht angefragten Geothermie-Garantie bevorzugt.



- Die Exploration und der Bau von geologischen CO₂-Speichern sollte ähnlich wie die Anreizung für die Exploration und die Erschliessung von Geothermiereservoiren für die direkte Wärme- und/oder Strombereitstellung mit Investitionsbeiträgen gefördert werden.
- Da sich die Märkte für die CO₂-Speicherung (beispielsweise Carbon Removal Märkte) in einem Frühstadium der Entwicklung befinden, ist die Intensität der Finanzhilfe in vertiefenden Untersuchungen zu analysieren.
- In der Europäischen Union kann die Beihilfeintensität für CCS-Projekte bis zu 100% betragen³⁷.
- Im Einklang mit dem schweizerischen Subventionsrecht³⁸ bestimmen das Interesse des Bundes sowie das Interesse der Empfänger an der Aufgabenerfüllung das Ausmass der Finanzhilfe. Der Empfänger einer Finanzhilfe erbringt eine Eigenleistung, die ihm aufgrund seiner wirtschaftlichen Leistungsfähigkeit zugemutet werden kann. Weiter hat der Empfänger die ihm zumutbaren Selbsthilfemaßnahmen zu ergreifen und schöpft die übrigen Finanzierungsmöglichkeiten aus.
- Für die illustrativen Zwecke dieser Studie gehen wir von einer Beihilfeintensität von 70% aus, wie sie vom Bundesrat für die Förderung von neuartigen Technologien und Prozessen zur Erfüllung der Klimaziele vorgeschlagen wurde³⁹.

Cashflow-Modell und Kurzbewertung

CAPEX	0	0	25'000'000	25'000'000	25'000'000	25'000'000	0	0	0	0	0
Prospektion	500 km ² pro Jahr, bis 2'000 km ² in 4 Jahren abgedeckt sind	0	0	25'000'000	25'000'000	25'000'000	25'000'000	0	0	0	0
Bohrungenkosten (Test und Erschliessung)	Bohrkosten, Fertigung, CO ₂ Test (8 Bohrungen)	0	0	0	0	50'000'000	50'000'000	50'000'000	50'000'000	0	0
Bohrungenkosten (Entwicklung)	3 Bohrungen	0	0	0	0	0	0	0	25'000'000	25'000'000	25'000'000
Investitionsbeiträge	0	0	-17'500'000	-17'500'000	-52'500'000	-52'500'000	-35'000'000	-35'000'000	-17'500'000	-17'500'000	-17'500'000
Total CAPEX	0	0	7'500'000	7'500'000	22'500'000	22'500'000	15'000'000	15'000'000	7'500'000	7'500'000	7'500'000

Abbildung 7: Auswirkungen der Investitionsbeiträge auf das Cash-Flow Modell

- Die angenommenen Investitionsbeiträge machen 70% der Positionen «Prospektion», «Bohrungskosten (Test und Erschliessung)» und «Bohrkosten (Entwicklung)» aus:
 - Total CAPEX für insgesamt elf Bohrungen: CHF 375 Mio.
 - Davon angenommenen Investitionsbeiträge von CHF 262.5 Mio.
 - Die übrigen Variablen bleiben gegenüber dem im Kapitel 3.5 dargestellten Modell unverändert.

³⁷ Vgl. Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen (Climate, Energy and Environmental State Aid Guidelines, CEEAG) (europa.eu) und Eckstein J., J. Wachsmuth, J. Antoni, 2022, «Der EU-Innovationsfonds im Zusammenspiel mit anderen Förderprogrammen in Deutschland und der EU» (siehe [hier](#))

³⁸ Artikel 6 und 7 des Bundesgesetzes über Finanzhilfen und Abgeltungen: https://www.fedlex.admin.ch/eli/cc/1991/857_857_857/de#art_7

³⁹ Klimaschutzverordnung: Vernehmlassungsvorlage vom 24.01.2024 https://fedlex.data.admin.ch/eli/dl/proj/2024/8/cons_1, siehe Art. 13 und erläuternden Bericht: "Die Höhe der Beiträge nach Absatz 1 können im Einzelfall ausnahmsweise von 50 Prozent auf 70 Prozent der anrechenbaren Kosten erhöht werden, wenn eine Massnahme einen besonderen Nutzen hat, um das Ziel der Verminderung von Treibhausgasemissionen und der Anwendung von NET nach Artikel 3 KIG zu erreichen. Beispiele hierfür sind die strategische Bedeutung der dauerhaften Speicherung von CO₂."



NPV (30 Jahre)	CHF
Einheitspreis von 10 CHF pro Tonne CO ₂	-133'683'929
Einheitspreis von 25 CHF pro Tonne CO ₂	-34'231'637
Einheitspreis von 50 CHF pro Tonne CO ₂	131'522'184
Einheitspreis von 75 CHF pro Tonne CO ₂	297'276'004
Einheitspreis von 100 CHF pro Tonne CO ₂	463'029'825
Einheitspreis von 150 CHF pro Tonne CO ₂	794'537'466

LCOP	CHF 30
Formel: $NPV(CAPEX + OPEX) / NPV(\text{Tonnen CO}_2 \text{ gespeichert})$	

Technische Speicherkosten	CHF 8
Formel: $NPV(CAPEX + OPEX) / \text{Tonnen CO}_2 \text{ gespeichert}$	

Tabelle 5: Kurzbewertung mit Investitionsbeiträgen

- Unter Berücksichtigung der angenommenen Investitionsbeiträge wird der NPV ab einem Einheitspreis von CHF 30 pro Tonne CO₂ positiv. Ohne Investitionsbeiträge wäre der nötige Einheitspreis CHF 59 (+200%).
- Für die Vollkosten entlang der Wertschöpfungskette werden ähnliche Förderinstrumente mit vergleichbaren Auswirkungen für CO₂ Abscheidung und Transport angenommen. Es wird dabei von einer theoretischen Untergrenze von CHF 87 ausgegangen (50% von CHF 174, vergleiche Seite 35).
- Diese Annahme dient zur groben Orientierung für die möglichen Auswirkungen auf den Gesamtpreis aus der Sicht der Kunden (Emittenten). Eine eingehende Finanzanalyse für CO₂ Abscheidung und Transport ist nicht Teil dieses Projekts.

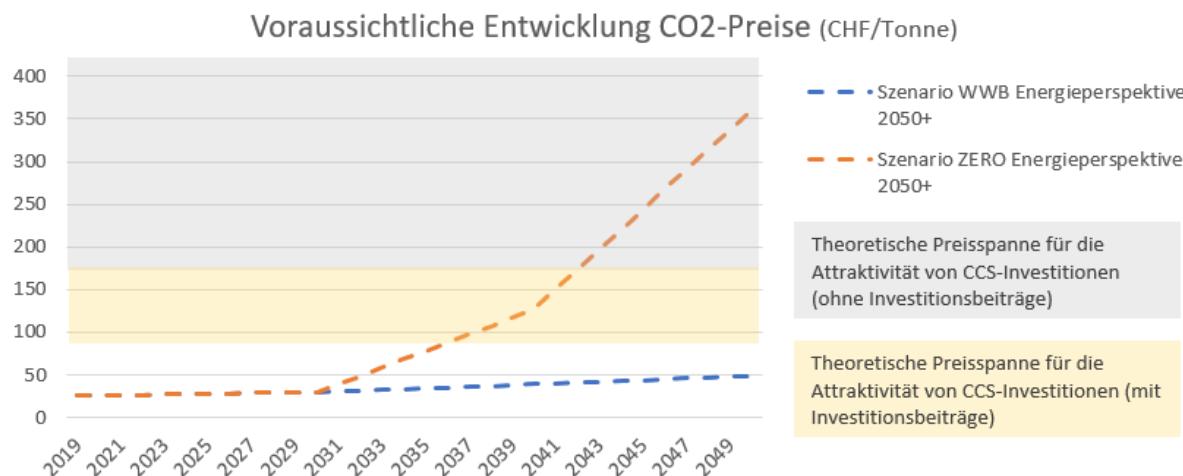


Abbildung 8: Vergleich der CCS-Vollkosten (mit und ohne Investitionsbeiträgen) mit der voraussichtlichen Entwicklung des Marktpreises

Internationaler Benchmark

Als illustratives Beispiel für eine integrierte Förderung mit Investitionsbeiträgen wird auf das Quest CCS Projekt hingewiesen.

- Als Antwort auf einen Aufruf zur Eingabe von CCS-Projekten des Carbon Capture and Storage Fund der kanadischen Provinz Alberta im Jahr 2008, kam es 2009 zu einer Vereinbarung⁴⁰

⁴⁰ Die detaillierte Vereinbarung sowie nähere Details des Aufrufs für die Eingabe von CCS-Projekten sind [hier](#) vorzufinden.



zwischen den Quest Projektpartnern und dem Energieministerium der Provinz Alberta. Ein wichtiges Charakteristikum des Aufrufs war die Anwendung des Open Book Prinzips⁴¹.

- Die Intensität der Finanzhilfe belief sich auf den geringeren von zwei Werten; entweder 75% der anrechenbaren Kosten oder maximal CA\$ 745 Mio.⁴² .
- Für den Cash-Flow war die Kopplung von Teilauszahlungen der Finanzhilfe an Meilensteine von ausserordentlicher Bedeutung; 40% der Gesamtfinanzhilfe wurde bis zum operativen Beginn des Projektes ausbezahlt. 20% bei erfolgreichem Betriebsstart und die restlichen 40% als Unterstützung der Betriebskosten verteilt über 10 Jahre gemäss der tatsächlich gespeicherten Menge an CO₂.

4.2 Revenue Schemes

- Mit diesem Instrument wird das Risiko der Preisunsicherheit und die fehlende Planbarkeit der Einnahmen abgemildert.
- Als Beispiel sei ein Kohlenstoff-Differenzvertrag (Carbon Contract for Difference) genannt. Ein Contract for Difference berechtigt den Begünstigten zu einer Zahlung in Höhe der Differenz zwischen einem «Ausübungspreis» und einem Referenzpreis.
- Im Ausland wurden sie in den letzten Jahren als Finanzhilfen für die Strombereitstellung verwendet, könnten aber auch einen an das Emissionshandelssystem gebundenen Referenzpreis beinhalten, welche in Europa als «Kohlenstoff-Differenzverträge» beschrieben werden. Bei dieser Regelung deckt die vertraglich vereinbarte Finanzhilfe die Differenz zwischen den geschätzten Gesamtkosten für die Abscheidung und Speicherung einer Tonne CO₂ während der Laufzeit des Vertrags (30 Jahre) und der vom Bieter erwarteten Rendite für Kapitalkosten und übernommene Risiken.
- Die Beihilfe wird über einen zuvor definierten Zeitraum (z.B., 20 oder 30 Jahre) an den Bieter gezahlt, der den Zuschlag erhält, wenn das gespeicherte CO₂ geliefert wird, wobei das MMV-Programm die notwendigen Nachweise bringt. Die Höhe der Beihilfe wird jährlich gemäss den Bedingungen des Differenzvertrags angepasst. Die jährliche Beihilfe basiert auf dem Angebot des erfolgreichen Bieters auf Best and Final Offer-Niveau (Höhe der benötigten Beihilfe)⁴³.
- (Kohlenstoff-)Differenzverträge können ein nützliches Instrument sein, um neue Technologien auf den Markt zu bringen, die für die Dekarbonisierung der Industrie notwendig sein könnten. Differenzverträge können auch für Zeiträume, in denen der Referenzpreis den Ausübungspreis übersteigt, Rückzahlungen von den Begünstigten an die Steuerzahler oder Verbraucher beinhalten.

⁴¹ Dieser Grundsatz bedeutet, dass die Verhandlung und der gesamte Vertrag unter vollständiger Transparenz der Kostenstruktur des Bieters stattfinden. Das Verfahren beinhaltet, dass der Bieter seine voraussichtliche Kostenstruktur und seinen kombinierten Business Case (z. B. Unterauftragnehmer, Kosten, Einnahmen, Risikoprämien, Steuern und Anreize) für die Errichtung und den Betrieb der gesamten Wertschöpfungskette offenlegt. Während der gesamten Vertragslaufzeit werden Anpassungen der Beihilfehöhe vorgenommen, um die tatsächlichen Kosten für den Bau und den Betrieb der gesamten Wertschöpfungskette anzupassen. Dieses Verfahren verschafft nicht nur einen vollständigen Einblick in alle Bieter, sondern liefert auch wertvolle Erkenntnisse und Informationen für die Gestaltung und Entwicklung zukünftiger CC(U)S-Programme.

⁴² Siehe Absatz 4.1. des Carbon Capture and Storage - Quest Funding agreement information and full project proposal (alberta.ca): In consideration of the Recipients carrying out the Project, the Province agrees, subject to the provisions of this Agreement, to contribute to the Recipients in respect of the Project grant funding (the “Funding”) that is the lesser of \$745 million and 75% of Project Costs...”.

⁴³ Für weitere Einzelheiten: siehe zum Beispiel Informationen aus der Ausschreibung der dänischen Energieagentur für die Lieferung von 0.5 Millionen Tonnen negativer CO₂-Emissionen aus Biomasse gekoppelt mit Kohlenstoffabscheidung und geologischer Speicherung, welche im Januar 2024 schloss. Siehe dort insbesondere die zahlreichen Details, welche im Appendix 5 – Subsidy and Economy Scheme – Contract on subsidy for negative emissions carbon capture, transport, storage einsehbar sind; abrufbar [hier](#).



Internationaler Benchmark⁴⁴

- Die Niederlande verfügt mit dem Instrument «Stimulierung der nachhaltigen Energieerzeugung und des Klimawandels Übergang» (SDE++) über ein Programm, das sich mittels gestaffelter Ausschreibungen auf die gross angelegte Einführung von Technologien zur Erzeugung erneuerbarer Energien und anderer Technologien wie CCS, die den Ausstoss von CO₂ verringern, fokussiert.
 - Bei SDE++ handelt es sich um eine Finanzhilfe, welche den Betriebszeitraum eines Projekts mit einer Laufzeit von 12-15 Jahren je nach Technologie abdeckt. Eine SDE++ Subvention kompensiert die Differenz zwischen den Selbstkosten der Reduzierung der CO₂-Emissionen und den Einnahmen (falls vorhanden). Dies wird als die nicht rentable Komponente bezeichnet.
 - Anbieter einer Ausschreibung haben bis zu 5 Gelegenheiten (Phasen), an aufeinander folgenden Einzelwochen in einem Bieterverfahren Projekte anzubieten. So wurde beispielsweise für die Ausschreibung 2023, in der ersten Phase die maximale Intensität der Finanzhilfe (hier ausgedrückt in €/Tonne CO₂) auf 90, in der 2. Phase auf 180, in der 3. Phase auf 240, in der 4. Phase auf 300 und in der 5. Phase auf 400 festgelegt.
 - Im Rahmen der 2021 Ausschreibung hat die niederländische Regierung bis zu €2.1 Milliarden für das Projekt Porthos⁴⁵ gesprochen, wofür Porthos jährlich 2.5 Mio. Tonnen CO₂ und insgesamt 37 Mio. Tonnen CO₂ über die Laufzeit von 15 Jahren speichern wird. Wurde vom Porthos CCS Projekt ein aggressives Preisziel von €75 pro Tonne CO₂ eingereicht, so bewegen sich die Zahlen für die folgenden Jahren für andere Projekte durchschnittlich im Bereich von €130-140 pro Tonne CO₂.
- Das dänische Programm, das in einer ersten Phase mit einem Budget von rund €1.1 Mia. Ausgestattet wurde, zielt darauf ab, die Einführung von CCS-Technologien zur Verringerung der Kohlendioxidemissionen zu fördern.
 - Da die Dekarbonisierung der Industrieprozesse oberste Priorität hat, steht die CCS-Technologie im Mittelpunkt dieser Lösung.
 - Die Finanzhilfe wird im Rahmen eines Ausschreibungsverfahrens gewährt, an dem Unternehmen aus allen Industriezweigen teilnehmen, auch aus dem Abfall- und Energiesektor.
 - Im Rahmen eines 20-jährigen Vertrags⁴⁶ wird von der Subventionsempfängerin erwartet, dass sie ab 2026 jährlich mindestens 0.4 Millionen Tonnen CO₂ abscheidet und geologisch speichert.
 - Die Finanzhilfe deckt die Differenz zwischen den geschätzten Gesamtkosten für die Abscheidung und Speicherung einer Tonne CO₂ während der Vertragslaufzeit und dem erwarteten Ertrag der Begünstigten.

⁴⁴ Siehe auch Designing Carbon Contracts for Difference erstellt von der NGO Clean Air Task Force: [Carbon-Contracts-for-Difference-Policy-Brief.pdf \(catf.us\)](#).

⁴⁵ Dutch government supports Porthos customers with SDE++ subsidy reservation - Porthos ([porthosco2.nl](#)); siehe auch die Briefe der Förderagentur an das niederländische Parlament (kamerbrieven) [SDE++: Oriënteren \(rvo.nl\)](#).

⁴⁶ [Carbon Capture & Storage \(CCS\) | Ørsted \(orsted.com\)](#)



4.3 Koordination der öffentlichen Hand

- Auch bei einer Einführung der beiden oben genannten Instrumente und der Annahme, dass sich Investitionen in CO₂-Speichersätten für private Akteure dadurch grundsätzlich wirtschaftlich als attraktiv erweisen, besteht eine weitere Herausforderung; nämlich die effektive und effiziente Koordination der Akteure der öffentlichen Hand.
- Für die privaten Akteure entstehen hohen Koordinations- und Transaktionskosten, wenn sie direkt und bilateral mit den relevanten Akteuren der öffentlichen Hand zusammenarbeiten müssen. Die Klärung der Schnittstellen zwischen den Kantonen und Gemeinden ist deshalb eine wichtige Herausforderung, um ein ausreichendes, über mehrere Kantone hinweg, grosses Explorationsgebiet für ein Playkonzept verfügbar zu machen.
- Nachstehend wird ein mögliches Verfahren vorgestellt, bei dem die öffentliche Hand eine aktive Rolle spielt, um diese Kosten aus der Sicht des Privatsektors zu senken.

4.3.1 Ausscheidung optimal grosser Gebiete im Untergrund

- Kantone des Schweizer Mittellands mit potenziellen CO₂-Speicherkomplexen schliessen sich zu einem oder mehreren Konkordaten zusammen, um für ausgeschiedene Gebiete einheitliche Bewilligungs-, Konzessions- und hoheitliche Aufsichtsbestimmungen zu schaffen. Als illustratives Beispiel seien hier drei Konkordatsregionen (Nordschweiz, Mittelland und Romandie) bezeichnet. Damit ermöglichen die Kantone eine systematische Aufsuchung und den Betrieb von CO₂-Speichern auf einer sinnvollen Skala.
- Die Lehren aus dem Konkordat der Kantone (ZH, SZ, GL, ZG, SH, AR, AI, SG, AG und TG) vom 24.09.1955⁴⁷, welche die Grundlage für die Explorationsarbeiten der SEAG (Aktiengesellschaft für Schweizerisches Erdöl) zwischen 1957 und 2013 schuf, sind zu berücksichtigen. Dabei sind die gewonnenen Lehren aus der Geschichte des Konkordats zu ziehen, um ein dynamisches Verhalten der industriellen Akteure sicherstellen zu können.
- Geologische Faktoren, welche die ultimative Speicherkapazität eines geologischen Speichers bestimmen, haben einen grossen Einfluss auf den Perimeter für die Explorationsarbeiten und daher ebenso einen grossen Einfluss auf den dereinstigen Perimeter einer Konzession.
- Hat ein Betreiber das Ziel, einen geologischen CO₂-Speicher mit einer Gesamtkapazität von 6 Mio. Tonnen CO₂ zu betreiben, so benötigt der Betreiber einen CO₂-Speicher, der im Untergrund einige Zehner Kilometer an Länge und Breite hat. Auf der Oberfläche jedoch benötigt der Betreiber lediglich eine geringe (2-3) Anzahl von Bohrstandorten (Grössenordnung: Fussballfeld). Einen Speicher dieser Dimension vorzufinden, bedarf einer Exploration über ein Gebiet von grössenordnungsmässig 500-1'000 km².
- Hohe Fündigkeitsrisiken, die mangelnde Kenntnis der heute vermuteten CO₂-Speicherkomplexe, sowie die Bereitschaft, Konzessionsbewerbern eine Ausnutzung von Skalen- und Verbundeffekte (sogenannte Economies of Scale und Economics of Scope) zu ermöglichen, legen nahe, dass potenzielle Gebiete für Explorationsarbeiten und vor allem danach auszuweisende Konzessionsgebiete flächenmässig gross und daher über Kantongrenzen hinwegragen können.

⁴⁷ Zum Beispiel, hier die Fassung des Kantons Zug, welche in lediglich 12 Ziffern Zweck, Konkordatsgebiet, Konzessionserteilung, Inhalt von Konzessionen, Vollzug, eine Konkordatskommission, Gebühren und Abgaben, Beteiligungen am Aktionskapital, Expropriationsrechte, Dauer des Konkordats, Anchluss weiterer Kantone und Schlussbestimmungen regelt (BGS 742.21 - Konkordat betreffend die Schürfung und Ausbeutung von Erdöl - Kanton Zug - Erlass-Sammlung (zg.ch))



Illustratives Szenario:

- Für die illustrative Ausgestaltung der entwickelten Förderkonzepte, gehen wir davon aus, dass das Schweizer Mittelland, welches grösstenteils die Oberfläche des Schweizer Molassebeckens umfasst, in drei Konzessions- beziehungsweise Konkordatsgebiete aufgeteilt werden.

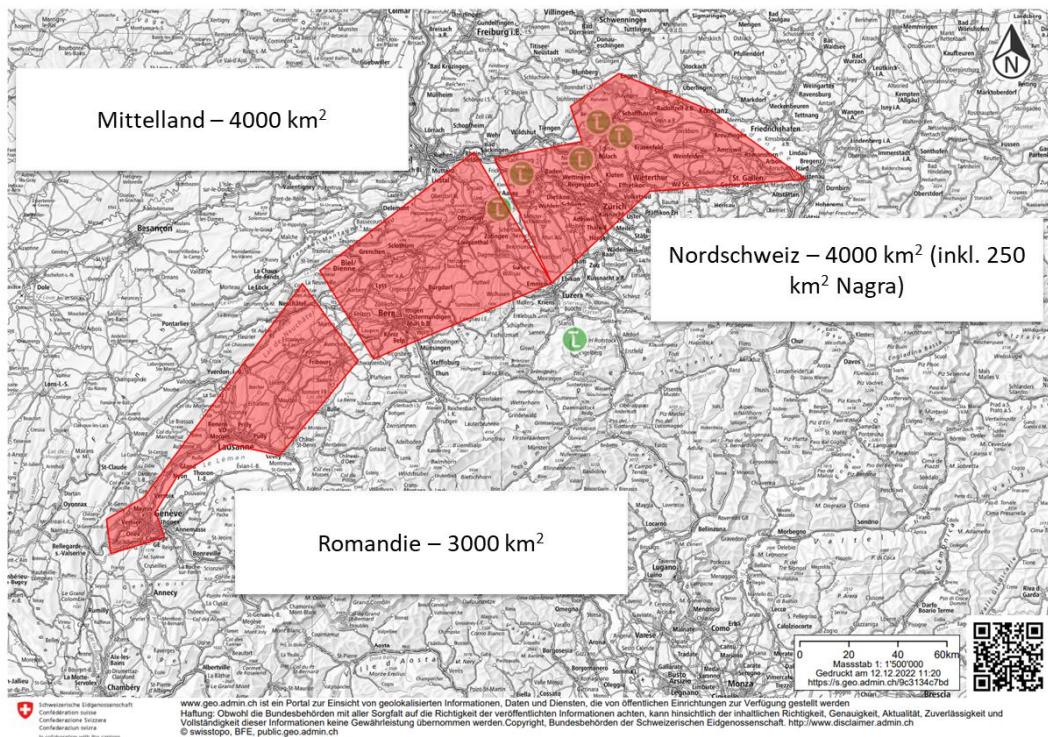


Abbildung 9: Szenario für eine systematische Exploration und Betrieb von CO₂-Speicherinfrastrukturen im Schweizer Mittelland.

- Es werden drei Regionen mit einer räumlichen Ausdehnung von je 3'000 - 4'000 km² ausgewiesen für die Exploration nach CO₂-Speichern.
- Pro Region wird es drei Speicherstandorte mit jährlichen Speicherkapazitäten von 2 x 200'000 Tonnen CO₂ und 1 x 400'000 Tonnen CO₂, d.h. 800'000 Tonnen jährlich über einen Zeitraum von 30 Jahren.
- Für alle drei Regionen ergibt sich eine jährliche Speicherleistung von rund 2.5 Mio. Tonnen, die durch insgesamt neun Speicher gewährleistet wird mit einer gesamten Speicherkapazität von 75 Mio. Tonnen über deren jeweilige 30-jährige Betriebszeit⁴⁸.
- Die drei Regionen sind kongruent mit möglichen zukünftigen Entwicklungen einer CO₂-Transportinfrastruktur (Rohrleitungsnetzwerke), die stationäre Punktquellen mit einheimischen CO₂-Speichern sowie mit Exportpunkten (z.B., Basel in Richtung Nordsee, Martigny/Grosser Sankt Bernhard in Richtung Mittelmeer, etc.) verknüpfen könnten.

⁴⁸ Vergleiche Geothermie-Bohrung Riehen-2, wo seit 1996 jährlich rund 400'000 Tonnen geothermale Fluide nach Wärmeentzug in eine geologische Formation in rund 1'500 m Tiefe rückgeführt werden.

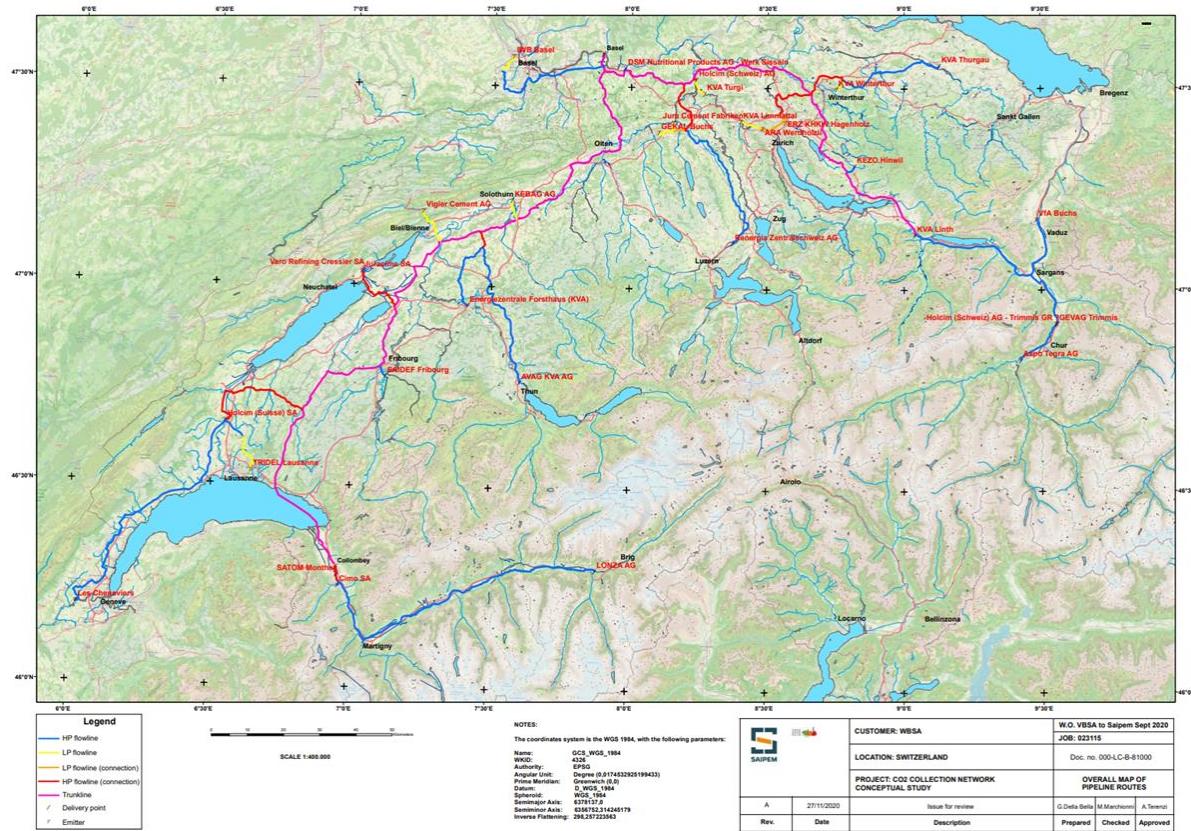


Abbildung 10: Machbarkeitsstudie eines CO₂-Transportnetzes.⁴⁹ Das Rückgrat des Transportnetzes (pink) durchquert alle drei auszweisende Bewilligungs- und Konzessionsgebiete.

- Kantone in den jeweiligen Konzessionsgebieten können, ähnlich wie im Konkordat von 1956-2018 die Schürfung und Ausbeutung von Erdöl⁵⁰, ein Konkordat für die Zusammenarbeit in Bewilligungs- und Konzessionsverfahren für CO₂-Speicher, sowie in weiteren regulatorischen Arbeiten (z.B., die regulatorische Oberaufsicht) schaffen. Lehren aus dem vormaligen Konkordat müssen jedoch gezogen werden.
- Die ausgewiesenen drei Regionen werden im Rahmen von wettbewerblichen Ausschreibungen für Bewerbungen von zu bewilligenden Explorationsarbeiten und bei erfolgreicher Exploration für Konzessionen für den Bau und Betrieb geöffnet.

4.3.2 Von Kantonen und Bund unternommene Ausschreibung

Konkordatsregionen nehmen wettbewerbliche Ausschreibungen für die Aufsuchung und den Bau von CO₂-Speichern vor. Dazu werden, wie im Ausland üblich, «minimal» anzubietende Arbeitsprogramme für die Prospektion und Exploration verlangt und unter vorbehaltlicher Zusicherung bei Explorationserfolg eine Konzession/Bewilligung erteilt.

In den Gesetzen zur Nutzung des Untergrunds in verschiedenen Kantonen (z.B., TG, ZH, VD) ist eine präferentielle Konzessions- und Nutzungsvergabe vorgesehen, d.h. Unternehmen, die eine Prospektion unternommen haben, werden bei der Konzessionsvergabe bevorzugt. Ein minimales Arbeitsprogramm könnte wie folgt aussehen.

⁴⁹ CO2NET – Grobes Design und Kostenschätzung für ein CO₂ Sammel-Netzwerk in der Schweiz (abrufbar auf ARAMIS)

⁵⁰ [BGS 742.21 - Konkordat betreffend die Schürfung und Ausbeutung von Erdöl - Kanton Zug - Erlass-Sammlung \(zg.ch\)](#)



- Exploration mit vorgelagerter Prospektion
 - Mindestens fünf ausgedehnte erdwissenschaftliche Messkampagnen pro Region, vor allem 3D-Seismik (jeweils 500 km² pro Messkampagne)
 - Identifizierung von mindestens 2-5 geologischen Speicherkomplexen (saline Aquiferspeicher plus assoziierte Deckschichten) pro Region
 - Bestätigung mittels Explorationsbohrung(en) pro identifizierter Speicherkomplexe, um deren Speicherkapazität zu bestimmen
 - Synergien mit anderen Nutzungsoptionen (Geothermie, Speicherung von Wärme, Wasserstoff, etc.) sind, sofern vernünftigerweise praktikabel, zu nutzen
- Konzession/Bewilligung:
 - Realisierung der CO₂-Speicher
 - Betrieb der CO₂-Speicher
- Gefolgt von: «Post-closure» und Monitoring
 - Monitoring der Speicher (CO₂-Rückhaltung und keine erheblichen Unregelmässigkeiten) bis Heimfall der Konzession

Parallel zu den konkordatsspezifischen kantonalen Ausschreibungen, erhalten Bewerber die Möglichkeit, einerseits ein Gesuch um Finanzhilfe an die Eidgenossenschaft zu stellen und andererseits die Aussicht auf den Abschluss eines Vertrags, der den «Revenue-Supporting» Mechanismus (z.B., ein Carbon Contract for Difference oder gleitende Marktprämie) zu regeln, sollte die Aufsuchung und der Bau des CO₂-Speichers sich als erfolgreich abzeichnen.

Die materiellen Anforderungen für die Bewilligungs- und Konzessionsverfahren einerseits sowie die materiellen Anforderungen für Gesuche um Finanzhilfen andererseits können weitgehend identisch sein, während die formellen Anforderungen aufgrund verschiedener gesetzlicher Grundlagen unterschiedlich sein dürften.

4.3.3 Anforderungen an Bewerber

	Kt. TG	Dänemark (Vergabe von CO ₂ -Speicherlizenzen)
Phase 1	-	-
Phase 2 (Exploration und Abschätzung der Speicher-kapazität)	Anspruch auf Bewilligung, wenn Vorhaben keine Rechte Dritter gefährdet oder beeinträchtigt. Zudem, muss für eine umweltverträgliche und ordnungsgemässse Ausführung Gewähr geboten und alle Vorschriften des Gesetzes für die Nutzung des Untergrunds eingehalten werden.	Lizenz mit exklusivem Recht zur Exploration und Speicherung von CO ₂ in Übereinstimmung mit dem dänischen Untergrundgesetz. Bewerbungsunterlagen: 1. Allgemeine Informationen 2. Budget und finanzielle Leistungsfähigkeit 2a. Die letzten 3 Jahresberichte des/der Antragsteller(s) 2b. Organigramm (Gruppe) 2c. Transparente, detaillierte Budgetinformationen für die einzelnen Projektphasen 2d. Beschreibung, wie die verschiedenen Projektphasen finanziert werden sollen 3. Technische Kapazität



		<p>3.1. Kenntnisse und bisherige CO₂ Speichererfahrung und diesbezügliches technisches Fachwissen</p> <p>3.2. Beschreibung der geologischen Kenntnisse zum Zeitpunkt der Antragstellung</p> <p>3.3. Vorhandene Datenbasis und geplante Datenerfassung</p> <p>4. Dokumentation des Gebiets</p> <p>4.1. Karte des beantragten Gebiets</p> <p>4.2. Geologische/geophysikalische Karten und Bohrlochdaten</p> <p>4.3. Erstes Screening des CO₂-Speicherprojekts (Vorprüfung: Risikomanagement für das Projekt; Charakterisierung des Speicherstandorts, Speicherkomplex und hydraulischer Einheiten; MMV-Pläne)</p> <p>5. Arbeitsprogramm</p> <p>5.1. Klare und prägnante Beschreibung der angebotenen Erkundungsaktivitäten mit Meilensteinen</p> <p>5.2. Klare Unterscheidung zwischen festen und fakultativen Aktivitäten</p> <p>5.3. Vorlage für eine Zusammenfassung des Arbeitsprogramms</p> <p>Die Dokumentation sollte sich an Industriestandards ISO 27914 und DNV-RP-J203, und Technical Guidance Documents der EU CCS Richtlinie orientieren.</p>
Phase 3 (Bau) und Phase 4 (Betrieb)		Siehe Phase 2

Vgl. Kantonale Gesetzgebung (TG)

Danish onshore licensing round [appendix 3 - documentation requirements for the application.pdf \(ens.dk\)](#) /
Offshore [Guidance on the application for a Carbon Dioxide Appraisal and Storage Licence \(nstauthority.co.uk\)](#)
[Microsoft Word - Guidelines for application 2023_1 \(sodir.no\)](#)

4.4 Angenommene vom Bund zu tragende Kosten

Investitionsbeiträge

Auf der Grundlage der Annahmen in Kapitel 3.5 würden sich die Ausgaben des Bundes für die Investitionsbeiträge in den drei Konkordatsregionen wie folgt zusammensetzen:

Lebenszyklus	1. Einschätzung der Speicherkapazität			2. Charakterisierung und Bewertung des potenziellen Speicherkomplex					3. Bau der Anlage			4. Betrieb	
	Projektjahr	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12 bis 42
Kalenderjahr (Annahme)	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040		
Investitionsbeiträge (CHF Mio.)	0.0	0.0	52.5	52.5	157.5	157.5	105.0	105.0	52.5	52.5	52.5	0.0	TOTAL: 787.5

Tabelle 6: Schätzung der Summe der Investitionsbeiträge

- Die Gesamtkosten für die Investitionsbeiträge würden sich auf CHF 787.5 Mio. belaufen, verteilt auf 11 Jahre.
- Dabei wird davon ausgegangen, dass die Arbeiten in den drei Regionen parallel durchgeführt werden.



- Bei einer gestaffelten Umsetzung würden sich die jährlichen Kosten entsprechend den jeweiligen Umsetzungsphasen reduzieren (die kumulierten Gesamtkosten würden jedoch gleichbleiben).

Contract for Difference

Die Tabelle zeigt die jährlichen Kosten und die Gesamtkosten (über einen Zeitraum von 30 Jahren), die der Bund für die Contracts for Difference zu tragen hätte, basierend auf den steigenden Beiträgen pro gespeicherte Tonne CO₂.

Differenz zwischen Ausübungspreis und Referenzpreis (Annahme) In CHF pro Tonne CO ₂ , Durchschnitt über 30 Jahre	Beitrag des Bundes für Contract for Difference	
	Durchschnittlicher Beitrag pro Jahr	Gesamtbetrag über 30 Jahre
CHF 10	CHF 24'800'000	CHF 744'000'000
CHF 25	CHF 62'000'000	CHF 1'860'000'000
CHF 50	CHF 124'000'000	CHF 3'720'000'000
CHF 75	CHF 186'000'000	CHF 5'580'000'000
CHF 100	CHF 248'000'000	CHF 7'440'000'000

Tabelle 7: Überblick über den Beitrag des Bundes für Contracts for Difference

- Der Beitrag des Bundes ist für die drei Konkordatsregionen geschätzt. Vergleiche Annahmen zum Modell im Kapitel 3.5.
- Die Tabelle ist als Worst-Case-Szenario zu betrachten, wenn der Ausübungspreis (Marktpreis) immer niedriger ist als der Referenzpreis für jedes der 30 Betriebsjahre.
- Bei einer Schwankung der Marktpreise würde es im Falle höherer Preise und Gewinne für die Betreiber zu einem Ausgleich der erhaltenen Beiträge kommen, wodurch der Gesamtbeitrag des Bundes langfristig sinken würde.
- Wäre der effektive Ausübungspreis über dem Referenzpreis, so leistet der Bund keinen Beitrag. Weiter ist der Betreiber verpflichtet, in solchen Jahren allfällige in Anspruch genommene Investitionsbeiträge für die Prospektion, Exploration und Errichtung dem Bund rückzuerstatten.
- In Ausschreibungen für ähnliche Revenue Supporting Schemes wird der Gesamtbetrag und/oder der jährlich maximale Auszahlungsbetrag gedeckelt.
 - Im SDE++ der Niederlande variiert der Umfang des Fonds: Die Ausschreibungsrunden 2020 und 2021 beliefen sich auf jeweils 5 Milliarden €, die Runde 2022 auf 13 Milliarden € und die Runde 2023 auf 8 Milliarden €. CCS-Projekte wurden in der ersten Runde mit bis zu 2.1 Milliarden € und in der dritten Runde mit 7.1 Milliarden € bezuschusst. Die jährliche Menge an so abgeschiedenen und geologisch gespeicherten CO₂ ist auf rund 12.7 Millionen Tonnen CO₂ begrenzt.
 - Für britische "Industrial Carbon Capture (ICC) Verträgen hat die Regierung 20 Milliarden £ (rund Fr. 24 Milliarden) für die CCUS-Finanzierung bereitgestellt, wovon der (nicht weiter bestimmte) Grossteil für die "CCUS-Geschäftsmodelle" vorgesehen ist. Damit sollen jährlich rund 6 Millionen Tonnen CO₂ abgeschieden und dauerhaft gespeichert werden. Neben den ICC-Verträgen gehören dazu auch die Förderung von Kraftwerken mit CCS, Kohlendioxidabscheidung und CCS-fähigem Wasserstoff.
 - Dänischer CCUS-Fonds: Die Gesamtsubventionen für die CCS-Entwicklung in Dänemark belaufen sich auf rund 5 Milliarden €, womit mindestens 2.3 Millionen Tonnen CO₂ jährlich abgeschieden und dauerhaft gespeichert werden sollen. Nach



Abschluss der ersten Phase im Jahr 2023 verbleiben noch rund 4 Milliarden €. Im Rahmen des umstrukturierten CCS-Fonds ist die erste Ausschreibung mit rund 1.4 Milliarden € und die zweite mit 2.2 Milliarden € dotiert. Rund 350 Millionen € stehen im Rahmen einer separaten Ausschreibung für den CCS-Fonds für negative Emissionen (NECCS) zur Verfügung.



5 Rechtliche und politische Rahmenbedingungen

5.1 Heutige Gesetze und Rahmenbedingungen

- Die heutigen Gesetze sowie momentan in der Vernehmlassung befindlichen neuen Fördermassnahmen stellen keine genügend grossen Anreize dar. Sie konzentrieren sich auf die Pilot- und Demonstrationsphase sowie auf die Förderung von innovativen Technologien.
- Der Gesetzgeber hat zwar den Bau und den Betrieb von Leitungsinfrastrukturen (CO₂-Pipelines) und die sichere und dauerhafte Speicherung der abgeschiedenen, auch längerfristig unvermeidbaren Treibhausgasemissionen (mittels CO₂-Abscheidung und Speicherung sowie Negativemissionstechnologien) als planungs- und ressourcenintensiv eingeschätzt⁵¹. Daher sieht der Gesetzgeber im Bundesgesetz über die Ziele im Klimaschutz, die Innovation und die Stärkung der Energiesicherheit⁵² sowie die Möglichkeit der Absicherung von Risiken vor⁵³. Sinnvollerweise decken Finanzhilfen die Risiken bezüglich Infrastrukturen für den CO₂-Transport und -Speicherung ab.
- Der Gesetzgeber konkretisiert die Finanzhilfe, indem er Investoren lediglich die Möglichkeit gibt, direkt mit dem Bund Bürgschaften abzuschliessen, um sich gegen ungeplante, finanzielle Risiken und Investitionsausfälle abzusichern. Die in diesem Bericht aus der vorgestellten Risikoanalyse abgeleiteten und vorgeschlagenen Förderinstrumente können aber nicht als Bürgschaft im engeren Sinne verstanden werden.
- Im Bereich der Förderung der erneuerbaren Energie hat man dahingehend wertvolle Erfahrungen gemacht:
 - Am 1.1.2009 wurde im Rahmen einer Teilrevision des Energiegesetzes vom 26. Juni 1998⁵⁴ das Instrument einer Bürgschaft für den Nachweis für Geothermie-Reservoir (auch Geothermie-Garantie) eingeführt.
 - Zwischen 2009 und 2017 wurden lediglich drei Gesuche auf die Erteilung einer Geothermie-Garantie eingereicht. Der Garantiefall trat lediglich einmal ein.
- Mit dem totalrevidierten Energiegesetz vom 30. September 2016 und den Fremderlassänderungen im Bundesgesetz über die Reduktion der CO₂-Emissionen (CO₂-Gesetz) vom 23. Dezember 2011, welche am 1.1.2018 in Kraft traten, wurde das Förderinstrument «Investitionsbeiträge» für die direkte Nutzung der Geothermie für Wärme und Strombereitstellung eingeführt.
 - Zwei der drei erteilten Geothermie-Garantien wurden sofort zurückgezogen und es wurden anstelle davon Gesuche für Investitionsbeiträge eingereicht.
 - Seit 1.1.2018 gab es mindestens 10 Gesuche für Investitionsbeiträge, die die Anreizwirksamkeit von Investitionsbeiträgen unter positiven Beweis stellten.

Fazit: Die gesetzlichen Rahmenbedingungen sollten durch geeignete Massnahmen angepasst werden, um die in dieser Studie skizzierten Förderinstrumente anwenden zu können. Im Rahmen der Revision des CO₂-Gesetzes für die Zeit nach 2030 bestünde die Möglichkeit, Vorkehrungen zu treffen, um die Ausgestaltung der Förderinstrumente «Investitionsbeiträge» und «Revenue Supporting»-Mechanismen zu realisieren.

⁵¹ BBI 2022 1536 Parlamentarische Initiative. Indirekter Gegenentwurf zur Gletscher-Initiative. Netto-Null-Treibhausgasemissionen bis 2050. Bericht der Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie des Nationalrates: https://www.fedlex.admin.ch/eli/fga/2022/1536/de#lv_u2/lv_u3/lv_u4

⁵² BBI 2022 2403 - Bundesgesetz über die Ziele im K... | Fedlex (admin.ch)

⁵³ https://www.fedlex.admin.ch/eli/fga/2022/2403/de#art_7

⁵⁴ SR 730.0 - Energiegesetz vom 26. Juni 1998 (EnG) | Fedlex (admin.ch)



5.2 Empfehlungen

Nachfolgend werden Empfehlungen gemacht, die im Rahmen der Revision von Gesetzen und Verordnungen, die nach 2030 in Kraft treten, in Erwägung gezogen werden können.

1. Es ist zu erwägen, ob die CO₂-Abgabe in ihrer heutigen Konzeption (weitgehend eine Lenkungsabgabe und nur in geringem Ausmass eine Abgabe für die Finanzierung von Massnahmen, die der Verminderung von Treibhausgasemissionen dienen) geeignet ist, um die vorgeschlagenen, technisch und ökonomisch sinnvollen Förderinstrumente zu finanzieren.
2. Es ist zu erwägen, ob die CO₂-Abgabe weiterentwickelt werden kann, damit sie einerseits den Charakter einer Lenkungsabgabe bewahrt, vor allem, um Emissionsreduktionen durch verändertes Verhalten bei Verbrauchern direkt anzureizen (Rosinen picken beziehungsweise wie bisher, leicht zugängliche Früchte ernten). Andererseits, und inspiriert durch den Netzzuschlag für die Förderung erneuerbarer Energien, könnte die CO₂-Abgabe teilweise als eine Ausgleichsabgabe mit besonderem Verwendungszweck weiterentwickelt werden, um die notwendigen Transport- und Speicherinfrastrukturen zu finanzieren. Die Infrastrukturen sind unabdingbar für eine weitgehende, sektorenübergreifende und transversale Reduktion von Treibhausgasemissionen sowie für die dauerhafte Entfernung von CO₂ aus dem klimarelevanten Kohlenstoffkreislauf.
3. Es ist zu erwägen, ob die Erträge aus dem Teil der CO₂-Abgabe, der eine Ausgleichsabgabe mit besonderem Verwendungszweck darstellt, für Transport- und Speicherinfrastrukturbauten verwendet werden können. So könnte man Wettbewerbsnachteile ausgleichen, welche CO₂-Abscheider und Betreiber von CO₂-Transport und -Speicherinfrastrukturen haben durch die Pflicht, CO₂-Emissionen dauerhaft zu reduzieren und negative Emissionstechnologien einzusetzen.
4. Falls eine Weiterentwicklung der CO₂-Abgabe möglich ist, wäre eine Förderung vom Bau von CO₂-Transport und -Speicherinfrastrukturen zu erwägen. Der Bund könnte jährlich zwischen 60 und 200 Millionen Franken einsetzen für die Förderung von Projekten zur Realisierung von geologischen CO₂-Speichern; zusätzliche vom Umfang unbestimmte Mittel müssten ebenso bereit gestellt werden für Projekte zur Realisierung von CO₂-Transportinfrastrukturen, insbesondere CO₂-Rohrleitungsnetzwerke.
5. Für die Möglichkeit zur Reduktion von kommerziellen Risiken für CO₂-Transport- und Speicherbetreiber können Revenue-Supporting Mechanismen realisiert werden, die auf einer gleitenden Marktpremie beruhen, wobei die Prämie an die Preise für EU-ETS-Zertifikate in der Europäischen Union gekoppelt sind.



6 Ausblick und zukünftige Umsetzung

- Dieses Papier konzentriert sich auf die technischen, wirtschaftlichen und kommerziellen Risiken, die durch finanzielle Unterstützungsinstrumente des öffentlichen Sektors gemildert werden können. Die sozialen und politischen Risiken waren nicht Gegenstand der Studie. Angesichts der Bedeutung dieser Risikoarten wird eine vertiefte Studie im Rahmen eines separaten Projekts empfohlen.
- Die Entwicklung von Anreizsystemen für die Errichtung von CO₂ Transportinfrastrukturen soll für die Verkürzung der vorwettbewerblichen Phase für die geologische CO₂-Speicherentwicklung in der Schweiz berücksichtigt werden.
- Die Prospektion, Exploration und Entwicklung von geologischen CO₂-Speichern bedarf Arbeiten an der Oberfläche, die in der Regel weit über einzelne Kantongrenzen hinweg gehen. Die Koordination unter den Kantonen, die die Hoheit über den Untergrund haben, sollte gestärkt werden. Ein frühzeitig begonnener Dialog kann Kantonen Wege für die Organisation und Definition von Ausschreibungen für Bewilligungen/Konzessionen für die geologische CO₂-Speicherung aufzuzeigen.
- Grundsätzlich besteht ein gesetzlicher Rahmen, der die Entwicklung von geologischen CO₂-Speichern zulässt. Jedoch fehlen den Gesetzen nachgeordnete Erlasse (z.B., Verordnungen oder Reglemente) und Verfahren, die die Prospektion, Exploration sowie Bau, Betrieb, die Schliessung sowie die Periode der Nachschliessung vor Heimfall einer Konzession regeln. Ebenso fehlen die regulatorischen Kenntnisse und Praxis für die Wahrnehmung der hoheitlichen Oberaufsicht in den Kantonen (und, sofern notwendig Bund). Der gesetzliche Rahmen für den Bau von komplementären CO₂-Transportinfrastrukturen ist nicht auf eine zwingend rasche Realisierung der Infrastrukturen ausgerichtet. Um allfällige Handlungsfelder zu definieren, kann eine systematische Analyse des regulatorischen Rahmens dienen, insbesondere hinsichtlich der EU CCS Richtlinien und anderer internationaler Vereinbarungen⁵⁵.

⁵⁵ Siehe beispielsweise die Studie zu "Regulatory framework for CCS in the Nordic countries" oder die Anwendung eines CCS regulatory test toolkit, wie beispielsweise vom Global CCS Institute entwickelt.



7 Anhang

7.1 Arbeitspakete

Das Projektergebnis wird in vier aufeinander abgestimmten Arbeitspaketen (AP) erarbeitet.

AP1 – Risikoprofil eines CO₂ Speichervorhabens

In diesem qualitativen, auf konzeptionellen Ansätzen beruhenden Arbeitspaket werden primär technische, ökonomische und kommerzielle Risikokategorien und sekundär organisatorische sowie politisch-gesellschaftliche Risiken erfasst, die bei der Aufsuchung und dem Betrieb von geologischen CO₂-Speichern auftreten können. Es wird dabei zwischen Risiken unterschieden, die grundsätzlich von einem CO₂-Speicherentwickler akzeptiert werden können und Risiken, die anhand von Massnahmen auf ein Niveau gesenkt werden können, dass «ALARP» («as low as reasonably practicable») ist (Risiken, auf die eingegangen werden kann). Schliesslich werden Risiken aufgezeigt, die im heutigen schweizerischen Umfeld nicht tolerierbar sind und ein Vorgehen a priori verunmöglichen. Die Auswirkung des Risikoprofils wird mit Hilfe eines Discounted-Cash-Flow-Modells einer Speicherunternehmung veranschaulicht, die im Rahmen einer vom BFE an das Global CCS-Institute / conim AG in Auftrag gegebenen Studie zur Organisation der CO₂-Speicherung in der Schweiz vorgeschlagen wurde.

AP2 – Risiken annehmen, managen, oder Vorhabenabbruch

Für die in AP1 erstellte Risikomatrix wird im Arbeitspaket 2 analysiert, ob und wie im heutigen schweizerischen Umfeld mit einzelnen Risiken aus der Sicht eines potenziellen CO₂-Speicherbetreibers umgangen werden könnte. Es wird untersucht, ob Risiken ohne Vorkehrungen eingegangen werden können, ob sie mit Hilfe von Massnahmen auf ein «ALARP»-Niveau gesenkt werden können, oder ob sie für ein CO₂-Speichervorhaben prohibitiv sind.

AP3 – Rolle eines möglichen Marktversagens bei intolerablen, schwer umgänglichen Risiken

Es wird untersucht, inwiefern ein Zusammenhang zwischen Risiken für potenzielle CO₂-Speicherunternehmer und einem möglichen Marktversagen besteht, das ausgelöst wird durch beispielsweise die Externalität von Treibhausgasemissionen, Versagen bei der Koordination der Wertschöpfungsketten mit geologischer CO₂-Speicherung, unzureichender und asymmetrischer Informationslage, Spill-overs bei der Wissensbildung, Monopolstrukturen und nicht vorhanden Märkte. Für diejenigen Risiken, welche aus einem Marktversagen gründen, wird untersucht, ob die öffentliche Hand eine Rolle spielen kann, damit mit dem Risiko umgegangen werden kann. Der Fokus liegt auf der Perspektive eines CO₂-Speicherbetreibers und beispielsweise nicht auf der Rolle der öffentlichen Hand als «market maker» für CO₂-Speicher-«Einheiten».

AP4 – Ausarbeitung von Förderinstrumenten für die Errichtung von CO₂-Speicherinfrastruktur

Dieses Arbeitspaket stützt sich auf den Artikel 7 des Bundesgesetzes über die Ziele im Klimaschutz, die Innovation und die Stärkung der Energiesicherheit (KIG) vom 30. September 2022. Es werden die Grundlagen für Instrumente erarbeitet, welche dem Bund ermöglichen, gewisse Risiken von Investitionen in öffentliche Infrastrukturbauten abzusichern, die für die Erreichung des Netto-Null-Ziels notwendig sind. Die Förderinstrumente sind beispielsweise Investitionsbeiträge und Garantien für CO₂-Speicherentwickler und -betreiber. Es werden Grundlagen betreffend Mindestanforderungen, Verfahren (Inhalte von Gesuchen; der Einbezug der Kantone, die die Höhe über den Untergrund besitzen; wettbewerbliche Ausschreibungen in Zusammenarbeit mit den Kantonen; Entscheide), Umfang der Garantieleistungen, Auszahlungs- und Rückzahlungsmodalitäten, etc., von Förderinstrumenten für die Entwicklung und den Bau von geologischen CO₂-Speicherinfrastrukturen vorgeschlagen. Dieses AP benötigt die enge Zusammenarbeit mit Vertretern des UVEK, um Zugang zu relevanten Dokumenten ausländischer öffentlicher Verwaltungen zu erhalten, die im Rahmen dortiger Ausschreibungen verfasst wurden (bspw. Dänemark, Norwegen, die Niederlande, Grossbritannien). Zusätzlich werden in diesem



AP mittels modellierter diskontierter Cashflows die finanziellen Risiken des Bundes für eine eventuelle Inanspruchnahme von Garantien sowie über einen Ausfall von Rückzahlungen geleisteter Investitionsbeiträge abgeschätzt.

7.2 Allgemeines zu kantonalen Bewilligungen und Konzessionen

Kantone haben generell die Sachhoheit über den Untergrund. Zum einen erteilen Kantone Bewilligungen für die Exploration des Untergrunds. Zum anderen vergeben Kantone danach (Sondernutzungs-)Konzessionen zur Nutzung des Untergrunds wie für die geologische CO2-Speicherung, wobei die Vergabe im Einklang mit dem Binnenmarktgesezt über ein öffentliches Ausschreibeverfahren erfolgt.⁵⁶ Weiter können Kantone grundsätzlich die Nutzungsrechte am Untergrund selbst ausüben oder sie an Dritte übertragen.

Vor dem Erhalt einer Konzession für die geologische CO2-Speicherung (Phase 3 und 4 des Lebenszyklus eines geologischen CO2-Speichers, Kapitel 3.3), unternimmt ein dereinstiger Speicherbetreiber Explorationsarbeiten, welche sich aus prospektiven Untersuchungen sowie das Abteufen einer Bohrung, die den Nachweis des Vorhandenseins eines oder mehrerer geeigneter CO2-Speicherkomplexe zusammensetzen.

Prospektive Untersuchungen sind der Teil der Exploration, die sich auf oberflächen- und luftbasierte erdwissenschaftliche Methoden fokussieren, die indirekt den Untergrund charakterisieren. Aufgrund einer im Vergleich zu Tiefbohrungen vorteilhaften Kosten-Nutzenanalyse, für die Minderung der technischen Fündigkeitsrisiken, wird oftmals eine Prospektion vor der Abteufung einer Tiefbohrung für die direkte Charakterisierung und den Nachweis des Vorhandenseins eines geeigneten CO2-Speicherkomplexes durchgeführt. Bei diesen prospektiven Arbeiten wird auf Grund bewilligungsrechtlicher und regulatorischer Vorgaben zumeist ein 3-dimensionales Modell des Untergrunds erstellt (vgl. EU CCS Richtlinie), wobei oft seismische Messkampagnen durchgeführt werden, bei der mit Hilfe von künstlich erzeugten Wellen, die den Untergrund durchdringen, die geologische Schichtenfolge charakterisiert wird.

Bei vielversprechenden Resultaten der Prospektion, wird von einem dereinstigen CO2-Speicherbetreiber mindestens eine Tiefbohrung mit ausführlichen Charakterisierungs- und Testarbeiten durchgeführt, um die Injektivität und eine erste Abschätzung der Speicherkapazität vorzunehmen (vgl. Phase 2 des Lebenszyklus eines geologischen CO2-Speichers, Kapitel 3.1).

Für oben genannte Arbeiten ist generell eine kantonale Bewilligung notwendig, die einem Konzessionsverfahren vorgelagert ist. Das Konzessionsverfahren kann erst in Angriff genommen werden, sobald die Eignung des Untergrunds plausibilisiert wurde. Auf Grund der sehr grossen und risikoreichen Investitionen, die von einem CO2-Speicherbetreiber während der Explorationsphase (Phase 1 und vor allem Phase 2, vgl. Kapitel 3.1) vorgenommen werden, bevorzugen kantonale Gesetzgebungen bei Erteilung von Konzessionen unter anderem diejenigen Bewerberinnen und Bewerber, welche vorgängige Explorationsarbeiten unternommen haben, und wenn sie die Anforderungen für eine Konzessionserteilung gleich wie Mitbewerberinnen und Mitbewerber oder besser erfüllen. So wird vom Gesetzgeber generell eine gewisse Sicherheit für kostenintensive Explorationsarbeiten gewährleistet.

Grundsätzlich erteilen Kantone eine Konzession⁵⁷ unter den folgenden Voraussetzungen: Wenn der Untergrund für die geologische CO2-Speicherung geeignet ist; wenn Gewähr besteht, dass die geplanten Bauten und Anlagen einwandfrei, umweltverträglich und sicher sowie in Übereinstimmung mit dem Arbeitsprogramm des Gesuchstellers erstellt, betrieben und unterhalten werden; wenn die Finanzierung des Vorhabens, einschliesslich der Kosten der Erforschung des Untergrunds und der Rückbaukosten, gesichert ist; wenn keine überwiegenden öffentlichen oder privaten Interessen der

⁵⁶ Thomas Zwald (2010). Ausschreibung von Konzessionen. *Die Volkswirtschaft*, 01. März.

⁵⁷ Siehe beispielsweise das Gesetz für die Nutzung des Untergrunds des Kantons Thurgau ([RB 723.1 - Gesetz über die Nutzung des Untergrundes - Kanton Thurgau - Erlass-Sammlung \(tg.ch\)](#))



vorgesehenen Nutzung entgegenstehen; und wenn alle Vorschriften dieses Gesetzes und weiterer anwendbarer Erlasse eingehalten werden. Zudem besteht kein Rechtsanspruch auf die Erteilung einer Konzession.

Im Falle von mehreren Bewerbern um eine Konzession, die im Wesentlichen gleichwertige Gesuche unterbreiten, wird demjenigen Bewerber der Vorzug gegeben, dessen Vorhaben den öffentlichen Interessen am besten dient; oder der bereits Erforschungen im Hinblick auf die konzidierte Nutzung durchgeführt hat.

Die kantonale Vollzugsbehörde publiziert die beabsichtigte Übertragung der Nutzungsrechte im kantonalen Amtsblatt und setzt den Bewerberinnen und Bewerbern eine Frist, um ein Gesuch zur Erteilung der Konzession einzureichen. Der Kanton beachtet überdies die Grundsätze der Wirtschaftlichkeit, der Transparenz, der Wettbewerbsneutralität und der Gleichbehandlung der Bewerberinnen und Bewerber.

7.3 Inhalt und Umfang einer Konzession

Kantonale Gesetze können den Minimalinhalt eines Konzessionsgesuchs bestimmen. So können Konzessionen erteilt werden, wenn der Untergrund für die vorgesehene Nutzung geeignet ist; wenn Gewähr besteht, dass die geplanten Bauten und Anlagen zweckmäßig, umweltverträglich und sicher sowie in Übereinstimmung mit dem Arbeitsprogramm der gesuchstellenden Person erstellt, betrieben und unterhalten werden; wenn die Finanzierung des Vorhabens, einschliesslich der Kosten der Erkundung des Untergrundes und der Rückbaukosten, angemessen sichergestellt ist; wenn keine überwiegenden öffentlichen oder privaten Interessen der vorgesehenen Nutzung entgegenstehen; und wenn alle Vorschriften der Gesetze zur Nutzung des Untergrunds und weiterer anwendbarer Erlasse eingehalten werden.

Die Konzession regelt unter anderem die Art, Umfang und Dauer der Nutzung. Kantonale Vollzugsbehörden können weitere Bestimmungen in die Konzession aufnehmen: Fristen für die Ausführung der Arbeiten; Betriebssicherheit und Notfallplanung; Entschädigung für die Exploration des Untergrundes im Hinblick auf konzessionspflichtige Nutzungen und Verwendung der dabei gewonnenen Daten, sofern die Exploration nicht durch den Konzessionär erfolgte; Ausschluss oder Begrenzung der Haftung des Kantons sowie dessen Schadlos haltung und Regressverzicht durch den Konzessionär; Berichterstattung und Pflicht zur Ablieferung geologischer und hydrogeologischer Daten; Übertragung, Erlöschen, Entzug und Rückkauf; Heimfall der Bauten und Anlagen und Heimfallverzichtentschädigung; Berechnung und Festlegung der jährlich wiederkehrenden Konzessionsabgabe; Rückbauverpflichtungen und Sicherheitsleistungen.

Die maximale Dauer für Konzessionen beläuft sich generell auf 30-50 Jahre.

All diese Grundsätze, die in gleicher oder ähnlicher Form in grundsätzlich allen kantonalen Gesetzen zur Nutzung des Untergrunds gelten, dienen der Ausschreibung für die Exploration, den Betrieb, die Schliessung und ebenso der langjährigen Phase der Nach-Schliessung / Vor-Rückgabe der Konzession (5-20 Jahre).



7.4 Getroffene Annahmen zur Abschätzung des finanziellen Umfangs Bohrungen

Es werden insgesamt 11 Bohrungen (Hauptkostentreiber) pro Konkordatsregion durchgeführt, gemäss folgendem Schema:

