

Geothermie im Kanton Luzern

Grundlagen und Potenzial

VORWORT

Energie ist ein Schlüsselfaktor für die Entwicklung, für Wohlstand, Sicherheit und Gerechtigkeit. Gleichzeitig verursacht die globale Energieversorgung Bedrohungen von existentieller Tragweite – man denke nur an die Atomkraft, die Förderung fossiler Energien in ökologisch heiklen Gebieten oder die Rivalitäten im Geschäft mit der Energie, die sich bis zu kriegerischen Auseinandersetzungen ausweiten können. Energie ist in diesem Sinne Segen und Fluch zugleich.

Die Klima- und Energiepolitik steht weltweit vor grossen Herausforderungen, die eng verknüpft mit der Entwicklungspolitik sind: Die Nachfrage nach Energie wird sich verdoppeln, der Ausstoss von Treibhausgasen muss jedoch drastisch vermindert werden (in den OECD-Ländern um 80 Prozent). Die fossilen Brennstoffe werden immer knapper und teurer – überhaupt lassen der Aufbau von Versorgungsalternativen und der erhöhte Kapitalbedarf im Energiesektor deutlich steigende Energiepreise erwarten.

Die Energieversorgung der Schweiz hängt heute zu rund 80 Prozent vom Import fossiler Brenn- und Treibstoffe sowie von Kernbrennstoffen aus dem Ausland ab. Sogar die schweizerische Stromversorgung ist zumindest in den Wintermonaten von Importen abhängig. In diesem Kontext kommt der Ausschöpfung der im eigenen Land vorhandenen Energieressourcen eine grosse strategische Bedeutung zu. Die Schweiz verfügt über Potentiale in den Bereichen Solarenergie, Biomasse, Wasserkraft, Wind und Geothermie. Der vorliegende Bericht liefert Grundlagen zum Verständnis und zur Einordnung des Geothermie-Potentials im Kanton Luzern.

Als brachliegende Ressource ist auch die Energieeffizienz zu betrachten, sie ist sogar die wichtigste. Analog zur Energiestrategie 2050 des Bundesrats setzt die Energiestrategie des Kantons Luzern vor allem auf die Erhöhung der Energieeffizienz und die stärkere Nutzung der erneuerbaren Energien. Diese Massnahmen bergen Chancen für die regionale Wirtschaft und sind deshalb auch aus volkswirtschaftlicher Sicht wichtig. In diesem Sinn arbeitet der Kanton Luzern konsequent auf das längerfristige Ziel der 2000-Watt-Gesellschaft hin.

Auch wenn – oder gerade weil – dafür von einem längeren Zeithorizont auszugehen ist, verlangen die energie- und klimapolitischen Herausforderungen rasches Handeln und Weichenstellungen von grosser Klarheit. In den nächsten Jahren braucht es deshalb eine deutliche Takterhöhung bei der Umsetzung von energiepolitischen Massnahmen. Voraussetzung dafür sind verbesserte Grundlagen und eine optimale Planung, mehr politische Führung und Controlling sowie ein systematisches, kooperatives Vorgehen auf allen Ebenen sowie zwischen staatlichen und privaten Akteuren.

Ich hoffe, der vorliegende Bericht möge für die Geothermie im Kanton Luzern einen ersten wertvollen Beitrag in diesem Sinne leisten. Weitere Schritte werden folgen müssen, damit planerische Vorarbeiten und Entscheidungshilfen für die Nutzung der Geothermie im Kanton Luzern zeitgerecht zur Verfügung stehen.

Thomas Joller
Leiter Dienststelle Umwelt und Energie

Projektgruppe: Umwelt und Energie (uwe) Kanton Luzern

Marcel Obrist, Projektleitung

Beat Marty, Abteilungsleiter Energie, Luft und Strahlen

Michael Röllli, Fachbereich Erdwärmenutzung

Hauptbeiträge:

Dr. Roland Wyss GmbH, Frauenfeld (Teil 1)

Keller + Lorenz AG / Geoform AG, Luzern (Teil 2 Kap 1,2,3, Anhänge 1 – 10)

Weitere Beiträge:

Geo-Energie Suisse AG, Zürich (für Teil 1 und 2)

Geo Explorers, Liestal (für Teil 2)

Axpo Neue Energien, Glattbrugg (für Teil 1 und 2)

Titelbild:

Quelle: HTI HEZEL KG, Herrenberg-Gülstein, Deutschland

Bezug:

Umwelt und Energie (uwe) Kanton Luzern

Libellenrain 15, Postfach 3439, 6002 Luzern

uwe@lu.ch

www.uwe.lu.ch

Telefon: 041 228 60 60

Telefax: 041 228 64 22

INHALT

ZUSAMMENFASSUNG	I
TEIL 1 ALLGEMEINES ZUR GEOTHERMIE	1
1. GEOTHERMIE – EINLEITUNG	3
1.1 Erneuerbare Energien und Geothermie	3
1.1.1 Erneuerbare Energien	3
1.1.2 Schweizerische Energiepolitik und Energiestrategie 2050	3
1.1.3 Kantonale Energiepolitik	5
1.1.4 Mögliche Rolle der Geothermie	6
1.2 Wärme aus dem Erdinnern	6
1.3 Nutzungsformen der Geothermie	7
1.3.1 Untiefe oder oberflächennahe Geothermie	8
1.3.2 Tiefengeothermie	10
1.4 Geothermische Nutzungen in der Schweiz	10
1.4.1 Indirekte Nutzung der Erdwärme	10
1.4.2 Direkte Nutzung der Erdwärme	11
1.5 Geothermie weltweit	12
2. TIEFENGEOTHERMISCHE ANLAGENSYSTEME	12
2.1 Allgemein	12
2.2 Hydrothermale Systeme	13
2.3 Petrothermale Systeme	14
2.4 Hydrothermal oder Petrothermal?	14
3. WÄRMEPRODUKTION AUS ERDWÄRME	15
4. STROMPRODUKTION AUS ERDWÄRME	16
4.1 Heutige Kraftwerkstechnologien	16
4.2 Binärkraftwerke	16
4.2.1 ORC-Prozess	17
4.2.2 Kalina-Prozess	18
4.2.3 System-Vergleich: ORC vs. Kalina-Prozess	19
4.2.4 Zukünftige Technologien	19
5. KOMBIKRAFTWERKE ZUR WÄRME- UND STROMPRODUKTION	20
6. GEOTHERMIE – POTENZIAL UND RESSOURCENERKUNDUNG	21
6.1 Geothermie-Potenzial in der Schweiz	21
6.2 Geologie des Schweizer Untergrunds	22
6.3 Ressourcenerkundung	24
6.3.1 Indirekte Methoden	25
6.3.2 Direkte Methode	26
7. RESSOURCENERSCHLISSUNG UND -NUTZUNG	26
7.1 Durchführung einer Tiefbohrung	26

7.2	Kosten einer Tiefbohrung	27
7.3	Technische Optimierung bei der Erschliessung von Tiefenaquiferen	28
7.3.1	Geneigte, gekrümmte und horizontale Bohrpfade	28
7.3.2	Chemische Stimulation	28
7.3.3	Hydraulische Stimulation	28
8.	CHANCEN DER TIEFENGEOTHERMIE	29
8.1	Bandenergie	29
8.2	Nachhaltigkeit	29
8.3	Einheimische Ressource	29
8.4	Umweltfreundlich und CO ₂ -arm	30
8.5	Geringe energetische Amortisation	30
8.6	Wirtschaftlichkeit	30
8.7	Platzsparend	30
9.	RISIKEN DER TIEFENGEOTHERMIE	30
9.1	Explorationskosten und Fündigkeitsrisiko	30
9.2	Induzierte Seismizität	31
9.2.1	Situation in der Schweiz und das induzierte Erdbeben von 2006 in Basel	31
9.2.2	Risikowahrnehmung	32
9.2.3	Strategien im Umgang mit der Gefahr von induzierten Erdbeben	32
10.	BETEILIGTE, RAUMNUTZUNG, INTERESSENSKONFLIKTE UND UMWELTASPEKTE	32
10.1	Beteiligte Akteure	32
10.2	Abstimmung mit weiteren Nutzungen und Interessen	33
10.2.1	Siedlungsstrukturelle Voraussetzungen	33
10.2.2	Nutzungskonflikte	33
10.3	Umweltaspekte	34
10.3.1	2000-Watt-Kompatibilität	34
10.3.2	Ökobilanz	34
10.3.3	Umwelteinwirkungen tiefengeothermischer Anlagen	35
11.	FÖRDERMASSNAHMEN	36
11.1	Grundlagen – Gesetze und Verordnungen	36
11.2	Fördermassnahmen des Bundes	36
11.2.1	Kostendeckende Einspeisevergütung (KEV)	36
11.2.2	Risikoabsicherung	39
11.2.3	Forschungsbeiträge	40
11.2.4	Anschubfinanzierung	41
11.2.5	Weitere Massnahmen in der Energiestrategie 2050	41
11.2.6	Fahrplan Energiestrategie 2050	42
11.3	Ausblick	42
11.4	Perspektiven – Aktionsplan «Tiefengeothermie Schweiz»	43
12.	REFERENZEN	45

TEIL 2 GEOTHERMISCHE NUTZUNG IM KANTON LUZERN	47
A OBERFLÄCHENNAHE ERDWÄRMENUTZUNG	48
1. ERDWÄRMESONDEN	48
1.1 Einleitung	48
1.2 Grundlagen	49
1.2.1 Zulässigkeit und Bewilligung von Bohrungen	49
1.2.2 Auslegung der EWS	50
1.3 Im Kanton Luzern	51
2. WEITERE NUTZUNGEN	53
2.1 Energiekörbe	53
2.2 Energiepfähle	53
2.3 Thermische Grundwassernutzung	53
2.4 Wärmenutzung aus Oberflächengewässer	54
3. ALTERNATIV: DIE LUFT-WASSER WÄRMEPUMPE	54
4. KOSTENVERGLEICH	54
5. BEWILLIGUNGSPRAXIS	55
6. FÖRDERMASSNAHMEN	55
7. REFERENZEN	56
B TIEFENGEOTHERMISCHE NUTZUNG	57
1. EINLEITUNG	57
2. GEOLOGISCHE GRUNDLAGEN	57
2.1 Datenbestand	57
2.2 Geologischer Bau	61
2.3 Gesteinsabfolge	62
2.4 Struktur und Tektonik	66
2.4.1 Tektonische Gliederung	66
2.4.2 Wesentliche tektonische Störungssysteme	66
2.4.3 Tiefenlage wichtiger Grenzflächen	67
2.5 Gesteinsdurchlässigkeiten	68
2.5.1 Allgemein	68
2.5.2 Gesteinsdurchlässigkeiten wichtiger geologischer Einheiten	69
3. GEOTHERMISCHE GRUNDLAGEN	72
3.1 Geothermische Eigenschaften des Felsuntergrunds	72
3.2 Geothermischer Gradient	73
3.3 Geothermischer Wärmefluss	76
3.4 Zusammenfassende Betrachtung	76

4.	RISIKEN	77
4.1	Risiko durch seismische Aktivitäten	77
4.2	Risiken durch Erdgas	78
5.	FOLGERUNGEN FÜR TIEFE GEOTHERMIE IM KANTON LUZERN	79
5.1	Erfolgsfaktoren	79
5.2	Potentielle Aquifere	80
5.2.1	Sandsteine der oberen Meeresmolasse	80
5.2.2	Mesozoische Sedimente	80
5.2.3	Kristallines Grundgebirge und Randbereiche von Permokarbontrögen	80
5.3	Tiefengeothermisches Potential	81
5.3.1	Potential hydrothermale Geothermie	81
5.3.2	Potential petrothermale Geothermie	82
5.4	Prioritäre Gebiete	82
6.	MASSNAHMEN UND WEITERE AKTIVITÄTEN	84
7.	REFERENZEN	86

ABBILDUNGEN

Teil 1 Allgemeines zur Geothermie

Abb. 1:	Potential der verschiedenen Erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung.	4
Abb. 2:	Zunahme der Erdtemperatur mit der Tiefe.	6
Abb. 3:	Nutzungsmöglichkeiten der Geothermie in den unterschiedlichen Tiefenbereichen.	8
Abb. 4:	Installierte Heizleistung aller geothermischen Systeme in der Schweiz im Jahr 2009.	11
Abb. 5:	Hydrothermale und petrothermale Tiefengeothermie-Anlagen.	13
Abb. 6:	Skizzierung einer hydrothermalen Doublette mit reiner Wärmenutzung.	15
Abb. 7:	Prinzipskizze einer petrothermalen Anlage zur Stromproduktion. Kraftwerk mit ORC-Technik.	17
Abb. 8:	Skizze einer hydrothermalen Tiefengeothermie-Anlage für die gekoppelte Produktion von Wärme und Strom.	20
Abb. 9:	Endtiefen von Tiefbohrungen (> 400 m Tiefe) in der Schweiz.	22
Abb. 10:	Potentielle Nutzungskonflikte im Untergrund.	33
Abb. 11:	Mindestanforderung an den Jahresnutzungsgrad.	37

Teil 2 Geothermisch Nutzung im Kanton Luzern

A Oberflächennahe Erdwärmenutzung

Abb. 12:	EWS bei einem typischen Einfamilienhaus.	48
Abb. 13:	Ausschnitt aus der Erdwärmenutzungskarte des Kanton Luzern.	49
Abb. 14:	Anzahl gewässerschutzrechtlich bewilligter Wärmepumpenanlagen mit Erdwärmesonden und installierte Wärmeentzugsleistung pro Jahr.	51
Abb. 15:	Anzahl Bohrmeter pro Gemeinde und Einwohner im Kanton Luzern.	52

B Tiefengeothermische Nutzung

Abb. 16:	Lage der für die Erdölexploration realisierten seismischen Linien im Kt. Luzern sowie der Profilspurenen und Lage der tiefen Bohrungen.	60
Abb. 17:	Vereinfachte geologische Karte des Molasse-Beckens.	61
Abb. 18:	Geologisches Überichtsprofil durch den westlichen Kanton Luzern.	62
Abb. 19:	Zusammenfassendes geologisches Sammelprofil für den Kanton Luzern.	65
Abb. 20:	Hydrostratigrafisches Sammelprofil des Kantons Luzern.	71
Abb. 21:	Wärmeleitfähigkeit von verschiedenen Gesteinsschichten.	73
Abb. 22:	Temperaturprofile der Bohrungen im Perimeter des Kantons Luzern.	75
Abb. 23:	Seismische Gefährdung und seismisches Risiko in der Schweiz.	78

TABELLEN

Teil 1 Allgemeines zur Geothermie

Tab. 1: Nutzungsformen untiefer Geothermie.	10
Tab. 2: ORC vs. Kalina Kraftwerk.	19
Tab. 3: Tiefengeothermische Projekte in der Schweiz.	24
Tab. 4: Vergütung der tiefengeothermischen Stromproduktion nach elektrischer Nennleistung P_{el} .	38

Teil 2 Geothermische Nutzung im Kanton Luzern

A Oberflächennahe Erdwärmennutzung

Tab. 5: Kostenvergleich von verschiedenen Wärmepumpenanlagen.	55
---	----

B Tiefengeothermische Nutzung

Tab. 6: Zusammenstellung der tiefen (Endteufen > 400 m) Bohrungen im Kt. Luzern und in den angrenzenden Gebieten.	59
Tab. 7: Die tektonischen Einheiten im Gebiet des Kantons Luzern.	66
Tab. 8: Zusammenstellung der bekannten Bereiche der Gesteinsdurchlässigkeiten der grundwasserleitenden Gesteinseinheiten im Untergrund des zentralen und östlichen Mittellands.	72
Tab. 9: Nutzbare tiefengeothermische Bereiche im Kanton Luzern.	83
Tab. 10: Weiterführende Aktivitäten	85

ANHÄNGE

- Anhang 1 Geologisches Profil West (Entlebuch-1 – Altishofen – Pfaffnau-1) und Ost (Rigi Weggis-1 – Hochdorf - Schafisheim), 1 : 150'000.
- Anhang 2 Geologische Übersicht des Kantons Luzern mit Profilsuren und Standorten der tiefen Bohrungen, 1 : 200'000.
- Anhang 3 Strukturkarte Oberfläche Mesozoikum, 1 : 200'000.
- Anhang 4 Strukturkarte Basis Mesozoikum (Oberfläche Grundgebirge, Kristallin inkl. Permokarbon), 1 : 200'000.
- Anhang 5 Karte der geothermischen Gradienten (tieferer Untergrund), 1 : 200'000.
- Anhang 6 Isolinien der berechneten Tiefen gleicher Temperatur für 100 °C (a), 150 °C (b), 200 °C (c), 1 : 300'000.
- Anhang 7 Karte des geothermischen Wärmeflusses, 1 : 200'000.
- Anhang 8 Bekannte Gasaustritte aus Bohrungen und an der Erdoberfläche, 1 : 200'000.
- Anhang 9 Bereiche für hydrothermale Geothermie in Sedimenten, 1:300'000.
- Anhang 10 Bereiche für petrothermale Geothermie (EGS) im Kristallin, 1:300'000.
- Anhang 11 Information zu seismischer Gefährdung und Risiko.
- Anhang 12 Weiterentwicklung und neues Konzept zur Nutzung der petrothermalen Geothermie.

ZUSAMMENFASSUNG

Die Erde ist ein riesiges Energiereservoir in Form von gespeicherter Wärme. Diese stammt einerseits noch aus der Erdentstehung, andererseits wird im Erdinnern permanent neue Wärme generiert. Die im Untergrund vorhandene Wärmemenge, die sogenannte geothermische Energie, bietet eine Vielzahl an Nutzungsmöglichkeiten. Das Spektrum reicht von der oberflächennahen Erschliessung für Heiz- und Kühlsysteme bis hin zur Stromproduktion aus Tiefen von 3 bis über 5 km.

Zu den erneuerbaren Energien zählen im Besonderen die Geothermie, Wind- und Sonnenenergie, Biomasse und Wasserkraft. Die Geothermie hat gegenüber den anderen erneuerbaren Energien den Vorteil, dass sie unabhängig von Tages- und Jahreszeiten oder von klimatischen Bedingungen jederzeit als Bandenergie zur Verfügung steht.

Mit der Neuausrichtung der schweizerischen Energiepolitik gewinnen die erneuerbaren Energien stark an Bedeutung. Sie sollen bis im Jahre 2050 einen substantiellen Anteil zur Stromproduktion im Lande beitragen. Das vom Bund erarbeitete Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 ging im September 2012 in Vernehmlassung. Zahlreiche Massnahmen davon berühren auch die Tiefengeothermie und setzen in den Bereichen Technologie, Ökonomie und bei gesellschaftlichen Aspekten an. Während parlamentarische Vorstösse darauf abzielen, die tiefe Geothermie zu fördern, wirkt eine breit gefächerte Vertreterschaft aus der Tiefengeothermie-Branche mit dem Aktionsplan „Tiefengeothermie Schweiz“. Dieser soll mit einem phasenweisen Vorgehen bis 2050 durch Umgestaltung des Energiesektors und Technologieentwicklungen den Weg hin zu einer zukunftsfähigen Energiewirtschaft ebnen.

Grundsätzlich wird zwischen zwei unterschiedlichen Arten der geothermischen Nutzung unterschieden: die untiefe oder oberflächennahe Geothermie bis in Tiefen von 400 m mit Temperaturniveaus von rund 10 bis 22 °C sowie die Tiefengeothermie, welche den Tiefenbereich von 400 m bis max. 5 bis 6 km bei dort herrschenden Temperaturen von 150 bis 170 °C erschliesst.

Die untiefe Geothermie wird im Kanton Luzern in Form von Erdwärmesonden, Energiekörben, Energiepfählen und thermischer Grundwassernutzung schon seit langer Zeit mit Erfolg genutzt. Etwa seit 2002 lässt sich bei der Zahl der bewilligten Erdwärmesonden ein sprunghafter Anstieg verzeichnen.

Die tiefe Geothermie hat weltweit, auch in der Schweiz, stark an Bedeutung zugelegt. Sie ermöglicht sowohl die Wärmenutzung als auch die Stromerzeugung. Prinzipiell kann zwischen den hydrothermalen und den petrothermalen Systemen unterschieden werden. Bei beiden wird dem Untergrund mit Hilfe von Wasser Wärme entzogen. Durch eine oder mehrere Förderbohrungen wird heisses Wasser hochgepumpt, die darin gespeicherte Wärme in einem Kraftwerk in Strom umgewandelt oder in einer Heizzentrale an ein Nah- oder Fernwärmenetz übertragen. Über eine Injektionsbohrung wird das Wasser nach der Abkühlung wieder in die Tiefe zurückgeführt.

Bei hydrothermalen Systemen werden tief im Untergrund vorkommende natürliche wasserführende Gesteinsschichten genutzt. Voraussetzung dafür ist das Vorhandensein solcher Schichten. Bei ungenügender natürlicher Durchlässigkeit können die Schichten zur Steigerung der Produktivitätsrate durch Säuerung stimuliert werden. Hydrothermale Systeme für

die Strom- und Wärmenutzung werden heute weltweit angewendet. Bekannt sind die Anlagen in Süddeutschland und die in Realisierung stehende Anlage in St. Gallen.

Bei petrothermalen Systemen oder Enhanced Geothermal Systems (EGS) liegen im Nutzhorizont keine natürlich durchlässigen Gesteine vor. Damit Wasser durch das Gestein zirkulieren kann, müssen die notwendigen Wasserwegsamkeiten zuerst künstlich erzeugt werden. Dies geschieht durch das Einpressen von Wasser unter hohem Druck in den Untergrund (hydraulische Stimulation), bis das Gestein aufbricht. Damit wird ein künstliches Reservoir geschaffen. Zielhorizont sind die Kristallinen Gesteine (Granit, Gneis). Als Nebenwirkung der hydraulischen Stimulation können Beben auftreten (induzierte Seismizität), so wie 2006 in Basel. Die petrothermale Geothermie ist noch in der Entwicklung. Es ist jedoch davon auszugehen, dass mit ihr ein bedeutendes Potential für die Stromproduktion erschlossen werden kann. Die technische Entwicklung bezüglich der Erschliessung von Reservoirsystemen wird in der Schweiz in diese Richtung vorangetrieben, wobei das Schwergewicht auch auf neue Systeme mit geringeren seismischen Auswirkungen gelegt wird.

Bei Wassertemperaturen von weniger als 100 °C eignet sich die Nutzung der Tiefengeothermie insbesondere für die Wärmeabgewinnung für Nah- und Fernwärmenetze. Bei Wassertemperaturen über 100 °C ist eine Stromproduktion möglich. Ausschlaggebend für die Verfahrenstechnologie ist das Temperaturniveau der Wärmeressource im tiefen Untergrund. Bei Wassertemperaturen unter 150 °C kommen sogenannte Binärkraftwerke zum Einsatz, welche unter Verwendung eines Arbeitsmittels das geförderte Wasser verdampfen. Der erzeugte Dampf wird danach über eine Turbine geleitet, welche einen Generator zur Stromerzeugung antreibt. Dabei fällt immer auch ein grosser Anteil an Wärme an. Es werden daher Anlagen für die gekoppelte Wärme- und Stromerzeugung erstellt, was den Wirkungsgrad und die Wirtschaftlichkeit deutlich verbessert.

Um die Eignung und das Potential einer tiefengeothermischen Nutzung im Kanton Luzern zu beurteilen, wurden die bestehenden geologischen Daten zusammengetragen und analysiert. Wie in den meisten Kantonen in der Schweiz sind auch im Kanton Luzern die Kenntnisse über den tiefen Untergrund noch unzureichend. Die meisten Fakten stammen aus der Erdöl- und Erdgasexploration zwischen 1960 und 1990. Gut bekannt ist der generelle Aufbau des Untergrundes mit der kristallinen Basis aus Graniten und Gneisen und den darüberliegenden Sedimentgesteinen. Potentiell durchlässige Bereiche für die tiefengeothermische Nutzung sind die Gesteinsschichten des Oberen Malm und des Oberen Muschelkalk sowie die oberste Zone des kristallinen Untergrundes und die Randbereiche der Permokarbontröge. Für petrothermale Geothermie eignet sich der kristalline Untergrund.

In einem ersten Schritt lassen sich für eine tiefengeothermische Nutzung prioritäre Gebiete im Kanton Luzern bezeichnen. Dabei wird unterschieden zwischen reiner Wärmenutzung bei Wassertemperaturen unter 100 °C und einer kombinierten Strom- und Wärmenutzung bei Temperaturen über 100 °C. Potentielle Aquifere für eine hydrothermale Nutzung zur Strom und Wärmeabgewinnung liegen ungefähr südlich einer Linie Menznau – Sempach – Hochdorf vor. Unter Berücksichtigung von verschiedenen Randbedingungen ist eine petrothermale Nutzung im Kristallin ungefähr nördlich einer Linie Wolhusen – Rothenburg – Root gegeben. In diesen Gebieten sind Zieltiefen bis 5'000 m erreichbar, welche sich für die Produktion von Strom und Wärme eignen würden.

Für präzisere Prognosen oder im Hinblick auf konkrete Projekte sind weitere geologische Abklärungen unerlässlich.

TEIL 1 ALLGEMEINES ZUR GEOTHERMIE

1. GEOTHERMIE – EINLEITUNG

1.1 Erneuerbare Energien und Geothermie

1.1.1 Erneuerbare Energien

Erneuerbare Energien, auch regenerative Energien genannt, sind Energiequellen, welche sich entweder kurzfristig selbst erneuern oder deren Nutzung nach menschlichen Massstäben nicht zu ihrer Erschöpfung beiträgt. Zu diesen nachhaltig zur Verfügung stehenden Energieressourcen zählen im Besonderen Geothermie, Wasserkraft, Wind- und Sonnenenergie sowie die Energie der Gezeitenströmungen.

1.1.2 Schweizerische Energiepolitik und Energiestrategie 2050

In der Schweiz setzen die Klimapolitik mit ihren international vereinbarten Zielen, die Liberalisierung des Strommarkts und der Beschluss zum Atomausstieg die aktuellen Rahmenbedingungen für die Energiepolitik.

Der Bundesrat hat im Februar 2007 seine Energiepolitik auf die vier Säulen Energieeffizienz, erneuerbare Energien, Ersatz und Neubau von Grosskraftwerken zur Stromproduktion sowie Energieaussenpolitik abgestützt. Zur Konkretisierung wurden im Februar 2008 die Aktionspläne "Energieeffizienz" und "Erneuerbare Energien" verabschiedet. Gestützt darauf hat auch die Geothermie in der Schweiz einen höheren politischen Stellenwert erlangt, so wird sie beispielsweise seit 2009 mit Mitteln aus den Zuschlägen auf die Übertragungskosten der Hochspannungsnetze (wie die kostendeckende Einspeisevergütung KEV) unterstützt.

Am 25. Mai 2011 hat der Bundesrat als Reaktion auf den Atomunfall in Fukushima beschlossen, die bestehenden Kernkraftwerke am Ende ihrer Betriebsdauer stillzulegen und nicht durch neue Kernkraftwerke zu ersetzen. National- und Ständerat haben sich in der Sommer- und Herbstsession 2011 dem Grundsatzentscheid angeschlossen. Diese „Energiewende“ war die Ausgangslage für die Erarbeitung der neuen Energiestrategie 2050. Es sind grosse Anstrengungen erforderlich, um den Wegfall der Atomenergie unter Beibehaltung der Treibhausgasziele zu kompensieren. Hier kann die Geothermie mittel- und längerfristig eine wichtige Rolle spielen. Gerade als Technologie, mit welcher Strom, Wärme und Bandenergie gewonnen werden kann, ist sie in diesem Kontext interessant.

Die schweizerische Energiepolitik besteht indes nicht vornehmlich aus einer „Strompolitik“. Die Elektrizität hat am Endenergieverbrauch der Schweiz einen Anteil von einem Viertel, Erdöl und Gas dagegen noch immer zwei Drittel. 40 Prozent des inländischen Endenergieverbrauchs entfallen auf die Verwendungszwecke Raumwärme und Warmwasser, 28 Prozent auf die inländische Mobilität.

Um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, setzt der Bundesrat im Rahmen der neuen Energiestrategie 2050 auf verstärkte Einsparungen (Energieeffizienz), den Ausbau der Wasserkraft und der neuen erneuerbaren Energien sowie wenn nötig auf fossile Stromproduktion (Wärme- und Gaskombikraftwerke) und Importe. Zudem sollen die Stromnetze rasch ausgebaut und die Energieforschung verstärkt werden. Die konkreten Massnahmen werden als „Energiepaket 2050“ in eine Gesetzesvorlage eingearbeitet und wurden Ende Sommer 2012 in die Vernehmlassung geschickt.

In einer Publikation vom November 2011 erachtet die ETH Zürich den Umbau des Energiesystems Schweiz ohne Kernkraft bis ins Jahr 2050 grundsätzlich als technologisch möglich und wirtschaftlich verkraftbar. Er bedingt aber eine konzertierte gesamtgesellschaftliche Anstrengung. Die gewünschte Transformation erscheint machbar bei stabilen (wirtschafts-) politischen Rahmenbedingungen, internationalen Absprachen, einer konsequenten Bepreisung von CO₂ sowie neuen Geschäftsmodellen zur Initiierung und Finanzierung individueller Verhaltensänderungen beim Energieverbrauch. Schlüsselbereiche sind die Effizienzpotentiale bei den Gebäuden und der Mobilität und die neuen erneuerbaren Energien, insbesondere die Photovoltaik und die Geothermie.

Zum Potential der verschiedenen erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung zieht die Studie der ETH folgende Schlüsse: Die technischen Potenziale für zusätzliche Wasserkraft, Windenergie und Biomasse sind grundsätzlich limitiert, so dass ab etwa 2035 eine Sättigung zu erwarten ist (Abb. 1). Diese Limitierung hat die tiefe Geothermie nicht: „Das Potenzial der tiefen Geothermie ist weniger durch die vorhandenen Ressourcen, sondern durch die Technologie zur Erschliessung begrenzt. [...] Die tiefe Geothermie bedarf noch intensiver Arbeit in Forschung und Pilot-/Demonstrationsanlagen, sodass vor 2030 kein nennenswerter Beitrag zu erwarten ist.“

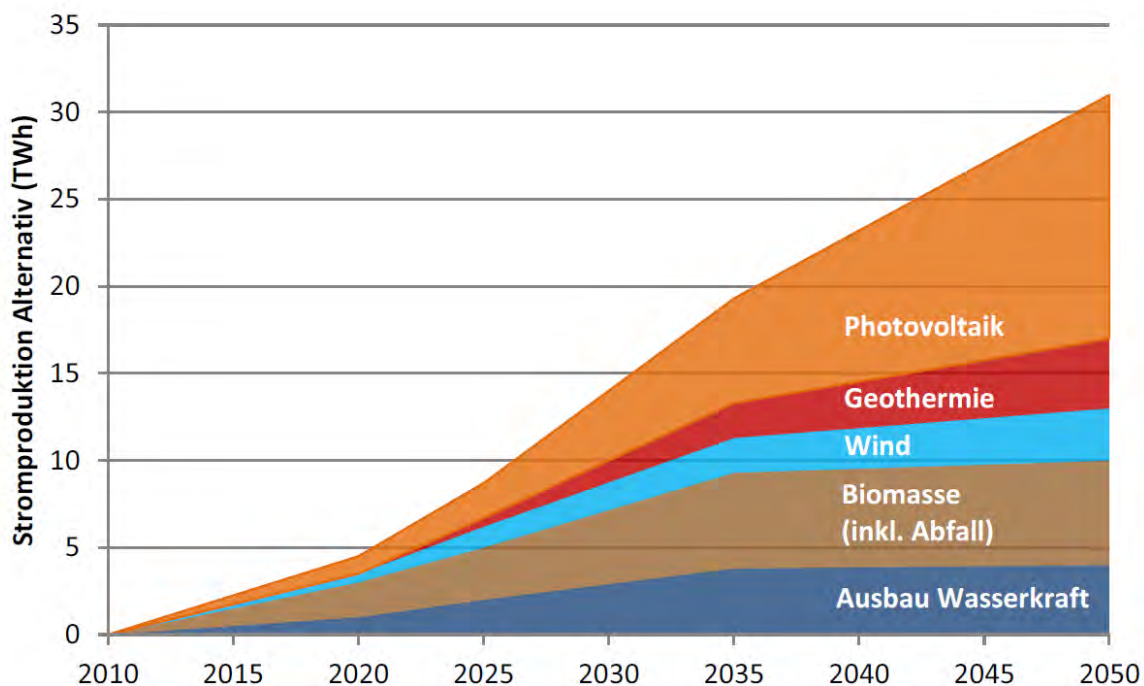


Abb. 1: Potential der verschiedenen erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung (Energiezukunft Schweiz, ETH).

Im Wissen der noch vor uns liegenden grossen Anstrengungen steht heute fest, dass die tiefengeothermische Stromerzeugung bei der zukünftigen Energieversorgung durch erneuerbare Energien in vielerlei Hinsicht eine bedeutende Rolle spielen wird. Zum einen liefert sie als einzige erneuerbare Energiequelle ganzjährig breitbandfähige Energie, zum andern ist sie regelbar. Darüber hinaus integrieren sich tiefengeothermische Kraftwerke durch ihre Kompatibilität mit den bestehenden Infrastrukturen hervorragend in die gegenwärtigen

Erzeugerstrukturen ein und ermöglichen damit, diese mittelfristig sukzessive zu ersetzen. Intelligente Netze («smart grids») sind für die Geothermie nicht notwendig.

1.1.3 Kantonale Energiepolitik

Die strategische Ausrichtung der kantonalen Energiepolitik basiert seit mehreren Jahren auf dem vom Kantonsparlament zustimmend zur Kenntnis genommenen Planungsbericht B 151 über die Energiepolitik des Kantons Luzern vom 16. Juni 2006 (Planungsbericht Energie 2006). Der Planungsbericht enthält die langfristige Vision der 2000-Watt-Gesellschaft und die mittelfristigen Ziele für die Energiepolitik bis ins Jahr 2015. Die vier Schwerpunkte der kantonalen Energiepolitik bis 2015 bilden die energetische Verbesserung der Gebäude, die erweiterte Nutzung von Holzenergie zur Wärme- und Stromerzeugung, die Förderung von Biogas zur Wärme- und Stromerzeugung sowie die Information, Beratung, Aus- und Weiterbildung.

Gestützt auf einen vom Parlament beschlossenen Gegenvorschlag zur Volksinitiative „Weg vom Öl – hin zu erneuerbaren Energien!“ schreibt das Energiegesetz des Kantons Luzern seit dem 1. Januar 2009 zudem vor, dass der Kanton in Koordination mit und in Abhängigkeit von den Massnahmen des Bundes gegenüber 2007 den Anteil der erneuerbaren Energien am Gesamtverbrauch auf dem Kantonsgebiet bis zum Jahr 2030 verdoppelt. Der Kanton trifft dafür die in seinem Einflussbereich liegenden Massnahmen (Art. 1a Abs. 1). Der Regierungsrat erlässt zudem zur Umsetzung dieses Ziels ein Energiekonzept, welches die getroffenen und die geplanten Massnahmen umschreibt (Art. 1a Abs. 2).

Wichtige Ziele, Grundsätze und Koordinationsaufgaben mit Bezug auf die Energiepolitik des Kantons Luzern enthält zudem der kantonale Richtplan 2009. Zur Sicherstellung einer nachhaltigen Energieversorgung und –nutzung gibt es Grundsätze zum Umgang mit Energie durch den Kanton, die Regionen und die Gemeinden. Kanton und Gemeinden fördern grundsätzlich die erneuerbaren Energien sowie die Abwärmenutzung; empfohlen werden kommunale sowie regionale Energieplanungen. Zur Elektrizitätsversorgung hält der Richtplan richtungsweisend fest, dass die sichere und ausreichende Versorgung mit Elektrizität zu gewährleisten ist. Zudem sind die effiziente Verwendung von Strom sowie die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energieträgern und Abwärme zu fördern. Zur Stärkung der Grundversorgung mit Elektrizität kann der Kanton den Netzbetreibern, denen ein Netzgebiet zugeteilt wird oder worden ist, Leistungsaufträge erteilen.

Strategische Grundlagen liegen für die Stromversorgung und verschiedene erneuerbare Energien vor. Am 6. Juli 2010 publizierte der Regierungsrat den Planungsbericht B 165 über die Stromversorgung im Kanton Luzern. Am 26. Oktober 2010 folgte der Planungsbericht über die Wasserkraftnutzung im Kanton Luzern. Der Bericht zeigt auf, welche Bedeutung und welches Ausbaupotenzial die Wasserkraft im Kanton Luzern hat, und erläutert die Strategie des Regierungsrates zur Wasserkraftnutzung. Zum Thema Windenergie veröffentlichten die Regionalen Entwicklungsträger im März 2011 ein Windenergie-Konzept für den Kanton Luzern. Mit der Vernehmlassung zum Entwurf eines Gesetzes über die Gewinnung von Bodenschätzen und die Nutzung des Untergrunds sowie zum Bericht über die Tiefengeothermie im Kanton Luzern vom 14. Dezember 2012 bestehen auch für die Geothermienutzung im Kanton Luzern erste Grundlagen. Der vorliegende Bericht ergänzt diese aus einer technisch-geologischen Perspektive.

Zusammenfassend ist für den Bereich der erneuerbaren Energien erkennbar, dass die wichtigsten Potentiale in der thermischen und photovoltaischen Nutzung der Sonnenenergie und in der Nutzung der oberflächennahen und – längerfristig – der tiefen Geothermie liegen. Der Wasser- und Windenergie dagegen kommt im Kanton Luzern nur eine geringe Bedeutung zu.

1.1.4 Mögliche Rolle der Geothermie

Die bereits erwähnte Studie der ETH räumt der Geothermie längerfristig ab 2030 eine bedeutende Rolle bei der Stromversorgung ein. Sie macht aber auch auf folgenden Umstand aufmerksam:

„Limitierend für das Ausbaupotenzial ist auch die Möglichkeit, die grossen anfallenden Mengen an Niedertemperaturwärme zu nutzen, da die Leistung des einzelnen Kraftwerkes aus Kostengründen eine untere Grenze haben muss und die anfallende Wärme ein Mehrfaches des Stroms beträgt. Die Nutzung der Wärme ist aber für die Wirtschaftlichkeit geothermischer Kraftwerke entscheidend.“

Auch im Kanton Luzern stellt aus heutiger Sicht die Verwendung der Niedertemperaturwärme für die Nutzung der Geothermie eine wichtige Rahmenbedingung und Herausforderung dar. Nebst wenigen industriellen Nutzungen kommen wahrscheinlich nur kommunale oder regionale Wärmeverbundnetze als mögliche Abnehmer in Frage. In diesem Kontext erhält die bereits im Richtplan von 1998 den Gemeinden empfohlene kommunale oder regionale Energieplanung eine grundlegende Bedeutung für die Geothermie. Der Aufbau solcher Planungen ermöglicht erst, das Potential der Geothermie für den Kanton Luzern abzuschätzen und nutzbar zu machen.

1.2 Wärme aus dem Erdinnern

Der Begriff «Geothermie» bezeichnet die in Form von Wärme gespeicherte Energie in der Erde. Die dort vorhandene Wärmemenge ist enorm, denn rund 99 Prozent der Erdkugel sind heisser als 1000 °C. Nur die obersten 3 km der Erdkruste weisen Temperaturen unterhalb von 100 °C auf.

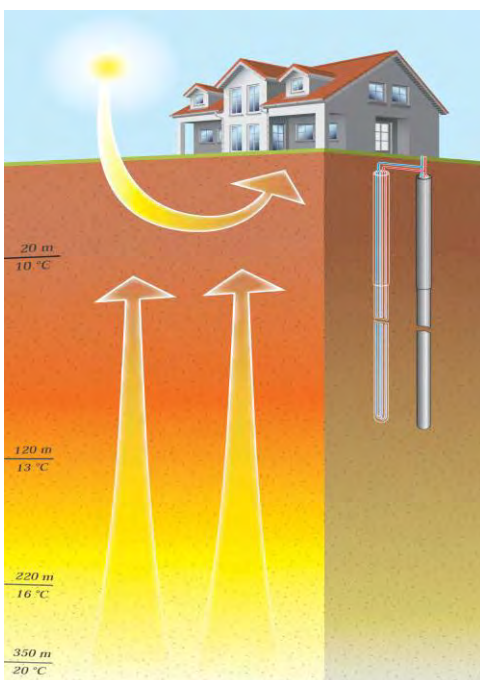


Abb. 2: Zunahme der Erdtemperatur mit der Tiefe. Oberflächennah noch durch die solare Einstrahlung beeinflusst, ist die Temperatur in Tiefen von rund 20 m konstant und nimmt danach mit ungefähr 3 °C pro 100 m zu (Grafik: Hessisches Landesamt für Umwelt und Geologie, Wiesbaden).

Etwa 40 Prozent der in der Erde gespeicherten Energie stammt noch aus der Erdentstehung vor über 4.5 Milliarden Jahren, die sogenannte Restwärme. Der grössere Wärmeanteil von rund 60 Prozent stammt jedoch aus dem Zeitraum nach der Erdentstehung. Als Wärmequellen treten hierbei Kristallisationsvorgänge im inneren Erdkern sowie natürliche radioaktive Zerfallsprozesse in der Erdkruste auf. Sie sorgen für eine kontinuierliche und nahezu unerschöpfliche Wärmeneubildung. Damit ist die Geothermie eine echte erneuerbare Energie.

Die Temperatur steigt im Untergrund mit zunehmender Tiefe stetig an (Abb. 2). Wird sie bis in rund 20 Meter Tiefe fast ausschliesslich von der Sonneneinstrahlung beeinflusst, erweist sie sich darunter als unabhängig von tageszeitlichen, saisonalen oder klimatischen Verhältnissen.

In den meisten Regionen der Erde beträgt die Temperatur in einer Tiefe von 500 Meter etwa 25 bis 30 °C und nimmt pro zusätzlichen Kilometer rund 30 bis 35 °C zu. Dies ist der sogenannte geothermische Gradient. Er gibt an, um wie viele °C die Temperatur mit der Tiefe ansteigt. Es gibt jedoch auch Gebiete, in denen aufgrund der geologischen Bedingungen, wie beispielsweise eine ausgedünnte Erdkruste, Vulkanismus oder Konvektion von Fluiden, deutlich höhere Temperaturen angetroffen werden können.

Die geothermische Wärme aus tieferen Teilen der Erde wird vor allem durch Wärmeleitung (Konduktion) und unter geeigneten geologischen Bedingungen vorab durch migrierende Tiefengrundwässer (Konvektion) in für die Nutzung erreichbare Tiefenbereiche transportiert.

1.3 Nutzungsformen der Geothermie

Die im Untergrund gespeicherte, enorme Wärmemenge bietet eine Vielzahl an Nutzungsmöglichkeiten auf unterschiedlichen Temperatur- bzw. Tiefenniveaus. Das Spektrum reicht von der oberflächennahen Erschliessung bis wenige hundert Meter Tiefe für Heiz- und Kühlsysteme bis hin zur Stromproduktion aus Tiefen von 3 bis über 5 km (Abb. 3).

Die Nutzungsmöglichkeiten richten sich vor allem nach dem Temperaturniveau der Wärmequelle. Da die Temperatur mit der Tiefe zunimmt, wird in Abhängigkeit von der Erschliessungstiefe zwischen zwei grundsätzlich verschiedenen Arten der geothermischen Nutzung unterschieden, der untiefen oder oberflächennahen Geothermie sowie der Tiefengeothermie.

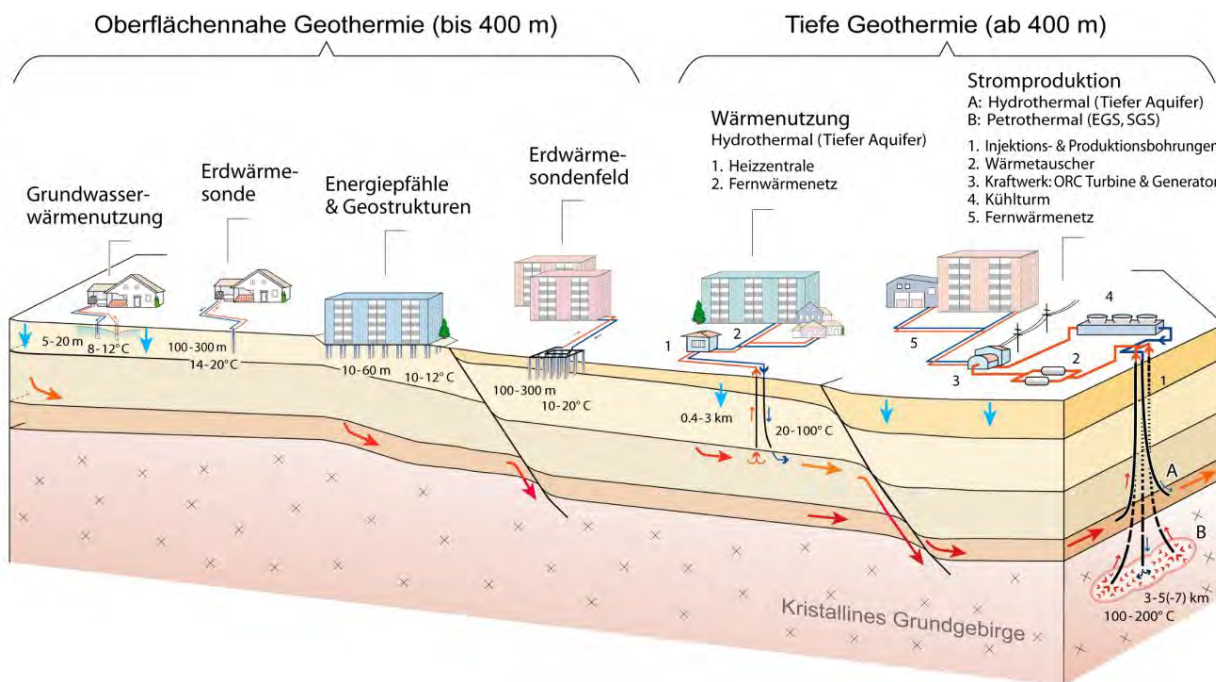


Abb. 3: Nutzungsmöglichkeiten der Geothermie in den unterschiedlichen Tiefenbereichen. (Graphik: modifiziert nach CREGE, Neuchâtel)

1.3.1 Untiefe oder oberflächennahe Geothermie

Die untiefe Geothermie reicht bis in eine Tiefe von 400 Metern. Aufgrund des dort herrschenden geringen Temperaturniveaus von rund 10 bis 22 °C erfolgt die Wärmenutzung für gewöhnlich indirekt, d. h. mit Hilfe von Wärmepumpen wird die Temperatur auf das erforderliche Niveau angehoben.

Oberflächennahe Erdwärme kann in den unterschiedlichsten Anwendungen genutzt werden. Dies reicht vom Heizen und Kühlen von Wohnhäusern, Industrie-, Gewerbe- und Verwaltungsbauten bis hin zur Schnee- und Eisfreihaltung von Parkplätzen, Rampen, Brücken oder Plätzen. Der Vielzahl an Möglichkeiten sind kaum Grenzen gesetzt.

Folgende Anlagentypen werden unterschieden

- **Erdwärmesonden** (inkl. Erdwärmesondenfelder) sind in der Schweiz der verbreitetste Anlagentyp und zwischen 50 und 300 m tief.
- **Erdregister** (Erdwärmekollektoren) werden horizontal bis in eine maximale Tiefe von 3 m verlegt. Bei Häusern mit geringem Wärmebedarf stellen sie eine kostengünstige Lösung dar.
- **Erdwärmekörbe** sind spiralförmig aufgerollte Kunststoffrohre, welche in ca. 1.5 bis 3.5 m Tiefe eingebracht werden. Falls Erdwärmesonden nicht bewilligt werden oder nicht genügend Platz für Erdregister vorhanden ist, können sie bei relativ geringem Wärmebedarf als Alternative eingesetzt werden.
- **Grundwasser** ist ein ausserordentlich guter Wärmelieferant. Die geothermische Nutzung erfolgt meist über einen Förderbrunnen sowie eine Versickerungsanlage.

- **Geostrukturen** (Energiepfähle) werden als Fundamentelemente eines Bauwerks bezeichnet, die mit dem Untergrund in Kontakt stehen. Die Ausrüstung dieser Elemente mit Rohrleitungen als Wärmetauscher erlaubt eine effiziente Nutzung des Untergrundes als Wärmespeicher zum Heizen und Kühlen.

Bei der un tiefen Geothermie wird die Temperatur der Wärmequelle mittels Wärmepumpe angehoben. Dabei steigt die Effizienz des Systems, je geringer die Temperaturdifferenz zwischen Wärmequelle und Heizsystem ist. Auf Verbraucherseite sind demnach Heizsysteme mit geringer Vorlauftemperatur besonders effizient. Auf Seite der Wärmequelle wird mit zunehmender Bohrtiefe ein höheres Temperaturniveau erschlossen, wodurch der für die Wärmepumpe notwendige Energiebedarf abnimmt. Die mit der Tiefe ansteigenden Bohrkosten erfordern eine wirtschaftliche Abwägung zwischen Bohr- und Stromkosten für die Wärmepumpe.

Eine Gesamtübersicht über die Nutzungsmöglichkeiten der un tiefen Geothermie gibt Tab. 1.

Bezeichnung	Tiefe [m]	Wärmeträger	Bemerkungen
Geschlossene Systeme			
Erdwärmeregister	1.2–3.0	Sole*	Klimaeinfluss, große Fläche
Erdwärmesonden, gerammt	5–30	Sole*	Material Stahl, ggf. Kunststoff, nur in feinkörnigen Lockergestein
Erdwärmesonden, gebohrt	50–300	Sole* oder ggf. reines Wasser	Material HDPE oder beschichtetes Metall, ideal in Festgestein
Energiepfähle	5–30	Wasser, ggf. Sole*	Statische Funktion hat Vorrang, möglichst keine Frosttemperaturen
Direktverdampfung (horizontal)	1.2–2.0	Wärmepumpen-Arbeitsmittel	Material Kupfer, ggf. beschichtet, hohe Arbeitsmittelmenge
Offene Systeme			
Grundwasserbrunnen (Doublette)	4–400	Wasser	mind. 1 Förderbrunnen und 1 Sickerschacht sowie Unterwasserpumpe
Grundwasserbrunnen (Einzelbrunnen)	4–400	Wasser	In der Regel nicht zulässig, Abwasser

Bezeichnung	Tiefe [m]	Wärmeträger	Bemerkungen
Sonstige Systeme			
Koaxialbrunnen	120–500	Wasser	Hohe Bohrkosten, nicht überlastbar
Gruben- & Tunnelwasser		Wasser	Möglichkeiten lokal begrenzt
Luft-Erdreich-Wärmetauscher	1.2–2.0	Luft	Rohre im Erdreich, durch welche die Zuluft gesaugt wird

Tab. 1: *Nutzungsformen untiefer Geothermie. *Sole = Wasser mit Frostschutzmittel. Ursprünglich wurden Salze zugemischt, in neuerer Zeit werden jedoch vor allem Alkohole oder Glykole als Frostschutzmittel eingesetzt.*

1.3.2 Tiefengeothermie

Die Tiefengeothermie erschliesst den Tiefenbereich von 400 Meter bis max. 5–6 Kilometer. Grössere Tiefen sind aktuell aus Gründen der mit der Bohrtiefe exponentiell ansteigenden Bohrkosten wirtschaftlich nicht interessant. Die Wärmenutzung ist aufgrund der deutlich höheren Temperaturen direkt möglich. Alternativ kann bei ausreichend hohen Temperaturen von über 100 °C die Wärme mit guten Wirkungsgraden in Strom umgewandelt werden (Kap. 4.). Eine deutliche Steigerung der Wirkungsgrade wird erzielt, wenn in Stromproduktionsanlagen gleichzeitig auch die anfallende Restwärme genutzt wird. Die Wärme- bzw. Strom-Anteile können hierbei nach Bedarf variabel gesteuert werden.

1.4 Geothermische Nutzungen in der Schweiz

Die im untiefen Bereich angewandte Technik ist bereits heute ausgereift und etabliert. Noch am Anfang ihrer Entwicklung steht die Tiefengeothermie als junge innovative Technologie, welche die direkte Wärmenutzung sowie die CO₂-arme Stromerzeugung aus einer regenerierbaren Energiequelle ermöglicht. Mit ihrem riesigen Potenzial ist sie einer der Hoffnungsträger für eine nachhaltige Energieversorgung in der Schweiz.

1.4.1 Indirekte Nutzung der Erdwärme

In der Schweiz beschränken sich die geothermischen Anwendungen derzeit noch ausschliesslich auf die direkte oder indirekte Wärmenutzung sowie auf die Kühlung von Gebäuden. Der Fokus liegt hierbei deutlich auf der oberflächennahen Erschliessung mittels Erdwärmesonden, Grundwasserbrunnen oder Geostrukturen (Abb. 4). Hierbei gehört die Schweiz im internationalen Vergleich zur Spitze. In keinem anderen Land sind pro Quadratkilometer Fläche derart viele geothermische Wärmepumpenanlagen installiert. Für das Jahr 2009 wird die Anzahl an Sole-Wasser-Anlagen auf rund 62'500 und diejenige der Wasser-Wasser-Anlagen auf ungefähr 4'500 geschätzt (Geowatt AG, 2010). Zwar liefert die durch Erdwärme erzeugte Heizenergie mit rund 2 Prozent einen noch geringen Beitrag zur gesamten Wärme- und Warmwassererzeugung in der Schweiz, doch steigt die Tendenz seit Jahren kontinuierlich stark an.

1.4.2 Direkte Nutzung der Erdwärme

Die direkte Nutzung geothermischer Energie konzentriert sich in der Schweiz im Wesentlichen auf den Sektor der Thermalbäder. Dieser hat einen Anteil von über 11 Prozent der total in der Schweiz installierten geothermischen Heizleistung direkter und indirekter Wärmenutzungsanlagen (Abb. 4). Davon entfällt allein die Hälfte auf die Thermalbäder Lavey-les-Bains (VD) und Leukerbad (VS). Die Nutzung von Tunnelwasser, tiefen Aquifere oder tiefen Erdwärmesonden macht dagegen nur einen vergleichsweise geringen Anteil an der installierten Heizleistung geothermischer Systeme aus (Abb. 4).

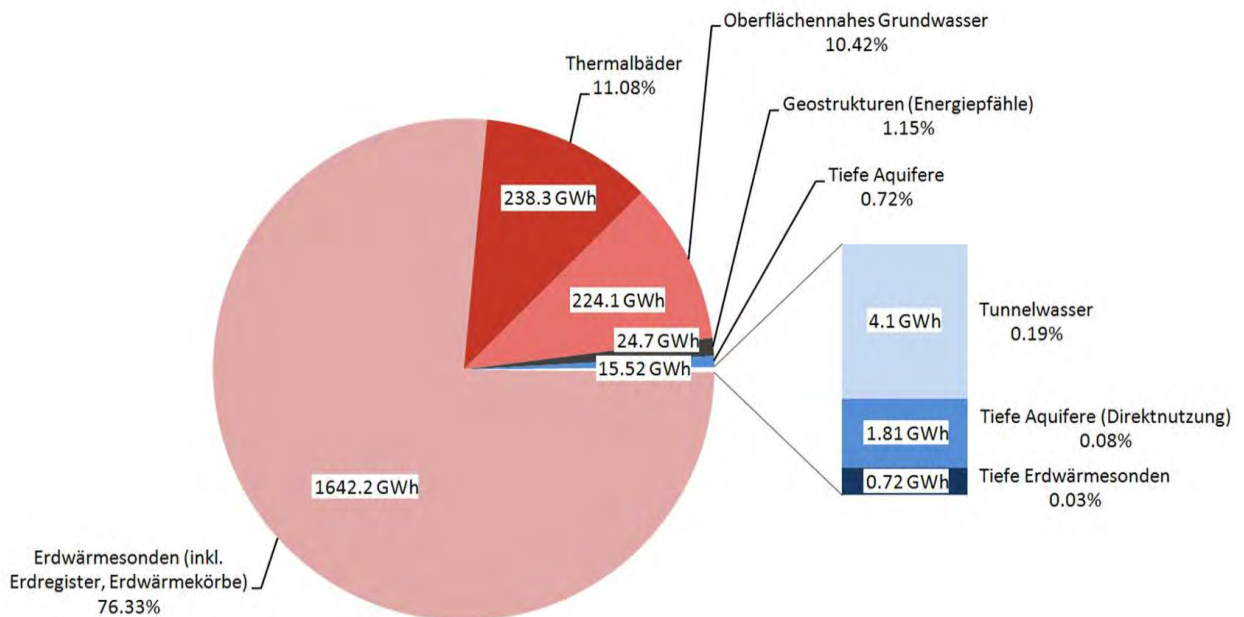


Abb. 4: Installierte Heizleistung aller geothermischen Systeme in der Schweiz im Jahr 2009. (Grafik: Überarbeitet nach Geowatt AG, 2010)

Bezüglich geothermischer Stromproduktion sind in der Schweiz gegenwärtig noch keine Anlagen verwirklicht. Es werden jedoch vermehrt Anstrengungen zur Projektplanung und -realisierung unternommen. Mehrere Pilotprojekte, welche auf eine zukünftige Wärme- und Stromgewinnung abzielen, befinden sich in der Planungsphase. Am weitesten fortgeschritten ist das Geothermie-Projekt St.Gallen, in welchem heisse Tiefenwässer aus einer Störungzone für die Produktion von Strom und Wärme genutzt werden sollen. Zielhorizont ist zunächst der Malm, wobei im Bedarfsfall eine Vertiefung in den Oberen Muschelkalk durchgeführt wird. Bei fehlender oder nicht ausreichender Förderrate wird daran anschliessend optional ein Sidetrack (d.h. eine seitlich abgelenkte Bohrung) durchgeführt, welcher gemäss Planung ebenfalls vertieft werden kann. Nach Beendigung der Bohrarbeiten für die erste Bohrung wird anhand der vorgefundenen geologisch-hydrogeologischen Verhältnisse über die Durchführung der für ein Kraftwerk notwendigen zweiten Bohrung entschieden.

1.5 Geothermie weltweit

Weltweit wächst die Anzahl der Länder, die geothermische Energie für die Wärme- und/oder Stromproduktion nutzen. Im Rahmen der alle 5 Jahre stattfindenden Geothermischen Weltkongresse (WGC) werden die Daten gesammelt und aufbereitet. Die aktuelle Datenbasis der Berichtersteller Prof. John Lund, USA und Ruggero Bertani, Italien stammt aus dem ersten Quartal 2010.

Gemäss dieser Daten waren weltweit insgesamt 50'584 MW thermische Leistung in oberflächennahen und tiefengeothermischen Anlagen installiert. Dies entspricht einer bereitgestellten Wärmemenge von 121'701 GWh/Jahr. Spitzenreiter sind die USA mit 12'611 MWth, gefolgt von China mit 8'898 und Schweden mit zirka 4'460 MWth. Die Schweiz belegt mit einer installierten thermischen Gesamtleistung von 1'061 MWth Platz 12. Europäische Länder sind im weltweiten Vergleich hinsichtlich geothermischer Wärmeerzeugung führend und stellen 10 der vorderen 15 Spitzenplätze. Den grössten Zuwachs an installierter thermischer Gesamtleistung gegenüber dem Jahr 2005 verzeichnet Grossbritannien mit 1'730 Prozent. In den USA stieg die Anlagenleistung um 61 und in der Schweiz um 82 Prozent an, welche damit leicht über dem weltweiten Wachstumsdurchschnitt 2005–2010 von 79 Prozent liegt.

Hinsichtlich der Stromproduktion aus tiefengeothermischen Anlagen waren im ersten Quartal 2010 weltweit insgesamt 10'715 MW elektrische Leistung installiert. Damit wurden in den weltweit 526 geothermischen Kraftwerken jährlich 67'246 GWh produziert. Gegenüber dem Jahr 2005 ist dies ein Zuwachs von 20 Prozent.

Spitzenreiter in der geothermischen Stromproduktion sind die USA mit einer installierten Leistung von 3'093 MWe, vor den Philippinen mit 1'904 und Indonesien mit 1'197 MWe. Damit werden in den USA 16'603 GWh und in den Philippinen 9'600 GWh Strom pro Jahr erzeugt. Das Verhältnis gewonnene Strommenge gegen installierte Leistung ist damit in den Philippinen um den Faktor 1,5 besser als in den USA. Europäischer Spitzenreiter auf Platz 5 ist mit einer installierten elektrischen Leistung von 843 MWe Italien mit den ältesten geothermischen Kraftwerken der Welt, welche sich im Gebiet Larderello, Toskana befinden. Unter den vorderen 15 Ländern finden sich aus Europa nur noch Island (Platz 7, 575 MWe) und die Türkei (Platz 13, 82 MWe). Den grössten Zuwachs geothermischer Stromproduktion zwischen 2005 und 2010 belegt mit 2'774 Prozent Deutschland (Platz 21, Gesamtleistung 6,6 MWe) vor Papua-Neuguinea (Gesamtleistung 56 MWe) mit 833 Prozent. In der Schweiz wurde bis Ende 2012 noch kein geothermisches Kraftwerk zur Stromerzeugung realisiert.

2. TIEFENGEOTHERMISCHE ANLAGENSYSTEME

2.1 Allgemein

Die Nutzung der Geothermie als Wärmequelle ist aus jedem Tiefenbereich möglich. Je nach Nutzungszweck und der damit verbundenen erforderlichen Temperaturen werden unterschiedliche Tiefenlagen erschlossen. Die Wärmegewinnung erfolgt in Abhängigkeit von der Tiefenlage auf unterschiedliche Art und Weise.

Prinzipiell kann zwischen zwei Arten von Tiefengeothermie-Systemen unterschieden werden, den hydrothermalen und den petrothermalen Systemen (Abb. 5). Bei beiden wird dem

Untergrund mit Hilfe von Wasser Wärme entzogen. Durch eine oder mehrere Förderbohrungen wird heisses Wasser hochgepumpt, die darin gespeicherte Wärme in einem Kraftwerk in Strom umgewandelt oder in einer Heizzentrale an ein Nah- oder Fernwärmenetz übertragen. Über eine Injektionsbohrung wird das Wasser nach der Abkühlung wieder in die Tiefe zurückgeführt. Dort fliesst es durch das heisse Gestein hindurch langsam in Richtung Förderbohrung zurück und erwärmt sich dabei wieder. Die Erde fungiert als eine Art überdimensional grosser Durchlauferhitzer mit riesigen Wärmetauscherflächen. Der Unterschied zwischen den beiden Tiefengeothermie-Systemen liegt in der Herkunft des genutzten Wassers.

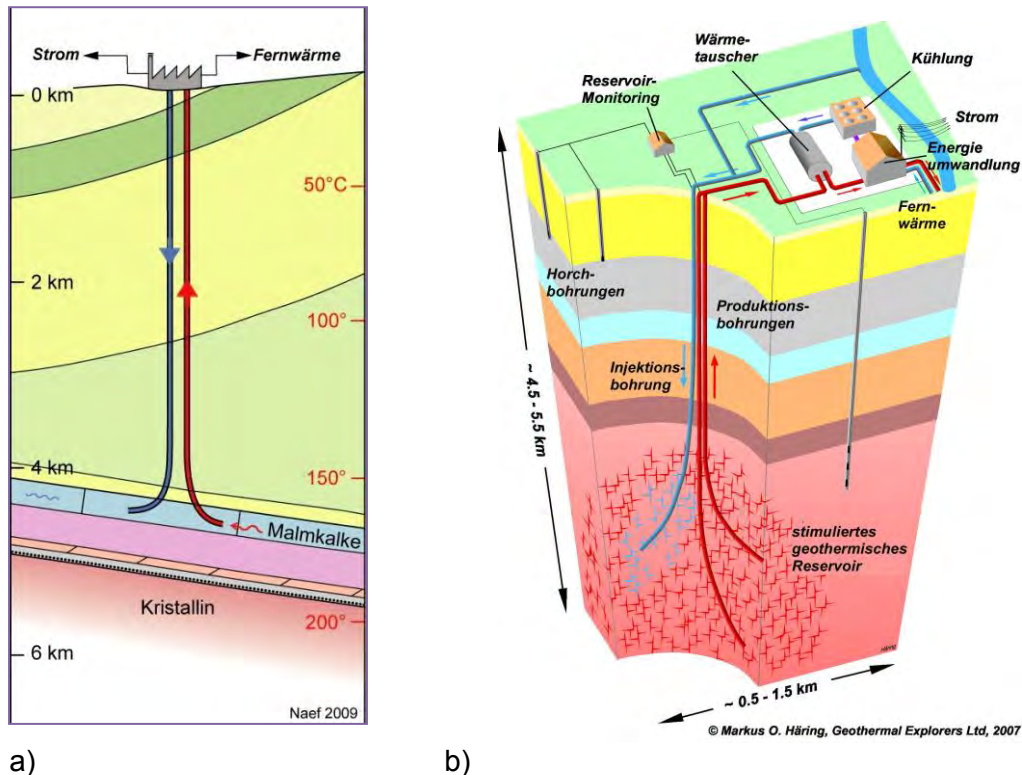


Abb. 5: *Hydrothermale und petrothermale Tiefengeothermie-Anlagen.*
a) *Hydrothermale Systeme, welche tief im Untergrund vorkommende natürliche Aquifere, das heisst wasserführende Schichten, nutzen (blaue Einheit «Malmkalke») und*
b) *petrothermale Systeme, die den dichten Untergrund erschliessen, indem durch künstlich generierte Wasserwegsamkeiten ein Wärmetauscher erzeugt wird (Grafik a: Naef, 2009, Grafik b: Häring, 2007).*

2.2 Hydrothermale Systeme

Beim ersten Anlagentyp spricht man von hydrothermalen Systemen, welche tief im Untergrund vorkommende natürliche Aquifere, das heisst wasserführende Gesteinsschichten, nutzen (Abb. 5 a). Wasser kann im Untergrund durch die Gesteinsschichten fliessen, welche von Natur aus genügend grosse und vor allem miteinander verbundene Hohlräume besitzen (natürlicher Wärmetauscher). Bei nicht ausreichend hoher Schüttungsrate des Nutzhorizonts kann in Kalzit führenden Gesteinen durch chemische Stimulation (Säuerung) eine Steigerung der Produktivitätsrate des Aquifers erzielt werden. Solch ideale natürliche Voraussetzungen finden sich nur lokal begrenzt.

2.3 Petrothermale Systeme

Der zweite Anlagentyp wird als petrothermales System bezeichnet (Abb. 5b). Dieses wird angewendet, wenn keine natürlichen Fließwege im Untergrund vorhanden sind und aus diesem Grund kein nutzbares Wasser vorzufinden ist. Damit Wasser durch das heiße Gestein zirkulieren und sich dabei erwärmen kann, müssen die notwendigen Wasserwegsamkeiten zunächst künstlich erzeugt bzw. erweitert werden. Dafür wird so lange Wasser unter hohem Druck in den Untergrund gepresst, bis das Gestein aufbricht (Reservoir-Stimulation). Ein künstlicher Wärmetauscher entsteht (Abb. 5b). In der Literatur werden petrothermale Systeme auch als Enhanced oder Engineered Geothermal Systems (EGS) bzw. als Stimulierte Geothermische Systeme (SGS) bezeichnet. Petrothermale Systeme sind grundsätzlich überall und damit standortunabhängig anwendbar. Da aus diesem Grund das in der Erde gespeicherte geothermische Potenzial viel besser zu nutzen ist, muss diese Technologie das Ziel der mittel- und langfristigen Entwicklung sein.

Für eine aussichtsreiche Anwendung der Tiefengeothermie sind genaue Kenntnisse über die regionalen und lokalen geologischen Verhältnisse unerlässlich. Der Aspekt der natürlichen Wasserdurchlässigkeit spielt insbesondere bei hydrothermalen Systemen eine entscheidende Rolle (vgl. Kap. 6.2).

2.4 Hydrothermal oder Petrothermal?

Welches der beiden Verfahren zum Einsatz kommt, ist abhängig von den jeweiligen geologischen Voraussetzungen, von der benötigten Energiemenge sowie dem geforderten Temperaturniveau der Wärmenutzung. In Europa sind derzeit fast ausschliesslich hydrothermale Systeme in Betrieb. Diese sind auf wasserdurchlässige Aquifere im Untergrund angewiesen. Zur Stromproduktion sind zusätzlich Temperaturen nötig, welche erst in ca. 4 bis 5 km Tiefe erreicht werden. Aufgrund der Geologie ist in der Schweiz und auch im Kanton Luzern das Potential für hydrothermale Systeme begrenzt, da wasserführende Gesteinsschichten in größeren Tiefen oft nicht die benötigte Wasserdurchlässigkeit aufweisen oder gar nicht vorhanden sind. Um eine wirkungsvolle Geothermie betreiben zu können, sind daher Systeme erforderlich, die nicht auf eine spezielle Geologie mit bestehenden wasserführenden Gesteinsschichten angewiesen sind. Um diesen Anforderungen nachzukommen, wird der Fokus für die Entwicklung von geeigneten Systemen insbesondere auf die petrothermale Geothermie in den tiefen kristallinen Gesteinen unterhalb der sedimentären Schichten gerichtet.

3. WÄRMEPRODUKTION AUS ERDWÄRME

Die einfachste und bereits standardisierte Technik zur Nutzung der Tiefengeothermie ist die hydrothermale Gewinnung der Erdwärme für Nah- und Fernwärmenetze und, bei einzelnen Anlagen, auch für die Stromproduktion. Abb. 6 skizziert den Aufbau eines solchen Systems, welches aus zwei oder mehr Bohrungen sowie einer Heizzentrale besteht, in der die Wärme an das Heizsystem übertragen wird. Wärmeabnehmer sind sowohl industrielle Grossabnehmer als auch öffentliche Gebäude oder Privathaushalte.

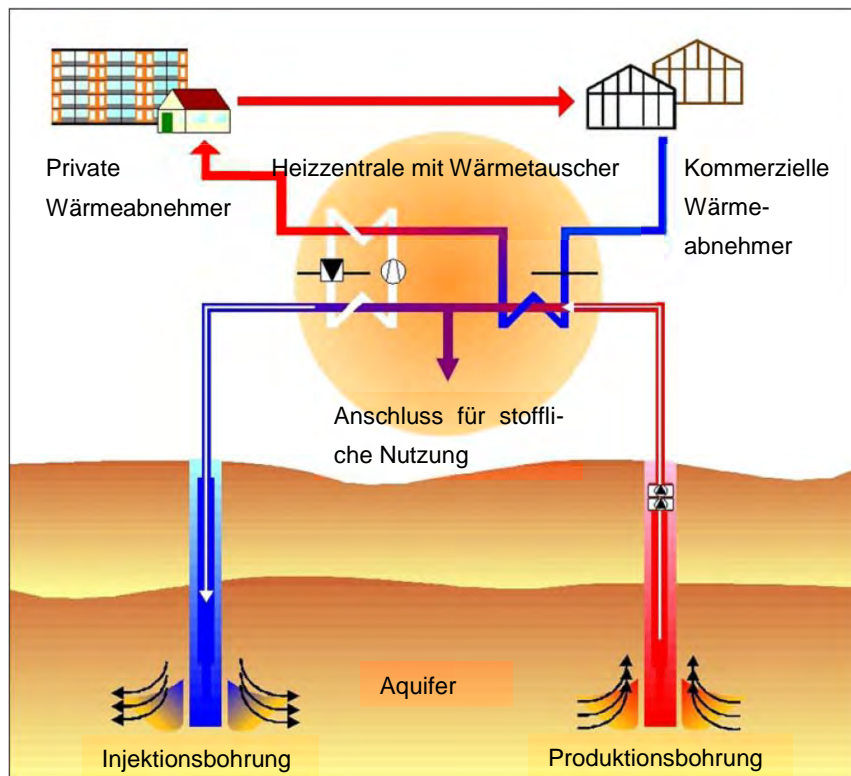


Abb. 6: *Skizzierung einer hydrothermalen Doublette mit reiner Wärmenutzung. An das Heizwärmenetz können industrielle Wärmegrossabnehmer und/oder private Haushalte angeschlossen werden (Quelle: GTN).*

Das heisse Wasser wird in der Produktionsbohrung an die Erdoberfläche gepumpt. Dann durchströmt es in einer Thermalwasserleitung die obertägige Anlage mit Wärmetauschern und fliesst zum Erhalt der wasserführenden Schichten (Aquifere) schliesslich abgekühlt in der Injektionsbohrung wieder in die Tiefe. Bei aktuell erstellten Produktionsanlagen in Süddeutschland liegt die Fördermenge bei 150 Liter pro Sekunde. Um eine Vermischung zwischen Warm- und Kaltwasser an der Förderbohrung zu vermeiden ist ein Mindestabstand zwischen der Produktionsbohrung und der Injektionsbohrung erforderlich.

4. STROMPRODUKTION AUS ERDWÄRME

4.1 Heutige Kraftwerkstechnologien

Die Auswahl des Kraftwerktyps richtet sich nach dem Temperaturniveau der Wärmeresource. Bei sehr hohen Temperaturen des Fluids, beispielsweise in vulkanischen Gebieten, kann dieses in Trocken- oder Nassdampf-Kraftwerken direkt genutzt werden. Je grösser der Anteil an Nassdampf, umso grössere Korrosionserscheinungen treten an den Turbinen auf.

Bei den in der Schweiz herrschenden Untergrundbedingungen sind die Fluidtemperaturen in den aktuell betrachteten Reservoirtiefen bis ca. 5 Kilometer zu gering, um das Tiefenwasser direkt nutzen zu können. Daher wird im Kraftwerk ein zweites Kreislaufsystem notwendig (Binär-Kraftwerke). Dieses schützt zudem die Turbinen vor Korrosion und erlaubt, das geförderte, meist stark salzhaltige Wasser in einem geschlossenen Kreislauf wieder vollständig in den Untergrund zu reinjizieren. Kennzeichen der im binären-Kreislauf eingesetzten Arbeitsmittel ist, dass sie im Vergleich zu Wasser eine deutlich tiefere Siedetemperatur aufweisen. Thermodynamisch sind binäre Anlagen ab einer Reservoirtemperatur von 80 °C anwendbar, weisen dann jedoch einen sehr schlechten Wirkungsgrad auf. Ökonomisch sinnvoll und deshalb vorzuziehen sind Temperaturen ab rund 100 °C, wobei sich der Wirkungsgrad mit steigenden Temperaturen stetig erhöht. Ab ca. 180 °C dominieren direkte Dampfprozesse. Momentan liegt der durchschnittliche Wirkungsgrad binärer Kraftwerke bei etwa 10–13 Prozent (PSI, 2005).

Das Leistungsspektrum einer geothermischen Anlage zur Stromproduktion mit zwei bis drei Tiefbohrungen liegt nach heutigen Kenntnissen bei etwa 1-6 MW_e. Rund 4 MW_e reichen aus, um den Strombedarf einer Kleinstadt mit ungefähr 10'000 Einwohnern zu decken.

Die Förderung von sehr heissem und hoch mineralisiertem Wasser aus dem tiefen Untergrund stellt hohe Anforderungen an den Ausbau einer geothermischen Tiefbohrung. Dabei wird von einer temporären Abkühlung des Untergrunds ausgegangen, welche die Lebensdauer einer Geothermiebohrung in Abhängigkeit der entnommenen Wärmemenge beschränkt. Diesbezügliche Langzeit-Beobachtungen petrothermaler Anlagen existieren weltweit aufgrund der jungen Anlagenalter noch nicht. Bei hydrothermalen Systemen wurde eine solche Abkühlung des Umgebungsgesteins bisher noch nicht beobachtet. Die Erfahrungen zeigen jedoch, dass eine von der Entnahmemenge abhängige Druckabsenkung im Reservoir eintritt. Dieser kann durch Injektion entsprechender Wassermengen entgegengewirkt werden.

4.2 Binärkraftwerke

Binärkraftwerke kommen zum Einsatz, wenn folgende Randbedingungen zutreffen:

- Die Temperatur im geothermischen Reservoir reicht nicht aus, um aus dem geförderten Fluid Dampf zu erzeugen.
- Das Thermalfluid enthält so hohe Mengen an nicht kondensierbaren Gasen, dass Auslegung und Betrieb der Turbine komplexe technische Lösungen erfordern, die aufwendiger als die Nutzung eines Sekundärfluides sind.
- Das Thermalfluid ist sehr aggressiv, d. h. es liegt eine starke Mineralisation oder ein hoher Gehalt an Schwefelwasserstoff vor.

- Nach einer Gegendruckturbine, die zunächst direkt den Dampf nutzt, ist noch ein ausreichend hohes Enthalpiegefälle vorhanden.

Der Wärmeübergang erfolgt in Binär-Kraftwerken im Verdampfer. Dort wird die Wärme aus den Tiefenwässern über Wärmetauscherflächen an das Arbeitsmittel übertragen, welches dadurch verdampft und über die Turbine geleitet werden kann. Als Arbeitsmittel wird nicht ein Wasser-Dampf-System, sondern ein bereits bei deutlich geringeren Temperaturen und Drücken siedendes Medium verwendet.

In den letzten 30 Jahren hat sich der Organic-Rankine-Cycle (ORC)-Prozess etabliert. In jüngster Zeit wird jedoch ein neues Verfahren, der Kalina-Prozess, entwickelt. Diese beiden Prozesstypen unterscheiden sich in einer Vielzahl an Parametern. Dies betrifft das eingesetzte Arbeitsmittel im Sekundärkreislauf, den Systemaufbau, die benötigte Fläche, die Stromumwandlungseffizienz, die Kraftwerksverfügbarkeit (Betriebsstunden) sowie die Investitionskosten.

4.2.1 ORC-Prozess

Bei ORC-Prozessen werden organische Reinstoffe als Arbeitsmittel des Sekundärkreislaufs eingesetzt. Dazu gehören beispielsweise halogenisierte Kohlenwasserstoffe (Freon, Frigen), Propan, Isobutan oder Pentan. Der im Verdampfer erzeugte Dampf wird über die Turbine geleitet, welche einen Generator zur Stromerzeugung antreibt. Bevor der Dampf zurück in den Verdampfer geleitet wird, wird er im Kondensator (Kühlturm) rückgekühlt. Abb. 7 zeigt die Planskizze eines mit ORC betriebenen geothermischen Kraftwerks.

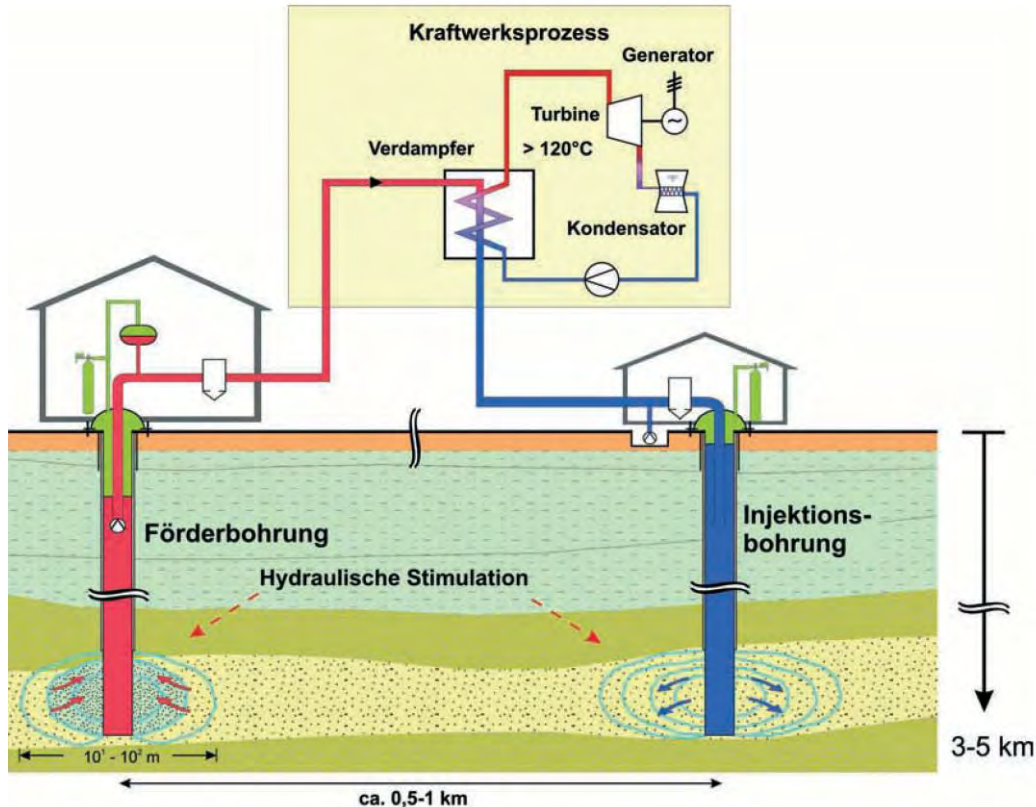


Abb. 7: *Prinzipische Skizze einer petrothermalen Anlage zur Stromproduktion. Kraftwerk mit ORC-Technik (Graphik: Huenges et al. 2004/2005).*

Die ORC-Technologie wird nicht nur in der Geothermie, sondern bei vielen Prozessen zur Stromgewinnung eingesetzt, unter anderem bei der Nutzung von Abwärme, Biomasse und Holz. Die Technologie ist ausgereift und betriebssicher.

4.2.2 Kalina-Prozess

Beim Kalina-Prozess wird als Arbeitsmittel des Sekundärkreislaufs kein Reinstoff, sondern ein Zweistoffgemisch aus beispielsweise Ammoniak und Wasser verwendet. Der besondere Vorteil des Kalina-Prozesses liegt in den günstigeren Wärmeübertragungsverhältnissen bei Verdampfung und Kondensation (Gajewski et al., 1989). Beide Zustandsänderungen erfolgen im Gegensatz zum Rankine-Prozess nicht isotherm. Vielmehr wird jeweils die Eigenschaft der Gemische genutzt, durch Konzentrationsvariationen Temperaturänderungen zu bewirken. Dies geschieht durch Veränderung der Konzentrationen der Einzelphasen Wasser und Ammoniak bei konstanter Gesamtkonzentration und konstantem Druck. Dabei verdampft das Gemisch unter stetig ansteigenden Temperaturen bzw. kondensiert unter stetig sinkenden Temperaturen. Im Wesentlichen führen zwei Effekte zur Verbesserung des Prozesses gegenüber dem ORC-Kreislauf:

- Durch die nicht isotherme Verdampfung bzw. Kondensation werden die Temperaturdifferenzen in den Wärmeübertragern und damit die Verluste bei der Wärmeübertragung geringer.
- Die mittlere Temperatur der Wärmeübertragung (obere Prozesstemperatur) wird angehoben und die mittlere Temperatur der Kondensation (untere Prozesstemperatur) abgesenkt.

Beides bewirkt eine Verbesserung des Carnot-Wirkungsgrades, also des bestmöglich zu erzielenden Prozesswirkungsgrades.

Durch die Wahl der Gemischzusammensetzung kann der Prozess spezifisch für die zur Verfügung stehenden Temperaturen der Wärmequelle (Tiefenreservoir) angepasst werden. Für die Anwendung bei einem Geothermie-Projekt ergibt sich die Möglichkeit, gerade im Fall stromoptimierter Varianten, die Wärme aus dem Reservoir besser auszunutzen und die Verpresstemperatur tiefer abzusenken. Dadurch können in einer Kalina-Anlage bei gleichen Randbedingungen theoretisch höhere Wirkungsgrade als beim ORC-Prozess erreicht werden.

Die einzelnen Komponenten der Kalina-Technologie sind bereits gut erprobt. Aufgrund der geringen Anlagenanzahl ist diese Technologie jedoch noch nicht ausgereift.

4.2.3 System-Vergleich: ORC vs. Kalina-Prozess

Aspekte\Kraftwerk	ORC	Kalina
Systemaufbau	+	– (sehr komplex)
Platzbedarf	+	–
Schalleistung Kraftwerk / Kühlung	≈ (ca. 90/70 db(A))	≈ (ca. 90/70 db(A))
Wärmeträger	≈ (max. Druck ca. 9 bar)	≈ (max. Druck ca. 35 bar)
Umweltaspekte	–	– (toxisch)
Leckage	≈	≈
Wirkungsgrad	– (Mittel ca. 11– 12 Prozent)	+ (höher)
Kraftwerksverfügbarkeit (Betriebsstunden)	+	–
Investitionen	+	–
GESAMTURTEIL	4-mal im Vorteil	1-mal im Vorteil

Tab. 2: ORC vs. Kalina Kraftwerk. Bewertung: + = positiv; – = negativ; ≈ = neutral. Begründung in Klammer. (modifiziert und erweitert nach Szablinski, 2007).

Gegenwärtig ist die etablierte ORC-Technik noch im Vorteil (Tab. 2). Aufgrund der beschriebenen Vorteile des Kalina-Prozesses in Bezug auf den Wirkungsgrad sowie die optimale Anpassung an die spezifischen thermischen Randbedingungen eines geothermischen Kraftwerks wird das Kalina-Verfahren in der Zukunft verstärkt angewandt werden. Durch einen Anstieg an Anlagenrealisierungen wird die Technik in naher Zukunft mit grosser Wahrscheinlichkeit verbessert und werden die Nachteile minimiert werden können.

4.2.4 Zukünftige Technologien

Die Forschung und Entwicklung für zukünftige Technologien zur geothermischen Stromgewinnung konzentriert sich hauptsächlich auf die Steigerung der Effizienz bekannter Systeme. Dies betrifft beispielsweise die Bohrtechnik sowie die Systeme zur Konversion von Wärme in Strom. Ziel der Kraftwerksoptimierung ist jedoch nicht allein die Wirkungsgradverbesserung bei der Energiewandlung, sondern die Erhöhung der Netzanschlussleistung. Daher ist die Fähigkeit eines Kraftwerks, das Arbeitsmittel/Fluid nach der Turbine maximal abzukühlen, von übergeordneter Bedeutung und nicht der thermodynamische Wirkungsgrad des Energiewandlungsprozesses. Durch den Einsatz von Frischwasserkühlung kann die Kraftwerksleistung gegenüber der direkten Luftkühlung beispielsweise um ca. 70 Prozent erhöht werden, da dabei die Differenz der Temperaturen vor und nach der Turbine deutlich grösser wird (Huenges & Winter, 2004).

Ferner finden sich offene Fragen im Bereich der auftretenden Korrosionserscheinungen, der Wasser- oder Dampf-Verluste im System sowie der Erzeugung von künstlichen Wärmetauschern im Untergrund.

5. KOMBIKRAFTWERKE ZUR WÄRME- UND STROMPRODUKTION

In der Praxis werden tiefengeothermische Anlagen im Allgemeinen für die gekoppelte Wärme- und Stromerzeugung geplant (Abb. 8). Dies ist darauf zurückzuführen, dass der Wirkungsgrad und damit auch die Wirtschaftlichkeit einer solchen Anlage durch die Doppelnutzung deutlich verbessert werden. Je nach Bedarf kann die prozentuale Aufteilung zwischen Strom- und Wärmesektor variiert werden. Bei allfällig geringem Wärmebedarf, wie er bei der Versorgung von Privathaushalten im Sommer auftritt, wird vermehrt Strom produziert, während im Winter die Abdeckung der benötigten Wärme im Vordergrund steht. In Abb. 8 sind die Wärme- und Stromproduktion parallel geschaltet. Alternativ kann die Heizzentrale für das Fernwärmenetz dem Kraftwerk für die Stromerzeugung nachgeschaltet werden, um die in den Tiefenwässern verbleibende Restwärme zu entziehen. Des Weiteren ist es möglich, in Form einer Kaskadennutzung die Wärme für mehrere Zwecke mit unterschiedlichen Temperaturanforderungen zu nutzen und damit den Wirkungsgrad einer geothermischen Anlage zu erhöhen.

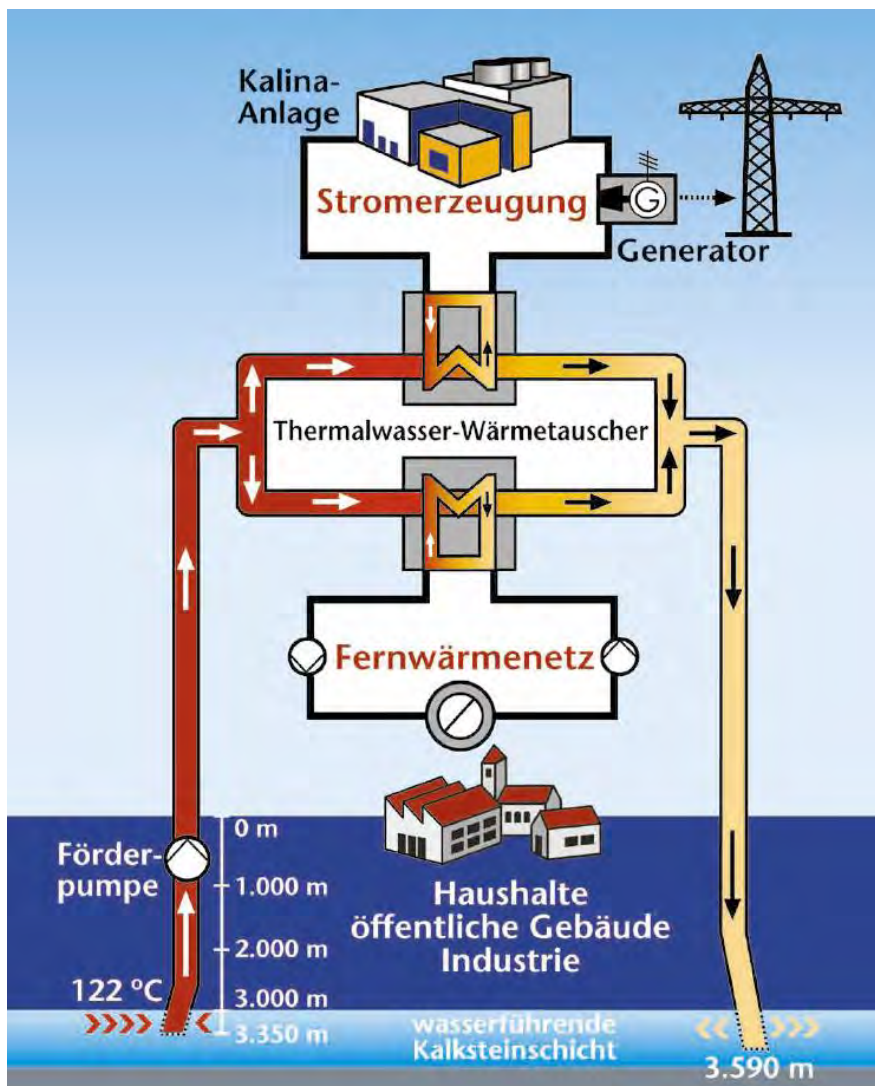


Abb. 8: Skizze einer hydrothermalen Tiefengeothermie-Anlage für die gekoppelte Produktion von Wärme und Strom (Geothermie Unterhaching GmbH & Co KG).

6. GEOTHERMIE – POTENZIAL UND RESSOURCENERKUNDUNG

6.1 Geothermie-Potenzial in der Schweiz

Gemäss heutigem Kenntnisstand können geothermische Kraftwerke einen bedeutenden Beitrag zur zukünftigen Energieversorgung in der Schweiz leisten (Abb. 1). Allein ein Kubikkilometer 200 °C heissen Gesteins liefert bei der Abkühlung um 20 °C theoretisch genügend Wärme, um während 20 Jahren Strom mit einer Leistung von 10 Megawatt zu erzeugen. Dies entspricht dem Stromverbrauch einer Stadt mit rund 25'000 Einwohnern. Der Vergleich illustriert eindrücklich das enorme Potenzial insbesondere im Bereich der petrothermalen Geothermie. Dabei liegt die Begrenzung nicht bei der Ressource Erdwärme selbst, sondern bei der Wirtschaftlichkeit der Technologie, mit welcher die Energie an die Erdoberfläche gefördert und in nutzbare elektrische Energie umgewandelt werden kann.

In diesem Zusammenhang werden folgende drei Kategorien unterschieden:

- Theoretisches Potenzial: Gesamte im Gestein enthaltene Wärmemenge.
- Technisches Potenzial: Mit bekannten Methoden nutzbare Wärmemenge.
- Wirtschaftliches Potenzial: Mit bekannten Methoden wirtschaftlich nutzbare Wärmemenge.

Eine Studie des Paul Scherrer Instituts schätzt das theoretische geothermische Potenzial für die Schweiz in einer Tiefe von 3 bis 7 km auf etwa 15'900'000 TWh (PSI, 2005). Eine Quantifizierung des technischen und wirtschaftlichen Potenzials der geothermischen Stromerzeugung ist weniger eindeutig zu erbringen. Zum einen ist der Untergrund der Schweiz aufgrund der geringen Anzahl an Tiefbohrungen (Abb. 9) nur wenig bekannt, zum anderen sind auch die zukünftigen Fortschritte in der Bohrtechnik sowie die Entwicklungen im Bereich der Erzeugung von unterirdischen Wärmetauschern kaum vorherzusehen.

Gemäss Prognosen von Projektentwicklern wird das technische Potential aus geothermischen Ressourcen in der Schweiz nach 2050 gesamthaft auf ca 10 TWh_{el} jährliche Stromproduktion geschätzt. Dieses liegt im Bereich der Stromproduktion eines Kernkraftwerken in der Grösse von Gösgen und deckt rund 17 Prozent des heutigen schweizerischen Stromverbrauchs in der Höhe von knapp 58 TWh_{el} pro Jahr (BFE, 2010). Für diese Prognosen wird vorausgesetzt, dass bis zu diesem Zeitpunkt die EGS-Technologie vollwertig verfügbar ist und dass entsprechende politische und ökonomische Rahmenbedingungen zugunsten der erneuerbaren Energien vorliegen. Die geothermische Stromerzeugung stellt damit ein erhebliches Potenzial der erneuerbaren Energien in der Schweiz dar (Abb. 1). Der Potenzialvergleich mit anderen erneuerbaren Energien zeigt, dass das Tiefengeothermie-Potenzial so gross ist wie dasjenige von Photovoltaik, Wind- und Wasserkraft zusammengenommen. Nach dem heutigen Stand der Technik ist die Nutzbarmachung des theoretischen Potenzials allerdings noch nicht gesichert. Hierzu bedarf es einer Optimierung der petrothermalen Erschliessungstechniken.

6.2 Geologie des Schweizer Untergrunds

Für eine erfolgreiche Planung und Ausführung von Tiefengeothermie-Projekten sind aus geologischer Sicht möglichst akkurate Kenntnisse über die natürliche Wasserdurchlässigkeit im Untergrund sowie den Temperaturverlauf mit der Tiefe unerlässlich. Daneben existiert eine Vielzahl an weiteren relevanten Parametern wie die chemische Zusammensetzung der hydrothermalen Wässer, die lokalen und regionalen Gebirgsspannungen, die Seismizität oder die felsmechanischen Bedingungen. In der Schweiz ist der tiefe Untergrund diesbezüglich allerdings noch zu lückenhaft exploriert und die Datengrundlage nicht vergleichbar mit beispielsweise derjenigen in Süd- und Norddeutschland oder dem Rheintal nördlich von Basel.

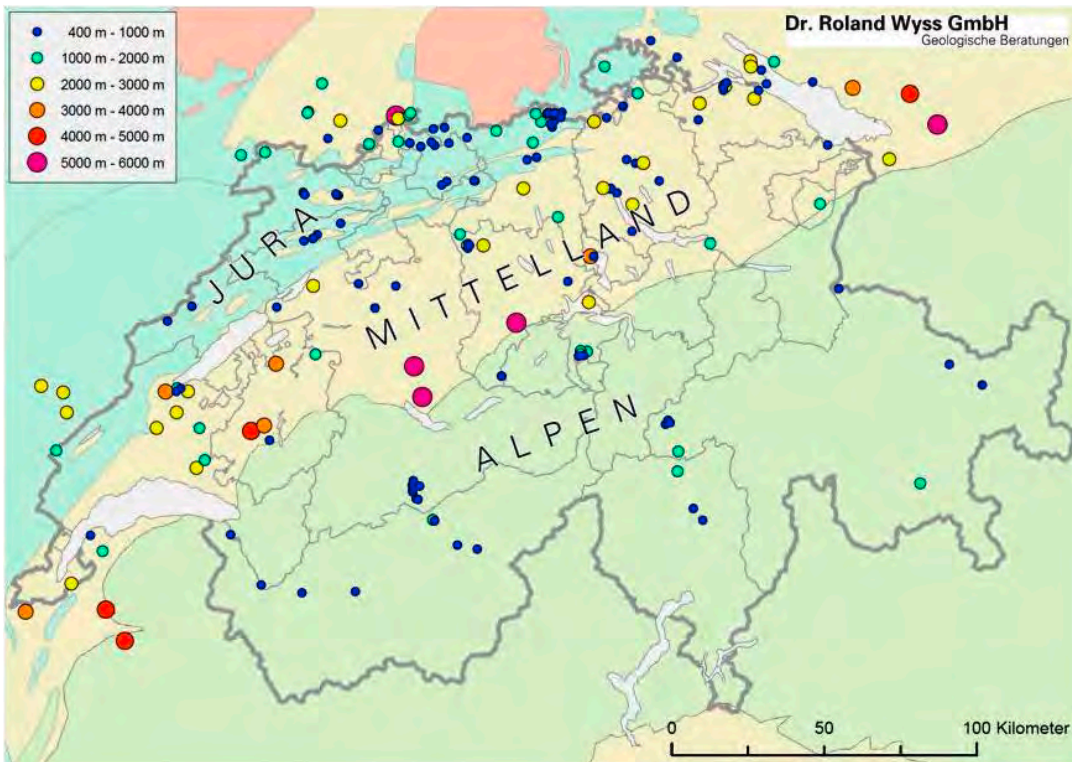


Abb. 9: Endtiefen von Tiefbohrungen (> 400 m Tiefe) in der Schweiz.
Es gibt in der ganzen Schweiz nur 9 Bohrungen mit Endtiefen von über 3000 m.
(Graphik: Dr. Roland Wyss GmbH)

Bis anhin beschränkt sich das Wissen über den tiefen Untergrund im schweizerischen Mittelland im Wesentlichen auf die Daten der Erdöl- und Erdgasexploration der letzten 60 Jahre sowie auf die Erkundungsarbeiten der NAGRA in der Nordschweiz. Daneben sind lokale Kenntnisse aus vereinzelt geothermischen, hydrogeologischen oder ingenieurgeologischen Bohrungen sowie aus seismischen Messungen verfügbar (Abb. 9).

Gegenwärtig liegt das derzeitige Wissen über den tiefen geologischen Untergrund in der Schweiz noch zu dezentral vor. Dies erschwert beispielsweise die Zugänglichkeit zu vorhandenen Primärdaten. Eine systematische Vorgehensweise in der geothermischen Exploration und Produktion ist deshalb erstrebenswert. Mit dem laufenden Projekt «Seismic Synthesis of the Swiss Molasse Basin» der Schweizerischen Geophysikalischen Kommission wird durch eine flächendeckende Synthese von allen verfügbaren Seismik- und Bohrdaten der Schweiz diesbezüglich ein wichtiger Beitrag geleistet (Marillier et al., 2007). In Tab. 3 wird der Stand

vom Oktober 2011 hinsichtlich der Planung und Realisierung von tiefengeothermischen Anlagen in der Schweiz zusammengefasst.

Projekt	Ort / Kanton	Zieltiefe	Auftraggeber	Nutzung	Status / Stand
AGEPP	Lavey-les-Bains / VD	bis ca. 3 km	CESLA SA, Lavey-les-Bains	Fernwärme, Strom, Spa	Bohrplanung, Risiko-deckung, Bohren 2012 geplant
Basel	Basel / BS	5 km	Geopower Basel AG	Strom, Fernwärme	EGS-Projekt sistiert, Nachmessungen im Gange
Bern	Bern / BE	–	EWS Bern	Fernwärme, Strom	Konzeptstudie erstellt
Biel	Biel / BE	–	Energieservice Biel/Bienne	Fernwärme, Strom	Machbarkeitsstudie erstellt
Brigerbad	Brig / VS	ca. 3 km	Geothermie Brigerbad AG	Spa, Fernwärme	Bohren der 2. Phase (0.3+0.6 km)
Fribourg	Canton de Fribourg / FR	–	Service de l'énergie du canton de Fribourg	Fernwärme, Strom	Studie: Geothermische Produktivität, mögliche Standortgebiete
GeoNE	Canton de Neuchâtel / NE	1.5–2 km	Kanton NE (SENE, DEC, SECO)	Fernwärme, Strom	Studie, geologische und geophysikalische Abklärungen
Genf GE-prospect	Kanton / Agglomeration Genf	–	Kanton / Industrielle Werke Kanton Genf (SIG)	Strom, Wärme	Erkundungs-/Explorationsprogramm für Kanton/Agglomeration Genf in Erarbeitung
Geothermie Davos	Davos / GR	ca. 1 km	Gemeinde Davos	Wärme	Seismik 2010
Geothermie-kraftwerk KWO	Innertkirchen	–	KWO Kraftwerke Oberhasli AG, Innertkirchen	Strom	Machbarkeitsstudie
GTB Sonnen-garten Triemli	Zürich / ZH	3.2 km	Elektrizitäts-werke Zürich (ewz)	Fernwärme	Tiefe Erdwärmesonde eingebaut
Horgen	Horgen / ZH	3.2–4.2 km	Gemeindewerke Horgen	Fernwärme, (Strom)	Machbarkeitsstudie abgeschlossen
GP La Côte	Nyon-Aubonne-Gland-Etoy / VD	bis ca. 3 km	Sol-E Suisse, seic, SEFA, Ville de Nyon	Fernwärme, Spa	Seismik 2010 Machbarkeitsstudie

Projekt	Ort / Kanton	Zieltiefe	Auftraggeber	Nutzung	Status / Stand
La Chaux-de-Fonds	La Chaux-de-Fonds / NE	1.5 km	Stadt, Service d'urbanisme et de l'environnement	Fernwärme	Machbarkeitsstudie
Lausanne	Lausanne / VD	–	SI-REN AG, Lausanne	Wärme, Strom	Konzeptstudie, Vorabklärungen
Oftringen	Oftringen / AG	–	EW Oftringen - Axpo	Wärme, Strom	Potenzialstudie, Nutzungskonzept
RENO Ressourcenexploration Nid- und Obwalden	Kantone Nid- und Obwalden	–	Gasverbund Mittelland	Strom, Wärme, (Gas)	Seismik im Gange
Schlattingen	Schlattingen / TG	1.3 km	Grob Gemüsebau	Wärme	Bohrung abgeschlossen, Testarbeiten im Gange
St. Gallen	St. Gallen / SG	Ca. 4.5 km	Stadt St.Gallen	Fernwärme, Strom	Bohrung in Realisierung
Winterthur	Winterthur / ZH	–	Stadtwerk Winterthur	Strom; Fernwärme	Machbarkeitsstudie abgeschlossen

Tab. 3: *Tiefengeothermische Projekte in der Schweiz. Zahlreiche Projekte für die Wärme- und/oder Wärme- und Stromerzeugung befinden sich in den verschiedensten Projektphasen (Stand September 2012, Quelle: GEOTHERMIE.CH).*

Eine detaillierte Beschreibung der geologischen Verhältnisse für die tiefengeothermische Nutzung im Kanton Luzern findet sich im Teil 2 Abschnitt B des vorliegenden Berichtes.

6.3 Ressourcenerkundung

Bevor ein geothermisches Tiefenreservoir erschlossen und anschliessend genutzt werden kann, müssen Informationen über die im Untergrund vorhandene Ressource gewonnen werden (Kap. 6.2).

Zur Erkundung geothermischer Ressourcen werden sowohl direkte als auch indirekte Methoden herangezogen. Bohrungen als einzige direkte Erkundungsmöglichkeit liefern genaue Informationen über die geologischen Verhältnisse in der Tiefe. Da diese mit hohen finanziellen Kosten verbunden sind, werden zunächst indirekte, geophysikalische Erkundungsmethoden angewandt. Diese messen physikalische Parameter wie Dichte, elektrische Leitfähigkeit, Ausbreitungsgeschwindigkeit elastischer Wellen etc. des Untergrundes. Daraus können indirekt Schlussfolgerungen über beispielsweise die Gesteinsart, deren Wassergehalt sowie die Lagerungsverhältnisse gezogen werden.

Eine Verbesserung der Prognosegenauigkeit erreicht man durch eine Kombination verschiedener indirekter Erkundungsverfahren sowie einer Kalibrierung mit vorhandenen Bohrungen. Je detailliertere geologische Informationen bereits im Vorfeld vorhanden sind, umso genauer können die gewonnenen geophysikalischen Daten interpretiert werden.

Zu den indirekten Methoden zählen darüber hinaus geologische Feldaufnahmen, welche durch Extrapolation in die Tiefe wichtige Beiträge liefern können.

Durch die Kombination direkt gewonnener, eindimensionaler Informationen aus Bohrungen mit den zwei- bzw. dreidimensionalen Ergebnissen indirekter Methoden kann ein dreidimensionales Modell des Untergrundes erstellt werden.

6.3.1 Indirekte Methoden

Die bedeutendste indirekte Erkundungsmethode ist die Reflexionsseismik. Weitere mögliche Verfahren sind unter anderem die Gravimetrie oder die Magnetotellurik.

Seismik

Bei der seismischen Erkundung werden elastische Wellen mithilfe von schwachen Sprengungen in Bohrlöchern oder von Vibratoren an der Oberfläche erzeugt. Diese Wellen werden im Untergrund reflektiert bzw. refraktiert und können an der Erdoberfläche von Geophonen gemessen, mittels EDV aufgezeichnet, verarbeitet und ausgewertet werden.

Es sind zwei- oder dreidimensionale seismische Messungen möglich. Seismik erfordert in der Durchführung eine relativ aufwändige Logistik, da z. B. bei der Vibrationsseismik zahlreiche Vibratoren, Bohrfahrzeuge und Messwagen entlang von Linien (2D) oder in der Fläche (3D) eingesetzt werden sowie mit Kabeln miteinander verbundene Geophone platziert werden müssen.

Die Kosten seismischer Kampagnen liegen, je nach Länge der Linien bzw. Flächengröße sowie der lokalen Verhältnisse (Topographie, Stadt oder Land etc.) in der Größenordnung von mehreren hunderttausend bis mehreren Millionen Franken.

Gravimetrie

Bei der Gravimetrie wird das lokale Schwerfeld der Erde gemessen. Das unterschiedliche Mass der Schwerebeschleunigung an verschiedenen Orten liefert Informationen über Dichteunterschiede im Untergrund. Damit können Informationen über grössere Regionen gewonnen werden. In urbanen Gebieten sind gravimetrische Messungen infolge massiver Störeffekte durch z. B. Gebäude oder Infrastrukturen erschwert.

Die Kosten für eine gravimetrische Erkundung des Untergrundes ist im Bereich von mehreren zehntausend Franken anzusetzen.

Magnetotellurik

Die Magnetotellurik detektiert Bereiche des Erdinneren mit niedrigerem elektrischem Widerstand im Vergleich zum Umgebungsgestein. Dies ist ein Hinweis auf geothermale Wasservorkommen.

Zur Messung werden vier Elektroden und drei Magnetometer im Untergrund vergraben. Diese zeichnen über einen definierten Zeitraum die natürlichen elektrischen und magnetischen Felder auf. Durch eine Auswertung der Daten kann unter Zuhilfenahme weiterer Erkenntnisse gegebenenfalls auf Fluide im Untergrund zurückgeschlossen werden.

Im Einzugsbereich von Städten wird die Methode durch Störungseffekte beeinflusst.

Die Kosten magnetotellurischer Untersuchungen entsprechen etwa denen der Gravimetrie und liegen ebenfalls bei mehreren zehntausend Franken.

6.3.2 Direkte Methode: Tiefenbohrung

Tiefbohrungen ermöglichen einen direkten Einblick in die Geologie des Untergrunds. Die Gesteine der durchbohrten Schichten werden analysiert und liefern verlässliche Informationen über die Untergrundverhältnisse. Durch geeignete geophysikalische Bohrlochmessungen («logging») und Testverfahren können die Eigenschaften der verschiedenen Gesteinseinheiten sowie die Gebirgsverhältnisse um die Bohrung noch vertiefter bestimmt werden. Dazu zählen im Besonderen die Durchlässigkeitseigenschaften der Gesteinsschichten, welche hinsichtlich geothermischer Nutzung von zentraler Bedeutung sind.

Bedingt durch den grossen Aufwand und die hohen Kosten bedarf es situationsgerechter Strategien, ob die Bohrung nur der Abklärung der geologischen und geothermischen Verhältnisse dienen soll oder ob die erste Erkundungsbohrung bereits für eine zukünftige Heisswasserzirkulation ausgelegt sein muss. Die meisten Projekte haben meist den direkten Weg gewählt und die Bohrung so ausgelegt, dass bei entsprechendem Erfolg eine Produktion möglich ist.

7. RESSOURCENERSCHLIESSUNG UND -NUTZUNG

7.1 Durchführung einer Tiefbohrung

Eine Tiefbohrung stellt ein sehr komplexes Unterfangen dar, bei der Spezialisten unterschiedlicher Fachbereiche zusammenarbeiten. Nach einer intensiven Planungsphase folgt das Bewilligungsverfahren durch die Behörden. Bei Anlagen mit einer thermischen Leistung über 5 MW ist eine Umweltverträglichkeitsprüfung erforderlich. Die thermische Nutzung des Untergrunds erfordert eine Konzession.

Die Fläche des Bohrplatzes ist abhängig vom Typ und von der Grösse der Tiefbohranlage. Für eine geothermische Nutzungsanlage mit einer Produktions- und einer Injektionsbohrung ist etwa der Platzbedarf in der Grösse eines Fussballfeldes erforderlich. Der An- bzw. Abtransport der notwendigen Maschinen und des Materials erfolgt mittels ca. 70 LKW-Zügen.

Für die Ausführung der Bohrarbeiten ist üblicherweise ein kontinuierlicher Bohrbetrieb, d.h. 24 Stunden pro Tag und 7 Tage die Woche, vorgesehen. Es wird mit einer Bohrdauer von meist 4 bis 6 Monate pro Bohrung gerechnet, inklusive Aufbau der Anlage und Unterbrechungen für Logging und Kurzzeittests.

Die Bohrarbeiten für Geothermiebohrungen werden meist im klassischen Rotary-Verfahren durchgeführt. An einem rotierenden Bohrgestänge befindet sich ein Bohrmeissel, welcher kontinuierlich in das Gestein abgeteuft wird. Die dabei zermalnten Gesteinsbruchstücke werden mit Hilfe einer Spülflüssigkeit an die Oberfläche gefördert, wo sie vom Geologen analysiert werden.

In den meisten Fällen werden wasserbasierte Spülungen eingesetzt. Durch die Zugabe von Feststoffen wie Bentonit, Kreide oder Polymeren werden die Eigenschaften der Spülung den

Erfordernissen (Viskosität, Thixotropie etc.) angepasst. Für das Durchteufen von Formationen mit hohen Formations- bzw. Porendrücken kann die Spüldichte mit Beschwerungsstoffen, wie z. B. Schwerspat, erhöht werden. Um die Produktivität von potenziellen Aquifereen nicht zu gefährden, werden diese mit einer trägerschonenden Spülung durchteuft (z. B. KCl-Kreide-Spülung).

Der Bohrlochsicherung dienen mehrere teleskopartige Verrohrungen, welche nach dem Durchteufen eines Bohrabschnitts eingebaut und im Ringraum zementiert werden. Die Zementation dient insbesondere um wasser- oder kohlenwasserstoffhaltige Schichten gegeneinander abzudichten, schützt beim Durchbohren von Frischwasserhorizonten und schützt die Verrohrung gegen aggressive Formationswässer.

Die Sicherung gegen Gasausbrüche und das gefahrlose Auszirkulieren von Gaskicks wird mittels eines auf dem Ankerrohr montierten «Blowout Preventer Stack» (BOP, dt.: Bohrlochsicherungsgarnitur oder Ringraumabdichtgarnitur) sowie weiteren Armaturen und Einrichtungen gewährleistet. Der BOP wird von einer Druckspeicher- und Steueranlage («Choke Manifold») sowie über ein BOP-Panel ferngesteuert bedient.

7.2 Kosten einer Tiefbohrung

Eine Bohrung von 3 bis 5 km Tiefe kostet in der Schweiz rund 15 bis 30 Mio. Franken. Die Bohrung macht somit den grössten finanziellen Anteil eines tiefengeothermischen Projekts aus. Geothermie-Bohrungen sind gegenwärtig noch mit höheren Kosten verbunden als diejenigen für die Erdgas- und Erdölförderung. Gründe hierfür sind die zu geringe Anzahl explorierter Gebiete, die fehlende Standardisierung der Technologie sowie die grossen Bohrllochdurchmesser, die zur Gewährleistung einer ausreichend hohen Produktivität notwendig sind. Bei der Durchführung mehrerer Bohrungen tritt in der Regel aufgrund verbesserter Untergrundkenntnisse ein Kostensenkungseffekt ein.

Eine der grössten Herausforderungen eines Planungsstabs liegt darin, die Bohrkosten auf ein wirtschaftlich vertretbares Minimum zu senken. Entsprechende Kostensenkungspotentiale liegen in möglichst guten Kenntnissen des Bohrstandortes für eine optimale Fündigkeit der Zielhorizonte und in der Anwendung der bestmöglichen Bohrtechnik am Standort.

7.3 Technische Optimierung bei der Erschliessung von Tiefenaquiferen

Die entscheidenden Parameter für die Wirtschaftlichkeit einer tiefengeothermischen Anlage sind die Förderrate, die Temperatur im Zielhorizont sowie die chemische Zusammensetzung der Tiefenwässer. Während die Höhe der Temperatur über die Tiefe der Bohrung bereits im Vorfeld vergleichsweise zuverlässig bestimmt werden kann, besteht hinsichtlich erzielbarer Förderrate eine grosse Unsicherheit. Entspricht diese nicht den erforderlichen Mindestanforderungen für die Wirtschaftlichkeit einer Anlage, kann durch technische Optimierung eine Verbesserung der Produktivität erforderlich werden. Hierfür stehen verschiedene Ansätze zur Verfügung.

7.3.1 Geneigte, gekrümmte und horizontale Bohrpfade

Eine technische Massnahme besteht darin, die Länge der Brunnenstrecke zu erhöhen, indem man anstelle einer vertikalen Durchörterung des Thermalwasseraquifers einen geneigten bzw. abgelenkten Bohrfad wählt. Ziel dabei ist, möglichst viel Anbindung an den Aquifer zu schaffen und zudem eine möglichst grosse Anzahl von (steil fallenden) Störungsflächen zu durchqueren. Weisen die Störungsflächen eine genügende Wasserwegsamkeit auf, so wird das Volumen des "angeschlossenen" Porenwasseraquifers mit jeder durchbohrten Störung automatisch erweitert. Die moderne Bohrtechnik bietet heute flexible Bohrfad-Optionen, die eine den tektonischen Verhältnissen angepasste Erschliessung der Tiefenaquifer ermöglicht.

Zur Erzielung einer höheren Produktivität können die Bohrpfade auch aufgesplittet werden (in sog. Sidetracks und Multi-lateral Wells).

7.3.2 Chemische Stimulation

In kalkigen Gesteinen bzw. mit kalkigem Material abgedichteten Störungszonen besteht die Möglichkeit, durch chemische Stimulation die Produktivität zu erhöhen. Im Gegensatz zur hydraulischen Stimulation muss eine natürliche Durchlässigkeit vorhanden sein, die es der eingepumpten Säure erlaubt, durch das Gestein zu zirkulieren und zu lösen.

7.3.3 Hydraulische Stimulation

Bei der hydraulischen Stimulation wird Wasser unter hohem Druck so lange in den Untergrund gepresst, bis der Gesteinsverband entlang von Schwächezonen aufbricht. Da hierbei auch eine laterale Verschiebung erfolgt, passen die Fugen nach der Druckentlastung nicht mehr zusammen. Eine dauerhafte Öffnung ist entstanden, welche die Nutzung eines grösseren Gesteinsvolumens als künstlich geschaffener Wärmetauscher erlaubt (petrothermales System). In diesem Zusammenhang stehen die dabei erzeugten Mikroerschütterungen im Zentrum des Interesses. Einerseits geben diese als Einzige Auskunft über die Grösse, Lage und Geometrie des erzeugten Wärmetauschers, andererseits müssen die Magnituden im nicht fühlbaren Bereich gehalten werden. Forschungsstudien zeigen, dass die Stärke der Erschütterung vor allem von der Festigkeit des stimulierten Gesteins abhängt. So werden in weichen Sedimentgesteinen keine (fühlbaren) Beben erzeugt. Im harten Grundgebirge dagegen wird eine direkte Abhängigkeit vom Spannungszustand sowie vom Vorhandensein grösserer, prä-existierender Schwächezonen beschrieben.

Um die Ergebnisse der Stimulation weiter zu verbessern, lohnt es sich in manchen Fällen, beide Verfahren in Form einer Drucksäuerung zu kombinieren.

8. CHANCEN DER TIEFENGEOTHERMIE

8.1 Bandenergie

Der einmalige Vorteil der Geothermie gegenüber allen anderen erneuerbaren Energien liegt in der Tatsache, dass die Ressource ununterbrochen, unabhängig von Tageszeit, Jahreszeit, klimatischen Bedingungen oder Wetterlage, zuverlässig zur Verfügung steht. Eine Speicherung ist nicht notwendig. Diese Möglichkeit, Strom nach Bedarf und nicht nach Angebot zu produzieren, macht Geothermie zu einer wertvollen Energiequelle für eine nachhaltige Energiegestaltung.

8.2 Nachhaltigkeit

Die in der Erde gespeicherte Wärmemenge ist riesig und wird darüber hinaus kontinuierlich neu gebildet (Kap. 1.2). Dem Untergrund wird jedoch während der Nutzungsdauer eines Geothermie-Kraftwerkes lokal Wärme entzogen. Die von der Injektionsbohrung ausgehende Abkühlungsfront erreicht nach einer gewissen Zeitdauer die Förderbohrung, sodass hier die Temperatur zurückgeht. Dadurch muss letztendlich die geothermische Stromproduktion eingestellt werden, sofern der geothermische Gradient nicht aussergewöhnlich hoch ist oder das System durch neue Bohrungen ergänzt wird. Der Zeitpunkt des thermischen Durchbruchs ist stark von den lokalen Gegebenheiten, insbesondere dem Fluidfluss im Untergrund, dem Abstand zwischen Förder- und Injektionsbohrung, dem im Untergrund durch das geothermische System angesprochene Volumen sowie der Förderrate abhängig. Langfristige Erfahrungen fehlen noch, jedoch deuten die bisherigen Erkenntnisse darauf hin, dass der Temperaturrückgang tendenziell später als bis anhin erwartet erfolgt. Bei hydrothermalen Systemen tritt eine Temperaturabnahme in der Förderbohrung tendenziell langsamer als bei petrothermalen Systemen ein. Im besten Fall tritt sie aufgrund des Zuflusses von Tiefenwässern aus dem Aquifer überhaupt nie ein.

Nach der Stilllegung eines geothermischen Kraftwerkes regeneriert sich der ausgekühlte Bereich im Untergrund wieder. Nach einer Zeitspanne, welche in der Regel wahrscheinlich einer mehrfachen Nutzungsdauer einer Anlage entspricht, ist daher eine erneute wirtschaftliche Nutzung möglich. Auf die oberflächennahen Temperaturen des Untergrundes hat die Nutzung der Tiefengeothermie, auch auf lange Zeit hinaus, keinen Einfluss.

8.3 Einheimische Ressource

Ein weiterer grosser Vorteil der Tiefengeothermie ist deren dezentrale Einsetzbarkeit. Die Energie kann lokal beschafft werden, lange Transportwege entfallen. Ein grenzüberschreitender Handel entfällt. Die Tiefengeothermie ist damit losgelöst von politischen Abhängigkeiten oder Krisen und kann entsprechend einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit liefern. Zudem werden lokal Arbeitsplätze geschaffen.

8.4 Umweltfreundlich und CO₂-arm

Bei der Umwandlung von Erdwärme in Strom, aber auch bei der direkten Wärmenutzung wird wenig CO₂ freigesetzt.

8.5 Geringe energetische Amortisation

Bei Tiefengeothermie-Anlagen liegt die energetische Amortisation bei nur 3.2 Jahren. Bei einer kombinierten Nutzung der Abwärme tritt eine weitere Verringerung der Amortisationszeit ein.

8.6 Wirtschaftlichkeit

Die Gesamtwirtschaftlichkeit von geothermischen Anlagen hängt insbesondere von der Fündigkeit und der Entwicklung der Energiepreise ab. Der Vergleich mit anderen erneuerbaren Energien zeigt, dass die Geothermie prinzipiell zu den günstigen Energieressourcen zählt (Axpo, 2007).

Aufgrund des Entwicklungsstandes der Tiefengeothermie und der Datenlage in der Schweiz können die tatsächlichen Gestehungskosten derzeit jedoch noch nicht präzise ermittelt werden. Dies wird erst durch die Realisierung von Pilotprojekten möglich, welche aufgrund ihres innovativen Charakters zunächst mit entsprechend höheren Kosten und Risiken verbunden sind. Die Höhe der mittel- und langfristig anfallenden Gestehungskosten wird im Besonderen von der Entwicklung der Technologie und der damit verbundenen Ausnutzung des geothermischen Potenzials bestimmt.

Bei den externen (nicht-monetarisierten) Kosten schneidet die Tiefengeothermie im Vergleich mit anderen Energieträgern, inklusive anderer erneuerbarer Energien, hervorragend ab. Bei hydrothermalen Anlagen liegen sie nach einer Studie des PSI (2005) bei 0.2–0.5 €/MWh_{el}. Zum Vergleich, Windkraft weist externe Kosten von 0.5–2.6, Photovoltaik von 1.4–3.3 und Biomasse von 2–50 €/MWh_{el} auf.

8.7 Platzsparend

Der Platzbedarf geothermischer Anlagen ist gering. Der grösste Anlagenteil ist meist der Kühlbereich, wobei mit einer direkten Wasserkühlung auch dieser vergleichsweise klein ausfällt. Ein geothermisches Kraftwerk mit 5–10 MW Leistung beansprucht in etwa den Raum einer Dreifachturnhalle.

9. RISIKEN DER TIEFENGEOTHERMIE

9.1 Explorationskosten und Fündigkeitsrisiko

Nicht in jeder abgeteuften Tiefbohrung können Bedingungen vorgefunden werden, welche hinsichtlich einer geothermischen Nutzung erfolgsversprechend sind. Im Bereich der hydrothermalen Geothermie besteht das Projektrisiko darin, nur unzureichend nutzbare Heisswassermengen aufzufinden. Bei der petrothermalen Geothermie liegt das Projektrisiko insbesondere bei der Realisierbarkeit des zu erzeugenden unterirdischen Wärmespeichers.

Ursache hierfür ist, dass die Verhältnisse im Untergrund vor der Bohrung nicht genau bekannt sind. Es können jedoch Prognosen über die Bedingungen im Zielhorizont gemacht werden, welche umso genauer sind, je umfassender die Datenbasis und je homogener der Untergrund aufgebaut ist. Eine Erfolgsgarantie kann jedoch in absehbarer Zeit nicht gewährleistet werden.

Bezüglich der Explorationskosten ist ebenso von Bedeutung, dass aufgrund geologischer oder technischer Gegebenheiten eine Verzögerung beim Bohrfortschritt eintreten kann, welcher mit deutlichen Kostensteigerungen verbunden ist. Im Extremfall ist ein Abbruch der Bohrarbeiten nicht ganz auszuschliessen.

9.2 Induzierte Seismizität

Geothermie-Projekte können (mikro-)seismische Ereignisse hervorrufen. Potenzielle Auslöser sind im Besonderen die allfällig durchgeführte hydraulische Stimulation sowie eventuell der Kraftwerkbetrieb. Die Erschütterungen sind meist nicht spürbar, vereinzelt sind jedoch auch fühlbare Beben möglich.

Durch Tiefengeothermie induzierte Seismizität ist in den vergangenen Jahren intensiv von den Medien thematisiert worden, wobei die Auseinandersetzung mit dem Thema nicht immer objektiv geführt wurde, sondern teilweise von Emotionen geprägt war.

9.2.1 Situation in der Schweiz und das induzierte Erdbeben von 2006 in Basel

Die Kruste der Erde verschiebt sich entlang von Bruchzonen gegeneinander. In diesen ist die Wahrscheinlichkeit, dass natürliche Erdbeben unterschiedlicher Stärke auftreten, besonders hoch. In der Schweiz sind solche Gebiete das Wallis sowie die Region Basel.

Induzierte, das heisst von Menschen verursachte Erdbeben sind in der Schweiz schon lange bekannt. Sie treten beispielsweise beim Tunnelbau, bei Arbeiten in Steinbrüchen sowie im Zusammenhang mit Stauseen auf. Selbst der Schwerlastverkehr oder das Rammen von Pfählen auf Bauplätzen erzeugt Erschütterungen, welche stärker wahrgenommen werden können als diejenigen, welche im Zusammenhang mit Tiefengeothermie-Anlagen entstehen.

In Basel wurde im Jahr 2006 in einem Pionierprojekt die erste petrothermale Anlage (EGS-Anlage) der Schweiz installiert. Die natürliche Erdbeben-Prädestinierung des Gebiets Basel führte dazu, dass beim notwendigen Aufbrechen des Gesteins unter Tausenden von Mikroben einige wenige fühlbar waren. Eines wies eine Magnitude von 3.4 auf. Es war damit etwas schwächer als das bisher weltweit stärkste, aus wissenschaftlichen Gründen bewusst herbeigeführte Stimulationsbeben mit einer Magnitude von 3.7. Diese spürbaren Beben führten zu zahlreichen Schadensmeldungen an und in Gebäuden. Ob für diese Schadensmeldungen – hauptsächlich feine Mauerrisse und Abplatzungen – die induzierten Ereignisse die Ursachen waren, wurde in der Folge nicht weiter untersucht. Eine unabhängige Risikoanalyse (SERIANEX) kam zum Schluss, dass der Standort Basel für das Betreiben einer EGS-Anlage nicht geeignet ist, weil weitere spürbare Erschütterungen wahrscheinlich sowie geringfügige Schäden nicht auszuschliessen sind und auf jeden Fall mit Schadensmeldungen zu rechnen ist. In einem urbanen Gebiet wie Basel können sich solche Bagatellschäden zu Kosten addieren, welche eine zukünftige EGS-Anwendung unwirtschaftlich machen würde. Daraufhin wurde das EGS-Projekt in Basel endgültig abgebrochen. Andere Standorte in der Schweiz weisen ein deutlich geringeres Risiko auf.

Obwohl das Projekt abgebrochen werden musste, konnten viele neue und wertvolle Erkenntnisse im Bereich künstlich erzeugter Reservoirsysteme gewonnen werden, die für die Weiterentwicklung der EGS-Technologie massgebend sind. Diese werden derzeit von der Nachfolgeorganisation Geo-Energie Suisse AG weiter evaluiert und umgesetzt. Zu den wesentlichen Erneuerungen gehört das horizontale Multiriss-System und ein mehrstufiges Verfahren zur Erfassung, Verminderung und Überwachung der Seismizität (siehe Anhang 12). Damit sollten stärkere induzierte Beben künftig vermieden werden können.

9.2.2 Risikowahrnehmung

Hinsichtlich Risikobewertung tiefengeothermischer Anlagen ist eine Diskrepanz erkennbar zwischen dem sogenannten «tatsächlichen», wissenschaftlich begründeten Risiko und dem «wahrgenommenen» Risiko, auf welches auch soziale und psychologische Faktoren Einfluss haben. Bei den durch Tiefengeothermie ausgelösten Erdbeben spielt das «wahrgenommene» Risiko eine zentrale Rolle und wird zum Teil als sehr gross empfunden, während beispielsweise Seismologen das «tatsächliche» Risikopotenzial realistischer einschätzen. Diese Diskrepanz in der Risikowahrnehmung zwischen Experten und oft direktbetroffenen Laien führt bei Tiefengeothermie-Projekten zu teilweise unterschiedlichen Risikoeinschätzungen. Solche Erkenntnisse liegen auch aus der Tiefenbohrung in Basel vor (vgl. Kapitel 9.2.1).

9.2.3 Strategien im Umgang mit der Gefahr von induzierten Erdbeben

Es ist wichtig, das Erdbeben-Risiko innerhalb der einzelnen Phasen eines Geothermie-Projekts differenziert zu betrachten. Im Verlauf eines Projekts sind durch die fortlaufend gesammelten Daten der Mikrobeben immer präzisere Risikoeinschätzungen möglich. Neben der kontinuierlichen Neubewertung des Risikos bedarf es eines offenen Dialogs und Informationsaustausches zwischen allen Beteiligten. Mithilfe eines Reaktionsplans kann das seismische Risiko weiter begrenzt werden und es können gegebenenfalls Gegenmassnahmen eingeleitet werden, um spürbare Erschütterungen zu vermeiden.

10. BETEILIGTE, RAUMNUTZUNG, INTERESSENSKONFLIKTE UND UMWELTASPEKTE

10.1 Beteiligte Akteure

Akteure bzw. Investoren sind in der Regel grosse, finanzstarke Unternehmen und/oder öffentlich-rechtliche Institutionen. Dazu zählen insbesondere Elektrizitätsversorgungsunternehmen, der Bund und die Kantone sowie eigens hierfür gegründete bzw. zukünftig zu gründende geo-thermische Explorationsgesellschaften. Weitere mögliche Projektpartner können an den geologischen Untergrundinformationen interessierte Unternehmen oder staatliche Behörden sein, welche beispielsweise im Bereich der Endlagerung radioaktiver Abfälle (Nagra), der Erdöl- bzw. Erdgasförderung oder der CO₂-Sequestrierung tätig sind. Eine Beteiligung der Nagra erfolgt gegenwärtig beim Tiefengeothermie-Projekt Grob in Schlattingen, Thurgau, bei welchem der Kanton Thurgau eine Risikodeckung übernommen hat.

10.2 Abstimmung mit weiteren Nutzungen und Interessen

10.2.1 Siedlungsstrukturelle Voraussetzungen

Siedlungsstrukturelle Voraussetzungen spielen bei der Standortauswahl für ein Tiefengeothermie-Projekt eine bedeutende Rolle. Dies basiert darauf, dass die Wirtschaftlichkeit aber auch die Ökobilanz massgeblich davon abhängt, ob die nicht zur Stromproduktion genutzte Restwärme abgenommen und verbraucht werden kann. Wärmeabnehmer müssen hierfür jedoch in relativer Nähe zum tiefengeothermischen Kraftwerk lokalisiert sein. Aus diesem Grund werden bei der Standortsuche für eine Anlage im Besonderen urbane Gebiete und Regionen, in welchen einzelne Grossabnehmer (Wärme verbrauchende Industrie) vorhanden sind, betrachtet.

10.2.2 Nutzungskonflikte

Die Geothermie nutzt den Untergrund als Ressource. Dabei tangiert sie andere potenzielle Nutzungsansprüche (Abb. 10). Da für die Nutzung des Untergrundes keine einheitlichen Vorschriften bestehen und das Verfügungsrecht kaum geregelt ist, führt dies immer häufiger zu Nutzungskonflikten.

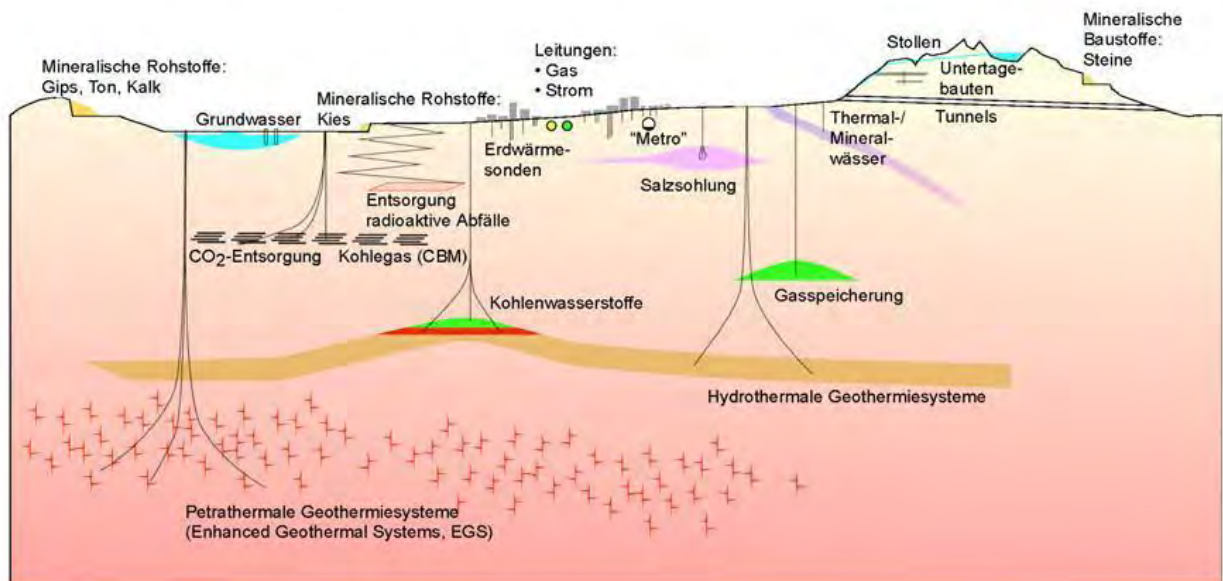


Abb. 10: Potentielle Nutzungskonflikte im Untergrund.
(Nicht massstäblich, Quelle: M. Häring, Geothermal Explorers Ltd.)

Der zunehmende Druck auf die Nutzung des Untergrundes führte erst in jüngster Zeit zu Bestrebungen, diese Lücken zu schliessen. Dies, indem auf eine umfassende Regelung hingearbeitet werden soll, welche alle derzeit eruierbaren Nutzungsansprüche berücksichtigt. Die Eidgenössische Geologische Fachkommission (EGK) hat im Zug der Legislaturplanung 2007 bis 2011 des Bundesrates Stellung genommen und die identifizierten Nutzungskonflikte dokumentiert (Rapport der EGK an den Bundesrat, 2. März 2009). Hinsichtlich gesetzlicher Regelung der tiefen Untergrundnutzung liegt bei den ersten Kantonen ein Gesetz vor (Aargau 2012, Luzern Eingabe ins Parlament 2012).

Bei der Standortevaluation einer tiefeingeothermischen Anlage muss der Aspekt des Nutzungskonflikts mitbetrachtet werden. Bei hydrothermalen Systemen können diese in zwei Fällen auftreten. Zum einen können Nutzungskonflikte zwischen hydrothermalen Anlagen untereinander und zum anderen zwischen hydrothermalen Anlagen und der Thermalwassergewinnung bestehen. Ein Nutzungskonflikt tritt in den Fällen ein, in denen der gleiche Aquifer genutzt wird oder die verschiedenen genutzten Aquiferhorizonte z. B. durch eine Störungszone direkt miteinander verbunden sind. Wird im Falle zweier oder mehrerer hydrothermalen Anlagen die Nutzung ein und desselben Aquifers angestrebt, ist der jeweils kritische Abstand einer gegenseitigen Anlagen-Beeinflussung abzuschätzen und als Minimalabstand zu berücksichtigen. Die Einhaltung des kritischen Minimalabstands ist zwischen petrothermalen Systemen ebenfalls zu berücksichtigen.

Bei der tiefeingeothermischen Untergrundnutzung können weitere Nutzungskonflikte auftreten. Diese sind z. B. die Sequestrierung von CO₂, die Erdgasspeicherung oder die Erdöl- und Erdgasförderung. Alle Anwendungen favorisieren wie die Tiefengeothermie Untergrundbereiche mit höchstmöglicher Durchlässigkeit. Ein besonders gravierender Nutzungskonflikt tritt ein, wenn eine Region für ein Endlager radioaktiver Abfälle genutzt werden soll. In diesen Gebieten ist aus Sicherheitsgründen jegliche anderweitige Nutzung des Untergrundes zu vermeiden.

Für die Projektbeteiligten aller potenziellen Nutzungen ist es wichtig, eine Priorisierung festzulegen und darauf basierend Gebiete im Untergrund für bestimmte Anwendungen zu «reservieren». Dies ist neben einer optimalen Nutzung des Untergrundes insofern von Bedeutung, als dass mit einer entsprechenden Regelung Rechtssicherheit für Investoren geschaffen wird.

10.3 Umweltaspekte

10.3.1 2000-Watt-Kompatibilität

Neue Infrastrukturanlagen insbesondere im Energiebereich und als solche auch Anlagen zur Gewinnung und Nutzung der Tiefengeothermie müssen mit der energiepolitischen Zielsetzung der 2000-Watt-Gesellschaft kompatibel sein. Die Energiebilanz bezogen auf die nicht erneuerbare Primärenergie ist über den ganzen Lebenszyklus (Erstellung, Betrieb, Ersatzinvestitionen, Rückbau) und mit einer weiten Systemgrenze (z.B. mit der notwendigen Wärmeverteilung) zu betrachten, analog zum SIA-Effizienzpfad Energie für Gebäude.

Zur Bestimmung der Grauen Energie tiefeingeothermischer Anlagen im engeren Sinn wird der Energiebedarf für den Bau (hauptsächlich Bohrenergie) und für den Betrieb (hauptsächlich Pumpen) mit der aus den geförderten Tiefenwässern gewonnenen Energie verglichen. Die graue Energie hängt nicht nur von der Fördertemperatur, sondern auch von der Fließrate des geförderten Wassers ab. Während sie bei einer Fließrate von 10 l/s bis zu rund 20 Prozent beträgt, sinkt sie mit steigender Fließrate rasch ab und weist ab einer Fließrate von 40 l/s und mehr Werte unter 5 Prozent auf.

10.3.2 Ökobilanz

Die Ökobilanz erfasst und bewertet alle Umwelteinwirkungen, welche von der Rohstoffgewinnung bis zur Entsorgung anfallen.

Die Ökobilanz der Tiefengeothermie entspricht im Falle reiner Stromerzeugung in etwa derjenigen der anderen erneuerbaren Energien. Bei gleichzeitiger Wärmenutzung verbessert sich die Ökobilanz deutlich.

10.3.3 Umwelteinwirkungen tiefengeothermischer Anlagen

Jede Art der Stromerzeugung ist mit mehr oder weniger grossen Umwelteinflüssen verbunden, auch die Tiefengeothermie. Umwelteinflüsse können grundsätzlich temporär oder dauerhaft auftreten und ihre Folgen reversibel oder irreversibel sein.

Fossile Energieträger sind mit teilweise gravierenden Umweltauswirkungen verbunden, wie z. B. Explosionen in Kohlegruben oder Unfälle im Bereich Erdölförderung (u.a. Tankerunfälle oder Explosionen von Bohrtürmen) und der Kernkraft. Im Vergleich hierzu sind die bei der Tiefengeothermie möglichen Umweltauswirkungen unbedeutend. Bei tiefengeothermischen Anlagen entfallen rund 90 Prozent der bilanzierten Umwelteinwirkungen auf die Phase der Reservoir-Erschliessung (Bohr- und Stimulationsphase). Diese können im Allgemeinen durch entsprechende Massnahmen vermieden bzw. deutlich reduziert werden.

Zu den Umwelteffekten zählt insbesondere die Lärm-Emission während der Bohrphase. Als Gegenmassnahme müssen für den ausgewählten Bohrplatz Lärm-Stufen berücksichtigt werden. Diese werden den lokalen Bedürfnissen entsprechend festgelegt (urbanes oder ländliches Gebiet). Eine Reduktion des Lärms kann, neben baulichen Massnahmen an der Lärmquelle selbst, durch Abschirmung des Bohrplatzes mit Lärmschutzwänden sowie durch eine direkte Stromversorgung der Bohranlage ab Netz erzielt werden.

Mögliche artesische Zuflüsse (Aufstieg unter Druck stehender Wässer) können durch angepasste Konditionierung der Spülung sowie durch weitere Sicherheitsmassnahmen beherrscht werden.

Die Verhinderung eines allfälligen Gasaustritts wird durch die Installation eines Blowout-Preventers gewährleistet.

Anfallende Abwässer werden durch eine Ringentwässerung mit eingebautem Ölabscheider in die Kanalisation geleitet.

Einem möglichen stofflichen oder thermischen Eintrag im Bereich des Bohrplatzes durch unsachgemässe Handhabung wird durch entsprechende technische Massnahmen entgegengewirkt, insbesondere durch Bodenabdichtungen.

Die visuelle Beeinträchtigung und der Flächenbedarf werden während der Bohrphase im Besonderen durch den Bohrturm bestimmt. Im Betrieb entspricht ein geothermisches Kraftwerk hinsichtlich dieser beiden Aspekte ungefähr einem konventionellen Gaskraftwerk.

Während der kurzzeitigen Stimulation eines petrothermalen Systems werden Mikroerschütterungen erzeugt, welche in der Regel nicht wahrgenommen werden können. Fühl- und hörbare Mikrobeben sind jedoch möglich. Durch die Erstellung erster petrothormaler Pilotanlagen können grundlegende Erkenntnisse gewonnen werden. Dies ermöglicht nicht nur eine Optimierung der Reservoirerschliessung, sondern zeigt auch auf, in welchen Gebieten welche Stimulationsmethoden geeignet sind. Es können beispielsweise die Regionen evaluiert werden, die auch bei intensiver hydraulischer Stimulation keine oder nur sehr schwache Mikrobeben zeigen. Weltweit jüngst durchgeführte Stimulationen erfolgten an einigen Standorten

ohne messbare relevante Seismizität, wie beispielsweise bei den norddeutschen Projekten GeneSys (Horstberg) oder Groß Schönebeck (Baisch, 2011).

Für den Bau einer tiefeothermischen Anlage mit einer thermischen Leistung über 5 MW ist eine Umweltverträglichkeitsprüfung erforderlich. Diese schliesst auch die Tiefenbohrungen mit ein. Massgebend sind die Gesetze des Umweltschutzes und des Gewässerschutzes.

11. FÖRDERMASSNAHMEN

11.1 Grundlagen – Gesetze und Verordnungen

Im Jahr 1990 wurde die Energiepolitik in der schweizerischen Verfassung verankert. Der Energieartikel legt fest, dass sich «Bund und Kantone im Rahmen ihrer Zuständigkeiten für eine ausreichende, breit gefächerte, sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung» einsetzen. Die gesetzlichen Grundlagen der Schweizer Energiepolitik liefern das Energie-, CO₂-, Kernenergie- und Stromversorgungsgesetz. Seit 1990 haben alle Kantone eigene Energiegesetze und energiepolitische Vorschriften. Seit 1. Januar 1999 wird mit dem Inkrafttreten des Energiegesetzes (EnG) vom 26. Juni 1998 und der Energieverordnung (EnV) vom 7. Dezember 1998 der Energieartikel umgesetzt.

Am 23. März 2003 wurde im Zuge der Revidierung des EnG festgeschrieben, die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2030 um mindestens 5'400 GWh zu erhöhen. Das Parlament ernannte hierfür ein Massnahmenpaket, dessen Hauptpfeiler die kostendeckende Einspeisevergütung für Strom aus erneuerbaren Energien ist. Die Bestimmungen über die kostendeckende Einspeisevergütung sind, wie die Risikoabsicherung geothermischer Anlagen, in der geänderten EnV geregelt und traten am 1. Januar 2009 in Kraft.

Am 25. Mai 2011 hat der Bundesrat entschieden, seine Energiepolitik neu auszurichten. Gemeinsam mit den zuständigen Departementen sowie in Arbeitsgruppen mit Kantonen, Gemeinden, Wirtschaft, Gewerkschaften, Wissenschaft und Umweltorganisationen hat das Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) daraufhin Vorschläge zu den Zielen, Instrumenten und Massnahmen der neuen Energiestrategie 2050 erarbeitet. Diese ist in Massnahmenpakete etappiert, deren Inhalte auch wesentliche Bereiche der Tiefengeothermie tangieren.

11.2 Fördermassnahmen des Bundes

Als Fördermassnahmen für Strom produzierende Anlagen stehen dem Bund die in der EnV geregelte kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) sowie die Risikoabsicherung für geothermische Kraftwerke zur Verfügung. Des Weiteren wird im EnG die Erhöhung des mit erneuerbaren Energien erzeugten Stroms gefordert. In diesem Zusammenhang stellt der Bund finanzielle Beiträge für Pilot- und Demonstrationsanlagen zur Verfügung.

11.2.1 Kostendeckende Einspeisevergütung (KEV)

Seit 2007 stehen jährlich rund 247 Mio. Franken zur Verfügung. Diese dienen dazu, die Differenz zwischen der Vergütung, welche zur Wirtschaftlichkeit der Anlagen notwendig ist, und

dem Marktpreis des Stroms auszugleichen. Die Dauer der Vergütung beträgt für die Tiefengeothermie 20 Jahre. Für Anlagen, welche ab dem Jahr 2018 in Betrieb gehen, senkt sich die Vergütung jährlich um 0.5 Prozent. Der Vergütungstarif bleibt für den gesamten Vergütungszeitraum konstant und richtet sich nach dem Jahr der Inbetriebnahme.

Aufgrund der grossen Nachfrage sind die Mittel nach der aktuell gültigen Regelung für die kommenden zwei bis drei Jahre allerdings ausgeschöpft. Neuanmeldungen von Stromproduktionsanlagen werden deshalb auf eine Warteliste gesetzt.

Finanziert wurde die KEV durch einen Zuschlag von 0.45 Rp. Pro verbrauchtes kWh, den alle Stromkonsumentinnen und –konsumenten entrichten müssen. Mit der Änderung des EnG vom 18. Juni 2010 hat das Parlament beschlossen, den Zuschlag auf 0.9 Rp./kWh zu erhöhen, um die Finanzmittel für die Auszahlung der KEV auf max. rund 500 Mio. Franken aufzustocken.

Die KVE-Vergütungssätze der verschiedenen Technologien werden aufgrund von Kostendaten realer Referenzobjekte berechnet, regelmässig überprüft und allenfalls an Änderungen der Anlagenwirtschaftlichkeit angepasst. Die Tiefengeothermie wird, da aufgrund von fehlenden Schweizer Anlagen noch keine Berechnung erfolgen konnte, zur Zeit nicht berücksichtigt.

Anforderungen

Folgende Anschlussbedingungen tiefengeothermischer Kraftwerke müssen für die Inanspruchnahme der KEV erfüllt sein:

- Geothermie-Anlagen dürfen keine fossilen Energieträger zur Energieproduktion gemeinsam mit geothermischer Energie in der gleichen Anlage nutzen.
- Geothermie-Anlagen müssen einen minimalen Gesamtnutzungsgrad gemäss Abb. 11 erfüllen:

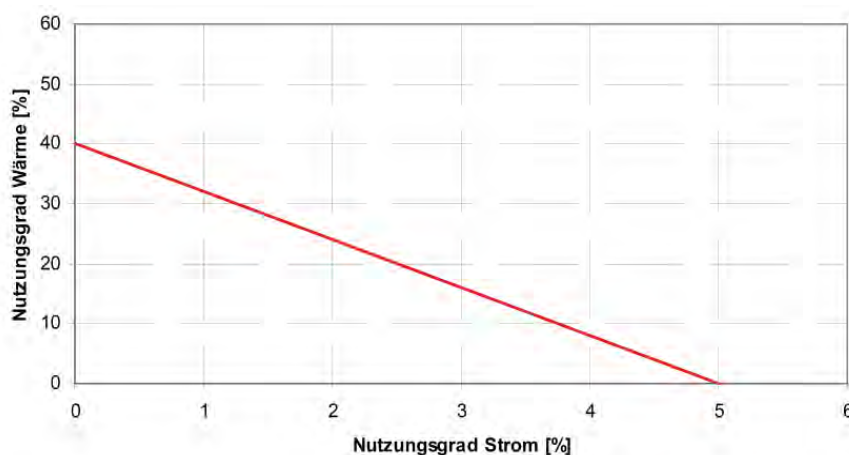


Abb. 11: Mindestanforderung an den Jahresnutzungsgrad.

Der Gesamtnutzungsgrad bezieht sich auf die jährliche Energie am Bohrloch mit:

- Nutzungsgrad Wärme = total genutzte Wärme/Energie am Bohrlochkopf.
- Nutzungsgrad Strom = total genutzte(r) Strom/Energie am Bohrlochkopf.

Wird der geforderte Gesamtnutzungsgrad im Normalbetrieb während einem Kalenderjahr um mehr als 20 Prozent oder während zwei aufeinander folgenden Kalenderjahren unterschrit-

ten, besteht kein Anspruch mehr auf die kostendeckende Vergütung, bis der minimale Gesamtenergienutzungsgrad während einem Kalenderjahr wieder erreicht wird.

Vergütungshöhe

Die Höhe der Vergütung richtet sich nach der elektrischen Nennleistung (P_{el}) der Anlage:

Leistungsklasse P_{el}	Vergütung in Rp./kWh
≤ 5 MW	40.0 Rp./kWh
≤ 10 MW	36.0 Rp./kWh
≤ 20 MW	28.0 Rp./kWh
> 20 MW	22.7 Rp./kWh

Tab. 4: Vergütung der tiefeingeothermischen Stromproduktion nach elektrischer Nennleistung P_{el} .

Für Anlagen mit Nennleistung > 5 MW wird die Vergütung anteilmässig über die Leistungsklassen berechnet.

Die Vergütung bezieht sich aktuell auf die Nettoproduktion der Elektrizität. Die Erfassung hat durch direkte Messung oder durch Berechnung zu erfolgen.

Die Art und Weise der Erfassung wurde im Rahmen der EnV-Revision 2011 überarbeitet.

Jährliche Absenkung und Vergütungsdauer

Die Vergütungssätze für Neuanlagen sinken ab 2018 um 0.5 Prozent pro Jahr.

Die Amortisations- und Vergütungsdauer beträgt 20 Jahre. Die Vergütungsdauer beginnt nach Inbetriebnahme der Anlage und endet am 31. Dezember nach Ablauf der Amortisationsdauer.

Anmelde- und Bescheidverfahren

Der genaue Ablauf des Anmelde- und Bescheidverfahrens bezüglich KEV ist in Kap. 3, Anhang 1.4 der EnV festgehalten. Abgewickelt wird es über die nationale Netzgesellschaft Swissgrid.

KEV-Massnahmen gemäss Energiestrategie 2050

Bezüglich der KEV ist angedacht, den Gesamtkostendeckel sowie die Teildeckel der einzelnen Technologien, mit Ausnahme der Photovoltaik, aufzuheben. Die Vergütungssätze sollen zukünftig u. a. schneller angepasst werden und so ausgestaltet sein, dass eine bedarfsgerechte Produktion honoriert wird. Dies, da eine z. B. von Tages- und Jahreszeiten unabhängige Stromproduktion zur Stabilisierung des Netzes und zur Sicherung der Stromversorgung beiträgt.

Technologiespezifisch wird für die Tiefengeothermie eine Sondervergütung für petrothermale Anlagen als Massnahme vorgeschlagen, um die Mehrkosten dieser Anlagen, welche vermutlich mittel- bis langfristig die Zukunftstechnologie der Tiefengeothermie darstellen, gegenüber hydrothermalen Systemen auszugleichen. Das BFE geht von Mehrkosten von ungefähr 5 bis 10 Rp./kWh infolge der zusätzlichen Reservoirerschliessung aus.

11.2.2 Risikoabsicherung

Mindestanforderungen

Die Risikoabsicherung für Geothermie-Anlagen wird in Anhang 1.6, Art. 17a und 17b der EnV geregelt. Folgende Mindestanforderungen müssen hierfür erfüllt werden:

- Geothermie-Anlagen müssen einen minimalen Gesamtnutzungsgrad nach Anhang 1.4 Ziff. 1.3 aufweisen (Kap. 11.2.1 & Abb. 11).
- Geothermie-Anlagen müssen im Jahresmittel einen Stromnutzungsgrad von mindestens 1.5 Prozent aufweisen. Der Stromnutzungsgrad bezieht sich auf die Energie am Bohrlochkopf.
- Geothermie-Anlagen dürfen keine fossilen Energieträger gemeinsam mit geothermischer Energie in der gleichen Anlage nutzen.

Absicherung der Kosten

Die Bürgschaft zur Risikoabsicherung von Geothermie-Anlagen deckt höchstens 50 Prozent der Bohr- und Testkosten eines Geothermie-Projekts. Berücksichtigt werden:

- Bohrplatzvorbereitung und Bohrplatzabbau.
- Bohrkosten inklusive Verrohrung und Zementation für alle geplanten Produktions-, Injektions- und Horchbohrungen.
- Bohrlochmessungen inklusive Instrumentierung.
- Pumpversuche.
- Reservoir-Stimulation.
- Zirkulationstests.
- Chemische Analysen.
- Geologische Begleitung.

Verfahren

Das Gesuchsverfahren für eine Risikoabsicherung einer Geothermie-Anlage wird ebenfalls in Anhang 1.6 der EnV geregelt.

Risiko-Massnahmen gemäss Energiestrategie 2050

Bei der Risikodeckung sind gegenwärtig nur die Kosten für Arbeiten rund um die Erschliessung des geothermischen Reservoirs anrechenbar. Kostenintensive Feldarbeiten in der Erkundungsphase sind in der Regel unverzichtbar für die erfolgreiche Planung und Erschliessung eines tiefeingeothermischen Projekts und sollen daher künftig ebenfalls von der Risikogarantie mitberücksichtigt werden. Die mit den Feldarbeiten gewonnenen Daten über den tiefen Untergrund müssten Swisstopo zur Archivierung und, in Absprache mit den Dateneigentümern nach einer gewissen Frist, der Öffentlichkeit bereitgestellt werden. Zusätzlich wird angedacht, zukünftig mehr als 50 % der anrechenbaren Gesamtkosten durch die Risikodeckung abzusichern.

Gegenwärtig stehen für die Risikodeckung insgesamt 150 Mio. CHF zur Verfügung. Dieser Fonds soll aufgestockt werden, um u. a. auch die Mehrkosten durch die Aufstockung und Ausdehnung der Risikogarantie finanzieren zu können.

11.2.3 Forschungsbeiträge

«Der Bund fördert die Grundlagenforschung, die angewandte Forschung und die forschungsnahe Entwicklung neuer Energietechnologien, insbesondere im Bereich der Nutzung erneuerbarer Energien.» (Art. 12, Kap. 4 des EnG).

Die für die Tiefengeothermie veranschlagten Forschungsmittel des Bundes sind vergleichsweise bescheiden. Die bereitgestellten Forschungsmittel sind in Anbetracht der Grösse des Potenzials der Geothermie und des erforderlichen Bedarfs zur Abklärung der technischen Nutzbarkeit dieser Energiequellen ungenügend.

Als Massnahme der Energiestrategie 2050 ist angedacht, dass die Zinserträge aus dem Kapital des geäufteten Fonds zur Deckung der Risikogarantie zukünftig Forschungs- und Entwicklungsprojekten zu Gute kommen sollen, welche die Fündigkeitswahrscheinlichkeit erhöhen und/oder die Kosten für die Reservoirerschliessung senken.

Aktionsplan „Koordinierte Energieforschung Schweiz“

Um die Umsetzung der neuen Energiepolitik zu unterstützen, will der Bundesrat Forschung und Innovation im Energiebereich mit zusätzlichen Mitteln fördern. Die zusätzlichen Fördermittel im Gesamtumfang von 202 Millionen Franken für die Periode 2013–2016 sollen dem Parlament im Herbst 2012 im Rahmen einer Sonderbotschaft zum «Aktionsplan Koordinierte Energieforschung Schweiz» beantragt werden. Die Schaffung eines vom Bund geförderten Kompetenzzentrums für tiefe Geothermie gehört zu den höchsten Prioritäten.

Petrothermale Anlagen weisen langfristig ein sehr grosses Potenzial auf und werden daher mit folgenden Forschungsschwerpunkten im «Aktionsplan Koordinierte Energieforschung Schweiz» des Eidgenössischen Departements des Inneren (EDI) berücksichtigt:

- Reservoir-Exploration: Geologische, geophysikalische und geochemische Methoden zur Reservoir-Erkundung; Bohrtechnologie, Reduktion der Bohrkosten, Reduktion der seismischen Risiken.
- Reservoir-Erzeugung: Ingenieur-technische Erhöhung der hydraulischen Durchlässigkeit des Reservoirs um Faktoren >10 bis 1'000, neue Stimulierungsverfahren.
- Reservoir-Überwachung: Methoden zur Modellierung des Reservoirs, Instrumentierung und Überwachung des Kraftwerkbetriebs.
- Effizientere Energieumwandlung: Zur Erreichung eines höheren elektrischen Wirkungsgrads.

Das Potenzial als Forschungsnische ist gemäss EDI gross und es ist neben der Projektförderung auch ein Kapazitätsaufbau wichtig. Der Bedarf an zusätzlicher Kapazität wird als hoch eingestuft und der Erfahrungsaustausch mit dem Ausland als sehr wichtig erachtet. Die industriellen Forschungsaktivitäten sind gegenwärtig nicht sehr ausgeprägt. Weil im Erfolgsfall das Potenzial der Tiefengeothermie für die Schweiz gross ist und neben der Wasserkraft die einzige nicht-fossile Technologie mit der Eignung zum Grundlast-Kraftwerk besitzt, sind hier in Zukunft Pilot- und Demonstrationsprojekte in Zusammenarbeit von Industrie und öffentlicher Hand besonders wichtig.

Für die Tiefengeothermie wird daher, neben der Grundlagenforschung, eine angewandte Forschung mit Demonstrationsanlagen und Pilotversuchen angestrebt. Zu diesem Zweck wird erwartet, dass dem BFE durch eine Erhöhung der BFE-Budgets zukünftig mehr Mittel

für Pilot- und Demonstrationsprojekte zur Verfügung stehen werden, um den Zielen der Energiestrategie 2050 gerecht werden zu können. Auch wenn Pilot- und Demonstrationsprojekte nicht integraler Bestandteil des «Aktionsplan Koordinierte Energieforschung Schweiz» sind, haben sie eine Scharnierfunktion zwischen Forschung und Entwicklung und der Bereitstellung von marktreifen Lösungen.

11.2.4 Anschubfinanzierung

Eine Anschubfinanzierung beispielsweise in Form rückzahlbarer Finanzhilfen durch den Bund, ist bis heute nicht geplant, wenn auch deren Bedeutung erkannt ist. Möglich wären grundsätzlich auch Barzuschussäquivalente oder Steuerzuschüsse für die Stromproduktion. Die GEOTHERMIE.CH hat mit Akteuren der Geothermie-Branche diesbezüglich einen Aktionsplan Tiefengeothermie Schweiz verfasst (vgl. Kap. 11.4).

11.2.5 Weitere Massnahmen in der Energiestrategie 2050

Geothermisches Informationssystem auf Bundesebene

Gute Kenntnisse über den tiefen Untergrund sind elementare Voraussetzung, um tiefengeothermische Anlagen planen zu können und das Fündigkeitsrisiko zu reduzieren. Bestehende und zukünftige Daten über den tiefen Untergrund sollen daher von Swisstopo in einem Gesamtschweizer Datenmanagementsystem zusammengeführt, bedarfsorientiert aufbereitet und öffentlich zugänglich gemacht werden.

Pilot- und Demonstrationsanlagen

Für die Tiefengeothermie wird neben der Grundlagenforschung eine angewandte Forschung mit Demonstrationsanlagen und Pilotversuchen angestrebt. Zu diesem Zweck wird erwartet, dass dem BFE durch eine Erhöhung der BFE-Budgets zukünftig mehr Mittel für Pilot- und Demonstrationsprojekte zur Verfügung stehen werden, um den Zielen der Energiestrategie 2050 gerecht werden zu können. Auch wenn Pilot- und Demonstrationsprojekte nicht integraler Bestandteil des «Aktionsplan Koordinierte Energieforschung Schweiz» sind, haben sie eine Scharnierfunktion zwischen Forschung und Entwicklung und der Bereitstellung von marktreifen Lösungen.

Kommunikationsoffensive und Stärkung von GEOTHERMIE.CH

Die Tiefengeothermie ist der Gesamtschweizer Bevölkerung, aber auch bei Politikern und Behörden noch zu wenig bekannt. Die Realisierung von Projekten bedarf jedoch einer breiten Akzeptanz bzw. des notwendigen Know-hows der zuständigen Behörden. Daher soll der Dachverband GEOTHERMIE.CH mit zusätzlichen Mitteln für eine intensive Kommunikationsoffensive ausgestattet werden.

Klare Regelungen und Normen

Soll sich die Tiefengeothermie in der Schweiz etablieren, bedarf es klarer Regeln und Normen für den Rechtsschutz und die Investitionssicherheit sowie für die Bewilligung und die Aufsicht von Tiefengeothermieprojekten. Hier sollte der Bund gemeinsam mit den Kantonen eine freiwillige oder verbindliche Vereinheitlichung der relevanten kantonalen Gesetzes- und Regelwerke sowie der Vorschriften erarbeiten.

Einheitliche und beschleunigte Bewilligungsverfahren

Der Bund sieht sich mit den Kantonen in der gemeinsamen Verantwortung, geeignete verfahrenstechnische Rahmenbedingungen für die Entwicklung der Tiefengeothermie zu schaffen. Kantone sollen Verfahren vereinfachen, konzentrieren und vereinheitlichen. Der Bewilligungsprozess soll beschleunigt werden. Die Eidgenössische Natur- und Heimatschutzkommission soll Fristen für die Begutachtung einhalten. Die Einführung von so genannten «Guichets uniques» (als einheitliche Bewilligungsstellen) auf Bundes- und Kantonebene soll geprüft werden.

Gebietssauscheidung für Anlagen zur Stromproduktion mit erneuerbaren Energien

Auch bei dieser Massnahme müsste die Verantwortung gemeinsam vom Bund und den Kantonen getragen werden. Bei der Raumplanung sollen geeignete Standorte für die Nutzung von erneuerbaren Energien ausgeschieden und bezeichnet werden. Der Bund übernimmt dabei eine koordinative Rolle. Auf Bundesebene soll die Nutzung von erneuerbaren Energien als wichtiges nationales Interesse gesetzlich festgeschrieben werden.

11.2.6 Fahrplan Energiestrategie 2050

Der Bund hat das grosse Potential der Tiefengeothermie erkannt und will dies entsprechend berücksichtigen. Gemäss dem politischen Fahrplan treten die Tiefengeothermie relevanten Massnahmen zeitnah, 2013 bzw. frühestens 2015, in Kraft:

1. Freiwillige Massnahmen, welche keiner Gesetzes- bzw. Verordnungsänderung bedürfen, sind zeitnah realisierbar: insbesondere Stärkung von GEOTHERMIE.CH, Kommunikationsoffensive, klare Regelungen und Normen, einheitliche und beschleunigte Bewilligungsverfahren. Dem BFE wurden die dafür notwendigen Aufstockungen der finanziellen und personellen Mittel in Aussicht gestellt.
2. Massnahmen, welche in der Energieverordnung (EnV) geregelt sind, sollten Mitte 2013 in Kraft treten: insbesondere Aufstockung der KEV, Ausdehnung der anrechenbaren Kosten bei der Risikodeckung (z. B. auf seismische Erkundungen).
3. Massnahmen, welche einer Änderung des Energiegesetzes (EnG) bedürfen, greifen ab dem Jahr 2015: Aufhebung der KEV-Deckelung, Aufstockung der Risikodeckung.

Der Fahrplan bezüglich der Sonderbotschaft «Aktionsplan koordinierte Energieforschung» des EDI verläuft unabhängig vom ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050.

11.3 Ausblick

Seit Oktober 2011 haben sich die Perspektiven für die Tiefengeothermie deutlich verbessert. Da das grosse zukünftige Potenzial der Tiefengeothermie grundsätzlich erkannt worden ist, ist davon auszugehen, dass zumindest ein Teil der angedachten Massnahmen realisiert wird. Hierzu gehören auch die von GEOTHERMIE.CH in der Vernehmlassung zur EnV-Revision gebrachten Vorschläge, einen Technologiebonus für petrothermale Systeme einzuführen und die Zinsen des Risikofonds für die Forschung bereitzustellen. Des Weiteren ist die Aufhebung der KEV-Deckelung im Massnahmenpaket Energiestrategie 2050 enthalten.

Noch nicht absehbar ist, ob sich bei den Anforderungen für die KEV bzw. die Risikogarantie, der Höhe der Grundvergütung, der Vergütungsdauer und/oder der Degression der Vergü-

tungssätze Änderungen ergeben. Die Vergütungsdauer der verschiedenen erneuerbaren Energien soll mit der Energiestrategie 2050 tendenziell auf 15 bis 20 Jahre verkürzt werden. Bei der Tiefengeothermie wird diese jedoch aller Voraussicht nach bei 20 Jahren belassen.

11.4 Perspektiven – Aktionsplan «Tiefengeothermie Schweiz»

Trotz stetiger Effizienzverbesserungen zeigen sämtliche Zukunftsszenarien einen kontinuierlichen Anstieg des Stromverbrauchs. Bei einem Ausstieg aus der Kernenergie wird die Dringlichkeit, neue zukunftsfähige Energieressourcen zu erschliessen, verdeutlicht. In diesem Zusammenhang stellt sich die Frage nach umweltfreundlichen und nachhaltigen Energiequellen, welche eine versorgungssichere und preisgünstige Stromversorgung gewährleisten. Die Tiefengeothermie erfüllt diese Anforderungen und verfügt über das Potenzial, einen substantiellen Beitrag für die Energieversorgung der Zukunft zu ermöglichen (vgl. Kap. 6.1).

Mit dem Aktionsplan «Tiefengeothermie Schweiz» soll der Weg hin zu einer zukunftsfähigen Energiewirtschaft geebnet werden. Der Aktionsplan «Tiefengeothermie Schweiz» wurde von folgenden Vertretern der Tiefengeothermie-Branche gemeinsam mit der GEOTHERMIE.CH ins Leben gerufen: Axpo, AGEPP, BKW, EKZ, Geo-Energie Suisse, sol-E Suisse, St.Galler Stadtwerke und SGnet.

Ausgangssituation

Die für die Tiefengeothermie notwendigen Technologien können in ihren Grundzügen aus dem Bereich der Erdöl- und Erdgas-Industrie übernommen werden. Es bedarf jedoch einer Anpassung bestehender sowie die Entwicklung neuartiger Technologien, um die im Gestein gespeicherte Wärme effizient nutzen zu können. Konkrete und technisch ausgereifte tiefengeothermische Anlagen sind ausserhalb der Schweiz bereits erfolgreich im Betrieb. Hierzulande werden zahlreiche Projekte in verschiedensten Projektstadien vorangetrieben. Die Projekte «Geothermie St. Gallen» und «AGEPP, Lavey-les-Bains» stehen z. B. in Realisierung. Um einen schnellstmöglichen Entwicklungsschub der Tiefengeothermie zu erreichen und damit insbesondere die Wirtschaftlichkeit gegenwärtiger Technologien zu steigern, sind reale Projekte notwendig. Dies bedarf einer entsprechenden Anschubfinanzierung, welche in der Startphase durch den Bund und die Kantone sowie durch Energieversorgungsunternehmen und Investoren bereitgestellt werden muss. Die ersten Tiefengeothermie-Anlagen werden nicht nur umweltfreundliche Bandenergie liefern, sondern gleichzeitig die Optimierung der Verfahrenstechnologie ermöglichen und wertvolle geologische Informationen über den Schweizer Untergrund liefern. Durch die Förderung der Tiefengeothermie sichert sich die Schweiz gleichzeitig einen Know-how-Vorteil hinsichtlich neuer, innovativer Technologien, welche zu einem späteren Zeitpunkt gewinnbringend exportiert werden können. Hierfür ist es neben einer Anschubfinanzierung notwendig, die Rahmenbedingungen im Besonderen hinsichtlich Risikodeckung und Bewilligungsverfahren zu verbessern.

Aktionsplan «Tiefengeothermie Schweiz»

Ein auf erneuerbaren Energien basierender Energiemix benötigt als Fundament eine breitbandfähige Energiequelle, um die bedarfsorientierte Stromversorgung der Schweizer Bevölkerung auch in Zukunft zu gewährleisten. Die Tiefengeothermie ist die einzige Technologie, welche nicht nur umweltfreundlich, nachhaltig und nahezu überall anwendbar ist, sondern darüber hinaus eine den konventionellen Energieerzeugern entsprechende Zuverlässigkeit

hinsichtlich Deckung des Strombedarfs aufweist (vgl. Kap. 8). Einer raschen Umgestaltung des Energiesektors hin zu einer solchen umweltfreundlichen und nachhaltigen Stromproduktion dient der Aktionsplan «Tiefengeothermie Schweiz»:

- In einer **ersten Phase**, welche von 2013 bis 2018 reicht, soll durch die Förderung der breitbandfähigen tiefengeothermischen Stromproduktion die Basis für den von den Schweizer und Schweizerinnen gewünschten Energiewende geschaffen werden. Dafür müssen zunächst 10 «typische», für die Tiefengeothermie geeignete Standorte erkundet werden. Diese werden mithilfe von detaillierten Untersuchungen (u. a. Seismikkampagnen) evaluiert. Dort sollen 15 Explorationsbohrungen inklusive Pilotversuchen durchgeführt werden. Für die Gewinnung der für die folgenden Phasen notwendigen Datenbasis durch Seismik und Pilotbohrungen werden rund 500 Mio. Franken benötigt.
- In einer **zweiten Phase**, welche von 2016 bis 2020 dauert, wird der Bau von 5 Pilotkraftwerken an den Standorten angestrebt, welche in Phase eins als am besten geeignet ausgewiesen wurden. Bei einer elektrischen Leistung von jeweils mindestens 5 MW können mit diesen Anlagen jährlich mindestens 200 GWh Strom erzeugt werden. Die Investitionen für den Bau der Pilotanlagen und die Optimierung der Anlagentechnik belaufen sich auf etwa 200 Mio. Franken.
- Im Verlauf der **dritten** und **vierten Phase**, welche sich von 2020 bis 2035/50 erstrecken, sollte die Technologieentwicklung soweit fortgeschritten sein, dass mehrere grosse Geothermie-Kraftwerke ausgebaut werden können. Parallel hierzu werden durch anhaltende Explorationsarbeiten weitere Regionen hinsichtlich ihrer wirtschaftlichen Eignung für die tiefengeothermische Stromproduktion evaluiert. Damit rückt das im Energiegesetz verankerte Ziel in greifbare Nähe.

Fazit

Um die Vision einer zukunftsfähigen Energieversorgung realisieren zu können, müssen Innovationen gefördert werden. Hinsichtlich Tiefengeothermie bedeutet dies eine entsprechende Anschubfinanzierung in der Startphase, welche die spätere wirtschaftliche Nutzung ermöglicht. Finanzielle Beiträge des Bundes und der Kantone ermöglichen Elektrizitätsversorgungsunternehmen und weiteren Projektbeteiligten die Aufbringung der notwendigen Investitionen in den ersten beiden Phasen. Zusätzlich ist eine zentrale Koordination notwendig, um die Entwicklung der Tiefengeothermie möglichst effizient vorantreiben zu können.

Je schneller die Massnahmen für eine wirtschaftliche Anwendung der Tiefengeothermie umgesetzt werden, desto eher gelingt der Aufbruch in eine zukunftsfähige Energiepolitik.

12. REFERENZEN

- Axpo, 2007: Strom für heute und morgen. Axpo-Studie «Stromperspektiven 2020». Axpo Holding AG, Baden.
- Baisch, S., 2011: Mikroseismische Überwachung und Seismizität in unterschiedlichen Gesteinsabfolgen. 7. Internationale Geothermiekonferenz Freiburg i. Br., Deutschland, 10.–12. Mai 2011.
- Bundesamt für Energie (BFE), 2010: Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2009.
- Bundesamt für Energie (BFE), 2010: Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2009.
- Bundesamt für Energie (BFE), 2011: Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2010.
- Der Bundesrat, 2011: Energieperspektiven 2050 – Faktenblatt vom 25. Mai 2011.
- Der Bundesrat, 2012: Faktenblatt 1 – Erste Massnahmen Energiestrategie 2050 vom 18. April 2012.
- Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) und Bundesamt für Energie (BFE) Abteilung Energiewirtschaft, 2007a: Die Energieperspektiven 2035 – Band 1 – Synthese.
- Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) und Bundesamt für Energie (BFE) Abteilung Energiewirtschaft, 2007b: Die Energieperspektiven 2035 – Band 2 – Szenarien I bis IV.
- Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) und Bundesamt für Energie (BFE) Abteilung Energiewirtschaft, Sektion Analysen und Perspektiven, 2011: Grundlagen für die Energiestrategie des Bundesrates, Frühjahr 2011 – Aktualisierung der Energieperspektiven 2035 (energiewirtschaftliche Modelle). Zusammenfassung – Bericht vom Mai 2011.
- Eidgenössische Technische Hochschule Zürich (ETHZ), November 2011: Energiezukunft Schweiz
- Gajewski, W., Lezuo, A., Nürnberg, R., Rukes, B. & Vesper, H., 1989: Der Kalina-Prozess. VGB Kraftwerkstechnik, 96, 5: 477-483.
- Geowatt AG, 2010: Statistik der geothermischen Nutzung in der Schweiz. Ausgabe 2009.
- Häring, M., 2007: Geothermische Stromproduktion aus Enhanced Geothermal Systems (EGS) – Stand der Technik.
- Huenges, E., Zimmermann, G., Reinike, A., Blöcher, G., Holl, H.G., Legarth, B., Saadat, A., Möck, I., Winter, H., Brandt, W., Köhler, S., Spalek, A., Poser, M., Schrötter, J. & Becker, R., 2004/2005: Technologieentwicklung im In-Situ-Geothermielabor Groß Schönebeck. Zweijahresbericht 2004/2005. GeoForschungsZentrum Potsdam.
- Huenges, E. & Winter, H. (Herausgeber), 2004: Experimente zur Produktivitätssteigerung in der Geothermie-Forschungsbohrung Groß Schönebeck 3/90. Scientific Technical Report STR04/16, GeoForschungsZentrum (GFZ).
- Marillier, F., Eichenberger, U. & Sommaruga, A., 2007: Seismic synthesis of the Swiss Molasse Basin – Report for 2007. Swiss geophysical commission.
- Paul Scherrer Institut (PSI), 2005: Neue erneuerbare Energien und neue Nuklearanlagen: Potenziale und Kosten. PSI-Bericht Nr. 05-04.
- Rutschmann, F., 2011: Energiestrategie des Bundesrates. Roundtable Tiefengeothermie. 20. September 2011, Bern, Schweiz.
- Szablinski, D., 2007: Vergleich binärer Kraftwerke. First European Geothermal Review – Geothermal Energy for Power Production. 29.–31. Oktober 2007, Mainz, Deutschland.

TEIL 2 GEOTHERMISCHE NUTZUNG IM KANTON LUZERN

A OBERFLÄCHENNAHE ERDWÄRMENUTZUNG

1. ERDWÄRMESONDEN

Es stehen verschiedene Technologien zur Verfügung, um das geothermische Potenzial zu nutzen. Das in der Schweiz am weitesten verbreitete System ist die Erdwärmesonde.

1.1 Einleitung

Erdwärmesonden (EWS) sind geschlossene Wärmetauscher, eingebaut in meist vertikalen Bohrungen von rund 100 bis maximal 400 Meter Tiefe. In der abgeteufte Bohrung wird üblicherweise ein druckbeständiges Doppel-U-Rohr aus Polyethylen bis zum Grund eingebracht. Der verbleibende Hohlraum wird mit einer Mischung aus Bentonit und Zement verfüllt, um einen guten thermischen Kontakt zwischen U-Rohr und dem Untergrund sicher zu stellen. Damit bildet die EWS ein geschlossener Kreislauf, in dem Wasser mit einem Anteil Frostschutzmittel zirkuliert.

Die zirkulierende Flüssigkeit nimmt die Erdwärme auf und versorgt mit dieser geothermischen Energie eine Wärmepumpe (WP). Mit der WP wird das Temperaturniveau auf etwa 35 bis 45 °C gehoben. Der Anteil der dazu benötigten elektrischen Energie liegt bei 25 bis 30 Prozent der Gesamtenergieabgabe der WP. Mit diesem System kann während der gesamten Heizperiode die Versorgung eines Gebäudes sichergestellt werden. Zusätzlich ist auch die Versorgung mit Warmwasser von bis zu 60 °C möglich.

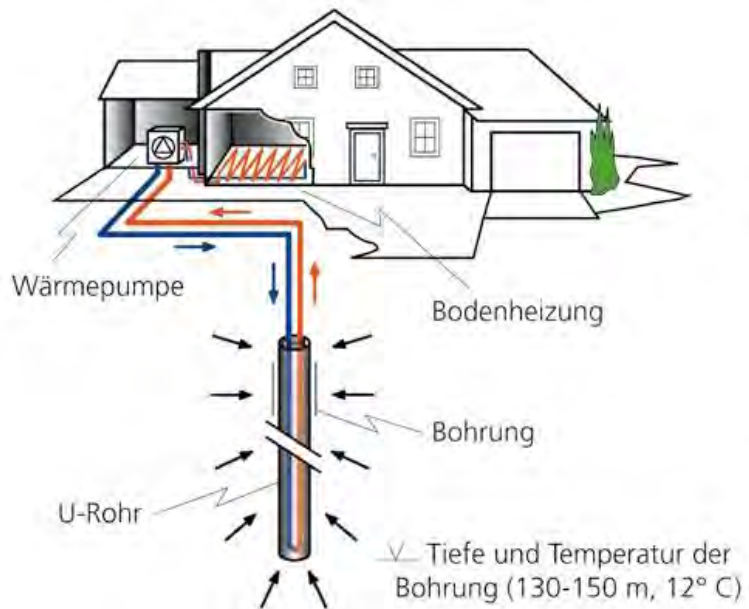


Abb. 12: EWS bei einem typischen Einfamilienhaus. (GEOTHERMIE.CH, 2007)

Auch zum Kühlen im Sommer kann eine Erdwärmesonde eingesetzt werden, falls eine Tiefe von etwa 200 Meter nicht überschritten wird. Dabei ist die WP nicht in Betrieb, sondern nur die Zirkulationspumpe sorgt dafür, dass die Wärmeträgerflüssigkeit in den Rohren zirkuliert und die während des Winters im Boden erzeugte Kälte zur Gebäudeklimatisierung genutzt werden kann. Die aus dem Gebäude abgeführte Wärme trägt dann zur thermischen Wiederaufladung des Untergrundes bei.

Für ein Einfamilienhaus nach dem Stand der Technik beträgt die typische Bohrtiefe einer EWS rund 140 Meter. Damit lässt sich eine Heizleistung von ungefähr 10 kW gewinnen, was für das Beheizen des Gebäude sowie auch der Warmwasseraufbereitung genügt.

1.2 Grundlagen

1.2.1 Zulässigkeit und Bewilligung von Bohrungen

Das Erstellen und der Betrieb einer WP mittels EWS bedürfen einer gewässerschutzrechtlichen Bewilligung des Kantons. Die Erdwärmenutzungskarte gibt darüber Auskunft, in welchen Gebieten EWS grundsätzlich erstellt werden können, wo besondere Vorkehrungen zu treffen sind und wo Anlagen nicht zulässig sind.

(<http://www.geo.lu.ch/map/erdwaermenutzung>)

Aus Gründen des Grundwasserschutzes gibt es Gebiete, in denen Bohrungen für EWS untersagt sind. Dies sind insbesondere Gebiete, in denen Grundwasser als Trinkwasser genutzt wird, und solche, die für diese Nutzung geeignet sind. Erdwärmesonden können Wegsamkeiten von der Oberfläche in den Untergrund, aber auch den Weg in die umgekehrte Richtung vom Untergrund in die Aquifere öffnen und unerwünschte Verbindungen zwischen Grundwasserstockwerken mit unterschiedlichen Eigenschaften bewirken. Zudem besteht bei der Erstellung von EWS eine Gefährdung des Grundwassers durch den Bohrvorgang und während der Verfüllung.

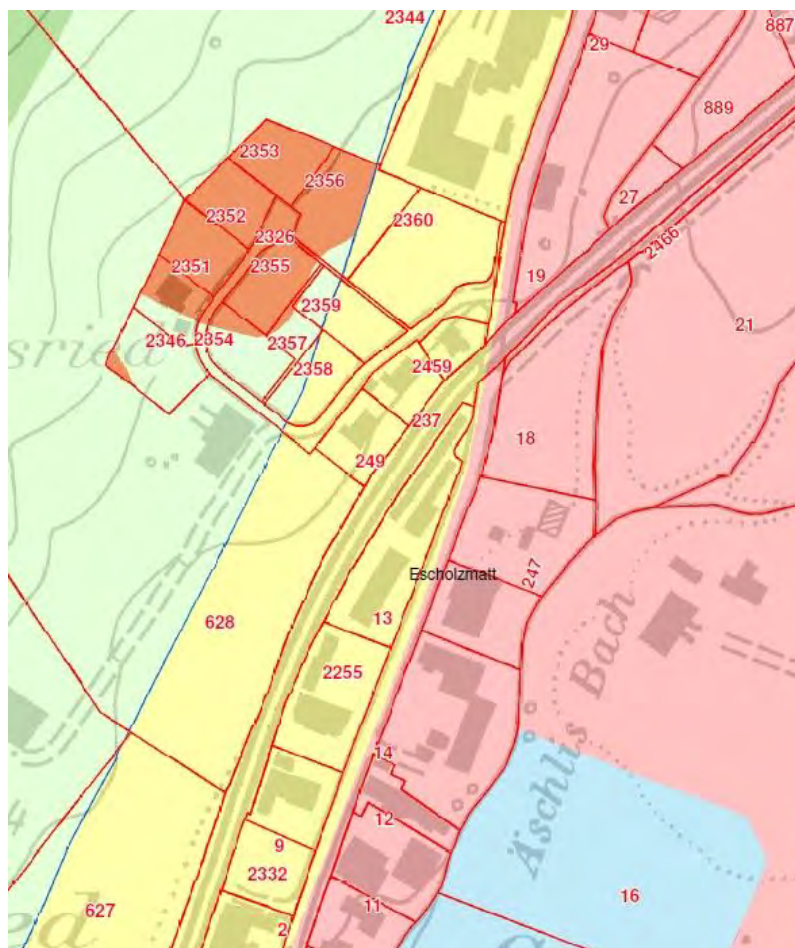


Abb. 13: Ausschnitt aus der Erdwärmenutzungskarte des Kanton Luzern.

Als Grundlage für die Erstellung der Erdwärmenutzungskarte (vgl. Abb. 13) dient die Gewässerschutzkarte mit ihren geologischen und hydrogeologischen Informationen, den kartographischen Darstellungen von Grundwasserfassungen, besonders gefährdeten Bereichen

sowie Grundwasserschutzzonen und –areale. Für jedes Gebiet des Kanton Luzern ist auf der Karte die Zulässigkeit von EWS ausgewiesen.

EWS sind **zulässig** in Gebieten, die sich für die Trinkwassernutzung wenig oder nicht eignen und in denen eine Gewässergefährdung mit grosser Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden kann (vgl. Abb. 13, grüner Bereich).

Bedingt zulässig sind EWS in Gebieten, in denen eine Gewässergefährdung mit Hilfe spezifischer Auflagen mit grosser Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden kann (vgl. Abb. 13, gelber Bereich).

Die **Zulässigkeit** ist in Rutschgebieten (vgl. Abb. 13, orange Bereich) und bei belasteten Standorten **abzuklären**. Durch Rutschungen können EWS zerstört werden, wodurch ein Risiko durch auslaufende Wärmeträgerflüssigkeit besteht. Auch besteht die Gefahr, dass im Untergrund verschiedene Wasserhorizonte miteinander verbunden werden und dadurch eine Rutschung ausgelöst wird.

Nicht zulässig sind EWS in Grundwasserschutzzonen und –areale (vgl. Abb. 13, blauer Bereich) sowie in Gebieten mit genutzten Grundwasservorkommen (vgl. Abb. 13, rosa Bereich) zum Schutz des Trinkwassers. Auch in Gebieten mit Grundwasserstockwerken, unterirdischen Bauten oder mit geogenen Problemen (z. B. Felsklüfte) sind EWS nicht zugelassen.

1.2.2 Auslegung der EWS

„Die Leistung einer EWS hängt von zahlreichen Faktoren ab. Zu den standortunabhängigen Faktoren gehören die thermischen Eigenschaften der Hinterfüllung und des Wärmetauscherfluids, die gewählte Zirkulationsrate [m^3/s], die Auslegungstemperatur (mittlere EWS Temperatur in den Rohren) sowie die Sondenlänge. Hinzu kommen standortabhängige Faktoren, wie z. B. die mittlere Boden-Oberflächentemperatur (Höhenlage), der mittlere geothermische Gradient [K/m] und insbesondere die mittlere Wärmeleitfähigkeit des Gesteins. Alle diese Faktoren müssen bei einer Auslegung für ein Gebäude mit vorgegebenem Energiebedarf berücksichtigt werden und sind massgebend für die benötigte Sondenlänge. Die Planung und Dimensionierung von Erdwärmesonden wird durch die SIA-Norm 384/6: Erdwärmesonden verbindlich geregelt.

Wenn die Bodenbeschaffenheit nur wenig bekannt ist, ist es ratsam, einen Geologen beizuziehen. In Zusammenarbeit mit dem Heizungsinstallateur kann dieser die nötige Tiefe und Anzahl der EWS in Abhängigkeit des Wärmebedarfs festlegen.

1.3 Im Kanton Luzern

Seit Anfang der 80er Jahre wurden im Kanton Luzern rund 5'000 gewässerschutzrechtliche Bewilligungen für Wärmepumpenanlagen mit Erdwärmesonden erteilt (Stand August 2011). Waren es zu Beginn nur wenige Bewilligungen pro Jahr, so ist in den letzten Jahren ein enormer Anstieg zu verzeichnen (vgl. Abb. 14).

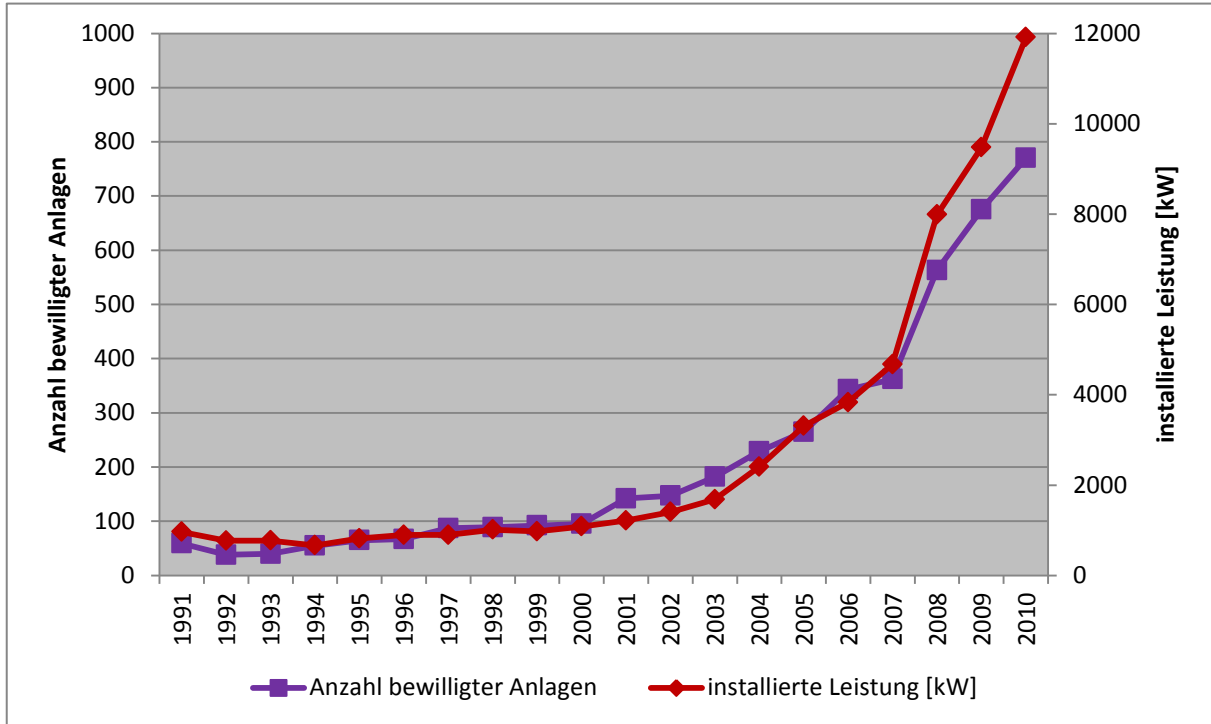


Abb. 14: Anzahl gewässerschutzrechtlich bewilligter Wärmepumpenanlagen mit Erdwärmesonden und installierte Wärmeentzugsleistung pro Jahr von 1991 bis 2010.

So wurden im Jahr 2011 770 Anlagen mit einer Wärmeentzugsleistung von knapp 12 MW bewilligt. Gründe für die vermehrte Installation von Wärmepumpen mit Erdwärmesonden sind der gestiegene Preis für Elektrizität und Erdöl sowie die gesteigerte Effizienz von Wärmepumpen.

Geht man von einer durchschnittlichen Betriebsdauer von 2'000 Stunden pro Jahr und Wärmepumpe aus, so wird mittels den EWS im Kanton Luzern gut 151 GWh Heizenergie pro Jahr gewonnen. Dies entspricht 15'132 m³ Heizöl (rund 12'710 Tonnen), welches zum Heizen von 3'783 Altbau-Einfamilienhäuser ausreicht. Betreffend den CO₂-Emission lassen sich gut 40'000 Tonnen einsparen, dies entspricht dem Ausstoss eines Autos, welches rund 6'200 mal um die Erde fährt.

Die folgende Darstellung (Abb. 15) zeigt den Kanton Luzern mit seinem Grundwasser. Die Gemeinden sind anhand der bewilligten Bohrmeter pro Einwohner eingefärbt. Auffällig wenige Erdwärmesonden sind im Luzerner Hinterland installiert.

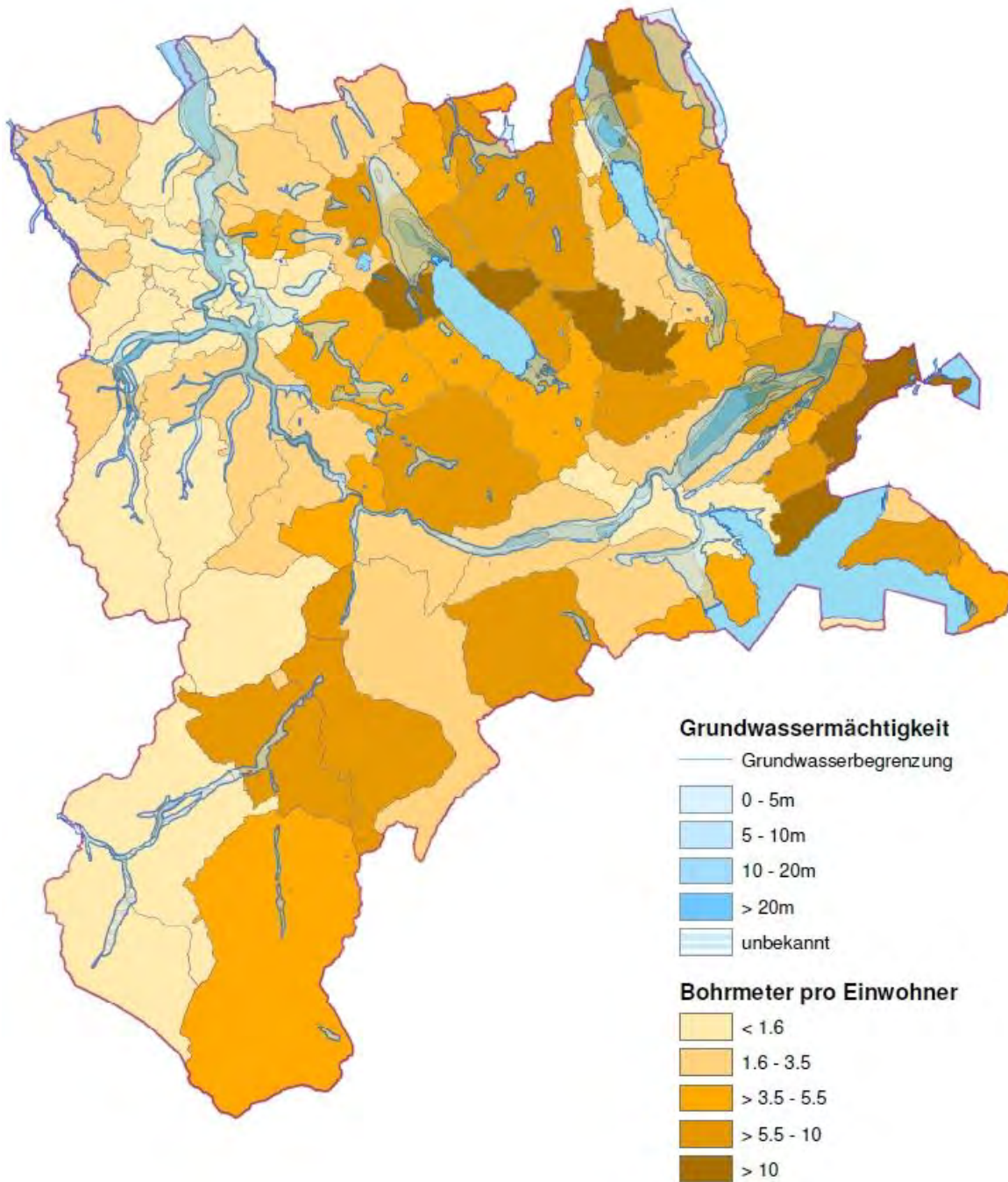


Abb. 15: Anzahl Bohrmeter pro Gemeinde und Einwohner im Kanton Luzern. (Stand Ende 2010)

2. WEITERE NUTZUNGEN

2.1 Energiekörbe

„Der Energiekorb findet dort seinen Einsatz, wo keine Bewilligung für eine Erdwärmesondenbohrung erteilt wird. Dabei werden Körbe, die mit PE-Rohren belegt sind, in eine Tiefe von ca. 2 bis 4 m eingebaut. Der Abstand der Körbe beträgt rund 4 m und jeder Korb beansprucht eine Fläche von ca. 10 m². Durch den geringen Platzbedarf und die Wärmeleistung von 1kW pro Korb (entspricht ca. 20 m Sondenlänge) eignen sich diese Körbe vor allem für Einfamilienhäuser mit niedrigem Heizenergiebedarf. Die Verlegung ist einfach und rasch und kann praktisch durch jeden Bauunternehmer ausgeführt werden, sofern der Grund die Grabarbeiten zulässt.“ (sia 2008, p.17)

2.2 Energiepfähle

„Bei Gebäuden mit Pfahlfundation kann die Pfählung direkt als so genannter Energiepfahl genutzt werden. Das Verlegen von Energiesonden in den Pfahlfundamenten ist eine relativ günstige Lösung, da keine speziellen Bohrungen ausgeführt werden müssen. Bei Ortbetonpfählen werden Rohrregister aus PE vor dem Einbau in die Armierungskörbe eingelegt. In Rammpfählen werden die Rohre im Herstellerwerk eingegossen. Bei Rammpfählen, die im Schleuderverfahren hergestellt wurden, kann nach dem Rammen ein Rohrregister in den Hohlraum eingebracht werden. Da die Pfähle primär als Fundation dienen, ist der Wärmebezug im Winter limitiert.“ (sia 2008, p.17)

2.3 Thermische Grundwassernutzung

Oberflächennahes Grundwasser kann zum Heizen und Kühlen verwendet werden. Die Temperatur von Grundwasservorkommen ist jahreszeitlich nahezu konstant (üblicherweise um 10 °C). Daher stellen diese bedeutende Energie-Reservoirs dar. Ein Wärmeentzug aus Grundwasserleitern wird häufig durch kleine Dublettensysteme vorgenommen und erfordert eine Wasser/Wasser-Wärmepumpe.

Bei unsachgemäßem Bau und Betrieb der Anlagen entstehen jedoch Risiken für die Qualität des Grundwassers. Der Schutz des Trinkwassers hat gegenüber einer Wärmenutzung Vorrang. Die Temperatur des Grundwassers darf durch Wärmeeintrag oder -entzug gegenüber dem natürlichen Zustand um maximal 3 °C verändert werden und bereits bestehende Anlagen dürfen durch Temperaturveränderungen nicht konkurrenziert werden. Grundwasser-Wärmepumpen sind technisch nur realisierbar, wenn Grundwasser in ausreichender Menge vorhanden ist. Es sind dies insbesondere Gebiete mit genutztem und bedingt nutzbarem Grundwasservorkommen mit einer Grundwassermächtigkeit von mehr als fünf Metern. Die Machbarkeit muss durch ein hydrogeologisches Gutachten bestätigt werden. Als erste Planungshilfe für die Realisierung einer Thermischen Grundwassernutzung kann die Gewässerschutzkarte des Kantons Luzern beigezogen werden.

(<http://www.geo.lu.ch/map/gewaesserschutz/>)

2.4 Wärmenutzung aus Oberflächengewässer

Wasserentnahmen aus grösseren Seen und Fließgewässer sind möglich. Oberflächengewässer eignen sich aber nur bedingt für die Wärmenutzung, da sie im Winter stark abkühlen. Bei der Klimatisierung besteht zudem das Problem, dass die Gewässer durch die Wasser-rückgabe aufgewärmt werden, was unerwünscht ist.

3. ALTERNATIV: DIE LUFT-WASSER WÄRMEPUMPE

Alternativ zur Nutzung der geothermischen Energie kann eine Luft-Wasser-Wärmepumpe (L/W-WP) eingesetzt werden. Sie gewinnt die Wärme, die in der Aussenluft vorhanden ist, und nutzt diese zum Heizen und zur Warmwasseraufbereitung. Da die Luft überall in Massen vorhanden ist, lassen sich solche Wärmepumpensystem an jedem Standort einsetzen. Durch die Sonneneinstrahlung und Niederschläge wird die der Luft entzogene Wärme ersetzt. Deshalb stellt die Atmosphäre ein grosses Wärmereservoir dar, welches ständig auf natürliche Weise regeneriert wird.

Da die Effizienz einer Wärmepumpe mit der Temperatur der Wärmequelle sinkt, sind L/W-WPs speziell im Winter weniger effizient wie Wärmepumpensysteme, welche Erdwärmesonden als Wärmequelle benutzen. Dies bedeutet, dass beim Einsatz von L/W-WPs mehr Energie in Form von Elektrizität eingesetzt werden muss um die gleiche Wärme zu gewinnen wie bei Wärmepumpen mit Erdwärmesonden.

Weil L/W-WPs Lärm verursachen können, sind diese baubewilligungspflichtig. Um zu beurteilen ob die Wärmepumpe die Lärmgrenzwerte einhält, ist eine Wärmepumpen-Deklaration inklusive einem technischen Datenblatt der Pumpe mit den Gesuchsunterlagen einzureichen. Falls die Grenzwerte nicht eingehalten werden können, sind mit geeigneten baulichen Massnahmen die Lärmemissionen zu reduzieren.

4. KOSTENVERGLEICH

„Wärmepumpen eignen sich bei einer anstehenden Sanierung der Heizanlage durchaus als Ersatz einer Elektro-, Öl- oder Gasheizung. Voraussetzung dafür ist, dass das Haus bereits gut isoliert ist und ein geeignetes Wärmeabgabesystem (für niedrige Temperaturen) eingesetzt wird. Auf den ersten Blick scheinen die Kosten für eine Wärmepumpenanlage gegenüber einer konventionellen Ölheizung kaum konkurrenzfähig. Werden jedoch alle Komponenten wie Öltank, Kessel, Kamin oder Tankraum mitberücksichtigt, ist die Preisdifferenz letztlich relativ gering – zumal die Betriebskosten bei Optimalbedingungen unter denen der Ölheizung liegen.

Drei Kostenarten müssen bei einer Vergleichsrechnung berücksichtigt werden:

- Die Anschaffungskosten für Wärmepumpe, Speicher, Erdsonde, Installation etc.
- Die Energiekosten im laufenden Betrieb (Stromkosten)
- Die Unterhaltskosten

Wichtig bei einem Preisvergleich mit konventionellen Heizanlagen ist die Berücksichtigung des langfristigen Betriebs. Wärmepumpenheizanlagen sind insgesamt weniger anfällig für Energiepreisschwankungen oder die vorhergesagten Preisanstiege für Erdöl und Gas.

Wärmepumpen-System	Investitionskosten	Stromkosten pro Jahr in Franken (ca.)	Unterhalt pro Jahr in Franken (ca.)
Luft-Wasser	25'000	1'250	100
Sole-Wasser (Erdsonde)	35'000	780	100
Wasser-Wasser (Grundwasser)	40'000	780	100

Tab. 5: *Kostenvergleich von verschiedenen Wärmepumpenanlagen.*
(Quelle: Bundesamt für Energie)

Falls man einen Heizwärmebedarf von 16'000 kWh pro Jahr durch eine Ölheizung erzeugt, sind dafür rund 1'600 Liter Heizöl notwendig. Bei einem aktuellen Heizölpreis von CHF 111.80.- pro 100 Liter (NLZ, 13.07.2012) entstehen dadurch Kosten von knapp CHF 1'790.- pro Jahr. Hinzu kommen noch die Unterhaltskosten für Heizkessel und den Kaminfeiger.“ (BFE 2004)

5. BEWILLIGUNGSPRAXIS

Das Erstellen und der Betrieb einer Anlage zur Nutzung der untiefen Geothermie bedürfen gemäss Art. 32 der Gewässerschutzverordnung einer kantonalen Bewilligung. Gesuche um eine Bewilligung sind der Dienststelle Umwelt und Energie (uwe) einzureichen. Diese prüft die Zulässigkeit von Bauten und Anlagen, die sich direkt oder indirekt auf das Grundwasser auswirken, erteilt die Bewilligung und legt Auflagen und Bedingungen fest.

Vor allem bei bestehenden Bauten ist bei der Gemeindebehörde abzuklären, ob eine Baubewilligung oder eine kantonale Sonderbewilligung (Unterschreitung von Mindestabständen, ausserhalb der Bauzone) notwendig ist. Die gewässerschutzrechtliche Bewilligung ist eine Sonderbewilligung gemäss Art. 196 Planungs- und Baugesetz (PBG) und ersetzt eine Baubewilligung nicht.

6. FÖRDERMASSNAHMEN

Der Kanton Luzern setzt sich zur Verbesserung der Energieeffizienz und zur Gewinnung der erneuerbaren Energien ein. Konkret soll der Verbrauch an fossilen Energien für Gebäude, Anlagen und Prozesse bis in Jahr 2015 um 15 Prozent gegenüber dem Jahr 2000 reduziert werden. Diese Zielsetzung leitet sich aus der nationalen Energiepolitik ab.

Um die gesetzten Ziele zu erreichen wurden verschiedene Fördermassnahmen erarbeitet, welche in enger Zusammenarbeit mit den Gemeinden, anderen Kantonen, dem Bundesamt für Energie, mit Wirtschaftsunternehmen und Verbänden, mit Fachhochschulen und privaten Investoren umgesetzt werden sollen. Zu diesen Fördermassnahmen zählt das «Förderpro-

gramm Energie», welches unter anderem den Ersatz von Elektro-, Öl- oder Gasheizung durch ein Wärmepumpensystem mit Erdwärmesonden bis zu einer Heizleistung von 40 kW fördert. Falls die Bohrung für eine Erdwärmesonde aus geologischen oder topographischen Gründen nicht möglich ist, kann auch die Umstellung auf eine Luft-Wasser-Wärmepumpe (bis 40 kW) gefördert werden. Dies erfordert jedoch einen entsprechenden Nachweis.

7. REFERENZEN

Amt für Abfall, Wasser, Energie und Luft (AWEL) Kt. Zürich, 2007: Geothermische Energie im Kanton Zürich

Amt für Umweltschutz / Fachstelle für Energiefragen Kanton Luzern, Aktionsprogramm Energie und Umwelt

1993: Teilbericht Energiegewinnung aus Umgebungswärme: Wasser und Boden

1996: Leitfaden Nutzung von Umgebungswärme aus Wasser und Boden mit Wärmepumpen
Bundesamt für Energie, Bern

2004, Gebäudekampagne EnergieSchweiz: Thema 7: Heizungsersatz Teil 2 – Erneuerbare Energien: Wärmepumpe

2008: Handbuch Wärmepumpen: Planung, Optimierung, Betrieb, Wartung

Bundesamt für Umwelt (BAFU), 2009: Wärmeentzug aus Boden und Untergrund, Vollzugshilfe für Behörden und Fachleute im Bereich Erdwärmenutzung

schweizerischer ingenieur- und architektenverein (sia)

2008: Dokumentation SIA D 0225 – Heizen und Kühlen mit geothermischer Energie

2010: Schweizer Norm 546 384/6 Erdwärmesonden

Schweizerische Vereinigung für Geothermie (GEOTHERMIE.CH), 2007: Technische Notiz: Erdwärmesonden – Eine unauffällige und wartungsfreie Heizung ohne CO₂-Ausstoss

B TIEFENGEOTHERMISCHE NUTZUNG

1. EINLEITUNG

Die folgenden Kapitel behandeln die Untergrundverhältnisse im Kanton Luzern hinsichtlich einer tiefengeothermischen Nutzung. Aufgrund der vorhandenen Grundlagen sind erste Folgerungen und Erkenntnisse möglich (Kapitel 5).

Im Vergleich zu anderen Regionen der Schweiz, z.B. zur Nordostschweiz, wo die Nagra auf der Suche nach Standorten für die Lagerung von radioaktiven Abfällen vertiefte Untersuchungen durchgeführt hat, liegt im Kanton Luzern über den tiefen Untergrund ein deutlich geringerer Kenntnisstand vor. Informationen verdanken wir fast ausschliesslich der Erdöl- und Erdgasexploration zwischen 1960 und 1990. Diese Daten wurden für den vorliegenden Bericht auf den aktuellen Stand gebracht.

Die geologischen und geothermischen Grundlagen in den Kapiteln 2 und 3 wurden von der Arbeitsgemeinschaft Keller + Lorenz AG / Geoform AG erarbeitet. Die durch die Projektgruppe erstellten Folgerungen sind eine Gesamtbetrachtung auf aktuellem Kenntnisstand. Sie basieren auf den erwähnten Grundlagen sowie auf Beiträgen von Fachstellen wie Geothermie Schweiz, Geo-Energie Suisse, Geo Explorers, Axpo neue Energien.

2. GEOLOGISCHE GRUNDLAGEN

2.1 Datenbestand

Die geologischen Kenntnisse über den tiefen Untergrund wurden im Wesentlichen im Zusammenhang mit der Erdöl- und Erdgasexploration ab Mitte des letzten Jahrhunderts erarbeitet, vorab in Form seismischer Kampagnen. Daneben liegen aus tiefen Bohrungen wichtige Informationen vor. In Abb. 16 sind die seismischen Linien und die Bohrungen zusammengestellt.

Bei den seismischen Kampagnen handelte es sich ausschliesslich um 2D-Seismik. Die Aufnahmeparameter dieser Untersuchungen waren typischerweise auf Zieltiefen von 3 bis max. 7 km fokussiert. Dies entspricht auch dem interessanten Bereich für Tiefengeothermie. Bedingt durch ihr Alter ist die Qualität der Seismikdaten nur befriedigend. Deshalb können nicht alle Strukturen erkannt werden. Für eine erste Identifikation von möglichen geothermischen Prospekten ist die Seismik aber ausreichend. Wichtig sind in erster Linie die ungefähre Tiefenlage der Zielhorizonte und potenzieller Störzonen. Für die Definition von Bohrstandorten, Bohrspfad und Gesteinseigenschaften reichen die bestehenden Daten nicht aus.

Die meisten Bohrungen dienten der Erkundung von Kohlenwasserstoffen. Weggis war eine Geothermiebohrung. Die für die Potenzialabschätzung für tiefe Geothermie relevanten Bohrungen liegen zum einen im äussersten Nordwesten des Kantons Luzerns, bei Pfaffnau, und zum anderen im Süden bei Entlebuch bzw. Südosten bei Hünenberg und Weggis. Für den

gesamten zentralen Kantonsbereich liegen flächenhaft keine direkten Untergrunderkenntnisse durch Tiefbohrungen vor.

Die für den vorliegenden Fachbericht verwendeten Kenntnisse des tieferen geologischen Untergrunds auf Kantonsgebiet bestehen im Wesentlichen aus den nachfolgend aufgeführten Grundlagen:

- Aus den folgenden Standorten von tiefen Bohrungen: Altishofen, Entlebuch-1 (Finsterwald), Pfaffnau-1, Pfaffnau Süd 1, 2, 4 und 5, Weggis sowie Längenbold Root – Buchrain, Hünenberg und Boswil (Tab. 6).
- Aus Auswertungen der bestehenden seismischen Daten.
- Aus einer gesamtschweizerischen Bearbeitung der untiefen Geothermie (Leu, 1999).
- Aus generellen geophysikalischen Unterlagen über den geothermischen Gradienten sowie den Wärmefluss für die gesamten Schweiz.

Die für tiefe Geothermie bedeutsamen hydrogeologischen Erkenntnisse des Molasse-Beckens der Schweiz wurden Anfang der 1990er Jahre zusammengefasst (Keller, 1992).

Eine grosse Bedeutung hinsichtlich der hydrogeologischen Kenntnisse haben die Ergebnisse der Nagra. Diese beschränken sich jedoch im Wesentlichen auf die potenziellen Endlagergebiete der Nordostschweiz und den Alpenraum.

Bohrung	Bohrjahr	X-Koord. [m]	Y-Koord. [m]	Kote An- satzpunkt [m ü. M.]	Endteufe (ent- lang der Boh- rung) [m u. T.]
Altishofen	1952/54	640'375	228'130	478	2166
Boswil 1	1965	664'845	237'415	647	1836
Buchrain	1994	668'080	216'400	459	440
Entlebuch 1 (Finsterwald)	1980	651'204	202'853	1080	5289
Hünenberg 1	1965	675'522	224'593	461	3288
Hünenberg-GT1	1983	676'550	224'550	430	467
Root (Längenbold D4)	1999	671'044	217'338	418	161
Linden 1	1972/73	617'740	188'567	881	5447
Pfaffnau 1	1960/63	632'708	231'789	500	1843
Pfaffnau-Süd 1	1964	634'950	228'120	616	1208
Pfaffnau-Süd 2	1965	635'408	228'782	697	903
Pfaffnau-Süd 4	1965	635'265	227'220	711	913

Bohrung	Bohrjahr	X-Koord. [m]	Y-Koord. [m]	Kote An- satzpunkt [m ü.M.]	Endteufe (ent- lang der Boh- rung) [m u. T.]
Pfaffnau-Süd 5	1965/66	635'840	228'145	713	952
Sörenberg 1	1994	646'360	185'350	1166	420
Sörenberg 2	1994	646'360	185'350	1166	428
Sörenberg 3	1994	646'360	185'350	1166	428
Thun 1 (Teuffenthal)	1989	620'350	178'554	1077	5952
Walchwil		682'250	216'750	529	475
Weggis	1993	674'984	209'580	457	2302

Tab. 6: *Zusammenstellung der tiefen (Endteufen > 400 m) Bohrungen im Kt. Luzern und in den angrenzenden Gebieten (vgl. Abb. 16).*

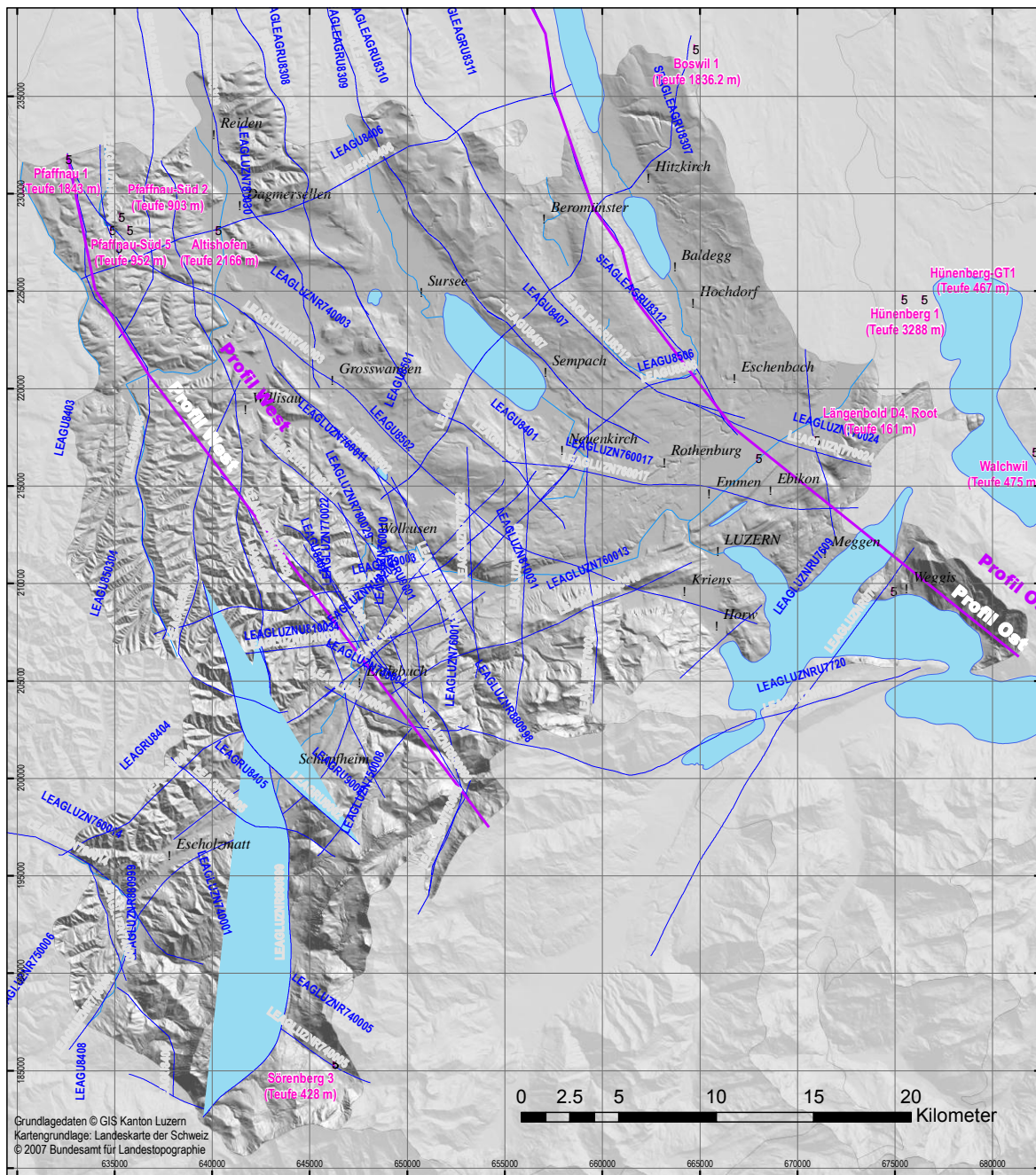


Abb. 16: Lage der für die Erdölexploration realisierten seismischen Linien (blau) im Kt. Luzern und Lage der Bohrungen gemäss Tab. 6. Profilsuren (rot) der geologischen Profile Ost und West in Anhang 1.

2.2 Geologischer Bau

Der geologische Aufbau des Kantons Luzern wird dominiert durch die Ablagerungen des Molasse-Beckens (Abb. 17). Das sind Verfüllung des alpinen Vorlandbeckens (entspricht etwa dem heutigen geographischen Mittelland) aus dem Abtragungsschutt der in Entstehung begriffenen Alpen – bestehend aus Trümmern wie Sand-, Silt- und Schlammsteinen sowie Konglomeraten. Die Ablagerung erfolgte in der Tertiärzeit (Erdneuzeit), in einem Zeitraum zwischen rund 35 und 10 Millionen Jahren vor heute. Die Beckenfüllung der Molasse besitzt im Querschnitt eine keilförmige Geometrie, die aus dem geologischen Querprofil in Abb. 18 ersichtlich ist.

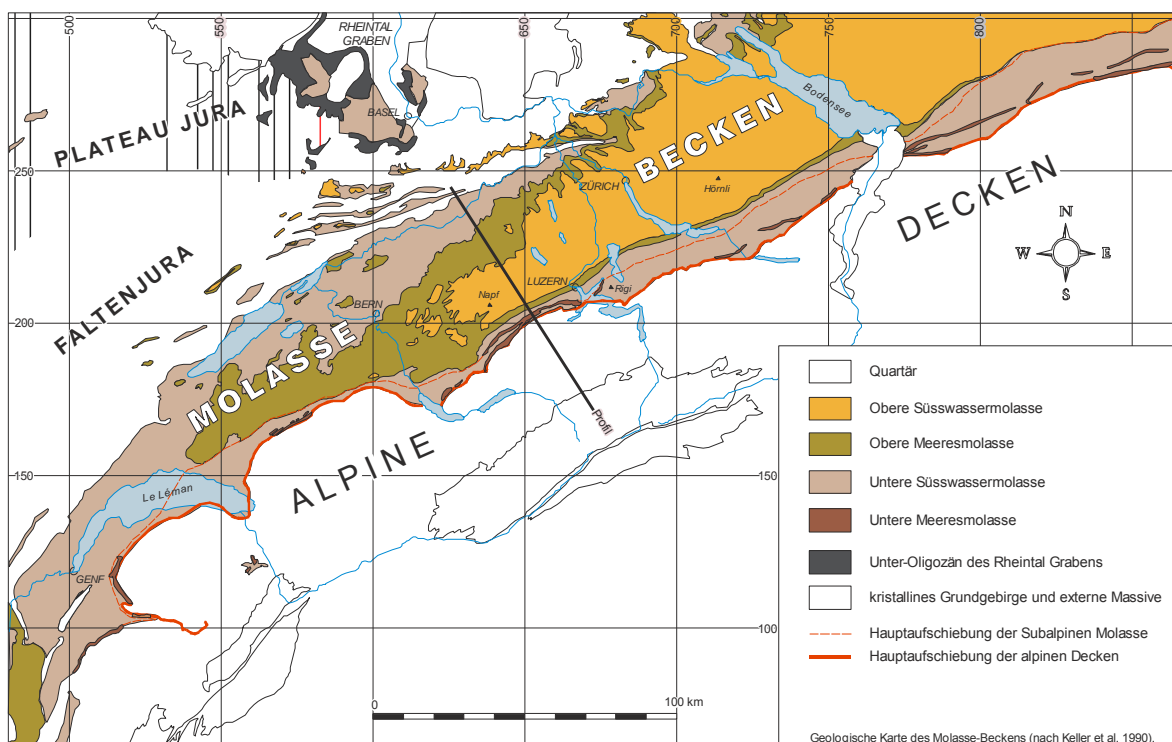


Abb. 17: Vereinfachte geologische Karte des Molasse-Beckens und der angrenzenden Gebiete (aus Keller 1990). Profilsur vgl. Abb. 18.

Südlich an das Molasse-Becken grenzen die alpinen Decken, die im Zuge der Alpenfaltung auf die Molasse aufgeschoben worden sind. Der ältere Teil dieser alpinen Decken wird durch das kristalline Grundgebirge gebildet: Granite und Gneise, wie sie südlich von Erstfeld oder im hintersten Engelberger Tal aufgeschlossen sind und die das Aar- und das Gotthard-Massiv bilden (Abb. 18).

Dieses mehr als 250 Mio. Jahre alte Grundgebirge erscheint nördlich des Molasse-Beckens erst wieder im Schwarzwald und in den Vogesen an der Oberfläche. Im Dach des Grundgebirges finden sich örtlich langgezogene Tröge aus sog. Permo-Karbon –zumeist Steinkohle-führende Ablagerungen.

Das Grundgebirge ist bedeckt von den Karbonatgesteinen (Kalke, Mergel) des Mesozoikums (Erdmittelalter), abgelagert vor ca. 250 bis 155 Mio. Jahren im Gebiet des ehemaligen

Tethys-Ozeans (ausgedehnter Vorläufer des Mittelmeers). Mächtige Abfolgen aus diesen mesozoischen Kalkgesteinen wurden auch als alpine Decken (Helvetikum, Penninikum) von Süden her bis auf das Molasse-Becken überschoben; die Front dieser alpinen Decken bildet im Gebiet des Kantons Luzern die Pilatuskette. Auch die mesozoischen Karbonatgesteine treten erst nördlich des Kantons Luzern im Jura-gebirge wieder an die Oberfläche.

Aus dem geologischen Übersichtsprofil (Abb. 18) wird deutlich, dass das Grundgebirge und seine Sedimentbedeckung aus mesozoischen Kalken die Unterlage des Molasse-Beckens bilden. Da das Molasse-Becken eine keilförmige Geometrie mit nach Süden zunehmender Mächtigkeit der Ablagerungen besitzt, taucht vom Jura (N) her kommend das Grundgebirge mit der darauf liegenden mesozoischen Sedimentbedeckung gegen die Alpen (S) hin in zunehmend grössere Tiefe ab.

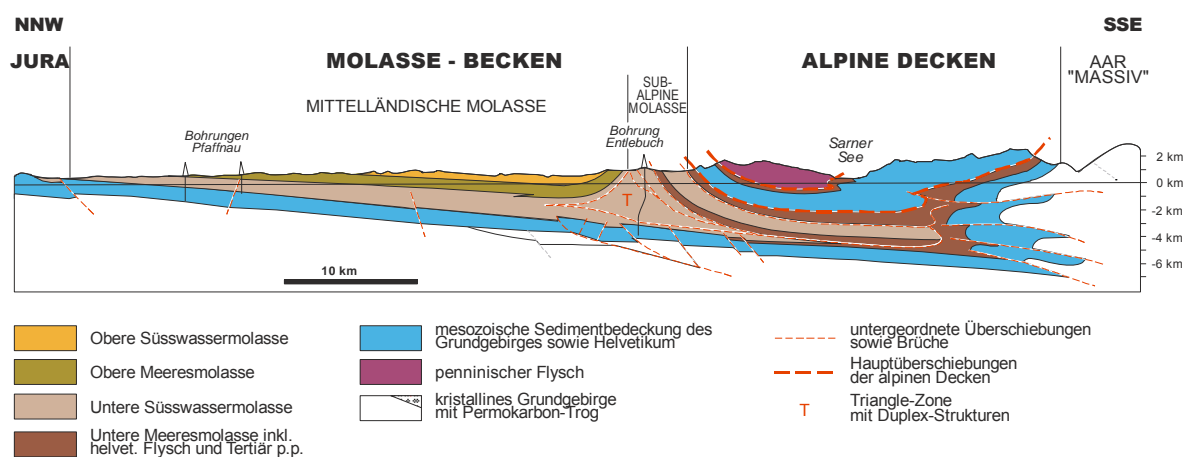


Abb. 18: Geologisches Übersichtsprofil durch den westlichen Kanton Luzern und seine umgezeichnet nach (Vollmayr, 1987). Lage des Profils vgl. Abb. 17.

2.3 Gesteinsabfolge

Der Untergrund des Kantons Luzern wird durch eine mannigfaltige Abfolge geologischer Einheiten gebildet, unten beginnend mit dem Grundgebirge aus kristallinen Gesteinen (Gneis, Granite) sowie den sog. Permo-Karbon-Trögen (Silt- und Schlammsteine, Sandstein, Konglomerate und Steinkohlen). Darüber folgen die von Kalksteinen (Karbonate) dominierten Ablagerungen des Mesozoikums – im Süden des Kantons rund 730 Meter mächtig, im Norden ca. 1'120 Meter – die im Dach während einer Erosionsphase im Alttertiär verkarstet wurden. Darüber folgen die bis über 4 Kilometer mächtigen Ablagerungen der Molasse, in der Tertiärzeit aus dem Abtragungsschutt der sich bildenden Alpen abgelagert.

Von oben (jung) nach unten (alt) lassen sich im Überblick folgende geologischen Einheiten unterscheiden:

Obere Süswassermolasse OSM

Kontinentale Ablagerungen: Schuttfächer (Napf), gegen N und E übergend in Flussebene mit Sümpfen und Seen. Wechsellagerungen aus mächtigen Sandsteinbänken (mehrere Meter) und bankigen, heterolithischen Wechschichtungen aus Silt- und Schlammsteinen, Mergeln und dünneren Sandstein-Bänken. Gegen den Napf hin Zunahme der Anteile und

Mächtigkeiten von Konglomeraten (Nagelfluh). Entlang der Talungen Kl. Emme und Reuss hohe Anteile an Silt- und Schlammsteinen. Die Mächtigkeit der OSM beträgt im S am Napf rund 700 m, gegen N hin wegen erosiver Kappung „auskeilend“.

Obere Meeresmolasse OMM

Marine Ablagerungen: Strand- und Wattenmeer, Küstenebene mit Seen und Sümpfen, gegen Napf hin Deltaablagerungen. Mächtige Abfolgen aus quarzreichen Sandsteinen («Luzerner Sandstein»), teilweise mit dünnen Siltsteinhäuten und -zwischen-schichten. Im südlichen Kantonsteil basal und im Mittelteil mit dekametermächtigen Einschaltungen aus Silt- und Schlammsteinen, tw. mit Steinkohlen. Im oberen Teil mit Konglomeraten, die gegen den Napf hin mächtiger und zahlreicher werden und in die Obere Süßwassermolasse überleiten. Die Mächtigkeit der OMM beträgt im S rund 900 m, gegen N hin bis auf 450 bis 500 m abnehmend, wegen erosiver Kappung im N „auskeilend“.

Untere Süßwassermolasse USM

Kontinentale Ablagerungen: Grosse Schuttfächer (Rigi und Beichlen), gegen N übergehend in Flussebene. Im Süden mächtige Konglomeratabfolgen (Rigi, Beichlen) mit dünnen Zwischen-schichten aus bankigen Wechsellagerungen Silt- und Schlammsteinen und Sandsteinen. Gegen N hin unter Abnahme des Konglomeratanteils feiner werdend und übergehend in Wechsellagerungen aus mächtigen Sandsteinbänken (mehrere Meter) und bankigen, heterolithischen Wechschichtungen aus Silt- und Schlammsteinen, Mergeln und dünne-ren Sandstein-Bänken. Die Mächtigkeit der USM beträgt im S (Rigi) bis rund 3'000 m (erosiv gekappt) und nimmt gegen N hin bis auf 1'200 m (Pfaffnau) ab.

Untere Meeresmolasse UMM

Marine Ablagerungen (nur im Süden): Flachmeer- und oben Strandablagerungen. Mächtige Abfolgen aus Mergeln, Silt- und Schlammsteinen («Grisiger Mergel»), im Dach in bankige Sandsteine übergehend («Horwer Sandstein»). Basal in helvetischen Flysch übergehend.

Helvetischer Flysch

Marine Ablagerungen: Tiefseeablagerungen mit Trübeströmen. Mächtige Abfolgen aus Schiefermergeln und Siltsteinen mit dünnbankigen Sandsteinen. Im Dach in Untere Meeresmolasse übergehend. Fiese Formation ist nur entlang der helvetischen Randkette (Pilatus – Schrattenfluh) aufgeschlossen.

Eozän (Karst, Boluston)

Von der Kreidezeit bis in die ältere Tertiärzeit lagen die Kalke des Mesozoikums während Jahrmillionen an der Erdoberfläche und wurden tiefgründig verkarstet. In den Karsttaschen entwickelten sich sog. Bolustone und die Bohnerzformation. In diesem über 20 m mächtigen «Paläokarst» (Bohrung Entlebuch 1 (Vollmayr, 1987)) ist im obersten Bereich der Malmkalke örtlich eine erhöhte Karst-Porosität vorhanden, die eine gewisse Durchlässigkeit besitzt und die Zirkulation von Formationswasser und Gas erlaubt.

Malm

Im Malm dominieren monotone Abfolgen aus massigen Kalkgesteinen, gegen die Basis hin mit zunehmenden Einschaltungen von Mergeln einhergehend mit steigendem Tongehalt. Die Mächtigkeit nimmt von gut 430 m im S auf gut 390 m im N hin ab.

Dogger

Wechselhafte Abfolge aus Tonsteinen, Mergeln, grobkörnigen (spätigen) Kalken sowie Eisenoolithen. Die Mächtigkeit nimmt von gut 55 m im S auf knapp 280 m im N hin zu.

Lias

Der Lias wird aufgebaut aus Sandsteinen und teilweise kieseligen Kalken, gegen unten zunehmend mit Mergeln. Die Mächtigkeit nimmt von knapp 60 m im S auf knapp etwa 35 m im N hin ab.

Trias

Wechselhafte Abfolge aus Dolomit (z.B. Muschelkalk), Tonsteinen, Mergeln und gegen oben Sandsteinen (Schilfsandstein). Bemerkenswert sind mächtige Abfolgen aus Anhydrit („wasserfreier Gips“), meist vergesellschaftet mit Dolomit und Tonsteinen (sog. Gipskeuper). Teilweise kräftige Gammastrahlung aus Uran. Die Mächtigkeit nimmt von knapp 180 m im S auf rund 415 m im N hin zu.

Permo-Karbon

Im Süden wurde die Bohrung Entlebuch 1 rund 208 m in einen Permo-Karbon-Trog hinein abgeteuft, bestehend aus Sandsteinen und kohligen Tonsteinen mit unterschiedlich mächtigen Steinkohle-Schichten. Demgegenüber traf die Bohrung Pfaffnau 1 lediglich auf 11.5 m Brekzien ohne Kohlen. Solche Permo-Karbon-Tröge können mehrere hundert Meter bis Kilometer mächtig sein. Sie dehnen sich in der Länge mehrheitlich in SW-NE-Richtung auf Distanzen von mehreren 10-er Kilometer aus. In der Breite messen sie nur wenige Kilometer. Die seitlichen und unteren Abgrenzungen der Tröge konnten aus den bestehenden Daten bisher nicht genau bestimmt werden. Die Darstellung der Permo-Karbon-Tröge gemäss diesem Bericht beruht auf einer bestmöglichen Dateninterpretation. Hinsichtlich der Erdgassuche sind diese Bereiche vielversprechend, da Kohle im Permokarbon als Quelle für Erdgas angesehen wird. Die Verbreitung der Permokarbontröge ist in der Schweiz meist an tektonische Verwerfungen im Sockel geknüpft. Zumindest lässt sich dies für den Nordschweizer Permokarbontrug und den St. Galler Trog aussagen.

Kristallines Grundgebirge

Das auf Kantonsgebiet lediglich mit der Bohrung Pfaffnau 1 aufgeschlossene kristalline Grundgebirge besteht dort aus Graniten (Biotit-Granit), die im Mittel- und Südteil des Kantons vermutlich von Gneisen abgelöst werden. Es ist möglich, dass durch die einstige Freilegung dieser Gesteine (Perm-/Karbonzeit und älter) eine mächtigere Verwitterungszone des Felsens mit stärker verwitterten Gesteinen (Vergrusung) sowie Entlastungsklüften vorhanden sind. Die Grundgebirgsoberfläche taucht wie das Mesozoikum Richtung Süden

(Alpen) ab. Deren Tiefenlage wird im Norden (Pfaffnau) bei ungefähr 2'000, im Süden bei ca. 5'000 (Permo-Karbon) bzw. ca. 5'200–6'500 m unter Terrain. (Kristallin) vermutet. Die Tiefenangabe des Top Kristallin ist aufgrund der wenig bekannten Ausdehnung des Permo-Karbons mit entsprechender Unsicherheit behaftet.

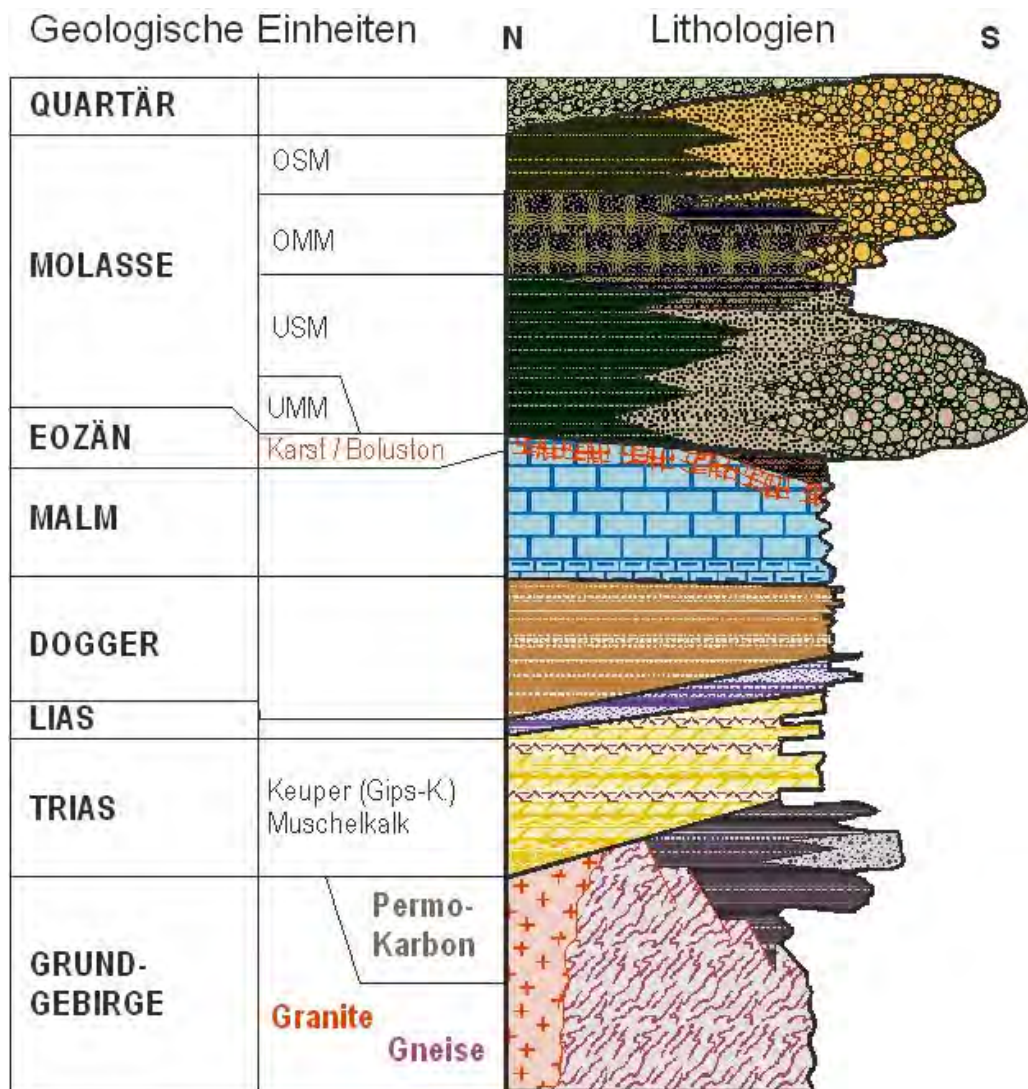


Abb. 19: Zusammenfassendes geologisches Sammelprofil für den Kanton Luzern (nach (Lemcke, 1968), (Vollmayr, 1987) und (Keller, 1992)).

2.4 Struktur und Tektonik

2.4.1 Tektonische Gliederung

Im Zuge der jüngsten Alpenfaltung wurde der Felsuntergrund unter kompressiven tektonischen Verhältnissen deformiert: Im Süden hatte dies die Überschiebung der alpinen Decken sowie der subalpinen Molasse und die Anlage von Bruchsystemen und tektonischen Störungen zur Folge. Die tektonische Gliederung des Kantons Luzern ist das Abbild dieser gebirgsbildenden Kräfte, so dass sechs tektonische Einheiten (Tab. 7) unterscheidbar sind (vgl. auch Abb. 17 und Abb. 18).

Tektonische Einheit	Gesteine / Tektonisierung	
Helvetische Randkette (Alpine Decken)	Karbonatgesteine. Mergelschiefer, tw. Sandsteine, generell gegen SE einfallende Schichten, basal Hauptaufschiebung der alpinen Decken	
Subalpiner Flysch	Mergelschiefer und Sandsteine, generell gegen SE einfallende Schichten, stark verschuppt und tektonisiert, basal Überschiebungszone auf aufgeschobene Molasse.	
Aufgeschobene Molasse (subalpine M.)	Untere Meeresmolasse (UMM) und Untere Süsswassermolasse (USM), generell gegen SE einfallende Schichten, durch eine Überschiebung in zwei Teildecken zerlegt, basal Hauptaufschiebung der Molasse-Decke.	
Molasse-Becken	Triangle-Zone (Überschiebungsgürtel)	Untere Süsswassermolasse (USM), bestehend aus mehreren Schuppen, Schichtung generell gegen SE einfallend, im Nordteil steilstehend.
	Monoklinale Falte (Falte mit nur einem Schenkel)	Untere Süsswassermolasse (USM), Obere Meeresmolasse (OMM) und basale Obere Süsswassermolasse (OSM), im Gebiet zwischen Luzern und Malters stärker tektonisiert, Schichten teilweise überkippt oder steilstehend, gegen Norden hin mit abnehmendem Schichtfallen gegen NNW.
	Mittelländische Molasse	Obere Süsswassermolasse (OSM), mehr oder weniger flach liegend.

Tab. 7: Die tektonischen Einheiten im Gebiet des Kantons Luzern.

2.4.2 Wesentliche tektonische Störungssysteme

Aus den seismischen Profilen (Abb. 16) sind im Untergrund des Kantons Luzern ausserhalb der alpinen Überschiebung unter dem Molasse-Becken folgende wesentliche tektonischen Störungssysteme zu beobachten:

- Im Grundgebirge sind SW-NW verlaufende *Horst-Graben-Strukturen* vorhanden, die mit dem Permo-Karbon verfüllt sind (Nagra, 2008). Diese Permo-Karbon-Tröge wurden vor rund 320 bis 290 Mio. Jahren während der variszischen Gebirgsbildung unter Deh-

nungstektonik angelegt. Örtlich scheinen sich die variszischen Brüche in das Mesozoikum fortzusetzen, vermutlich in Folge einer Reaktivierung vom Eozän bis ins Miozän.

- Die mesozoische Bedeckung des Grundgebirges zeigt *Abschiebungen*, die etwa parallel zum Alpenrand verlaufen. Sie wurden vermutlich vom oberen Eozän bis ins untere Oligozän – also vor rund 40 bis 32 Mio. Jahren - durch Dehnung des Untergrundes in Folge des Abbiegens des europäischen Kontinentalrands durch die Auflast der heranrückenden alpinen Decken angelegt. Diese Störungen erfassen nur das Mesozoikum und enden gegen oben in der Molasse. Etwas später (Oligozän bis Miozän) bildeten sich Auf- und Überschiebungen, meist im Bereich über den reaktivierten Permokarbon-Grabenränder.
- Theoretisch existieren aber auch jüngere *Blattverschiebungen*, die sich vom Mesozoikum bis hin in die Molasse erstrecken, im Mesozoikum meist als Abschiebungen, in der Molasse teilweise als Aufschiebungen ausgebildet. Diese sind jüngerer Entstehung (ab Ober-Miozän, also jünger als 10 Mio. Jahre) und verlaufen vermutlich von SSW nach NNE. Jüngste Erkenntnisse aus der 3D-Seismik für die Geothermieprospektion in St. Gallen haben ergeben dass sich solche Blattverschiebung lokal bis in den Sockel fortsetzen. Die Tiefbohrung St. Gallen zielt auf Kluftporositäten dieses Systems ab. Im Kanton Luzern sind solche Blattverschiebungen mangels seismischer Daten oder Auswertungen nicht beschrieben. Auf Grund einer Analyse der Oberflächengeologie müssten solche Systeme insbesondere im Bereich des Rängglochs sowie der Stadt Luzern vorhanden sein – hier wohl als Ausläufer der Lopper-Querstörung.
- Durch den Zusammenschub *tektonisch intensiv überprägt ist das alpenrandnahe Molasse-Becken* von der monoklinalen Falte über den Überschiebungsgürtel bis hin zur aufgeschobenen Molasse (Abb. 19, Tab. 7). Insbesondere im Überschiebungsgürtel ist eine teilweise starke Verschuppung mit zahlreichen Überschiebungsflächen sowie Kluft- und Bruchzonen bekannt. Diese tektonische Deformation dauerte die ganze Miozän-Zeit an, also von etwa 22 bis 5 Mio. Jahre vor heute. Im Gebiet des Kantons Luzern sind diese tektonischen Bruchsysteme auf die Ablagerungen der Molasse selbst beschränkt; lediglich ganz im Süden ist südlich der Randkette ein Zusammenhang von Überschiebungsflächen mit der alpinen Tektonik möglich.
- *Erhöhte Kluftporositäten* könnten unter optimalen Bedingungen am ehesten in den Randbereichen der Permo-Karbon-Tröge sowie im Bereich der jüngeren Blattverschiebungen vorhanden sein.

2.4.3 Tiefenlage wichtiger Grenzflächen

Für geothermische Fragestellungen sind die Lagen der Oberflächen des Mesozoikums sowie des Grundgebirges bedeutsam, die in den Anhängen dargestellt sind.

Oberfläche des Mesozoikums

Die Oberfläche des Mesozoikums entspricht auch der Untergrenze des Molasse-Beckens; sie trennt also die jüngeren siliziklastischen Trümmergesteine (Sandsteine, Konglomerate,

Silt- und Schlammsteine) von den mesozoischen Karbonatgesteinen (Kalke, Dolomite, teilweise Gips) im Liegenden (siehe Anhang 3).

Wegen der erosionsbedingten Freilegung (Exhumierung) im Paleozän und Eozän (vor 65 bis 33 Mio. Jahren) wurden die Kalke des Mesozoikums an der Oberfläche weiträumig verkastet, weshalb ihr auch hinsichtlich örtlich möglicher Formationswässer- oder auch Gasführung eine Bedeutung zukommen könnte.

Die Oberfläche des Mesozoikums fällt durchschnittlich mit 5° gegen SE hin ein.

Es sei hervorgehoben, dass es sich bei der dargestellten Fläche um eine auf Grund weniger Datenpunkte geostatistisch neu berechnete Fläche handelt. Wie aus der Seismik bekannt (vgl. Profile Anhang 1), sind darin verschiedene Bruchzonen mit entsprechendem Versatz vorhanden (Kap.2.4.2), die überwiegend auf das Mesozoikum beschränkt sind.

Basis des Mesozoikums / Oberfläche des Grundgebirges

Die Oberfläche des Grundgebirges entspricht der Untergrenze des Mesozoikums; sie trennt also die Karbonatgesteine (Kalke, Dolomite, teilweise Gips) vom Grundgebirge aus Kristallingesteinen (Granite, Gneise) mit den Permo-Karbon-Trögen im Liegenden (siehe Anhang 4).

Die Oberfläche des Grundgebirges fällt durchschnittlich mit zwischen 5.2° im Westteil und 6.0° im Ostteil recht regelmässig gegen SSE hin.

Auch diese geologische Fläche wurde auf Grund weniger Datenpunkte geostatistisch neu berechnet. Aus der Seismik (vgl. Profile Anhang 1) sind darin verschiedene Bruchzonen mit entsprechendem Versatz bekannt (Kap. 2.4.2).

Bei diesen Bruchzonen handelt es sich um variszische Dehnungstektonik, bei der sog. Horst-Graben-Strukturen (ähnlich dem Rheintal-Graben) angelegt wurden. In den Gräben wurden im Karbon („Steinkohlezeit“) und im Perm das typische, sog. Permo-Karbon mit den darin vorkommenden Steinkohlen abgelagert. Die Bohrung Pfaffnau 1 befindet sich nach heutiger Kenntnis auf einem Horst. Diese Permo-Karbon-Tröge streichen generell von WSW nach ENE. Gut bekannt ist derjenige unter der subalpinen Molasse, der in der Tiefbohrung Entlebuch-1 nachgewiesen wurde; die anderen sind jeweils aus der Seismik interpretiert.

2.5 Gesteinsdurchlässigkeiten

2.5.1 Allgemein

Für die nachfolgenden Beschriebe der *Gesteinsdurchlässigkeiten* werden im Felsen die nachfolgende Begriffe verwendet. Die teilweisen Überlappungen ergeben sich aus den unterschiedlichen Definitionen der Literatur.

Klasse Felsen (qualitativ)	Durchlässigkeitsbeiwerte k
Grundwasserleiter (Aquifer)	$> x \cdot 10^{-7}$ m/s
Grundwasserhemmer (Aquitarde)	$x \cdot 10^{-7}$ m/s bis $x \cdot 10^{-9}$ m/s
Grundwassernichtleiter/-stauer (Aquiclude)	$< x \cdot 10^{-9}$ m/s

Der Grenzwert für eine nachhaltige, hydraulische Bewirtschaftung hinsichtlich einer geothermischen Nutzung ohne zusätzliche Stimulierung der Aquifere liegt gemäss (Signorelli, 2006) bei einem Durchlässigkeitsbeiwert $k = 5 \cdot 10^{-8}$ m/s

Die Gesteinsdurchlässigkeiten bezieht sich auf einzelne Proben oder einzelne Durchlässigkeitsversuche und damit auf einen kleinen Massstab. Die *Gebirgsdurchlässigkeit* dagegen umfasst sowohl die Gesteinsdurchlässigkeiten verschiedener Gesteine als auch die Kluftdurchlässigkeiten in einem grösseren Massstab. Sie ist meist stark anisotrop - z. B. mit ungleichen Durchlässigkeiten in horizontaler und vertikaler Richtung. Ausser in den von der Nagra untersuchten Gesteinseinheiten liegen dazu kaum verlässliche Daten vor, weshalb für die vorliegende Beschreibung die Gesteinsdurchlässigkeiten verwendet werden.

Für die tiefe Geothermie sind nebst den Gesteinsdurchlässigkeiten auch die Karsterscheinungen im oberen Malm und Kluftporositäten im Bereich tektonischer Störungen von Bedeutung.

2.5.2 Gesteinsdurchlässigkeiten wichtiger geologischer Einheiten

Molasse-Becken

Für das Molasse-Becken existiert eine generelle hydrogeologische Zonierung (Keller, 1992), wonach im Wesentlichen vier Zonen existieren:

- I Zone mit guter primärer Porosität. In der Verwitterungszone des Felsen häufig Lockergesteins-ähnliche Durchlässigkeiten. Im Kanton Luzern betrifft dies nur den nordwestlichsten Teil.
- II Zone mit mittlerer Porosität und eher geringer Fissurations-Porosität im Bereich der Mittelländischen Molasse und somit im zentralen Hauptteil des Kantons Luzern.
- III Zone mit hydraulisch wirksamer Fissurations-Porosität und schwacher primärer Porosität im Bereich der monoklinalen Falte.
- IV Zone mit teilweise guter Fissurations-Porosität und unbedeutender primärer Porosität im Überschiebungsgürtel und teilweise der aufgeschobenen Molasse.

Im Molasse-Becken nimmt die Durchlässigkeit grundwasserleitender Gesteine (v.a. Sandsteine der Oberen Meeresmolasse, bankweise in der Unteren und Oberen Süsswassermolasse) von NW hin gegen SE zum Alpenrand hin generell um einen Faktor 10 bis 100, teilweise bis 1'000 ab (Tab. 8) – dies wegen der höheren diagenetischen Reife (bessere, porenfüllende Zementation und Kompaktion) (Keller, 1992).

Mesozoikum: Oberer Malm

In den Bohrungen der Nordschweiz wurden im durchlässigeren Oberen Malm geringe Gesteinsdurchlässigkeiten k von $x \cdot 10^{-7}$ bis $x \cdot 10^{-8}$ m/s ermittelt ((Nagra, 2002), (Chevallier, 2010)); in örtlichem Karstgrundwasserleiter in Thayngen (Randen SH) sehr hohe Durchlässigkeiten von bis $5 \cdot 10^{-4}$ m/s. Die Durchlässigkeitsverhältnisse werden im Wesentlichen gesteuert durch das Vorhandensein von offenem Karst und offene Klüfte.

Es ist bekannt, dass die Durchlässigkeit des Karst von der Donau her gegen Westen und den Alpenrand hin stark abnimmt und sich $\times 10^{-8}$ m/s nähert (Nagra, 2002). Dieser Trend hängt u.a. zusammen mit dem Übergang vom offenen Karst in Süddeutschland hin zum bedeckten Karst gegen W und S hin. Dort ist mit einer zunehmenden Verfüllung der Karsthohlräume durch die eozäne Bohnerzformation, resp. durch Einschwemmungen von Ton zu rechnen (Keller, 1992), wie sie z. B. in der Bohrung Thun zu beobachten waren.

Für den Kanton Luzern liegen aus dem Malm keine Angaben vor; es ist lediglich bekannt, dass in der Bohrung Entlebuch wegen vorhandenem Karst ein starker Spülungsverlust zu verzeichnen war (Vollmayr, 1987), der auf eine lokal erhöhte Durchlässigkeit hinweisen könnte. Verkarstungen im Malm sind in der Schweiz jedoch meist lokal begrenzte Phänomene. Zudem ist bekannt, dass die Wasserwegsamkeit der Karsthohlräume durch eingeschwemmtes Feinmaterial (Verfüllung mit tonigem Material) blockiert sein kann.

Es ist davon auszugehen, dass sich die gut durchlässigen Malmkalke im süddeutschen Raum, welche dort an vielen Orten für die tiefengeothermische Nutzung verwendet werden, nicht mit den im Kanton Luzern vorliegenden Malmkalken vergleichen lassen.

Mesozoikum: Oberer Muschelkalk

In den Kalkgesteinen des Oberen Muschelkalks konnten in der Nordschweiz lokal erhöhte Gesteinsdurchlässigkeiten beobachtet werden, die auf die Porosität und Klüftigkeit zurückzuführen sind. Der lokale Aquifer wird aber sowohl oben als auch unten durch grundwasserstauende Schichten begrenzt.

Im ungestörten Muschelkalk der Nordschweiz wurden Durchlässigkeitsbeiwerte k um $\times 10^{-7}$ m/s beobachtet ((Nagra, 2002), (Chevallier, 2010)). In Störungen liegen sowohl stark erhöhte als auch stark niedrigere Werte vor. Insgesamt ist die Gesteinsdurchlässigkeit in der gut untersuchten Nordschweiz als sehr heterogen mit einer Bandbreite von Grundwassernichtleiter bis Grundwasserleiter und damit örtlich als erhöht zu beurteilen. Zumindest lokal liegt in der Nordostschweiz ein Grundwasserleiter mit einem interessanten geothermischen Potenzial vor (Nagra, 2002).

Für den Kanton Luzern liegen über den grundsätzlich grundwasserhöffigen Muschelkalk nur Angaben zu Pfaffnau-1 vor (4×10^{-8} m/s (BEB, 1969)) vor; ähnlich wie beim Malm könnten auch hier die Durchlässigkeitsverhältnisse gegen den Alpenrand hin deutlich abnehmen.

Kombinierte Grundwasserleiter

Die natürliche Durchlässigkeit ist in der Regel am grössten, wenn kombinierte Grundwasserleiter vorliegen (Karst-/Kluftaquifer bzw. Poren-/Kluftaquifer). Es ist möglich, dass der Obere Malm und der Obere Muschelkalk im Bereich von Störungszonen geklüftet sind und damit höhere natürliche Förderraten erzielt werden können. Sowohl Häufigkeit wie Intensität der Klüftung dürfte Richtung Süden zunehmen, da die Tektonisierung Richtung Alpen zunimmt.

Permokarbon und Kristallin

Die Sandsteine des Permo-Karbons dürften stark diagenetisch überprägt, vermutlich häufig mit Tonmineralen zementiert und damit weitgehend dicht sein. Steinkohle-Lagen sind zwi-

schengeschaltet. Störungszonen innerhalb des Permo-Karbons sind infolge des angenommenen hohen Gehalts an Tonmineralien vermutlich ebenfalls nicht durchlässig.

Die oberste Zone des Kristallins kann als potentieller Aquifer angesehen werden, da diese mehr oder wenig stark verwittert und dadurch höher durchlässig sein kann. Die frischen Granite des Kristallinen Grundgebirges sind als Grundwasserstauer zu bezeichnen.

Eine wesentliche Bedeutung haben die Randbereiche der Permokarbontröge. Aus der Nordschweiz ist bekannt, dass in den randlichen Störungszonen dieser Grabenbrüche tektonisierte Gesteine mit teilweise stark erhöhten Durchlässigkeiten vorkommen.

Im kristallinen Grundgebirge gibt es vermutlich mehrere Störungsrichtungen, deren Ausprägung, Lage und Durchlässigkeit jedoch nicht bekannt sind. Störzonen weisen potentiell eine höhere Durchlässigkeit auf. Sie sind daher für die geothermische Nutzung auch im Kanton Luzern interessant. Sie müssen jedoch auf der bestehenden Seismik noch detailliert kartiert werden.

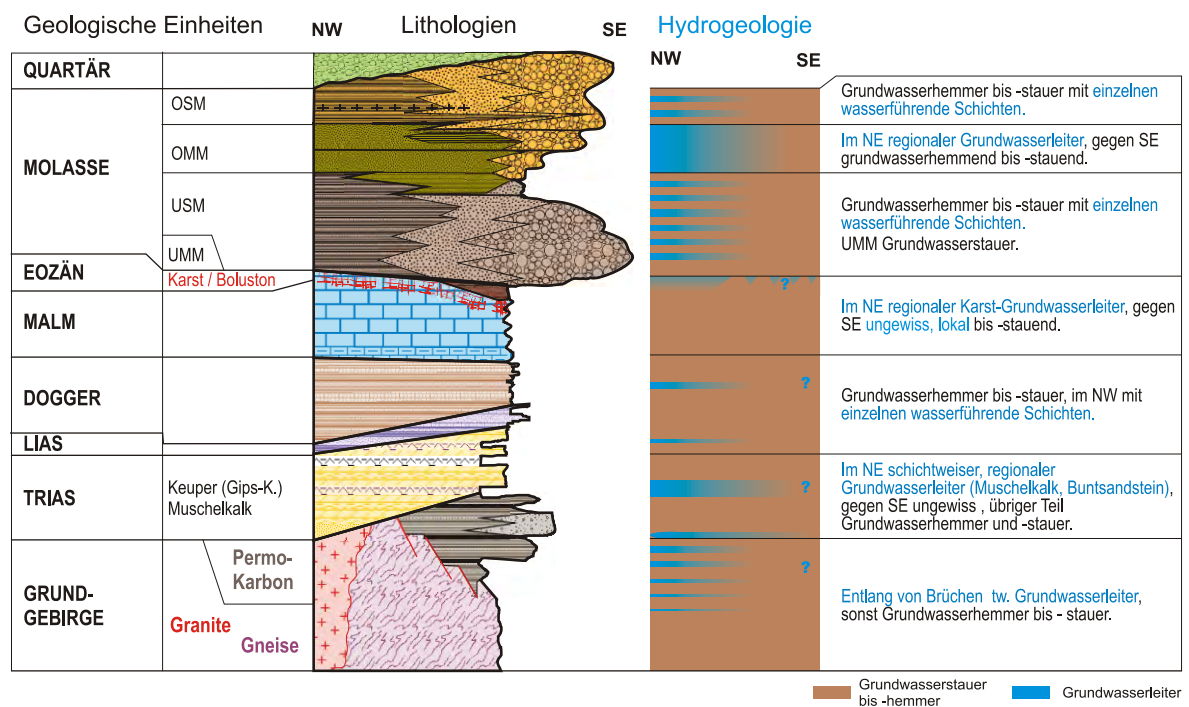


Abb. 20: Hydrostratigrafisches Sammelprofil des Kantons Luzern nach (Keller, 1992) und (Nagra, 2002).

Hydrogeologische Einheit	Durchlässigkeitsbeiwerte k [m/s]		
	Mittelland N (v.a. Nordostschweiz)	Mittelland S (nahe Alpenrand)	
Obere Meeresmolasse	$x \cdot 10^{-7}$ (vereinzelt bis $x \cdot 10^{-5}$)	$< x \cdot 10^{-8}$	
Oberer Malm	$x \cdot 10^{-7}$ bis $x \cdot 10^{-8}$ Karst $x \cdot 10^{-4}$	$< x \cdot 10^{-8}$ Karst wenig wahrscheinlich, evtl. lokal	
Oberer Muschelkalk (Trias)	sehr variabel $x \cdot 10^{-7}$ bis $x \cdot 10^{-12}$ Störungen lokal $x \cdot 10^{-5}$	grosse Kenntnislücken, möglicherweise ungünstiger als im N	
Kristallin	verwittert	$x \cdot 10^{-6}$ bis $x \cdot 10^{-8}$	grosse Kenntnislücken, vermut- lich ungünstiger als im N
	frisch	$x \cdot 10^{-9}$ bis $x \cdot 10^{-12}$	$x \cdot 10^{-9}$ bis $x \cdot 10^{-12}$
Störungszonen am Rand der Permo-Karbon- Tröge	$x \cdot 10^{-5}$ bis $x \cdot 10^{-10}$ lokal evtl. höher	grosse Kenntnislücken, entlang der Permo-Karbontröge evtl. vorhanden	

Tab. 8: Zusammenstellung der bekannten Bereiche der Gesteinsdurchlässigkeiten der grundwasserleitenden Gesteinseinheiten im Untergrund des zentralen und östlichen Mittellands (vorwiegend nach (Nagra, 2002), (Chevallier, 2010) und (Signorelli, 2006).

3. GEOTHERMISCHE GRUNDLAGEN

3.1 Geothermische Eigenschaften des Felsuntergrunds

Die für die geothermische Nutzung wichtigen Grössen des Gesteins sind die Durchlässigkeit, die Wärmeleitfähigkeit ($W \cdot m^{-1} \cdot K^{-1}$) und die Wärmekapazität ($J \cdot kg^{-1} \cdot K^{-1}$). Sie bestimmen, wie viel geothermische Wärme mit dem Felsgrundwasser (Formationswasser) transportiert werden kann. Je grösser die Fliessgeschwindigkeit des Formationswassers, desto grösser der Wärmetransport.

In Abb. 21 sind die vorhandenen Daten der an Proben ermittelten Wärmeleitfähigkeiten von verschiedenen Gesteinsschichten aus dem schweizerischen Mittelland grafisch dargestellt. Die grünen, vertikalen Linien geben mittlere Parameter wieder, wie sie für thermische Modellierungen verwendet wurden.

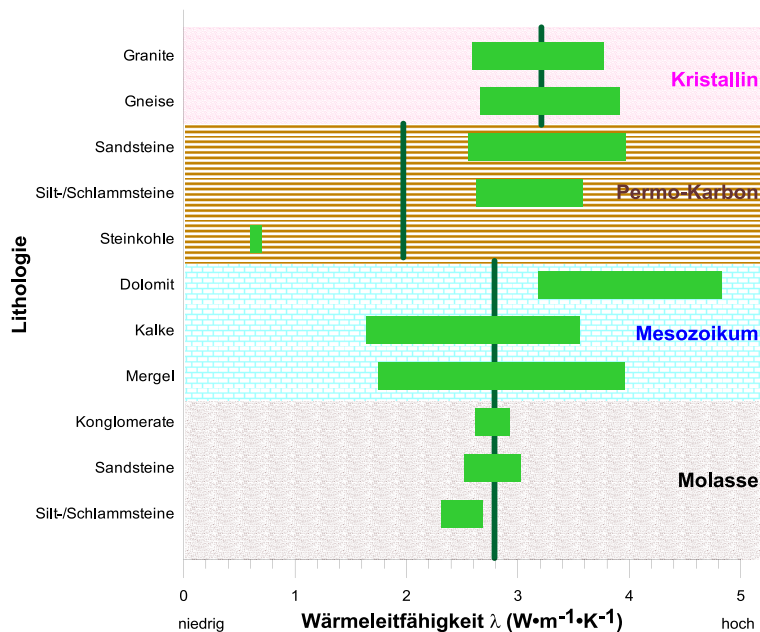


Abb. 21: Wärmeleitfähigkeit von verschiedenen Gesteinsschichten.

Basierend auf verschiedenen Grundlagen über die geothermischen Eigenschaften von Gesteinen im Untergrund (Schärli, 2002, Leu, 1999, Nagra, 2002) lassen sich die folgenden Erkenntnisse zusammenfassen:

- Die Gesteine des Molasse-Beckens zeichnen sich aus durch relativ niedrige Wärmeleitfähigkeiten.
- Die Gesteine des Mesozoikums weisen eine grössere Streuung auf, da sie lithologisch generell sehr variabel und statistisch ungenügend ausgewertet sind.
- Da die Mächtigkeit der Füllung des Molasse-Beckens gegen den Alpennordrand hin generell ansteigt, nimmt auch die thermische Isolation des gegen den Alpenrand hin abfallenden, gut leitenden kristallinen Untergrunds zu.
- Beim Permokarbon sind die sehr geringen thermischen Leitfähigkeiten der darin vorkommenden Steinkohlen als eigentliche Isolatoren zu betrachten.
- Die Permo-Karbon-Tröge können als thermisch eher isolierend betrachtet werden, wobei hier die Mächtigkeit und seitliche Ausdehnung von Steinkohleschichten massgebend erscheint.
- Die vorhandenen Daten lassen auf eine deutlich erhöhte Leitfähigkeit des kristallinen Grundgebirges schliessen.

3.2 Geothermischer Gradient

Der geothermische Gradient gibt an, um wie viele °C (oder K) die Temperatur mit der Tiefe ansteigt. Bei konstanter Wärmestromdichte ändert sich der geothermische Gradient in Abhängigkeit von der Wärmeleitfähigkeit der Gesteine. Steigt die Wärmeleitfähigkeit, so fällt der geothermische Gradient ab und umgekehrt.

Zur Erfassung der geothermischen Gradienten im Untergrund auf Kantonsgebiet wurde versucht, die bestehenden Daten auszuwerten und grafisch darzustellen. Im Kanton Luzern existieren jedoch nur wenige Bohrungen, in denen die geothermischen Gradienten ermittelt wurden (Abb. 22).

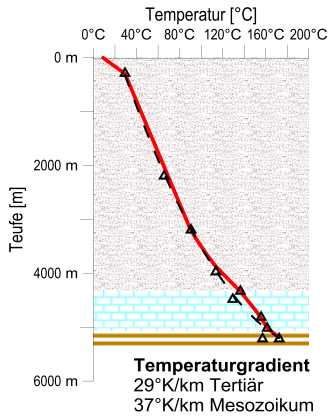
Zu den verfügbaren Daten kann folgendes festgehalten werden:

Es sind sehr unterschiedliche Datensätze vorhanden, bestehend aus älteren Bohrungen mit punktuellen, interpolierten Messungen (Entlebuch, Hünenberg, Pfaffnau und Boswil) einerseits sowie kontinuierlichen Messungen (D4, Weggis) andererseits. Aus dem Grundgebirge liegen keine Informationen vor.

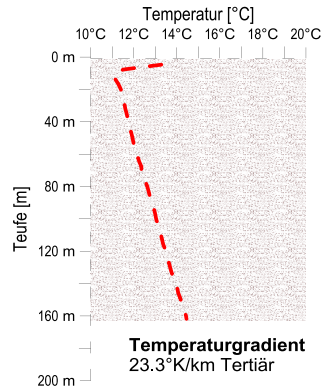
Die Temperaturmessungen werden durch verschiedene Faktoren wie Standzeit nach dem Bohren, Dauer und Temperatur der Bohrspülung, Vorhandensein einer Verrohrung etc. beeinflusst. Deshalb müssen die gemessenen Temperaturen jeweils mathematisch korrigiert werden.

Generell sind die Temperaturgradienten des oberflächennahen Bereichs im Nordteil des Kantons deutlich erhöht (Pfaffnau 1 mit 43 K/km). Darunter sind die Temperaturgradienten bis an die Basis des Molasse-Beckens mit 29 bis 33 K/km erheblich niedriger, mit Trend einer Zunahme nach NW. Darunter sind im Mesozoikum vermutlich erhöhte Temperaturgradienten (37 bis 39 K/km) vorhanden.

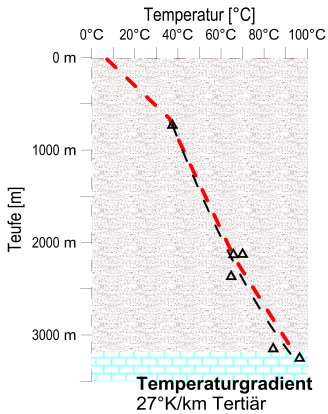
Entlebuch 1



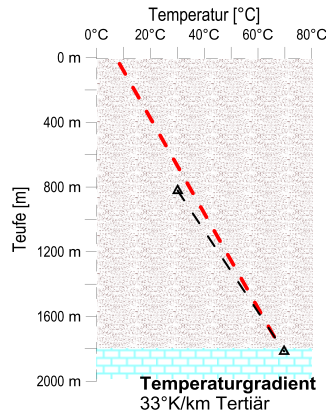
D4 PB Root



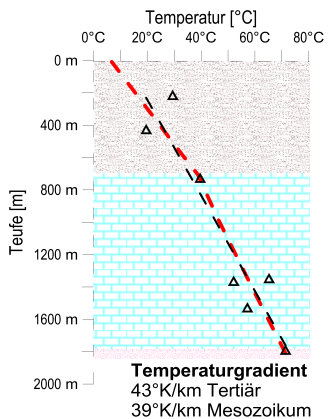
Hünenberg 1



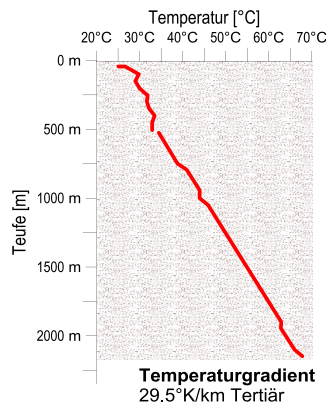
Boswil 1



Pfaffnau 1



Weggis



Legende

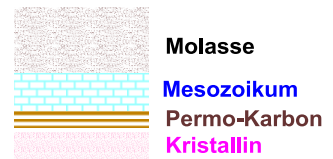


Abb. 22: Temperaturprofile der Bohrungen im Perimeter des Kantons Luzern nach (Vollmayr, 1983), (Keller, 2007) und (Greber, 1994). Zu beachten sind die unterschiedlichen Maßstäbe Teufe / Temperatur. Die Dreiecke bedeuten Messpunkte, die schwarzen Linien berechnete mittlere Gradienten und die roten Linien Interpolationen, ausser bei Weggis und D4 Root mit kontinuierlichen Messreihen.

Wegen der geringen Datendichte im Kanton Luzern ist eine Extrapolation der bestehenden Messwerte für die Bestimmung von grossräumige Aussagen mit erheblichen Unsicherheiten verbunden. Weitere mögliche Einflussfaktoren wie Gesteinseigenschaften, Strukturen und Formationswässer im Untergrund können vorliegend ebenfalls nicht genauer beurteilt werden. Diese Unsicherheiten berücksichtigend, wurden in Anhang 5 Isolinien unkorrigierter geothermischer Gradienten im tieferen Untergrund basierend auf grossräumigeren Interpolationen von (Nagra, 1985) und (Vollmayr, 1985) zusammengestellt.

Die Karten der geothermischen Gradienten verdeutlichen den Trend einer generellen Abnahme der Temperaturgradienten vom Jura hin zum Alpenrand, also von rund 40 °C/km im Nordwesten des Kantons auf unter 30 °C/km im Südosten. Dies sind im Vergleich mit Mitteleuropa leicht überdurchschnittliche Werte.

Lokal erhöhte Gradienten (vertikal oder horizontal) durch aufsteigende warme Wässer in offenen Störungs-/Kluftzonen oder durch Isolationseffekte bestimmter Gesteinstypen sind möglich, bisher jedoch für den Kanton Luzern nicht bekannt.

Basierend auf den in Anhang 5 dargestellten geothermischen Gradienten im tieferen Untergrund wurden Isolinien der Tiefenlagen gleicher Temperaturen für 100 °C, 150 °C sowie 200 °C errechnet (Anhänge 6a, 6b und 6c). Diese Darstellungen verstehen sich auf Grund der oben erläuterten Unsicherheiten als grobe Richtgrössen.

3.3 Geothermischer Wärmefluss

Der geothermische Wärmefluss bezeichnet die Wärmemenge, die pro Quadratmeter an die Erdoberfläche abgegeben wird. Er lässt sich mittels den geothermischen Eigenschaften von Gesteinen und dem geothermischen Gradienten bestimmen. Da sowohl für die Verteilungen der Wärmeleitfähigkeiten als auch für die geothermischen Gradienten nur wenige Daten vorliegen, kumulieren sich diese Unsicherheiten bei der Berechnung des geothermischen Wärmeflusses.

Anhang 7 zeigt die kartografische Kompilation der Daten von (Medici, 1995) und (Nagra, 2002). Trotz der beschriebenen Unsicherheiten lässt sich aus dieser Wärmeflusskarte eine graduelle Zunahme des Wärmeflusses von SSE (Alpennordrand < 70 mW/m²) nach NW bis zur Kantonsgrenze (gut 90 mW/m²) interpretieren. Gesamtschweizerisch liegen diese Werte im mittleren, gegen den Alpenrand hin zunehmend im tieferen Bereich.

Bereiche mit anormal erhöhtem Wärmefluss, wie sie durch aufsteigende Tiefengrundwässer verursacht werden und denen eine besondere Eignung zur Gewinnung geothermischer Energie zukommt, sind derzeit im Kantonsgebiet nicht bekannt.

3.4 Zusammenfassende Betrachtung

Die beschriebenen geothermischen Eigenschaften (Wärmeleitfähigkeit, Gradient, Wärmefluss) sind bedeutende Faktoren für eine wirkungsvolle Tiefengeothermie und beeinflussen die Wirtschaftlichkeit eines Projektes. Es ist jedoch festzuhalten, dass keine dieser Eigenschaften alleinentscheidend für eine Potentialbeurteilung für bestimmte Gebiete ausreicht. Für die thermische Leistung einer Anlage sind im Wesentlichen die Förderrate des Wassers

aus den Zielhorizonten entscheidend, welche durch die Durchlässigkeit der Gesteine gegeben ist. Ob 50 l/s anstatt 5 l/s gefördert werden können, verzehnfacht die Leistung, wohingegen die Temperaturzunahme nach unten mit 27 oder 33 °C/km erfolgt, ist für die tiefe Geothermie nicht kritisch. Trotz Anomalien gleicht sich der geothermische Gradient auf Ziel-tiefe von rund 5'000 m den in der oberen Erdkruste üblichen 30 °C/km an. Dieser Wert kann für erste Potentialabschätzungen tiefegeothermischer Anlagen verwendet werden.

4. RISIKEN

Bei der Standortwahl von geothermischen Anlagen sind das Risiko durch seismische Aktivitäten und die Gefahr von Gasaustritten bei Bohrungen zu beachten.

4.1 Risiko durch seismische Aktivitäten

Langsame Bewegungen der immer noch andauernden aktiven Gebirgsbildung bauen in der Erdkruste fortlaufend gewaltige Spannungen auf, die sich auch in der Schweiz von Zeit zu Zeit als Erdbeben unterschiedlichster Stärke entladen. Die seismische Gefährdung ist die Möglichkeit eines grösseren Erdbebens. Es ist im Kanton Luzern gering. Das seismische Risiko hingegen ist das Zusammenspiel von seismischer Gefährdung, Untergrund und Verletzbarkeit der Infrastruktur.

Das seismische Risiko darf somit nicht mit der seismischen Gefährdung verwechselt werden. Die seismische Gefährdung spiegelt alleine die Möglichkeit eines Erdbebens an einem bestimmten Standort wieder, wobei die Stärke und die Häufigkeit von Beben einfließen. In unbewohnten und unbebauten Gebieten haben häufige und stärkere Erdbeben, so wie sie in der Schweiz maximal auftreten können, kaum Auswirkungen. Es kann nur wenig beschädigt werden. Dagegen kann ein einzelnes, seltenes und schwaches bis mittleres Erdbeben in dicht überbauten Gebieten und / oder ungünstigen Bodenbeschaffenheiten einen grossen Personen und Sachschaden generieren. Das Problem hierbei ist, dass betroffene Werte häufig in Tälern und Ebenen anzutreffen sind, deren Untergrund ungünstig auf mögliche Erdbeben reagiert. Diese Gebiete sind besonders verletzbar.

In der Abb. 23 ist die seismische Gefährdung und das seismische Risiko für die Schweiz aufgetragen. Es ist gut zu erkennen, dass der Kanton Luzern abgesehen von der Stadt Luzern im Vergleich zu den meisten anderen Gebieten in der Schweiz hinsichtlich der Häufigkeit und Stärke von Erdbeben sowie möglicher Schäden weniger gefährdet ist.

Ein EGS-Projekt (siehe Teil 1 Kap. 2.3) sollte, da mit der Stimulation verbundene, mögliche Erdbeben wie in Basel nicht ausgeschlossen werden dürfen, nicht in seismischen Risikogebieten durchgeführt werden, zumindest solange, wie die induzierte Seismizität, welche durch hydraulische Stimulationen zur Erhöhung der Fliessraten im Fels noch ungenügend kontrolliert werden kann.

Einige hydrothermale Projekte in Deutschland (z.B. Landau) haben gezeigt, dass auch bei einer rein hydrothermalen Nutzung schwache Erdbeben mit Magnituden $ML = 2$ (kaum bzw. nur von wenigen Personen wahrnehmbar) entstehen können. Diese traten meist bei Ände-

rungen des Betriebs (Hoch- bzw. Runterfahren des Systems) auf. Vermutlich ist der Temperatureinfluss des eingepressten kalten Wassers und der damit verbundenen Spannungsänderungen doch von grösserer Bedeutung als bisher angenommen. Bei einer möglichen hydrothermalen Nutzung sollte dies berücksichtigt bzw. kommuniziert werden.

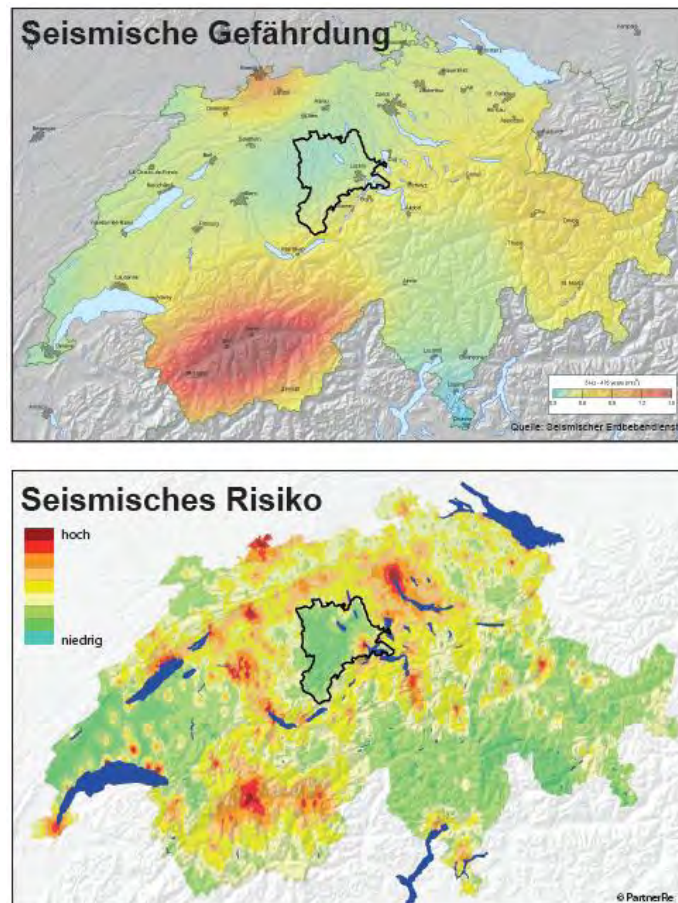


Abb. 23: Seismische Gefährdung und seismisches Risiko in der Schweiz.

Im Anhang 11 sind weitergehende Information zu seismischer Gefährdung und Risiko publiziert durch den Schweizerischen Erdbebendienst.

4.2 Risiken durch Erdgas

Den Risiken durch Erdgas kommt bei einer Exploration tiefer Geothermie eine angemessene Bedeutung zu, weil im Bereich des Molasse-Beckens und im angrenzenden Alpenraum zahlreiche Erdgasvorkommen und -austritte dokumentiert sind (Nagra, 2008), siehe auch Anhang 8.

Im Kanton Luzern sind viele Gasaustritte an die subalpine Molasse gebunden. Das Erdgas der ebenfalls in der subalpinen Molasse gelegenen Bohrung Finsterwald LU stammt aus einem Reservoir im verkarsteten Malm. Das zugehörige Muttergestein ist vor allem in den Kohlen des darunter liegenden Permokarbon-Trogs zu sehen.

Generell handelt es sich bei den zu betrachtenden Gasen um thermokatalytische Gase, die in den tief liegenden Muttergesteinen gebildet wurden und langsam an die Erdoberfläche migrieren - vermutlich bevorzugt in der Fissurationsporosität steil stehender tektonischer Störungen. Dabei können sie sich in porösen Reservoirsteinen (z. B. Sandsteine oder Klüftzonen) anreichern. Als ergiebige Muttergesteine kommen unter dem Molasse-Becken vor allem die Kohlen der Permo-Karbon-Tröge (Kap.2.3 und Anhang 8) in Frage.

Bei Explorationen für Tiefengeothermie im Kanton Luzern ist somit der Gasgefährdung eine angemessene Priorität zuzuordnen. Wird im Bereich der bekannten Permo-Karbon-Tröge – die im Untergrund von Luzern flächig verbreitet vermutet werden – gebohrt, muss mit erheblichen Gaszutritten gerechnet werden. Bei einer Bohrung sind die entsprechenden technischen Sicherheitsmassnahmen (Gas-Preventer) zu treffen.

5. FOLGERUNGEN FÜR TIEFE GEOTHERMIE IM KANTON LUZERN

5.1 Erfolgsfaktoren

Basierend auf den vorangehenden Kapiteln lassen sich die an die Untergrundverhältnisse gebundenen Erfolgsfaktoren für geothermische Anlagen wie folgt zusammenfassen:

Für hydrothermale Anlagen

Aus geologischer Sicht ist bei hydrothermalen Projekten entscheidend, ob im Zielhorizont ein Aquifer angetroffen wird („fündig“) oder nicht („nicht fündig“). Ist der Zielhorizont Wasser führend, die Fliessrate jedoch zu klein, kann die Durchlässigkeit des Aquifers durch chemische und/oder hydraulische Stimulation teilweise stark erhöht werden.

Die thermische Leistung eines Aquifers wird bestimmt durch die Temperatur im Untergrund und der nach allfälligen Stimulationen erzielbaren Förderrate. Die Temperatur kann über die Wahl des Zielhorizonts hinreichend genau bestimmt werden. Der entscheidende, unbekannteste Faktor ist die Förderrate. Diesbezügliche Abschätzungen können im Kanton Luzern aufgrund der noch geringen Untergrundkenntnisse nur eingeschränkt gemacht werden. Erste Vermutungen basieren fast ausschliesslich auf Ergebnissen aus anderen Regionen.

Die Gesteinsdurchlässigkeit und damit die erzielbare Förderrate werden grundsätzlich durch verschiedene geologische Parameter beeinflusst, welche mittels unterschiedlicher Erkundungsmethoden abgeschätzt werden können. Eine genaue Bestimmung der Förderrate ist letztlich jedoch nur mit einer Bohrung möglich.

Für petrothermale Anlagen

Bei diesen Verfahren ist die Reaktion des Zielgebiets auf hydraulische Stimulation von grösster Bedeutung. Einerseits müssen sich entsprechende Wasserwegsamkeiten über einen genügend grossen Raum ausbilden, andererseits dürfen keine störenden Erdbeben entstehen. Die notwendige Temperatur wird über die entsprechende Wahl der Zieltiefe erreicht. Die Maximaltiefe wird wegen der mit der Tiefe überproportional zunehmenden Bohrkosten durch die Wirtschaftlichkeit des Gesamtprojekts bestimmt und liegt aktuell bei

ca. 5 bis 6 km. Mittels innovativer Bohrverfahren und Etablierung der Technologie wird sich der wirtschaftlich nutzbare Bereich mittel- bis langfristig wahrscheinlich in grössere Tiefen erstrecken.

5.2 Potentielle Aquifere

Zusammenfassend aus den vorangehenden Kapiteln können im Kanton Luzern die folgenden natürlichen wasserführenden Schichten für eine tiefengeothermische Nutzung in Betracht gezogen werden:

5.2.1 Sandsteine der oberen Meeresmolasse

Warme Wässer können in porösen Sandsteinen der Molasse in Tiefen bis 1'000 m regional vorkommen (siehe auch Kapitel 2.3 und 2.5). Im nördlichen Kantonsteil sind besser durchlässigere Sandsteinhorizonte zu erwarten. Allerdings liegen in diesen Gebieten die Schichten zu oberflächennah und die Temperaturen für die gewünschte geothermische Nutzung sind zu gering (z.B. in der Region Pfaffnau, wo die zu erwartenden Temperaturen kaum über 25 °C liegen). Als potenzieller Aquifer scheiden diese Schichten aufgrund zu niedriger Temperaturen für eine tiefengeothermische Stromproduktion aus. Nutzungsmöglichkeiten können für Wärmeproduktion in mittleren Temperaturbereichen in Betracht gezogen werden. Nachfolgend werden diese Schichten nicht für die weiteren Folgerungen einbezogen.

5.2.2 Mesozoische Sedimente

Die potenziellen Aquifere des Mesozoikums sind insbesondere die verkarsteten und geklüfteten Kalke des Oberen Malm (Karst- und Kluftaquifer) sowie die Kalk- und Dolomitgesteine des Oberen Muschelkalks (Poren- und Kluftaquifer).

Da das Mesozoikum Richtung Alpen abtaucht, liegt die Oberfläche des Oberen Malm im Norden bei Pfaffnau in ca 700 m und im Süden bei Finsterwald in ca. 4'400 m unter Terrain. Dementsprechend befinden sich die beiden potenziellen Aquifere im Nordteil des Kantons in Tiefen, wo Temperaturen von deutlich unter 100 °C zu erwarten sind. Richtung Süden steigt das Temperaturniveau infolge der zunehmenden Tiefenlage beim Malm auf ca 120 °C und für den Muschelkalk stellenweise bis auf 150 °C an.

5.2.3 Kristallines Grundgebirge und Randbereiche von Permokarbontrögen

Als potenzieller Aquifer kann die oberste Zone des Kristallins angesehen werden, da diese mehr oder wenig stark verwittert und dadurch höher durchlässig sein kann. Sie ist im ganzen Kantonsgebiet vorhanden. Im Norden bei Pfaffnau liegt diese Zone in ca 2'000 m Tiefe und taucht gegen Süden kontinuierlich in grössere Tiefen. Bei Wolhusen befindet sie sich bereits in ca 3'000 m Tiefe.

Im Bereich von Störungszonen ist in kristallinen Gesteinen ein Kluftnetz möglich, sodass diese Zonen ebenfalls als potenzielle Aquifere angesehen werden können. Solche Zonen müssen aber für eine präzise Ortung noch detailliert exploriert werden.

In den Randbereichen der Permokarbontröge mit den tektonischen Schwächezonen werden tiefe Fels-Kluftaquifere als möglich prognostiziert (vgl. Kapitel 2.5.2). Auch hier müssen für präzise Ortungen entsprechende Untersuchungen durchgeführt werden.

5.3 Tiefengeothermisches Potential

5.3.1 Potential hydrothermale Geothermie

Im Kanton Luzern sind für den höheren Temperaturbereich der Obere Malm und der Obere Muschelkalk, die Randbereiche der Permokarbontröge sowie die zerklüfteten obersten Zonen des Kristallins potenziell Wasser führende Horizonte. Die Wahrscheinlichkeit ist hoch, die wichtigsten hydrothermalen Schichten, den Malm und den Muschelkalk, anzutreffen. Unbekannt ist deren Durchlässigkeit. Karst- und Kluftaquifere sind sehr lokale Phänomene und sind an lokal begrenzte geologische Strukturen gebunden. Können diese bzw. die Störzonen seismisch lokalisiert und charakterisiert werden, verbessern sich die Fündigkeitschancen. Bei ungenügender natürlicher Durchlässigkeit können durch Ansäuerung deutlich grössere Durchflussraten erreicht werden. In der Geothermiebohrung Unterhaching in Bayern waren am Anfang die Schüttungsraten bescheiden. Nach der Ansäuerung werden nun Raten von 150 l/s erreicht. Eine weitere Möglichkeit zur Erhöhung der Fündigkeit ist, dass die Bohrungen in Bereiche mit tektonischen Störzonen platziert und/oder durch technische Massnahmen wie Verlängerung der Brunnenstrecke durch den Aquifer und durch Störungsflächen optimiert werden muss.

Spezialfall: hydrothermales „Trogrand-Konzept“

Aktuell werden in der Schweiz auch die Randbereiche der Permokarbontröge mit den randlichen tektonischen Schwächezonen als prioritäre Prospektionsziele für hydrothermale Geothermie beurteilt. Solche Tröge werden auch im Kanton Luzern vermutet (Anhang 8) und werden als erfolgsversprechend beurteilt. Die paläozoischen Sedimentfüllungen der Tröge wirken als thermischer Isolator, was für deren Randbereiche tendenziell erhöhte Wärmestromdichten bedeutet. Der geothermische Zielhorizont liegt dabei nicht in den Trogfüllungen selbst, da dessen Sedimente vermutlich schlecht durchlässig sind, sondern im benachbarten tektonisch beanspruchten Kristallin des Grundgebirges. Insbesondere in Bereichen, wo randliche Trogstörungen sich mit anders gerichteten Störungssystemen kreuzen, scheint die Existenz von tiefen Fels-Kluftaquiferen möglich.

Da über die Existenz und Ausbildung der Permokarbontröge im mittleren und südlichen Bereich des Molassebeckens noch wenige gesicherte Daten existieren, und geophysikalische Methoden sich nur bedingt für die Erkundung der tiefen Strukturen im Sockel eignen, muss die Machbarkeit dieses hydrothermalen "Trogrand-Konzepts" durch Erkundungsbohrungen abgeklärt werden. Denkbar ist auch die kombinierte hydrothermale Nutzung von tiefen hydrothermalen Horizonten im Sedimentstapel des Mesozoikums, z.B. des Muschelkalks, und den tektonisch beanspruchten Gesteinen des Grundgebirges. Dieses Modell wird zurzeit von aktiv tätigen Unternehmungen in der tiefen Geothermie geprüft und entwickelt.

5.3.2 Potential petrothermale Geothermie

Zielhorizont im Kanton Luzern ist das Kristallin, die wirtschaftliche Maximaltiefe einer Bohrung liegt bei 5 bis 6 km. Gemäss heutigem Untergrundmodell beschränkt sich die petrothermale Nutzung des Kristallins auf den nördlichen und mittleren Teil des Kantons. Weiter südlich werden in der Zieltiefe Permo-Karbontröge vermutet und im südlichen Entlebuch stehen mesozoische Sedimente an. Da jedoch in bestehender Seismik Kristallin und Permo-Karbon nur bedingt unterscheidbar sind, kann der südliche Kantonsteil nicht im Vorhinein ausgeschlossen werden. Mittel- bis langfristig können möglicherweise auch grössere Kristallintiefen wirtschaftlich erschlossen werden. Gleichzeitig ist die Eignung des Permo-Karbons für eine Stimulation noch nicht untersucht.

Grundsätzlich ist es für petrothermale Anlagen von Vorteil, wenn eine erhöhte «natürliche» Wasserwegsamkeit, insbesondere geklüftete Zonen, gegeben ist. Die Ränder der Permo-Karbontröge sind daher auch für petrothermale Anlagen als potentiell geeignet einzustufen.

Die technische Entwicklung für die Erschliessung von Reservoirsystemen in der Schweiz wird durch die Geo-Energie Suisse vorangetrieben. Im Zentrum steht zurzeit die Entwicklung eines neuen Konzeptes zur Nutzung der petrothermalen Geothermie mit dem horizontalen Multirisskonzept und einem mehrstufigen Verfahren zur Erfassung, Verminderung und Überwachung der Seismizität (siehe Anhang 12). Damit sollen einerseits die Risiken und Gefahren aus der induzierten Seismizität reduziert werden, andererseits aber auch eine bessere Energieausbeute und Wirtschaftlichkeit der Anlagen angestrebt werden. Bei positivem Verlauf dieser Entwicklungen ist für die petrothermale Geothermie im Kanton Luzern ein Potential angesagt.

5.4 Prioritäre Gebiete

Basierend auf den gegebenen Kenntnissen über die potentiell wasserführenden Schichten, über den geologischen Aufbau des Untergrundes und über den Temperaturverlauf in der Tiefe lässt sich der Kanton Luzern grob in die folgenden nutzbaren tiefengeothermischen Bereiche unterteilen:

Nur Wärme:	Wassertemperatur im Zielgebiet	<100 °C
Strom und Wärme:	Wassertemperatur im Zielgebiet	120 °C – 150 °C
	Wassertemperatur im Zielgebiet	>150 °C

Die nachfolgenden Grenzziehungen basieren auf dem aktuellen Stand der geologischen Kenntnisse des Untergrundes und sind als Richtwerte zu verstehen (siehe dazu die Anhänge 9 und 10).

	Wärme (<100 °C)	Strom und Wärme	
		(120 – 150 °C)	(>150 °C)
Hydrothermal Oberer Muschelkalk	Nördlich einer Linie Zell – Sursee - Hitz- kirch	Südlich einer Linie Menznau – Sempach - Hochdorf	Evtl. nur im südli- chen Entlebuch
Hydrothermal Malmkalk	Nördlich einer Linie Napf – Malters - Inwil	Südlich einer Linie Entlebuch - Ebikon	Evtl. nur im südli- chen Entlebuch
Petrothermal im Kristallin und evtl. im Permokarbon	Bis 5'000 m unter Terrain: Nördlich einer Linie Wolhusen – Rothenburg – Root		

Tab. 9: *Nutzbare tiefengeothermische Bereiche im Kanton Luzern*

Diese Tabelle mit den prioritären Gebieten lässt sich wie folgt erläutern:(siehe dazu die Anhänge 9 und 10).

Im nördlichen Teil des Kantons Luzern, etwa im Gebiet nördlich einer Linie Zell – Sursee - Hitzkirch, sind für hydrothermale Geothermie die Temperaturen der potenziellen Aquifere Muschelkalk und Malm unter 100 °C und daher zu gering für eine Stromproduktion. Wasserführende Zonen im Top Kristallin oder in Störzonen in Randbereichen von Permokarbontrögen liegen nördlich dieser Linie ebenfalls mehrheitlich in Tiefenbereichen mit einer Wassertemperatur von weniger als von 100 °C. Je nach Standort und Zielhorizont in der Tiefe sind in diesem Gebiet jedoch geothermische Vorhaben mit Wärmenutzung (ohne Stromproduktion) möglich, z.B. für industrielle und private Wärmeabnehmer.

Weiter gegen Süden steigt die Temperatur jedoch im Top Kristallin über die gegenwärtig entscheidende Temperaturgrenze von 100 °C.

Für petrothermale Geothermie im kristallinen Grundgebirge ist der Norden des Kantons für die Stromproduktion geeignet. Dabei ist die Ausdehnung und Mächtigkeit der Permokarbontröge von Bedeutung.

Im **südlichen Teil des Kantons Luzern** weisen für *hydrothermale Geothermie* die potenziellen Aquifere des Mesozoikums und des Top Kristallins die erforderlichen Temperaturen von mindestens 100 °C auf. Für eine Stromproduktion sind diese potentiellen Aquifere ab einer Tiefe mit Temperaturen von über 120 °C interessant. Beim Muschelkalk ist dieses Gebiet etwa südlich einer Linie Menznau – Sempach – Hochdorf und beim Oberen Malm etwa südlich einer Linie Entlebuch - Ebikon prognostizierbar. Die Schichten des Muschelkalks tauchen voraussichtlich nur im südlichen Teil des Entlebachs in Temperaturbereiche von 150 °C.

Die Nutzungsmöglichkeit des Top Kristallins als Aquifer für hydrothermale Geothermie für Strom und Wärme verläuft etwa von Norden her bis zu einer Linie Wolhusen – Rothenburg – Root. In diesen Bereichen liegen Temperaturen von bis zu 150 °C vor. Südlich davon stehen auf dieser Zieltiefe höchstwahrscheinlich permokarbonische und im südlichen Entlebuch mesozoische Sedimente an.

Für petrothermale Projekte im Kristallin käme EGS auf Zieltiefen von rund 5'000 m auch nur nördlich einer Linie Wolhusen – Rothenburg – Root in Frage. Südlich davon ist die Machbarkeit für EGS-Vorhaben beschränkt weil die wirtschaftliche Bohrtiefe heute bei 5 bis 6 km Tiefe begrenzt ist. Entscheidend sind jedoch die Ausbreitung und Tiefe der Permokarbontröge, über welche heute noch wenige Kenntnisse vorliegen.

Der erwähnte Perimeter kann unter Berücksichtigung der seismischen Risiken und Gefährdung weiter eingegrenzt werden. Im nördlichen Teil des Kanton Luzern und im Napfgebiet lassen sich Gebiete mit niedrigem Risiko bezüglich seismischer Gefährdung ableiten. Solche Regionen sind prospektiv für petrothermale Geothermie. Grosse Agglomerationen sind vorerst noch auszuschliessen. Des Weiteren ist insbesondere aus bohrtechnischen Gründen die Mächtigkeit der Sedimentbedeckung über dem kristallinen Untergrund von Bedeutung. Für EGS im Kristallin geeignet sind Bereiche mit einer Sedimentbedeckung von 3'000 bis 4'000 m (siehe Anhang 10).

Basierend auf den obenerwähnten Kriterien liegen für eine petrothermale Geothermie im Grossraum von Eschenbach – Hitzkirch – Napf – Neuenkirch günstige Voraussetzungen vor.

Für detailliertere Standorteingrenzungen sind in jedem Fall weitere Abklärungen gemäss noch festzulegenden Kriterien erforderlich. Zur Nutzung der produzierten Abwärme sind auch die Abnehmerpotentiale von grosser Wichtigkeit.

6. MASSNAHMEN UND WEITERE AKTIVITÄTEN

Der vorliegende Bericht beinhaltet die Grundlagen für die tiefengeothermische Nutzung und versucht im Rahmen des aktuellen Kenntnisstandes erste Aussagen über das Potential und mögliche Nutzungsbereiche für den Kanton Luzern darzulegen. Dabei wurde mehrfach festgehalten dass bei den geologischen Daten für präzise Aussagen und Beurteilungen noch grosse Kenntnislücken vorliegen. Diese werden insbesondere dann von Bedeutung, wenn es um verlässliche Prognosen über die Untergrundverhältnisse an bestimmten Lokalitäten geht. Für die vorliegenden Fragestellungen ist es zum gegenwärtigen Zeitpunkt jedoch noch nicht ausschlaggebend, ob bestimmte Gesteinsschichten 200 m mehr oder weniger tief anzutreffen sind. Von entscheidender Bedeutung hingegen sind Kenntnisse über deren Durchlässigkeit – diese werden allerdings erst nach Bohrungen verlässlich vorliegen.

Zurzeit arbeiten gesamtschweizerisch Fachleute aus verschiedenen Richtungen intensiv an der Erweiterung von Kenntnissen für eine Nutzung der tiefen Geothermie. Wie im Bericht dargelegt werden konnte, verfügt der Kanton Luzern potentiell über nennenswerte Gebiete, welche sich für die tiefengeothermische Nutzung eignen können. Weitere Massnahmen und Aktivitäten für eine zielorientierte Umsetzung sind daher angesagt. Die untenstehende Zusammenstellung (Tab. 10) von solchen Aktivitäten erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit:

Bereich	Tätigkeit
Recht	Erstellung von gesetzlichen Grundlagen für Erkundung, Exploration und Nutzung. Das Gesetz über die Gewinnung von Bodenschätzen und die Nutzung des Untergrundes wird zurzeit erarbeitet.
Geologie	Vertiefte Auswertung (Reprocessing und/oder Neuinterpretation bestehender Seismikdaten). Auswertung bestehender Daten von Bohrungen Durchführung von 3D-Seismik im Falle von konkreten Standortvorstellungen.
Standortevaluationen	Ermittlung von geeigneten Standorten für hydrothermale und/oder petrothermale Geothermieanlagen, unter Berücksichtigung aller erforderlichen Aspekte.
Wirtschaftlichkeit	Ermittlung von geologischen Mindestzielen (z.B. notwendige Förderrate nach allfälliger Stimulation bei hydrothermalen Projekten).
Wärmeabnehmerpotentiale	Ermittlung bestehender und zukünftiger Wärmeabnehmerpotentiale in potentiellen Zielgebieten.
Politisch	Erstellung eines Planungsberichtes für politische Entscheidungsträger.

Tab. 10: Weiterführende Aktivitäten.

An diesen Aktivitäten sollen sowohl die Verwaltung und die Politik als auch privatwirtschaftliche Akteure beteiligt sein.

7. REFERENZEN

- BEB. 1969. Bohrungsunterlagen Pfaffnau-1. s.l. : Archiv Swisstopo - Schweiz. geol. Dokumentationsstelle, 1969.
- Chevallier, G., Diamond, L.W. & Leu, W. 2010. Potential for deep geological sequestration of CO₂ in Switzerland: a first appraisal. *Swiss J. Geosci.* 2010, Bd. 103, S. 427 - 455.
- Eugster, W.J. 2004. Gesetzliche Rahmenbedingungen für die Erdwärmennutzung. *Bulletin Geothermie CH*, Nr. 36. 2004, S. 8-9.
- Greber, E., Grünenfelder, T., Keller, B. & Wyss, R. 1994. Die Geothermie-Bohrung Weggis, Kanton Luzern. *Bull. Ver. schweiz. Petroleum-Geol. u. Ing.* 1994, Bd. 61/138.
- Keller, B. 1993. Geologie des Felsuntergrundes. [Buchverf.] E. & Marti, C. Ruoss. Sempacher See. Luzern : Naturf. Ges. Luzern, Bd. 33, 1993.
- Keller, B. 2007. Grösster saisonaler Diffusionsspeicher der Schweiz D4 in Root (LU): Geologie, Petrophysik, Hydrogeologie und Erfahrungen mit der Realisation des Sondenfeldes. *Bull. angew. Geol.* 2007, Bd. 12/1, S. 43-62.
- Keller, B. 1992. Hydrogeologie des schweizerischen Molasse-Beckens: Aktueller Wissensstand und weiterführende Betrachtungen. *Eclogae geo. Helv.* 85/3, 1992, S. 611-651.
- Keller, B. 1990. Wirkung von Wellen und Gezeiten bei der Ablagerung der Oberen Meeresmolasse. Löwendenkmal und Gletschergarten - zwei anschauliche geologische Studienobjekte. *Mitt. Naturf. Ges. Luzern.* 1990, Bde. 31, 245-271.
- Lemcke, K., Büchi, U.P. & Wiener, G. 1968. Einige Ergebnisse der Erdölexploration auf die mittelländische Molasse der Zentralschweiz. *Bull. Ver. Schweiz. Petrol.-Geol. u. Ing.* 1968, Bde. Vol 35, Nr. 87, S. 15 - 34.
- Leu, W., et al. 1999. Geothermische Eigenschaften Schweizer Molassebecken (Tiefenbereich 0-500 m) s.l. : Bundesamt für Energie , 79p. (ENET-Nr. 9723719), 1999.
- Leu, W., Keller, B., Matter, A., Schärli, U. & Rybach, L. 1999. Geothermische Eigenschaften Schweizer Molassebecken (Tiefenbereich 0-500m). s.l. : Bundesamt für Energie, 79p. (ENET-Nr. 9723719), 1999.
- Medici, F. & Rybach, L. 1995. Geothermal map of Switzerland 1995 (heat flow density). *Beitr. geol. Schweiz, Geophysik.* 1995, Bd. 30.
- Nagra. 2002. Projekt Opalinuston. Synthese der wissenschaftlichen Untersuchungsergebnisse. *Technischer Bericht.* 2002, Bde. 02-03.
- Nagra. 1985. Szenarien der geologischen Langzeitsicherheit: Risikoanalyse für ein Endlager für hochradioaktive Abfall in der Nordschweiz. *Technischer Bericht.* 1985, Bde. 84-26.
- Nagra. 2008. Vorschlag geologischer Standortgebiete für das SMA- und HAA-Lager. *Geologische Grundlagen. Technischer Bericht.* 2008, Bde. 08-04.
- Schärli, U. & Kohl, T. 2002. Archivierung und Kompilation geothermischer Daten der Schweiz und angrenzender Gebiete. [Hrsg.] *Schweiz. geophysikal. Komm. Beiträge zur Geologie der Schweiz. Geophysik* Nr. 36. 2002.
- Signorelli, S. & Kohl, T. 2006. Geothermischer Ressourcenatlas der Nordschweiz. *Beitr. geol. Schweiz, Geophysik.* 2006, Bd. 39.

Sommaruga, A., Eichenberger, U., Marillier, F. & Schlunegger, F. 2011. Le Bassin Molasique. [Hrsg.] D. Raymond. Géochronique. 2011, Bd. 117, S. 44 - 52.

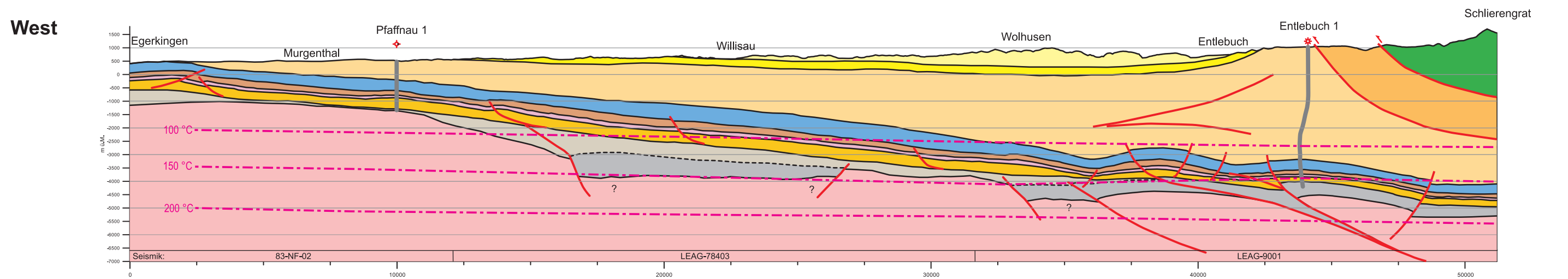
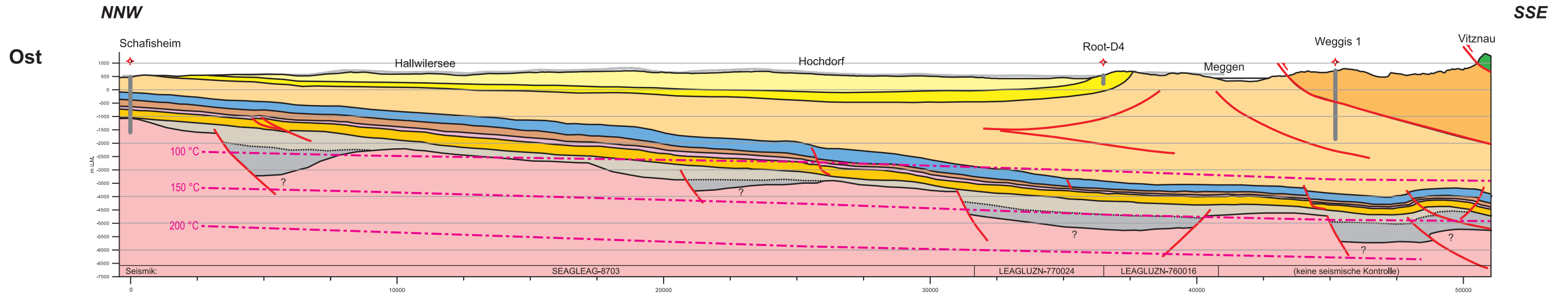
Vollmayr, T. & Wendt, A. 1987. Die Erdgasbohrung Entlebuch 1, ein Tiefenaufschluss am Alpennordrand. Bull. Ver. schweiz. Petroleum-Geol. u. Ing. 1987, S. Vol 53, Nr. 125, 67-79.

Vollmayr, T. 1985. Temperature in the subsurface of the Swiss and German alpine Foreland. Jour. Geodynamics. 1985, Bd. 4.

Vollmayr, T. 1983. Temperaturmessungen in Erdölbohrungen der Schweiz. Bull. Ver. schweiz. Petroleum-Geol. u. Ing. 1983, Bd. 49/116.

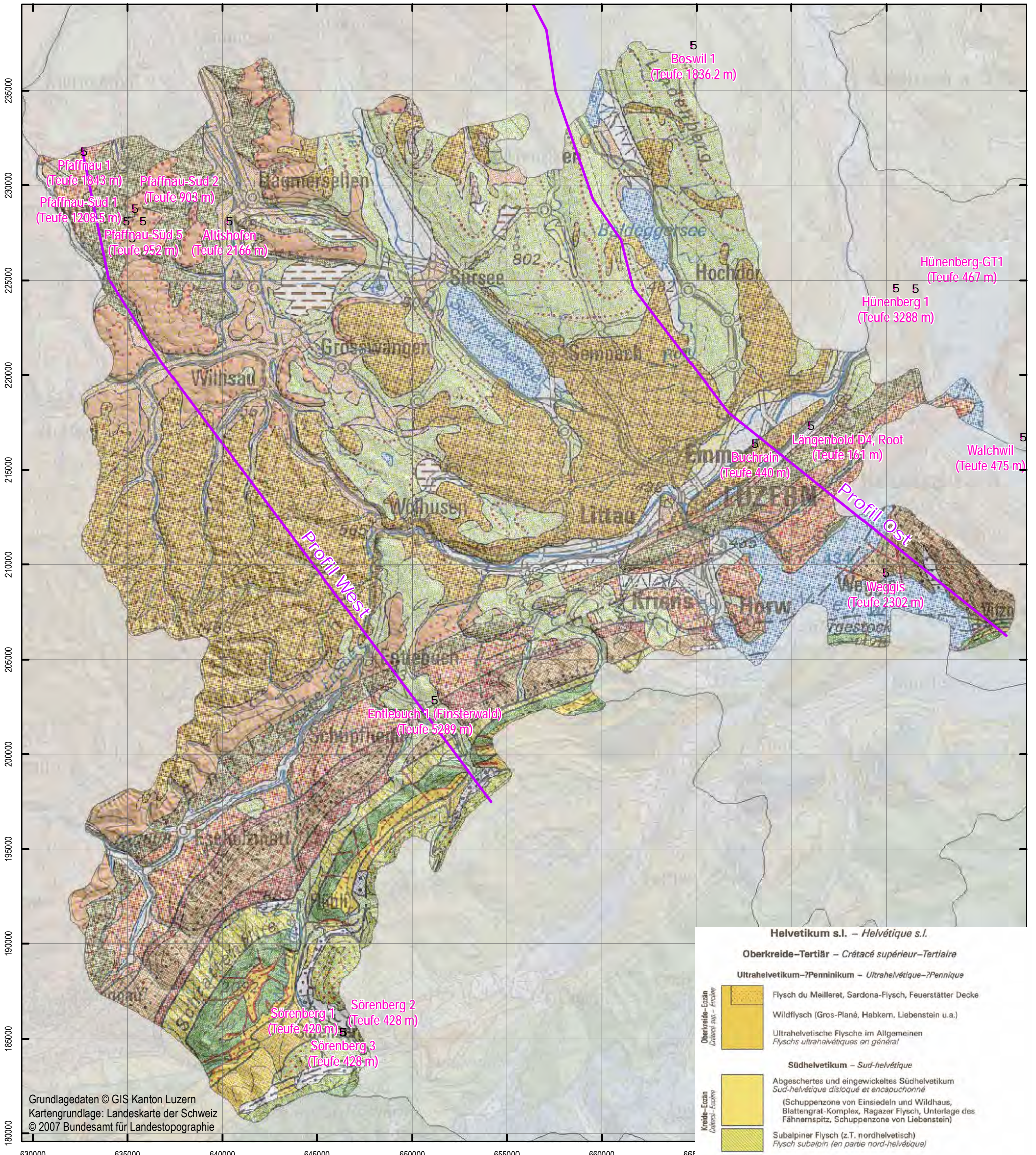
Anhänge

Anhänge 1-10:	Keller+Lorenz AG / Geoform AG
Anhang 11:	Schweizerischen Erdbebendienst
Anhang 12:	Geo-Energie Suisse AG



Legende

Molasse:		Obere Süßwassermolasse	Mesozoikum:		Malm	Permo-Karbon:		Perm	
		Untere Meeresmolasse			Dogger			Karbon	
		Untere Süßwassermolasse			Lias				
		Aufgeschobene Molasse (Subalpine Molasse, Untere Süßwassermolasse und Untere Meeresmolasse)			Trias		Kristallines Grundgebirge:		Granit und Gneis
			Alpine Decken:		Helvetikum und Penninikum		Tektonik:		Brüche, Störungen, Aufschiebungen
									Isothermen (ca. ± 5°C) (kleinräumige, topographische Effekte nicht berücksichtigt)



Grundlagedaten © GIS Kanton Luzern
 Kartengrundlage: Landeskarte der Schweiz
 © 2007 Bundesamt für Landestopographie

Helvetikum s.l. – Helvétique s.l.	
Oberkreide–Tertiär – Crétacé supérieur–Tertiaire	
Ultrahelvetikum–?Penninikum – Ultrahelvétique–?Pennique	
Oberkreide–Eozän <i>Crétacé sup. – Eocène</i>	Flysch du Meilleret, Sardona-Flysch, Feuerstätter Decke Wildflysch (Gros-Plané, Habkern, Liebenstein u.a.) Ultrahelvetische Flyschs im Allgemeinen <i>Flyschs ultrahelvétiques en général</i>
Kreide–Eozän <i>Crétacé – Eocène</i>	Südhelvetikum – Sud-helvétique Abgesichertes und eingewickeltes Südhelvetikum <i>Sud-helvétique distoqué et encapuchonné</i> (Schuppenzone von Einsiedeln und Wildhaus, Blattengrat-Komplex, Ragazer Flysch, Unterlage des Fähnernspitz, Schuppenzone von Liebenstein) Subalpiner Flysch (z.T. nordhelvetisch) <i>Flysch subalpin (en partie nord-helvétique)</i>
Oligozän <i>Oligocène</i>	Nordhelvetikum – Nord-helvétique Nordhelvetischer Flysch <i>Flysch nord-helvétique</i> (Matter Formation, Engi-Dachschiefer, Altdorfer Sandstein, Grès du Val d'Illiez, Grès de Tavayanne) Globigerinenschiefer <i>Schistes à globigérines</i> Neritische Sandsteine und Kalke (Nummuliten-, Lithothamnienkalke) <i>Grès et calcaires neritiques (calcaires à nummulites et à lithothamnium)</i>
Kreide <i>Crétacé</i>	Paläozoikum und Mesozoikum – Paléozoïque et Mésozoïque Oberkreide – <i>Crétacé supérieur</i> Unterkreide – <i>Crétacé inférieur</i> Malm

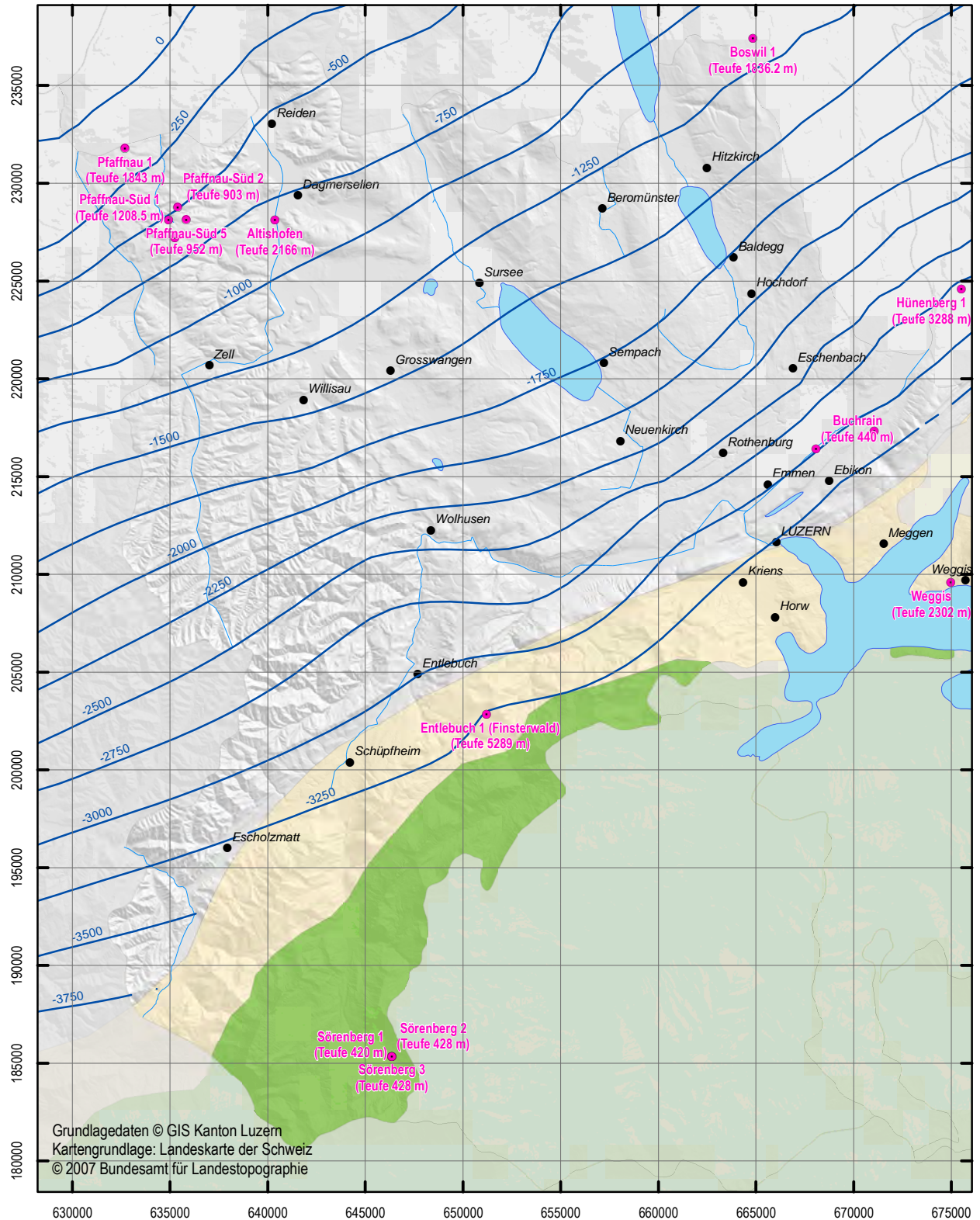
Legende

- Geologische Profile
- Tiefbohrungen

Nordalpines Vorland – Avant-pays nord-alpin	
Miozän <i>Miocène</i>	Langhien–Serravallien («Tortonien») } Obere Süswassermolasse <i>Molasse d'eau douce supérieure</i> OSM
	«Helvétien» } Obere Meeresmolasse <i>Molasse marine supérieure</i> OMM
	Burdigalien (im Allgäu inkl. «Helvétien») }
	Aquitanien } Untere Süswassermolasse <i>Molasse d'eau douce inférieure</i> USM
	Chattien }
Oligozän <i>Oligocène</i>	Rupélien } Untere Meeresmolasse <i>Molasse marine inférieure</i> UMM
	Fluviolakustrische bis saline Ablagerungen («Sannoisien») } <i>Dépôts fluviolacustres à salifères</i>

Strukturkarte Oberfläche Mesozoikum

1:300'000

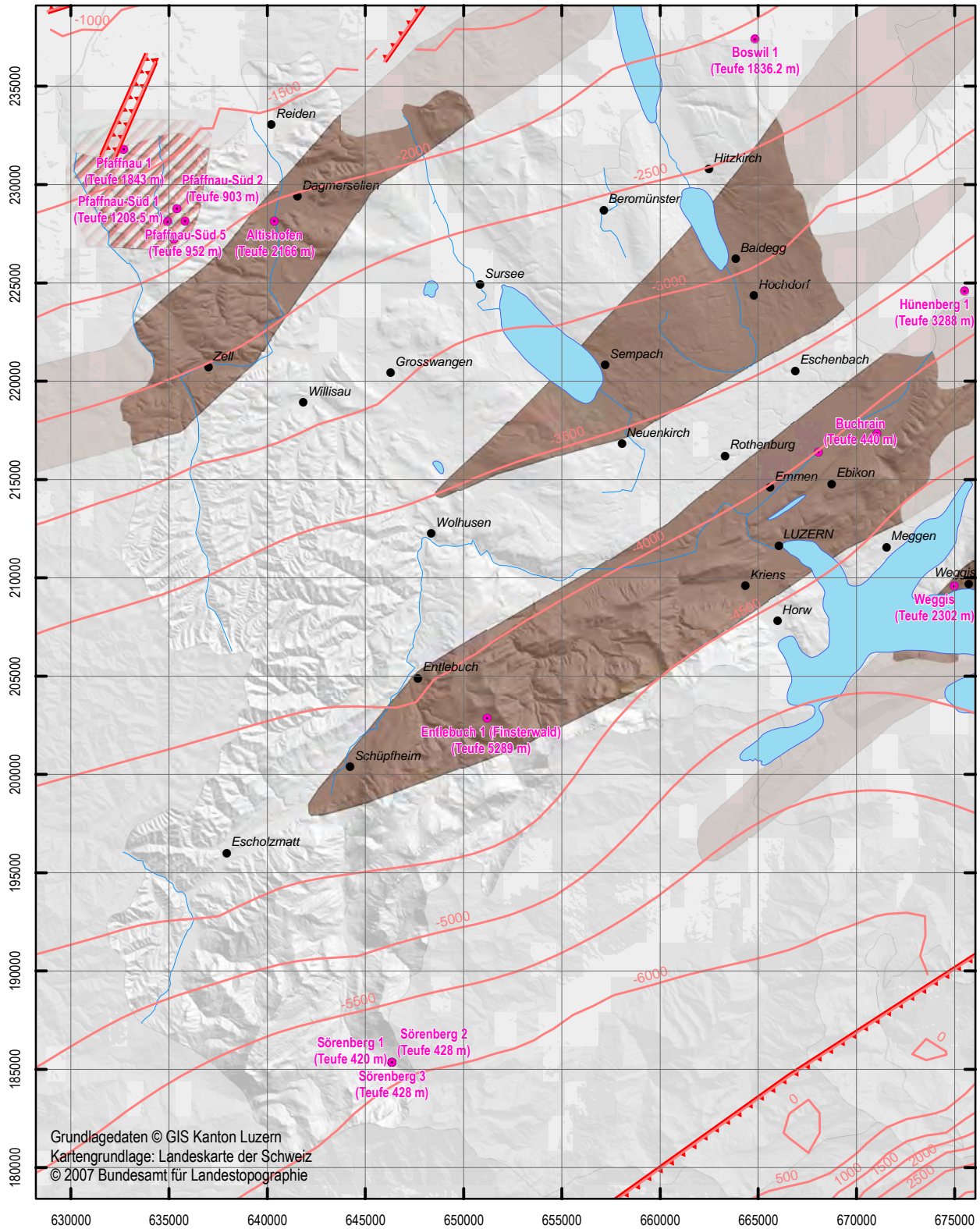


Legende

- Alpine Decken
- Subalpine Molasse
- Isohypsen Oberfläche Mesozoikum m ü.M.
- Tiefbohrungen

Strukturkarte Basis Mesozoikum

1:300'000



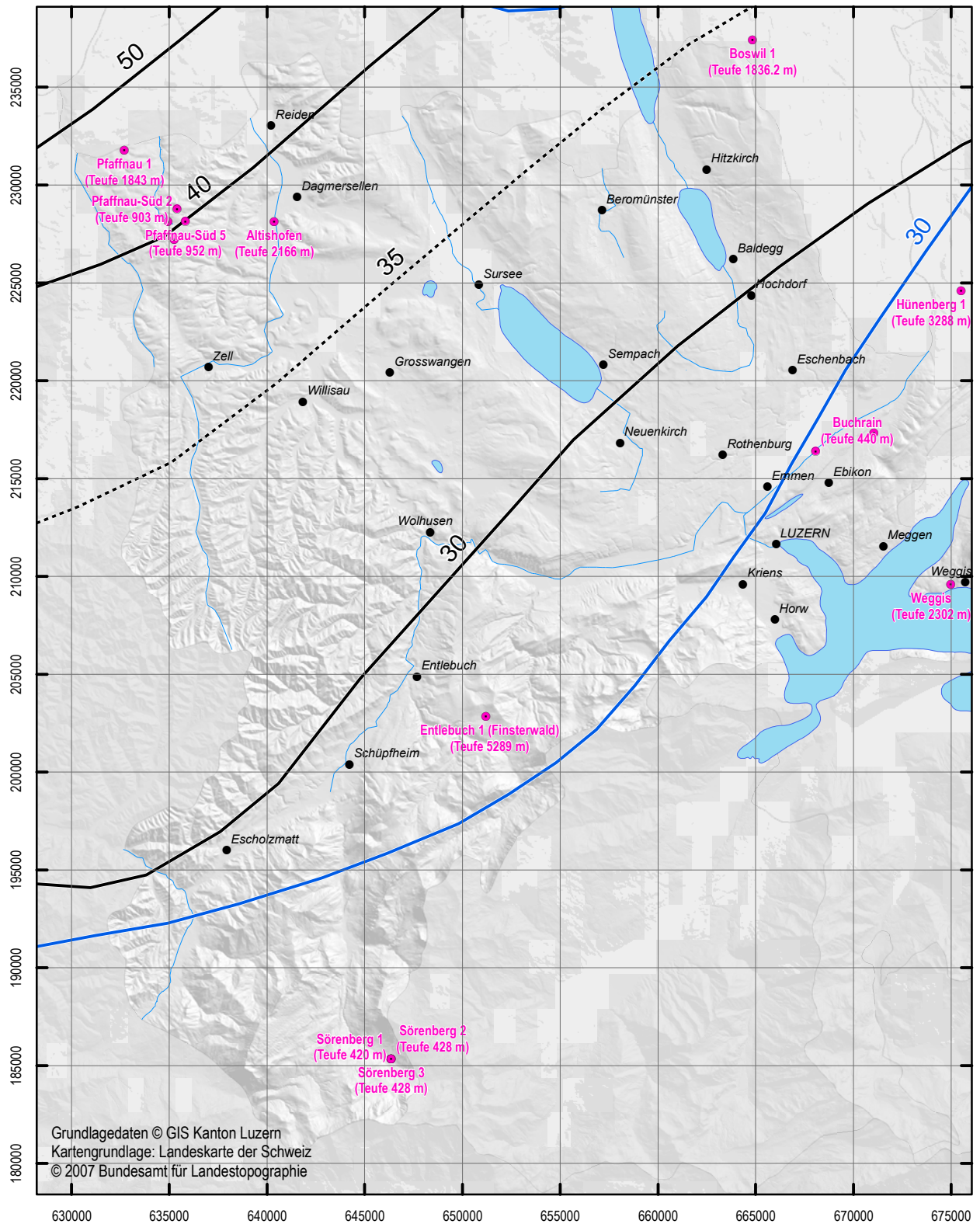
Legende

- Isohypsen Basis Mesozoikum m ü.M.
- Permokarbon-Tröge
- Tiefbohrungen
- ▲▲▲ Störungen / Überschiebungen
- ▨ Kristallin mit geringmächtigem Permokarbon

Anhang 4

Karte der geothermischen Gradienten (tieferer Untergrund)

1:300'000



Legende

Gradient nach Vollmayr (1985)

unterhalb 500 m

— Isolinien gleicher Temperaturgradienten [°K/km]

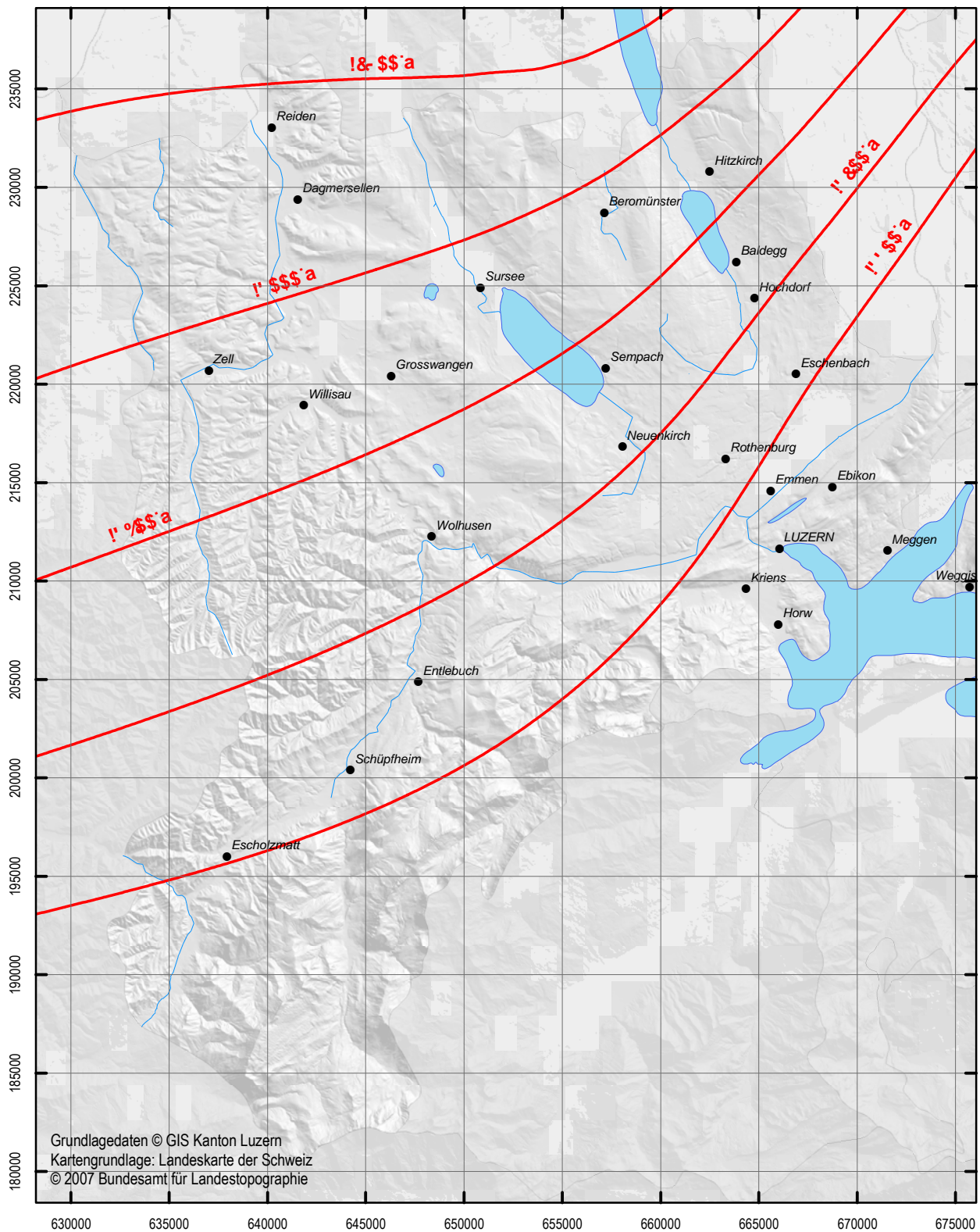
- - - - - Vermutlicher Wert

Gradient nach Nagra (1985)

— Isolinien gleicher Temperaturgradienten [°K/km]

• Tiefbohrungen

1:300'000



@[YbXY

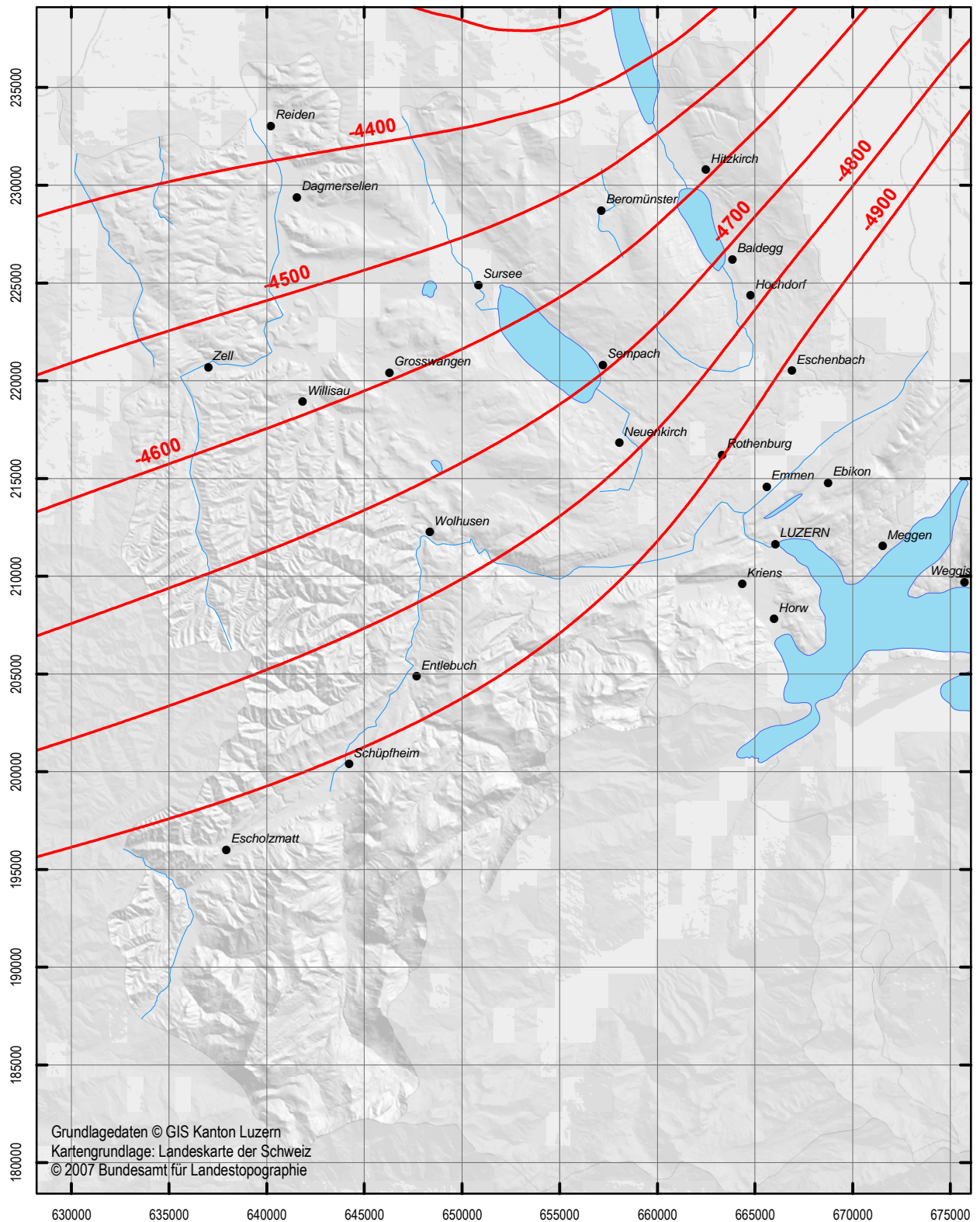
— 100 m - Isohypsen

Tiefenlage bezogen auf mittlere Geländeoberkante

5 b\ Ub['* U

Isolinien der Tiefen gleicher Temperatur für 150°C

1:300'000

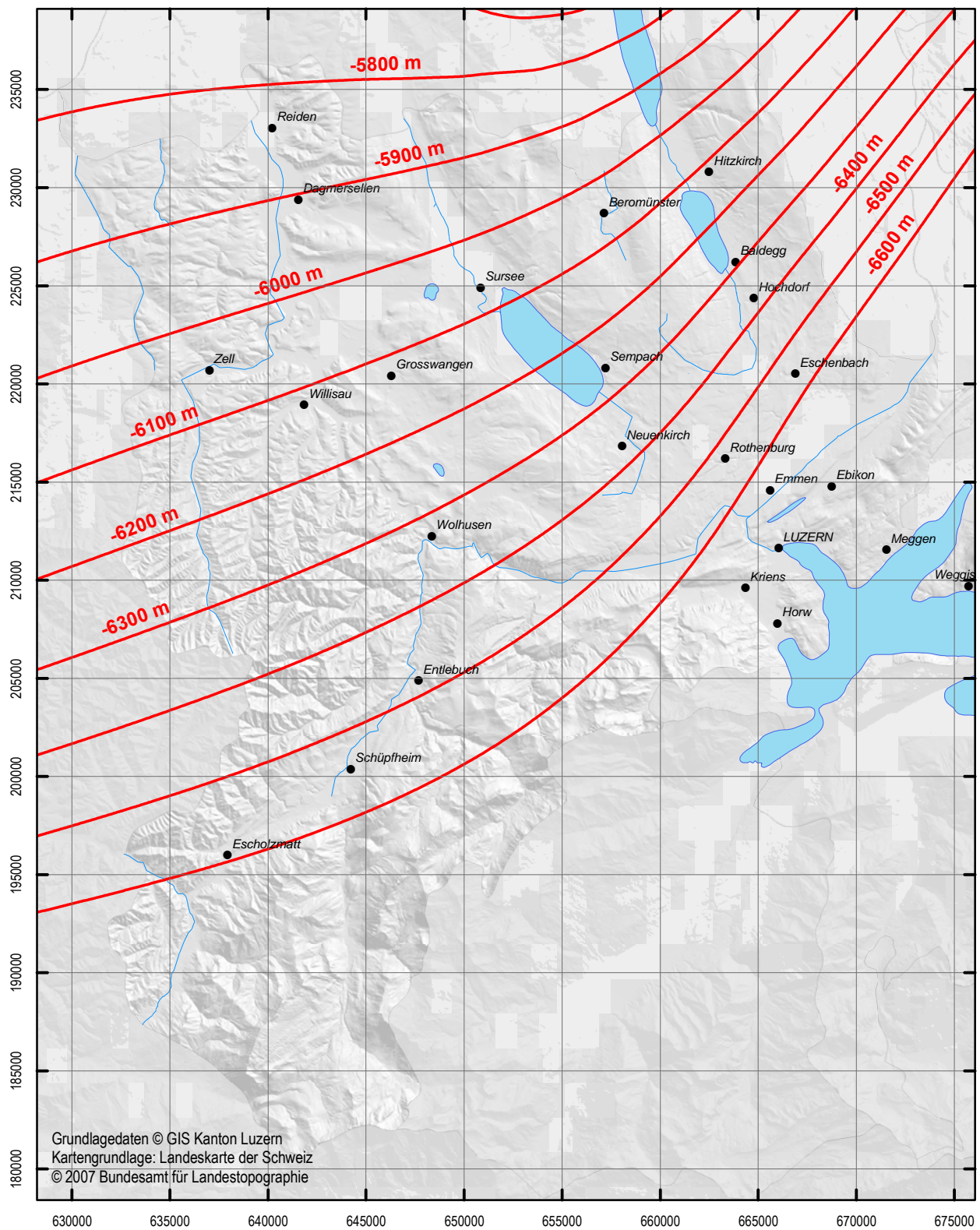


Legende

- 150 °C - Isohypsens
- Tiefenlage bezogen auf mittlere Geländeoberkante

Isolinien der Tiefen gleicher Temperatur für 200°C

1:300'000



Legende

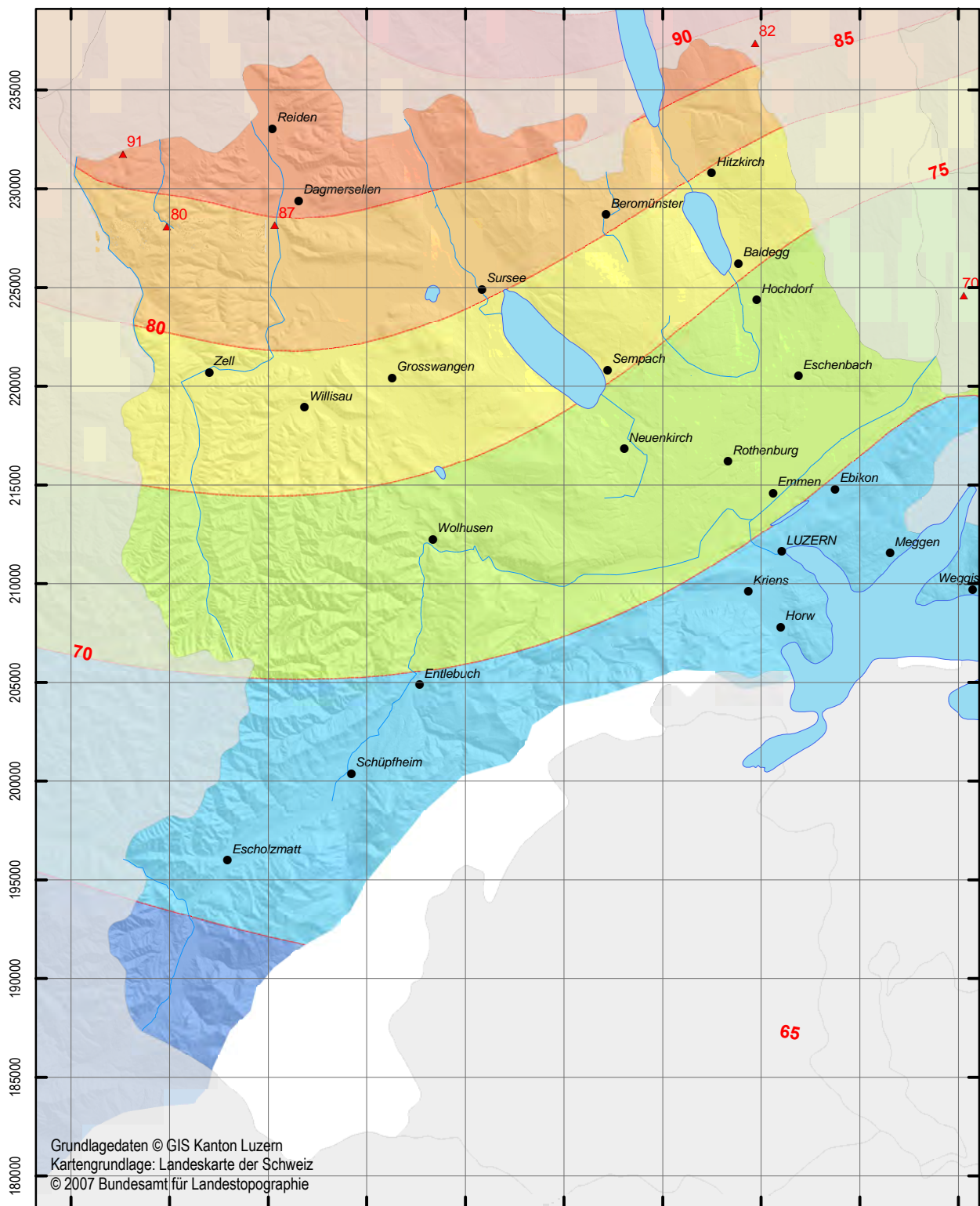
— 200 °C - Isohypsen

Tiefenlage bezogen auf mittlere Geländeoberkante

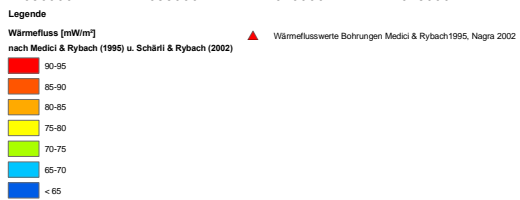
Anhang 6c

Karte des geothermischen Wärmeflusses

1:300'000

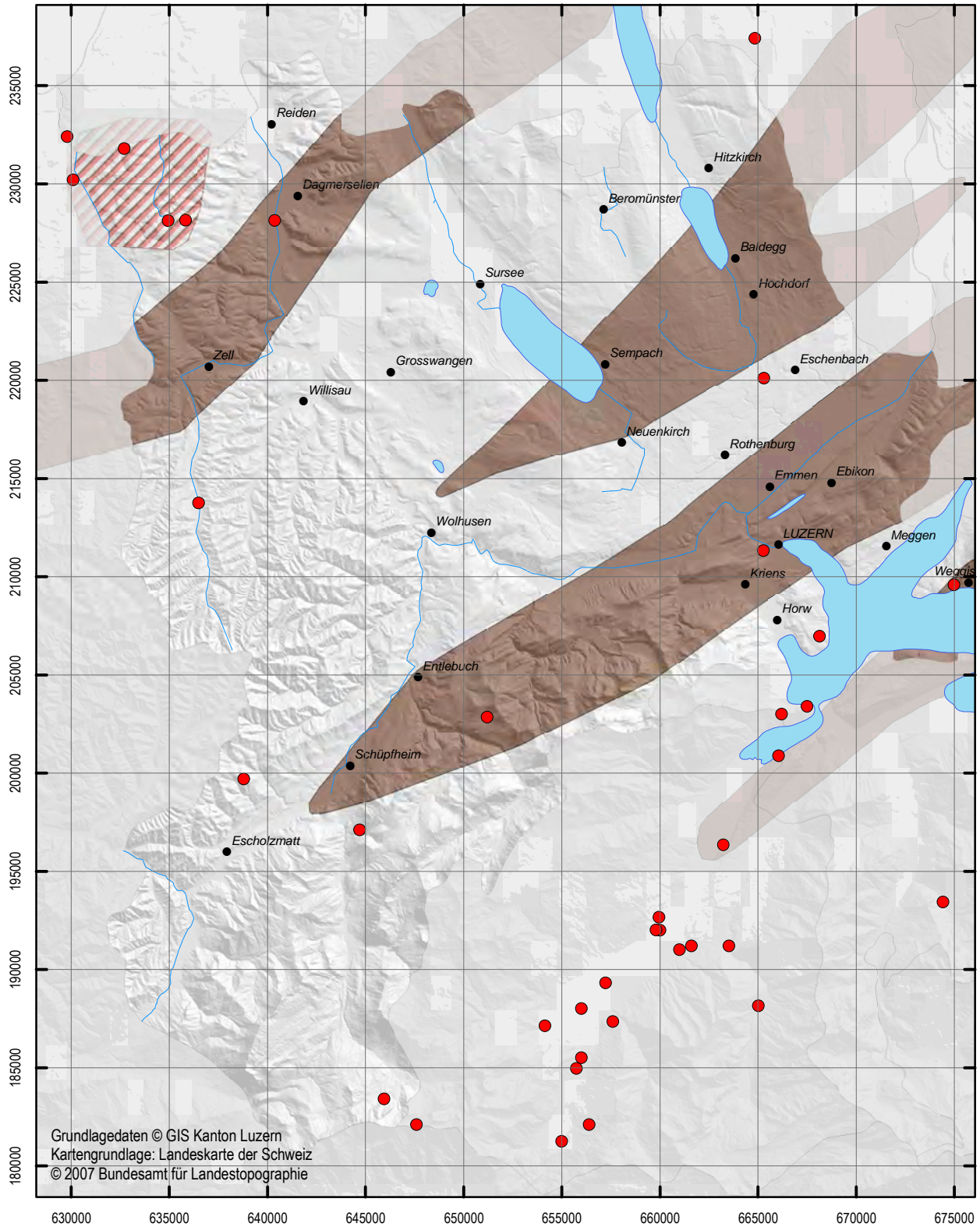


Grundlagedaten © GIS Kanton Luzern
 Kartengrundlage: Landeskarte der Schweiz
 © 2007 Bundesamt für Landestopographie



Bekannte Gasaustritte aus Bohrungen und an der Erdoberfläche

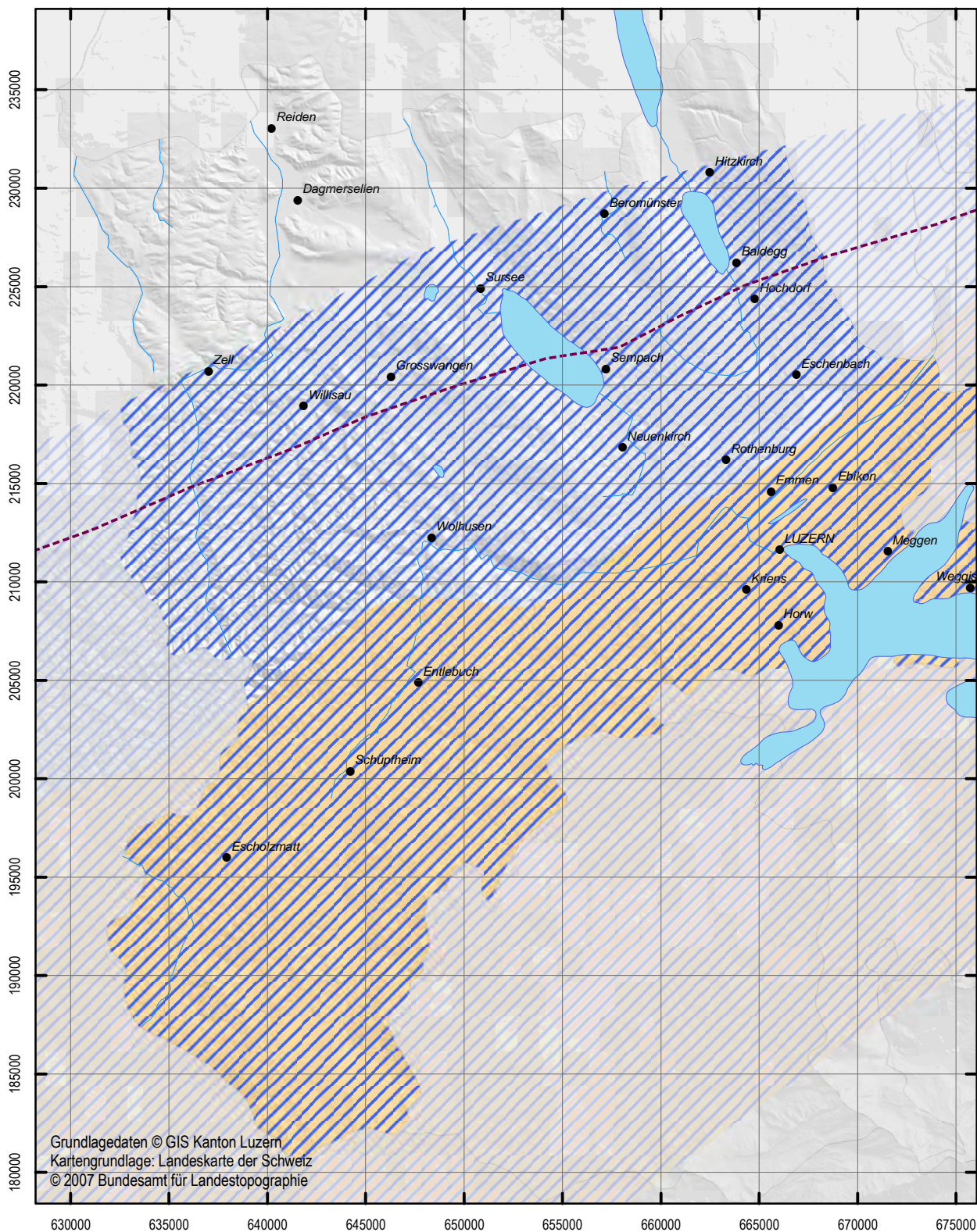
1:300'000






- Legende**
- Permokarbon-Tröge
 - Kristallin mit geringmächtigem Permokarbon
 - Beobachtungen Erdgas

6 YfYJW Y'Z f\` mXfch Yfa UY'; Ych Yfa JY'jb'GYX]a YbhYb

1:300'000

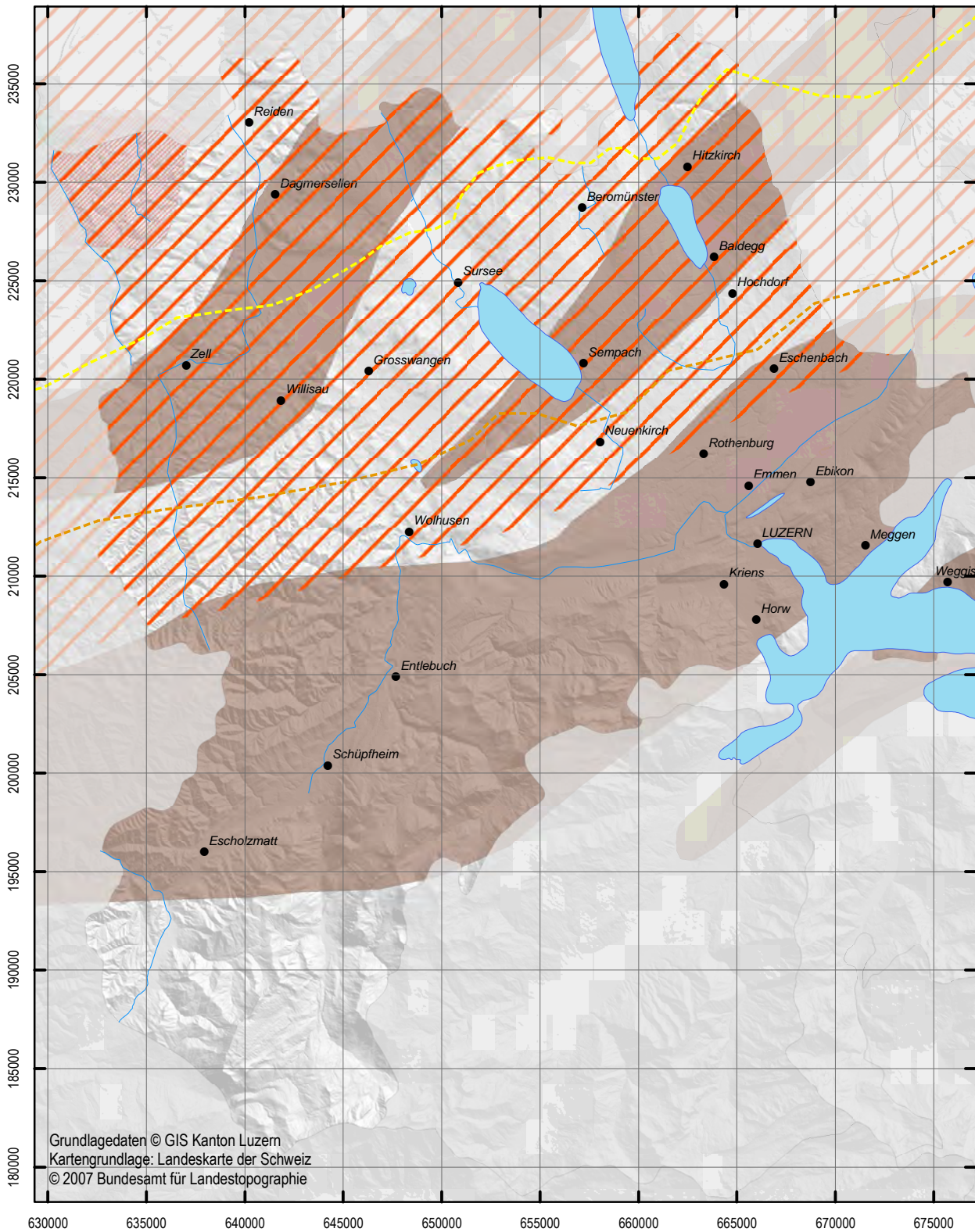


@[YbXY



-  Basis Mesozoikum > 100°C
-  Oberfläche Mesozoikum > 100°C
-  Muschelkalk 120°C

Bereiche für petrothermale Geothermie (EGS) im Kristallin

1:300'000



Legende

-  Top Kristallin < 5000 m u.T.
-  Permokarbon-Tröge
-  Kristallin mit geringmächtigem Permokarbon
-  Sedimentmächtigkeit 3000 m
-  Sedimentmächtigkeit 4000 m

Anhang 10

Information zu seismischer Gefährdung und Risiko publiziert durch den Schweizerischen Erdbebendienst

„Erdbeben sind für die Schweiz eine ernstzunehmende Bedrohung. Die Abschätzung der seismischen Gefährdung stellt den ersten Schritt dar, um das seismischen Risiko zu beurteilen und zu begrenzen.

Das seismische Risiko definiert sich durch die Verknüpfung zwischen seismischer Gefährdung, Faktoren der Verletzbarkeit (speziell Bausubstanz und Infrastruktur) und der betroffenen Werte (Siedlungsdichte und Raumnutzung). Folgende Elemente dienen dazu, die seismische Gefährdung zu bestimmen: Regionale Informationen aus der Erdbebengeschichte, Tektonik und Geologie, historische Schadensbeschreibungen und Modelle der Wellenausbreitung bei Erdbeben.

Basierend auf einer Neubearbeitung der Momentenmagnituden des Erdbebenkatalogs für den Zeitraum 1300-2002 sind Rekurrenzparameter (a , b -Wert und M_{max}) für zwei seismotektonische Zonierungen bestimmt worden, welche durch zwei unterschiedliche Vollständigkeitsperioden charakterisiert sind. Um die neuen a und b -Werte und deren relative Gewichtung zu berechnen, führen wir eine neue Methode ein, basierend auf dem Bayesischen Informations Kriterium.

Von diesen Daten ausgehend wird ein synthetischer Erdbebenkatalog von einer Million Jahre Dauer berechnet, welcher die unterschiedlichen Tiefenverteilung der Seismizität zwischen dem alpinen Vorland und den Alpen berücksichtigt. Die horizontale Bodenbeschleunigung wird für die ganze Schweiz anhand einer neuen prognostizierten spektralen Dämpfung der Bodenbewegung und neuen Skalierungsmodellen für die Frequenzen 0.5 bis 12 Hz und Wiederkehrperioden von 100, 475, 1000, 2500 und 10'000 Jahren berechnet. Die entsprechenden Gefährdungskarten sind unter Swiss Hazard Maps zu finden. Die Gefährdung von verschiedenen Regionen in der Schweiz sind als Gefährdungskurven und uniforme Gefährdungsspektren vorhanden.

Die Schweiz ist ein Land mit moderater Erdbebenaktivität. Die Karte der Epizentren zeigt die instrumentell aufgezeichneten Erdbeben von 1975 bis 2002 mit Magnitude ≥ 2.5 sowie die nachweisbaren Schadensbeben seit dem 13. Jahrhundert. In diesem Zeitraum wurden in der Schweiz etwa 10'000 Erdbeben verspürt. Davon haben zwölf grosse Schäden (Intensität ≥ 8) verursacht. In der Schweiz führt die mittelstarke seismische Gefährdung aufgrund der dichten Besiedelung und der hohen Wertekonzentration bei gleichzeitig grosser Verletzbarkeit zu einem hohen Risiko.

Die Gefährdungskarte für eine Frequenz von 5 Hz und eine Wiederkehrperiode von 475 Jahren kann gratis beim Schweizerischen Erdbebendienst bestellt werden. Die Frequenz von 5 Hz entspricht im Mittel der Eigenfrequenz von Gebäuden mit 2 bis 5 Stockwerken. Diese machen den grössten Anteil der Bauwerke in der Schweiz aus. Gebiete moderater seismischer Gefährdung sind in der Karte blau bis grün eingefärbt. Dort erwartet man innerhalb der nächsten 475 Jahren im Mittel geringere Bodenbeschleunigungen und Schäden. In den Zonen mit erhöhter seismischer Gefährdung (orange bis rot) sind stärkere Bodenbewegungen und Schäden zu befürchten. Dies sind mehrheitlich Gebiete in denen bereits in den letzten 800 Jahren grosse Erdbeben aufgetreten sind: Das Wallis, die Region Basel, Graubünden und die alpine Front. Die hier gezeigte seismische Gefährdung ist die Grundlage für die schweizerische Erdbebenbaunorm SIA 261, die seit 2004 in Kraft ist.

Weiterentwicklung und neues Konzept zur Nutzung der petrothermalen Geothermie

Das nachfolgend aufgezeigte Konzept wurde von der **Geo-Energie-Suisse AG** (Schweizer Kompetenzzentrum für Tiefengeothermie zur Strom- und Wärmeproduktion; www.geoenergie.ch) entwickelt. Es legt eine Stossrichtung für die petrothermale Geothermie in der Schweiz dar und soll sich in den kommenden Jahren über erste Pilotprojekte schrittweise in Richtung einer kommerziellen Nutzung der tiefen Geothermie weiterentwickeln.

Zusammenfassende Erläuterung

Ziel der Geo-Energie-Suisse AG ist es standardisierte Verfahren zu entwickeln, die das grosse geothermische Potential der Schweiz nutzbar machen können. Um dieses Ziel zu erreichen ist es wichtig, reproduzierbare Methoden zu entwickeln, die an möglichst vielen Standorten in der Schweiz realisierbar sind. Weil die Ressourcen der hydrothermalen Geothermie in der Schweiz klein sind, liegt der Fokus der Technologieentwicklung auf der petrothermalen Geothermie, auch Enhanced Geothermal Systems (EGS) genannt.

Aus der Aufgabenstellung heraus flächendeckend wirtschaftlich Strom zu produzieren und dabei Erdbeben, wie sie in Basel ausgelöst wurden, zu vermeiden, ist ein neues Konzept entstanden – das **horizontale Multiriss System**.

Um von geologischen Besonderheiten und wasserdurchlässigen Schichten im Untergrund unabhängig zu sein, soll das Multirissverfahren als Enhanced Geothermal System auf einer Tiefe von rund 4500 m geplant werden. Die notwendige Wasserdurchlässigkeit wird dabei künstlich erzeugt, eine flächendeckende Nutzung der Wärme im Untergrund ist somit gewährleistet.

Im Basler EGS Projekt wurden bereits viele wertvolle Erfahrungen bei der künstlichen Erzeugung des unterirdischen Durchlauferhitzers gesammelt. Zusammen mit neuesten Ergebnissen aus der Forschung trug dies dazu bei, dass sich das Multi-Risskonzept gegenüber Basel durch eine geringere Seismizität, ein besser kontrollierbares Fließfeld, eine größere Wärmeaustauschfläche und somit durch eine größere Energieproduktion auszeichnet.

Um starke Erschütterungen, wie sie im Basler Projekt aufgetreten sind, zu vermeiden, wird ein 3 Säulenprinzip verfolgt. Ziel der ersten Säule ist es, Erdbeben durch ein geeignetes Reservoirdesign erst gar nicht entstehen zu lassen und die Projekte in Gebieten mit einem kleinen natürlichen seismischen Risiko ausserhalb von grossen städtischen Gebieten zu planen. In der zweiten Säule kann durch Risikoanalysen das (verbleibende) Erdbebenrisiko der Stimulations- und Betriebsphasen eines Pilotkraftwerkes abgeschätzt werden. In der dritten Säule, der Überwachung während der Ausführung, wird mit neuesten Vorhersageverfahren zur Seismizität das Auslösen von zu starken Erschütterungen ebenfalls vermieden.

Für ein erstes EGS-Pilotprojekt werden Temperaturen zwischen 150 und 175 °C angestrebt, wie sie in Tiefen von mindestens 4-5 km angetroffen werden. In diesen Tiefen finden sich verschiedene Gesteinsarten in denen allesamt ein funktionierendes Reservoir zum Wärmeaustausch denkbar ist. Als Zielgestein wird in erster Linie das kristalline Grundgebirge favorisiert, da darin künstlich erzeugte Klüfte in der Regel ohne weitere Massnahmen nach der Stimulation dauerhaft durchlässig bleiben, wie in Basel nachgewiesen wurde. Zudem sind kristalline Gesteine im Tiefen Untergrund der Schweiz am weitesten verbreitet. Deshalb ist im Kristallin auch das Potential am grössten. Mit dem Basler Projekt wurden zudem sehr wichtige Erkenntnisse hinsichtlich der Stimulierbarkeit und induzierten Seismizität im Kristallin gewonnen, die eine dauerhafte Zirkulation im Untergrund bei kleinen Erschütterungen an der

Oberfläche erwarten lassen. Dieses Know-how kann in einem Pilotprojekt wieder eingesetzt werden.

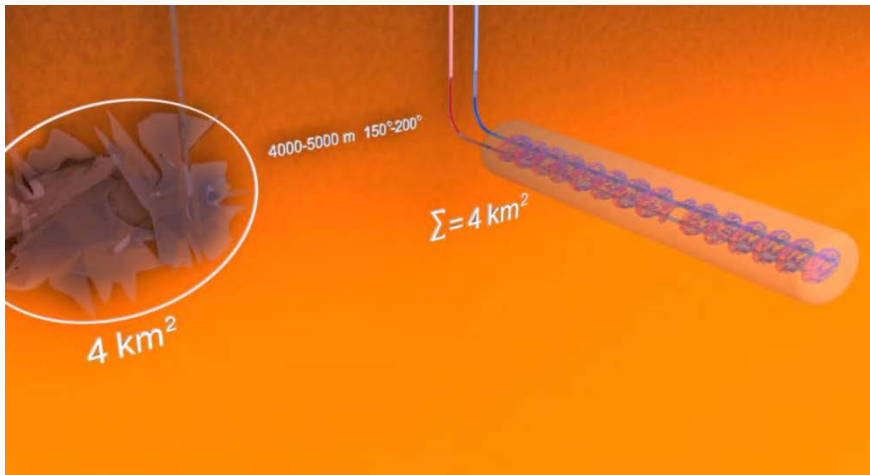
Umfragen unter spezialisierten Servicefirmen haben ergeben, dass Horizontalbohrungen im Kristallin auch bei hohen Temperaturen als machbar eingestuft werden. Horizontalbohrungen haben sich bei der Erschließung von Sedimenten in der Öl- und Gas-Exploration bewährt. Für das Zielgestein Kristallin gibt es bisher allerdings noch wenige Erfahrungen.

Die Wirtschaftlichkeit eines Multiriss-Projekts hängt in erster Linie von der Temperatur, der Größe des Reservoirs und den Bohrkosten ab. Erste Wirtschaftlichkeitsberechnungen ergeben für ein horizontales Multiriss-Pilotprojekt für durchschnittliche Verhältnisse Gesteungskosten für Strom (ohne Wärmenutzung) im Bereich der kostendeckenden Eispeisevergütung des Bundes. Allerdings variieren die berechneten Gesteungskosten stark in Funktion der Temperatur und der erzeugbaren Reservoirgröße.

In der Schweiz kam die oben beschriebene Technik im Basler Projekt 2006 zur Anwendung. Während der Realisierung des unterirdischen Durchlauferhitzers wurden unerwünschte Erschütterungen ausgelöst und das Projekt wurde eingestellt. Solche Erschütterungen sind auch während des Einpressens von Wasser in anderen Geothermieprojekten aufgetreten. Auch wenn solche induzierte Erdbeben bisher nur geringe Schäden verursacht haben, wecken kurze, einmalige Erschütterungen über ein großes Gebiet Urängste, die nicht von der Hand zu weisen sind. Ohne den Nachweis der Kontrolle der Seismizität werden solche EGS Systeme kaum Akzeptanz in der Bevölkerung finden, auch wenn objektiv keine Gefährdung für Menschen und Gebäude besteht. Die Geo-Energie Suisse AG verfolgt aus diesen Gründen ein neues Konzept, in dem jeweils nur kleine Flächen stimuliert werden. Stärkere induzierte Beben werden so vermieden. Die wirtschaftliche Energieproduktion wird erreicht, in dem man mehrere kleine stimulierte Flächen horizontal aneinanderreicht. Solche Multirissverfahren sind in der Ölindustrie bereits weit verbreitet um sog. Shalegas Lagerstätten zu erschließen. Anfragen bei verschiedenen Bohrfirmen haben gezeigt, dass ein solches Verfahren auch für die petrothermale Geothermie zur Anwendung kommen kann.

Das horizontale Multiriss-System

Seit 2007 arbeiten zahlreiche Forschungsinstitutionen im In- und Ausland mit den Daten, die im Rahmen des Basler Geothermieprojekts entstanden sind. Basierend auf diesen Arbeiten hat die Geo-Energie Suisse AG zusammen mit Fachleuten aus Hochschulen und Wirtschaft (ETH Zürich, Departement für Erdwissenschaften und Schweizerischer Erdbebendienst, Universität Neuchâtel (CREGE), Geothermal Explorers, Geowatt, Q-con GmbH, UPC, Semore Seismic Ltd) weitere Auswertungen und Konzeptentwicklungen durchgeführt. Als Synthese aus den oben genannten Arbeiten und Studien ergibt sich ein neues vielversprechendes Konzept, das horizontale Multiriss-System. Es verspricht eine höhere Energieproduktion bei gleichzeitiger Minimierung der induzierten Seismizität. Im Gegensatz zum Basler Projekt werden dabei anstatt einer sehr großen vertikalen Klufffläche zwischen zwei Vertikalbohrungen viele kleine vertikale Kluffflächen zwischen zwei in der Tiefe horizontalen Bohrungen erzeugt. Durch die Begrenzung der Fläche werden mögliche Erschütterungen auf ein akzeptables Maß reduziert, da deren Intensität mit der Fläche deutlich abnimmt. Zusätzlich lässt sich die Wasserzirkulation im unterirdischen Durchlauferhitzer wegen der durch die Kluffflächen vorgegebenen Fließrichtung viel besser steuern. Dies führt zu einem besseren Wärmeübertrag vom Gestein auf das Wasser, zu einer größeren Energieproduktion sowie auch zu größeren Förderraten.



Konzept des Deep Heat Mining Projektes Basel (links) und neues horizontales Multiriss-system (rechts). Das Konzept des Projektes Basels beruhte auf einer grossflächigen Stimulation des Untergrundes in einem Arbeitsgang. Dies führte zu relativ starken Erschütterungen. Aufgrund der Daten von Basel konnte das neue horizontale Multiriss-system entwickelt werden. Die Grösse der einzelnen rund 20-40 Wärmeaustauschflächen ist so optimiert, dass nur relativ schwache Erschütterungen auftreten können.

Das 3 Säulenprinzip zur Vermeidung von starken Erschütterungen

Erste Säule: Reduktion der induzierten Seismizität an der Quelle

Die beste Möglichkeit induzierte Seismizität zu reduzieren, ist diese durch ein geeignetes Reservoirdesign und vorausschauende Standortwahl erst gar nicht entstehen zu lassen. Seit Basel hat sich das Verständnis der induzierten Seismizität entscheidend weiterentwickelt. Numerische und statistische Modelle sowie eine vertiefte Auswertung der Daten von Basel belegen den Zusammenhang zwischen der Ausdehnung des Reservoirs und der Stärke von induzierter Seismizität. Die Korrelation von Fläche und max. Magnitude wird auch durch andere analoge Projekte im Ausland bekräftigt. Die Bedeutung dieser Resultate für die weitere Technologieentwicklung der Geo-Energie Suisse AG liegt darin, dass neben den theoretischen Studien auch schon Designkriterien vorhanden sind, die in der Anwendung die induzierte Seismizität an der Quelle reduzieren können. Die Realisierung des Multirisskonzepts der Geo-Energie Suisse AG hätte sogar in einer tektonisch ungünstigen Umgebung wie Basel mit grosser Wahrscheinlichkeit nicht zum Abbruch des Projektes geführt.

Verminderung der Seismizität durch geeignete Standortwahl

In Europa gibt es 41 Fallbeispiele, die die Auswirkungen von Fluidinjektionen in den Untergrund beschreiben. Daraus lassen sich Standorte ableiten, die tendenziell ein geringeres seismisches Risiko aufweisen werden. So sind z.B. induzierte Beben in Gebieten mit geringer natürlicher Seismizität auch kleiner ausgefallen. Das gleiche gilt für die getriggerte Seismizität.

- Im Kanton Luzern eignen sich aufgrund dieser Überlegungen das Napfgebiet und die der nördliche Teil des Kantons Luzern gut für ein EGS-Projekt.

Eine Möglichkeit das seismische Risiko zu minimieren, ist grössere Agglomerationen für ein Pilotprojekt vorläufig zu meiden. Dies ist auch ein Gebot des Vorsichtsprinzips. Stärkere Beben, in der Grössenordnung von denen wie sie bei bisherigen Geothermieprojekten aufgetreten sind, haben nur das Potential in unmittelbarer Umgebung des Epizentrums Schäden zu verursachen. Z.B. sind bei einer Reservoirtiefe von 5km die strenger deutschen Normen für Bodenschwinggeschwindigkeiten beim Auslösen einer Magnitude von $M_L=2.8$ km

eingehalten. Ein Beben mit Magnitude $M_L=3.0$ erfüllt die Norm in ca. 2.5 km Entfernung vom Epizentrum.

- Wegen der relativ geringen Besiedlungsdichte eignen sich wiederum Gebiete im Norden vom Kanton Luzern für ein EGS-Projekt. Natürlich muss der exakte Sachverhalt in detaillierten Risikostudien im Rahmen einer Umweltverträglichkeitsprüfung untersucht werden.

Zweite Säule: Risikoanalysen in Planung und Ausführung

Das Multirissystem ist ein vielversprechendes neues Konzept, die induzierte Seismizität an der Quelle zu begrenzen (1. Säule). Das Konzept muss in einem neuen Projekt jedoch erst noch erprobt werden. Zusätzlich müssen daher Risiken im Vorfeld und während der verschiedenen Ausführungsphasen analysiert werden. Momentan müssen sich sowohl die Betreiber von in der Planung befindlichen tiefengeothermischen Projekten als auch die kantonalen Behörden im Rahmen von Bewilligungsverfahren mit dem seismischen Risiko auseinandersetzen. Im Folgenden werden daher verschiedene Herangehensweisen vorgestellt, wie das seismische Risiko während der Planungs-, Bau- und Betriebsphasen analysiert werden kann.

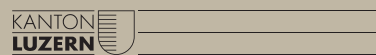
Der Schweizerische Erdbebendienst (SED) empfiehlt begleitende Risikoanalysen vor der Planungsphase, vor der Bohrphase, der Stimulationsphase und Operationsphase. Während der Planungsphase wird ein seismisches Monitoringnetzwerk installiert, welches über die gesamte Projektdauer Erdbeben aufzeichnet. Die Daten bilden die Grundlage für eine Gefährdungs- bzw. Risikoanalyse in Echtzeit mit Beginn der Reservoirstimulierung. Innerhalb der nächsten 3 Jahre plant der SED im Rahmen des GEOBEST Projektes einen breit abgestützten Konsens zur „Best Practise“ zu entwickeln und in Form eines Leitfadens zur Verfügung zu stellen. Dieser Leitfaden beinhaltet Empfehlungen zur Erstellung von Überwachungs- und Massnahmenkonzepten sowie zur Abschätzung von seismischer Gefährdung und Risiko im Rahmen von Bewilligungsverfahren und der Umweltverträglichkeitsprüfung. Entscheidungsprozesse sollen somit transparent und schnell gemacht werden können. Bisherige Risikostudien des SED für die Erdbebengefährdung in der Schweiz basieren auf probabilistischen Ansätzen, d.h., dass keine strikte Aussage über das Risiko gemacht wird („ein Erdbeben findet morgen statt“) sondern eine Prognose für die Zukunft abgegeben wird („mit einem Beben der Stärke 3 ist mit 30% Wahrscheinlichkeit in den nächsten Tagen zu rechnen“).

Dritte Säule: Überwachen der Stimulation und Betriebsphase

Die Beobachtung der maximalen Erdbebenstärke mit der Zeit ermöglicht den Einsatz von Reaktionsschemata, bei denen Schwellenüberschreitungen zum Abbruch bzw. zur Anpassung hydraulischer Massnahmen (Injektionsdrücke und Fließraten) führen. Mit geeigneten Beobachtungssystemen lässt sich auf diese Weise das seismische Risiko minimieren.

Impressum

Herausgeber



Bau-, Umwelt- und Wirtschaftsdepartement
Umwelt und Energie (uwe)
Postfach 3439
6002 Luzern

uwe@lu.ch
www.uwe.lu.ch
Telefon 041 228 60 60
Telefax 041 228 64 22

Ausgabe

19. September 2012