



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK
Bundesamt für Energie BFE

Final Report 31 May 2013

Roadmap for a Carbon Dioxide Capture and Storage pilot project in Switzerland

Auftraggeber:

Bundesamt für Energie BFE
Forschungsprogramm
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Kofinanzierung:

Bundesamt für Umwelt BAFU , CH-3003 Bern

Auftragnehmer:

ETH Zürich
Sonneggstrasse 3
CH-8092 Zürich
www.ipe.ethz.ch

Autoren:

Marco Mazzotti, ETH Zürich, marco.mazzotti@ipe.mavt.ethz.ch
André Burdet Alstom, andre.burdet@power.alstom.com
Conrad Curdin, Ecosens AG, cconrad@ecosens.ch
Larryn Diamond, University of Bern, diamond@geo.unibe.ch
Markus Häring, Geo Explorers Ltd., haring@geo-ex.ch
Werner Leu, Geoform Ltd. werner.leu@geoform.ch
Hans U. Liniger Ecosens AG, huliniger@ecosens.ch
Johanna Schell, ETH Zurich, schell@ipe.mavt.ethz.ch
Alba Zappone, ETH Zürich, alba.Zappone@sed.ethz.ch

BFE-Bereichsleiter: Gunter Siddiqi

BFE-Programmleiter: Gunter Siddiqi

BFE-Vertrags- und Projektnummer: SI/500827-01

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen ist ausschliesslich der Autor dieses Berichts verantwortlich.

WP1:

Motivation and deliverables of a CCS pilot project in Switzerland

Prof. Dr. Marco Mazzotti (ETH Zurich)

Dr. Alba Zappone (ETH Zurich)

1 Introduction

In the framework of the new Swiss energy strategy 2050 there is a need to develop new ways of producing electricity that are not based on nuclear power plants and that do not emit CO₂. This points clearly to the necessity of using new renewables, namely solar, wind, biomass, and geothermal energy, but also to the need of considering using natural gas fired power plants with the possibility of capturing and storing the produced CO₂, i.e. implementing Carbon Capture and Storage (CCS) technologies.

The project CARMA (2009-12) has clearly showed that natural gas based power generation is possible using technologies that guarantee high efficiency and clean production. Such power plants can be built already today in a “capture-ready” configuration, i.e. in such a way that their extension to incorporate the CO₂ capture equipment is from a technical point of view straightforward. There are different capture technologies that are already commercial (the different amine scrubbing processes) or pre-commercial (the chilled ammonia process, developed by Alstom Power).

The big uncertainty about the commercial deployment of CCS in Switzerland regards the possibility of storing CO₂ in the Swiss subsurface. From a technical point of view, a thorough and comprehensive study carried out by Diamond, Leu, and Chevalier (BFE report 290289 of August 31st, 2010) considered the available geological information about the Swiss subsurface. By carrying out both a basin-wide and an aquifer-wide analysis, and by accounting for the many uncertainties, they concluded that there is a large potential for CO₂ geological storage in the Swiss Molasse Basin, namely of the order of 2 to 3 thousand million tons of CO₂. Considering that a 400 MW gas-fired power plant at full load produces about 1 million t CO₂ per year, such a capacity would be sufficient in principle to store the CO₂ produced by ten such power plants in the course of two to three hundred years.

It is however clear that this is not enough to evaluate whether there is a site suitable for commercial scale storage of CO₂, namely a geological structure that can store safely and permanently the amount of CO₂ emitted by one gas-fired power plant during its life time, i.e. 20-30 Mt CO₂. More geological data are necessary, and the political, economical, legal and acceptance issues related to CCS in Switzerland have to be investigated. The results of the project CARMA as well as international experience indicate that in order to mature the CCS technology in Switzerland and to make it a viable commercial solution, it is necessary first to carry out a small scale pilot project, which includes a field test of geological storage.

CCS technologies are important components of Cleantech technologies, and there is consensus on the need to strengthen Swiss research and industrial leadership in this area. Considering the role played by a number of Swiss companies (ABB, Alstom Power, Sulzer

Chemtech) and by the Swiss CCS research community in the CCS domain, it is obvious that a CCS RD&D program (Research, Development and Demonstration) would be extremely valuable in this context.

These considerations have persuaded a group of scientists and engineers, working in academia, industry and government to launch an initiative to promote a CCS pilot project, in parallel to a Swiss CCS Research Program. The CCS pilot project envisioned for Switzerland will consist of two pilot sites, each dedicated to a portion of the CCS value chain, namely power generation and capture (post-combustion capture, i.e. the same technology that is of interest when industrial plants other than power plants aim at capturing CO₂ before emission) in one site and CO₂ transportation, injection and underground storage in the second site.

2. Project Motivation and Scope

2.1 Global Overview

The World Energy Outlook (WEO) released by the International Energy Agency (IEA) in November 2012 states that, even taking all new developments and policies into account, the world is still failing to put the global energy system onto a more sustainable path.

Global energy demand grows by more than one-third over the period to 2035. Despite the growth in low carbon sources of energy, fossil fuels remain dominant in the global energy mix.

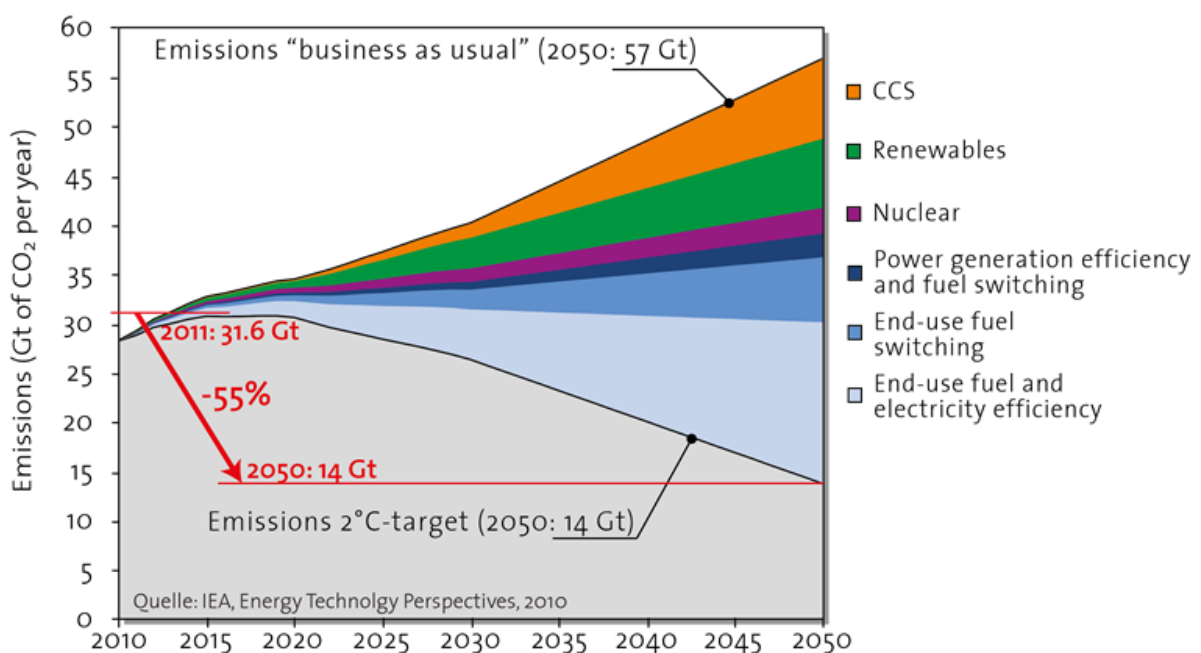


Fig.1: Contribution of various approaches to Carbon Reduction (Source: IEA, Energy Technology Perspectives, 2010).

Emissions in the IEA scenario correspond to a long-term average global temperature increase of 3.6°C, bringing the climate goal of limiting warming to 2°C more and more difficult and costly. The 2°C-goal in 2050 can be achieved only if the emissions of CO₂ drop to 14 Gt. Among the actions necessary to achieve this goal almost four-fifths of the CO₂ emissions allowable by 2035 are already locked-in by existing power plants, factories, buildings, etc. If action to reduce

CO₂ emissions is not taken before 2017, all the allowable CO₂ emissions will be locked-in by energy infrastructure existing at that time.

These considerations underline the importance of CCS as a key option to mitigate CO₂ emissions, but the pace of its deployment remains too slow, with only a handful of commercial scale projects currently in operation. According to the IEA (see Figure 1), in fifteen from now, i.e. in 2028, between one and two gigatons of CO₂ per year should be captured and stored. This poses at the same time a gargantuan challenge (this corresponds to having in operation by then between one and two thousand Sleipner's), and a huge business opportunity.

2.2 The challenge for CCS in Switzerland

In Switzerland power generation is based on hydropower (54%) and nuclear (41%) (data from the Swiss Federal Office of Energy, 2012), therefore in the Swiss electricity system there is no immediate opportunity for the application of the CCS technology.

However, Switzerland's electricity supply portfolio might change substantially. The decision taken in May 2011 to decommission the existing nuclear power plants when they reach the end of their service life, and to not replace them with new ones draws a new scenario, where the application of CCS may be an important option. The expected stepwise reduction of the nuclear electricity generation can be seen in Figure 2. While it is clear that the sustainable energy system of the future relies on renewable energy sources, a complete replacement of the nuclear capacity by renewables within the foreseen timeframe is highly unlikely. Substantial technological developments are required to reduce the cost of renewable energy systems, the distribution grid needs to be adapted to the stochastically producing, decentralized renewables, and storage capacity needs to be increased.

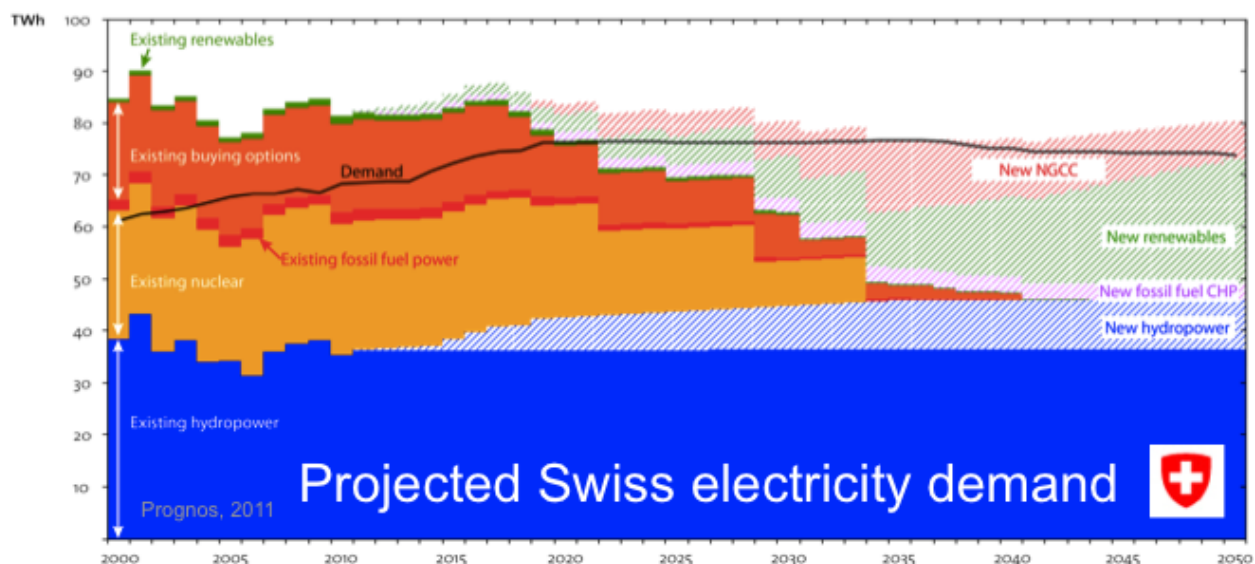


Fig.2: Projected Swiss electricity demand, and share of the different supply options in the Swiss electricity market, in TWh/per year (Source: Prognos, 2011, modified by the authors)

The new energy strategy of the Swiss government that was released after the formal decision to phase out nuclear energy acknowledges these difficulties and foresees the need for up to seven natural gas combined cycle (NGCC) power plants in order to bridge the power gap at acceptable costs. When looking at Figure 2 it is apparent that the first NGCC power plant might be needed as early as between 2018 and 2022. While the current electricity mix is virtually free

of CO₂ emissions, a single 400 MW NGCC plant would emit about 1 Mt of CO₂ per year, corresponding to a 2.5% increase in Switzerland's current total CO₂ emissions. Swiss regulation enforces the compensation of all CO₂ emissions from fossil fuel power plants, thereof at least 70% in Switzerland, and the government has explicitly expressed the will to adhere to the greenhouse gas emissions reduction commitments as defined prior to the decision to phase out nuclear power.

The potential and feasibility of CCS deployment in Switzerland has been explored within CARMA (CARbon MANagement in power generation), a four-year research project completed in December 2012 and coordinated by one of the Authors, Prof. Marco Mazzotti, which brought together several Swiss universities', federal institutions', and industrial partners' expertise, with the joint target to approach CCS from multiple perspectives (technological, environmental, economical, societal, and legal issues). The project highlighted that the major hurdles for the actual implementation of CCS in Switzerland are issues related to public perception, geological storage, and the legal framework.

This roadmap, which is motivated by the results of the CARMA project and has been commissioned by the BFE and the BAFU, focuses on two of the obstacles, namely geological constraints (developed within the work package 4 and described in Chapter WP4) and legal framework (developed within the work package 3 and described in Chapter WP3), and omits the issue of public perception on purpose, leaving this delicate subject to further separate investigations.

3 Project Goals and Deliverables

Based on the analysis above and with reference to the CCS system and its possible deployment in Switzerland in a time horizon until 2028, this document aims at answering the following three questions, where the subject "we" refers to the Swiss scientific community, private sector, policymakers, and the Swiss society in general:

- *Where* do we want to be in 2028?
- *What* do we need in order to be there?
- What must we undertake *today* in order to be there in 2028?

On the one hand we want to be able to strengthen the Swiss research and industrial leadership in Cleantech. On the other hand, we want to be able to prepare and secure Cleantech solutions tailored for Switzerland. To achieve these objectives we have two different sets of needs.

In the area of power generation and CO₂ capture, where already Swiss know-how is established worldwide through companies like ABB, Alstom Power and Sulzer Chemtech, there is the need of:

- Strengthening the world-class know-how of the Swiss power sector in areas like power generation combined with CO₂ capture, using innovative technologies such as the ones currently developed, e.g. NGCC with flue gas recirculation and integrated CO₂ capture by Alstom Power, or the new absorption packing Mellapak CC commercialized by Sulzer Chemtech; in some of these areas innovation is triggered by collaboration between the private sector and the research centers.
- Consolidating scale-up expertise, so as the technologies that are currently in the pilot and demonstration phase, can be transferred to large scale commercial deployment at minimal financial and technical risk; in this manner it is possible to cope with the increasing need associated to the ambitious deployment plans outlined by the IEA scenarios.

- Securing the international penetration capabilities of the Swiss industry in the CCS sector; this is a must, as the scale of deployment in Switzerland will always be for obvious reasons very small as compared to the scale of the deployment worldwide.
- Sustaining and enhancing the research and innovation capabilities of the Swiss scientific and industrial community, so as to make sure that the Swiss know-how be at the technological forefront worldwide.
- Contributing to develop a Post-Kyoto framework that makes a sustainable future in terms of energy and climate possible; Swiss contributions to emissions reduction will quantitatively be minor, but its contribution at the political, economical and diplomatic level may be major and help to achieve an effective, feasible, and fair agreement for the post-Kyoto international framework.

In the area of CO₂ storage on the contrary, where Swiss know-how is still concentrated in the ETH domain, universities, and research centers, there is the need of:

- Educating skilled personnel, able to manage large scale CO₂ geological storage operations; this is today missing in Switzerland, also because of the lack of a string gas and oil industry.
- Making a detailed inventory of the sub-surface resources available, in terms of geological structures potentially suitable for safe and permanent CO₂ storage at the scale, which will be needed.
- Activating and conducting a public conversation about the possible deployment of CCS in Switzerland among all stakeholders involved.
- Establishing a legal framework that makes CO₂ underground storage regulated, hence possible under the clear provisions established by the law.
- Going through the political process, at the level of the Bundesrat, of the Parliament, of the Cantons and of the people (possibly through a referendum), that makes commercial CCS possible (or alternatively that clarifies that CCS will not be possible in Switzerland).
- Developing, strengthening and consolidating a world-class know-how on geological storage of CO₂.
- Developing, strengthening and consolidating a critical mass of cutting edge research activities on CCS in general and on geological storage in particular.

It is a firm belief of the group working on and around this roadmap that these objectives can be reached if and only if a long term Swiss CCS research program is undertaken, that consists of three stages, which are covered sequentially with partial overlap (see Figure 3). The first phase is R&D (research and development), where the research centers and the universities will work through existing and new tools (e.g. the new SCCERs, Swiss Competence Centers for Energy Research) in order to develop the necessary know-how and to help to trigger innovation in cooperation with industry. The second phase is P&D (pilot and demonstration), where technologies are implemented at the pilot scale and demonstrated at a semi-commercial scale; such phase shall be conducted through some forms of PPP (private-public-partnership), in the sense that the financial resources have to come from both the private and the public sector. The third and last phase is that of the deployment, which will of course be lead by the private sector. As shown in Figure 3, a realistic time horizon for the deployment of CCS technologies is not shorter than until fifteen years from now.

The details, timeline and estimated budget of the pilot projects that are part of this program are presented in the second and fourth chapter of this report, whereas chapter three deals with the legal situation as it is now, and with the legal measures that should be taken in order to better regulate the sector addressed by CCS technologies.

To put in a nutshell, we envision a 15-year program to realize two pilots, namely one on integrated power generation and CO₂ capture located at the Alstom Power's Birr site, and another on CO₂ storage, where CO₂ is injected in a suitable geological formation, still to be identified. The overall budget of the whole program is between 100 and 150 million Swiss Francs, to be better specified as we advance in its definition. In the following text CCS pilot

project will refer to both pilots.

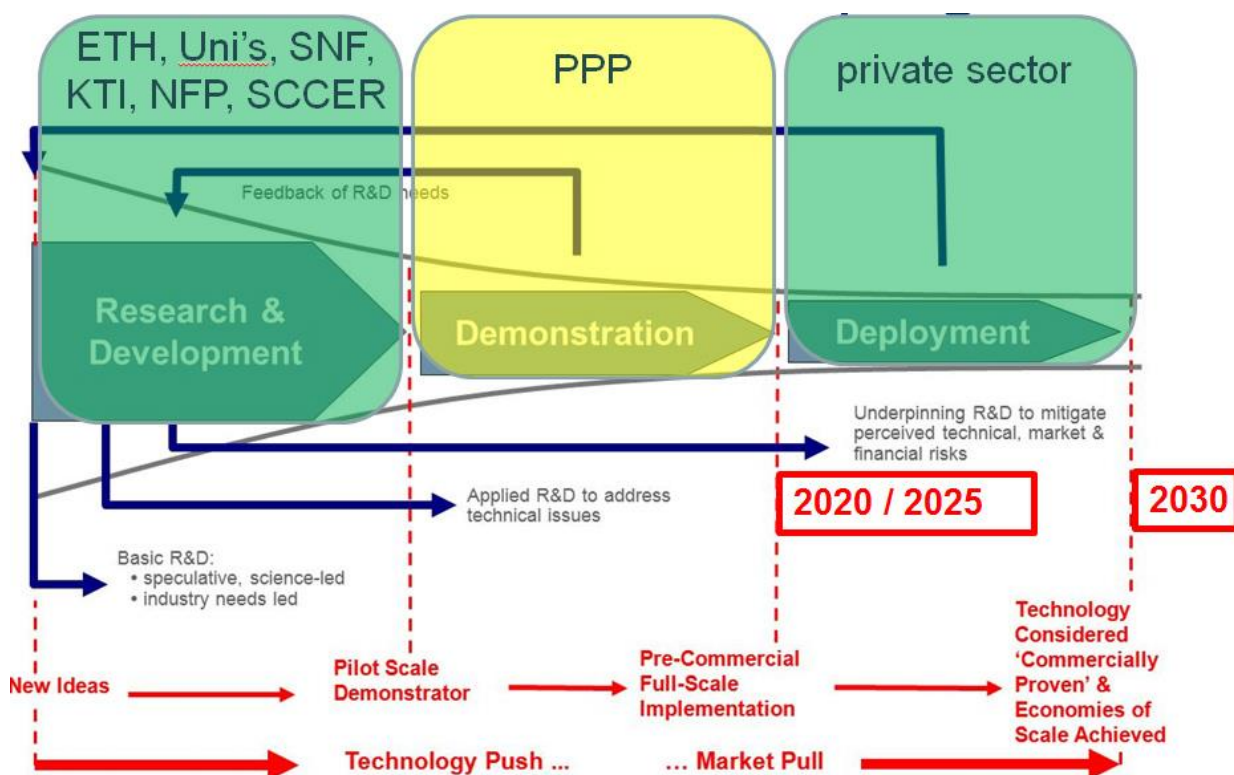


Fig.3: The Swiss CCS research program

4 CCS Pilot Project, the Way Forward

4.1 Requirements

The key features of the CCS pilot project that is envisaged here are that it is long-term (fifteen years), cross-disciplinary, complex and expensive (100 to 150 million Swiss Francs), it involves multiple stakeholders and it is politically charged and potentially controversial. It is also risky in some of its components. If on the one hand developing better know-how might provide competitive advantage to the Swiss industry independently of the deployment of the CSS technologies in Switzerland, investing resources on the CO₂ storage pilot does not guarantee that a viable solution for large scale storage of CO₂ from possible future NGCC power plants will be found.

But the CCS pilot project is necessary in order to make the CCS system of technologies available as a possible element of the future Swiss energy and electricity system. Without the CCS pilot project there will be no CCS in Switzerland in the next decades.

There are three sets of requirements to make the CCS pilot project possible:

1. Political willingness.
2. Industrial commitment.
3. Role of the research community.

These will be described in detail in the following; it should be kept in mind that some of the

points listed below belong to more than one category.

Political willingness

The following actions have to be undertaken by the political world, namely Swiss Government and Parliament:

- Identification of the right institutional level (federal, cantonal, local) at which the CCS pilot project and its two components, i.e. the capture pilot and the storage pilot, have to be dealt with.
- Definition of the responsibility, accountability and liability chain (federal, cantonal, local) that covers the CCS pilot project and of the governance structure compatible with the scope of the project.
- Exploration of and action on the permitting and legislative pathway: based on the existing legislation, identification of the necessary amendments and of the political process to have them in place.
- Definition of procedures, responsibilities and milestones for short-, mid- and long-term political and financial support.
- Definition of a communication strategy and of an action plan.

Industrial commitment

The following decisions have to be made by the private sector, namely the Swiss companies interested in CCS as technology providers or CCS users:

- Location of and responsibility for the CO₂ capture pilot.
- Partners and stakeholders for the CO₂ capture pilot and for the CO₂ storage pilot.
- Budget and funding scheme for the CO₂ capture pilot and for the CO₂ storage pilot.
- Scope and structure of the Private Public Partnership for the CO₂ storage pilot, and establishment of a proper legal entity to run the CO₂ storage pilot.
- Definition of risk mitigation strategies, i.e. to cope with the project uncertainties and with the possibility that later parts of the project have to be canceled due to technical. Economical or political difficulties.

Role of the research community

The Swiss research community is now reacting to the announcement of the special measures that the Government and the Parliament have decided to support Swiss research in the energy sector. Among the initiatives there is the establishment of seven SCCERs (Swiss Competence Centers for Energy Research), one of which will be devoted also to geo-energy (SCCER Supply of Electricity) thus addressing also at least the CO₂ storage part of the CCS Pilot Project.

While the commitment of the research community towards research, both fundamental and applied (R&D), is clear, it is on the contrary not obvious to what extent and with what

responsibility the Swiss CCS research community, in the ETHs, universities, universities of applied sciences and research centers, is willing to take responsibility in the upcoming pilot and demonstration activities (P&D) that are also envisioned in the federal research plans in the field of energy.

Based on these considerations, it is advisable to frame the contribution of the research community to the CCS Pilot Project in the context of other existing initiatives and in coordination with these. Some of the initiatives and issues are listed below:

- SCCER “Supply of Electricity”.
- ECCSEL (European Carbon dioxide Capture and Storage Laboratory Infrastructure), of which ETH Zurich is one of the founding partners.
- Definition of the scope of the involvement of the research community in upcoming P&D projects.
- Actions to engage the ETH Rat, the KTI and the SNF to support the CCS Pilot Project.
- Evaluation of how to establish a proper legal entity to run the CO₂ storage pilot.
- Definition of the governance model for the CCS Pilot Project, particularly for the two pilots on CO₂ capture and on CO₂ storage.

4.2 Next steps

Beside receiving a feedback from BFE and BAFU on the contents of the report, and including the roadmap into the proposal for the SCCER Supply of Electricity, we believe that the next step shall be that of constituting a working group (with two government representatives, two from academia and two from industry). Such task-force shall work based on the roadmap findings to assess the requirements discussed above, to engage decision makers at the proper level and all the stakeholders; this shall be done with a tight timeline.

WP2:

Project Setup Proposal

Dr. Johanna Shell (ETH Zurich)

Dr. André Burdet (Alstom)

Dr. Alba Zappone (ETH Zurich)

1. Table of Contents

1.	Structure.....	2
1.1	Overview.....	2
1.2	Research Clusters	3
2.	Governance and Leadership.....	4
2.1	Steering Committee.....	5
2.2	Research Clusters leadership.....	5
3.	CO ₂ Capture Pilot Project Overview	5
4.	CO ₂ Storage Pilot Project Overview.....	7
4.1	Storage capacity estimates.....	8
4.2	Regional proximity analysis	9
4.3	Information strategy.....	10
5.	Financing.....	11
5.1	Budget magnitude	11
5.2	Funding ratios	12
5.3	Funding sources	12

Figures:

1. Overview of the Swiss CCS Research Program structure.
2. Overview of the governance setup for the Swiss CCS Research Program initiative
3. Possible setup for the CO₂ capture pilot at Alstom test center, Birr (AG).
4. Draft CO₂ capture pilot master time plan.
5. Evaluation of the potential of the Swiss Molasse Basin for geological storage of CO₂ (from Chevalier et al., 2010, modified).
6. Protected and Sensitive Areas superimposed on the Muschelkalk reservoir structure.
7. Draft CO₂ storage pilot master time plan.

Tables:

1. Research clusters with respect to the CCS value chain and the innovation stage.

1. Structure

1.1 Overview

The CCS pilot project (the “Pilot Project”) envisioned for Switzerland is proposed to be part of a broader R&D initiative on the topic of CCS. This broader R&D initiative, so-called the Swiss CCS Research Program initiative (the “Program”) aims at covering all the essential elements of the CCS value chain steps together with the different innovation stages prior to commercialization. The governing structure of the Program comprises two dimensions:

Dimension 1: CCS value chain, with focus on CO₂ capture, CO₂ storage and CO₂ utilization.

Dimension 2: Innovation funnel, with focus on pilot demonstration (i.e. focus on the Pilot Project), but coupled also with fundamental and applied research.

The building blocks of the Program are shown in Fig. 1

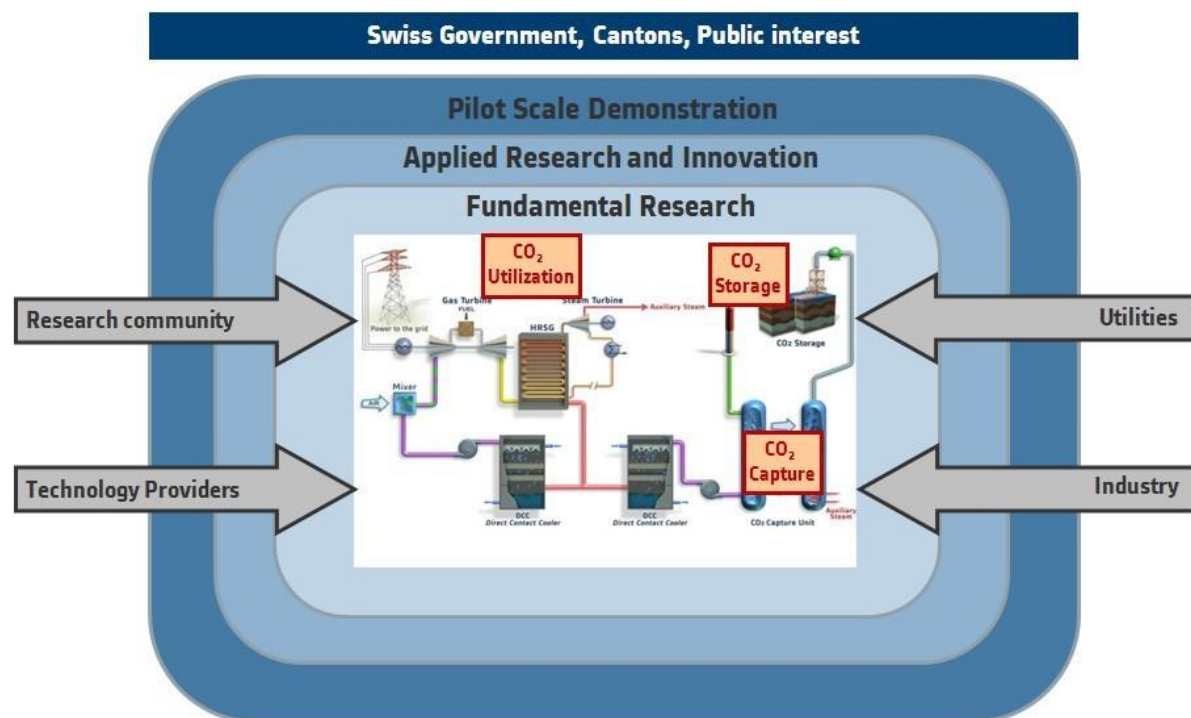


Fig.1: Overview of the Swiss CCS Research Program structure in which the Pilot Project could be embedded. The Program would be structured following two dimensions: (1) CCS value chain steps and (2) Innovation stages. Key stakeholders (government, academia, industry) will be involved differently in each of the steps and stages according to their experience and expertise.

For each sub-block of the Program, a number of different stakeholders capable to bring in the required expertise will be selected and involved into the Program. These stakeholders should come from the Swiss government (e.g. BfE, BAFU), academia (e.g. Swiss Federal Institutes of Technology, PSI, Universities and Fachhochschulen), and industry (e.g. technology providers,

electricity generators/distributors/retailers and industries utilizing fossil-fuels). Federal and Cantonal offices regulating the energy and environmental sectors should also be involved so that any substantial actions and results arising from the Pilot Project as well as from the Research and Development will be overseen timely and adequately by the competent governmental entities (e.g. in light of the new Swiss energy strategy, existing and upcoming environmental policies and regulations, Cantonal laws, etc.).

1.2 Research Clusters

Going one step further from the overall structure aforementioned, the Program should be organized around several distinct and relatively independent “Research Clusters”, as shown in Table 1.

Table 1: Research clusters with respect to the CCS value chain and the innovation stage.

		CO ₂ CAPTURE	CO ₂ STORAGE	CO ₂ UTILIZATION
FUNDAMENTAL RESEARCH		CLUSTER 1A: Advanced CO₂ capture processes	CLUSTER 1C: Enabling CO₂ storage technologies	CLUSTER 3: CO₂ Capture and Utilization
	Financing target: Public: 75% Private: 25%	1A.1 Advanced CO ₂ capture technologies AREA RESEARCH 1 Fundamental and Applied CCS	1C.1 CO ₂ diffusion and adsorption in saline aquifers 1C.2 Induced seismology 1C.3 Sub-surface mechanics and integrity 1C.4 Monitoring technologies	3.1 Renewable energy storage via CO ₂ 3.2 Mineralization AREA RESEARCH 2 Fundamental and Applied CCU
APPLIED RESEARCH		CLUSTER 1B: System optimization for power and industrial applications	CLUSTER 1D: Potential and acceptability of CO₂ on-short storage	
	Financing target: Public: 66% Private: 33%	1B.1 Plant system modelling and techno-economics 1B.2 Advanced Combustion Technologies	1D.1 Public perception and legal aspects 1D.2 Geological analysis and sites characterization	3.3 Small-scale systems testings
VALUE CHAIN PILOT DEMONSTRATION		CLUSTER 2A: CO₂ capture pilot demonstration	CLUSTER 2B: CO₂ storage pilot demonstration	
	Financing target: Public: 60% Private: 40% + In-kind	2A.1 Development and construction of CO ₂ Capture Pilot AREA RESEARCH 3 2A.2 Operation and Validation Pilot Project	2B.1 Development and construction of CO ₂ storage pilot 2B.2 Operation, Validation and Monitoring	

Several factors explain why the Program will be organized in such a decentralized way. First, major actors in the field of CCS recognize the very different technical, legal, financial and commercial aspects in the different steps of the CCS value chain. For instance, CO₂ capture is centred on industrial processes for the power and thermal generation sector, which greatly differs from the CO₂ storage expertise required in the field of reservoir geology, geomechanics, seismicity and monitoring. Secondly, the organization by Research Clusters brings the necessary flexibility to allocate different independent expertise, assign bounded roles and responsibilities, delineate clear milestones and deliverables and obtain dedicated funding for the different themes of the Program while in the meantime keeping a comprehensive overview of the entire initiative. Finally, this organization ensures that the specific risks associated with each of the Research Clusters are confined within their own boundaries. For instance, while the pilot demonstration project on CO₂ storage faces programmatic, legal and technical challenges that define its very essential nature, it should not affect progresses (technical, funding, etc.) made in other R&D areas of the Program like the engineering and testing of the CO₂ capture pilot. Overall, the recommendation is to organize the Program around 7 Research Clusters, themselves pooled into 3 Areas of Research as shown in Table 1:

CLUSTER 1A: Fundamentals of CO₂ capture (e.g. 2nd and 3rd CO₂ capture technologies)

CLUSTER 1B: Applied research for CO₂ capture (e.g. system modelling and advanced combustion)

CLUSTER 1C: Fundamentals of CO₂ storage (Sub-surface phenomena and monitoring technologies)

CLUSTER 1D: Applied Research for CO₂ storage (public perception and site characterizations)

CLUSTER 2A: CO₂ capture pilot

CLUSTER 2B: CO₂ storage pilot

CLUSTER 3: Research on CO₂ utilization (e.g. renewable energy storage, ex-situ mineralization)

The Pilot Project, composed of two pilot demonstrations, namely a CO₂ capture pilot and a CO₂ storage pilot, will be the main emphasis of the Program (c.f. CLUSTER 2A and 2B). The intention of the Program is however to bring support to the pilot demonstration with a continuous stream of fundamental and applied research on topics pertinent to CCS and CCU¹. Here, to cope with the existing research structures established within the ETH domain, it is suggested to tie in the Area of Research 1 and 3 to the relevant Competence Centres. Further definition of the integration of Area of Research 1 and 3 to Competence Centres should be elaborated in the initial phase of the Program.

2. Governance and Leadership

The governance of the Program will be organized into two layers as depicted in Fig.2.

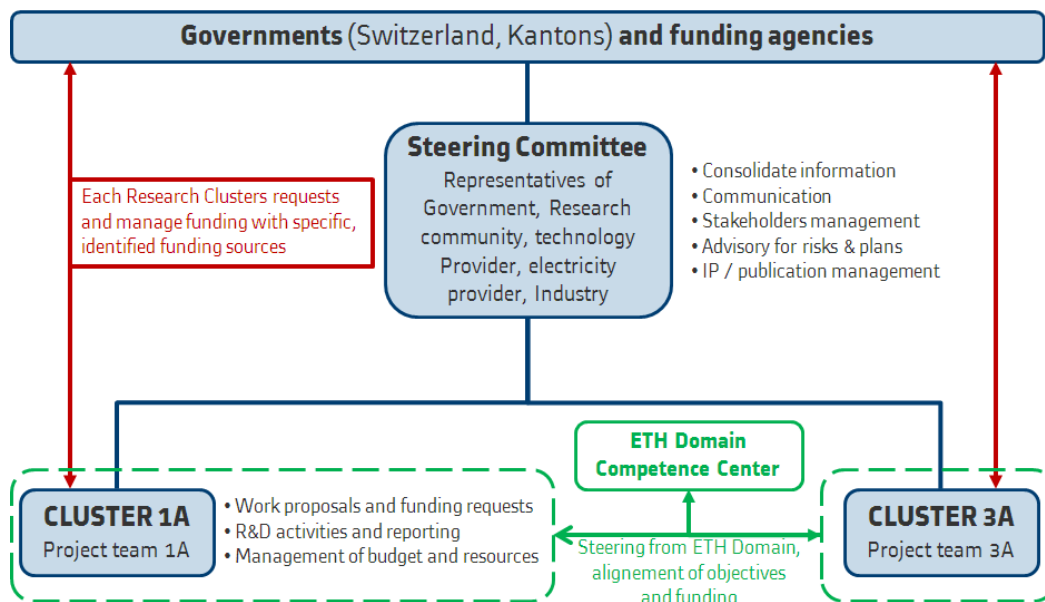


Fig. 2: Overview of the governance setup for the Swiss CCS Research Program initiative.

¹ CO₂ Capture and Utilization
WP2-Project setup proposal

2.1 Steering Committee

It is recommended having a Steering Committee (“SteCo”) at the overall Program level, which will oversee the different activities. It should be composed of senior representatives from the different organizations participating in the Program, i.e. from government, academia and industry. Key tasks of the SteCo would be to act at the Program level (whenever deemed necessary):

- Consolidation of Program advancement (central reporting, databases, etc.)
- Management of stakeholders, information sharing and external relations
- Advise Research Clusters on management of cross-cutting issues
- Advise Research Clusters on key directions/changes during course of the Program
- Resolve IP and publication issues

2.2 Research Clusters leadership

Each Research Cluster should have an associated leader, who should be nominated based on her/his recognized state-of-the-art expertise in the respective field. Leaders’ organization can either come from the industry (e.g. Pilot Projects in Area of Research 2) or from the academia (e.g. fundamental and applied Research Clusters in Areas of Research 1 and 3). An important point in question here concerns the nomination of the leader’s organization for the CO₂ storage pilot with respect to its acceptance level for liabilities. This question shall be treated and resolved during the initial phase of the Program.

A principle of the Program setup is to provide each Research Cluster with a large degree of autonomy to set objectives, work and resource planning and funding structure as far as it is compatible with the overall mission and vision of the Program. As such, each funding proposal, prior to submission to funding parties, should preferably be submitted first to the SteCo for information and, if deemed necessary, for obtaining an opinion. Once the funding is obtained for a Research Cluster, the cluster leader and co-participants perform their work according to the work plan, resource allocation and budget agreed with the funding agency. They also report periodically to the SteCo and participate in Program meetings.

3. CO₂ Capture Pilot Project Overview

The CO₂ capture pilot will aim at upscaling and validating “Best Available Technologies” (BAT) for the capture of CO₂ out of Combined Cycle Power Plants (CCPP), and also at how to spin-off these BAT for industrial application (e.g. capture of CO₂ in cement and waste incineration plants). It is essential that BAT selected for pilot demonstrations are 2nd generation technologies that have not yet been tested at pilot-plant level anywhere in the world and that their development is to some extent utilizing Swiss academic and industrial competencies. Nevertheless, their potential to reduce costs and improve performance of CO₂ capture in gas-fired power plants should have already been demonstrated at the laboratory stage. Based on these considerations, key technologies primarily considered for the CO₂ capture pilot are:

- Flue Gas Recirculation (FGR) for gas turbines
- Advanced application of CO₂ capture by a tailored Chilled Ammonia Process design (CAP+)

These technologies have been shown to decrease Cost of Electricity (CoE) of a Combined Cycle Power Plant (CCPP) operated with CCS when compared to approaches that do not use FGR and that are based on conventional CO₂ capture technologies². Also, FGR brings extra benefits when installed into CCPP without CCS, such as opportunities for ultra-high cycle efficiency with low NO_x emission.

The targeted gas turbine power capacity to install the CO₂ capture pilot shall be around 50 MWe. This is a typical size for an industrial gas turbine, which can be to a large extent operationally representative of medium and large gas turbines used in CCPP arrangements as well as for industrial applications. There are only a few possible sites within Switzerland for such applications. One is Alstom's gas turbine test centre located in Birr (AG). The test centre has an Alstom gas turbine rated at 56 MWe at baseload conditions and that is dedicated for pilot testing. Also the test centre has all necessary utilities (fuel, steam, water, waste management, access to rail transportation, etc.) and space available to host the complete FGR/CAP+ pilot. Figure 3 gives an overview of the CO₂ capture pilot that could potentially be installed at this test centre.

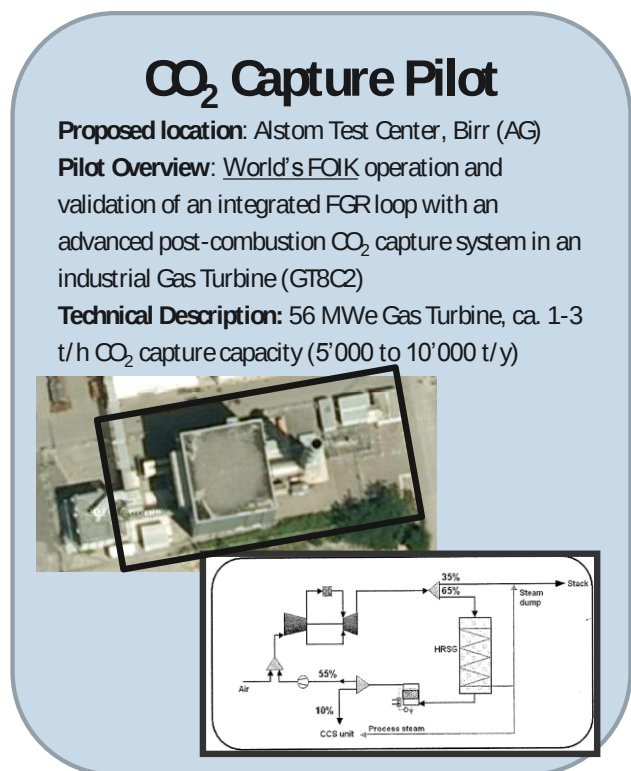


Fig. 3: Possible setup for the CO₂ capture pilot at Alstom test center, Birr (AG).

The key tasks for the CO₂ capture pilot are:

- Permitting
- Engineering of new parts, such as FGR and CAP+, and balance of plant components
- Procurement and installation of the CO₂ capture pilot parts into the existing gas turbine test center
- Commissioning of the CO₂ capture pilot

² See IEA report « CO₂ capture at gas-fired power plants » published in August 2012. See also Alstom paper published at Powergen Europe, Milano, June 7-9, 2011

- Operation and validation, CO₂ supply agreement for CO₂ storage pilot

An overall timeline for the CO₂ capture pilot is given in Fig. 4.

	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5	Year 6-10
CO₂ CAPTURE FGR System	Feasibility and permitting					
		Engineering and permitting				
Install FGR system in existing Gas Turbine			Construction and Commissioning			
				Operation and Analysis	Test center operation for CAP+	
CO₂ CAPTURE CAP +		Feasibility and permitting				
			Engineering and permitting			
Install CAP+ in existing Gas Turbine				Construction and Commissioning		
					Operation and Analysis	CO ₂ supply arrangement

Fig. 4: Preliminary CO₂ capture pilot master time plan (subject to modifications)

The two main risk mitigation strategies proposed for the CO₂ capture pilot are first to decouple work plans into Go / No Go phases and second to stagger the development and construction of the FGR system from the CAP+ pilot. The Go / No Go phases will enable the funding parties and the SteCo to review work results before advancing to a subsequent project phase requiring substantial funding (e.g. when moving from engineering to construction phase). The work plan for the FGR system pilot is also conceived upfront of the one for the CAP+ pilot: the financing and partnership required for these two sub-systems do not have the same needs and access for funding³. Starting the development and installation of the CAP+ pilot subsequently to the FGR system is however feasible and would allow a controlled, stepwise progression towards the demonstration of a First-Of-Its-Kind (FOIK) system for low-cost, high efficiency⁴ CO₂ capture for gas-fired power plants. The feasibility of such an approach is principally based on the assumption that the CAP+ pilot will be designed following a modular approach, enabling off-site mounting. The modular approach would also offer the possibility to move and use the CAP+ pilot in other sites of interest in Switzerland and elsewhere once the primary testing at the gas turbine test centre is completed.

4. CO₂ Storage Pilot Project Overview

The CO₂ storage pilot will aim to provide specific geological knowledge for the later planning and realization of a final and economic CCS storage site.

The chapter developed by WP4 ("Road Map to CO₂ injection test in Switzerland") describes the motivations and objectives of a pilot test, and presents in detail all the steps that need to be taken in order to select, develop and monitor a test injection site.

The main objectives of the CCS pilot project are:

- Assess if the Swiss subsurface has adequate geological formations with the necessary injection and storage potential for CCS sites.

³ For instance, the FGR system is also a new technology for low-NO_x high efficient CCPP regardless of CCS application. As such, the FGR system pilot can therefore be covered by funds not necessarily targeting the upscaling of CCS technologies

⁴ When compared to existing pre-commercial 1st generation technologies

- Provide data to assess and model a full scale CCS project (upscaling).
- Provide data to assess the geomechanical response of the reservoir/seal to specific operational injection parameters.
- Provide the key parameters to develop an induced seismicity risk assessment.

Depleted oil and/or gas fields are generally used as onshore sequestration sites because, among many evident advantages they are proven structures to trap oil and/or gas over geologically relevant times. Unfortunately, no such structures have been proven so far in Switzerland and therefore large-scale storage of CO₂ would have to be preceded by a phase of exploration, or the long-term trapping capacity of open structures would have to be evaluated. The issues of demonstrating and ensuring the safety of CO₂ injection and long-term storage in Switzerland are central to the storage pilot project.

4.1 Storage capacity estimates

For the subsurface of northern Switzerland, a preliminary site screening and estimation of theoretical storage capacities has been conducted by the Chevallier et al. (2010) based uniquely on geological characteristics of the potential target formations. The spatial variations of selected geological properties relevant to CO₂ storage, such as depth to sealed aquifer, geothermal gradient, hydrogeology, exploration maturity, seismicity, fault systems, structural traps, stress regime, have been used to define areas of storage potential according to a numerical scale between 0 (negligible potential) and 1 (excellent potential), and transformed into a color scale for display on maps (Fig. 5, Chevalier et al., 2010).

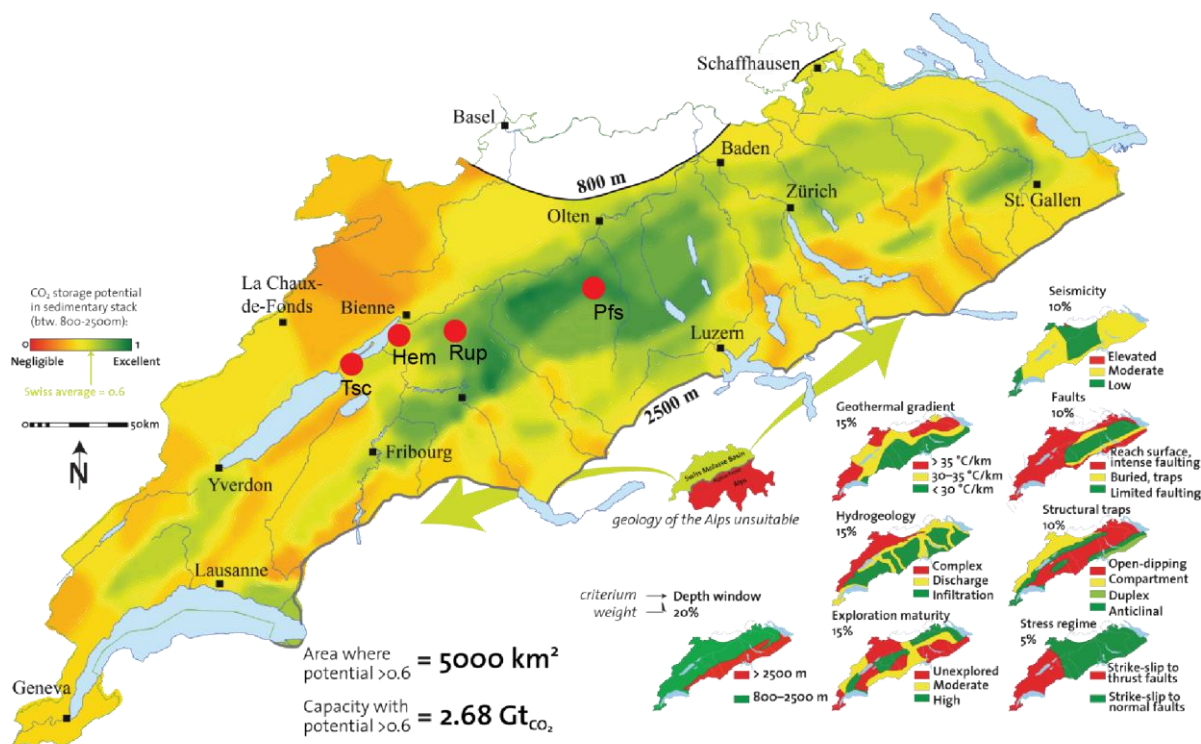


Fig. 5: Evaluation of the potential of the Swiss Molasse Basin and adjacent Jura for geological storage of CO₂. Colors show the potential of the entire sedimentary stack below each point in the map. The small maps show spatial variations of selected geological properties relevant to CO₂ storage (from

Chevalier et al., 2010, modified) Red circles locate the wells: Hem= Hermigen; Rup= Ruppoldsried; Tsc=Tschugg; Pfs=Pfaffnau South.

A calculation of prospective storage resources has been conducted in areas with storage potential above the threshold of 0.6. Key parameters for the calculation were volumes of reservoir formations, mean interconnected porosity, density of CO₂ at reservoir conditions, and an efficiency factor based on international best practise standards. The results of these first potential resource estimates (see values in Fig. 5) are considered positive enough to justify further steps towards site selection for a pilot injection project..

Several potential reservoir formations have been identified within the Molasse Basin, the most promising according to current data being the Muschelkalk, owing to its regional extent and favourable nominal porosity and permeability (details in WP4).

Even if structures that can trap a buoyant fluid have not yet been proven, numerous domes have been explored with seismic and wells for other purposes in areas that are within the region of highest storage potential (e.g. Hermrigen, Ruppoldsried, Tschugg, Pfaffnau-South).

Synergies with other underground exploitation projects and the partial usage of existing wells (or of the exploration data connected with them) have to be explored in detail.

4.2 Regional proximity analysis

An analysis of Regional Site Data to determine any potential regional or sub-regional proximity issues was developed the site screening stage.

Three potential site features that could have an impact on the suitability of a region have been considered:

- Protected and sensitive areas
- Population centers,
- Existing resource development

While the presence of any of these features does not constitute a technical reason to eliminate a site, their presence could require additional analyses, contingencies, project delays and increased project costs.

Protected and Sensitive habitats, such as fens and wetlands in the list of the Ramsar Convention (see the web pages of the Information Service Biodiversity Switzerland, www.sib.admin.ch), other protected habitats (Emerald Network; biosphere reserves) protected landscapes or historical areas, have been considered.

Nuclear installations and potential areas for deep geological repositories have been considered sensitive areas and mapped as potential areas of conflict of usage.

The issue of water resources protection has also been taken into account.

Fig. 6 shows the interaction between sensitive areas and the geographical extension of the Muschelkalk formation between 800 and 2500 m depth.

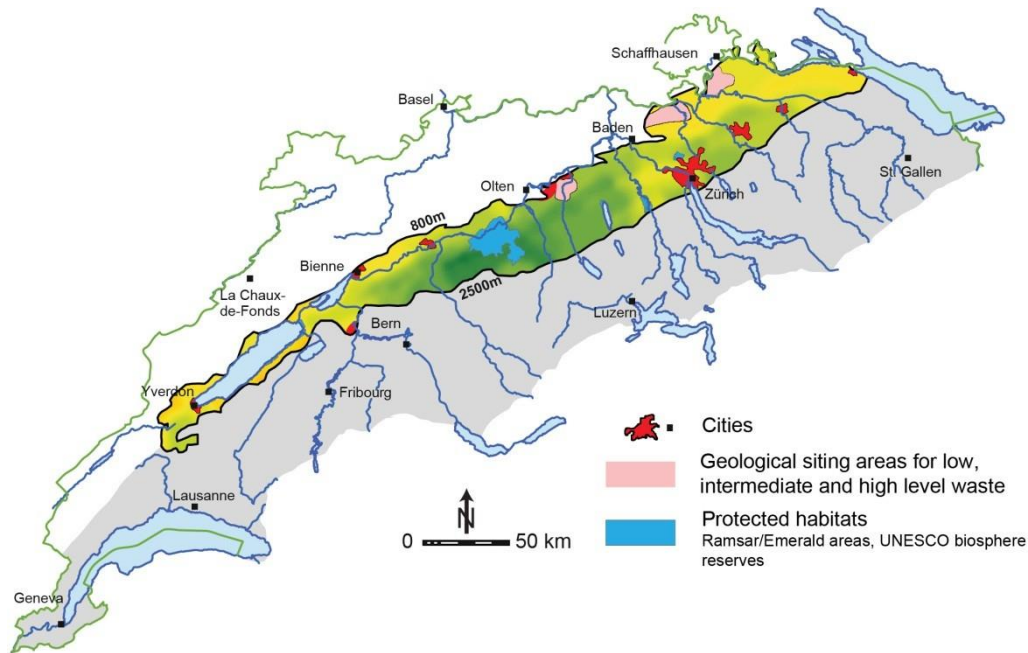


Fig. 6: Protected and Sensitive Areas superimposed on the Muschelkalk reservoir with potential for CO₂ storage, here taken as an example (potential scale legend as in figure 5).

4.3 Information strategy

The 2009 Public Outreach and Education Best Practices Manual published by the RCSP Initiative highlights the imperative of integrating outreach into overall project planning and management starting at the early stage of site screening. The objective is to open lines of communication and develop an understanding with the communities being considered as potential locations for CO₂ storage.

Initial groundwork for this task was undertaken within the CARMA project. Wallquist (2011) analysed the perception of the general public towards CCS in Switzerland. Empirical studies identified what information and presentation format helps the public make informed decisions about CCS. A parallel evaluation of the potential perceived benefits and risks from CCS for the community revealed a "not-in-my-backyard" (NIMBY) effect; however, when the CO₂ originated from a biogas fired power plant, the NIMBY effect seemed to disappear among respondents. This preliminary social acceptance characterization has to be expanded during the exploration phases.

The key tasks for the CO₂ storage pilot are:

- Develop and apply from the very early stages an adequate information strategy with knowledge transfer to the public, policy makers and licensing authorities
- Ensure and demonstrate the safety of CO₂ injection and long-term storage processes;
- Permitting;
- Monitoring (reservoir, micro-seismicity, environmental), before, during and after the injection activities
- Seismic exploration
- Drilling and installation operations

- Injection operations
- Decommissioning

Details of the task are developed in Chapter WP4 and illustrated in a timeline in Fig. 4 of the same chapter. An overall timeline for the CO₂ capture storage is given in Fig. 7.

	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4-5	Year 6-7	Year 7-post
	PHASE 1	PHASE 2	PHASE 3	PHASE 4	PHASE 5	PHASE 6
Co2 storage Explore and drill pilot well in Switzerland (CO2 Transported by Truk)	Test site design Risk Dialogue					
		Risk Dialogue Permitting				
			Seismic exploration			
				Site aquisition Drilling Permit		
					Drilling and Installation Operations	
						Injection & Monitoring

Fig.7: Draft CO₂ storage pilot master time plan.

5. Financing

Information contained in this section is indicative only. No representation or warranty is given or should be relied on that it is complete or correct or will apply to any particular project. It is provided without liability and is subject to change without notice.

5.1 Budget magnitude

Assuming a full blown Program covering the entire CCS value chain and innovation stages prior to commercialization (e.g. in particular all needs to build and operate a permanent CO₂ storage pilot), the gross budget magnitude is estimated to be of the order of 120 MCHF distributed over 10+ years. Since Research Clusters have not been formed yet, a detailed, bottom-up description of this budget cannot be given at the moment. The evaluation of the budget magnitude is based on preliminary assessments and discussions between the participants of this feasibility study from a top-down perspective: expert estimations have been carried out based on each participant experience in their respective field. The budget can be segmented as a function of the Innovation Stages as follows:

Fundamental research: 14 MCHF (5 MCHF for CO₂ capture, 6 MCHF for CO₂ storage, 3 MCHF for CO₂ utilization)

Applied research: 16 MCHF (4 MCHF for CO₂ capture, 8 MCHF for CO₂ storage, 4 MCHF for CO₂ utilization)

Pilot demonstration: 90 MCHF (45 MCHF for CO₂ capture, 45 MCHF for CO₂ storage)

It is recommended here that during the initial phase of the Program, alternative scenarios should be developed to balance Program objectives, technical and non-technical risks and opportunities and financial conditions and seek the most appropriate Program scope, objectives and financing needs.

5.2 Funding ratios

The financing of each Research Cluster should be organized by the Clusters themselves and would very likely use different funding parties. For each Research Cluster, the funding should be split between public and private sources with different ratios as a function of the innovation stage. Indicative public/private funding ratios are given in the following, but are subject to change as a function of funding specifics of each Research Cluster:

Fundamental research: 80/20

Applied research: 50/50

Pilot demonstration: 40/60

5.3 Funding sources

Several funding sources from both the public and private sectors should be captured independently from each Research Clusters (but in agreement and coordination with the SteCo and Competence Centres of the ETH Domain for the Research Clusters linked to them). From the public sector, Swiss funds should first be considered. It is however recognized that the CO₂ storage pilot planned for this Program should demonstrate its uniqueness and added-value at the European level. In turns, this should trigger the possibility of co-funding by European public agencies in light, for instance, of the European Research Framework for 2020 (e.g. Horizon 2020). Regarding private funds, Swiss-based firms should be involved and possibly contribute financially to some of the research Clusters of interest to them (in-kind and/or cash contribution). In summary, the funding sources should likely revolve around the following:

Fundamental Research: e.g. SNF, ETH Domain, Private funding

Applied research: e.g. KTI, BfE, BAFU, ETH Domain, Private funding

Pilot demonstration: e.g. European funds (e.g. Horizon 2020), BfE, Private funding

Roadmap for a CCS pilot project in Switzerland

WP 3: Legal and regulatory aspects

Auftraggeber: **ETH, BAFU, BFE**

Bericht: **Ecosens AG**

Grindelstrasse 5 / CH - 8304 Wallisellen / T: +41 (0)44 839 47 77

F: +41 (0)44 839 47 70 / ecosens@ecosens.ch / www.ecosens.ch

Bearbeiter: Curdin Conrad, Dr. Hans U. Liniger

Erstellt: Entwurf vom 6. März 2013

INHALTSVERZEICHNIS

1	AUSGANGSLAGE UND ZIELSETZUNG	3
1.1	Allgemeines	3
1.2	Scope Pilotprojekt	3
2	REGELUNG IM AUSLÄNDISCHEN RECHT	4
2.1	Regelung in der EU	4
2.2	Regelung in Deutschland	7
3	TRANSPORT VON CO₂ AUF STRASSE UND SCHIENE - REGELUNG IM SCHWEIZERISCHEN RECHT	8
4	LAGERUNG VON CO₂ - REGELUNG IM SCHWEIZERISCHEN RECHT	9
4.1	Bergrecht	9
4.1.1	Allgemeines	9
4.1.2	Regelung Kanton Luzern	10
4.1.3	Regelung im Kanton Aargau	11
4.1.4	Regelung Kanton Bern	12
4.1.5	Regelung Kanton Solothurn	13
4.2	Raumplanungsrecht	14
4.2.1	Allgemeines	14
4.2.2	Bewilligungsverfahren, Planungspflicht	14
4.3	Allgemeines Umweltrecht	15
4.3.1	Sinn und Zweck des Umweltrechts	15
4.3.2	Gefahrenpotential der CCS-Technik für Mensch und Umwelt	16
4.3.3	Abfallrecht	17
4.3.4	Umweltverträglichkeitsprüfung	18
4.3.5	Störfallverordnung	19
4.3.6	Gewässerschutzgesetzgebung	20
4.4	Sicherstellung, Verantwortlichkeit und Haftung	21
4.5	Pilotprojekt: Zusammenfassung der Verfahren und Massnahmen nach Umwelt- und Raumplanungsrecht	23
5	RECHTSPOLITISCHER HANDLUNGSBEDARF	24

1 AUSGANGSLAGE UND ZIELSETZUNG

1.1 Allgemeines

Der vorliegende Bericht baut auf den ausführlichen Ausführungen des Berichtes zu den rechtlichen Aspekten im Zusammenhang CO₂-Abscheidung und -Speicherung von Prof. Dr. iur. Alexander Ruch vom 2. Oktober 2012¹ auf. Um Wiederholungen zu vermeiden, wird deshalb grundsätzlich auf das Gutachten Ruch verwiesen.

In einem ersten Teil des Berichts wird im Sinne eines summarischen Rechtsvergleiches untersucht, wie die Lagerung von CO₂ im tiefen Untergrund auf der Ebene der EU und in Deutschland rechtlich geregelt ist.

In einem zweiten Schritt werden vorab kurz die rechtlichen Aspekte für den Transport von CO₂ ausgeleuchtet. Anschliessend werden die verfahrens- und materiellrechtlichen Anforderungen an die Lagerung von CO₂ im tiefen Untergrund untersucht. Im Rahmen der Untersuchungen werden dabei die bestehenden rechtlich relevanten Bestimmungen in den Kantonen und auf Bundesebene berücksichtigt. Die Recherche auf kantonaler Ebene beschränkt sich dabei auf diejenigen Kantone, welche aufgrund ihrer geologischen Verhältnisse im Untergrund als mögliche Standorte für die Lager von CO₂ in Frage kommen. Dazu gehören die Kantone Aargau, Bern, Luzern und Solothurn.

Abschliessend werden basierend auf den Untersuchungen in den ersten beiden Schritten allfällige Regelungslücken und daraus resultierend auch ein künftiger Regelungsbedarf im Zusammenhang mit der Lagerung von CO₂ im tiefen Untergrund, im Sinne eines summarischen Überblickes, aufgezeigt.

1.2 Scope Pilotprojekt

Gegenstand des vorliegenden Berichtes ist die konkrete Prüfung der rechtlichen Anforderungen an die Verwirklichung eines sog. Pilotprojektes zur Lagerung von CO₂. Darunter wird ein Vorhaben verstanden, bei welchem verschiedene zentrale Fragen der Technik, des Verhaltens von CO₂, Verfüllung und

¹ Prof. Dr. iur. Alexander Ruch, CO₂-Abscheidung und –Speicherung (Carbon Dioxide Capture and Storage, CCS), Rechtliche Aspekte, Report prepared for Carma, 2. Oktober 2012 (nachfolgend Gutachten Ruch).

Wirtgestein, der Wirtschaftlichkeit, der Akzeptanz usw. abgeklärt werden, bevor die „CO₂-Sequestrierung“ in der Schweiz allgemein eingeführt wird.

Im Rahmen des Pilotprojektes sollen in einer Tiefe 1'000 bis 2'500 Metern verteilt auf einen Zeitraum von ca. 5 – 7 Jahren ca. 50'000 Tonnen CO₂ abgelagert werden.

Bei der Prüfung der rechtlichen Anforderungen an die Verwirklichung des Pilotprojektes ist überdies zu berücksichtigen, dass die Möglichkeit besteht das abgelagerte CO₂ bzw. ein Teil davon wieder zurückzugewinnen. Zum heutigen Zeitpunkt kann nicht gesagt werden, welche Mengen zurück gewonnen werden könnten.

Wie bereits im Gutachten Ruch² festgehalten, bedeutet das Fehlen spezifischer Regelungen für Carbon Dioxide Capture and Storage (CCS) - insbesondere bezüglich der Ablagerung von CO₂ - nicht, dass ein Pilotprojekt deswegen unzulässig wäre. Vielmehr haben die Behörden geltendes Recht anzuwenden. Ob ein Pilotprojekt bewilligt werden kann, ergibt sich u.a. aus der Prüfung der eingegebenen Gesuchsunterlagen.

2 REGELUNG IM AUSLÄNDISCHEN RECHT

2.1 Regelung in der EU

Die Richtlinie über die geologische Speicherung von Kohlendioxid³ regelt den gesetzlichen Rahmen für die CO₂-Abscheidung, den Transport und insbesondere die Ablagerung im Untergrund. Damit besteht auf der Ebene der EU ein rechtlicher Rahmen für diese Technologie. Die Richtlinie sieht vor, dass Unternehmen, die CO₂ z.B. in tiefen geologischen Formationen ablagern wollen, umfangreiche Sicherheitsvorkehrungen treffen müssen und den zuständigen Behörden nachweisen müssen, dass die CO₂-Ablagerung sicher und umweltverträglich stattfindet. Für jede dauerhafte Ablagerung von CO₂ ist eine Genehmigung erforderlich.

Im Einzelnen enthält die Richtlinie folgende Elemente:

² Gutachten Ruch, S. 24.

³ 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

- Speichersicherheit (Art. 4 und 13 RL): Eine CO₂-Ablagerungsstätte wird nur dann genehmigt, wenn die Behörde nach Analyse aller geologischen Untersuchungen davon überzeugt ist, dass aus der Lagerstätte dauerhaft kein CO₂ austritt (keine Leckagen). Die Richtlinie macht zudem Vorgaben zur Überwachung der Speicher. Dies soll gewährleisten, dass Leckagen oder Schädigungen von Umwelt, Menschen oder andere Nutzungen frühzeitig entdeckt werden.
- Inspektionen (Art. 15 RL): Routinemässige Inspektionen der zuständigen Behörde sind mindestens einmal jährlich durchzuführen. Die zuständige Behörde darf alle ablagerungsrelevanten Daten des Betreibers einsehen und zu beliebiger Zeit nicht-routinemässige Inspektionen vornehmen. Nach jeder Inspektion ist von der zuständigen Behörde ein Bericht zu verfassen, der innerhalb von 2 Monaten der Öffentlichkeit zugänglich gemacht werden soll (Art. 15).
- Korrekturmassnahmen (Art. 16 RL): Sollten dennoch „erhebliche Unregelmässigkeiten“ oder Leckagen auftreten, müssen umgehend Korrekturmassnahmen ergriffen werden. Unter bestimmten Voraussetzungen kann die Behörde dem Betreiber die Speichergenehmigung entziehen. „Erheblich“ sind Unregelmässigkeiten, wenn sie das Risiko einer Leckage oder das Risiko der Schädigung der Umwelt oder der menschlichen Gesundheit beinhalten. Betreiber und Behörde sind somit einer dauerhaft hohen Speichersicherheit verpflichtet.
- Schliessung des Speichers (Art. 17 RL): Nach Abschluss der CO₂-Verpressung bleibt der Betreiber verantwortlich für Instandhaltung des Speichers, Monitoring, Kontrolle, Berichterstattung und etwaige Korrekturmassnahmen. Der Betreiber muss mit der Behörde einen so genannten Verschlussplan abstimmen.
- Übertragung der Verantwortung auf den Staat (Art. 18 RL): Nach Ablauf einer Frist von mindestens 20 Jahren und nachdem die Speicherstätte verschlossen und die Injektionsanlagen entfernt wurden, kann das Unternehmen beantragen, dass der jeweilige Staat die Verantwortung für die CO₂-Lagerstätte übernimmt. Voraussetzung dafür ist, dass alle verfügbaren Indizien darauf hinweisen, dass das abgelagerte CO₂ vollständig und dauerhaft im Untergrund zurückgehalten wird.
- Finanzielle Sicherheit (Art. 19 RL): Die Betreiber müssen vor Erteilung einer Speichergenehmigung eine „finanzielle Sicherheit“ schaffen. Diese muss ausreichend bemessen sein, um alle Verpflichtungen der CCS-

Richtlinie und der Emissionshandelsrichtlinie⁴ bis zu einer möglichen Verantwortungsübertragung an die zuständige Behörde erfüllen zu können. Nach der Verantwortungsübertragung soll dem Betreiber die finanzielle Sicherheit zurückgegeben werden. Damit wird sichergestellt, dass selbst wenn der Betreiber zahlungsunfähig wird, die Allgemeinheit nicht mit Kosten belastet wird.

- Haftungsfonds (Art. 20 und Anhang I RL): Der Betreiber muss auch die Kosten, die nach einer Verantwortungsübertragung bei der zuständigen Behörde anfallen, übernehmen. Dies geschieht über einen künftig einzurichtenden „finanziellen Mechanismus“. Nach vollzogener Verantwortungsübertragung kann die Überwachung auf ein Mass reduziert werden, das ausreichend ist, um Leckagen oder Umweltrisiken aufzuspüren. Sollten Leckagen oder signifikante Unregelmässigkeiten festgestellt werden, soll das Monitoring zur Schadensbewertung und Evaluierung möglicher Gegenmassnahmen intensiviert werden.
- Haftung (Erwägungsgründe, Nr. 30): Der Geltungsbereich der Umwelthaftungsrichtlinie wird auf den Betrieb von CO₂-Speicherstätten ausgedehnt. Damit sind mögliche Umweltschäden an Grundwasser, Boden und Vegetation für 30 Jahre nach Schadensverursachung abgedeckt. Die Haftung für Klimaschäden infolge von Leckagen ist geregelt durch die Einbeziehung von Speicherstätten in die Richtlinie 2003/87/EG, wonach für entwichene Emissionen Zertifikate abgegeben werden müssen.
- Flächenvorratshaltung⁵: Die Betreiber von neu zu bauenden Kraftwerken mit mehr als 300 MW elektrischer Kapazität haben zu prüfen, ob geeignete CO₂-Speicherkapazitäten verfügbar sind sowie ob Abscheide- und Transportmöglichkeiten technisch und ökonomisch realisierbar sind. Sofern dies gegeben ist, müssen die Betreiber ausreichend grosse Flächen für eine mögliche Nachrüstung von CO₂-Abscheideanlagen vorhalten.

⁴ Der wichtigste langfristige Anreiz für die Abscheidung und Speicherung von CO₂ besteht darin, dass keine Zertifikate für Kohlendioxidemissionen, die dauerhaft gespeichert oder vermieden werden, abgegeben werden müssen. (vgl. Erwägungsgrund Nr. 20 der Richtlinie 2009/29/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG zwecks Verbesserung und Ausweitung des Gemeinschaftssystems für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten).

⁵ Vgl. Art. 36 der Richtlinie 2010/75/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 24. November 2010 über Industrieemissionen (integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung).

2.2 Regelung in Deutschland

In Deutschland ist der Einsatz von CCS seit dem 24. August 2012 durch das Kohlendioxid-Speicherungsgesetz (KSpG)⁶ gesetzlich geregelt. Deutschland hat damit auch die EU-Richtlinie 2009/31/EG in nationales Recht umgesetzt.

CCS ist in Deutschland grundsätzlich umstritten. Da sich auch die CCS-Technologie bezüglich der Wirtschaftlichkeit und der technischen Machbarkeit in der Erprobungsphase befindet, hat sich Deutschland dafür entschieden zunächst die gesetzliche Regelung auf die Erforschung, Erprobung und Demonstration von Technologien zur dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid in unterirdischen Gesteinsschichten zu beschränken (vgl. §1 KSpG).

Das Gesetz enthält eine Höchstspeichermenge für Deutschland von vier Millionen Tonnen CO₂ pro Jahr insgesamt und 1,3 Millionen Tonnen pro Jahr pro Speicher sowie eine Länderklausel, die einzelnen Bundesländern die Option zum generellen Verbot der CO₂-Speicherung auf ihrem Territorium ermöglichen soll.

Damit wurde die Voraussetzung dafür geschaffen, dass auch in Deutschland Modellprojekte zur Erprobung der CCS-Technologie durch die EU gefördert werden können.

Während Erkundungsmassnahmen für mögliche CO₂ Speicher und Forschungsspeicher bislang nach dem Bundesberggesetz ("BBergG") genehmigt wurden, hat der Gesetzgeber mit dem CCS Gesetz nunmehr ein eigenständiges Rechtsregime bzgl. der Erprobung und Anwendung der CCS Technologie geschaffen. Sämtliche Verfahrensphasen der CCS Technologie (Abscheidung, Transport von CO₂ mittels Pipelines und die dauerhafte Speicherung von CO₂ in unterirdischen Speichern) werden vom KSpG erfasst. Die Abscheidung von CO₂ wird durch das KSpG dem Immissionsschutzrecht unterstellt. Mit der Einführung des KSpG wurde die Liste der UVP-pflichtigen Vorhaben erweitert (vgl. Anlage 1 Ziff. 1.10 und 15 des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung). Zu dem wurde das Abfallrecht geändert. Gemäss § 2 Abs. 2 Ziff. 15 des Kreislaufwirtschaftsgesetzes (KrWG)⁷ ist das KrWG nicht anwendbar auf Kohlendioxid, das für den Zweck der dauerhaften Speicherung abgeschieden, transportiert und in Kohlendioxidspeichern gespeichert wird, oder das in Forschungsspeichern gespeichert wird.

⁶ Gesetz zur Demonstration und Anwendung von Technologien zur Abscheidung, zum Transport und zur dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid vom 17. August 2012 (Kohlendioxid-Speicherungsgesetz, KSpG).

⁷ Gesetz zur Förderung der Kreislaufwirtschaft und Sicherung der umweltverträglichen Bewirtschaftung von Abfällen.

Hinsichtlich der Verantwortungsübertragung auf den Staat enthält das KSpG in § 31 eine ausführliche Regelung. Demnach kann der Betreiber frühestens nach Ablauf von 40 Jahren nach dem Abschluss der Stilllegung des Kohlendioxidspeichers bei der zuständigen Behörde verlangen, dass die Pflichten, die sich für ihn aus der Nachsorge⁸, aus der Erfüllung gesetzlicher Schadensersatzansprüche, aus dem Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz und aus dem Umweltschadensgesetz ergeben, auf das Land, das die zuständige Behörde eingerichtet hat, übertragen werden. Die zuständige Behörde hat die Übertragung der Verantwortung vorzunehmen, wenn nach dem Stand von Wissenschaft und Technik die Langzeitsicherheit des Kohlendioxidspeichers gegeben ist und der Betreiber einen Nachsorgebeitrag geleistet hat (§ 31 Abs. 2 KSpG).

3 TRANSPORT VON CO₂ AUF STRASSE UND SCHIENE - REGELUNG IM SCHWEIZERISCHEN RECHT

Für das zur Diskussion stehende Pilotprojekt wird davon ausgegangen, dass nur der Transport mittels Fahrzeugen auf der Strasse oder auf der Schiene in Frage kommt.

Wie bereits im Gutachten Ruch⁹ festgehalten, unterliegt der Transport gefährlicher Güter einer nationalen und einer internationalen Ordnung. Massgebend sind die jeweiligen Verordnungen (SDR¹⁰ für den Transport auf der Strasse, RSD¹¹ für den Transport auf der Schiene) und das ADR¹² für den Strassentransport bzw. das RID¹³ für den Schienentransport.

CO₂ ist im ADR/RID mit der UN-Nummer 1013 der Gefahrenklasse 2, Gefahrengrad (Code) 2A («erstickend») zugeordnet. Der Transport von CO₂ auf Strasse und Schiene unterliegt damit den Regeln für die Gefahrguttransporte.

⁸ Gemäss § 18 ist der Betreiber nach Abschluss der Stilllegung des Kohlendioxidspeichers verpflichtet insbesondere nach Massgabe des Stilllegungs- und Nachsorgekonzepts, auf seine Kosten Vorsorge gegen Leckagen und Beeinträchtigungen von Mensch und Umwelt zu treffen.

⁹ Gutachten Ruch, S. 13.

¹⁰ Verordnung vom 29. November 2002 über die Beförderung gefährlicher Güter auf der Strasse (SDR).

¹¹ Verordnung vom 31. Oktober 2012 über die Beförderung gefährlicher Güter mit Eisenbahnen und Seilbahnen (RSD).

¹² Europäisches Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf der Strasse (ADR).

¹³ Ordnung für die internationale Eisenbahnbeförderung gefährlicher Güter (RID).

Die massgeblichen Bestimmungen enthalten dabei insbesondere Anforderungen an die Konstruktion der Gebinde, die Ausrüstung der Fahrzeuge, das Be- und Entladen von Gefahrgütern, die Kennzeichnung und die Ausbildung der Fahrer.

4 LAGERUNG VON CO₂ - REGELUNG IM SCHWEIZERISCHEN RECHT

4.1 Bergrecht

4.1.1 Allgemeines

Für die Speicherung von CO₂ kommen geologische Formationen in grossen Tiefen von mehr als 800 Meter in Frage. Derartige geologische Formationen im Untergrund können grundsätzlich nicht nur für die Lagerung von Kohlendioxid genutzt werden, sondern beispielsweise auch für Geothermieprojekte, als Druckluft und Gasspeicher, zur Wärme- und Kältespeicherung, oder zur Rohstoffgewinnung. Somit ist auch bei der Speicherung von CO₂ mit Nutzungskonkurrenzen zu rechnen, zumal bei einer Verpressung von CO₂ in saline Aquifere flächenmässig grosse Areale des Untergrundes in Anspruch genommen werden.

Auf Bundesebene fehlt bisher weitgehend eine Regelung der Ressourcen- und Raumnutzung im Untergrund. Mit Bestimmungen im Schweizerischen Zivilgesetzbuch vom 10. Dezember 1907 (ZGB; SR 210) werden lediglich der Umfang des Grundeigentums (Art. 667), die Verfügung über herrenlose und öffentliche Sachen (Art. 664) und die Befugnis der Kantone in öffentlich-rechtlichen Angelegenheiten umschrieben¹⁴. Es sind deshalb die Kantone, welche für widersprüchliche Interessen zwischen den privatrechtlichen Ansprüchen der Grundeigentümerinnen und Grundeigentümer und dem Anspruch des Staates auf die herrenlosen und öffentlichen Sachen eine Lösung finden müssen. Die entsprechenden rechtlichen Grundlagen sind denn auch von Kanton zu Kanton unterschiedlich¹⁵.

¹⁴ Hinsichtlich der Kompetenzordnung zwischen Bund und Kantonen kann auf die ausführlichen Ausführungen im Gutachten Ruch (S. 4ff und S. 22) verwiesen werden.

¹⁵ Vgl. z.B. die Botschaft des Regierungsrates des Kantons Luzern an den Kantonsrat, zum Entwurf eines Gesetzes über die Gewinnung von Bodenschätzen und die Nutzung des Untergrunds, 18. Dez. 2012, S. 5.

4.1.2 Regelung Kanton Luzern

Das derzeit geltende kantonale Recht regelt die Nutzung des Untergrunds nur so weit, als es um die Ausbeutung von Bodenschätzen geht. Für andere Nutzungen, insbesondere der Erdwärme, fehlt eine gesetzliche Regelung. Um diese Lücke zu füllen, wird derzeit das Gesetz betreffend das Berg-Regal vom 6. März 1918 einer Totalrevision unterzogen.

Gemäss dem Entwurf des Gesetzes über die Gewinnung von Bodenschätzen und die Nutzung des Untergrunds wird dabei der Gegenstand des bisherigen Gesetzes betreffend das Berg-Regal auf die Nutzung des Untergrunds ausgedehnt. Der Gesetzesentwurf regelt deshalb neben der Gewinnung von abschliessend aufgezählten Bodenschätzen generell die Nutzung des Untergrunds (§§ 1 Abs. 1 und 2 Abs. 1 Entwurf). Somit ist davon auszugehen, dass auch die Lagerung von CO₂ im tiefen Untergrund unter den Geltungsbereich dieses Gesetzes fällt¹⁶.

Um mit der bundesrechtlichen Regelung des Eigentums an Grund und Boden (Art. 667 Abs. 1 ZGB) nicht in Konflikt zu kommen, umfasst der dem kantonalen öffentlichen Recht unterstehende Teil des Untergrunds nur jenen Bereich des Erdinnern, der sich ausserhalb des nach Privatrecht geschützten Eigentumsbereichs befindet (§ 2 Abs. 2 Entwurf). Diese Grenze wird nicht weiter definiert und dürfte im Einzelfall auf der Basis der geltenden Bundesgerichtspraxis zu beurteilen sein.

Mit der Ausdehnung des kantonalen Regalrechts auf den Untergrund wird die Verfügung darüber wie bei den Bodenschätzen als staatliches Monopol dem Kanton vorbehalten. Dieser kann das mit dem Verfügungsrecht verbundene Nutzungsrecht selber ausüben oder Dritten übertragen (§ 3 Entwurf). Allerdings kann sich der Kanton an Vorhaben Dritter zur Nutzung des Untergrunds beteiligen oder solche unterstützen (§ 6 Entwurf).

§ 4 des Entwurfs unterscheidet einerseits zwischen Vorbereitungsmassnahmen und andererseits der eigentlichen der Nutzung des Untergrunds. Bei Vorbereitungsmassnahmen nach Absatz 1 handelt es sich um Tätigkeiten, die im Hinblick auf eine spätere Nutzung des Untergrunds vorgenommen werden. Darunter fallen beispielsweise seismische Abklärungen zur Erkundung der Beschaffenheit des Untergrunds. Wer Vorbereitungsmassnahmen trifft, bedarf einer Bewilligung. Da Vorbereitungsmassnahmen Sachbereiche (wie Umweltschutz, Natur- und Heimatschutz, Gewässerschutz, Wassernutzung, Raumplanung) betreffen können, die zum Aufgabenbereich des Bau-, Umwelt-

¹⁶ Der Botschaft des Regierungsrates des Kantons Luzern (a.a.O., S. 23), ist den auch zu entnehmen, dass der Untergrund neben der Geothermie u.a. auch durch die Sequestrierung (Einlagerung) von CO₂ genutzt werden könne.

und Wirtschaftsdepartements gehören, ist davon auszugehen, dass dieses Departement die zuständige Bewilligungsbehörde ist.

Die Verleihung des Rechts auf die eigentliche Nutzung des Untergrunds erfolgt durch die Erteilung einer Konzession (Abs. 2). Diese kann für ein bestimmtes Gebiet und einen bestimmten Zeitraum nur einmal erteilt werden und beinhaltet sog. wohlerworbene Rechte, die unter dem Schutz der Eigentumsgarantie stehen. Die Erteilung der Konzession fällt in die Zuständigkeit des Regierungsrats (§ 10 Abs. 1 Entwurf). Auf die Erteilung einer Konzession besteht kein Rechtsanspruch; sie steht damit grundsätzlich im Ermessen des Regierungsrats. Die Einzelheiten in Bezug auf das Verfahren sind in § 11 des Entwurfes geregelt. Demnach ist das Gesuch dem Bau-, Umwelt- und Wirtschaftsdepartement einzureichen. Das Konzessionsverfahren ist mit den übrigen Verfahren, namentlich dem Baubewilligungsverfahren, zu koordinieren. Das Konzessionsgesuch wird während 30 Tagen zur Einsicht aufgelegt, wobei anlässlich der öffentlichen Bekanntmachung der Auflage auf die Einsprachemöglichkeit während der Auflagefrist hingewiesen wird. Die betroffenen Gemeinden können im Rahmen ihrer Stellungnahme zum Konzessionsgesuch (vgl. § 11 Abs. 3 Entwurf) ihre Anliegen einbringen, denen im Konzessionsentscheid Rechnung getragen werden kann.

Gemäss § 12 des Gesetzesentwurfs wird mit der Konzession für die Gewinnung von Bodenschätzen und die Nutzung des Untergrunds zugleich über alle weiteren in der gleichen Sache erforderlichen Bewilligungen und Verfügungen kantonaler Behörden entschieden. Somit soll hier der konzentrierte Konzessionsentscheid des Regierungsrates auch alle Bewilligungen und Verfügungen kommunaler Behörden – also insbesondere auch die Baubewilligung – enthalten.

4.1.3 Regelung im Kanton Aargau

Im Kanton Aargau wurde an der Abstimmung vom 23. September 2012 die Änderung von § 55 der Verfassung des Kantons Aargau (KV) betreffend die Nutzung des tiefen Untergrunds angenommen. Damit wurde das Regalrecht der „Gewinnung von Bodenschätzen“ um die Nutzung des tiefen Untergrunds ergänzt¹⁷. Zusammen mit dieser Ergänzung hat der Grosse Rat am 19. Juni 2012 das Gesetz über die Nutzung des tiefen Untergrunds und die Gewinnung von Bodenschätzen (GNB) verabschiedet. Dieses Gesetz wurde bis zum heutigen Zeitpunkt noch nicht in Kraft gesetzt. Die nachfolgenden Ausführungen beziehen sich deshalb auf die Fassung des GNB, welche der Webseite des Kantons Aargau zu entnehmen ist¹⁸.

¹⁷ Vgl. § 55 Abs. 1 lit. g der Verfassung des Kantons Aargau.

¹⁸ <<https://www.ag.ch/php/vernehmlassungen/index.php?controller=Download&DokId=1192&Format=pdf>> (abgerufen am 18. Februar 2013).

Diese Fassung entspricht in den wesentlichen Punkten dem entsprechenden Gesetzesentwurf im Kanton Luzern. Das GNB sieht wie im Kanton Luzern im Grundsatz vor, dass der Untergrund ausserhalb des durch das Privatrecht geschützten Eigentums dem öffentlichen Recht untersteht und dem Kanton als staatliches Monopol vorbehalten bleibt.

Gemäss § 2 GNB wird den auch unter Nutzung des tiefen Untergrunds Nutzungen in der Erdtiefe ausserhalb des gemäss Privatrecht geschützten Eigentums verstanden. Wo die Grenze zwischen privatem und öffentlichem Grund genau liegt, ist im konkreten Einzelfall zu beurteilen. Gemäss Botschaft des Regierungsrats des Kantons Aargau an den Grossen Rat vom 15. Juni 2011 kann unter Nutzung in absehbarer Zukunft auch die Sequestrierung von CO₂ fallen, da die geologischen Formationen im Kanton Aargau dazu geeignet sein können. Somit ist davon auszugehen, dass auch die Lagerung von CO₂ im tiefen Untergrund unter den Geltungsbereich dieses Gesetzes fällt.

Auch das GNB unterscheidet wie das entsprechende Gesetz im Kanton Luzern zwischen Erkundungsmassnahmen (Vorbereitungsmassnahmen), welche bewilligungspflichtig sind und der eigentlichen der Nutzung des Untergrunds, für welche eine Konzession erforderlich ist.

In § 8 Abs. 5 des Entwurfs wird zudem daraufhingewiesen, dass Nutzungen mit erheblichen räumlichen Auswirkungen gemäss Raumplanungsgesetzgebung des Bundes im kantonalen Richtplan festgesetzt werden müssen.

4.1.4 Regelung Kanton Bern

Im Kanton Bern regelt das Bergregalgesetz vom 18. Juni 2003 (BRG) die Ausbeutung mineralischer Rohstoffe und Nutzung der Erdwärme aus tiefen Erdschichten (mehr als 500 m Tiefe).

Anders als die die vorstehend aufgeführten Gesetzesentwürfe in den Kantonen Aargau und Luzern (vgl. lit. b und c vorstehend) erfasst das BRG nicht die Nutzung des tiefen Untergrundes als Ganzes sondern nur die Ausbeutung mineralischer Rohstoffe und die Nutzung der Erdwärme aus tiefen Erdschichten. Somit wird die Lagerung CO₂ im tiefen Untergrund nicht vom Bergregalgesetz erfasst, zumal keine Wärme aus Grundwasservorkommen gewonnen wird. Aufgrund der Nähe des Geltungsbereichs des BRG zu CCS sowie mangels anderweitiger gesetzlicher Grundlagen ist jedoch davon auszugehen, dass dessen Bestimmungen auch auf die Lagerung von CO₂ Anwendung finden werden. Ob dies im konkreten Einzelfall zutrifft, ist jedoch mit den zuständigen Behörden des Kantons abzuklären.

Vor diesem Hintergrund ist davon auszugehen, dass die eigentliche Lagerung von CO₂ auch im Kanton Bern der Konzessionspflicht untersteht (Art. 4 BRG). Vorbereitungsmassnahmen nach Art. 4 BRG sind ebenfalls bewilligungspflichtig. An dieser Stelle ist jedoch Art. 4 Abs. 3 BRG zu erwähnen,

wonach derjenige keine Bewilligung oder Konzession benötigt, wer mineralische Rohstoffe abbaut oder aufsucht, ohne sie wirtschaftlich zu nutzen. In Analogie dazu könnte man in Bezug auf das Pilotprojekt ebenfalls argumentieren, dass dieses lediglich wissenschaftlichen Zwecken dient und deshalb keine Konzession notwendig ist.

Was das Verfahren betrifft verweist das BRG in Art. 5 auf das Koordinationsgesetz des Kantons Bern vom 21. März 1994 (KoG). Gemäss Art. 5 Abs. 2 ist Leitverfahren das nach Umweltschutzgesetzgebung massgebliche Verfahren, wenn für die Verwirklichung des Vorhabens eine Umweltverträglichkeitsprüfung durchzuführen ist. Gemäss Art. 5 Abs. 3 ist das Konzessionsverfahren das Leitverfahren, wenn keine Umweltverträglichkeitsprüfung durchgeführt werden muss, sofern der Hauptzweck des Vorhabens die Erteilung der Konzession bedingt.

Auf Grund dieser diffusen Rechtslage ist eine Abklärung der erforderlichen Bewilligungen bzw. Konzessionen und Verfahren bei den zuständigen Behörden unerlässlich.

4.1.5 Regelung Kanton Solothurn

Der Kanton Solothurn hat anders als die Kantone Aargau und Luzern bis heute keine Regelung zur Nutzung des tiefen Untergrundes eingeführt.

Die Kantonsverfassung (KV; BGS 111.1) und das kantonale Gesetz über die Einführung des Schweizerischen Zivilgesetzbuches (EG ZGB; BGS 211.1) regeln lediglich sehr generell die Nutzung von Regalien wie Salz, Jagd, Fischerei und Bergbau sowie im Speziellen den bergmännischen Abbau von Mineralien und Fossilien sowie die Nutzung von mineralhaltigen Quellen. Bezüglich der Nutzung des Grundwassers ist die eidgenössische und kantonale Gewässerschutzgesetzgebung massgebend.

Darüber hinaus bestehen im Kanton Solothurn keine Regale für die Erdwärme (Tiefengeothermie) oder die Nutzung des tiefen Untergrunds als Raum (z.B. CO₂-Sequestrierung, Erdgasspeicherung). Das Nutzungsrecht dieser nicht definierten Regalien steht momentan dem Grundeigentümer zu¹⁹.

Der Regierungsrat hat mit Regierungsratsbeschluss vom 22. Mai 2012 (RRB Nr. 2012/1025) das Amt für Umwelt zwecks Schliessung dieser Gesetzeslücke sowie im Zusammenhang mit der Förderung der Tiefengeothermie mit der Ausarbeitung einer Botschaft und eines Gesetzesentwurfs für die Nutzung des tiefen Untergrundes und die Gewinnung von Bodenschätzen beauftragt. Durch gesetzliche Definition eines neuen Regals („Nutzung tiefer Untergrund“) und

¹⁹ Im Regierungsratsbeschluss vom 22. Mai (RRB Nr. 2012/1025) wird dies explizit festgehalten.

Ausweitung der Definition des bestehenden Regals „Bergbau“ (auf z.B. „Bodenschätze und Rohstoffe“) sollen die heute lückenhaften gesetzlichen Grundlagen ergänzt und die Bewilligungs- und Konzessionsverfahren geregelt werden.

Die Vorbereitung der notwendigen gesetzlichen Grundlagen soll durch ein Projektteam des Amtes für Umwelt, unter der Leitung von Martin Brehmer, Leiter Abt. Boden, und unter Beizug des Rechtsdienstes Bau- und Justizdepartement erfolgen. Gemäss Regierungsratsbeschluss sollen die Botschaft und der Gesetzesentwurf nach Möglichkeit bis Ende 2012 vorliegen. Im Zeitpunkt der Berichtserstellung war jedoch auf der Webseite des Kantons kein entsprechender Gesetzesentwurf aufgeschaltet.

4.2 Raumplanungsrecht

4.2.1 Allgemeines

Hinsichtlich der Grundsätze zum schweizerischen Raumplanungsrecht kann zunächst auf die Ausführung im Gutachten Ruch verwiesen werden. Dabei sind jedoch in Bezug auf das Pilotprojekt folgenden Ergänzungen bzw. Präzisierungen anzubringen:

Die Raumplanung beschäftigt sich mit dem Lebensraum für Menschen, Tiere und Pflanzen. Unter Raum wird gemäss geltender Gesetzgebung in erster Linie die Erdoberfläche (Bauland, Nichtbauland, Gewässer, Wald) bzw. der oberflächennahe Bereich verstanden. Da sich das Raumplanungsgesetz (RPG) auf die Oberfläche bzw. der oberflächennahe Bereich beschränkt, beschränkt sich auch die Pflicht zur Richt- und Nutzungsplan auf oberirdische raumrelevante Auswirkungen²⁰. Eine eigentliche Regelung hinsichtlich der Planungspflicht für den Bereich des tiefen Untergrundes ist weder dem eidgenössischen Raumplanungsrecht noch den kantonalen Raumplanungs- und Baugesetzen zu entnehmen²¹.

4.2.2 Bewilligungsverfahren, Planungspflicht

Das Pilotprojekt zur Lagerung von CO₂ bedarf einer Baubewilligung gemäss Art. 22 Abs. 1 RPG, für den Fall, dass das Projekt an einem Standort verwirklicht werden kann, für den bereits die erforderliche Zone besteht. Ist dies nicht der Fall, so bedarf das Projekt entweder einer Ausnahmegewilligung nach Art. 24

²⁰ Vgl. Botschaft des Regierungsrats des Kantons Aargau an den Grossen Rat vom 15. Juni 2011, S. 26.

²¹ Im Rahmen der 2. Etappe der Revision des RPG wird jedoch eine Aufnahme des Untergrundes in die Planungsgrundsätze (Art. 3 RPG) diskutiert.

RPG (Bauten ausserhalb der Bauzonen) oder aber es muss ein der Nutzung entsprechende Zone geschaffen werden.²²

Letztendlich wird in Absprache mit der zuständigen Behörde im betroffenen Kanton zu prüfen sein, ob der Kanton in dem das Pilotprojekt durchgeführt werden soll, das Vorhaben der Planungspflicht unterstellt oder ob er es gemäss Art. 24 RPG bewilligt. Für den Fall, dass das ein Eintrag im kantonalen Richtplan und / oder eine Nutzungsplanung erforderlich wäre, ist von einer erheblich längeren Verfahrensdauer bis hin zur Verwirklichung des Pilotprojektes auszugehen.

4.3 Allgemeines Umweltrecht

4.3.1 Sinn und Zweck des Umweltrechts

Das Umweltschutzrecht bezweckt den Schutz des Menschen und seiner natürlichen Umwelt vor schädlichen oder lästigen Einwirkungen (Art. 74 der Bundesverfassung und Art. 1 des Umweltschutzgesetzes, USG). Mit dem Begriff „Umwelt“ werden Tiere und Pflanzen – für sich und als Lebensgemeinschaften – umfasst.

Vorliegend stellt sich die Frage, ob bzw. in welchem Umfang ein Pilotprojekt zur Lagerung von CO₂ zu schädlichen oder lästigen Einwirkungen auf den Menschen und seine natürliche Umwelt führen kann.

In den nachfolgenden Ausführungen²³ wird zunächst das Gefahrenpotential für den Mensch und seine natürlichen Umwelt resultierend aus der Lagerung von CO₂ kurz skizziert. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die aufgeführten möglichen Auswirkungen auf die Umwelt in der Wissenschaft diskutiert werden und noch keinen wirklichen Konsens darüber besteht.

Anschliessend werden die einzelnen im Zusammenhang mit der Lagerung von CO₂ relevanten Umweltrechtsbereiche untersucht²⁴.

²² Vgl. dazu die ausführlichen Ausführungen im Gutachten Ruch S. 24ff.

²³ Vgl. Ziff. 4.3.2 nachstehend.

²⁴ Vgl. Ziff. 4.3.3 – Ziff. 4.3.6 nachstehend.

4.3.2 Gefahrenpotential der CCS-Technik für Mensch und Umwelt

- **Exposition des Menschen:**

Kohlendioxid ist nach GHS-Verordnung²⁵ als nicht giftig eingestuft. CO₂ ist in geringer Konzentration wie es sich unter normalen Umständen in der Umgebungs- bzw. Atemluft befindet, nicht gesundheitsschädlich. Erst ab einer Atemluftkonzentration von 2% über einen längeren Zeitraum kann CO₂ auf die Gesundheit beeinträchtigend wirken. Im Falle von Leckagen und Wiederaustritten von CO₂ aus dem jeweiligen Anlagenbereich ist es denkbar, dass in näherer Umgebung zu den Anlagen stark erhöhte CO₂-Konzentrationen auftreten. Dies insbesondere da CO₂ eine grössere Dichte als Luft hat und sich daher in Senken oder Kellerräumen sammeln und dort Sauerstoff verdrängen kann. Mögliche Folgen bei längerer Exposition des Menschen sind Atemnot und im Extremfall den Erstickungstod²⁶.

- **Wirkungen auf die Umwelt:**

Im Falle von Leckagen des Speichers sind auch Wirkungen auf die Umwelt möglich. Leckagen erhöhten die Konzentrationen des CO₂ in der Bodenluft und können so die Wurzelatmung der Pflanzen unterbinden sowie zu deren Absterben führen. Austretendes CO₂ senkt nicht nur den pH-Wert des Grund-, Kapillar- und Sickerwassers, sondern kann auch geochemische Prozesse und Reaktionen auslösen (z.B. Freisetzung von Calcium aus Kalkstein; Mobilisierung von Schwermetallen; Bodenversauerung)²⁷. Die Folgen sind toxische Wirkungen auf Bodenorganismen und Pflanzen, deren Auftreten jedoch eher lokal und kleinräumig zu erwarten ist. Massgebend für den Umfang der Wirkungen auf die Umwelt sind dabei auch Verunreinigungen oder Beimischungen des CO₂.

Das Verpressen selbst führt zu Veränderungen des Grundwasserchemismus und kann auch negative Wirkungen auf Grundwasser haben. Infolge der Injektion des CO₂ ändern sich die Druckverhältnisse im Untergrund, wobei Formationsgewässer aus dem Speicher verdrängt werden und die über dem Speicherhorizont liegenden Grundwasserstockwerke negativ beeinflussen

²⁵ Verordnung (EG) Nr. 1272/2008 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 16. Dezember 2008 über die Einstufung, Kennzeichnung und Verpackung von Stoffen und Gemischen, zur Änderung und Aufhebung der Richtlinien 67/548/EWG und 1999/45/EG und zur Änderung der Verordnung (EG) Nr. 1907/2006.

²⁶ CCS – Rahmenbedingungen des Umweltschutzes für eine sich entwickelnde Technik, Umweltbundesamt Deutschland, Mai 2009.

²⁷ CCS – Rahmenbedingungen des Umweltschutzes für eine sich entwickelnde Technik, Umweltbundesamt Deutschland, Mai 2009.

können. Insbesondere bei einer Speicherung des CO₂ in salinen Aquiferen würden sehr grosse Mengen salziger Grundwässer verdrängt und könnten in Süsswasser führende Grundwasserschichten eindringen. Unter ungünstigen Bedingungen können die salzigen Grundwässer bis an die Erdoberfläche gelangen und dort zu Schäden (Versalzungen) von Böden und Oberflächengewässern führen.

Zudem trägt das Anbohren der Speicherhorizonte und die Injektion des CO₂ die Gefahr in sich, seismische Ereignisse auszulösen, die – z.B. wegen Bildung von Rissen – das Leckagerisiko unabhängig von den vorherigen gesteintechnischen und tektonischen Gegebenheiten erhöhen.

4.3.3 Abfallrecht

a. Allgemeines

Wie im Gutachten Ruch²⁸ festgehalten ist das abgeschiedene CO₂, sofern es in Behältnissen oder anderweitig körperlich abgrenzbar vorliegt, unabhängig vom Aggregatzustand als Abfall gemäss Art. 7 Abs. 6 USG zu qualifizieren.

Die massgeblichen Bestimmungen, welche die Entsorgung von Abfällen regeln sind dem USG und der technischen Verordnung über Abfälle (TVA) zu entnehmen. Wie im Gutachten Ruch²⁹ festgehalten, enthalten diese Bestimmungen keine Regelungen zur Entsorgung von CO₂. Insbesondere dürfte es kaum zweckmässig sein die Lagerung von CO₂ dem allgemeinen Deponierecht zu unterstellen. Dies zum einen deshalb, weil CO₂ keinem der drei Deponietypen zugeordnet werden kann und zum anderen weil hinsichtlich der Lagerung von CO₂ andere Anforderungen an die Kontrolle, Überwachung und Nachsorgeverfahren (etc.) gestellt werden müssen als bei den gesetzlich geregelt Deponietypen. Dies hat umso mehr zu gelten, wenn das abgelagerte CO₂ im Rahmen des Pilotprojektes nachträglich wieder zurück gewonnen werden soll³⁰. Somit ist das Abfallrecht nicht geeignet die Lagerung von CO₂ zu regeln.

Diese Einschätzung wird beispielsweise auch dadurch bestätigt, dass in Deutschland das Kohlendioxid-Speicherungsgesetz (KSpG) als *lex specialis* den abfallrechtlichen Regelungen vorgeht³¹. Das KSpG regelt die abfallrechtlichen Fragestellungen im Zusammenhang mit der Lagerung von CO₂ abschliessend.

²⁸ Gutachten Ruch, S. 15.

²⁹ Gutachten Ruch, S. 18 ff.

³⁰ Für den Fall, dass das CO₂ zurück gewonnen wird, ist zu prüfen wie dieser Vorgang aus rechtlicher Sicht (Abfallrecht, CO₂- Gesetzgebung, etc.) zu beurteilen ist.

³¹ Gemäss § 2 Abs. 2 Ziff. 15 des Kreislaufwirtschaftsgesetzes (KrWG) ist das KrWG nicht anwendbar auf Kohlendioxid, das für den Zweck der dauerhaften Speicherung abgeschieden,

Nach dem Gesagten ist davon auszugehen, dass für das Pilotprojekt zur Lagerung von CO₂ eine abfallrechtliche Betriebs- und Deponiebewilligung im Sinne von Art. 21 TVA nicht sinnhaft ist. Jedoch gilt es auch dies in Absprache mit den zuständigen Behörden des betroffenen Kantons zu verifizieren.

4.3.4 Umweltverträglichkeitsprüfung

Den vorstehenden Ausführungen³² ist zu entnehmen, dass die Lagerung von CO₂ zu Beeinträchtigungen von Leben und Gesundheit von Menschen und Tieren sowie der Fauna führen kann. Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, ob für das Pilotprojekt zur Lagerung von CO₂ eine Umweltverträglichkeitsprüfung erforderlich ist.

Die massgeblichen Bestimmungen bezüglich der Umweltverträglichkeitsprüfung sind dem USG und der Verordnung über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPV) zu entnehmen. Gemäss Art. 10a Abs. 2 USG sind diejenigen Anlagen der Umweltverträglichkeitsprüfung unterstellt, welche Umweltbereiche erheblich belasten können. Gemäss Abs. 3 dieser Bestimmung bezeichnet der Bundesrat dabei die Anlagentypen, die der Umweltverträglichkeitsprüfung unterstehen. Dies hat er im Anhang zur UVPV gemacht. Der Anhang listet die UVPV-pflichtigen Anlagen abschliessend auf³³. Wie im Gutachten Ruch³⁴ festgehalten, wird die Lagerung von CO₂ darin nicht aufgelistet. Somit besteht für das Pilotprojekt keine Pflicht zur Erstellung eines Umweltverträglichkeitsberichtes.

Zu erwähnen ist jedoch Art. 4 UVPV wonach auch auf Anlagen, die nicht der UVP-Pflicht unterliegen, alle Vorschriften über den Schutz der Umwelt zur Anwendung kommen, jedoch ohne dass ein eigentlicher Umweltverträglichkeitsbericht erstellt wird. Dabei können insbesondere für Neuanlagen, wie im vorliegenden Fall, mit nicht leicht überblickbaren Umweltauswirkungen Sachverhaltsabklärungen notwendig sein, welche gesamthaft einer Umweltverträglichkeitsabklärung nahekommen.

transportiert und in Kohlendioxidspeichern gespeichert wird, oder das in Forschungsspeichern gespeichert wird.

³² Vgl. Ziff. 4.3.2 vorstehend.

³³ Rausch/Keller, Kommentar zum USG, Art. 9, N 32.

³⁴ Gutachten Ruch, S. 26.

Für den Fall, dass zu einem späteren Zeitpunkt die Umsetzung „kommerzieller“ Projekte geplant ist, müsste der Bundesrat den Anhang der UVPV entsprechend ergänzen. Dies deshalb, weil bei derartigen Projekten im Vergleich zum vorliegend zur Diskussion stehenden Pilotprojekt erhebliche grössere Mengen an CO₂ abgelagert werden und diese somit zu einer grösseren Belastung der Umwelt führen können. Demgegenüber ist nicht davon auszugehen, dass der Anhang der UVPV lediglich im Hinblick auf die Verwirklichung eines Pilotprojektes ergänzt werden wird.

4.3.5 Störfallverordnung

Der Schutz vor störfallbedingten Umwelteinwirkungen, d.h. vor unplanmässigen Emissionen von Schadstoffen, ist in Art. 10 USG (Katastrophenschutz) geregelt. Gemäss Abs. 1 dieser Bestimmung hat der Betreiber von Anlagen, welche bei ausserordentlichen Ereignissen den Menschen oder seine natürliche Umwelt schwer schädigen können, die zum Schutz der Bevölkerung und der Umwelt notwendigen Massnahmen zu treffen. Gestützt auf diese Bestimmung sowie auf Art. 26 und 47 des Gewässerschutzgesetzes (GSchG) wurde die Störfallverordnung (StFV) erlassen.

Die Störfallverordnung (StFV) bezweckt den Schutz der Bevölkerung und der Umwelt vor schweren Schädigungen durch Störfälle, die beim Betrieb von Anlagen entstehen können. Unter Anlagen sind u.a. Betriebe zu verstehen, in denen erhebliche chemische oder biologische Gefahrenpotenziale vorhanden sind. Die Verordnung zielt dabei nur auf Schäden ab, welche durch menschliche Einwirkung auf die Umwelt verursacht werden³⁵. Nicht unter den Geltungsbereich der Störfallgesetzgebung fallen demnach Naturgefahren (Lawinen, Erdbeben, etc.).

Gemäss Art. 1 Abs. 1 StFV unterliegt ein Betrieb der Störfallverordnung (StFV, SR 814.012), wenn auf dessen Areal die Mengenschwelle eines Stoffes, einer Zubereitung oder eines Sonderabfalls überschritten wird³⁶. Das BAFU hat eine Liste mit den Mengenschwellen von Stoffen und Zubereitungen erarbeitet (Vollzugshilfe BAFU, 2006). In dieser Liste ist Kohlendioxid unter der CAS-Nr. 124-38-9 als nicht „störfallrelevanter“ Stoff ohne Mengenschwelle aufgelistet.

Es ist möglich, dass im Rahmen der Vorbereitungsarbeiten (Bohrung, etc.) auch andere Stoffe oder Zubereitungen in Mengen verwendet werden können,

³⁵ Seiler, Kommentar USG, Art. 9, N 14.

³⁶ Die Mengenschwellen für Sonderabfälle sind im Anhang 3 der Verordnung über Listen für den Verkehr mit Abfällen (LVA, SR 814.610.1) abschliessend angegeben. Für Stoffe und Zubereitungen muss die Mengenschwelle – abgesehen von wenigen Ausnahmen (Anh. 1.1 Ziff. 3 StFV) – aufgrund ihrer Eigenschaften mittels einer Kriterienliste bestimmt werden (Anh. 1.1 Ziff. 4 StFV).

welche die massgeblichen Mengenschwellen gemäss Störfallverordnung überschreiten.

Die Vollzugsbehörde kann einen Betrieb, der nicht der StFV unterliegt, im Einzelfall der Verordnung unterstellen, wenn dieser aufgrund seines Gefahrenpotentials die Bevölkerung oder die Umwelt schwer schädigen kann (Art. 1 Abs. 3 StFV). In diesem Fall hat der Inhaber einen Kurzbericht nach Art. 5 StFV zu erstellen. Die Behörde prüft den Kurzbericht gemäss Art. 6 Abs. 1 StFV. Für den Fall, dass schwere Schädigungen für die Bevölkerung oder die Umwelt infolge von Störfällen nicht auszuschliessen sind, verfügt die Behörde eine Risikoermittlung gemäss Art. 6 Abs. 4 StFV.

Zudem bleiben die Vorschriften von Art. 10 USG auch für Anlagen, welche nicht der StFV unterliegen und auch nicht im Einzelfall nach Art. 1 Abs. 3 StFV unterstellt werden, direkt anwendbar, sofern schwere Schädigungen möglich sind (Art. 1 Abs. 5 StFV). In diesem Fall kann die zuständige Behörde unmittelbar gestützt auf Art. 10 USG risikoreduzierende Massnahmen anordnen, wenn das Risiko solcher Anlagen untragbar hoch ist³⁷.

Für das vorliegende Pilotprojekt ist aufgrund einer weitergehenden Prüfung sowie in Absprache mit den zuständigen Behörden zu prüfen, ob Mengenschwellen für Stoffe und Zubereitungen überschritten werden (z.B. bei der Bohrung) und ob ein Wiederaustritt von CO₂ und allenfalls auch seismische Ereignisse³⁸ als Störfälle im Sinne der Störfallverordnung zu qualifizieren sind. Für den Fall das Projekt der Störfallverordnung unterliegt bzw. im Einzelfall der Verordnung unterstellt würde, müsste in Zusammenarbeit mit der zuständigen Behörde ein Kurzbericht und allenfalls eine Risikoermittlung erstellt werden.

4.3.6 Gewässerschutzgesetzgebung

Gemäss Art. 19 Abs. 2 des Gewässerschutzgesetzes (GSchG) ist für Bauten, Anlagen, Grabungen, Erdbewegungen und ähnliche Arbeiten in besonders gefährdeten Bereichen, eine kantonale Bewilligung erforderlich, wenn sie die Gewässer gefährden können.

Für Anlagen in besonders gefährdeten Bereichen, die eine Gefahr für die Gewässer darstellen können, konkretisiert Art. 32 der

³⁷ Seiler, Kommentar USG, Art. 9, N. 36.

³⁸ Zu prüfen ist auch ob allfällige aufgrund der Lagerung von CO₂ verursachte seismische Ereignisse (Erdbeben) als Störfälle im Sinne der StFV zu qualifizieren sind. Grundsätzlich fallen Naturgefahren (Lawinen, Erdbeben, etc.) nicht unter den Geltungsbereich der Störfallgesetzgebung, da es sich nicht um Schäden handelt, welche durch menschliche Einwirkung auf die Umwelt verursacht werden. Bei der Lagerung von CO₂ kann demgegenüber argumentiert werden, dass die Erdbeben durch menschliche Einwirkung verursacht werden. Die Schwierigkeit besteht hier jedoch darin, den Kausalzusammenhang zwischen der menschlichen Einwirkung und dem Erdbeben nachzuweisen.

Gewässerschutzverordnung (GSchV) die in Art. 19 Abs. 2 GSchG statuierte Bewilligungspflicht. Demnach sind u.a. Anlagen, die Deckschichten oder Grundwasserstauer verletzen, Grundwassernutzungen (einschliesslich Nutzungen zu Heiz- und Kühlzwecken) und Bohrungen in Gebieten mit nutzbaren Grundwasservorkommen bewilligungspflichtig. In diesem Fall muss der Gesuchsteller den Nachweis erbringen, dass die Anforderungen zum Schutz der Gewässer erfüllt sind. Zum Schutz der Gewässer legt die kantonale Fachstelle Auflagen und Bedingungen sowie die Anforderungen an die Stilllegung der Anlage fest.

Im Kanton Aargau bedürfen Bohrungen zur Erkundung des Untergrunds sowie zur Nutzung von Grundwasser oder der Erdwärme einer Bewilligung durch die kantonale Fachstelle (§ 15 EG Umweltrecht, EG UWR). Für den Fall, dass sich dabei um Vorabklärungen im Hinblick auf eine konzessionspflichtige Nutzung im Sinne des Entwurfs des Gesetzes über die Nutzung des tiefen Untergrundes und die Gewinnung von Bodenschätzen (GNB) handelt, dürfte diese Bewilligung bereits in der Bewilligung für Erkundungsmassnahmen (Vorbereitungsmassnahmen) enthalten sein.

Im Rahmen der Konkretisierung des Pilotprojekts ist zu prüfen, ob für den gewählten Standort eine gewässerschutzrechtliche Bewilligung nach Art. 19 Abs. 2 GSchG bzw. nach dem massgebenden kantonalen Vollzugsgesetz zur eidgenössischen Gewässerschutzgesetzgebung erforderlich ist.

4.4 Sicherstellung, Verantwortlichkeit und Haftung

Hinsichtlich der Sicherstellung bzw. Sicherheitsleistung enthalten die Gesetzesentwürfe betreffend die Nutzung des Untergrundes der Kantone Luzern und Aargau sowie das Bergregalgesetz des Kantons Bern³⁹ Regelungen, wonach der Kanton Sicherheitsleistungen verlangen kann. Die Regelungen sehen dabei vor, dass die Kantone u.a. für folgende Bereiche vom Betreiber Sicherheitsleistungen verlangen können:

- die Deckung des Schadens, den die Vorabklärungen bei den betroffenen Grundeigentümerinnen und Grundeigentümern verursachen
- die Ersatzvornahme bei Nichteinhalten von Auflagen und Bedingungen
- die Kosten für die Wiederherstellung des vorherigen oder des in der Bewilligung oder Konzession angeordneten Zustands.

³⁹ § 16 des Entwurfes zum Gesetz über die Gewinnung von Bodenschätzen und die Nutzung des Untergrunds des Kantons Luzern; § 18 des Gesetzes über die Nutzung des tiefen Untergrundes und die Gewinnung von Bodenschätzen (GNB) des Kanton Aargau; Art. 8 des Bergregalgesetz des Kanton Bern (BRG).

Ob diese Sicherheitsleistungen aus der Sicht der öffentlichen Hand ausreichen um die Risiken angemessen abzudecken bzw. ob zusätzlichen Sicherstellungen für die Verwirklichung des Pilotprojektes erforderlich sind, ist mit den zuständigen Behörden abzuklären⁴⁰.

Bezüglich der Verantwortlichkeit und Haftung im Rahmen von CCS kann vollumfänglich auf die Ausführungen im Gutachten Ruch⁴¹ verwiesen werden.

Hervorzuheben ist an dieser Stelle die Problematik der Langzeitverantwortlichkeit sowie einer allfälligen Verantwortungsübertragung auf den Staat, zumal bei CCS-Projekten hinsichtlich möglicher Risiken von sehr langen Zeiträumen auszugehen ist.

Für die Regelung derartiger Sachverhalte enthält die schweizerische Gesetzgebung in den verschiedenen Rechtsbereichen keine geeigneten Regelungen⁴². Insbesondere existiert keine Regelung bezüglich einer allfälligen Verantwortungsübertragung auf den Staat, wie dies in Deutschland in § 31 KSpG vorgesehen ist⁴³. Die kantonalen Regale bzw. Konzessionen sind befristet und die massgeblichen Erlasse beziehen sich primär auf den Zeitraum der Vorbereitungsphase und denjenigen der Betriebsdauer.

Zudem existiert auch keine Regelung bezüglich der Haftung für Klimaschäden infolge von Leckagen⁴⁴.

Diese Fragen sind mit den zuständigen Behörden zu klären. Allenfalls kann mit dem betroffenen Kanton auch eine Vereinbarungslösung erzielt werden.

⁴⁰ Vgl. dazu Art. 19 der Richtlinie 2009/31/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 über die geologische Speicherung von Kohlendioxid; Demnach hat der Betreiber vor Erteilung einer Speichergenehmigung eine „finanzielle Sicherheit“ schaffen. Diese muss ausreichend bemessen sein.

⁴¹ Gutachten Ruch, S 31ff.

⁴² Die spezialrechtlichen Vorschriften der Kernenergie, des Wasserrechts und des Abfallrechts (Deponienachsorge) dürften kaum analog anwendbar sein.

⁴³ Vgl. dazu Ziff. 2.2 vorstehend.

⁴⁴ In der EU ist die Haftung für Klimaschäden infolge von Leckagen geregelt durch die Einbeziehung von Speicherstätten in die Richtlinie 2003/87/EG, wonach für entwichene Emissionen Zertifikate abgegeben werden müssen, vgl. Erwägungsgrund Nr. 30 der Richtlinie 2009/31/EG, a.a.O.

4.5 Pilotprojekt: Zusammenfassung der Verfahren und Massnahmen nach Umwelt- und Raumplanungsrecht

	Bern ⁴⁵	Luzern ⁴⁶	Aargau ⁴⁷	Solothurn ⁴⁸
Bewilligung Vorbereitungsmassnahmen	+	++	++	- -
Bergregal bzw. Konzession	+	++ (Leit- verfahren)	++ (Leit- verfahren)	- -
Richtplanung	-	-	-	-
Nutzungsplanung	-	-	-	-
Baubewilligung nach Art. 22 bzw. Art. 24 RPG	+	+	+	+
UVP	-	-	-	-
Störfallverordnung bzw. Art. 10 USG	+	+	+	+
Gewässerschutzrechtliche Bewilligung	+	+	+	+
Deponie- und Betriebsbewilligung nach Abfallrecht	-	-	-	-
Legende: ++: Bewilligung bzw. Massnahme ist erforderlich +: Bewilligung bzw. Massnahme ist voraussichtlich notwendig. Notwendigkeit ist mit den zuständigen Behörden abzuklären -: Bewilligung bzw. Massnahme ist eher nicht erforderlich, dies ist aber mit den zuständigen Behörden abzuklären --: Bewilligung bzw. Massnahme ist nicht erforderlich				

⁴⁵ Gemäss Bergregalgesetz des Kantons Bern (BRG).

⁴⁶ Gemäss Entwurf des Gesetzes über die Gewinnung von Bodenschätzen und die Nutzung des Untergrunds.

⁴⁷ Gemäss Entwurf des Gesetzes über die Nutzung des tiefen Untergrundes und die Gewinnung von Bodenschätzen (GNB).

⁴⁸ Es wird von der heutigen Gesetzeslage im Kanton, d.h. ohne spezifische Regelung zur Nutzung des tiefen Untergrundes ausgegangen, da zum heutigen Zeitpunkt weder ein Gesetz zur Nutzung des tiefen Untergrundes noch ein Entwurf dazu existieren.

5 RECHTSPOLITISCHER HANDLUNGSBEDARF

Den vorstehenden Ausführungen ist zu entnehmen, dass die bestehenden gesetzlichen Regelungen nicht bzw. nur teilweise geeignet sind CCS zu regeln. Soll in Zukunft in der Schweiz die Möglichkeit zur Umsetzung kommerzieller Projekte geschaffen werden, so bedarf es entweder einer sachspezifischen Ergänzung der bestehenden Erlasse (RPG, USG, etc.) oder es muss eine in sich geschlossene „CCS-Gesetzgebung“ geschaffen werden, die sich beispielsweise am KSpG in Deutschland orientieren könnte⁴⁹.

Unabhängig davon, ob die Rechtsbereiche einzeln ergänzt werden oder eine geschlossene „CCS-Regelung“ geschaffen wird, bedarf es künftig einer unterirdischen Raumordnung, um konkrete Konflikte in Bezug auf die Nutzung des Untergrundes (CCS, Geothermie, etc.) zu verhindern. Im Rahmen der 2. Etappe der Revision des RPG wird dabei eine Aufnahme des Untergrundes in die Planungsgrundsätze diskutiert.

Will man künftig kommerzielle Projekte zur Abscheidung und Speicherung von CO₂ ermöglichen, so muss ein entsprechendes Anreizsystem geschaffen werden. Ein solches kann zunächst in der Einbindung von CCS in ein Emissionshandelssystem bestehen. Auf diese Weise könnte CO₂, welches im Untergrund gespeichert wird, dem betreffenden Betreiber, welcher das CO₂ „verursacht“ hat, als Einsparung angerechnet werden⁵⁰. Eine weitere Möglichkeit besteht darin, dass bestimmten Betrieben, welche grosse Mengen an CO₂ emittieren (z.B. Gaskombikraftwerke), vorgeschrieben wird, dass diese einen bestimmten Anteil ihres emittierten CO₂ im Untergrund speichern müssen.

In der Schweiz besteht zum heutigen Zeitpunkt keine entsprechende gesetzliche Grundlage. Vielmehr ist in Art. 5 lit. a in Verbindung mit Anhang 3 der CO₂-Verordnung festgehalten, dass für ein Projekt zur Emissionsverminderung im Inland keine Bescheinigungen ausgestellt werden, wenn die Emissionsverminderungen durch geologische CO₂-Sequestrierung erzielt wird.

⁴⁹ Vgl. Gutachten Ruch, S. 34.

⁵⁰ vgl. Erwägungsgrund Nr. 20 der Richtlinie 2009/29/EG, a.a.O, wonach in der EU der wichtigste langfristige Anreiz für die Abscheidung und Speicherung von CO₂ darin besteht, dass keine Zertifikate für Kohlendioxidemissionen, die dauerhaft gespeichert oder vermieden werden, abgegeben werden müssen.

WP4:

Road Map to a CO₂ injection test in Switzerland

Dr. Markus O. Häring (Geo Explorers Ltd.)

Dr. Werner Leu (Geoform Ltd.)

Dr. Alba Zappone (ETH Zürich)

Prof. Larryn W. Diamond (University of Bern)

Table of Contents

Summary.....	2
1. Objectives of this report.....	3
2. Objectives of a pilot test site	3
3. Geological targets	5
3.1 Introduction	5
3.2 Sealed saline aquifers in the Swiss Molasse Basin	5
3.2.1 Malm.....	6
3.2.2 Upper Muschelkalk	6
3.2.2 Buntsandstein (Bunter)	6
4. Constraints / Site selection criteria	7
4.1 Trapping.....	7
4.2 Stacked aquifers	8
4.3 CO ₂ Injection Rates.....	8
4.4 CO ₂ storage in carbonate reservoirs.....	9
4.5 Regulatory / Environmental	9
4.6 Economic constraints	9
4.7 General site selection criteria	10
4.8 Environmental and safety criteria for site selection	10
5. Pilot test scenarios	11
5.1 Scenario STORAGE.....	12
5.2 Scenario FIELD LAB	12
6. Geological site selection procedures	13
7. Numerical Modeling.....	14
8. Well and test design	15
8.1 Injection well	15
8.2 Observation wells.....	15

8.3	Monitoring of induced seismicity.....	15
8.4	Monitoring of CO ₂ migration within reservoir.....	16
8.5	Environmental monitoring.....	16
9.	Schedule/Proposed line of action and Cost estimate.....	17
9.1	Notional schedule.....	17
9.2	Cost estimate	17
9.3	Alternative scenario FIELD LAB	17
10.	Review of state of the art of CCS projects.....	18
11.	Key reference documents	24

Appendix 1: Principles of geological sequestration of CO₂ in saline aquifers: An introduction for non-geologists

Appendix 2: Introduction to environmental hazards of CO₂ injection in the subsurface

Figures:

1. Geographic extent and relative thickness of five major aquifers in the Swiss Molasse Basin.
2. Schematic cross-section of a dome structure with injection and observation wells.
3. Schematic cross-section of a dipping open structure with injection and observation wells.
4. Operations sequence: Notional schedule and cost estimate.
5. Scenario Field Lab vs. Storage: Impact on project sequence and schedule.
6. Modeled injection scenarios for a fractured aquifer and a homogeneous aquifer.
7. Locations of CCS projects with CO₂ injection into saline aquifers.
8. Cross-sections through the Illinois Basin CCS test site.

Tables:

1. Location of active or completed projects with injection in saline aquifers.
2. Reservoir formations, depth and maximum injection rates of the projects listed in Table 1.

Summary

This road map defines the objectives of a pilot CO₂ injection project and defines the criteria and constraints for site selection within Switzerland. An overview of relevant CCS projects worldwide provides a basis for comparison of the proposed road map.

The majority of CO₂ test sites worldwide are in depleted oil and/or gas fields. Such fields do not exist in Switzerland and therefore deep saline aquifers are the reservoirs of choice for an injection test. Principal potential formations are the Upper Malm, the Upper Muschelkalk and the Upper Marine Molasse in areas where they occur within the depth interval between 800 and 2,500 metres.

The envisaged volume of CO₂ to be provided for injection (5,000 to 10,000 tonnes per year) may be too small to be imaged seismically within the reservoir. Therefore, monitoring and mapping of the injected CO₂ plume will be limited to direct logging and sampling in dedicated monitoring wells, supported by microseismic observations. Modelling efforts will be essential in all project phases.

Based on the identified constraints, two possible test-site scenarios are described: a) STORAGE: the development of a downscaled storage site to monitor the trapping integrity of reservoir/seal pairs. b) FIELD LAB: The development of a field lab to test the dynamic behaviour of CO₂ in the reservoir formations, without attempting to achieve permanent storage. Advantages and disadvantages of the scenarios are discussed.

A notional project schedule and cost estimate are given for both scenarios. A lifetime of 15 years is envisaged for the STORAGE scenario, including 6 years of site selection and development, 3 years of CO₂ injection and simultaneous monitoring, and 6 years of subsequent monitoring. Total costs are on the order of 40 Mio CHF. The FIELD LAB scenario would require 2½ years less exploration time prior to CO₂ injection, with a cost saving in the order of 10 Mio CHF.

1. Objectives of this report

Work package 2 describes briefly the necessary steps to capture CO₂ from a gas-fired power station and to deliver some 50,000 tonnes (10,000 tonnes/year over 5 years) of liquefied CO₂ to a potential test injection site within Switzerland. The present work package report provides a road map for the final underground injection of the captured CO₂.

The objectives of this road map report are:

- Define the objectives (project scale to technical) of a pilot injection test in Switzerland.
- Outline the site selection criteria (geological, operational, regulatory, environmental and economic).
- Define feasible project scenarios for a pilot test and discuss advantages and disadvantages.
- Outline the necessary line of actions for the scenarios.
- Outline the project schedule with a cost estimate.

This report has been written for readers with knowledge of the principles of geological sequestration of CO₂. Readers without this knowledge may find it useful to first read the brief introduction to the technology in Appendix 1.

2. Objectives of a pilot test site

A pilot injection project aims mainly to provide key information and specific knowledge (geological, technical, safety, legal etc.) for a later planning and realization of a final and economic CCS storage site. As the properties of geological formations vary according to locality, the reliability and precision of full-scale 3D subsurface reservoir models can only be

demonstrated and tested with 1-to-1 results from a local (Swiss) pilot injection project. The pilot project will test the full-chain processes (capture, transport, storage, safety) but not necessarily the full scale of a final storage site. Further, the pilot project will allow experience with the process to be gained by the Swiss scientific and industrial communities, so that the technology is ready for deployment.

The main objectives of the pilot injection project are:

- Assess if the Swiss subsurface has adequate geological formations with the necessary injection and storage potential for CCS sites.
- Demonstrate and ensure the safety of CO₂ injection and long-term storage processes for the population and the environment. This will be conducted using internationally recognized best-practise standards.
- Develop and apply in an early phase of the project an adequate information strategy (risk dialogue) with knowledge transfer to the public, policy makers and licensing authorities.
- Develop predictive computer models of the injection and CO₂ plume migration processes in the target formations, then collect key data throughout the injection and monitoring phases (history matching) to validate the models and facilitate their calibration and refinement.
- Provide data and calibrated models to assess the technical feasibility and economics of a full-scale CCS project. This implies that the test site is chosen such that the measured parameters allow reliable upscaling to an economic project.

In detail the technical objectives are to answer the following questions:

- What are the adequate geological formations in the Swiss subsurface (this is partly site specific)?
- What are the maximum CO₂ injection rates in these formations?
- What are the geomechanical responses of such injection rates (pressure fluctuations, fracturing and induced seismicity)?
- What are the hydraulic parameters of the target formations (e.g. transmissivity, permeability) for use in reservoir modeling?
- What are the storage processes in the reservoir formation (immiscible plume, dissolution in formation water, solution/precipitation processes in formation matrix system)?
- What are the migration mechanisms of CO₂ and brine in the reservoir formation (velocity, small and large scale)?
- What are possible leakage processes through sealing formations or faults (important for political and environmental acceptance)?
- What are the multi-physics monitoring requirements to ensure safe operation of a storage site over its life cycle (before, during and after injection)? The pilot project should also allow the necessary development and tailoring of the monitoring techniques.

- What is the minimum set of site selection criteria that is relevant to the Swiss context (geological, environment, legal, public acceptance)?

3. Geological targets

3.1 Introduction

Onshore test sites for CO₂ sequestration generally use depleted oil and/or gas fields. Among many examples the best known are the Frio Brine Pilot in Texas (US, Hovorka 2009), the CO₂CRC Otway project in South Australia (Kaldi & Gibson-Pool 2008) and the Ketzin pilot site in Germany (Martens et al. 2012). The advantages of using depleted hydrocarbon fields are evident:

- They are proven structures that have trapped oil and/or gas over geologically relevant periods
- The 3D geometry of the reservoir formation is known
- Reservoir characteristics, such as lithology, porosity, permeability, geochemistry, stress field, are all known
- Old wells can be used for subsurface monitoring
- Drilling costs are predictable with known risks.

Unfortunately, such depleted fields do not exist in Switzerland. Other options for geological sequestration of CO₂ within Swiss territory have been evaluated in a literature-based study by Chevalier et al. (2010). In the absence of depleted hydrocarbon fields it was concluded that deep saline aquifers beneath the Central Plateau of Switzerland (Swiss Molasse Basin) offer the greatest potential for CO₂ storage. Five possibly suitable aquifer/seal pairs were identified within a depth window of 500-2,500 m below a reference datum of 500 m (a.s.l.). Based on a compilation of well data and standard-practise calculation schemes, the theoretical storage capacities of these aquifers are promising enough to justify exploring the aquifers in more detail.

Sealed aquifers are most effective for permanent gas storage where they form closed structures (e.g. domes). These can physically trap buoyant fluids and so prevent them from migrating to the surface. Numerous dome structures in Switzerland have been explored with seismic and wells for other purposes (e.g. Hermrigen, Ruppoldsried, Tschugg, Pfaffnau-South), but it is not yet known if any structures suitable for CO₂ storage exist within the Molasse Basin. If a structure is to be used for a test injection site, then an appropriate exploration step must be included in the road map to find and validate the trap (see below). On the other hand, the above-mentioned objectives for the pilot project may also be achieved without necessarily injecting into a valid structural trap. In this case the exploration required to find and validate a trap would not be part of the road map. These considerations give rise to two scenarios for the pilot project (STORAGE and FIELD LAB), which will be elaborated in detail below.

3.2 Sealed saline aquifers in the Swiss Molasse Basin

Three of aquifer/seal pairs identified by Chevallier et al. (2010) are of regional scale and therefore are the most promising for CO₂ injection:

1. Upper Malm – Lower Cretaceous limestones, sealed by Lower Freshwater Molasse (USM) marls,
2. Upper Muschelkalk, sealed by Gipskeuper evaporates,

3. Triassic Buntsandstein sealed by Triassic Anhydrite Group,

The two remaining aquifer/seal pairs are only of sub-regional scale:

4. The Upper Marine Molasse (OMM), sealed by Upper Fresh Water Molasse (OSM) marls,
5. Hauptrogenstein oolitic limestone, sealed by Effinger Member shaly limestones.

In the following the key characteristics of the three main regional aquifers are summarized (Fig. 1; For more details see Chevalier et al. 2010):

Malm

Shallow marine oolitic, reefal to massive limestones of Late Oxfordian-Kimmeridgian age, generally referred to as "Malm". Initially a tight formation, it has obtained secondary porosity through karstification during the Cretaceous period, before it was buried again during Early Tertiary subsidence. In the Bienne-Neuchatel area, Cretaceous sandstones have been preserved and form a combined aquifer unit with the Malm. The areal extent of the secondary porosity and its preservation are not well understood and cannot be predicted with any certainty. Mean thickness in the area of interest reaches 200 m. Measured matrix porosity varies between 0.5 and 10% with permeabilities between 0.05 and 1 mD.

Upper Muschelkalk

The Upper Muschelkalk is a regional aquifer in large parts of the Molasse Basin and has a uniform thickness of 60 m. It is the main conduit for a number of thermal springs along the southern flank of the Jura Mountains. The carbonate sequence consists of an alternation of reworked shallow marine limestones and accumulations of shell fragments. Parts of the upper 30 m of the formation are dolomitized and contain anhydrite nodules. The reservoir quality is based on secondary porosity obtained first through exposure in the Late Triassic and later through hydrothermal leaching of the nodules and shell fragments and through tectonic fracturing. The lateral continuity of porosity and permeability is not well understood, but the evidence of past hydrothermal leaching suggests that there are zones of increased permeability and hence preferential flow. Measured matrix porosity varies between 2 and 22% with permeabilities between 0.01 and 60 mD. The sealing formation is the Lettenkohle Formation, a claystone layer a few meters thick with streaks of dolomite and dolomitic marls. It is overlain by up to 100 m of Gipskeuper, a thinly bedded alternation of claystones, anhydrite, gypsum and marls.

Buntsandstein (Bunter)

These lower Triassic quartz-rich sandstones are variably cemented by calcite and clay minerals, have a mean porosity of ~10% and a permeability of ~200 mD, and thicken north of the line Murten-Olten-Baden from 20 m to ~60 m. They are sealed by the middle Triassic Anhydrite Group (alternation of anhydrite, shales and rock salts).

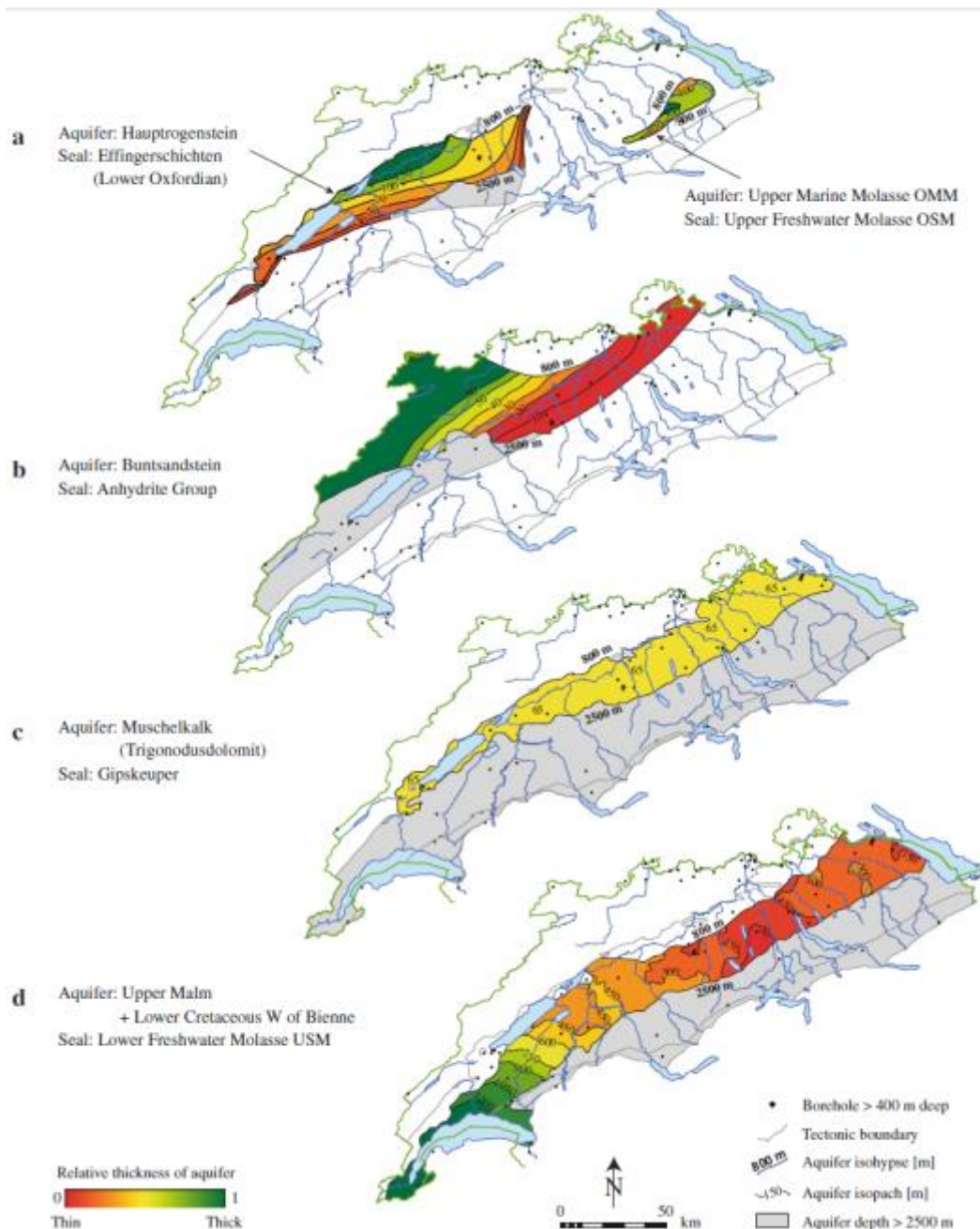


Fig.1: Geographic extent and relative thickness of five major aquifers in Switzerland (Chevalier et al. 2010) within the depth window 800-2500 m. The sealing formations are indicated for each aquifer and detailed in the text. Note that the aquifers Hauptrogenstein and the OMM are only of subregional scale.

4. Constraints / Site selection criteria

4.1 Trapping

Determining a valid trapping structure requires extensive exploration activities over large areas, i.e. 3D seismic surveys followed by exploratory drilling to test the trap validity. This exploration binds substantial volumes of capital over several years without providing any tangible information about the reservoir characteristics of a targeted formation and without any guarantee of finding a valid structure.

The approach of first locating a trap for a pilot test is being pursued by the Mustang project of the EU at the Hontomin site in Northern Spain. A saline aquifer in porous carbonates was identified at a depth of 1200 meters. Overlying marls are a potential cap-rock. A dome-like structure of suitable size was surveyed in detail with 3D seismic. The reservoir integrity has now to be assessed using three wells. This entire process required several years of investigation, but to date no wells have been drilled. Another example, where an anticlinal structure is being evaluated for its CO₂ storage potential, is the Scania project in the Danish Basin (SW Scania, Malmö, www.co2mustang.eu/SouthScania.aspx). In this case the exploration was started in 1970 by the oil industry with seismic surveys and continued in the 1980's with two deep wells for assessment of gas storage potential. Today all this data is being re-evaluated for CCS. This project demonstrates the benefit of evaluating existing data from oil/gas exploration or gas storage projects early on in the exploration campaign. As traps remain prime targets for the oil/gas industry, it may even be possible to form joint ventures for the CO₂ injection test. In the first of two scenarios discussed below (Chapter 5) we propose a pilot study involving exploration for a trapping structure followed by CO₂ injection.

The alternative approach is to study controlled CO₂ injection without a valid trap, i.e. in an open, horizontal or inclined reservoir. Reference case studies of this type have been carried out in the Illinois and Michigan Basins (see also Chapter 10). In the second scenario discussed in Chapter 5 we propose the identification of a test site where most of the objectives of this project can be achieved without relying on a fully trapping structure.

4.2 Stacked aquifers

Within the Swiss Molasse basin specific areas are already known where each of the potential storage formations occurs in the suitable depth range of 800 – 2,500 meters (Fig. 1). It would be advantageous if the well drilled for the test site would intersect several of the potential storage formations simultaneously. This would allow each of these poorly characterised aquifers to be investigated in turn, thereby multiplying the learning effect from a single site. In addition, if CO₂ were injected into a deep aquifer in the stack, then the overlying aquifers would serve as storage buffers and as monitoring horizons in the event of upwards CO₂ leakage.

The aquifer stack of the Malm, the Hauptrogenstein, the Upper Muschelkalk and the Buntsandstein occurs in a stratigraphic interval of fairly constant thickness in the range of 700 to 800 meters. Due to the rather large vertical separation of these potential formations, areas where all can be tested by drilling from a single site (and still within the 800 – 2,500 m depth window) are very limited. The highest probability for reaching several target formations with a single well is most likely in the area between Bern-Zürich-Baden-Olten-Biel-Bern (Fig. 1a,b,c and also Chevalier et al. 2010).

The identified target horizon within the Upper Marine Molasse (OMM) occurs at a suitable depth below 800 m only in the eastern Molasse Basin (Fig. 1a).

4.3 CO₂ Injection Rates

Well injectivity is a critical parameter for CO₂ storage. It must be high enough to permit sustained, commercially viable rates of storage without inducing perceptible seismicity and without compromising caprock integrity via fracturing. As the stress state of aquifer and seal formations at a given location is not known a priori, injectivity is a parameter that must be determined by testing in situ.

For commercial projects, injection rates of a minimum of 50 kg/s are required. The envisaged CO₂ supply for the pilot well proposed in this road map is between 5,000 and 10,000 t/y. In order to test a commercially realistic injection rate this supply would be injected in less than 50 hours. In a scaled-down pilot hole the necessary flow rates are difficult to achieve. Injection rates would be lower by two orders of magnitude. In order to test commercially useful injection rates we suggest a number of pulsed injection tests with substantial flow rates instead of continuous injection.

4.4 CO₂ storage in carbonate reservoirs

Most of the main potential aquifer formations are partly fractured and leached limestones and dolomites with variable matrix porosity/permeability. CO₂ injection will trigger dissolution and precipitation processes within such reservoirs and these will have a dynamic impact on the porosity, permeability and hence injectivity and ultimate storage capacity of the formation.

Case histories of CO₂ injection into saline aquifers in carbonates are still quite rare (the Lacq CCS pilot in France, the Otsego County Test Site in the Michigan basin, USA; See also Chapter 10). So far, experience with the reaction of supercritical CO₂ with calcitic or dolomitic reservoir formations in the subsurface is rather limited. Within Switzerland, only empirical data are available on HCl acidification operations in such reservoirs (e.g. S3 in Bad Schinznach, the on-going Schlattingen borehole and numerous deep oil/gas exploration wells).

Owing to the lack of knowledge of how carbonate aquifers react to CO₂ injection, specific studies addressing this issue, including development of predictive computer models, must be carried out prior to the injection test.

4.5 Regulatory / Environmental

Access to the subsurface in Switzerland is managed by the authorities of the Cantons. This implies that the legal and permitting procedures may vary substantially from area to area. After a pre-screening of potential sites for the pilot project, the legal aspects to obtain the necessary permits must be addressed in an early stage of the project planning. Legal issues are treated in detail in the accompanying work package WP3 of this report (Conrad and Liniger, "Legal and regulatory aspects").

Site selection will most likely be subject to an environmental impact assessment. One key issue will be the protection of local groundwater resources (see Appendices 1 and 2). In this context it is important to distinguish between freshwater aquifers and saline aquifers. The former occur mainly in unconfined conditions in alluvial, non-consolidated surface formations, and less often in confined porous aquifers. Freshwater resources deserve full environmental protection. Drilling through such aquifers without inducing significant perturbations is known to be feasible as long as established standard procedures are followed.

Induced seismicity is a key issue that cannot be assessed by modeling only. Therefore, evaluating seismicity and gaining experience with its control will be an important step in the initial CO₂ injection test program. The microseismic monitoring array must be designed in such a way that microseismic events of M_L-1 can be not only detected but also localized in 3D.

4.6 Economic constraints

A CO₂-injection and storage test site is by its nature a non-commercial venture. An economic case can only be calculated if the test provides adequate data for a valid up-scaling. Best

practise procedures must withstand a cost-benefit analysis and the test design must be geared towards technical and economic up-scaling. Potential to reduce costs must be sought in all technical aspects except for safety issues.

4.7 General site selection criteria

The following is an minimum list of criteria that need consideration in site selection. No priorities are given:

1. Infrastructure
 - Flat area of at least 5,000 m²
 - Preferably industrial area, or special zone for infrastructural purposes (e.g. inert waste deposit)
 - Access to water for drilling operations, preferably close to a river
 - Access to high voltage power supply for electric drilling
 - Access road for heavy loads (up to 60 t)
2. Environment
 - Distant from residential areas (noise, lights, 24 h operations, safety)
 - Outside protected areas such as nature reserves (idem)
3. Geology
 - Stratigraphy: Depth of top target formation 800 – 2,500 m
 - Storage capacity: reservoir thickness >20 m, porosity/permeability >10%/10 mD, salinity < 30 g/l
 - Confining/sealing unit thickness: >20 m
 - Structural geology: adequate distance to fault zones, low to moderate structural complexity, known dip or closed
 - Hydrogeology: Reservoir not connected to a freshwater aquifer
 - Seismicity: seismically inactive area, distant from potentially active fault zones

Useful guidelines for the necessary characterization of the subsurface aspects in the site selection process are the US documents for CO₂ underground injection (class VI wells, EPA 2011).

4.8 Environmental and safety criteria for site selection

Environmental hazards associated with geological CO₂ injection are outlined in Appendix 2.

For the pilot project, activities subject to environmental screening will be:

- Construction of the surface drilling and monitoring facilities and injection of CO₂ into the geological reservoir
- the operation of the facilities, under normal operation as well as accidents or malfunctions that might occur during its operation, including provision for treatment and disposal of formation water should it need to be extracted from the reservoir;
- the decommissioning and abandonment of the facilities at the end of their useful life, to the extent that this is currently known.

Environmental elements subject to screening will be:

- Atmospheric environment
 - noise
- Groundwater resources

- Aquatic environment
- Terrestrial environment
 - soils and terrain
 - vegetation and wetlands
 - wildlife and wildlife habitat
- Archaeological and heritage resources
- Current use of land and resources
- Potential conflicts of use of the subsurface (e.g. see list of conflicts relevant to Switzerland in Diamond et al., 2010, p.19)
- Public health and safety
- Socio-economics

Accidents, malfunctions and unplanned events are not considered part of routine project activities during any project phase. Even with the best planning and application of mitigation, accidents, malfunctions and unplanned events could occur as a result of abnormal operating conditions, process upsets, acts of nature, human error, equipment failure or other possible causes.

In the event of release of CO₂ gas, formation brine or CO₂-saturated brine from the geological reservoir or injection/monitoring wells, many passive and active measures could be taken. Provision of passive mitigation measures will be an integral part of the initial site selection process: the reservoir formation for the injected CO₂ must be situated far below the base of groundwater protection; the reservoir must be overlain by multiple regionally extensive geological seals with no evidence of unsealed faults extending from the reservoir through any of the geological seals inside the storage complex; the project will be isolated from other potential gas injection operators, thus limiting the potential for unforeseen interactions (e.g. fluctuations of formation pressure) within the reservoir.

Active mitigation measures include operational practices and monitoring systems, as well as preventative controls that could be implemented should the monitoring systems indicate leakage from the reservoir. Active mitigation measures could include: real-time monitoring of injection rates and down-hole pressures and temperatures; cement bond logging of all CO₂ injection and monitoring wells and verification of the integrity of annular cement seals; the use of corrosion-resistant well casing materials and the use of inhibitor fluids in the casing annulus; regular groundwater monitoring, seismic monitoring of the CO₂ plume, and Interferometric Radar monitoring of the area around the injection.

Should the monitoring indicate possible leaks or unexpected plume behavior, active injection controls could be implemented, such as stopping injection and extracting formation fluids to reduce pressure, or redistributing CO₂ injection to alternative wells.

5. Pilot test scenarios

Two scenarios emerge from the geological constraints discussed above:

1. Scenario **STORAGE**: Search for a valid structural trap to store CO₂ in a scaled-down pilot storage site
2. Scenario **FIELD LAB**: Define a test site to investigate the dynamic behaviour of supercritical CO₂ in locally available reservoir formations.

5.1 Scenario STORAGE

Scenario STORAGE focusses on the exploration for a scaled-down storage site to demonstrate the feasibility of storing commercially significant volumes of CO₂ in Switzerland.

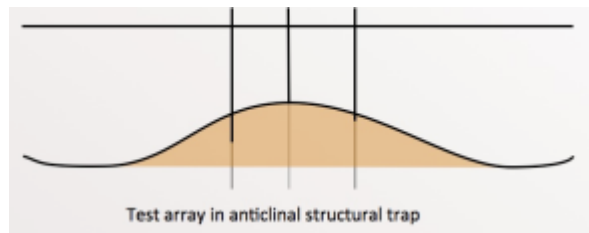


Fig.2: Schematic cross-section of a dome structure with injection and observation wells.

Advantages

This scenario allows first-hand experience to be gained in storage-site identification, development and monitoring. It will demonstrate the feasibility of CO₂ storage in Switzerland.

Disadvantages

The exploration process is long and its probability of success is unpredictable. A minimum of 3-5 years are estimated before a first injection test could be carried out and before the first experience in injection, migration, retention and geochemical processes can be gained. This long preparation phase could be shortened if collaboration with a joint venture partner (e.g. oil/gas exploration industry) were possible. As mentioned above, numerous dome structures in Switzerland have been explored with seismic and wells for other purposes (e.g. Hermrigen, Ruppoldsried, Tschugg, Pfaffnau-South).

5.2 Scenario FIELD LAB

Scenario FIELD LAB has the character of a research site and field lab to investigate subsurface processes of supercritical CO₂ in specific reservoir formations in Switzerland. Knowing the dip of a reservoir seal interface, a migration path can be assumed. The best way to monitor migration, dilution and also geochemical alterations is achieved by drilling a number of observation wells into the migration path. This is likely to be the most cost effective way to gather high quality information on the test site.

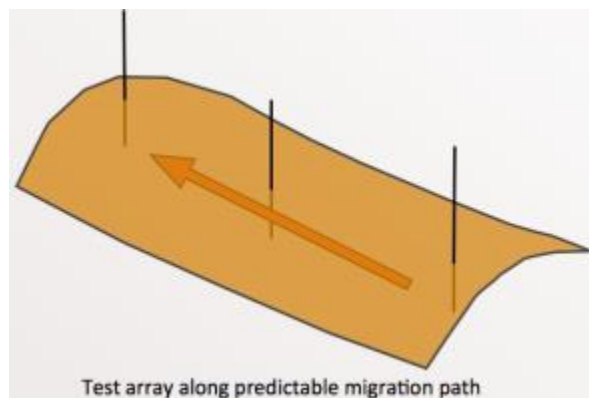


Fig.3: Schematic cross-section of a dipping open structure with injection and observation wells.

Advantages

This scenario will provide experience and process-understanding in injection, migration, retention in reservoir formation and monitoring in an expedient way.

Disadvantages

No final storage site will result from this effort. Up-scaling and preparation potential of an actual storage site are limited (e.g. seismic hazard impact).

Gaining public acceptance for this scenario may be difficult and will need a clear and immediate communication strategy towards the authorities and the public.

6. Geological site selection procedures

- Define area of interest based on available regional geological data base (e.g. Chevalier et al. 2010, Sommaruga et al. 2012). The larger this area, the lower the number of reservoir formations that can be tested with one well.
- Check exploration license situation over these areas and potential for collaboration with possible joint venture partners.
- Procure and evaluate privately-owned seismic over these areas
- Procure and evaluate privately-owned well data from these areas

1. For scenario STORAGE:

- Check if old exploration target structures could be reevaluated
- Identify leads of structural traps based on existing seismic data
- Determine size of 3D seismic grid over areas with structural leads ($>100 \text{ km}^2$)
- Acquire 3D seismic
- Drill exploration well to test structural validity
- If result is negative, then repeat on next lead, if positive proceed
- Define a suitable pilot test site (according to site selection criteria, see above) as close as possible to above structure (within radius of 1 km).

(for details see Figs. 4 and 5)

2. For scenario FIELD LAB:

- Identify a well defined, gently dipping, poorly faulted area with target formation at suitable depth. All based on existing seismic data or with additional 3D survey
- Define a suitable pilot test site within such an area (according to site selection criteria, see above).

(for details see Figs. 4 and 5)

7. Numerical Modeling

Quantitative, numerical modelling of CO₂ injection using computer simulations is an essential tool in all on-going and planned CO₂ sequestration projects worldwide (e.g. in Lacq, France and in the Illinois Basin: Zhou et al., 2010; Menhert, et al., 2012). Modelling allows diverse empirical data to be combined and generalized to understand and predict the various coupled processes that occur during injection: physical migration and trapping of the CO₂ plume and the displaced formation brine; geomechanical effects such as fluctuations in pore-fluid pressure and associated fracturing and seismicity; chemical reactions within the reservoir and caprock and their influence on porosity, permeability and the mobilisation of environmentally sensitive components in the formation fluid.

Despite the intense research activity in this field, generic models are not yet able to predict with sufficient detail the behaviour of a given reservoir without formation-specific input data. Therefore, a major aim of the proposed pilot injection is to obtain the observational data to develop, test and calibrate models which are specific to the target reservoir/seal pairs and to their stress states and structural setting within the Molasse Basin.

Initial models must be developed prior to injection in order to identify the kinds of measurements that need to be performed in the specific reservoir, both during injection and subsequent monitoring. Once injection begins, the first set of observations can be compared to the initial model predictions. The models can then be tuned and refined to predict the next set of test results, and so on. This iterative process will allow the predictive capacity of the models to be improved for the target reservoirs. Once a degree of confidence in the models has been established, they can serve as a basis for planning the spatial, volumetric and temporal upscaling of the injection and trapping processes for commercial implementation within Switzerland.

Modeling is thus essential in both the STORAGE and FIELD LAB scenarios. Its workflow can be divided into four main items:

1. Site characterization: initial characterization of reservoir, cap rock, overburden and any overlying aquifers, from the base of the reservoir formation to the surface; characterization of the well integrity.
2. Injection modeling: injection well modeling and reservoir simulation with adapted thermodynamics
3. Storage capacity and short & long term integrity assessment: migration and fate of CO₂ within the reservoir; impact of acid gas on reservoir and cap rock; reservoir and cap rock integrity; long term well integrity; risk analysis (potential modes of failures; scenarios of leakage etc.)
4. Monitoring Plan Design

8. Well and test design

8.1 Injection well

- Well dimension for flow rates up to 50 kg/s: Minimal bottom hole borehole diameter in reservoir section: 8 ½" (industry standard size).
- Vertical well (may not be possible in scenario STORAGE)
- 1 – 2 casing sections for OMM and Malm; 2 – max. 3 casing sections for Upper Muschelkalk
- Total depth: 1,500 m – 2,500 m
- 130 t hook load drilling rig (mobile rig)
- Completion requirements:
 - 7" casing fully cemented to surface.
 - Screen and/or slotted liner over reservoir section.
 - Well head rated 5,000 psi (~350 bar). Hook-up for injection line. Hook-up for flow lines.
 - Permanent access for wireline logging and sampling tools under pressure (stuffing box, wireline BOP, snubbing unit).

8.2 Observation wells (minimum 2)

- Minimal borehole diameter through reservoir section: 5 7/8", if possible uncased open hole over reservoir section
- Vertical well
- 1 – max. 2 casing sections to top reservoir
- Total depth: 1'500 m – 2'500 m
- Completion requirements:
 - 4 ½" casing fully cemented to surface
 - Open hole section in top of reservoir sequence
 - Permanent access for removable geophone string
 - Permanent access for wireline pressurized fluid sampling
 - Continuous pressure, temperature, conductivity measurements
 - Reservoir section accessible to all industry standard wireline logging and sampling tools for gas, liquids and rock

8.3 Monitoring of induced seismicity

The injection will induce local shearing and fracturing that may be registered and localized by a sensitive microseismic monitoring system. The expected magnitudes are in a range that is not large enough to be registered by surface instruments. To localize microseismic events a number of high resolution geophones must be placed in monitoring wells at a distance of less than 1 km from the injection point. This is the standard method used to monitor hydraulic fracturing in shale gas operations.

A monitoring setup may comprise some or all of the following systems:

- Grid of very shallow (1 – 2 m sub-soil) 3C geophones and 3C accelerometers (MEMS) over the estimated plume area and beyond
- 3C geophone string in observation wells

8.4 Monitoring of CO₂ migration within reservoir

The direction and rate of CO₂ migration within the reservoir are key parameters for designing a commercial-scale project for permanent storage. In the pilot test, at least the first two of the following three methods can be used to monitor the migration following injection:

- Time-resolved measurements of CO₂ concentration in the downstream observation wells. This approach provides few information points in the 3D flow path (equal to the number of observation wells), but when fed into 3D flow models it provides a valuable basis for extrapolation.
- A subsurface, high resolution microseismic monitoring array.
- Time-resolved 4D seismic reflectivity. This has proved to be a powerful monitoring tool in the favourable cases where it can be applied. In order to provide a seismically visible contrast to the water-saturated aquifer rock, CO₂ should invade a reservoir with a vertical thickness of at least 10 meters. At the Ketzin site, injection of 53,000 t over 3 years at a depth of 650 m permitted the CO₂ plume to be successfully detected with 3D seismic (Martens et al. 2012). In the deeper proposed pilot site the envisaged test volumes may be at the lower limit to provide a seismically visible acoustic contrast.

8.5 Environmental monitoring

The main objectives of the environmental monitoring program during the injection tests are: to measure the flow rate and the injected gas composition; to check that the behavior of the site and of the injected CO₂ is as planned; to check that there is no loss of integrity, no leak upward to aquifers and to surface, biosphere and no impact to human health.

Following examples of the Lacq (France), and Ketzin (Germany) projects, the monitoring plan should consist of:

- Mass flow meters and gas composition analyzers of the CO₂ stream
- CO₂, CH₄ and H₂S detectors on well pad
- Soil gas mapping survey at different surface locations around the site. CO₂ and CH₄ concentration and flux, C isotope and inert gases should be measured every few months. The measurements should start well in advance (9-12 months) of the injection to enable a baseline to be established, and continue for at least one year after injection has ceased.
- Pressure and temperature measurement by fiber optics along the wells at different depths to monitor the down hole and reservoir conditions as well as the calibration of the well injectivity and well pressure drop models.
- An early baseline survey of the biosphere and of the water resources have to be performed. Annual inventory of flora of representative ecosystems and several amphibians and insects species should be performed. Shallow and deep aquifers as well as perched aquifers should be sampled at selected existing water wells. Surface water should be monitored through standardized bio-indicators and chemical and mineral contents. The absence of impact of the injection on biosphere and aquifers will be checked by performing periodic surveys during and after the injection period.

9. Schedule/Proposed line of action and Cost estimate

9.1 Notional schedule

The notional schedule (Fig. 4) is based on experience from similar types of projects (geothermal, natural gas) in Switzerland. Duration of planning and execution can be derived from such projects. The duration of permitting issues however are difficult to estimate. In Fig. 4 these issues, which are not under control of the project management, are highlighted in yellow.

Project start is defined by the decision of a liable entity (project company) to approve a budget for planning and execution of initial activities for at least the first two years.

The schedule in Fig. 4 reflects scenario STORAGE under the assumption that a seismic survey and one exploration well results in finding a valid storage site at first attempt.

For all preparatory work until the first field operation, i.e. a seismic survey, a duration of two years is assumed.

For seismic and subsequent planning until spudding of the first well another 2½ years is assumed.

From project start until the first CO₂ injection test can take place a total of about 6 years has been estimated.

For the actual pilot plant phase, intervals of staged CO₂ injections over a period of 3 years have been assumed. Microseismic and reservoir monitoring are calculated to be active over a total period of 8 years.

9.2 Cost estimate

This scenario over a total period of 15 years will accrue expenditures in the order of 40 Mio CHF. The cost of individual activities, annual costs and cumulative costs are summarized in Fig. 4.

Seismic exploration has been estimated to be in the order of 13 Mio CHF (± 33%). Drilling and site preparation costs are in the order of 15 Mio CHF (± 38%). Operating costs of the test site have been estimated to be about 1 Mio CHF per year or total cost of ± 12 Mio CHF (30%).

The accuracy of this estimate is low. In particular, the annual operating costs of the test site are very difficult to estimate as long as no test program has been defined in detail.

Substantial additional costs will occur if an identified structure fails to be a valid trap and the search for a storage site has to be resumed.

9.3 Alternative scenario FIELD LAB

Scenario FIELD LAB does not depend on the identification of a valid structural trap. With the omission of an extensive 3D seismic survey at least 2½ years to the first CO₂ injection tests are saved. In this scenario there is still a reduced budget for a local seismic survey. Overall cost saving are in the order of 10 Mio CHF.

The schedules of the two scenarios are displayed in Fig. 5.

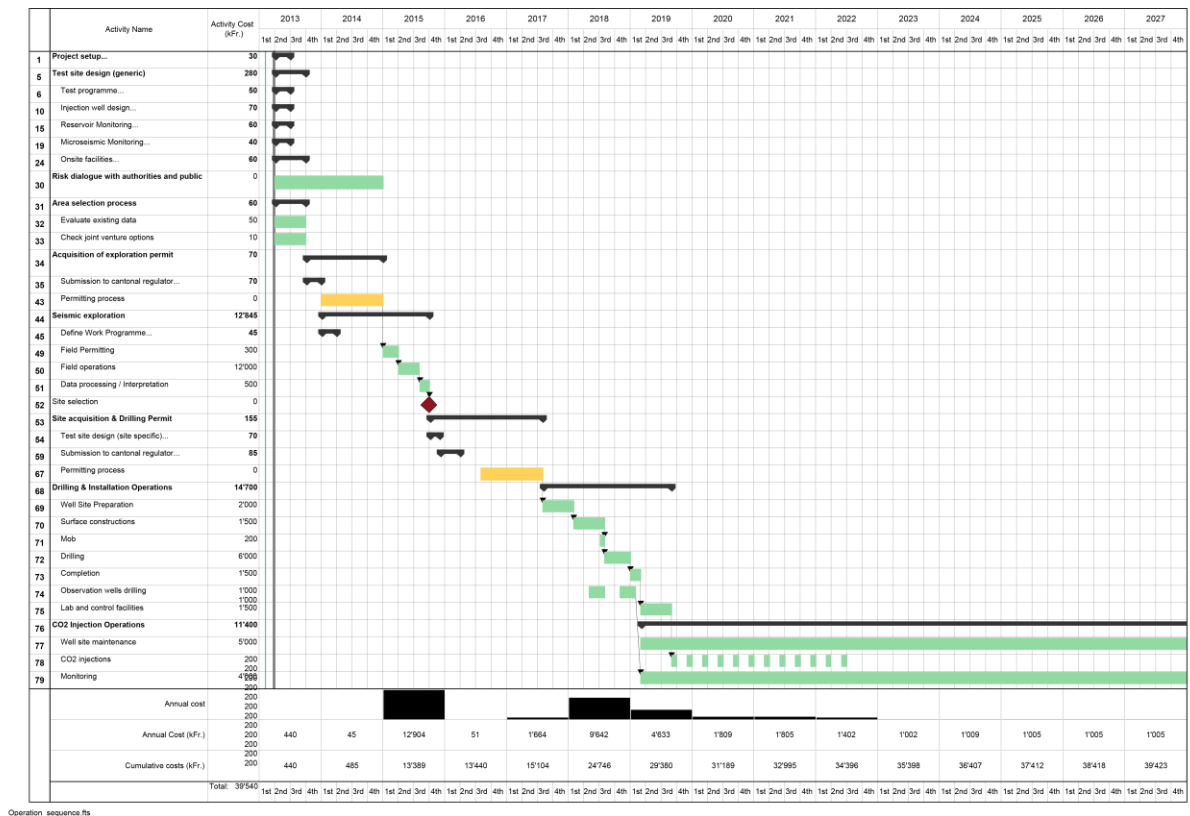


Fig.4: Operations sequence: Notional schedule and cost estimate.

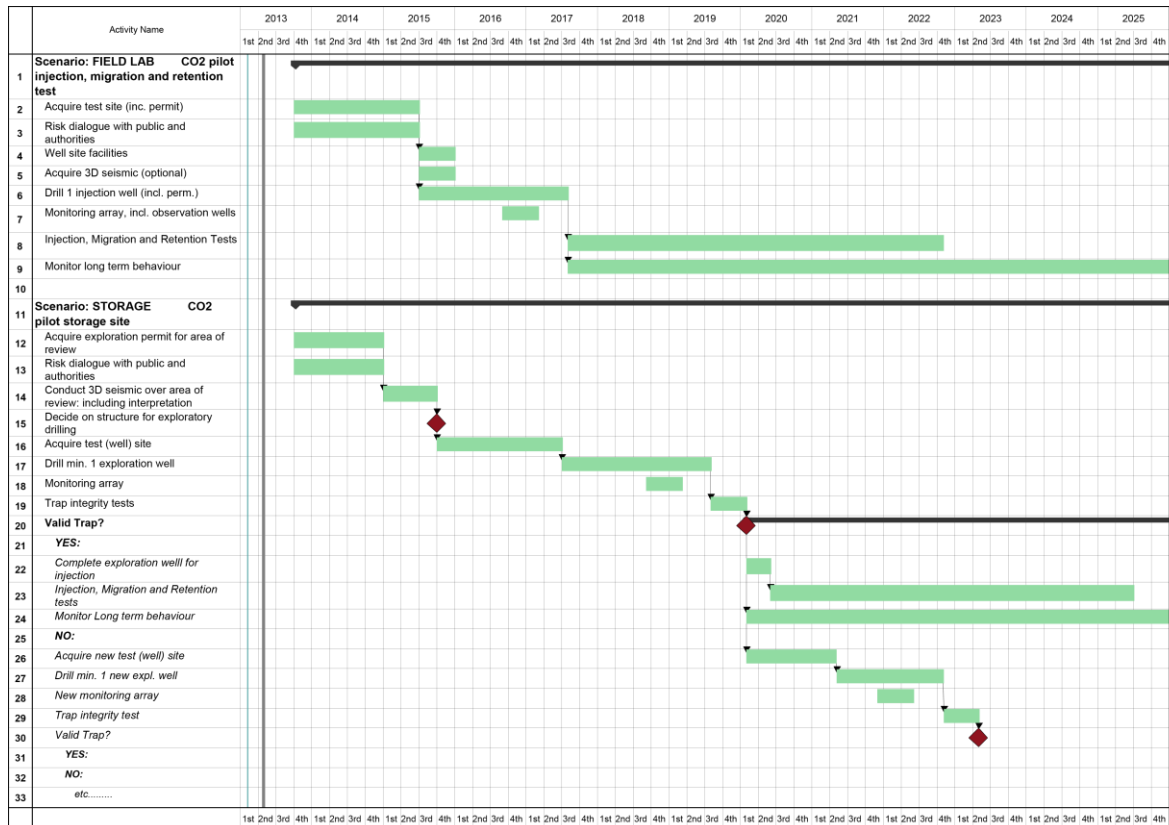


Fig. 5: Scenario Field Lab vs. Storage: Impact on project sequence and schedule.

10. Review of state of the art of CCS projects

The experience from CO₂ injection in pilot projects (Frio, Ketzin, Nagaoka, US Regional Partnerships) and existing commercial operations (Sleipner, Snøhvit, In Salah) demonstrates that CO₂ geological storage in saline aquifers is technologically feasible (Michael et al, 2010).

The National Energy Technology Laboratory (NETL) has recently released the fourth version of the “CO₂ Capture, Utilization, and Storage” (CCUS) Database, which includes active, proposed, cancelled, and terminated CCUS projects worldwide. Information in the database regarding technologies being developed for capture, evaluation of sites for CO₂ storage, estimation of project costs, and anticipated dates of completion is sourced from publicly available information. As of November 2012, the database contained 268 CCUS projects worldwide. The 268 projects include 68 capture, 61 storage, and 139 for capture and storage in more than 30 countries across 6 continents. While most of the projects are still in the planning and development stage, or have recently been proposed, 37 are actively capturing and injecting CO₂. Within the 37 active projects (4 offshore and 33 onshore), the majority are connected with EOR activities or are injecting in depleted gas fields (75% of the whole projects). Only a few projects (11%) are injecting CO₂ into deep saline aquifers (Fig. 6, Tables 1+2).



Fig.6: Locations of CCS projects with CO₂ injection into saline aquifers (see also Table 1+2, from NETL-US database 2012).

An example of injections in a non-closed system is in the Illinois Basin area. The Mount Simon Sandstone is continuous throughout the entire Basin, except in the southern and south-western parts of the Basin, where Precambrian highs exist and Cambrian sediments are absent (Fig. 7). The top elevation of the Mount Simon Formation dips down from shallow parts in the north to more than 4,000 m below the mean sea level in the south. In the south and in the centre of the basin, the Mount Simon Sandstone is separated from freshwater resources by a sequence of various sealing layers and saline aquifers. In northern Illinois,

however, the relatively shallow portion of the Mount Simon Formation is separated only by the Eau Claire regional seal from a valuable and heavily used freshwater aquifer, the Ironton-Galesville aquifer.

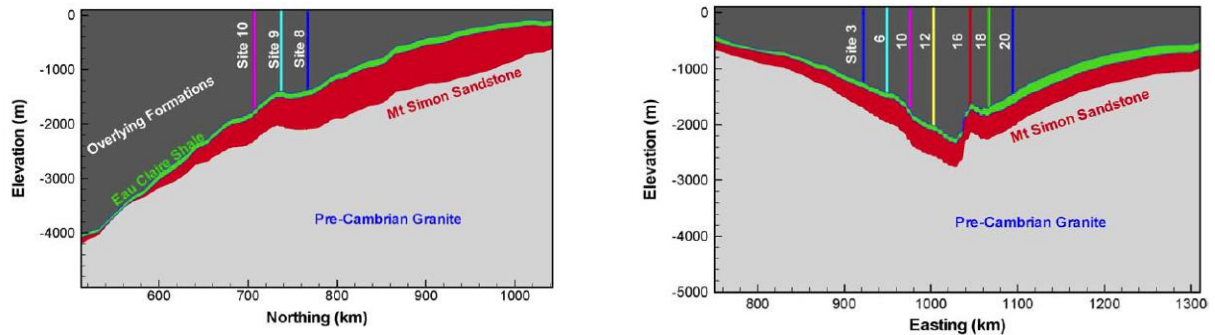


Fig.7: Cross-sections through the Illinois Basin CCS test site (Birkholzer & Zhou, 2009).

The typical saline aquifer reservoir rock targeted in CO₂ injection projects is high porosity sandstones (about 85% of the cases reports in the database). Only a few experiments have been done so far in carbonate saline aquifers. Among those, the Lacq project is the first French pilot to demonstrate the technical feasibility and reliability of an integrated capture, transportation, injection and storage scheme for CO₂ from a 30 MW_{thermal} industrial combustion boiler. The CO₂ stream is compressed and conveyed via a 27 km pipeline to the Rousee depleted gas field (Fig. 8), where it is injected into a deep carbonate reservoir. CO₂ injection started early in 2010 and should inject 90,000 tons by July 2013 (Prinet et al., 2013).

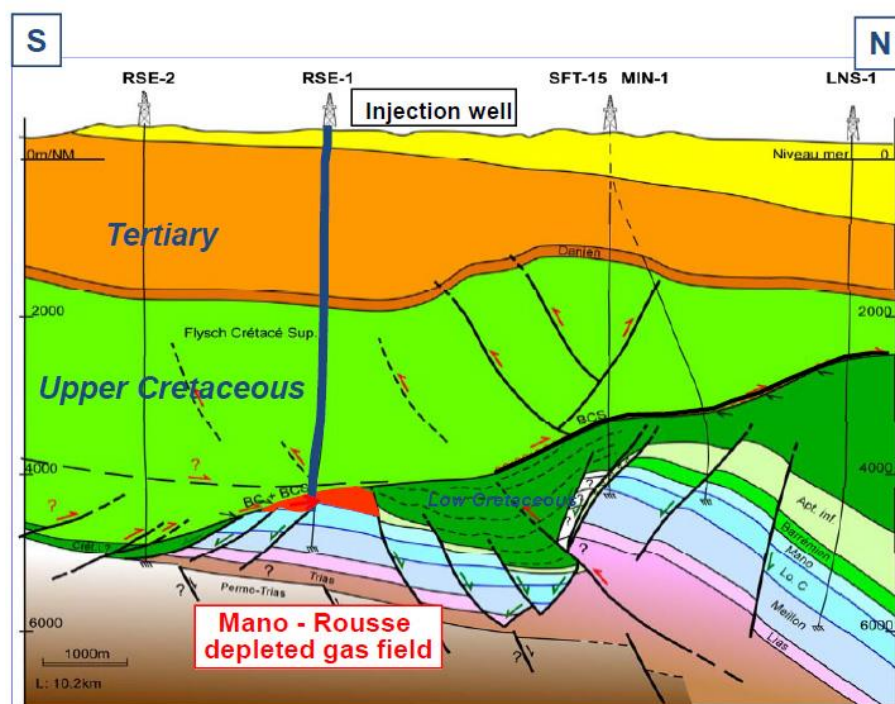


Fig. 8: Cross-sections through Rousee field: synthetic geological scheme and position of RSE-1 CO₂ injection well (after Prinet et al., 2013, modified).

A planned project for injection into carbonates is the Fort Nelson demonstration project in north-eastern British Columbia, Canada (project operational by mid-2016). The likely injection target will be a carbonate formation (2-2.3 km deep) in the Devonian Presqu'île reef complex with the 500-m-thick shales of the overlying Muskwa and Fort Simpson Formations serving as seals (Sorensena et al., 2013).

Another planned test site in a carbonate reservoir is the site for the CO₂ Storage Technology Demonstration Plant of the Compostilla OXYCFB300 project at Hontomin in Spain. CO₂ will be injected at some 1,450 m depth. The Hontomin storage structure is a dome located in Lower Jurassic formations: marls serve as the upper seal, calcite- and dolomite-limestones as the storage formation, and anhydrites as the lower seal. A large number of experiments are planned both for site characterization and for development of injection technology (Calahorrano et al., 2012). The borehole setup at Hontomin will consist of three wells: one injection well, one geophysical monitoring well and one multilevel fluid monitoring well arrayed in a triangle configuration. The geophysical monitoring well will be located 100 m from the injection well, and the multilevel fluid monitoring well 40 m from the injection well. Planned characterization experiments include conventional hydraulic tests but also some tests specific to CO₂ storage. Among these, a mid-term (several days) high pressure, high flow rate, water injection test will be performed to identify potential brine leakage paths and to assess geomechanical stability issues. The site will be heavily instrumented to measure microseismicity and deformation. Push-pull tests using both reactive and inert tracers will be performed to assess the porosity structure and in situ reactivity of the rock. Push-pull tests using supercritical CO₂ with gas tracers will also be performed to assess retention mechanisms. Tracer breakthrough behaviour will allow CO₂ dissolution rates to be quantified.

A demonstration CO₂ sequestration project in a carbonate reservoir has been developed in the Michigan Basin, the Otsego County Test Site, where potential targets for sequestration include several Paleozoic reservoirs with moderate to low permeability. Rock formations in the interval of interest dip approximately 9 m /1000 m (0.55°) toward the south. While some dome and arch trends have been identified in the region, there does not appear to be any clear structure near the site. Within the MRCSP Validation Phase ~60,000 t of CO₂ was successfully injected into the Bass Islands Dolomite, the most permeable section of the storage zone, in two campaigns, the first from February-March 2008 (~10,000 t) and the second from January to July 2009 (~50,000 t). The interval for injection in the Bass Islands Dolomite was at 1050 to 1070 m. Rocks in the overlying Formations contain significant anhydrite and salt beds, which act as the sealing formations.

Table 1: Location of active or completed projects with injection in saline aquifers (selected from NETL-US database, December 2012).

Project Name	Location	Project Status	Injection status	Project Start	Project Link
K12-B CO2 Injection Project	Netherlands North Sea	Active	Injection Ongoing	01.05.2004	http://www.k12-b.nl/
Sleipner Project	Norway North Sea	Active	Injection Ongoing	01.08.1996	http://www.statoil.com/en/TechnologyInnovation/ProtectingTheEnvironment/CarboncaptureAndStorage/Pages/CarbonDioxideInjectionSleipnerVest.aspx
Snohvit Field LNG and CO2 Storage Project	Norway Barents Sea	Active	Injection Ongoing	22.04.2008	http://www.statoil.com/en/TechnologyInnovation/NewEnergy/Co2Management/Pages/Snohvit.aspx
In Salah Gas Storage Project	Algeria In Salah Gas Fields	Active	Injection Ongoing	01.08.2004	http://www.bp.com/sectiongenericarticle.do?categoryId=9012195&contentId=7024392
SECARB Validation Phase - Stacked Storage Test	United States Mississippi Cranfield	Completed	Post-Injection Monitoring	01.01.2008	http://www.secarbon.org/?page_id=8
MGSC Development Phase - ADM Ethanol Facility	United States Illinois Decatur	Active	Injection Ongoing	01.01.2010	http://www.netl.doe.gov/publications/factsheets/project/NT42588.pdf
Otway Basin Project - CO2CRC	Australia Victoria Otway Basin	Active	Injection Ongoing	02.04.2008	http://www.co2crc.com.au/otway/
MRCSP Validation Phase - Appalachian Basin Test	United States Ohio Shadyside	Completed	Injection Complete	01.01.2009	http://216.109.210.162/userdata/phase_II_reports/phase_ii_final_report_MRCSP.pdf
MRCSP Validation Phase - Cincinnati Arch Test	United States Kentucky Rabbit Hash	Active	Injection Complete	01.01.2009	http://www.netl.doe.gov/events/09conferences/rcsp/pdfs/MRCSP%20Cincinnati%20Arch%20Geologic%20Test.pdf
MRCSP Validation Phase - Michigan Basin Test	United States Michigan Otsego County	Active	Injection Complete	01.01.2008	http://www.netl.doe.gov/publications/proceedings/08/rcsp/factsheets/15-MRCSP_Michigan%20Basin_Saline.pdf
Nagaoka Project	Japan Niigata Prefecture Nagaoka-city	Completed	Post-Injection Monitoring	01.01.2003	http://www.rite.or.jp/English/lab/geological/project_overview.html
SECARB Validation Phase - Saline Formation Test	United States Mississippi Escatawpa	Completed	Post-Injection Monitoring	01.10.2008	http://www.netl.doe.gov/publications/proceedings/08/rcsp/factsheets/13-SECARB_Saline%20Reservoir%20Test_Saline.pdf
Frio Brine Pilot	United States Texas Houston	Completed	Post-Injection Monitoring	04.10.2004	http://www.beg.utexas.edu/envronqlty/co2seq/fieldexperiment.htm
CO2SINK Project (Ketzin)	Germany Ketzin	Active	Injection Ongoing	30.06.2008	http://www.co2ketzin.de/
Total Lacq Project	France Lacq	Active	Injection Ongoing	01.01.2009	http://www.total.com/en/special-reports/capture-and-geological-storage-of-co2/capture-and-geological-storage-of-co2-the-lacq-demonstration-200969.html

Table 1: Reservoir formations, depth and maximum injection rates of the projects listed in Table 1.

Project Name	scale	on/off shore	Storage type	Reservoir rock	Formation name	Injection depth (m)	Injection rate (t/day)
K12-B CO2 Injection Project	commercial	off	gas field	sandstones	Upper Slochteren Member (Rotliegend)	3660	2000
Sleipner Project	commercial	off	gas field	sandstones	Utsira formation	1000*	2800
Snohvit Field LNG and CO2 Storage Project	commercial	off	gas field	sandstones	Tubåen sandstone	2550*	2000
In Salah Gas Storage Project	commercial	on	gas field/saline aquifer	sandstone	Krechba	1800	3500
SECARB Validation Phase - Stacked Storage Test	demonstration	on	saline aquifer	sandstone	Lower Tuscaloosa formation	3000	2700
MGSC Development Phase - ADM Ethanol Facility_ Illinois	demonstration	on	saline aquifer	sandstone	Mount Simon Sandstone	1980	1000
Otway Basin Project- CO2CRC	demonstration	on	depleted gas field	sandstone	Waarre	2100	150
			saline aquifer	sandstone	Paaratte	1400	
MRCSP Validation Phase - Appalachian Basin Test	pilot	on	saline aquifer	limestone	Salina	2070	49
					Oriskany and Clinton-Tuscarora formation	1780 and 2500	20
MRCSP Validation Phase - Cincinnati Arch Test	pilot	on	Saline aquifer	sandstone	Mt. Simon Sandstone	1030	500
MRCSP Validation Phase - Michigan Basin Test	pilot	on	Saline aquifer	dolomite	Bass Islands Dolomite	1070	400-600
Nagaoka Project	pilot	on	saline aquifer	sand	Haizume Formation	1100	20~40
SECARB Validation Phase - Saline Formation Test	pilot	on	saline aquifer	sandstone	Lower Tuscaloosa formation	2595	160
Frio Brine Pilot	pilot	on	saline aquifer	sandstone	Frio Formation	1546	250
CO2SINK Project (Ketzin)	pilot	on	depleted gas field/saline aquifer	sandstone	Stuttgart Formation	650	86
Total Lacq Project	pilot	on	depleted gas field/saline aquifer	carbonates	Mano Dolomite	4500	120
*below sea floor							

11. Key reference documents

- Birkholzer J.T., Zhou Q., (2009): Basin-scale hydrogeologic impacts of CO₂ storage: Capacity and regulatory implications, *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 3 : 745–756.
- Calahorrano A., Martí D., Alcalde J. , Marzán I., Ayarza P., Carbonell R., Pérez-Estaún A. (2012): The Hontomin CO₂ geologic storage site: results from 2D seismic survey, EGU General Assembly, *Geophysical Research Abstracts Vol. 14 2012*, EGU2012-4659.
- Chevallier, G., Diamond, L.W. & Leu, W. (2010) : Potential for deep geological storage of CO₂ in Switzerland : a first appraisal. *Swiss. J. Geoscience*, 103, 427-455 p.
- Diamond, L. W., Leu, W., and Chevalier, G., 2010, Studie zur Abschätzung des Potenzials für CO₂-Sequestrierung in der Schweiz (Potential for geological sequestration of CO₂ in Switzerland), Report for the Swiss Federal Office of Energy, 23 pp. www.bfe.admin.ch
- EPA (2011): Geological Sequestration of Carbonate Dioxide. Draft Underground Injection Control (UIC) Program Class VI Well Site Characterization Guidance for Owners and Operators. United States Environmental Protection Agency.
- Gharbi, O., Bijeljic, B., Boek, E., Blunt, M.; Changes in Pore Structure and Connectivity Induced by CO₂ Injection in Carbonates: a Combined Pore-Scale Approach; *Energy Procedia* 00 (2013), SciVerse ScienceDirect.
- Gunter, W.D., Bachu, S., and Law, D.H.-S., Marwaha, V., Drysdale, D.L., Macdonald, D.L., and McCann, T.J (1996): Technical and economic feasibility of CO₂ disposal in aquifers within the Alberta sedimentary basin, Canada, *Energy Convers. Mgmt.*, 37: 1135-1142.
- Hovorka, S. (2009): Frio Brine Pilot: the First U.S. Sequestration Test. – *Southwest Hydrology*, September/October, p. 21-36. <http://www.worldenergy.org/documents/congresspapers/370.pdf>
- Kaldi, J.G. & Gibbson-Pool, C.M. (2008): Storage Capacity Estimation, Site Selection and Characterization for CO₂ Storage Project. – CO₂CRC Report No. RPT08-1001, 60 p.
- Lescanne M., Hy-Billiot J., Aimard N., Prinet C. (2011): The site monitoring of the Lacq industrial CCS reference project Original Research Article, *Energy Procedia*, 4: 3518-3525.
- Martens, S., Kempka, T., Liebscher, A., Lüth, S., Möller, S., Myrrtinnen, A., Norden, B., Schmidt-Hattenberger, C., Zimmer, M., Kühn, M. & Ketzin Group (2012): Europe's longest-operating on-shore CO₂ storage site at Ketzin, Germany: a progress report after three years of injection. – *Environmental Earth Science*, Springer, 12 p.
- Mehnert, E., J. Damico, S. Frailey, H. Leetaru, Y.-F. Lin, R. Okwen, N. Adams, B. Storsved, and A. Valocchi, Development of a basin-scale model for CO₂ sequestration in the basal sandstone reservoir of the Illinois Basin—Issues, approach, and preliminary results, in *Energy Procedia/GHGT11 Procedia*, Kyoto Japan, November 2012, J. Gale, H. Herzog, and J. Braitsch, eds.: Amsterdam, Elsevier (in press).
- Michael K., Golab A., Shulakova V., Ennis-King J., Allinson G., Sharma S., Aiken T.(2010): Geological storage of CO₂ in saline aquifers—A review of the experience from existing storage operations, *International Journal of Greenhouse Gas Control* 4 (2010) 659–667.

- Plasynski S., Litynski J., . Rodosta T. (2009): Public Outreach and Education for Carbon Storage Projects; National Energy Technology Laboratory, DOE/NETL-2009/1391, December 2009, www.netl.doe.gov, pp.62
- Prinet C., Thibeau S., Lescanne M., Monne J. (2013): Lacq-Rousse CO2 Capture and Storage demonstration pilot: Lessons learnt from two and a half years monitoring, Energy Procedia, GHGT-11, in press.
- Shih R., Almqvist B. S.G., Zappone A., Maurer H. Simulating the In Situ Physical properties of the Upper Muschelkalk Aquifer in northern Switzerland, Journal of Applied Geophysics, in prep.
- Sommaruga, A., Eichenberger, U. & Marillier, F. (2012): Seismic Atlas of Swiss Molasse Basin. – Matér. Géol. Suisse, Géophys. 44, 88p.
- Sorensen J.A. , Gorecki C.D., Botnen L.S., Steadman E.N., Harjula J.A. (2013): Overview, status, and future of the Fort Nelson CCS project Energy Procedia, GHGT-11, in press.
- Wallquist L. (2011). Public perception of carbon dioxide capture and storage, Diss., Eidgenössische Technische Hochschule ETH Zürich, Nr. 19952, <http://dx.doi.org/10.3929/ethz-a-006716440>, pp. 216.
- Zhou Q.L., Birkholzer J.T., Lin Y.F., Zhang K. (2010): Modeling Basin and Plume Scale process of CO₂ Storage Full scale Deployment. Ground Water 48(4): 494-514.

Appendix 1. Principles of geological sequestration of CO₂ in saline aquifers: An introduction for non-geologists

Much of the following text has been taken directly from Diamond et al. (2010).

A1.1 Occurrence of CO₂ in the Earth's crust

Since the early 1990s, research has been undertaken worldwide to evaluate whether anthropogenic CO₂ emissions can be captured and sequestered underground in deep geological formations. This approach to CO₂ disposal is based on a huge existing body of knowledge on the state and quantities of CO₂ naturally present in the Earth (this knowledge comprises part of the science of *geology*), and on the chemical and physical behaviour of gases in rocks. Much of this knowledge has been acquired by geologists and engineers in petroleum companies. Indeed, the world's vast underground reserves of natural gas, which consist mostly of methane, are proof that gases can remain trapped in rocks for many millions of years. Natural precedents for storage of pure CO₂ in sedimentary rocks are also known. A local example is at Montmiral, some 40 km west of Grenoble, where a natural CO₂ gas reservoir was discovered in 1961 during exploration drilling into sedimentary rocks at 2400–2480 m depth. The gas composition is 97–99% CO₂ and it is currently exploited as a commercial source of CO₂ for industrial applications. The CO₂ accumulated some 30–40 million years ago and no surface leakage is known so far.

As well as being present in gaseous form, huge amounts of CO₂ are also naturally present in dissolved aqueous form in formation waters. These are the more or less saline groundwaters or pore waters that reside in or migrate through porous rocks in the upper 10 km of the Earth's crust. Commercial bottled mineral water is essentially a sample of such formation water. When the bottle is under pressure the contained CO₂ is invisible, because it is completely dissolved in the water. When the pressure is released by opening the bottle, the dissolved gas separates and forms visible bubbles of free gas.

By far the largest amounts of CO₂ in the Earth's crust are tightly bound in solid form within the family of so-called carbonate minerals, which are the main constituents of limestone. The quantities of CO₂ permanently locked in limestones are truly gigantic. For example, the northernmost range of the Alps and the Jura Mountains are made up largely of limestones.

A1.2 Options for geological sequestration

In view of this evidence from nature, several options present themselves for sequestration of anthropogenic CO₂. The principle is to copy the permanent CO₂ storage mechanisms of nature. Among the options two are particularly relevant to the Swiss case: depleted hydrocarbon reservoirs are an important proof of principle, whereas storage in saline aquifers appears to be the most realistic option. Details of the other options are given in Diamond et al. (2010).

The most obvious choice for sequestration is to pump CO₂ into natural gas reservoirs in which pore space has been created by commercial exploitation of the methane gas. The idea of refilling gas reservoirs is not at all new. Many countries routinely deplete then refill geological gas reservoirs in a seasonal cycle, in order to maintain large reserves and meet peaks in consumer demand. For example, the USA currently injects and then recovers more than 20 million m³ of methane gas per year. Germany has been using more than 300 sites since the early 1950s to do the same, without any reports of leakage or felt seismicity. There

are no essential technical differences between injection of CO₂ and injection of methane. This option can therefore be viewed as well proven. However, as pointed out in Chapter 3, Switzerland does not have any suitable exploited gas reservoirs within its territory.

As an alternative storage mode, several large-scale, long-term projects (discussed in Chapters 3 and 10 above) have demonstrated that waste CO₂ may be injected into deep, porous rock formations that contain slowly moving groundwater. Such rocks are termed aquifers. Here "slowly" refers to typical natural flow rates in the order of several centimetres per year. Like natural gas reservoirs, deep aquifers are sealed above by layers of impermeable caprock (typically claystones or rock salt) and so water flow is normally close to horizontal. Aquifers that contain fresh water should be left undisturbed for possible future use as sources of water for drinking or for agricultural irrigation. Therefore, aquifers suitable for CO₂ disposal are those which contain saline water (brine), for which no commercial use is currently known, except perhaps in a transitory way during the production of geothermal energy.

Although a deep aquifer may behave as an open system on the scale of tens of thousands to millions of years, several trapping mechanisms combine to lock the CO₂ within the aquifer over comparably long periods (see below). Injection of waste CO₂ into a deep formation requires that the gas be artificially pressurized to a value greater than that of the in-situ brine. Thus, upon injection from a perforated or screened borehole, the compressed CO₂ displaces some of the brine from the rock pores. The CO₂ itself initially accumulates as an immiscible fluid plume. Its density depends on the ambient temperature and on the pressure of the adjacent formation water. In deep aquifers at relatively low temperatures, CO₂ is stable in the supercritical fluid state with liquid-like density. Nevertheless, even if the pressure and temperature conditions are conducive to high density, CO₂ is still markedly less dense than any saline formation water (by a factor of 1.3 to 4, depending on the salinity), and it has a far lower viscosity (by a factor of 6 to 50, depending on salinity). These two attributes impart high buoyancy and mobility to the CO₂ plume and so it will generally migrate away from the injection point, displacing brine along the way.

The migrating plume is confined to the aquifer by the impermeable caprock and it may accumulate in traps beneath folds or beneath segments of the caprock displaced by sealed faults (termed structural trapping). As CO₂ does not "wet" mineral surfaces in the physicochemical sense, some of the migrating gas inevitably remains locked in the rock pores along the flow path, owing to the narrowness of their interconnecting throats (termed residual trapping). With time (decades to centuries) some or all of the CO₂ in the plume dissolves into the formation water (termed solubility trapping). The solubility is highest in low-salinity, high-pressure water in the temperature range 80–100 °C (solubility falls at both higher and lower temperatures).

Once dissolved, the CO₂ is gradually transported away from the site of the plume by the flowing formation water. During this transport the CO₂ chemically reacts with the aquifer rock. In sandstone aquifers the reactions may produce carbonate minerals, e.g. calcite, dolomite and siderite, that are permanently stable (termed mineral trapping), although the reaction rates may be very slow. In aquifers composed mostly of calcite and dolomite (as in the most promising cases in Switzerland), the addition of aqueous CO₂ initially acidifies the formation water and causes partial dissolution of the carbonate minerals, thereby increasing the porosity of the aquifer.

Even under the most favourable aquifer conditions the amount of CO₂ that can be dissolved in a cubic metre of formation brine is small (~25–50 kg_{CO2}/m³_{brine}) and the capacity of many deep aquifers is already lowered by the natural presence of CO₂. Therefore, aquifers with

large structural traps or with very large amounts of formation water must be found to dispose of significant quantities of waste CO₂. Tightly sealed structural traps are the preferred sites because storage is permanent. In the absence of structural traps, dissolved CO₂ may eventually degas when the brine discharges into higher-level formations or even to the Earth's surface. In this case the period over which CO₂ is retained underground is finite. Nevertheless, water residence times in the order of several thousand years are common and these are thought to be sufficient to mitigate global warming until future technologies solve the problem permanently.

Exactly how and where a given aquifer discharges is of prime interest in selecting sites for CO₂ injection. Faults, whether active or inactive, may possibly provide routes for leakage of CO₂, especially if the injection significantly raises the fluid pressure and allows stressed faults to slip. However, faults are often coated with impermeable clays and in these cases they may function as seals, dividing the aquifer into compartments. Accordingly, knowledge of the occurrence and types of faults in the subsurface is an important aspect in evaluating potential storage sites.

Diamond, L. W., Leu, W., and Chevalier, G., 2010, Studie zur Abschätzung des Potenzials für CO₂-Sequestrierung in der Schweiz (Potential for geological sequestration of CO₂ in Switzerland), Report for the Swiss Federal Office of Energy, 23 pp. www.bfe.admin.ch

Appendix 2. Introduction to environmental hazards of CO₂ injection in the subsurface

Much of the following text has been taken directly from Diamond et al. (2010).

Any CO₂ sequestration project must consider the associated environmental and safety issues. The following is a brief summary of the four main issues.

- (1) Injection of CO₂ entails mechanically pressing the gas into the reservoir rocks. This increases the pressure of the fluid in the reservoir rock (formation fluid). Under some circumstances the pressure increase may induce slip (displacement) on local faults and it may cause new fractures to form, whether in the reservoir or the caprock. In either case the release of pre-existing rock stress may cause perceptible seismicity. The magnitudes of the seismic shocks depend on local rock parameters and these must therefore be assessed prior to injection. Experience in induced seismicity has been gained primarily by the petroleum industry, which for several decades has been injecting both water and CO₂ into hydrocarbon reservoirs to enhance oil recovery. So far this disposal has been demonstrated to be safe with risks reduced to a level as low as reasonably practicable. More information on this topic relevant to the Swiss case is given by Deichmann and Burlini (2010).
- (2) Leakage of CO₂ may possibly pollute groundwater resources. Migrating CO₂ tends to acidify groundwaters by producing carbonic acid, which in turn may cause dissolution and transformation of minerals and soils along the flow paths. These chemical changes may mobilise toxic heavy metals, which could contaminate freshwater aquifers. If the storage aquifer already contains hydrocarbons, toxic BTEX components may also be mobilised, as demonstrated in Frio Formation pilot CO₂ sequestration study by Kharaka et al. (2006).
- (3) Dispersed leakage of CO₂ to the Earth's surface or into soil horizons may alter the biodiversity of ecosystems.
- (4) Because CO₂ gas is denser than air, large volumes of CO₂ that leak to focussed points on the Earth's surface may accumulate in topographic depressions. If high CO₂ concentrations are attained they may become hazardous to humans and other living organisms. A tragic demonstration of this phenomenon was the 1986 catastrophic release of CO₂ from Lake Nyos in Cameroon. The source of the CO₂ was in that case volcanic, unrelated to human activity (and in a geological setting that is entirely different from that envisaged for CO₂ sequestration). Evaluations of the risks of this problem in a sequestration environment are based on natural and man-made analogies of leaking storage sites.
- (5) When CO₂ is pressed into an aquifer, the saline formation water within its pore space is displaced. Rapid migration of the water is hampered by its relatively high density and high viscosity and by the typically narrow and tortuous flow paths within the rocks. However, depending on the local geological conditions, it is possible that saline water is expelled from the aquifer. If this brine enters overlying freshwater aquifers it may degrade their quality.

Deichmann N. and Burlini L. (2010): Seismicity, state of stress and induced seismicity in the Molasse Basin and Jura (N-Switzerland). Appendix 2 in Diamond, L. W., Leu, W., and Chevalier, G., 2010, Studie zur Abschätzung des Potenzials für CO₂-Sequestrierung in der Schweiz (Potential for geological sequestration of CO₂ in Switzerland), Report for the Swiss Federal Office of Energy, 23 pp. www.bfe.admin.ch

Diamond, L. W., Leu, W., and Chevalier, G., 2010, Studie zur Abschätzung des Potenzials für CO₂-Sequestrierung in der Schweiz (Potential for geological sequestration of CO₂ in Switzerland), Report for the Swiss Federal Office of Energy, 23 pp. www.bfe.admin.ch