

Technischer Bericht 14-02

SGT Etappe 2: Vorschlag weiter zu untersuchender
geologischer Standortgebiete mit zugehörigen
Standortarealen für die Oberflächenanlage

Geologische Grundlagen

Dossier VII Nutzungskonflikte

Dezember 2014

Nationale Genossenschaft
für die Lagerung
radioaktiver Abfälle

Hardstrasse 73
CH-5430 Wettingen
Telefon 056-437 11 11

www.nagra.ch

Technischer Bericht 14-02

SGT Etappe 2: Vorschlag weiter zu untersuchender
geologischer Standortgebiete mit zugehörigen
Standortarealen für die Oberflächenanlage

Geologische Grundlagen

Dossier VII Nutzungskonflikte

Dezember 2014

Nationale Genossenschaft
für die Lagerung
radioaktiver Abfälle

Hardstrasse 73
CH-5430 Wettingen
Telefon 056-437 11 11

www.nagra.ch

Das vorliegende Dossier VII - Nutzungskonflikte - wurde von einem Projektteam folgender Zusammensetzung erarbeitet:

Hauptautoren: Andreas Gautschi, Werner Leu, Jens Becker, Daniel Traber

Text- und Figurenbeiträge, redaktionelle Mitarbeit (in alphabetischer Reihenfolge): Jens Becker, Petra Blaser, Bruno Kunz, Michael Ruff, Andreas von der Dunk

Das Dossier und die dazu verwendeten Referenzberichte (Nagra Arbeitsberichte, NAB) haben von zahlreichen Fachdiskussionen und Reviews durch eine Vielzahl von internen und externen Personen profitiert; diesen Personen sei an dieser Stelle für ihre Arbeit gedankt.

ISSN 1015-2636

“Copyright © 2014 by Nagra, Wettingen (Schweiz) / Alle Rechte vorbehalten.

Das Werk einschliesslich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung ausserhalb der engen Grenzen des Urheberrechtsgesetzes ist ohne Zustimmung der Nagra unzulässig und strafbar. Das gilt insbesondere für Übersetzungen, Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Systemen und Programmen, für Mikroverfilmungen, Vervielfältigungen usw.”

Zusammenfassung

In Dossier VII 'Nutzungskonflikte' wird aufgezeigt, ob innerhalb, oberhalb oder unterhalb des Wirtgesteins aus heutiger Sicht oder in absehbarer Zeit wirtschaftlich nutzungswürdige Rohstoffe (z.B. Salz, Kohlenwasserstoffe, Kohle), Mineral- und Thermalwassernutzungen, geothermische Ressourcen, Rohstoffe für die Bauindustrie, Erze etc. in besonderem Masse vorkommen und inwiefern sich daraus Nutzungskonflikte ergeben könnten.

Ein Nutzungskonflikt entsteht einerseits, wenn die Nutzung von vorhandenen Ressourcen durch ein Tiefenlager (inkl. Zugangsbauwerke) verunmöglicht oder beeinträchtigt wird oder wenn eine erhebliche Wahrscheinlichkeit des unbeabsichtigten menschlichen Eindringens in das Tiefenlager besteht. Diskutiert wird ferner, ob die Erschliessung und Nutzung von Rohstoffen die Barrierenwirkung des einschlusswirksamen Gebirgsbereichs (Wirtgestein und Rahmgesteine) beeinträchtigen könnten, sei es beispielsweise durch direktes Eindringen mittels Sondierbohrungen in den einschlusswirksamen Gebirgsbereich oder in das Lager selbst oder durch indirekte Beeinträchtigungen aufgrund induzierter Bewegungen an Störungen (Subsidenz des Untergrunds, induzierte Seismizität).

Mit dem Bundesratsentscheid vom 30. November 2011 zur Aufnahme der von der Nagra in Etappe 1 vorgeschlagenen Standortgebiete in den Sachplan Geologische Tiefenlager wurde auch festgelegt, dass die Kantone, basierend auf Unterlagen des ENSI, bei Bohrbewilligungen oder Konzessionen prüfen, ob mit den angefragten Tätigkeiten die Barriereigenschaften des einschlusswirksamen Gebirgsbereichs gefährdet werden könnten. Dazu wurde von der Nagra im Auftrag des ENSI ein Bericht mit entsprechenden Schutzzonen-Karten erarbeitet.

Die potenziellen Nutzungskonflikte innerhalb und im näheren Umfeld der geologischen Standortgebiete wurden für die oben aufgeführten Rohstoffe und Nutzungsarten analysiert; die Ergebnisse sind nachfolgend zusammenfassend dargestellt.

- *Kohlenwasserstoffe, Kohle:* Die potenziellen Nutzungskonflikte bezüglich Abbau/Förderung von fossilen Kohlenwasserstoff-Ressourcen (Erdgas, Erdöl) und von Kohle sind vielschichtig. Sie betreffen die Exploration, Fördermethoden wie auch Folgeerscheinungen des Abbaus.

Innerhalb der vier in SGT Etappe 1 vorgeschlagenen Wirtgesteine sind keine fossilen Rohstoffvorkommen bekannt. Keines der Wirtgesteine hat ein Potenzial für eine Schiefergas-Nutzung.

Die Evaluation möglicher Rohstoffe unterhalb der Wirtgesteine zeigt, dass nur das geologische Standortgebiet Zürich Nordost in grossen Teilen kein Potenzial für fossile Rohstoffe aufweist. Im gesamten Standortgebiet Jura Ost besteht ein mögliches Potenzial für Erdgas in dichten Gesteinen des Permokarbons (sog. *tight gas plays*). Dasselbe gilt für das Standortgebiet Nördlich Lägern, wobei dort der Nordwestrand auch im Bereich von weiteren möglichen Lagerstättentypen liegt; diese liegen aber ausserhalb des Lagerperimeters. Für die Standortgebiete Jura-Südfuss und Südranden besteht ein spekulatives Potenzial für Erdgas in dichten Gesteinen (*tight gas*) des Permokarbons sowie Kohleflözgas in den Karbonkohlen. Im geologischen Standortgebiet Wellenberg ist die Datenlage über den tiefen Untergrund (> 2 km) ungenügend für eine Abschätzung möglicher Ressourcen; aber weil Tiefbohrungen von der Talsohle aus erfolgen würden, zeichnen sich keine Nutzungskonflikte ab.

Die Mengen an potenziellen Energieressourcen auf Basis von Kohlenwasserstoffen bzw. Kohle sind erheblich. Allerdings wären für den Nachweis dieses Potenzials und dessen wirtschaftliche Nutzung weitere kostspielige Explorationsarbeiten notwendig.

Im Hinblick auf Explorationsarbeiten zur Erkundung der meist spekulativen Kohlenwasserstoff- und Kohle-Ressourcen zeichnen sich wegen des geringen Platzbedarfs eines Tiefenlagers keine konkreten Interessenskonflikte ab. Explorationsbohrungen können ohne Erkenntnisverlust ausserhalb der potenziellen Lagerperimeter mit angemessenen Sicherheitsabständen durchgeführt werden. Durch geophysikalische Explorationskampagnen (Reflexionsseismik, Gravimetrie) wird ein Tiefenlager nicht beeinträchtigt. Für eine allfällige Nutzung sind entsprechende Sicherheitsabstände einzuhalten.

- *Salz:* Für Etappe 2 wurden die Informationen über die Salzvorkommen der Nordschweiz aktualisiert und präzisiert. Der Abbau des Steinsalzes erfolgt ausschliesslich im Auslaugungsverfahren mit Bohrungen. Die Salzsichten liegen im Bereich der Standortgebiete meist so tief, dass sie für eine wirtschaftliche Nutzung aus heutiger Sicht nicht in Betracht kommen, oder es gibt Hinweise auf eine sehr geringe Mächtigkeit oder ein Nichtvorhandensein des Salzlagers. Einzig im nördlichsten und westlichsten Bereich des Standortgebiets Jura Ost käme ein Salzabbau in Frage, falls mit zukünftigen Bohrungen eine wirtschaftlich nutzbare Mächtigkeit nachgewiesen werden könnte. Dieses Gebiet liegt jedoch deutlich ausserhalb der Lagerperimeter SMA und HAA.
- *Steine und Erden, Erze:* Unter dem Sammelbegriff Steine und Erden (auch 'anorganische Nicht-Erze' genannt) werden verschiedene nicht-metallische, mineralische Rohstoffe zusammengefasst. Steine und Erden werden aus wirtschaftlichen Gründen nur oberflächennah – meist im Tagebau, selten in oberflächennahen Kavernen – abgebaut. Eine potenzielle Beeinträchtigung eines geologischen Tiefenlagers wäre denkbar, wenn direkt über dem Lagerperimeter ein tiefreichender, grossflächiger Abbau von mineralischen Rohstoffen stattfinden würde, welcher eine Dekompaktion des Gebirges und als Folge davon eine Erhöhung der hydraulischen Durchlässigkeit des einschlusswirksamen Gebirgsbereichs bewirken würde.

Im geologischen Standortgebiet Jura Ost fand in den letzten Jahren eine öffentliche Debatte über ein grosses Kalk/Mergelabbau-Projekt statt. Ein solcher Abbau hätte Dimensionen erreicht, die im Extremfall einen Einfluss auf die Abgrenzung der Lagerperimeter gehabt hätten. Das Projekt wurde jedoch zurückgezogen. Zurzeit gibt es im Standortgebiet Jura Ost keine konkreten Kalk/Mergel-Abbauprojekte. Inzwischen sind auch die entsprechenden Schutzzonen für geologische Tiefenlager festgelegt worden.

Ein wirtschaftlicher Abbau von Erzen in den geologischen Standortgebieten wird als unwahrscheinlich eingestuft.

- *Mineral- und Thermalwassernutzungen:* In der Nordschweiz und im angrenzenden süddeutschen Gebiet existieren an verschiedenen Orten Mineral- und Thermalwassernutzungen. Die genutzten Grundwässer stammen dabei typischerweise aus tiefreichenden Fliesssystemen. Es muss deshalb beurteilt werden, ob durch die Zugänge ins Tiefenlager (Wirtgestein) eine Beeinflussung dieser Nutzungen zu erwarten ist. Eine Beeinflussung durch Bauwerke im Wirtgestein selbst kann aufgrund der sehr geringen hydraulischen Durchlässigkeit dieser Gesteine ausgeschlossen werden.

Mineral- oder Thermalwassernutzungen könnten während der Bau- oder der Betriebsphase der Zugänge beeinflusst werden, wenn eine hydraulische Verbindung zwischen diesen Nutzungen und den von den Zugängen durchfahrenen Bereichen besteht. Umfangreiche, jahrelange Abklärungen der Nagra haben eine Fülle von Informationen zum Verständnis der Fliessverhältnisse der Tiefengrundwässer geliefert. Sie bilden die Basis für die Beurteilung potenzieller Nutzungskonflikte im Zusammenhang mit Mineral- und Thermalwassernutzungen.

In den meisten Fällen kann eine Beeinflussung der Mineral- und Thermalwassernutzungen durch die Zugangsbauwerke ausgeschlossen werden, da die betreffenden hydrogeologischen Einheiten, welche sich oft unterhalb des Opalinustons befinden, nicht durchfahren werden.

Insgesamt gibt es nur eine Nutzung, bei welcher eine Beeinflussung durch die Zugangsbauwerke nicht vollständig ausgeschlossen werden kann. Es handelt sich um die mit einer geringen Schüttung in einen Brunnen artesisch ausfliessende Thermalwasserbohrung Lottstetten-Nack (D). In diesem Fall müssten bei der Erstellung der Zugangsbauwerke in den Standortgebieten Südranden und Zürich Nordost beim Durchfahren des Malm-Aquifers entsprechende Vorsichts- und Überwachungsmassnahmen getroffen werden.

Im geologischen Standortgebiet Wellenberg und Umgebung existieren keine Mineral- oder Thermalwassernutzungen.

- *Geothermie (insbesondere tiefe Nutzungen)*: Die potenziellen Nutzungskonflikte bezüglich tiefer Geothermie hängen stark von der Nutzungsart (hydrothermal, petrothermal), der geologischen Zielstrukturen und Zieltiefe sowie der verwendeten Technologie (Art der Stimulation) ab.

Die von der Schweizerischen Vereinigung für Geothermie aufgelisteten Standorte geothermischer Anlagen lassen den Schluss zu, dass zurzeit keine direkten Nutzungskonflikte zwischen bestehenden bzw. aktuell geplanten geothermischen Anlagen und einem Tiefenlager vorliegen.

Als mögliches Zielgebiet zukünftiger tiefer hydrothermalen Anlagen gelten Randstörungen des Nordschweizer Permokarbondrogs. Bei der Abgrenzung der Lagerperimeter innerhalb der Standortgebiete wurde bekannten Trograndstörungen ausgewichen und post-paläozoisch reaktivierte Randbereiche des Nordschweizer Permokarbondrogs wurden aus verschiedenen Gründen als 'zu meidende tektonische Zonen' eingestuft. D.h. es gibt keine Lagerperimeter, welche direkt über solchen geothermischen Zielgebieten liegen. In den Standortgebieten Zürich Nordost, Nördlich Lägern und Jura Ost sind die Lagerperimeter teilweise durch Trogrand-Störungszonen begrenzt.

In diesen Gebieten müssten – falls zukünftig ein Geothermie-Projekt in Trograndstörungen lanciert werden sollte – ein nötiger Sicherheitsabstand eingehalten und geeignete Überwachungsprogramme durchgeführt werden, damit eine Beeinträchtigung eines Tiefenlagers durch induzierte Bewegungen an Störungen bzw. Seismizität ausgeschlossen werden kann.

Gemäss neuester Einschätzung einer breitgefächerten Gruppe von Fachexperten sind petrothermale Systeme am vielversprechendsten für eine erfolgreiche langfristige Erschliessung der schweizerischen Geothermieressourcen, obwohl diese Systeme angesichts der noch bestehenden technischen Probleme zur Zeit noch nicht genügend ausgereift sind, um am Markt bestehen zu können.

Im Gegensatz zu hydrothermalen Systemen nutzen petrothermale Systeme grossflächige Wärmeanomalien im tiefen Untergrund und können praktisch überall errichtet werden. Aus diesem Grund bestehen in Bezug auf geologische Tiefenlager viele Möglichkeiten, um potenziellen Nutzungskonflikten auszuweichen.

- *Erdgasspeicherung*: Aufgrund der bisherigen Speicherforschungsarbeiten konnten im weiteren Umfeld der von der Nagra vorgeschlagenen Standortgebiete keine geeigneten Formationen für die Grossspeicherung von Erdgas lokalisiert werden.
- *CO₂-Speicherung*: Die neueste Studie des BFE zeigt, dass die meisten Standortgebiete in der Nordschweiz ausserhalb der potenziell geeigneten Zonen für die CO₂-Speicherung liegen. Nur das Standortgebiet Jura-Südfuss liegt am Rand der in dieser Studie als günstig bezeichneten Zone. Weil ein geologisches Tiefenlager nur eine geringe Fläche beansprucht, sehen die Autoren der Studie die Nutzungskonflikte auch dort als vernachlässigbar an.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung.....	I
Inhaltsverzeichnis.....	V
Figurenverzeichnis.....	VII
1 Einleitung	1
1.1 Allgemeine Bedeutung der Nutzungskonflikte im Sachplan geologische Tiefenlager.....	1
1.2 Bedeutung für den sicherheitstechnischen Vergleich für SGT-Etappe 2: Übersicht der betroffenen Indikatoren.....	2
1.3 Existierende und zukünftige potenzielle Nutzungskonflikte, Schutzzonen für geologische Standortgebiete.....	2
1.4 Aufbau des Dossiers.....	3
2 Natürliche Rohstoffe	5
2.1 Kohlenwasserstoffe, Kohle.....	5
2.1.1 Allgemeine potenzielle Nutzungskonflikte.....	5
2.1.2 Potenzial für fossile Kohlenwasserstoff- und Kohlelagerstätten im Permokarbon der Nordschweiz.....	7
2.1.2.1 Standortunabhängige Betrachtungen.....	7
2.1.2.2 Standortspezifische Betrachtungen.....	15
2.1.2.3 Zusammenfassende Einschätzung potenzieller Nutzungskonflikte in der Nordschweiz.....	16
2.1.3 Potenzielle Nutzungskonflikte bezüglich Erdgas im geologischen Standortgebiet Wellenberg.....	16
2.2 Salz.....	17
2.2.1 Allgemeine potenzielle Nutzungskonflikte.....	17
2.2.2 Salzvorkommen in der Nordschweiz.....	17
2.2.2.1 Bisherige und neue Darstellungen.....	17
2.2.2.2 Verbreitung der Salzvorkommen.....	18
2.2.2.3 Salzabbau und potenzielle Nutzungskonflikte in der Nordschweiz.....	19
2.3 Steine und Erden.....	20
2.3.1 Begriffsdefinition, Situation in der Schweiz.....	20
2.3.2 Allgemeine potenzielle Nutzungskonflikte.....	20
2.3.3 Standortspezifische potenzielle Nutzungskonflikte.....	21
2.4 Erze.....	21
3 Mineral- und Thermalwassernutzungen	23
3.1 Allgemeine potenzielle Nutzungskonflikte.....	23
3.2 Mineral- und Thermalwassernutzungen in der Nordschweiz.....	23
3.3 Standortspezifische Beurteilung potenzieller Nutzungskonflikte.....	25
3.3.1 Südranden.....	25

3.3.2	Zürich Nordost.....	25
3.3.3	Nördlich Lägern.....	26
3.3.4	Jura Ost.....	27
3.3.5	Jura-Südfuss.....	28
3.3.6	Wellenberg.....	29
4	Geothermie	31
4.1	Geothermische Energienutzung in der Schweiz: Politische Situation, Technologie.....	31
4.2	Allgemeine potenzielle Nutzungskonflikte.....	31
4.3	Temperaturverhältnisse, Wärmefluss, geothermische Produktivität.....	32
4.3.1	Methodik und Datengrundlage.....	32
4.3.2	Wärmefluss.....	33
4.3.3	Temperaturverteilung.....	34
4.3.4	Normierte geothermische Produktivität.....	36
4.4	Tiefe geothermische Systeme und potenzielle Nutzungskonflikte im Umfeld der Standortgebiete.....	37
4.4.1	Hydrothermale Systeme.....	37
4.4.2	Petrothermale Systeme.....	39
5	Weitere energiebezogene Nutzungen des Untergrunds	41
5.1	Erdgasspeicherung.....	41
5.1.1	Technologie der Untertage-Erdgasspeicherung.....	41
5.1.2	Erdgasspeicherforschung in der Schweiz.....	42
5.1.3	Speicherpotenzial in der Nordschweiz.....	42
5.2	CO ₂ -Speicherung.....	43
5.2.1	Technologie, generelle Situation in der Schweiz.....	43
5.2.2	Allgemeine potenzielle Nutzungskonflikte.....	43
5.2.3	Beurteilung der Situation im Bereich der geologischen Standortgebiete.....	44
6	Literaturverzeichnis	47

Figurenverzeichnis

Fig. 2.1-1: Potenzial für Schieferöl und -gas (Opalinuston/Posidonienschiefer) in der Nordschweiz (Leu 2014, nach Leu & Gautschi 2011).	6
Fig. 2.1-2: Potenzial für Kohlebergbau (Karbonkohlen) in der Nordschweiz.	9
Fig. 2.1-3: Potenzial für Kohleflözgas (CBM, Karbonkohlen) in der Nordschweiz.	10
Fig. 2.1-4: Potenzial für In situ-Kohlevergasung (Karbonkohlen) in der Nordschweiz.	11
Fig. 2.1-5: Potenzial für konventionelle Erdöl- und Erdgaslagerstätten in der Nordschweiz.	12
Fig. 2.1-6: Potenzial für Erdöl- und Erdgaslagerstätten (<i>tight gas</i>) in dichten Gesteinen in der Nordschweiz.	13
Fig. 2.1-7: Gesamtbeurteilung des Potenzials der paläozoischen <i>Plays</i> (konventionell/nicht-konventionell) in der Nordschweiz.	14
Fig. 2.2-1: Salzvorkommen im Mittleren Muschelkalk in der Nordschweiz: Mächtigkeit und Tiefenlage, Lage der geologischen Standortgebiete.	18
Fig. 3.2-1: Mineral- und Thermalwassernutzungen in der Nordschweiz.	24
Fig. 4.3-1: Wärmeflusskarte der Nordschweiz von Schärli & Rybach (2002), publiziert in Nagra (2002).	34
Fig. 4.3-2: Temperaturen an der Oberfläche des Muschelkalk-Aquifers (nach Ollinger & Badoux 2014).	35
Fig. 4.3-3: Normierte geothermische Produktivität in der Nordostschweiz (nach Signorelli et al. 2004 und Kohl et al. 2010).	36
Fig. 5.1-1: Schematische Querschnitte durch Poren- und Kavernenspeicher für Erdgas mit charakteristischen Tiefenbereichen (ergänzt nach VSG 2014).	41
Fig. 5.2-1: CO ₂ -Speicherpotenzial von salinen sedimentären Aquiferen der Nordschweiz (nach Chevalier et al. 2010 und Diamond et al. 2010).	44

1 Einleitung

1.1 Allgemeine Bedeutung der Nutzungskonflikte im Sachplan geologische Tiefenlager

Mit dem Kriterium 2.4 Nutzungskonflikte werden im Sachplan Geologische Tiefenlager SGT (BFE 2008) die nutzungswürdigen Rohstoffe sowie energiebezogene Nutzungen des Untergrunds und die sich daraus ergebenden potenziellen Nutzungskonflikte beurteilt. Insbesondere wird aufgezeigt, ob innerhalb, oberhalb oder unterhalb des Wirtgesteins aus heutiger Sicht oder in absehbarer Zeit wirtschaftlich nutzungswürdige Rohstoffe (z.B. Salz, Kohlenwasserstoffe, Mineral- und Thermalwassernutzungen, Geothermische Ressourcen, Rohstoffe für die Bauindustrie, Erze etc.) in besonderem Masse vorkommen. Im Rahmen der vorliegenden Analyse möglicher Nutzungskonflikte werden nicht nur die geologischen Standortgebiete selbst, sondern je nach Art der Nutzung auch deren näheres Umfeld betrachtet.

Ein Nutzungskonflikt entsteht einerseits, wenn die Nutzung von Ressourcen durch ein Tiefenlager (inkl. Zugangsbauwerke) verunmöglicht oder beeinträchtigt wird, oder wenn eine erhebliche Wahrscheinlichkeit des unbeabsichtigten menschlichen Eindringens in das Tiefenlager besteht. Diskutiert wird ferner, ob die Erschliessung und Nutzung von Rohstoffen die Barrierenwirkung des einschlusswirksamen Gebirgsbereichs (Wirtgestein und Rahmengesteine) beeinträchtigen könnten, sei es beispielsweise durch direktes Eindringen mittels Sondierbohrungen in den einschlusswirksamen Gebirgsbereich oder in das Lager selbst, oder durch indirekte Beeinträchtigungen aufgrund induzierter Bewegungen an Störungen (Subsidenz des Untergrunds, induzierte Seismizität). Dies könnte die Langzeitstabilität des Barrierensystems bzw. die Langzeitsicherheit beeinträchtigen und unter Umständen einen direkten Radionuklid-Transportpfad vom Tiefenlager zur Biosphäre erzeugen.

Damit ein Tiefenlager langfristig vor menschlichem Eindringen bestmöglich geschützt bleibt, sind verschiedene Massnahmen erforderlich. Dazu gehören eine geeignete Lagerauslegung (Gliederung in Kompartimente), ein raumplanerischer Schutzbereich, eine Markierung (vgl. Art. 40 KEG) sowie die Archivierung und Dokumentierung aller relevanten Informationen zu einem geologischen Tiefenlager (vgl. Art. 38 KEG 2013 und ENSI 2009, G03). Das für ein Tiefenlager beanspruchte Gebiet ist relativ klein (wenige km²), was im Hinblick auf potenzielle Nutzungskonflikte günstig ist.

1.2 Bedeutung für den sicherheitstechnischen Vergleich für SGT-Etappe 2: Übersicht der betroffenen Indikatoren

Das vorliegende Dossier VII liefert Grundlagen für die Bewertung folgender Indikatoren¹ des Kriteriums 2.4 Nutzungskonflikte des Sachplans Geologische Tiefenlager:

- Rohstoffvorkommen innerhalb des Wirtgesteins
- Rohstoffvorkommen unterhalb des Wirtgesteins
- Rohstoffvorkommen oberhalb des Wirtgesteins
- Mineral- und Thermalwassernutzungen
- Geothermie und weitere energiebezogene Nutzungen: Hydrothermale und petrothermale Geothermie, Erdgasspeicherung, CO₂-Speicherung

Die Beurteilung der Nutzungskonflikte erfolgt aus heutiger Sicht und unter Berücksichtigung der Tiefenlage der Rohstoffvorkommen (insbesondere Wirtschaftlichkeit, Abbaumethoden). Sich abzeichnende Entwicklungen (z.B. *Fracking*) werden ebenfalls berücksichtigt, auch wenn im politischen Umfeld demgegenüber momentan eine kritische Haltung erkennbar ist.

1.3 Existierende und zukünftige potenzielle Nutzungskonflikte, Schutz-zonen für geologische Standortgebiete

Bei der Beurteilung der Nutzungskonflikte wird zwischen existierenden Nutzungskonflikten, welche aufgrund von Nutzungs- oder Abbaubewilligungen bereits bestehen, oder zukünftigen potenziellen Nutzungskonflikten, bei welchen zu gegebener Zeit eine Interessensabwägung stattfinden muss, unterschieden. Für die Beurteilung der Nutzungskonflikte ist jeweils nur ein kleines Teilgebiet – der sogenannte Lagerperimeter (vgl. Nagra 2014) – und nicht das ganze Standortgebiet massgebend; dies kann vor allem bei sehr grossen Standortgebieten ausschlaggebend sein.

Zurzeit sind in den von der Nagra in Etappe 1 vorgeschlagenen und mit dem Bundesratsentscheid vom 30. November 2011 in den Sachplan aufgenommenen geologischen Standortgebieten keine offensichtlichen Nutzungskonflikte vorhanden. Bei einer Thermalwassernutzung von geringer Bedeutung kann eine Beeinträchtigung durch die Zugangsbauwerke während des Baus und Betriebs eines Tiefenlagers zwar nicht vollständig ausgeschlossen werden, bei geeigneten Massnahmen beim Bau der Zugangsbauwerke ist jedoch die Wahrscheinlichkeit einer solchen Beeinträchtigung sehr gering. Alle anderen, in den nachfolgenden Kapiteln diskutierten Nutzungskonflikte betreffen eine potenzielle zukünftige Nutzung.

In den geologischen Standortgebieten muss darauf geachtet werden, dass die günstigen Eigenschaften der für die Radionuklidrückhaltung wirksamen Gesteinsserien nicht durch unkoordinierte Bohrtätigkeit negativ beeinflusst werden. Deshalb wurde mit dem Bundesratsentscheid auch festgelegt, dass die Kantone, basierend auf Unterlagen des ENSI, bei Bohrbewilligungen oder Konzessionen prüfen, ob mit den angefragten Tätigkeiten die Barriereigenschaften des einschlusswirksamen Gebirgsbereichs gefährdet werden könnten (BFE 2011). Als Unterlage dazu hat die Nagra auf Aufforderung des ENSI für die Nordschweiz Karten erarbeitet, welche

¹ Im Sinne einer besseren Verständlichkeit der Bedeutung der Indikatoren wurden gegenüber dem Konzeptteil des Sachplans geologische Tiefenlager (BFE 2008) folgende Präzisierungen und Ergänzungen vorgenommen: Mineral- und Thermalwassernutzungen (statt Mineralquellen und Thermen), Ergänzung des Indikators 'Geothermie' durch 'weitere energiebezogene Nutzungen: Hydrothermale und petrothermale Geothermie, Erdgasspeicherung, CO₂-Speicherung'.

die maximal erlaubte Bohrtiefe zeigen (Schnellmann & Albert 2012). Für das Standortgebiet Wellenberg gilt aufgrund der komplexen Geologie für Bohrungen mit Endtiefe > 50 m eine generelle Melde- und Bewilligungspflicht (BFE 2011).

1.4 Aufbau des Dossiers

In Kap. 2 wird der Abbau verschiedener Rohstoffe behandelt, angefangen mit der Nutzung fossiler organischer Rohstoffe (Erdöl, Erdgas und Kohle), sowohl in konventionellen wie in sogenannten unkonventionellen Lagerstätten (z.B. Schiefergas), gefolgt von Salz (Steinsalz), Steinen und Erden (Rohstoffe für die Bauindustrie) und Erzen. In Kap. 3 werden potenzielle Gefährdungen von Mineral- und Thermalwassernutzungen durch ein Tiefenlager und seine Zugangsbauwerke beurteilt. In Kap. 4 wird nach einer generellen Darstellung der Temperaturverteilung, des Wärmeflusses und der geothermischen Produktivität auf die unterschiedlichen potenziellen Nutzungskonflikte bei der hydrothermalen und petrothermalen Wärmenutzung eingegangen. Weitere energiebezogene Nutzungen des Untergrunds betreffen die Erdgasspeicherung und die CO₂-Speicherung, welche gewisse Ähnlichkeiten aber auch klare Unterschiede aufweisen (Kap. 5).

2 Natürliche Rohstoffe

2.1 Kohlenwasserstoffe, Kohle

2.1.1 Allgemeine potenzielle Nutzungskonflikte

Die potenziellen Nutzungskonflikte bezüglich Abbau/Förderung von fossilen Kohlenwasserstoff-Ressourcen (Erdgas, Erdöl) und von Kohle sind vielschichtig. Sie betreffen die Exploration (menschliches Eindringen mittels Sondier-/Förderbohrungen), Fördermethoden (insbesondere das *Fracking* von Kohlenwasserstoff-führenden Schichten oder von Kohle bei der Vergasung von Kohle im Untergrund) wie auch Folgeerscheinungen des Abbaus wie etwa Subsidenzen nach der Entnahme der Rohstoffe oder induzierte Bewegungen an vorhandenen Störungen und damit verbundener erhöhter Erdbebenaktivität.

Ein wichtiger Aspekt bei der Beurteilung ist die Wirtschaftlichkeit einer Nutzung. Erfahrungen bezüglich der Entwicklung von Erkundungs- und Fördermethoden haben gezeigt, dass sich dieses Kriterium zukünftig stark ändern kann. Ein gutes Beispiel ist die Förderung von Schiefergas mittels *Fracking*. Es gibt aber auch Aspekte, welche die Wirtschaftlichkeit einer Förderung – im Vergleich mit anderen, geeigneteren Vorkommen – auch in Zukunft als wenig wahrscheinlich erscheinen lassen (z.B. fehlende Kontinuität des Rohstofflagers oder sehr tiefe Lage der interessierenden Schichten). Die Akzeptanzprobleme einzelner Fördermethoden wie das *Fracking* kann die Förderung von Ressourcen zurzeit erschweren oder gar verunmöglichen, aber es ist nicht ausgeschlossen, dass sich diese Situation mit der Entwicklung und Perfektionierung der Methoden in Zukunft ändert.

Rohstoffvorkommen in einer Wirtgesteinseinheit oder Rohstoffvorkommen unterhalb eines Tiefenlagers sind dabei viel kritischer als Rohstoffvorkommen oberhalb eines Tiefenlagers. In den vier in Etappe 1 vorgeschlagenen Wirtgesteinen sind keine fossilen Rohstoffvorkommen bekannt (Nagra 2008a, b). Ein vorhandenes Schiefergas-Potenzial des Opalinustons in der Nordschweiz kann aufgrund der in Leu & Gautschi (2011) dargelegten Argumente (niedriger Gehalt an organischem Kohlenstoff sehr geringe Maturität des organischen Materials) ausgeschlossen werden (Fig. 2.1-1). In der neuen Einschätzung des Potenzials von Kohlenwasserstoff-Ressourcen sind in den geologischen Standortgebieten der Nordschweiz und deren näherer Umgebung auch keine potenziellen Nutzungskonflikte in tertiären oder mesozoischen Formationen identifiziert worden (Fig. 28 in Leu 2014). Die nachfolgende Diskussion potenzieller Nutzungskonflikte betreffend Kohlenwasserstoff-Ressourcen und Kohle ist deshalb auf Lagerstättentypen (*Plays*) im Permokarbon in der Nordschweiz beschränkt (Kap. 2.1.2).

Beim Standortgebiet Wellenberg kommt aufgrund der geologischen Situation (hohe thermische Maturität des organischen Materials, keine Hinweise auf Kohle/Anthrazit-Vorkommen) nur Erdgas als potenzieller Nutzungskonflikt in Betracht. Diesbezügliche Überlegungen sind in Kap. 2.1.3 dargelegt.

2.1.2 Potenzial für fossile Kohlenwasserstoff- und Kohlelagerstätten im Permokarbon der Nordschweiz

Als Teil der geologischen Abklärungen für SGT Etappe 2 wurde das mögliche Potenzial von fossilen Energieressourcen (Kohlenwasserstoff- und Kohlelagerstätten) in der Nordschweiz abgeschätzt (Leu 2014). Dabei wurden alle möglichen Lagerstättentypen (*Plays*), einschliesslich der neueren nicht-konventionellen Vorkommen wie Schiefergas/-öl, Kohleflözgas oder Gas in dichten Sandsteinen berücksichtigt. Eine erste ähnliche Potenzialabschätzung wurde bereits früher für das Gebiet des gesamten Schweizer Mittellands und des subalpinen Bereichs erarbeitet (Leu 2008). Der nachfolgend zusammengefasste Bericht von Leu (2014) ist eine Aktualisierung und Vertiefung für die Nordschweiz. Die Datengrundlage umfasst neben publizierten Informationen alle relevanten Resultate anderer Untersuchungen der Nagra (2D-Seismik 2011/12, Interpretation des Permokarbons, Gravimetrie, geochemische Analysen etc.) sowie der Erdölindustrie, insbesondere der SEAG.

2.1.2.1 Standortunabhängige Betrachtungen

Das gewählte Beurteilungskonzept basiert auf einer detaillierten Analyse der für spezifische Lagerstättentypen relevanten Parameter wie Formationstiefe, -mächtigkeit, Gesteinscharakteristiken und Migrationsgeschichte von Erdöl und Erdgas. Das geologische Potenzial der individuellen Ressourcen wurde unter Annahme der heute gängigen Technologien beurteilt. Für die lokalisierten Potenzialgebiete wurden semi-quantitative Hochrechnungen des vorhandenen förderbaren Gesamtvolumens der Kohlenwasserstoffe durchgeführt. Weiter wird die wirtschaftliche Relevanz dieser möglichen Lagerstätten diskutiert.

Untersucht wurde das Potenzial von:

- Kohle Bergbau
- Kohleflözgas (CBM *coal bed methane*)
- In situ-Kohlevergasung (UCG *underground coal gasification*)
- Konventionelle Erdöl-/Erdgaslagerstätten
- Erdöl und Erdgas in dichten Gesteinen (*tight oil, tight gas*)
- Schiefergas und Schieferöl (*shale gas, light tight oil*)
- Teer- und Ölsande
- Ölschiefer

In einem ersten Schritt wurden die petroleumgeologischen Rahmenbedingungen des weiteren Untersuchungsgebiets für diese Lagerstättentypen analysiert. Schlüsselfaktoren sind die generelle stratigraphische Abfolge und ihre geologische Geschichte mit Subsidenz- und Hebungsphasen, die tektonische Entwicklung und dadurch bedingte Strukturelemente, die Temperatur- und Maturitätsgeschichte sowie bekannte Indikationen an der Oberfläche und Öl- und Gasanzeichen in Bohrungen. Eine Schlüsselrolle spielen in der Nordschweiz die paläozoischen Trogstrukturen mit ihren Permokarbon-Sedimenten. Zusammenfassend wird das Potenzial der verschiedenen *Plays* im Permokarbon der Nordschweiz wie folgt beurteilt (vgl. Fig. 2.1-2 bis 2.1-7).

Ein Untertage-Kohleabbau ist mit heutiger Technologie im besten Fall in einem nur relativ kleinen Gebiet im Bereich der Permokarbon-Trograndzone Nord (Mandach – Unterehrendingen – Siglistorf) möglich. Verschiedene Faktoren wie grosse Tiefe und relativ hohe Gebirgstempe-

raturen sind jedoch eher erschwerende Faktoren. Schätzungen für das förderbare Kohlevolumen ergeben 6'000 Mt (Mt = 10⁶t), die jedoch heute kaum wirtschaftlich nutzbar sind (vgl. Kap. 3.3 in Leu 2014).

Ein Potenzial für Kohleflözgas wird in einem ca. 5 km breiten Streifen je entlang der Trograndzone Nord (Aare bis Eglisau) und der Trograndzone Süd (Aarau – Wettingen – Frauenfeld) lokalisiert. Der Nachweis der Wirtschaftlichkeit für die Förderung der abgeschätzten ~ 25 Milliarden m³ Erdgas würde umfangreiche Explorationskampagnen inklusive Bohrungen benötigen.

Das einzige Gebiet mit einem Potenzial für eine in situ-Kohlevergasung der Karbonkohleflöze konnte nur in der Trograndzone Nord zwischen Mandach, Unterehrendingen und Böbikon lokalisiert werden. Da die Technologie jedoch noch nicht ausgereift ist, kann die wirtschaftliche Relevanz derzeit nicht beurteilt werden.

Ein Potenzial für konventionelle Erdöl- und Erdgaslagerstätten ist nach bisherigen Erkenntnissen in einer relativ untierten Antiklinalstruktur im Permokarbon im Raum Siglistorf und generell im mesozoischen Intervall im südöstlichen Untersuchungsgebiet (Langenthal – Frauenfeld), unter der flachliegenden Molasse vorhanden. Basierend auf den Untersuchungen der Erdölindustrie von 2007 für die Antiklinalstruktur bei Siglistorf kann, ohne das damit verbundene Explorationsrisiko (Risiko, dass die Lagerstätte nicht vorhanden ist) einzubeziehen, ein wirtschaftlich förderbares Erdgasvolumen von 4.5 – 6.0 Milliarden m³ hochgerechnet werden.

Die besten Chancen für ein Potenzial von *Tight Gas* Lagerstätten in den dichten Permokarbon-sedimenten bestehen im zentralen Teil des Nordschweizer Permokarbontrogs und den westlichen Teilen der dazugehörigen Trograndzone Nord. Ein spekulatives Potenzial besteht zudem entlang der ganzen Trograndzone Süd (inklusive Bereich Olten – Aarau) und möglicherweise im vermuteten Trog bei Schaffhausen. Für den zentralen Teil des Permokarbontrogs kann ein förderbares Erdgasvolumen im Bereich von 50 – 65 Milliarden m³ berechnet werden. Die Wirtschaftlichkeit einer Nutzung kann jedoch auch hier nur mit weiteren Untersuchungen abgeklärt werden.

Die bituminösen Tonschiefer des Autunien im Nordschweizer Permokarbontrug waren in den vergangenen Jahren ein Explorationsziel für Schieferöl und Schiefergas. Diese haben zwar geeignete geochemische Eigenschaften für diese nicht-konventionellen Ressourcen, aber die geringe Mächtigkeit der einzelnen Tonsteinintervalle (in der Regel < 10 m, maximal 13.5 m) und die teilweise tektonische Beanspruchung erlauben heute keine Förderung.

Ein Potenzial für Teer- und Ölsande fehlt im ganzen Untersuchungsgebiet.

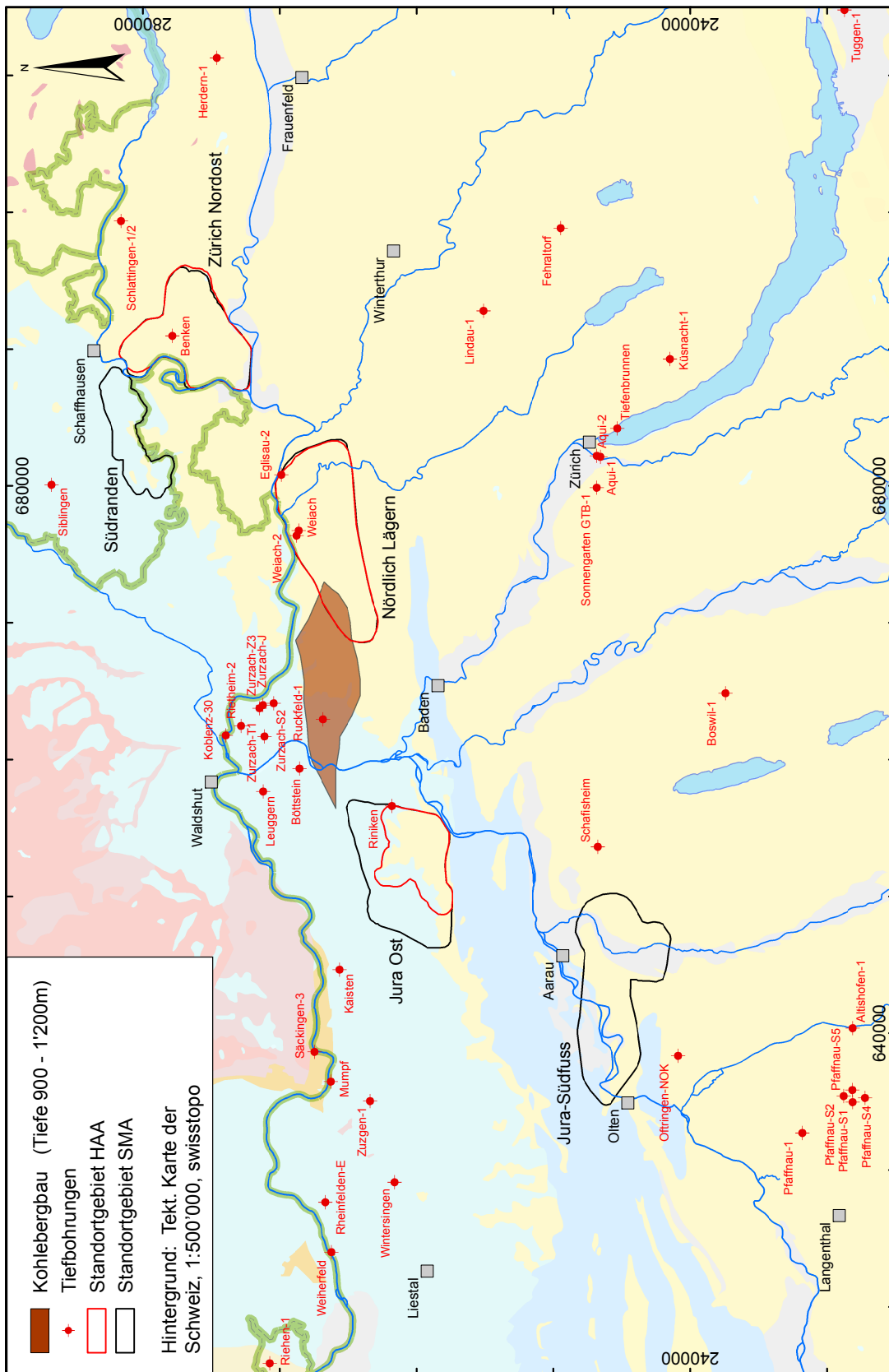


Fig. 2.1-2: Potenzial für Kohlebergbau (Karbonkohlen) in der Nordschweiz.

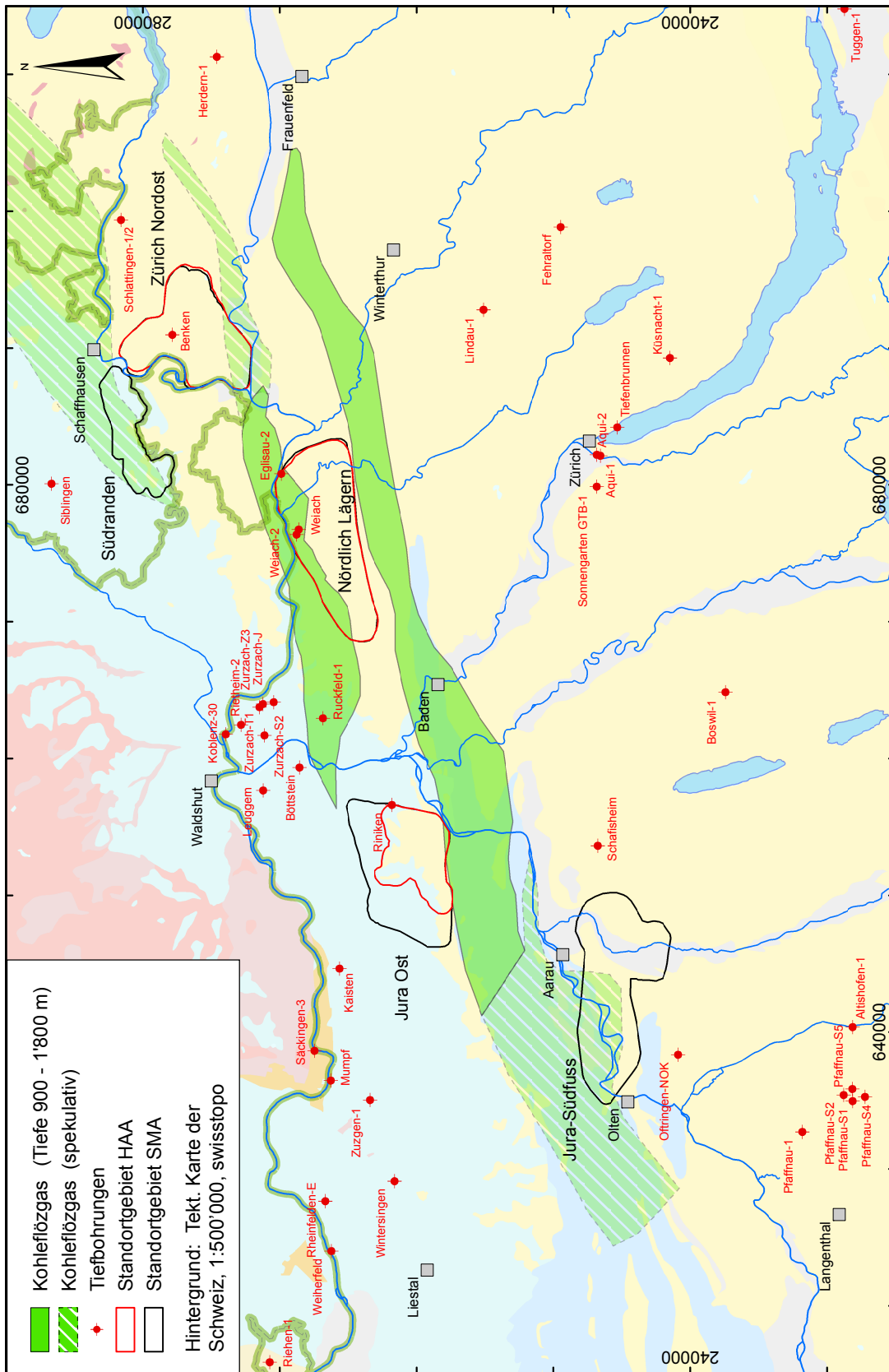


Fig. 2.1-3: Potenzial für Kohleflözgas (CBM, Karbonkohlen) in der Nordschweiz.

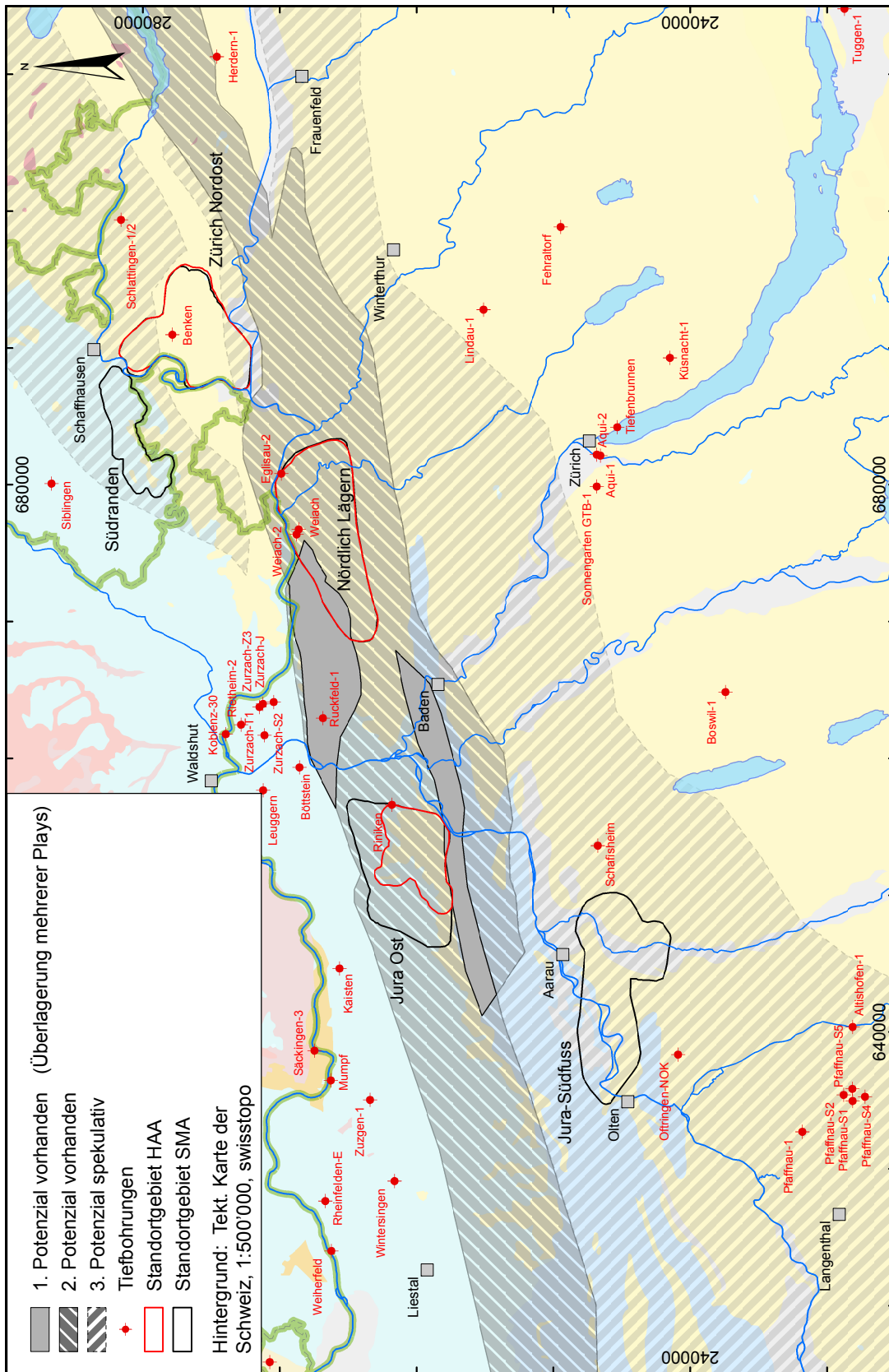


Fig. 2.1-7: Gesamtbeurteilung des Potenzials der paläozoischen Plays (konventionell/nicht-konventionell) in der Nordschweiz.

Aus der Gesamtbeurteilung des Untersuchungsgebiets resultiert generell ein Potenzial für fossile Lagerstätten entlang der Längsachse des Nordschweizer Permokarbontrögs mit teilweiser Überlappung von mehreren Ressourcentypen. Weitere Gebiete mit spekulativem Potenzial befinden sich in einem Streifen entlang des gesamten Jura-Südfusses und weiter östlich bis nach Frauenfeld sowie im Bereich Klettgau – Schaffhausen. Eine standortbezogene Evaluation des Potenzials der oben erwähnten *Plays* findet sich im folgenden Kap. 2.1.2.2.

2.1.2.2 Standortspezifische Betrachtungen

Im Folgenden wird das Potenzial für fossile Kohlenwasserstoff- und Kohlelagerstätten im Bereich der geologischen Standortgebiete der Nordschweiz kurz zusammengefasst (Fig. 2.1-2 bis 2.1.-6) und in Fig. 2.1-7 auch graphisch zusammenfassend dargestellt:

Südranden

Unter dem geologischen Standortgebiet Südranden werden weitere Permokarbontröge nördlich des Nordschweizer Permokarbontrögs vermutet (nicht durch Bohrungen gesichert). Deshalb wird für das gesamte Gebiet ein spekulatives Potenzial für Kohleflözgas und Erdgas in dichten Gesteinen der möglichen Permokarbonsedimente angenommen.

Zürich Nordost

Zürich Nordost ist das einzige Standortgebiet, das zu einem Grossteil nicht von möglichen Potenzialen für fossile Ressourcen betroffen ist. Im Bereich des potenziellen Lagerperimeters für HAA (Nagra 2014) besteht das prämesozoische Grundgebirge aus Kristallingesteinen und weist somit kein Potenzial für fossile Kohlenwasserstoff-Ressourcen auf. Spekulative Erdgaslagerstätten in dichten Gesteinen sind einzig möglich im nördlichsten Teil (Dachsen – Uhwiesen, Fig. 2.1-6) sowie ein spekulatives Potenzial für Kohleflözgas am Südrand, westlich von Andelfingen (Fig. 2.1-3). Der nördliche Teil des Standortgebiets ist Teil des SMA-Lagerperimeters, der südliche Teil ist eine zu meidende tektonische Zone und liegt deshalb ausserhalb der potenziellen Lagerperimeter (Nagra 2014a).

Nördlich Lägern

Von allen Standortgebieten ist Nördlich Lägern am meisten von potenziellen fossilen Ressourcen betroffen. Es handelt sich um Erdgas in dichten Gesteinen des Permokarbons für das gesamte Standortgebiet (Fig. 2.1-6) sowie Kohlebergbau (Fig. 2.1-2), Kohleflözgas (Fig. 2.1-3) und konventionelle Lagerstätten (Siglistorf- Struktur Permokarbon, Fig. 2.1-5) am Nordwestrand, dort wo das Standortgebiet die nördliche Trograndzone überlappt. Im Bereich der potenziellen Lagerperimeter SMA und HAA (Nagra 2014a) ist nur ein Potenzial für *Tight Gas*-Lagerstätten vorhanden.

Jura Ost

Das Standortgebiet Jura Ost ist nur vom Potenzial eines Ressourcentyps betroffen (Fig. 2.1-6): Es handelt sich um Erdgas in dichten Gesteinen (*tight gas*) des zentralen Bereichs des Nordschweizer Permokarbontrögs. Dieses Potenzial wurde unter dem gesamten SMA- und HAA-Bereich lokalisiert. Die Bohrung Riniken, am Ostrand dieses Standortgebiets, hat jedoch nur das Perm erschlossen und konnte kein Erdgas nachweisen. Es bestehen somit Ungewissheiten über die Tiefe, Mächtigkeit und den lithologischen Aufbau des postulierten Karbons.

Jura-Südfuss

Das Standortgebiet Jura-Südfuss liegt im Bereich von spekulativen Potenzialen für Erdgaslagerstätten. Dies sind einerseits Erdgasvorkommen in dichten Sandsteinen (*tight gas*) des Permokarbons (Fig. 2.1-6) und andererseits Kohleflözgas in den Karbonkohlen, letztere nur im nordwestlichen Teil des Standortgebiets (Fig. 2.1-3, Teilgebiet des prioritären Wirtgesteins Opalinuston, vgl. Nagra 2014a). Die Präsenz dieser Potenziale ist jedoch spekulativ, da sie in Zusammenhang steht mit vermuteten, aber nicht gesicherten, paläozoischen Trogstrukturen südlich des nachgewiesenen Nordschweizer Permokarbondrogs.

2.1.2.3 Zusammenfassende Einschätzung potenzieller Nutzungskonflikte in der Nordschweiz

Die Untersuchungen zeigen, dass nur das vorgeschlagene Standortgebiet Zürich Nordost in grossen Teilen kein Potenzial für fossile Rohstoffe aufweist. Die Standortgebiete Jura-Südfuss und Südranden sind von einem spekulativen Potenzial für Erdgas in dichten Gesteinen des Permokarbons sowie Kohleflözgas in den Karbonkohlen betroffen. Im gesamten Standortgebiet Jura Ost besteht ein mögliches Potenzial für Erdgas in dichten Gesteinen des Permokarbons. Dasselbe gilt für das Gebiet Nördlich Lägern, wobei dort der Nordwestrand auch im Bereich von weiteren möglichen Lagerstättentypen liegt. Semi-quantitative Hochrechnungen resultieren in einem kumulativen geologischen Ressourcenpotenzial von 80 – 95 Milliarden m³ Erdgas und rund 6'000 Mt Steinkohle in der Nordschweiz (Leu 2014). Diese Mengen an potenziellen Energieressourcen sind für die Schweiz substanziell. Allerdings wären für den Nachweis dieses Potenzials und dessen wirtschaftliche Nutzung wegen der internen Tektonisierung des Permokarbondrogs weitere umfangreiche und kostspielige Explorationsarbeiten notwendig. Im Hinblick auf die im vorangehenden Kapitel erwähnten Explorationsarbeiten zur Erkundung der meist spekulativen Kohlenwasserstoff- und Kohle-Ressourcen zeichnen sich wegen des geringen Platzbedarfs eines Tiefenlagers keine konkreten Interessenskonflikte ab. Explorationsbohrungen können ohne Erkenntnisverlust ausserhalb der potenziellen Lagerperimeter mit angemessenen Sicherheitsabständen durchgeführt werden. Durch geophysikalische Explorationskampagnen (Reflexionsseismik, Gravimetrie) wird ein Tiefenlager nicht beeinträchtigt. Für eine allfällige Nutzung sind entsprechende Sicherheitsabstände einzuhalten.

Mit der Weiterentwicklung der Explorationsmethoden wachsen auch die Chancen, dass ein Tiefenlager nach Verlust der Informationen seiner Existenz bereits aufgrund der Explorations-tätigkeit von der Oberfläche aus als verdächtige Erscheinung identifiziert werden kann und dass die Wahrscheinlichkeit eines unbeabsichtigten bzw. unkontrollierten Eindringens immer geringer wird.

Bei einem Abbau eines Rohstoffvorkommens in der näheren Umgebung eines Tiefenlagers müssten angemessene Massnahmen zur Gewährleistung der Sicherheit eines Tiefenlagers getroffen werden (z.B. genügender Sicherheitsabstand, seismische Überwachung etc.).

2.1.3 Potenzielle Nutzungskonflikte bezüglich Erdgas im geologischen Standortgebiet Wellenberg

Im Standortgebiet Wellenberg wurden unterhalb des Wirtgesteins Anzeichen von Gas in geklüfteten Sandsteinen des Nordhelvetischen Flyschs nachgewiesen (Nagra 2008b). Die Gasreservoirs sind aufgrund der starken Tektonisierung der geklüfteten Sandsteinlagen räumlich beschränkt. In einer neuen Potenzialstudie betreffend Erdgas-Ressourcen und Tiefengeothermie in den Kantonen Nid- und Obwalden (Dr. Roland Wyss GmbH 2014) kommen die Autoren zum Schluss, dass die Ungewissheiten aufgrund fehlender Informationen aus dem tiefen Untergrund

und teilweise ungenügender Datenqualität sehr gross sind und schlagen ein schrittweises Vorgehen mit vertieften Datenanalyse (Reprozessierung bestehender Seismiklinien), einer mitteltiefen (2.5 – 3 km) Explorationsbohrung in die Subalpine Molasse und einer tiefen Explorationsbohrung (bis 5.5 km) in die mesozoische Sedimentbedeckung des Grundgebirges vor². Falls in Zukunft eine Explorationsbohrung im Hinblick auf Tiefengas abgeteuft würde, würde dies wahrscheinlich in der Talsohle erfolgen, d.h. ein im zentralen Teil des Standortgebiets platziertes Tiefenlager würde dadurch nicht beeinträchtigt; Nutzungskonflikte hinsichtlich Kohlenwasserstoff-Ressourcen sind im Standortgebiet Wellenberg daher kaum vorhanden.

2.2 Salz

2.2.1 Allgemeine potenzielle Nutzungskonflikte

Ein Nutzungskonflikt entsteht einerseits, wenn die Nutzung von vorhandenen Salzvorkommen durch das Tiefenlager verhindert würde oder eine erhebliche Wahrscheinlichkeit für eine Verletzung des Barrierensystems durch die Exploration bzw. Förderung vorhandener Salzvorkommen entsteht. Ein bergmännischer Abbau oder eine Auslaugung der Salzvorkommen unterhalb eines Tiefenlagers könnten als Folge eines Kollapses der Hohlräume zu Subsidenzen oder einer Neubildung von Brüchen führen. Diese könnten Freisetzungspfade für Radionuklide bilden und somit die Langzeitsicherheit eines Tiefenlagers beeinträchtigen. Wegen des Selbstabdichtungsvermögens der tonigen Wirtgesteine wären allerdings nur sehr grosse Subsidenzen von mehreren Metern kritisch.

2.2.2 Salzvorkommen in der Nordschweiz

2.2.2.1 Bisherige und neue Darstellungen

Eine Übersichtskarte der Salzlagerstätten der Schweiz und deren Nutzung wurde bereits für SGT Etappe 1 auf Basis von Kündig et al. (1997) erarbeitet (Nagra 2008b). Die Salzlagerstätten in der Schweiz sind auf Steinsalz (Halit) beschränkt; Kalisalzvorkommen sind nicht bekannt. Die Salzvorkommen der Nordschweiz gehören zur Anhydritgruppe des Mittleren Muschelkalks. Im Umfeld des Standortgebiets Wellenberg sind keine Salzvorkommen bekannt.

Für SGT Etappe 2 wurden die Informationen über die Salzvorkommen der Nordschweiz aktualisiert und präzisiert. Zur Ermittlung der Mächtigkeit und Tiefenlage des Salzlagers (Fig. 2.2-1) wurden 160 Bohrungen der Nagra-Bohrungsdatenbank und mit freundlicher Genehmigung 308 Bohrungen der Datenbank der Schweizer Salinen AG ausgewertet. Auf Grund von früheren und rezenten Subrosionserscheinungen (natürliche unterirdische Lösung) schwankt die Mächtigkeit des Salzlagers bereits auf lokaler Ebene sehr stark (Hauber 1993). Zudem erschweren synsedimentäre Brüche eine genaue Prognose (Hauber 1980). Auch die Tiefenlage ist im westlichen Tafeljura auf Grund der rheintalischen Verwerfungen sehr inhomogen und lässt sich im Massstab der Karte nicht darstellen.

² Die Autoren erwähnen auch ein mögliches Schiefergas-Potenzial der Palfris-Formation, gehen aber nicht näher darauf ein. Weil das Gas in den Mergeln der Palfris-Formation vorwiegend in Fluideinschlüssen in Calcit-Adern vorkommt (Gautschi et al. 1990) und der Gesamtgehalt an organischem Kohlenstoff sehr gering ist (TOC ca. 0.6 Gew.-%, s. Tabelle 2.2-3 in Dossier VI), kommt eine Schiefergasnutzung kaum in Betracht.

2.2.2.2 Verbreitung der Salzvorkommen

Die heutige Verbreitung der Salzvorkommen der Nordschweiz wird einerseits durch den ursprünglichen Ablagerungsraum, ein sich SW-NE erstreckendes Becken (Wild 1968) und andererseits durch die Hebung des Schwarzwalds, die Jurafaltung und die damit einhergehende Subrosion des Salzes bestimmt (Geyer & Gwinner 2011).

Die Darstellung der primären Verbreitung dieses Salzlagers (Fig. 2.2-1) orientiert sich an Wild (1968). Der östliche Salzrand wurde auf Basis neuerer salzfündiger Bohrungen (Sonnengarten-1, Benken, Schlattigen-1) nach Osten verschoben und spiegelt damit den heutigen Kenntnisstand wieder.

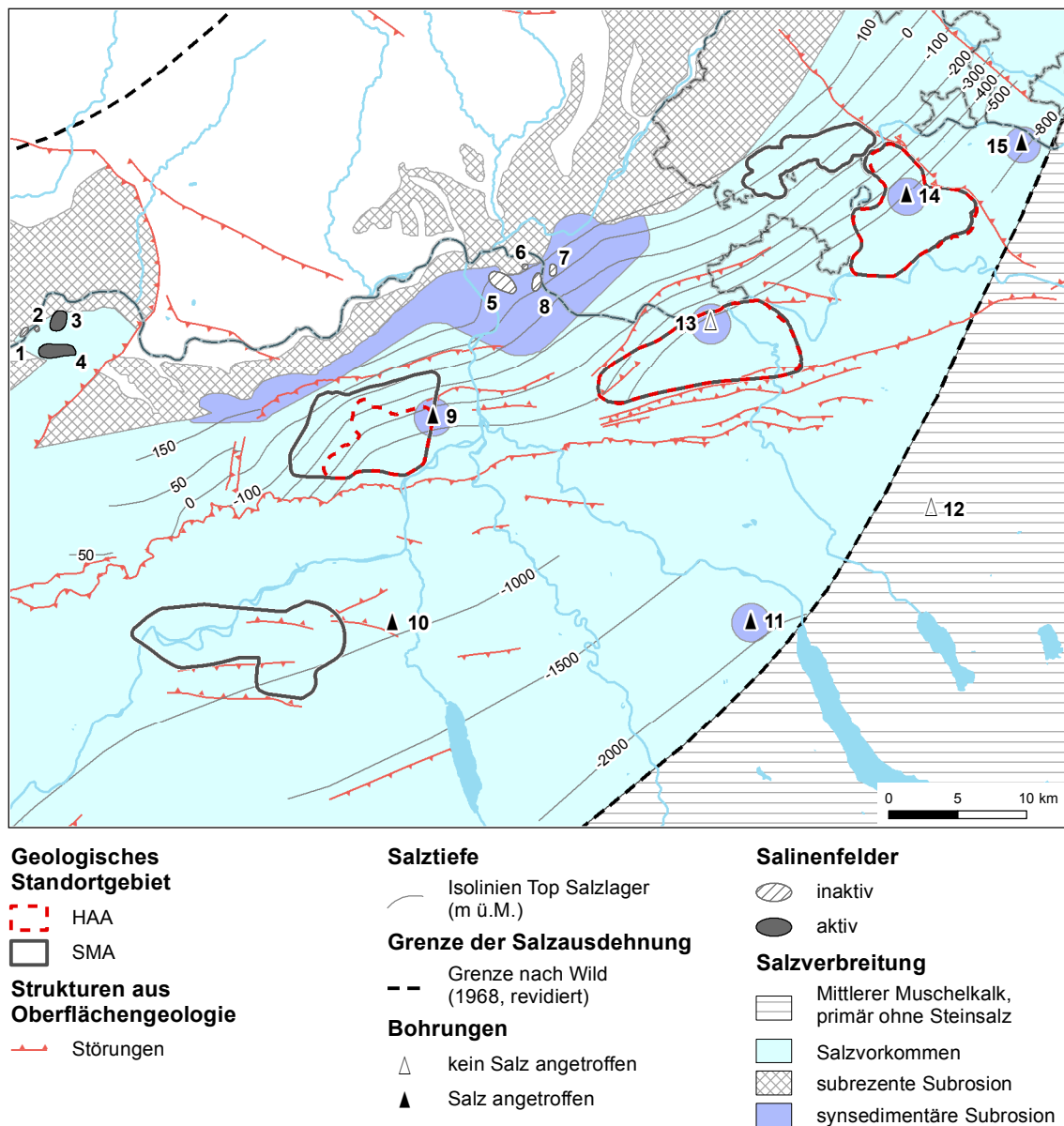


Fig. 2.2-1: Salzvorkommen im Mittleren Muschelkalk in der Nordschweiz: Mächtigkeit und Tiefenlage, Lage der geologischen Standortgebiete.

Auf der Karte sind nur die wichtigsten der berücksichtigten 468 Bohrungen dargestellt (vgl. Datentabelle auf der gegenüberliegenden Seite).

Nummer auf Karte	Typ	Name	Mächtigkeit [m]	Salzdecke [m ü.M.]
1	Saline	Rheinfelden (DE)	7 – 21	155 – 167
3	Saline	Riburg & Neumatt	13 – 65	146 – 160
4	Saline	Neuland & Bäumlhof	33 – 93	132 – 165
2	Saline	Rheinfelden	unbekannt	unbekannt
5	Saline	Acheberg	0 – 22	55 – 167
6	Saline	Rietheim	10 – 15	119
7	Saline	Rheinheim	15 – 20	31 – 61
8	Saline	Zurzach	0 – 25	9 – 47
9	Bohrung	Riniken	2	-355
10	Bohrung	Schafisheim	45	-969
11	Bohrung	ZH-Sonnengarten	12	-1902
12	Bohrung	Lindau	kein Salz	kein Salz
13	Bohrung	Weiach	kein Salz	-560 m *
14	Bohrung	Benken	13	-515
15	Bohrung	Schlattingen	5	-792

* Residualbrekzie

Fig. 2.2-1: (Fortsetzung)

Auffällig ist das Fehlen oder die stark reduzierte Mächtigkeit des Salzlagers in einigen Tiefbohrungen, wo rezente Subrosion ausgeschlossen werden kann (Geyer & Gwinner 2011). Die z.B. in den Bohrungen Weiach und Riniken angetroffenen Residuen (Dolomit-Anhydrit-Ton-Brekzien) werden entsprechend einer syn- bis früh postsedimentären Subrosion zugeordnet (vgl. auch Baumann & Stucky 1984).

Da die Ausdehnung dieser Gebiete nicht bekannt ist, wurde in der Karte syn- bis früh postsedimentäre Subrosion lediglich in der direkten Umgebung der betroffenen Bohrungen ausgeschieden. Der Ausbiss des Muschelkalks mit subrezenter Subrosion zum Schwarzwald wurde auf Basis von Isler et al. (1984) und Wittmann et al. (1970) dargestellt.

2.2.2.3 Salzabbau und potenzielle Nutzungskonflikte in der Nordschweiz

In der Nordschweiz wird Steinsalz ausschliesslich im Auslaugungsverfahren mit Bohrungen abgebaut. Die Gewinnungskosten steigen in erster Linie aufgrund der Bohrkosten mit zunehmender Tiefe und abnehmender Mächtigkeit nicht-linear an, so dass beispielsweise tief liegende Salzvorkommen südlich des Faltenjuras derzeit als nicht nutzungswürdig eingestuft werden. Bei der Salzgewinnung im Auslaugungsverfahren sind zahlreiche Bohrungen notwendig, weil das Salz aus Stabilitätsgründen nur selektiv gelöst werden darf. Daher beschränkt sich derzeit der wirtschaftlich lohnende Abbau auf Salzlager mit mindestens 30 m Mächtigkeit. Für gering mächtigere Salzlagen müssten aus wirtschaftlichen Gründen zu grosse Bereiche gelöst werden, so dass die Stabilität der Oberfläche nicht mehr gewährleistet werden könnte. Die üblichen Tiefen für dieses Verfahren liegen in der Nordschweiz weniger als 400 m unter Terrain (Kündig et al. 1997, Schweizer Salinen 2014). Im Sinn der Selbstversorgung bzw. Unabhängigkeit der

Schweiz käme möglicherweise auch ein Abbau von weniger als 30 m mächtigen Vorkommen in Tiefen > 400 m in Betracht; dies wäre allerdings ein politischer und nicht ein wirtschaftlicher Entscheid.

Die Mächtigkeit des Salzes im Muschelkalk nimmt von Osten nach Westen zu. In zahlreichen Bohrungen im Bözberggebiet und im Hochrheingebiet östlich von Säkingen ist Salz abwesend (z.B. Weiach sowie weitere, auf der Karte nicht dargestellte Bohrungen im aargauischen, basellandschaftlichen und schaffhausischen Tafeljura) oder gering mächtig (z.B. Zurzach, Benken und Riniken). Im Tafeljura westlich von Rheinfelden und am Jura-Südfuss mindestens westlich von Schafisheim liegt die Salzmächtigkeit im Mittel bei < 50 m. Stellenweise nimmt diese auf > 50 m zu (Fig. 2.2-1). Aufgrund der sehr grossen lokalen Schwankungen wurden für die einzelnen Sole-/ Produktionsfelder in Fig. 2.2-1 Mächtigkeit und Tiefenlage zusammengefasst. Im Bereich des weniger gestörten, östlichen Tafeljuras wurde eine Isohypsendarstellung der Tiefe des Salzlagers gewählt. Dasselbe gilt für das Mittelland, für das wenige Daten vorliegen, die nur eine grobe Abschätzung erlauben.

Die Salzsichten liegen im Bereich der Standortgebiete meist so tief, dass sie für eine wirtschaftliche Nutzung aus heutiger Sicht nicht in Betracht kommen, oder es gibt Hinweise auf eine sehr geringe Mächtigkeit oder ein Nichtvorhandensein des Salzlagers. Einzig im nördlichsten und westlichsten Bereich des Standortgebiets Jura Ost käme ein Salzabbau in Frage, falls mit zukünftigen Bohrungen eine wirtschaftlich nutzbare Mächtigkeit nachgewiesen werden könnte. Dieses Gebiet liegt jedoch deutlich ausserhalb der Lagerperimeter SMA und HAA. Am untiefsten Rand des SMA-Lagerperimeters (Nagra 2014) befindet sich das Salzlager bereits in einer unwirtschaftlichen Tiefe von etwas mehr als 700 m.

2.3 Steine und Erden

2.3.1 Begriffsdefinition, Situation in der Schweiz

Unter dem Sammelbegriff Steine und Erden (auch 'anorganische Nicht-Erze' genannt) werden verschiedene nicht-metallische, mineralische Rohstoffe zusammengefasst. Ein Grossteil der Steine und Erden wird als Zuschlagstoff oder Bindemittel bei der Herstellung von mineralischen Bau- und Werkstoffen verwendet. Ein kleinerer Teil wird für Spezialanwendungen in verschiedenen Industrie- und Chemiebetrieben eingesetzt. Steine und Erden umfassen sowohl Lockergesteine wie Festgesteine. Eine umfassende Synopsis der Vorkommen und der Nutzung der mineralischen Rohstoffe der Schweiz ist in Kündig et al. (1997) zu finden.

2.3.2 Allgemeine potenzielle Nutzungskonflikte

Steine und Erden werden aus wirtschaftlichen Gründen nur oberflächennah – meist im Tagebau, selten in oberflächennahen Kavernen – abgebaut. Eine potenzielle Beeinträchtigung eines geologischen Tiefenlagers wäre denkbar, wenn direkt über dem Lagerperimeter ein tiefreichender, grossflächiger Abbau von mineralischen Rohstoffen stattfinden würde, welcher eine Dekompaktion des Gebirges und als Folge davon eine Erhöhung der hydraulischen Durchlässigkeit des einschlusswirksamen Gebirgsbereichs bewirken würde.

Ein solches Szenarium ist nur dann möglich, wenn die interessierende Gesteinsschicht sehr mächtig ist (> 100 m) oder mehrere übereinander liegende Gesteinsformationen abgebaut werden und zudem das Tiefenlager in einem Tiefenbereich nahe an den Mindestanforderungen an die Gesteinsüberdeckung liegt (vgl. Nagra 2008a).

2.3.3 Standortspezifische potenzielle Nutzungskonflikte

In den geologischen Standortgebieten der Nordschweiz kommen als an der Oberfläche anstehende mächtigere Vorkommen von mineralischen Rohstoffen nur Mergel und Kalke für die Zement- und Bauindustrie in Betracht. Der Abbau von Kies und Sand beschränkt sich auf die wenige Dekameter mächtigen Vorkommen oberhalb des Grundwasserspiegels. Die längerfristigen Erosionsbeträge, die im Hinblick auf die geologische Langzeitentwicklung berücksichtigt werden müssen, sind sowohl flächenmässig wie bezüglich Abtragungstiefe grösser als die durch den Kiesabbau verursachten Veränderungen.

In der Nordschweiz haben die Standortgebiete Südranden und Jura Ost die geringste Lagertiefe. Im Standortgebiet Südranden ist die Mächtigkeit der Effinger Schichten, welche andernorts als Rohstoff für die Zementindustrie abgebaut werden, sehr gering (max. wenige Dekameter). In der Vergangenheit gab es lokalen Kalkabbau, der aber auf die Hügelzüge über den Talsohlen beschränkt war. Ein grossflächiger tief reichender Kalkabbau ist dort unwahrscheinlich.

Im geologischen Standortgebiet Jura Ost fand in den letzten Jahren eine öffentliche Debatte über ein grosses Kalk/Mergelabbau-Projekt (Projekt Homberg; Dr. H. Jäckli AG 1994, Buser 2006) statt. Ein solcher Abbau hätte Dimensionen erreicht, die im Extremfall (Abbau bis an die Basis der Effinger Schichten, unterhalb des lokalen Vorflutniveaus) einen Einfluss auf die Abgrenzung der Lagerperimeter gehabt hätten, um eine potenzielle Beeinträchtigung des einschlusswirksamen Gebirgsbereichs sicher auszuschliessen. Vorgesehen war aber – vermutlich aus Gründen der Wasserhaltung – nur ein Abbau bis auf das Niveau der Talebene (Dr. H. Jäckli AG 1997). Ein Antrag für Probebohrungen für das Projekt Homberg wurde am 15. März 2013 vom Bundesgericht mit zusätzlichen verschärften Auflagen abgelehnt. In der Folge wurden die Gesuche für das Projekt zurückgezogen. Zurzeit gibt es im Standortgebiet Jura Ost keine konkreten Kalk/Mergel-Abbauprojekte. Inzwischen sind auch die entsprechenden Schutzzonen (Schnellmann & Albert 2012) für geologische Tiefenlager festgelegt worden.

Die Mergel-Formationen des Helvetikums, die im Standortgebiet Wellenberg das Wirtgestein bilden, werden andernorts zusammen mit angrenzenden Kalk-Formationen als Rohstoff für die Zementherstellung in Steinbrüchen (Untervaz, Brunnen) abgebaut (Kündig et al. 1997). Aus wirtschaftlichen Gründen wird diese Nutzung aber auch in Zukunft auf die Oberfläche beschränkt sein. Im Standortgebiet Wellenberg kommt ein Abbau der Mergel wegen der mächtigen Überdeckung durch die Rutschmasse von Altzellen nicht in Betracht (vgl. Querprofile durch die Rutschmasse in Dossier III).

2.4 Erze

In der Vergangenheit wurden im westlichen Tafeljura in der Umgebung von Herznach Eisenoolithe des Oberen Doggers und im östlichen Tafeljura diverse kleine eozäne Bohnerz-vorkommen in verkarsteten Malmkalken abgebaut (Kündig et al. 1997). Ein wirtschaftlicher Abbau weiterer Vorkommen dieser Art ist unwahrscheinlich.

Im Schwarzwald sind lokale kleinere gangförmige Erzvorkommen bekannt und wurden/werden vereinzelt ausgebeutet (Steen 2004). Aufgrund der Sedimentbedeckung in der Nordschweiz ist die Exploration von solchen Lagerstätten im kristallinen Grundgebirge der Nordschweiz praktisch unmöglich und wird auch nirgends diskutiert. Im geologischen Standortgebiet Wellenberg sind keine Erzvorkommen bekannt.

3 Mineral- und Thermalwassernutzungen

3.1 Allgemeine potenzielle Nutzungskonflikte

In der Nordschweiz existieren an verschiedenen Orten Mineral- und Thermalwassernutzungen. Die genutzten Grundwässer stammen dabei typischerweise aus tiefreichenden Fliesssystemen. Es muss deshalb beurteilt werden, ob durch die Zugänge ins Tiefenlager (Wirtgestein) eine Beeinflussung dieser Nutzungen zu erwarten ist. Eine Beeinflussung durch Bauwerke im Wirtgestein selbst kann aufgrund der sehr geringen hydraulischen Durchlässigkeit dieser Gesteine ausgeschlossen werden.

Die besonderen Vorsichtsmassnahmen zum Schutz von Mineral- und Thermalwassernutzungen bilden dabei einen Teilaspekt der in Tiefbauten generell zu ergreifenden Massnahmen im Bereich Grundwasser- resp. Gewässerschutz im Allgemeinen. Zusätzlich ist zu beachten, dass das in die Zugangstunnels und Schächte zusickernde Grundwasser nicht wie bei einem Verkehrstunnel gravitativ zum Portalbereich entwässert werden kann. Durch umfangreiche Abdichtungs- und Injektionsmassnahmen wird deshalb angestrebt werden, die aus dem Zugang zu pumpende Wassermenge so gering wie möglich zu halten.

Mineral- oder Thermalwassernutzungen könnten während der Bau- oder der Betriebsphase der Zugänge beeinflusst werden, wenn eine hydraulische Verbindung zwischen diesen Nutzungen und den von den Zugängen durchfahrenen Bereichen besteht. Es stellt sich im ersten Schritt der Beurteilung also die Frage, ob für die jeweilige Nutzung relevante Aquifere oder Störungszonen durchfahren werden. Zur Beurteilung einer qualitativen oder quantitativen Beeinflussung müssen dann die verfügbaren hydrogeologischen und hydrochemischen Informationen berücksichtigt werden. Zur Beurteilung der Reichweite von Druckspiegelabsenkungen existieren analytische Formeln (z.B. Bear 1979).

3.2 Mineral- und Thermalwassernutzungen in der Nordschweiz

Eine Grundlage für die Bewertung potenzieller Nutzungskonflikte betreffend Mineral- und Thermalwassernutzungen sind die Informationen betreffend Thermal- und Mineralwässer der Schweiz und den angrenzenden Gebieten. Diese Daten wurden von Küpfer (2004) zusammengestellt und sind im GIS der Nagra integriert. Der Datensatz wird laufend aufgrund neuer Informationen aufdatiert.

Der Datensatz betrifft natürliche Quellen und Bohrungen ('Brunnen'), die für balneologische Zwecke und/oder als in Flaschen abgefüllte Mineralwässer genutzt werden und eine entsprechende wirtschaftliche Bedeutung aufweisen. Die Zusammenstellung enthält ausser den bekannten und überprüften Grundwassernutzungen nach obenstehender Definition auch eine Anzahl Vorkommen, die für andere Zwecke genutzt werden (Geothermie, Trink- und/oder Brauchwasser) bzw. deren Nutzung nicht näher bekannt ist, die sich aber aufgrund ihrer hydrochemischen Zusammensetzung von den im Rahmen der allgemeinen Wasserversorgung genutzten Grundwässern unterscheiden.

Die Verbreitung der Mineral- und Thermalwasservorkommen im weiteren Umfeld der Standortgebiete in der Nordschweiz ist in Fig. 3.2-1 dargestellt. Im Umfeld des Standortgebiets Wellenberg sind keine Mineral- und Thermalwassernutzungen bekannt.

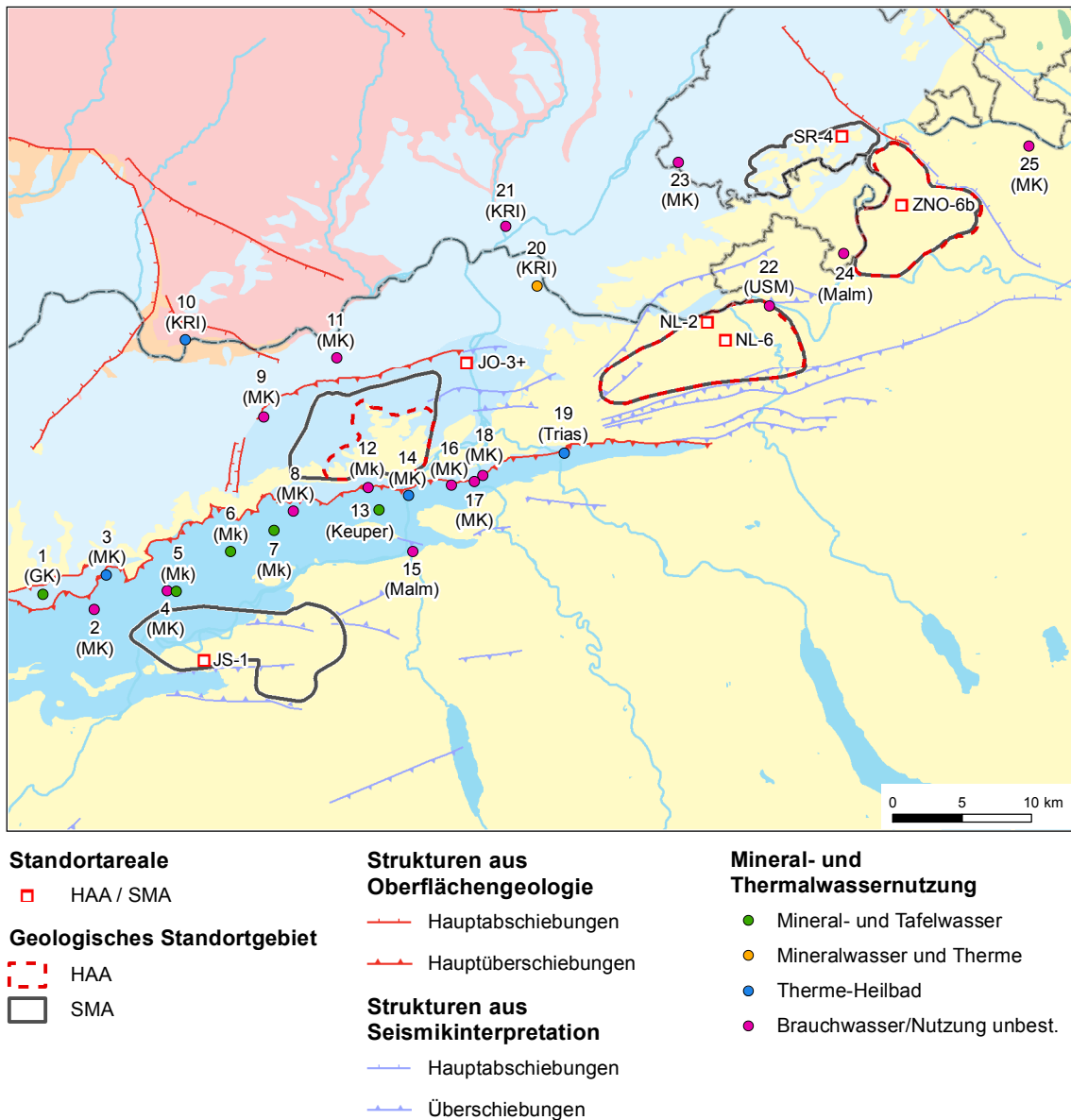


Fig. 3.2-1: Mineral- und Thermalwassernutzungen in der Nordschweiz.

1 Eptingen; 2 Alter Hauensteintunnel; 3 Bad Ramsach; 4 Bad Lostorf; 5 Lostorf Mineralwasser; 6 Erlinsbach – Lorenzenbad; 7 Küttigen – Fischbachquelle; 8 Densbüren; 9 Frick – Salzbohrung; 10 Bad Säkingen; 11 Sulz (Salzkanal) ; 12 Bözbergtunnel; 13 Schinznach – Dorf; 14 Schinznach – Bad; 15 Wildeggen (Iodquelle) ; 16 Hausen – Habsburg; 17 Mülligen; 18 Birnenstorf; 19 Baden; 20 Bad Zurzach; 21 Waldshut – Tiengen; 22 Eglisau; 23 Trasadingen; 24 Lottstetten – Nack; 25 Schlattigen.

Geologischer Hintergrund: rot: Kristallin Schwarzwald, orange; Perm, hellblau: Tafeljura (inkl. Vorfaltenzone), blau: Faltenjura, gelb: Tertiär im Jura und im Molassebecken

3.3 Standortspezifische Beurteilung potenzieller Nutzungskonflikte

3.3.1 Südranden

Die Zugangsbauwerke durchfahren ausgehend vom Standortareal SR-4 (Fig. 3.2-1) nach kurzer Lockergesteinsstrecke hydrogeologische Einheiten vom Malm-Aquifer bis zum Opalinuston.

In der Region existieren keine bedeutsamen Mineral- oder Thermalwassernutzungen³ (Fig. 3.2-1). In Lottstetten-Nack, ca. 6 km südlich des geologischen Standortgebiets Südranden wurde in den dreissiger Jahren des letzten Jahrhunderts ein Thermalwasservorkommen im Malm-Aquifer erbohrt⁴. Im Jahr 1968 wurde es neu gefasst, hydrogeologisch untersucht und es gab Pläne für ein Thermalbad⁵. Das Wasser vom generellen Na-HCO₃-Cl-Typ floss damals artesisch mit rund 2.2 l/s und einer Temperatur von rund 22 °C aus (Carlé 1975, LGRB 2002). Im Rahmen der Beobachtung von ausgewählten Quellen und Bohrungen durch die Nagra in den 1980er Jahren wurden Schüttung, Temperatur und elektrische Leitfähigkeit kontinuierlich aufgezeichnet. Dabei lag die Schüttung im Bereich von 0.3 bis 0.4 l/s (Schmassmann et al. 1984, Schmassmann 1990). Heute fliesst das Wasser in einen Brunnen aus. Gemäss dem hydrogeologischen Modell der Nordschweiz (Gmünder et al. 2014; Dossier V) stammt das Grundwasser im Malm-Aquifer hier von den Aufschlüssen im Norden und Nordwesten, allenfalls könnte auch eine Molassekomponente beteiligt sein. Das Grundwasser weist ein Kohlenstoff-14 Modellalter von grösser als 11'000 Jahren auf (Pearson et al. 1991). Die hohe Verweilzeit und die Strömungsrichtung des Grundwassers im Malm-Aquifer (Greber 2014) lassen eine qualitative Beeinflussung durch den Bau des Zugangstunnels als unwahrscheinlich erscheinen. Eine quantitative Beeinflussung ist wenig wahrscheinlich, da der Malm-Aquifer im Standortgebiet Südranden in vergleichsweise geringer Teufe durchfahren würde.

In Trasadingen wurde in einer Bohrung mineralisiertes Wasser im Muschelkalk-Aquifer erschlossen (Bühl & Bollinger 1999). Eine hydraulische Verbindung ist ausgeschlossen, da dieser Aquifer durch die Zugangsbauwerke nicht durchfahren wird.

3.3.2 Zürich Nordost

In der Region existieren keine bedeutsamen Mineral- oder Thermalwassernutzungen. Die Bohrung Lottstetten-Nack (Kap. 3.3.1) liegt rund einen Kilometer westlich des geologischen Standortgebiets und ca. 5 km südwestlich des Standortareals (Fig. 3.2-1). Die Zugangsbauwerke durchfahren ausgehend vom Standortareal ZNO-6b Festgesteine vom Tertiär bis zum Opalinuston. Eine direkte qualitative Beeinflussung durch den Bau der Zugangsbauwerke für ein Tiefenlager im Gebiet Zürich Nordost ist nicht zu erwarten. In der Bohrung Benken wurde im Malm-Aquifer ein genetisch andersartiger Wassertyp angetroffen (Waber et al. 2014). In gespannten Grundwasserleitern können Druckspiegelabsenkungen jedoch bedeutende Reichweiten haben. Bei Bauwerken ohne Möglichkeiten für eine gravitative Wasserentsorgung ist es generell das Ziel, den Wasserzufluss durch eine optimierte Linienführung und Abdichtungsmassnahmen so gering wie möglich zu halten. Dadurch ist auch ein maximaler Schutz des artesisch gespannten Thermalwasservorkommens gewährleistet. Obwohl in grösseren Tiefen keine vollständige Abdichtung der Bauwerke möglich ist, ist eine quantitative Beeinflussung des Thermalwasserbrunnens Lottstetten-Nack wenig wahrscheinlich.

³ Im Sinne von bekannten Lokalitäten wie Baden oder Bad Schinznach.

⁴ Top Malm-Aquifer in 252 m Tiefe, Filterstrecke 317 – 387 m.

⁵ Südkurier vom 3.9.2010.

Die heute nicht mehr genutzten Mineralquellen von Eglisau finden sich rund 6 km vom Südwestrand des geologischen Standortgebiets entfernt und ca. 12 km südwestlich des Standortareals (Fig. 3.2-1). Aufgrund der generellen Situation (Kap. 3.2.3) und der grossen Distanz wird eine quantitative und qualitative Beeinflussung ausgeschlossen.

In Schlattigen, rund 5 km nordöstlich des geologischen Standortgebiets, wurden zwei Bohrungen in den durch die Zugänge nicht durchfahrenen Muschelkalk-Aquifer abgeteuft, um Gewächshäuser mit dem Thermalwasser zu beheizen.

3.3.3 Nördlich Lägern

Südwestlich und nordwestlich des geologischen Standortgebiets Nördlich Lägern liegen die bedeutenden Thermalkurorte Baden (inklusive Ennetbaden) und Bad Zurzach (Fig. 3.2-1), die folgendermassen charakterisiert werden können:

- Baden (inkl. Ennetbaden): Die Thermalwasseraustritte liegen am Schnittpunkt der Jura-Hauptüberschiebung mit der Limmat, ca. 4 km südwestlich des geologischen Standortgebiets Nördlich Lägern und ca. 14 km südwestlich der Standortareale. Als Tiefenaquifer bedeutsam ist insbesondere der Muschelkalk-Aquifer, hydrochemische Daten zeigen auch Beiträge aus tieferen Aquiferen an (kristallines Grundgebirge). Das Muschelkalk-Grundwasser strömt gemäss dem hydrogeologischen Modell (Gmünder et al. 2014; Dossier V) aus Südosten zu. Weiterführende Literatur: Biehler et al. 1993, Traber et al. 2002, Bitterli-Dreher et al. 2007, Rick 2007, Burger 2011.
- In Bad Zurzach, ca. 7 km nordwestlich des geologischen Standortgebiets und ca. 14 km nordwestlich des Standortareals, wird Thermalwasser aus dem kristallinen Grundgebirge gefördert (Schmassmann et al. 1992, Burger 2011), neben der balneologischen Nutzung wird es auch als Mineralwasser getrunken. In einer Forschungsbohrung wurde auch Thermalwasser im Muschelkalk-Aquifer angetroffen. Auf der deutschen Seite des Rheins wurde in der Geothermiebohrung Waldshut-Tiengen (rund 18 km nordwestlich des Standortareals) das Thermalwasser im Grundgebirge ebenfalls angetroffen (Stober & Vicedom 2005).

Die Zugangsbauwerke durchfahren ausgehend von den Standortarealen nach kurzer Lockergesteinsstrecke hydrogeologische Einheiten von der Unteren Süsswassermolasse (USM) bis zum Opalinuston. Mit den Zugangsbauwerken werden die für die genannten Mineral- und Thermalwassernutzungen relevanten Aquifere (Kristallin, Muschelkalk) nicht durchfahren. Zwischen den von den Zugangsbauwerken durchfahrenen Grundwasserleitern und den Einheiten, aus denen diese Mineral- und Thermalwässer gefördert werden, liegen zudem mächtige Aquitarde (Grundwasserstauer), welche eine hydraulische Entkopplung der Systeme bewirken. Auch die für das Thermalwassersystem von Baden potenziell relevante Jura-Hauptüberschiebung wird nicht durchfahren. Eine Gefährdung der oben aufgeführten Mineral- und Thermalwassernutzungen durch die Zugangsbauwerke zum unterirdischen Lagerperimeter kann somit ausgeschlossen werden.

Zusätzlich finden sich in der Region die sogenannten Mineralquellen Eglisau und die Thermalwasserbohrung Lottstetten-Nack (Fig. 3.2-1):

- Die heute nicht mehr genutzten Mineralquellen von Eglisau finden sich am Rand des geologischen Standortgebiets, ca. 4 km nordöstlich der Standortareale. Das Mineralwasser wurde mittels Bohrungen aus durchlässigen Abschnitten der USM gefördert, Beschreibungen der Situation finden sich in Jäckli & Kempf (1972), Kempf et al. (1986) und Schmassmann (1990). Die Hydrogeologie der USM ist wegen des heterogenen internen Aufbaus komplex. Die generelle Vorflutsituation und die hydrochemische Charakteristik (Na-Cl-Typ) deuten auf einen Zufluss aus dem südlichen bis südöstlichen Sektor. Demnach würde die USM mit den Zugangsbauwerken stromabwärts von Eglisau durchfahren.
- Die Thermalwasserbohrung Lottstetten-Nack findet sich rund 11 km nordöstlich der Standortareale Nördlich Lägern (Fig. 3.2-1). Mit den Zugangsbauwerken würde der Malm-Aquifer stromabwärts von Lottstetten-Nack durchfahren (Gmünder et al. 2014 resp. Dossier V). Aus diesem Grund und wegen der grossen Distanz kann eine qualitative oder quantitative Beeinflussung durch die Zugangsbauwerke ausgeschlossen werden.

3.3.4 Jura Ost

In der Region finden sich bedeutende Thermalkurorte wie Baden (inklusive Ennetbaden), Bad Schinznach (Gemeinde Schinznach-Bad) und Bad Zurzach (Fig. 3.2-1). Bereits deutlich weiter nordwestlich liegt Bad Säkingen. Im Folgenden finden sich hydrogeologische Kurzcharakterisierungen mit Verweis auf die weiterführende Literatur:

- Die Thermalwasseraustritte von Baden (inkl. Ennetbaden) liegen rund 10 km östlich des geologischen Standortgebiets. Als Tiefenaquifer bedeutsam ist insbesondere der Muschelkalk-Aquifer (vgl. Kap. 3.3.3).
- Bad Schinznach liegt nur wenige Kilometer ausserhalb des geologischen Standortgebiets, südlich der Jura-Hauptüberschiebung. Hier wird das Thermalwasser aus dem Muschelkalk-Aquifer gefördert, das Wasser aus der Bohrung S3 hat eine Temperatur von 43 °C. Detaillierte Beschreibungen finden sich in Biehler et al. (1993), Häring (1997), Magma (2004) und Burger (2011). Bereits früher wurde die Verwandtschaft mit den Thermalwässern von Baden und Lortorf in Anbetracht von strukturellen (Südrand Faltenjura) und hydrochemischen (H₂S-Gehalte) Gemeinsamkeiten diskutiert (Schmassmann in Högl 1980). Auch wenn ein gemeinsames Endglied der Muschelkalkwässer südlich der Jura-Hauptüberschiebung nicht offensichtlich ist (Waber et al. 2014), scheint ein Zustrom aus südlicher Richtung am plausibelsten, dies entspricht beispielsweise der generellen Fliessrichtung im Muschelkalk-Aquifer (Gmünder et al. 2014 resp. Dossier V). Analog wie in Baden könnte auch hier die Jura-Hauptüberschiebung für das Thermalwassersystem eine Rolle spielen. Der Schutz des Thermalwassers war schon in Zusammenhang mit dem Bau des Bözberg-Autobahntunnels vom Aaretal ins obere Tal der Sissle (Profile in Hartmann et al. 2013) ein Thema und entsprechende Expertisen und Publikationen wurden erstellt (z. B. Hauber 1980, Jäckli 1981, Hauber 1994). Auch beim aktuell geplanten Bau eines neuen Bahntunnels (Dr. von Moos AG 2014) ist das ein wichtiger Aspekt. Der Schutzbereich fokussiert jeweils auf den Tunnelabschnitt im Faltenjura ('Schuppenzone').
- Bad Zurzach liegt rund 10 km nordöstlich vom geologischen Standortgebiet. Hier wird Thermalwasser aus dem kristallinen Grundgebirge gefördert (Kap. 3.3.3).

- Bad Säckingen liegt bereits rund 10 km nordwestlich des geologischen Standortgebiets und rund 20 km westlich des Standortareals. Das Grundwasser wird hier aus dem Kristallin gefördert (südlicher Schwarzwald). Nach heutigem Verständnis enthält das Thermalwasser zwei Tiefengrundwasserkomponenten: Die eine stammt aus dem Nordschweizer Permo-karbondrog, die andere aus dem Grundgebirge und ist ursprünglich in der Südabdachung des Schwarzwalds infiltriert (Bauer & Grimm 2012; s. auch Stober 1996 und Schmassmann et al. 1992).

Auf der Karte (Fig. 3.2-1) sind um das geologische Standortgebiet weitere Nutzungen des Muschelkalk-Aquifers für Mineral- und Tafelwasser verzeichnet (Schinznach-Dorf, Küttigen-Fischbachquelle, Erlinsbach-Lorenzenbad), zudem ungenutzte Bohrungen oder Quellen (s. dazu beispielsweise Burger 2011, Biehler et al. 1993 und Schmassmann 1990).

Die Zugangsbauwerke durchfahren ausgehend vom Standortareal JO-3+ hydrogeologische Einheiten von den Effinger Schichten bis zum Opalinuston. Damit werden, mit Ausnahme des randlichen Bereichs des Hauptrogenstein-Aquifers (Bläsi et al. 2013), ausschliesslich Aquitarde durchfahren, nicht aber die für die Mineral- und Thermalwassernutzungen relevanten Aquifere (Kristallin, Muschelkalk). Zwischen den von den Zugangsbauwerken durchfahrenen Einheiten und den Aquiferen, aus denen die Mineral- und Thermalwässer gefördert werden, liegen mächtige Aquitarde (Grundwasserstauer), welche eine hydraulische Entkopplung der Systeme bewirken. Auch die für die Thermalwassersysteme von Baden und Schinznach-Bad potenziell relevante Jura-Hauptüberschiebung wird nicht durchfahren. Eine Gefährdung der oben aufgeführten Mineral- und Thermalwassernutzungen durch die Zugangsbauwerke vom Standortareal JO-3+ zum unterirdischen Lagerperimeter kann somit ausgeschlossen werden.

3.3.5 Jura-Südfuss

Die Zugangsbauwerke durchfahren ausgehend vom Standortareal ausschliesslich hydrogeologische Einheiten über dem Opalinuston resp. über den Effinger Schichten.

Für die Nutzung von Mineral- und Thermalwasservorkommen in der Region ist insbesondere der Muschelkalk-Aquifer unter dem Opalinuston von Bedeutung. Einige der früher bedeutenden Lokalitäten sind heute nicht mehr genutzt, andere liegen am Nordrand des Faltenjuras (Fig. 3.2-1). Die wichtigsten Nutzungen im weiteren Umfeld des Standortareals sind:

- Bad Lostorf: Für das Thermalbad wurde durch Bohrungen Wasser aus dem Muschelkalk-Aquifer gefördert. Seit einigen Jahren sind diese nicht mehr genutzt. Weiterführende Literatur: Schmassmann (1977), Schmassmann in Högl (1980), Biehler et al. (1993), Burger (2011).
- Losterfer Mineralwasser: Es handelt sich um ein im Muschelkalk gefasstes Wasser vom Typ Ca-Mg-SO₄-HCO₃ mit einer Mineralisation von 1.2 g/l (Burger 2011, Jordan et al. 2011).
- Bad Schinznach (Gemeinde Schinznach-Bad) gehört zu den bedeutendsten Thermalbädern der Schweiz. Das Wasser wird heute in einer Bohrung aus dem Muschelkalk-Aquifer gefördert (vgl. Kap. 3.3.4).
- Eptinger Mineralwasser: Das Wasser wird in einem Felsstollen im Keuper gefasst (Biehler et al. 1993, Burger 2011).
- Bad Ramsach: Diese Calcium-Sulfat-Quelle liegt auf rund 800 m am Wisenberg, das Wasser entstammt dem Mittleren Muschelkalk (Biehler et al. 1993, Burger 2011).

Eine Beeinflussung durch die Zugangsbauwerke kann ausgeschlossen werden, da die betreffenden hydrogeologischen Einheiten, welche sich unterhalb des Opalinustons befinden, nicht durchfahren werden.

Auf der Karte (Fig. 3.2-1) sind weitere Nutzungen des Muschelkalk-Aquifers für Tafelwasser verzeichnet (Schinznach-Dorf, Küttigen-Fischbachquelle, Erlinsbach-Lorenzbad), zudem ungenutzte Bohrungen oder Quellen. Eine Beeinträchtigung dieser Lokalitäten kann ebenfalls ausgeschlossen werden.

3.3.6 Wellenberg

Im geologischen Standortgebiet Wellenberg und Umgebung existieren keine Mineral- oder Thermalwassernutzungen.

4 Geothermie

4.1 Geothermische Energienutzung in der Schweiz: Politische Situation, Technologie

Neben Rohstoff- und Energiekosten hat vor allem der Entscheid des Bundesrats zum schrittweisen Ausstieg aus der atomaren Energiegewinnung eine deutliche Signalwirkung auf die Stärkung der Energiegewinnung aus erneuerbaren Energiequellen ausgeübt. In diesem Zusammenhang ist auch die Forderung des Bundesrats, bis 2050 ca. 4.4 Terrawattstunden Strom aus Tiefengeothermie-Kraftwerken zu beziehen (Energiestrategie 2050 des BFE), als positives Signal bezüglich der Akzeptanz für Geothermieprojekte zu verstehen. Bis dato fehlt jedoch der Nachweis, dass in der Schweiz die Bedingungen für eine wirtschaftliche Produktion von Elektrizität erfüllt sind (s. Kap. 4.4). Sämtliche der 9 existierenden, tiefen geothermischen Anlagen in der Schweiz werden ausschliesslich zur Wärmegewinnung genutzt. Zum Zeitpunkt der Drucklegung dieses Berichts sind insgesamt 3 tiefengeothermische Anlagen im Bau bzw. Teststadium. Weitere 23 Anlagen sind derzeit in Planung (siehe Fig. 4.3-3 für Lokationen in der Nordostschweiz, Informationen der Schweizerischen Vereinigung für Geothermie, www.geothermie.ch). Die theoretische Möglichkeit besteht, dass auch in den von der Nagra für die Tiefenlagerung radioaktiver Abfälle vorgesehenen Bereichen geothermische Projekte geplant und durchgeführt werden könnten.

Grundsätzlich können 3 verschiedene Arten von geothermischen Anlagen unterschieden werden:

- *Untiefe geothermische Anlagen:* Untiefe geothermische Anlagen werden derzeit, mit Hilfe von Wärmepumpen, ausschliesslich zur Wärmeproduktion (Grundwasser, Erdwärme) in Bohrungen bis etwa 400 m Endteufe genutzt. Ein Sonderfall der untiefen Geothermie sind hydrothermale Quellen an der Oberfläche, die aufgrund der zu Tage tretenden thermalen Wässer direkt zu Heizzwecken bzw. – ausreichend hohe Temperaturen und Wasserfluss vorausgesetzt – auch zur Stromproduktion genutzt werden könnten (letzteres ist in der Schweiz bisher nicht der Fall).
- *Tiefe geothermische Anlagen:* Für tiefe geothermische Anlagen werden, je nach Situation, Bohrungen bis in Tiefen von mehreren Kilometern niedergebracht. Generell wird zwischen hydrothermalen (Kap. 4.4.1) und petrothermalen (Kap. 4.4.2) Systemen unterschieden. Für die Erzeugung von elektrischer Energie werden hydrothermale Anlagen mit hohen Wasserfließsraten und Temperaturen > 140 °C benötigt (mit dem Kalina- oder ähnlichen Verfahren sind auch Wässer mit etwas niedrigerer Temperatur nutzbar). Wässer mit Temperaturen unter 100 °C können ausschliesslich für die Wärmeproduktion verwendet werden.

4.2 Allgemeine potenzielle Nutzungskonflikte

Ein potenzieller Konflikt bezüglich der Nutzung des Untergrunds für geothermische Zwecke entsteht einerseits, wenn die Nutzung von vorhandenen Ressourcen durch das Tiefenlager verhindert würde oder eine erhebliche Wahrscheinlichkeit für eine Verletzung des Barrierensystems durch menschliche Aktivität besteht. Eine Verletzung des Barrierensystems kann bei der Exploration (z.B. Sondierbohrungen) oder bei der Nutzung beispielsweise von Geothermie (z.B. induzierte Bewegungen an Störungen im Untergrund und als Folge davon eine erhöhte Erdbebenaktivität) entstehen. Dies könnte unter gewissen Umständen die Langzeitstabilität des Barrierensystems bzw. die Langzeitsicherheit beeinträchtigen. Die potenziellen Nutzungskonflikte hängen stark von der Nutzungsart (hydrothermal, petrothermal), der geologischen Zielstrukturen und Zieltiefe sowie der verwendeten Technologie (Art der Stimulation) ab.

4.3 Temperaturverhältnisse, Wärmefluss, geothermische Produktivität

4.3.1 Methodik und Datengrundlage

In der Nordschweiz gibt es mehrere hydrostratigraphische Einheiten, in denen eine Wasserführung nachgewiesen wurde: das kristalline Grundgebirge, der Buntsandstein, der Obere Muschelkalk, der Obere Malm und die Obere Meeresmolasse (Müller et al. 2001, Rybach 1992). Daneben gibt es noch weitere, lokal wichtige Aquifere bzw. Störungszonen, die gegebenenfalls aufgrund der lokalen geothermischen Verhältnisse genutzt werden können. Um die vorherrschenden Temperaturen in den zuvor genannten Einheiten zu errechnen, wurde ein regionales, rein konduktives Temperaturmodell erstellt, aus dem auch der Wärmefluss errechnet werden kann. Eine detaillierte Beschreibung zur Erstellung dieses Modells geben Ollinger & Baujard (2012) oder Ollinger & Badoux (2014). Für eine Abschätzung der Wirtschaftlichkeit geothermischer Anlagen werden häufig auch (normierte) geothermische Produktivitätskarten genutzt. Die weiterführenden Schritte, die zu einer normierten geothermischen Produktivitätskarte führen, sind z.B. in Kohl et al. (2010) oder Signorelli et al. (2004) erläutert und werden hier nur kurz zusammengefasst. Die generelle Methodik zur Erstellung des Temperaturmodells bzw. der normierten Produktivitätskarte umfasst folgende Schritte:

1. *Kompilation relevanter hydraulischer und petrophysikalischer Eigenschaften (z.B. Temperaturen, spezifische Wärmekapazität und Wärmeleitfähigkeit) für die avisierten Zielhorizonte und tieferen Horizonte und Zuordnung der relevanten Eigenschaften zu den entsprechenden Lithologien:* Teilweise wurden einer Einheit, z.B. aufgrund der stark variierenden Tiefenlage oder einer erhöhten tektonischen Zergliederung dementsprechend angepasste, unterschiedliche Parameter (z.B. Durchlässigkeiten) zugewiesen.
2. *Erstellen eines vereinfachten, dreidimensionalen Modells mit den wichtigsten geologischen Einheiten inklusive der relevanten Aquifere sowie den wichtigsten, als relevant betrachteten Störungszonen, unter anderem basierend auf Isohypsenkarten, geologischen Profilen, Bohrungen und Aufschlüssen/Ausbissen:* Aufgrund des regionalen Charakters des hier genutzten Modells wurden dabei nur grossräumig relevante Strukturen bzw. Daten berücksichtigt (siehe dazu auch Ollinger & Baujard 2012).
3. *Simulation des Temperaturfelds unter der Annahme eines diffusiven, thermischen Regimes:* Das Modell wurde mit Daten aus Bohrungen mit dem Ziel kalibriert, die räumlichen thermischen Verhältnisse mit physikalisch sinnvollen Modellannahmen in Bereiche ohne Temperaturinformationen zu extrapolieren und die Temperatur bis in für die Nutzung von geothermischer Energie relevante Tiefen prognostizieren zu können. Wichtig dafür ist vor allem der basale Wärmefluss. Die durchgeführten Simulationen basieren auf einem rein konduktiven Model. Dies bedeutet, dass Wärmeanomalien, die auf warme, entlang von Störungen aufsteigende Tiefenwässer zurückzuführen sind, nicht direkt abgebildet werden können. Dafür müssten zusätzlich auch advective⁶ Prozesse berücksichtigt werden.

⁶ Als advektiver Prozess wird hier generell der Wärmetransport aufgrund von Fließbewegungen bezeichnet.

4. Grundsätzlich werden für die Produktivitätskarten noch folgende Berechnungen durchgeführt:
 - Basierend auf dem resultierenden, kalibrierten Modell wird die mittlere geothermische Leistung bei einer Doubletten-Nutzung für die verschiedenen Aquifere berechnet.
 - Anschliessend werden, zwecks vergleichender Bewertung einer möglichen zukünftigen, geothermischen Ressourcennutzung, die Resultate der einzelnen Aquifere kombiniert. Um die mit grösserer Bohrtiefe zunehmenden Kosten zu berücksichtigen, wird dabei für die einzelnen Aquifere zuerst der Quotient aus der geschätzten geothermischen Leistung und der minimal erforderlichen Bohrtiefe gebildet. Anschliessend werden die resultierenden Produktivitäten der einzelnen Aquifere addiert.

Die in diesem Bericht gezeigte Karte der geothermischen Produktivität beruht jedoch nicht direkt auf den hier kurz beschriebenen Simulationen des regionalen Temperaturfelds (siehe dazu Ollinger & Baujard 2012), sondern wurde aus einem anderen Modell generiert (siehe dazu Signorelli et al. 2004 bzw. Kohl et al. 2010).

4.3.2 Wärmefluss

Allgemein beschreibt der Wärmefluss quantitativ die in einer bestimmten Zeit von einem Material zu einem anderen (hier Gesteine) übertragene Wärme. Der Wärmefluss kann in Abhängigkeit von petrophysikalischen Parametern der einzelnen Lithologien und vorhandenen Temperaturmessungen (zumeist aus Bohrungen) im Untersuchungsgebiet ermittelt werden. Dabei spielt es eine Rolle, ob in einem Modell von einer rein konduktiven Wärmeübertragung ausgegangen wird oder ob auch advective Prozesse mitberücksichtigt werden.

Die Wärmeflusskarte der Nordschweiz von Schärli & Rybach (2002), welche in Nagra (2002) publiziert ist (Fig. 4.3-1), basiert auf Temperaturmessungen aus 59 Bohrungen mit einem Teufenspektrum zwischen 160 m und 5'448 m. Bestimmt wurde der mittlere Wärmefluss über die ganze untersuchte Bohrungslänge (Mittelwert der verschiedenen Temperaturgradienten-Intervalle). Diese Art der Wärmeflussberechnung ist streng genommen nur zulässig, wenn keine grössere Grundwasserzirkulation vorhanden ist. Die Werte der einzelnen Bohrungen sind in der Wärmeflusskarte (Fig. 4.3-1) dargestellt. Die Umrisse der Anomalien hängen nur von der relativen Nähe der Bohrungen zueinander ab, es sind keine Modellvorstellungen (z.B. die Richtung von potenziell grundwasserleitenden Störungszonen) in die Darstellung eingeflossen.

Eine ausgedehnte positive Anomalie mit Wärmeflusswerten $> 120 \text{ mW/m}^2$ liegt in der zentralen Nordschweiz zwischen dem Rhein und dem Zusammenfluss von Aare, Reuss und Limmat vor. Innerhalb dieser Anomalie lassen sich zwei lokale Zonen mit Wärmeflusswerten von über 160 mW/m^2 abgrenzen. Die eine liegt am Südrand des östlichsten Faltenjuras zwischen Bad Schinznach und Baden über dem Südrand des Nordschweizer Permokarbons (Zone 1), die andere im unteren Aaretal bei Böttstein – Klingnau im Bereich des Nordrand des Trogs und des nördlich angrenzenden kristallinen Grundgebirges (Zone 2, vgl. auch Schärli & Rybach 1991). Nördlich von Basel sind die Wärmeflusswerte im Bereich des Oberrheingrabens ebenfalls erhöht.

Nach Schärli & Rybach (2002) lassen sich diese Zonen erhöhten Wärmeflusses nur durch advectiven Wärmetransport aufsteigender Tiefengrundwässer entlang tektonischer Störungen erklären, bei allerdings sehr geringer Fliessrate. Auch Rybach (2009) ermittelt für das Gebiet der oben beschriebenen Wärmeanomalien sehr geringe vertikale Fliessraten (wenige Liter pro m^2 pro Jahr). Aufgrund der tektonischen Situation der beiden Zonen mit erhöhtem Wärmefluss kann diese Hypothese der aufsteigenden Tiefengrundwässer als plausibel betrachtet werden.

Zumindest für die Zone 1 gibt es in den oberflächennah gefassten Thermalquellen von Baden/Ennetbaden hydrochemische Evidenzen für die Beimischung von Tiefengrundwässern aus dem Grundgebirge (Dossier V, Kapitel 4.7). Somit ist die Darstellung dieser Zonen als rundlich ausgedehnte Wärmeflussanomalien möglicherweise irreführend, da der von Schärli & Rybach (1991, 2002) postulierte advective Wärmetransport auf diskrete, relativ eng begrenzte Störungszonen bzw. Störungssysteme beschränkt sein dürfte. Zu bemerken ist ebenfalls, dass in der Wärmeflusskarte in Fig. 4.3-1 die neue Bohrung Oftringen, die einen erhöhten mittleren Wärmefluss von 142 mW/m^2 zeigt (Kapitel 7 in Wagner et al. 2008), noch nicht berücksichtigt ist. In einer neuen, gesamtschweizerischen Übersichtsdarstellung ist die Anomalie von Oftringen dargestellt (siehe VGKA 2014, modifizierte Karte basierend auf Medici & Rybach 1995).

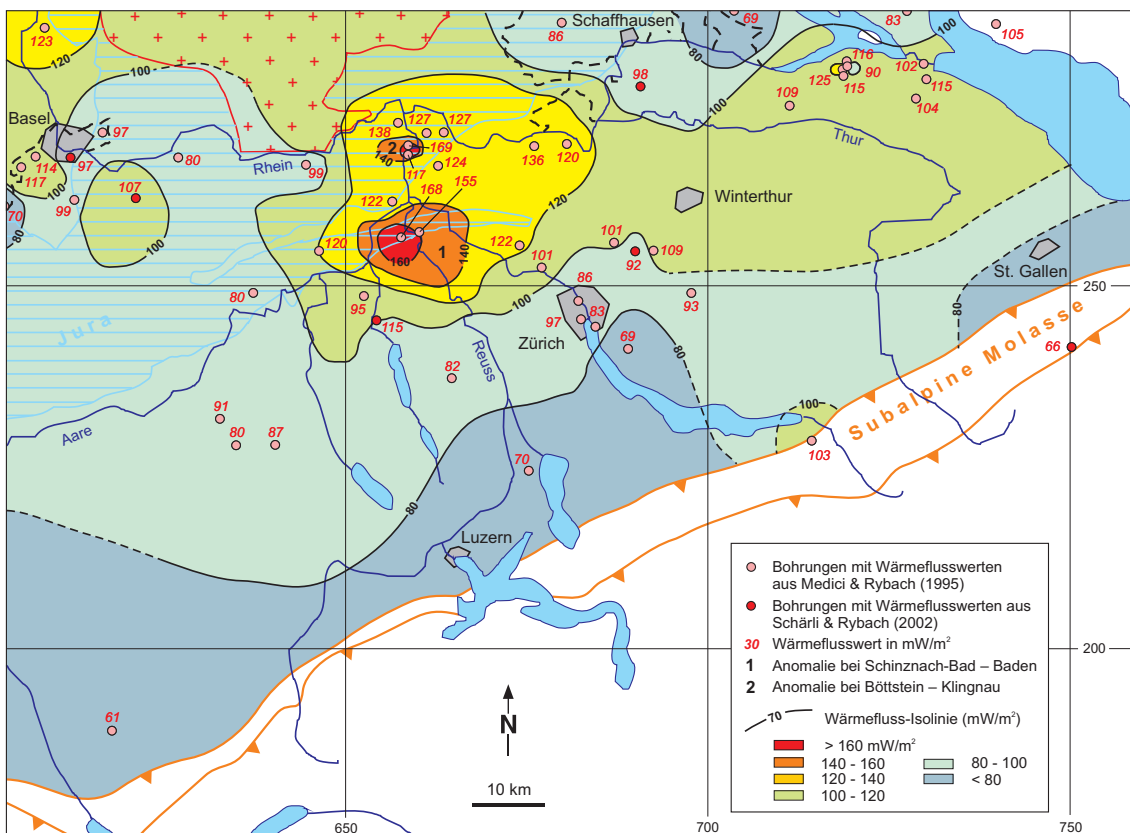


Fig. 4.3-1: Wärmeflusskarte der Nordschweiz von Schärli & Rybach (2002), publiziert in Nagra (2002).

4.3.3 Temperaturverteilung

Die Temperaturverteilung im Untergrund der Nordschweiz wurde mit Hilfe eines neuen Temperaturmodells berechnet (Ollinger & Beaujard 2012, Ollinger & Badoux 2014). Die in Fig. 4.3-2 gezeigten regionalen Temperaturkarten von Ollinger & Badoux (2014) wurden ausschliesslich aufgrund vorhandener Informationen (Temperaturmessungen, Wärmeleitfähigkeiten etc.) aus Bohrungen sowie rein konduktivem Wärmefluss erstellt (unter Berücksichtigung eiszeitlicher Effekte). Die Ergebnisse zeigen, dass die Temperaturen wie erwartet innerhalb eines Horizonts mit zunehmender Tiefenlage ansteigen (Fig. 4.3-2). Advective Prozesse (z.B. innerhalb von Aquiferen und/oder Störungen) wurden nicht berücksichtigt. Es wurden zwei

Modelle erstellt, ein Temperaturmodell ohne Berücksichtigung der Bohrung Oftringen (A) und eine Version mit den Temperaturinformationen aus dieser Bohrung (B). Aus dem Vergleich der Abbildungen wird der Einfluss der Temperaturanomalie auf die Temperaturverteilung deutlich.

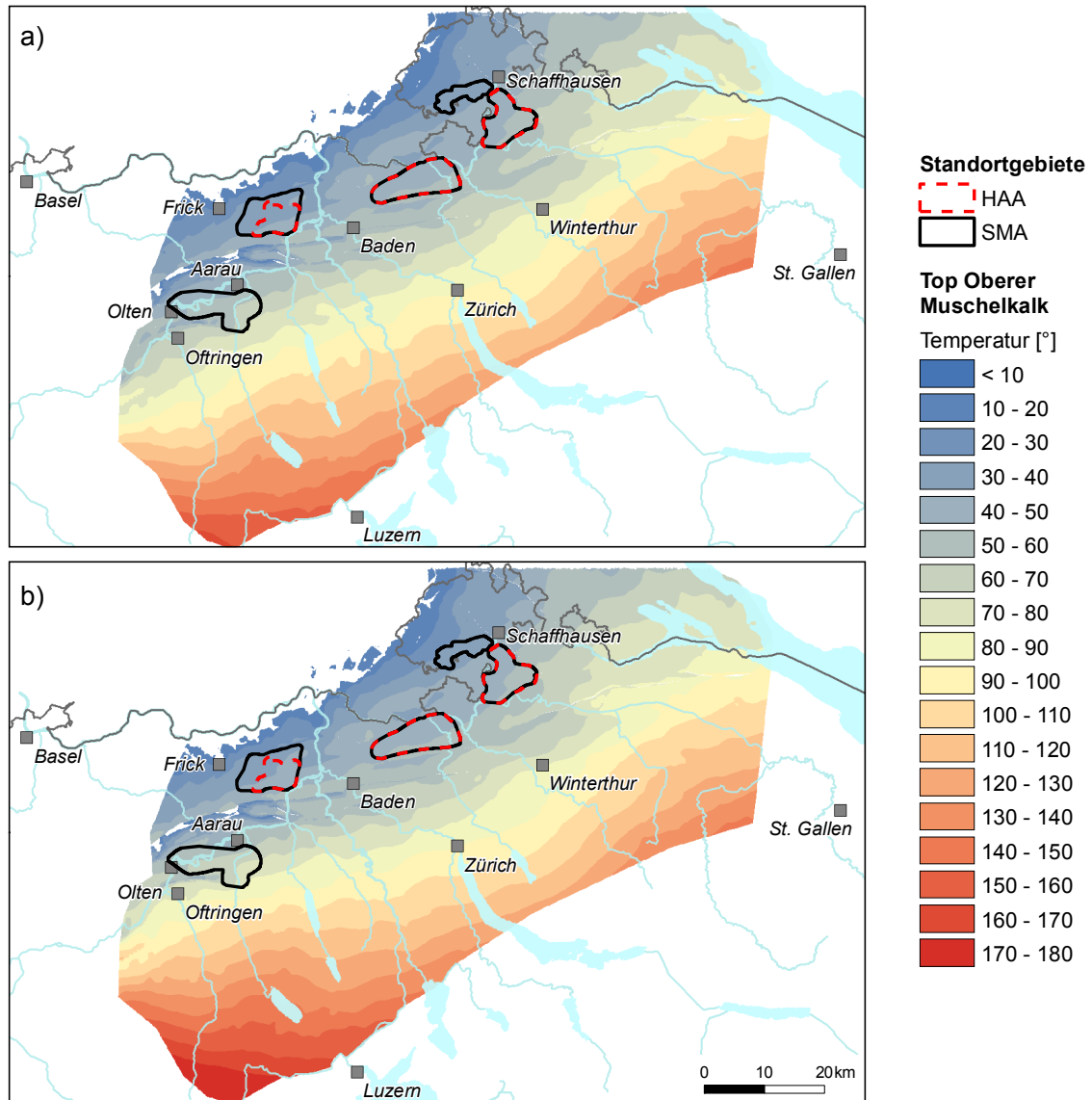


Fig. 4.3-2: Temperaturen an der Oberfläche des Muschelkalk-Aquifers (nach Ollinger & Badoux 2014).

a) ohne – b) mit Berücksichtigung der Temperaturmessungen in der Bohrung Oftringen.

4.3.4 Normierte geothermische Produktivität

Die Karte der normierten geothermischen Produktivität (= Quotient Geschätzte thermische Leistung / minimal erforderliche Bohrtiefe) nach Signorelli & Kohl (2006) bzw. Kohl et al. (2010) ist in Fig. 4.3-3 dargestellt. Daraus ist ersichtlich, dass allgemein das geothermische Potenzial in Richtung Süden zunimmt. Dies ist durch die zunehmende Tiefenlage der Zielhorizonte bedingt. Auch im Bereich der Permokarbontröge liegen die Gesteine des kristallinen Grundgebirges in einer vergleichsweise grossen Tiefe.

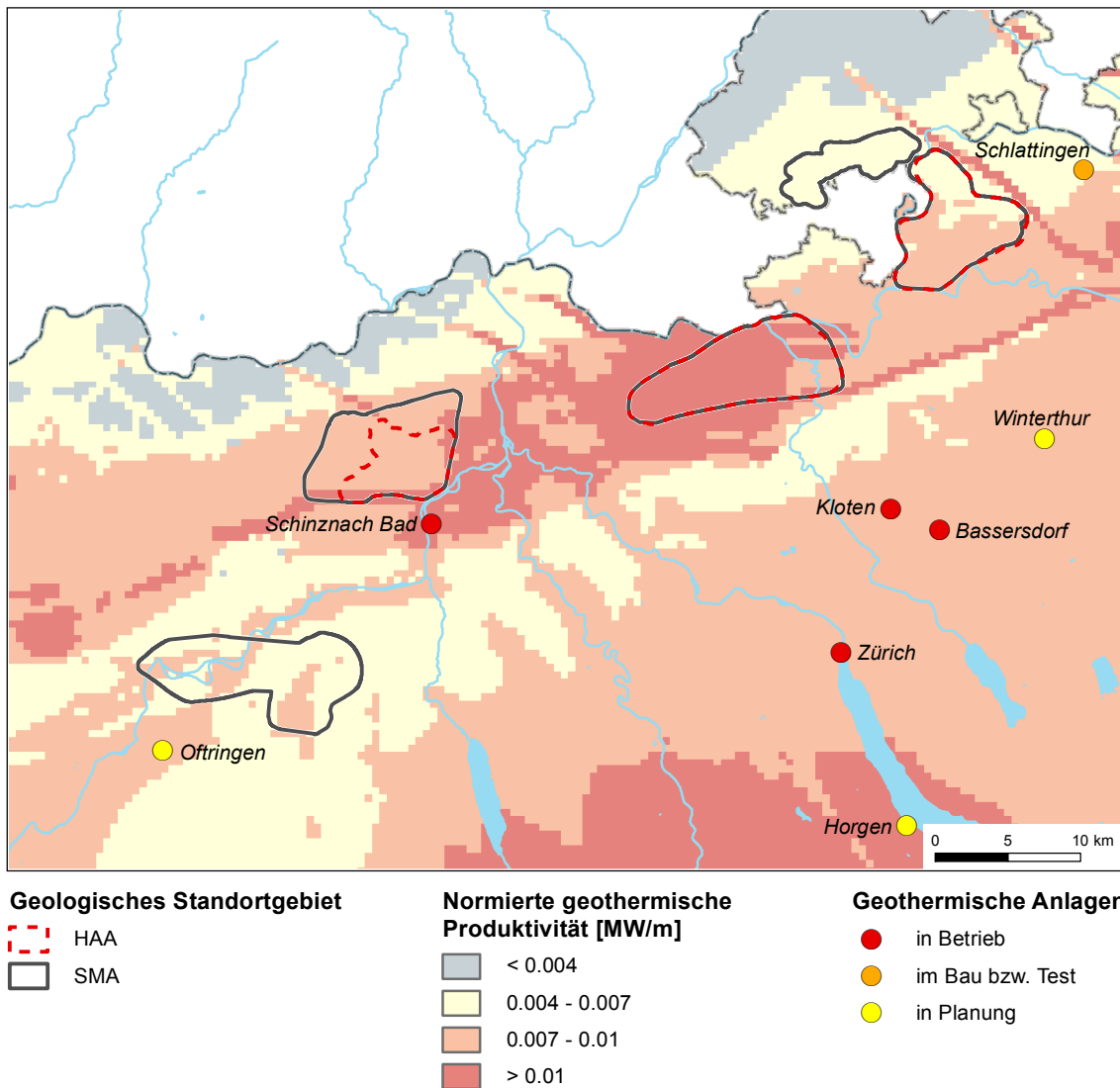


Fig. 4.3-3: Normierte geothermische Produktivität in der Nordostschweiz (nach Signorelli et al. 2004 und Kohl et al. 2010).

In grau ist das digitale Höhenmodell der swisstopo (DHM25, Copyright swisstopo) gezeigt, Informationen über die geothermischen Anlagen stammen von der Schweizerischen Vereinigung für Geothermie (www.geothermie.ch, Stand Dezember 2014).

Die Produktivitätsschätzungen basieren auf optimistischen Annahmen (lateral überall vorhandene signifikante Durchlässigkeiten in den Aquifern). Die relativ hohe geothermische Produktivität des kristallinen Grundgebirges beruht beispielweise auf der Annahme, dass die obersten 500 m eine Verwitterungszone mit erhöhter hydraulischer Durchlässigkeit darstellen. Erfahrungen in Tiefbohrungen haben diese Hypothese jedoch bis heute nicht bestätigt (Kap. 4.4.1). Andererseits begünstigen vermutlich die Bruchzonen am Rand des Permokarbondrogs das Aufsteigen von warmem Tiefengrundwasser (z.B. Schärli & Rybach 1991, 2002, Rybach 2009). Daraus ergibt sich entlang der Trogränder die Möglichkeit einer erhöhten, normierten geothermischen Produktivität. Die anderen regionalen Störungzonen wurden im Modell ebenfalls als relativ durchlässig angenommen, so dass dort warme Tiefengrundwässer potenziell auch in weniger tiefen Bereichen vorkommen können. Auch daraus ergibt sich eine erhöhte, normierte geothermische Produktivität.

4.4 Tiefe geothermische Systeme und potenzielle Nutzungskonflikte im Umfeld der Standortgebiete

4.4.1 Hydrothermale Systeme

In hydrothermalen Systemen werden thermale Wässer aus sedimentären oder kristallinen Aquifern genutzt, meist im Umfeld von tektonisch gestörten Zonen. In der Regel handelt es sich um Doubletten, in welchen die heissen mineralisierten Wässer in der einen Bohrung gefördert und in der anderen Bohrung in ausreichender Distanz Wasser in den Untergrund zurück versickert oder gepumpt werden.

Hydrothermale Systeme sind normalerweise standortspezifisch, da sie an lokale geothermische bzw. hydrogeologische Phänomene gebunden sind, eine Ausweichmöglichkeit besteht daher nicht bzw. nur sehr bedingt.

In der Nordschweiz gibt es keine sedimentären Aquifere, aus welchen genügende Mengen Wasser mit Temperaturen über 100 °C für die Erzeugung elektrischer Energie gefördert werden können. Die wenigen bestehenden hydrothermalen Anlagen können lediglich für die Wärme-Produktion genutzt werden. Gebiete mit hohem hydrothermale Potenzial liegen – aus theoretischen Überlegungen – entlang der Randstörungen des Nordschweizer Permokarbondrogs (s. auch Kap. 4.3.4, Fig. 4.3-3). Es wird erwartet, dass die tektonische Zergliederung dort zu stark erhöhten Gebirgsdurchlässigkeiten geführt hat. Es gibt jedoch bis heute keine Explorationsbohrungen in diesen Zonen. Es ist nicht ausgeschlossen, dass auch in hydrothermalen Systemen versucht wird, die Produktivität mittels zusätzlicher Stimulation (im Stil des *Fracking*) zu erhöhen.

Die immer wieder postulierte hohe Permeabilität des oberen kristallinen Grundgebirges hat sich bis heute nicht bestätigt. In hydraulischen Tests erwies sich diese Zone als so gering durchlässig, dass mit vernünftigem Aufwand nicht einmal eine Wasserprobe gewonnen werden konnte (Geothermiebohrungen Zürich Sonnengarten-1, Schlattigen-1). Auch die in den Tiefbohrungen der Nagra erbohrten Kristallinstrecken sind auch im Besten Fall noch weit entfernt von einer Produktivität, die für ein geothermisches Projekt notwendig wäre. Die zentrale Zone des Nordschweizer Permokarbondrogs ist deshalb aufgrund der enttäuschenden Resultate zahlreicher Bohrungen in der Karte der normierten geothermischen Produktivität zu hoch eingestuft.

Unter Berücksichtigung dieser Umstände werden potenzielle Nutzungskonflikte wie folgt beurteilt:

- Die in Fig. 4.3-3 gezeigten aktuellen bzw. geplanten Standorte geothermischer Anlagen lassen den Schluss zu, dass zurzeit keine direkten Nutzungskonflikte zwischen bestehenden bzw. aktuell geplanten geothermischen Anlagen und einem Tiefenlager vorliegen. Die Standortgebiete Südranden und Zürich Nordost liegen ausserhalb der bekannten Wärme-flussanomalien (Kap. 4.3.2, Fig. 4.3-1). Die bedeutendsten Wärmeanomalien in der Nord-schweiz liegen zwischen den Standortgebieten Nördlich Lägern und Jura Ost, d.h. die Standortgebiete selbst sind nicht direkt davon betroffen und die Zielhorizonte liegen in grosser Tiefe im kristallinen Grundgebirge. Beim Standortgebiet Jura-Südfuss besteht eine Ungewissheit, inwieweit sich die in der Bohrung Oftringen gemessenen erhöhten Temperaturen auf dieses Gebiet auswirken.
- Im unteren Aaretal existiert ein Fernwärmenetz, das derzeit aus Abwärme des KKW Beznau gespeist wird. Zurzeit wird evaluiert, wie dieses Fernwärmenetz nach der Abschaltung des KKW's weiter betrieben werden kann. Eine Option wäre mittels tiefer geothermischer Anlagen. Aus heutiger Sicht kämen als Standorte für solche Anlagen vor allem das untere Aaretal zwischen Brugg/Untersiggenthal und Klingnau/Leuggern in Betracht (in diesem Bereich verfügt die Refuna, die Betreiberin des Fernwärmenetzes, über eine entsprechende Infrastruktur). Damit läge die geothermische Anlage zwar in der Nähe, aber nicht innerhalb der geologischen Standortgebiete Nördlich Lägern und Jura Ost. Es existiert eine Struktur-analyse des prämesozoischen Grundgebirges und eine Abschätzung des geothermischen Potenzials dieses Gebiets (Matousek et al. 2012). Es wurden aber bisher keine konkreten Schritte zur Realisierung eines Projekts unternommen.
- Bei der Abgrenzung der Lagerperimeter innerhalb der Standortgebiete (Nagra 2014) wurde bekannten Randstörungen des Nordschweizer Permokarbondrogs ausgewichen und post-paläozoisch reaktivierte Randbereiche des Trogs wurden aus verschiedenen Gründen als 'zu meidende tektonische Zonen' eingestuft. D.h. es gibt keine Lagerperimeter, welche direkt über solchen geothermischen Zielgebieten liegen, die Lagerperimeter werden aber teilweise durch solche Zonen begrenzt. Eine derartige Situation besteht in den Standortgebieten Zürich Nordost, Nördlich Lägern und Jura Ost. In diesen Gebieten müssten – falls zukünftig ein Geothermie-Projekt in Trograndstörungen lanciert werden sollte – ein nötiger Sicherheitsabstand eingehalten und geeignete Überwachungsprogramme durchgeführt werden, damit eine Beeinträchtigung eines Tiefenlagers durch induzierte Bewegungen an Störungen bzw. Seismizität ausgeschlossen werden kann. Aufgrund der grossen Ost/West-Erstreckung der Trograndstörungen wäre ein Ausweichen problemlos möglich. In den Standortgebieten Südranden und Jura-Südfuss sind die tektonischen Verhältnisse im Grundgebirge mit grossen Ungewissheiten behaftet und Nutzungskonflikte schwierig einzuschätzen.
- Eine geothermische Nutzung des Untergrunds im Standortgebiet Wellenberg ist aufgrund einer neuen Potenzialstudie (Dr. Roland Wyss GmbH 2014) in absehbarer Zeit wenig wahr-scheinlich. Die Ungewissheiten über den Aufbau des Untergrunds sind erheblich und poten-zielle Verbraucherzentren liegen weiter nördlich. Zudem ist aufgrund der negativen Erfahrungen im Zusammenhang mit der Geothermiebohrung St. Gallen zu erwarten, dass die Wahrscheinlichkeit einer kurz- bis mittelfristigen Realisierung tiefer geothermischer Projekte am Alpennordrand klein ist.

4.4.2 Petrothermale Systeme

Petrothermale Systeme werden auch als *Hot Dry Rock* (HDR) Systeme oder als *Enhanced Geothermal Systems* (EGS) bezeichnet. Im Gegensatz zu den hydrothermalen Systemen werden hier gering durchlässige Kristallingesteinskörper mit hohen Temperaturen in Tiefen von mehreren Kilometern genutzt, in welchen durch *Fracking* künstliche Klüfte erzeugt werden können. In diese Kluftsysteme wird in einer oder mehreren Injektionsbohrungen kaltes Wasser eingepresst, das sich bei der Durchströmung der Kluftsysteme erhitzt und danach gefördert wird. Diese Systeme stehen noch am Anfang der Entwicklung.

Im Gegensatz zu hydrothermalen Systemen nutzen petrothermale Systeme grossflächige Wärmeanomalien im tiefen Untergrund und können praktisch überall errichtet werden. Aus diesem Grund bestehen in Bezug auf geologische Tiefenlager viele Möglichkeiten, um potenziellen Nutzungskonflikten auszuweichen. Gemäss neuester Einschätzung einer breitgefächerten Gruppe von Fachexperten (Hirschberg et al. 2015⁷) sind petrothermale Systeme am vielversprechendsten für eine erfolgreiche langfristige Erschliessung der schweizerischen Geothermieressourcen, obwohl diese Systeme angesichts der noch bestehenden technischen Probleme zur Zeit noch nicht genügend ausgereift sind, um am Markt bestehen zu können. Sie beurteilen aber die Wahrscheinlichkeit als gering, dass hydrothermale Anlagen einen substanziellen Beitrag zur Stromerzeugung leisten können.

Zurzeit sind keine petrothermalen Projekte in oder im näheren Umfeld der sechs geologischen Standortgebiete bekannt (Fig. 4.3-3). Eine systematische Evaluation im Hinblick auf potenziell geeignete Standorte für petrothermale Anlagen, in welcher auch infrastrukturelle Randbedingungen und Ausschlusskriterien berücksichtigt sind, ist der Nagra nicht bekannt. Generell gibt es zurzeit keine Hinweise auf sich abzeichnende potenzielle Nutzungskonflikte

⁷ Diese Publikation wurde bereits im November 2014 veröffentlicht.

5 Weitere energiebezogene Nutzungen des Untergrunds

5.1 Erdgasspeicherung

5.1.1 Technologie der Untertage-Erdgasspeicherung

Weltweit gibt es rund 700 Untertage-Erdgasspeicher mit einem Gesamtarbeitsvolumen von 121 Milliarden m³ (LBEG 2013). Mehr als die Hälfte dieser Anlagen befindet sich in den USA, in Deutschland fünfzig und in Frankreich sechzehn. Die klassische Hauptaufgabe dieser Erdgasspeicher ist der Ausgleich von tages- und jahreszeitlichen Verbrauchsspitzen. Vermehrt bilden sie aber auch strategische Reserven oder werden für die Bezugsoptimierung in einem Umfeld von stark schwankenden Gaspreisen verwendet.

Die Hauptspeichertypen sind Porenspeicher (erschöpfte Erdöl-/Erdgaslagerstätten oder Aquifere) oder Salzkavernenspeicher (Fig. 5.1-1). Hier nicht behandelt werden oberflächennahe Felskavernen-, Röhren- oder LNG-Speicher.

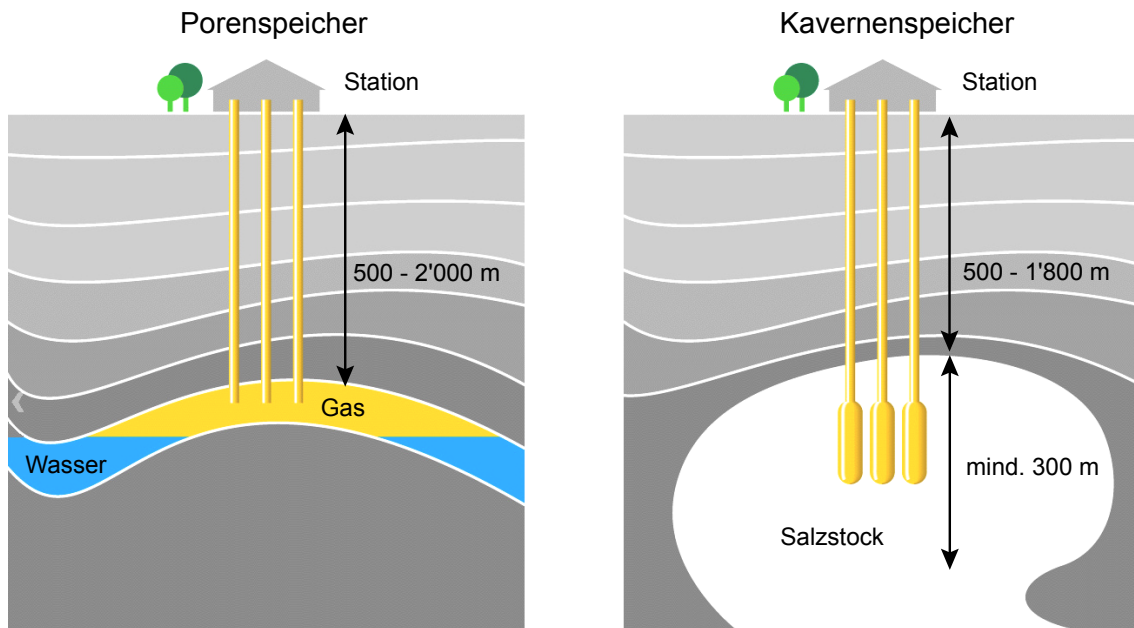


Fig. 5.1-1: Schematische Querschnitte durch Poren- und Kavernenspeicher für Erdgas mit charakteristischen Tiefenbereichen (ergänzt nach VSG 2014).

Bei Porenspeichern wird der natürlich vorhandene Porenraum als Speichervolumen genutzt. Mittels vertikalen und horizontalen Bohrungen wird das Erdgas eingepresst und das Formationswasser verdrängt. Ein Porenspeicher benötigt eine geologische Struktur, die gegen oben abgedichtet und geschlossen ist. Im Falle von erschöpften Erdöl-/Erdgaslagerstätten entfallen die kostspieligen Explorationskosten für den Nachweis dieser Abdichtung. Im Vergleich zu Kavernenspeichern reagieren Porenspeicher langsamer auf Veränderungen der Förderraten und werden somit meistens nur für den saisonalen Ausgleich verwendet. Zwischen 50 und 80 % des in der ersten Befüllung eingepressten Gasvolumens verbleiben als Kissengas im Speichergestein, zwecks Aufrechterhaltung des Reservoirdrucks und Fernhaltung des Lagerstättenwassers. Die Durchlässigkeit des Speichergesteins (Permeabilität, Klüftung) und der tiefen-

abhängige Speicherdruck bestimmen die maximal möglichen Einpress- und Entnahmeraten. Aquiferspeicher sind im Tiefenintervall von 500 bis 1'500 m wirtschaftlich realisierbar. Speicher in erschöpften Erdöl-/Erdgasfeldern sind bis in Tiefen von ~ 2'000 m möglich.

Kavernenspeicher werden durch Solung mittels Bohrungen in Salzformationen, vorzugsweise in Salzstockstrukturen (Fig. 5.1-1) erstellt. Die Speicherhohlräume können Durchmesser von bis zu 80 m erreichen mit Höhen zwischen 50 und 400 m. Damit Salzkavernen erstellt und über längere Zeit betrieben werden können, eignen sich nur homogene Salzformationen von mindestens ca. 300 m Mächtigkeit und Überlagerungen von 500 bis 1'800 m. Auch hier bestimmt die Tiefe den möglichen Arbeitsdruck und die Förderraten.

5.1.2 Erdgasspeicherforschung in der Schweiz

Speicherforschungsarbeiten wurden in der Schweiz erstmals 1972 mit dem Konsortium Untertagespeicher (KUT, Konsorten Swissgas, Carbur, Nagra und Rheinsalinen) durchgeführt. Die beiden Explorationsbohrungen Tschugg-1 und Ruppoldsried-1 testeten zwei Aquiferstrukturen im Berner Seeland, jedoch mit negativem Resultat. 1977 wurden die aktiven Forschungstätigkeiten des Konsortiums eingestellt. Ab 1980 führte die Swissgas Speicher AG die Suche nach Erdgas-Untertagespeichern fort. Die Arbeiten konzentrierten sich auf die Lokalisierung und Auswertung von potenziellen Aquiferstrukturen im gesamten Schweizer Mittelland und Jura. Als einzige Region für weitere Abklärungen wurde der thurgauische Seerücken lokalisiert (siehe unten). Ab den neunziger Jahren wurden auch mögliche Salzformationen für den Kavernenbau untersucht. Auch diese Forschungsanstrengungen blieben erfolglos, da kein Gebiet mit homogenen Salzmächtigkeiten von mindestens 300 m gefunden werden konnte.

5.1.3 Speicherpotenzial in der Nordschweiz

Die Sandsteine der Oberen Meeresmolasse im thurgauischen Seerücken liegen mit Tiefen zwischen 500 und 900 m im günstigen Bereich für Aquifer-Porenspeicher (Leu 2003). Die Speicherforschungsbohrungen Homburg-1 (904 m, 1982), Steckborn-1 (632 m, 1983), Berlingen-2 (505 m, 1984) und Berlingen-3 (416 m, 1986) der Swissgas Speicher AG wiesen zudem ausgezeichnete Sandsteine mit Porositäten von 10 – 27 % und Permeabilitäten von 100 – 1'000 mD nach. Trotz dieser guten Speichereigenschaften konnten jedoch die Fragen betreffend strukturelle Verhältnisse wie Ausdehnung, Abdichtung und Verwerfungen mit den damals vorhandenen seismischen Daten nicht positiv beantwortet werden.

Die bisherigen Speicherforschungsarbeiten konnten somit im weiteren Umfeld der von der Nagra vorgeschlagenen Standortgebiete keine geeigneten Formationen für die Grossspeicherung von Erdgas lokalisieren. Dass der Untergrund wahrscheinlich kaum Speicherpotenzial für Erdgas aufweist, wird zusätzlich unterstützt durch die Tatsache, dass trotz intensiven Explorationsanstrengungen in der Nordschweiz bisher keine konventionellen Erdöl-/Erdgaslagerstätten gefunden wurden.

5.2 CO₂-Speicherung

5.2.1 Technologie, generelle Situation in der Schweiz

Es ist heute allgemein akzeptiert, dass die Reduktion der vom Menschen verursachten CO₂-Emissionen einen notwendigen Schritt zur Eindämmung der Klimaerwärmung darstellt. Mit CCS-Verfahren (*Carbon Capture and Storage*, Abscheidung und Speicherung von CO₂-Emissionen) könnte theoretisch die klimaschädliche Wirkung der Energieproduktion aus fossilen Brennstoffen (Kohle, Erdgas, Erdöl) reduziert werden. Bei diesem Verfahren wird das CO₂ in poröse geologische Formationen verpresst, in welchen es tausende von Jahren oder noch länger gespeichert wird.

Chevalier et al. (2010) haben das theoretische Potenzial für die geologische CO₂-Speicherung in der Schweiz aufgrund einer Literaturstudie abgeschätzt und diese auch in einem Bericht des Bundesamts für Energie (Diamond et al. 2010) dokumentiert. Es wurden über 150 geowissenschaftliche Fachartikel sowie unpublizierte Daten der Erdölindustrie ausgewertet und es floss auch das Expertenwissen der Autoren und von 5 Gutachtern ein.

Das grösste Potenzial für die CO₂-Speicherung in der Schweiz haben sogenannte saline sedimentäre Aquifere, d.h. Aquifere mit quasi-stagnierenden salinen Tiefengrundwässern (Buntsandstein-, Muschelkalk-, Hauptrogenstein- und Malm-Aquifere), welche von sehr gering durchlässigen Formationen (Evaporit- und Tonstein-Abfolgen) überlagert sind. Diese kommen hauptsächlich im mittelländischen Molassebecken, beschränkt auch im Faltenjura vor. Die Quantifizierung anderer Möglichkeiten der CO₂-Speicherung in der Schweiz (z.B. Injektion in nicht abbaubare Kohleflöze, Injektion in ausgebeutete Erdgaslagerstätten) ist aufgrund der spärlichen Datenlage zum heutigen Zeitpunkt nicht möglich.

Chevalier et al. (2010) geben für die CO₂-Speicherung einen anzustrebenden Tiefenbereich von 800 – 2'500 m an. Die Obergrenze ist dadurch bedingt, dass CO₂ erst ab dieser Tiefe eine genügend hohe Dichte erreicht, dass es im flüssigkeitsähnlichen superkritischen Zustand vorliegt. In geringeren Tiefen liegt CO₂ in gasförmiger Form vor und beansprucht deshalb zu viel Speichervolumen im Untergrund. Die Untergrenze von 2'500 m ist nicht scharf; sie ist hauptsächlich durch Bohrkosten und die Kosten für die CO₂-Kompression bedingt. Für die Einschätzung des CO₂-Speicherpotenzials werden insgesamt 15 Kriterien verwendet, die in Tabelle 1 in Chevalier et al. (2010) zusammen mit ihrer Gewichtung aufgelistet sind. Unter gleichzeitiger Berücksichtigung aller Kriterien weist ein Gebiet im Raum Fribourg – Olten – Luzern mit einer Fläche von rund 5'000 km² ein Potenzial von 0.6 (Skala 0 bis 1) auf. Die theoretische, derzeit aber unbewiesene Speicherkapazität dieses Gebiets beträgt 2'680 Millionen Tonnen CO₂. Im Alpenraum wird das Potenzial für die CO₂-Speicherung aufgrund der tektonischen Komplexität generell als vernachlässigbar eingestuft.

5.2.2 Allgemeine potenzielle Nutzungskonflikte

Potenzielle Nutzungskonflikte sind menschliches Eindringen in ein Tiefenlager mit Explorations- und Injektionsbohrungen, Eindringen von CO₂ in ein Tiefenlager und gekoppelte hydro-mechanische Einflüsse auf das Wirtgestein durch künstlich erhöhte Drücke in Aquiferen unterhalb eines Tiefenlagers.

5.2.3 Beurteilung der Situation im Bereich der geologischen Standortgebiete

Das Potenzial der CO₂-Speicherung in der Nordschweiz und die Lage der geologischen Standortgebiete sind in Fig. 5.2-1 dargestellt. Die Karte stellt die Summe der Potenziale aller salinen Aquifere dar. Gebiete mit hohem Potenzial (grün) garantieren nicht die Machbarkeit einer CO₂-Speicherung, sondern stellen Gebiete dar, in welchen weitere Untersuchungen aus heutiger Sicht am ehesten Erfolg bringen würden. In der Region der geologischen Standortgebiete der Nordschweiz ist allein der Muschelkalk-Aquifer massgebend für das Speicherpotenzial (vgl. Detailkarten in Chevalier et al. 2010).

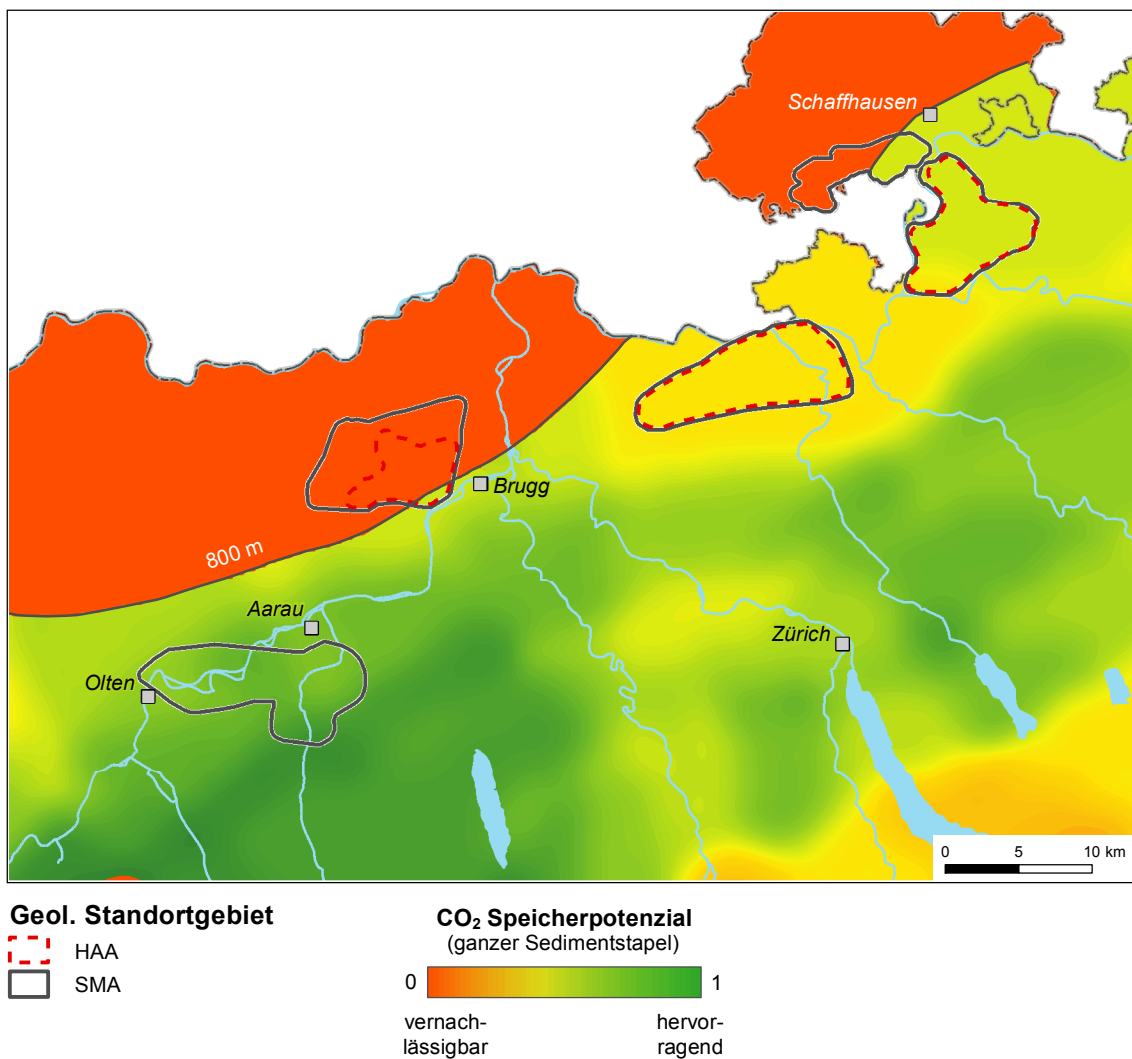


Fig. 5.2-1: CO₂-Speicherpotenzial von salinen sedimentären Aquifere der Nordschweiz (nach Chevalier et al. 2010 und Diamond et al. 2010).

Die 800 m-Grenze entspricht der Mindestdtiefe für die CO₂-Speicherung. Erklärung s. Text.

Diamond et al. (2010, Kapitel 7.2) diskutieren auch mögliche Nutzungskonflikte mit geologischen Tiefenlagern. Sie kommen zum Schluss, dass man aufgrund der maximalen Tiefenlage eines Lagers und der sehr geringen Durchlässigkeit der Wirtgesteine einen geologischen Konflikt (d.h. eine direkte Beeinflussung eines Tiefenlagers durch injiziertes CO₂) ausschliessen kann. Eine Injektion von CO₂ in einen unterliegenden Aquifer stromaufwärts der Grundwasser-

strömung sei aber aufgrund der grossen Druckgradienten zu vermeiden. Von den Standortgebieten in der Nordschweiz liegen die meisten ausserhalb der potenziell geeigneten Zonen für die CO₂-Speicherung. Nur das Standortgebiet Jura-Südfuss liegt am Rand der in dieser Studie als günstig bezeichneten Zone. Weil ein geologisches Tiefenlager nur eine geringe Fläche beansprucht, sehen die Autoren der Studie die Nutzungskonflikte auch dort als vernachlässigbar an.

Aufgrund der allgemeinen Erfahrungen der letzten Jahre in Europa muss auch in der dicht besiedelten Schweiz mit grossen Akzeptanzproblemen bei der geologischen CO₂-Speicherung gerechnet werden, sodass sich auch aus dieser Sicht keine baldige Umsetzung der Methode abzeichnet. Zudem gibt es auch noch keine Analyse der kommerziellen Aspekte der unterirdischen CO₂-Speicherung in der Schweiz, in welcher die spezifischen geologischen Gegebenheiten berücksichtigt sind.

6 Literaturverzeichnis

- Bauer, M. & Grimm, B. (2012): Hydrogeologisches Abschlussgutachten zur Abgrenzung des Heilquellenschutzgebietes für die Thermal-Mineralquellen in Bad Säckingen. LGRB-Gutachten im Auftrag des Landratsamts Waldshut. Aktenzeichen 94-4763.2//12_2683.
- Baumann, W. & Stucky, K. (1984): Geologische Untersuchungen an Evaporiten der Mittleren Trias in der Nordschweiz am Beispiel des Bergwerks Felsenau. *Eclogae geol. Helv.* 77/3, 511-540.
- Bear, J. (1979): *Hydraulics of Groundwater*. McGraw-Hill Series in Water Resources and Environmental Engineering. McGraw-Hill Book Company New York.
- BFE (2008): Sachplan geologische Tiefenlager: Konzeptteil. Bundesamt für Energie BFE, Bern.
- BFE (2011): Sachplan geologische Tiefenlager – Ergebnisbericht zu Etappe 1: Festlegungen und Objektblätter. Bundesamt für Energie BFE, Bern.
- Biehler, D., Schmassmann, H., Schneemann, K. & Sillanpää, J. (1993): Hydrochemische Synthese Nordschweiz: Dogger-, Lias-, Keuper- und Muschelkalk-Aquifere. Nagra Tech. Ber. NTB 92-08.
- Bitterli-Dreher, P., Graf, H. R., Naef, H., Diebold, P., Matousek, F., Burger, H. & Pauli-Gabi, T. (2007): Geologischer Atlas der Schweiz 1:25'000, Blatt 1070 Baden. Erläut. 120.
- Bläsi, H.R., Deplazes, G., Schnellmann, M. & Traber, D. (2013): Sedimentologie und Stratigraphie des 'Braunen Doggers' und seiner westlichen Äquivalente. Nagra Arbeitsber. NAB 12-51.
- Bühl, H. & Bollinger, N. (1999): Die Grundwasserbohrung Trasadingen. *Mitt. Natf. Ges. Schaffhausen* 44, 51-64.
- Burger, H. (2011): Die Thermalwässer und Mineralwässer im Kanton Aargau und seiner näheren Umgebung. *Mitt. Aargauische Naturf. Ges.* 37, 91-112.
- Buser, M. (2006): Geplante Sondierbohrungen der Jura Cement Fabriken AG (JC) an den Standorten Grund, Hard und Homberg. Unpubl. Bericht z. Hd. des Kantons Aargau, Departement Bau Verkehr und Umwelt.
- Carlé, W. (1975): Die Mineral- und Thermalwässer von Mitteleuropa. Geologie, Chemismus, Genese. Wissenschaftliche Verlagsgesellschaft MBH, Stuttgart.
- Chevalier, G., Diamond, L.W. & Leu, W. (2010): Potential for deep geological sequestration of CO₂ in Switzerland: a first appraisal. *Swiss J. Geoscience* 103, 427-455.
- Diamond, L.W., Leu, W. & Chevalier, G. (2010): Studie zur Abschätzung des Potenzials für CO₂-Sequestrierung in der Schweiz. Mit 5 Anhängen von L. Burlini, N. Deichmann, H. Naef, R. Pini & R. Wyss. Bundesamt für Energie BFE, Bern, Schweiz.

- Dr. H. Jäckli AG (1994): Rohstoffversorgungskonzept Kanton Aargau. Region 4. Priorität, Bezirke Fricktal, Rheinfelden. Erläuterungen zu den geologischen und hydrogeologischen Grundlagenkarten. Unpubl. Bericht z. Hd. Arbeitsgemeinschaft Rohstoffversorgungskonzept, Kanton Aargau. 31. Mai 1994.
- Dr. H. Jäckli AG (1997): JCF Aarau/Wildegg, Standortevaluation Materialabbau (Kopie Blatt Standort 1/Homberg).
- Dr. Roland Wyss GmbH (2014): Erdgas und Tiefengeothermie für die Kantone Nid- und Obwalden. Landwirtschafts- und Umweltdirektion des Kantons Nidwalden, Stans.
- Dr. von Moos AG (2014): Geologischer Bericht zum Auflageprojekt Neubau Bözbergtunnel, Beilage geol. Längensprofil 1:5'000.
- ENSI (2009): Spezifische Auslegungsgrundsätze für geologische Tiefenlager und Anforderungen an den Sicherheitsnachweis. ENSI Richtlinie G03. Eidgenössisches Nuklearsicherheitsinspektorat, Brugg.
- Gautschi, A., Faber, E., Meyer, J., Mullis, J., Schenker, F. & Ballentine, C. (1990): Hydrocarbon and Noble Gases in Fluid Inclusions of alpine Calcite Veins – Implications for Hydrocarbon Exploration. Bull. Ver. Schweiz. Petrol. -Geol. u. -Ing. 56/131, 13-36.
- Geyer, O. & Gwinner, M. (2011): Geologie von Baden-Württemberg. 5. Auflage, p 157 ff.
- Gmünder, C., Malaguerra, F., Nusch, S. & Traber, D. (2014): Regional Hydrogeological Model of Northern Switzerland. Nagra Arbeitsber. NAB 13-23.
- Greber, E. (2014): Hydrogeologie Malm-Aquifer Südranden. Nagra Arbeitsber. NAB 13-14.
- Häring, M.O. (1997): Geothermie-Sondierbohrung Schinznach Bad S3, Schlussbericht. Bericht Häring Geo-Project zu Handen Bundesamt für Energiewirtschaft.
- Hartmann, P., Gilbert, M.-J. & Traber, D. (2013): Hydrogeologische Beobachtungen in den Bözbergtunnels. Nagra Arbeitsber. NAB 13-15.
- Hauber, L. (1980): Geology of the Salt Field Rheinfelden–Riburg, Switzerland. Proc. 5th Symp. On Salt, Vol. 1, 83-90. Northern Ohio Geol. Soc., Cleveland.
- Hauber L. (1980): Nationalstrasse N3/06 Bözbergtunnel: Stellungnahme zur Frage einer Gefährdung der Therme von Schinznach. Stellungnahme zu Handen Baudepartement des Kantons Aargau (Tiefbauamt) vom 28.11.1980.
- Hauber, L. (1994): Die Geologie des Bözbergtunnels der Nationalstrasse N3. Brugger Neujahrsblätter 1994/104, 85-104.
- Hauber, L. (1993): Der Mittlere Muschelkalk am Hochrhein. N. Jb. Geol. Paläont. Abh. 189/1-3, 147-170.
- Hirschberg, S., Wiemer, S. & Burgherr, P. (eds.) (2015): Energy from the Earth – Deep Geothermal as a Resource for the Future ? Zentrum für Technologiefolgen-Abschätzung, Bern, TA-SWISS 62/2015, vdf Hochschulverlag AG, ETH Zürich.

- Högl, O. (1980): Die Mineral- und Heilquellen der Schweiz. Verlag Paul Haupt Bern und Stuttgart.
- Isler, A., Pasquier, F. & Huber, M. (1984): Geologische Karte der zentralen Nordschweiz 1:100'000. Geologische Spezialkarte Nr. 121. Nagra und Schweiz. Geol. Komm.
- Jäckli, H. (1981): Möglichkeiten und Risiken einer Beeinflussung der Thermalquellen Bad Schinznach durch die projektierte N3. Geologisches Büro Dr. Heinrich Jäckli AG, Zürich, im Auftrag Bundesamt für Strassenbau, Bern.
- Jäckli, H. & Kempf, Th. (1972): Hydrogeologische Karte der Schweiz 1:100'000, Blatt Bözberg – Beromünster. Erläuterungen. Schweiz. Geotechnische Kommission.
- Jordan, P., Graf, H.R., Eberhard, M., Jost, J., Kälin, D. & Bitterli-Dreher, P.H. (2011): Geologischer Atlas der Schweiz 1:25'000, Blatt 1089 Aarau, Erläuterungen. Bundesamt für Landestopografie swisstopo.
- KEG (2003): Kernenergiegesetz vom 21. März 2003, Schweiz, SR 732.1.
- Kempf, Th., Freimoser, M., Haldimann, P., Longo, V., Müller, E., Schindler, C., Styger, G. & Wyssling, L. (1986): Die Grundwasservorkommen im Kanton Zürich. Erläuterungen zur Grundwasserkarte 1:25'000. Beiträge zur Geologie der Schweiz, Geotechnische Serie, Lieferung 69. Schweiz. Geotechnische Kommission.
- Kohl, T., Schill, E. & Baujard, C. (2010): Integrative Geothermal Resource Assessment of the Swiss Molasse Basin. Proceedings of the World Geothermal Congress 2010.
- Kündig, R., Mumenthaler, T., Eckardt, P., Keusen, H.R., Schindler, C., Hofmann, F., Vogler, R. & Guntli, P. (1997): Die mineralischen Rohstoffe der Schweiz. Schweiz. Geotech. Komm. (522 p.).
- Küpfer, T. (2004): Verzeichnis der Heil- und Mineralwässer der Schweiz und angrenzender Gebiete. Unpubl. Nagra Interner Ber.
- LBEG (2013): Untertage-Gasspeicherung in Deutschland. Erdöl Erdgas Kohle 129/11, 378-388.
- Leu, W. (2014): Potenzial der Kohlenwasserstoff-Ressourcen in der Nordschweiz. Nagra Arbeitsber. NAB 14-70.
- LGRB (2002): Mineral-, Heil- und Thermalwässer, Solen und Sauerlinge in Baden-Württemberg. LGRB-Fachberichte, Landesamt für Geologie, Rohstoffe und Bergbau Baden-Württemberg. Abt. 3 Hydrogeologie, 15 S. Ausgabe vom 22.3.2002.
- Leu, W. (2003): Erdgasspeicher Thurgauer Seerücken – Geologie und Nutzung der Erkundungsbohrungen. Mitt. Thurg. Naturf. Ges. 59, 149-158.
- Magma (2004): Schinznach Bad, Thermalwasserbohrung S3. Planung, Koordination und Auswertung der Wasserprobenahme S3 vom 13.2.2004. Bericht magma AG z.H. Bad Schinznach AG.

- Matousek, F., Fisch, H.-R. & Huber, M. (2012): Das Untere Aaretal – ein Baustein im geothermischen Standortpuzzle der Schweiz. Kongress-Bibliothek GeoTHERM Offenburg, 1. März 2012, <http://www.geotherm-offenburg.de/de/kongresssecured> (Website accessed 09-12-2014).
- Medici, F., Rybach, L. (1995): Geothermal map of Switzerland 1:500'000 (Heat Flow Density). Beitr. Geol. Schweiz, Ser. Geophys. Nr. 30, Schweiz. Geophys. Komm.
- Müller, W.H., Naef, H. & Graf, H.R. (2001): Geologische Entwicklung der Nordschweiz, Neotektonik und Langzeitszenarien Züricher Weinland. Nagra Tech. Ber. NTB 99-08.
- Nagra (2002): Projekt Opalinuston: Synthese der geowissenschaftlichen Untersuchungsergebnisse: Entsorgungsnachweis für abgebrannte Brennelemente, verglaste hochaktive sowie langlebige mittelaktive Abfälle. Nagra Tech. Ber. NTB 02-03.
- Nagra (2008a): Vorschlag geologischer Standortgebiete für das SMA- und das HAA-Lager. Darlegung der Anforderungen, des Vorgehens und der Ergebnisse. Nagra Tech. Ber. NTB 08-03.
- Nagra (2008b): Vorschlag geologischer Standortgebiete für ein SMA- und ein HAA-Lager. Geologische Grundlagen. Nagra Tech. Ber. NTB 08-04.
- Nagra (2014): SGT Etappe 2: Vorschlag weiter zu untersuchender geologischer Standortgebiete mit zugehörigen Standortarealen für die Oberflächenanlage. Sicherheitstechnischer Bericht zu SGT Etappe 2. Sicherheitstechnischer Vergleich und Vorschlag der in Etappe 3 weiter zu untersuchenden geologischen Standortgebiete. Nagra Tech. Ber. NTB 14-01.
- Ollinger, D. & Baujard, C. (2012): Prognose der Untergrundtemperaturen für das Versorgungsgebiet der AXPO AG. Unpubl. Axpo Interner Bericht, vertraulicher Bericht der Geowatt AG im Auftrag von Axpo, 30.09.2012.
- Ollinger, D. & Badoux, V. (2014): Temperaturkarten für definierte Horizonte im Untergrund der Nordostschweiz. Nagra Arbeitsber. NAB 14-18.
- Pearson, F.J., Balderer, W., Loosli, H.H., Lehmann, B.E., Matter, A., Peters, Tj., Schmassmann, H. & Gautschi, A. (1991): Applied Isotope Hydrogeology – A Case Study in Northern Switzerland. Nagra Tech. Ber. NTB 88-01. Zudem als: Studies in Environmental Science 43, Elsevier, Amsterdam.
- Regionalkonferenz Südranden (2013): Zweiter Zwischenbericht der Regionalkonferenz Südranden zu den Vorschlägen der Nagra für Standortareale von Oberflächenanlagen in der Region Südranden. Verabschiedet an der 9. Vollversammlung vom 25. September 2013.
- Rick, B. (2007): Von heissen Quellen und Baugruben. Umwelt Aargau Nr. 36 (Mai 2007), 23-30.
- Rybach, L. (1992): Geothermal potential of the Swiss Molasse basin. *Eclogae geol. Helv.* 85, 733-744.
- Rybach, L. (2009): Slowly moving thermal/mineral waters in deep crystalline basement. *Environ. Geol.*, 58, 1645 – 1651.

- Schärli, U. & Rybach, L. (1991): Geothermische Detailkartierung der Zentralen Nordschweiz (1:100 000). Beitr. Geol. Schweiz, Ser. Geophys. Nr. 24. Kommissionsverlag: Kümmerly & Frey AG, Bern.
- Schärli, U. & Rybach, L. (2002): Erstellung einer aktuellen Karte der Temperaturgradienten und des Wärmeflusses der Nordschweiz. Unpubl. Nagra Interner Ber.
- Schmassmann, H. (1977): Die Mineral- und Thermalwässer von Bad Lostorf. Mitteilungen der Naturforschenden Gesellschaft des Kantons Solothurn, 27. Heft, 149-290.
- Schmassmann, H. (1990): Hydrochemische Synthese Nordschweiz: Tertiär- und Malm-Aquifere. Nagra Tech. Ber. NTB 88-07.
- Schmassmann, H., Balderer, W., Kanz, W. & Pekdeger A. (1984): Beschaffenheit der Tiefengrundwässer in der zentralen Nordschweiz und angrenzenden Gebieten. Nagra Tech. Ber. NTB 84-21.
- Schmassmann, H., Kullin, M. & Schneemann, K. (1992): Hydrochemische Synthese Nordschweiz: Buntsandstein-, Perm- und Kristallin-Aquifere. Nagra Tech. Ber. NTB 91-30.
- Schnellmann, M. & Albert, W. (2012): Schutzzonen für Bohrungen in Standortgebieten für geologische Tiefenlager in der Nordschweiz. Nagra Arbeitsber. NAB 12-02 Rev.
- Schweizer Salinen (2014): Salzgewinnung. <http://www.salz.ch/de/salzwissen/salzgewinnung> (Website accessed 09-12-2014)
- Signorelli, S., Andenmatten Berthoud, N. & Kohl, T. (2004): Geothermischer Ressourcenatlas der Schweiz. Schlussbericht des BFE zu Projekt 100022. Bern, 2004.
- Signorelli, S. & Kohl, T., 2006. Geothermischer Ressourcenatlas der Nordschweiz - Gebiet des nördlichen Schweizer Mittellandes. Beiträge zur Geologie der Schweiz, Geophysik 39, Schweizerische Geophysikalische Kommission, Zürich.
- Steen, H. (2004): Die Geschichte des modernen Bergbaus im Schwarzwald. Books on Demand GmbH, 488 S.
- Stober, I. (1996): Geohydraulik und Hydrochemie der Thermalquellen von Bad Wildbad, Bad Liebenzell, Baden-Baden und Bad Säckingen. Deut. Gewässerkundl. Mitteilungen (DGM) 40/2, 69-83.
- Stober, I. & Vicedom, R. (2005): Erschliessung von Thermalwasser in Waldshut-Tiengen. Ber. Naturf. Ges. Freiburg i.Br. 95/1, 173-188.
- Traber, D., Waber, H.N., Eichinger, L. & Heidinger, M. (2002): Hydrochemie und Isotopenhydrologie von Tiefengrundwässern in der Region Lägeren – Zürcher Weinland – Hegau. Unpubl. Nagra Interner Ber.
- VGKA (2014): Verein gethermische Kraftwerke Aargau: Geothermische Voraussetzungen der Schweiz: <http://www.vgka.ch/Fakten/GeothermischeVoraussetzungen> (Website accessed 09-12-2014).
- VSG (2014): Erdgas-Speicher. <http://www.erdgas.ch/versorgung/erdgas-speicher/> (Website accessed 09-12-2014).

- Waber, H.N., Heidinger, M., Lorenz, G. & Traber, D. (2014): Hydrochemie und Isotopenhydrogeologie von Tiefengrundwässern in der Nordschweiz und im angrenzenden Süddeutschland. Nagra Arbeitsber. NAB 13-63.
- Wagner, R., Kohl, T. & Rohner, E. (2008): Tiefe Erdwärmesonde NOK Unterwerk Oftringen. Nagra Arbeitsber. NAB 08-13.
- Wild, H. (1968): Das Steinsalzlager des Mittleren Muschelkalks, seine Entstehung, Lagerung und Ausbildung nach alter und neuer Auffassung. Jh. geol. Landesamt Baden-Württemberg 10, 133-155, Freiburg i. Brsg.
- Wittmann, O., Hauber, L., Fischer, H., Rieser, A. & Staehlin, P. (1970): Geologischer Atlas der Schweiz 1:25'000, Blatt 59 Basel.