
Abschlussbericht:

Erstellung einer Geothermiepotenzialanalyse für das Saarland

Verfasser:

Dr. Hagen Deckert
Dipl. Ing. (FH) Kerstin Kriebs
Dipl. Ing. (FH) Michael Münch
Dipl. Geol. Christiane Streb
Prof. Dr. Georg Wieber
Dipl. Geol. Florian Malm

Kontakt:

Dr. Hagen Deckert
Institut für geothermisches Ressourcenmanagement
Berlinstr. 107a
55411 Bingen
deckert@igem-energie.de

www.igem-energie.de

Datum: 04.03.2011

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	4
Einleitung Geothermiepotezialanalyse des Saarlandes	8
Geologische Übersicht des Saarlandes	10
Geologische Entwicklung und Großtektonik des Saarlandes	13
Stratigraphie	15
Das Paläozoikum (Erdaltertum)	15
Kristallines Grundgebirge (Basement)	15
Devon	15
Karbon	17
Perm	22
Mesozoikum (Erdmittelalter)	23
Trias	23
Känozoikum (Erdneuzeit)	24
Quartär	24
Zeitachse mit den geologischen Hauptereignissen	24
Hydrologie und Hydrogeologie des Saarlandes	25
Block A – Tiefengeothermische Ressourcenbewertung	27
1. Erstellung eines geologischen 3D-Modells des Saarlandes	27
1.1 Verfügbare geologische Daten	27
1.2 Entwicklung einer Modellstratigraphie	28
1.3 Aufbau des 3D-Modells	30
1.4 Interpretation gravimetrischer Daten	35
1.5 Modellierungsprozess	36
1.6 Modellierungsergebnisse	37
2. Temperaturmodellierungen	39
2.1 Datenerhebung	39
Oberflächentemperaturen	39
Bohrlochdaten	40
Geothermischer Wärmefluss	40
Gesteinseigenschaften	41
Porosität und Permeabilität	42
Wärmekapazität	42
Wärmeproduktion	43
2.2 Ergebnisse der Temperaturmodellierungen	43
3. Verfügbare geothermische Energie	50
4. Riskiobetrachtungen durch Stimulationsmaßnahmen	59
Block B – Grubenwasser	61
1. Aufgabenstellung	61
2. Durchgeführte Arbeiten	61
3. Bergbau	63
3.1 Übersicht Bergbaureviere	64
3.2 Abbautechnik, Versatz	66
3.3 Gruben und Flöze, Teufen,	67

3.4	Hydrogeologie und Wasserhaltung der Bergwerke	75
4.	Geothermie im Bergbau (Kohle)	80
4.1	Aktueller Stand (Bergwerk Reden)	82
4.2	Temperaturen und Ressourcen	82
4.3	Ressourcen (Beispiele)	82
	Beispiel 1: aktueller Stand der geförderten Wassermengen und -temperaturen	83
	Beispiel 2: Flutung (bis auf das Niveau +184 m NN)	84
	Beispiel 3: Erschließung von geeigneten warmen Bergwerksbereichen vor Flutung	86
Block C – Nutzungsbetrachtungen		87
1.	Darstellung der technischen Umwandlung geothermischer Energie in Strom und Wärme	87
1.1	Nutzung höher temperierter Wärme (ab etwa 90°C)	88
	Stromerzeugung	88
	Direktwärmenutzung	89
	Beispiele umgesetzter Geothermieprojekte	90
1.2	Nutzung Niedertemperaturwärme (unter etwa 90°C)	91
	Direkte Wärmenutzung	91
	Indirekte Wärmenutzung	92
2.	Wärmesenken zum Einsatz geothermischer Wärme	94
2.1	Raumheizung	95
	Wandheizung	95
	Fußbodenheizung	96
	Deckenstrahlplattenheizung	97
	Freie Heizflächen	97
	Thermoaktive Bauteilsysteme / Betonkernaktivierung	98
	Heizregister in Lüftungsanlagen	99
2.2	Trinkwassererwärmung	99
2.3	Gebäudebestand	100
2.4	Neubauten	101
2.5	Prozesswärmenutzung	102
2.6	Vorhandene Nah- und Fernwärmenetze	107
3.	Erschließung der Grubenwasserwärme	109
3.1	Wärme- und Kältespeicher	113
3.2	Beispiele zu Grubenwasserwärmenutzung	114
4.	Wirtschaftlichkeit der geothermischen Energienutzung zur Wärme- und Stromproduktion	116
4.1	Rahmenbedingungen	116
4.2	Einflussfaktoren auf Wirtschaftlichkeit	117
4.3	Exemplarische Darstellungen der Wirtschaftlichkeit	121
	Exemplarische Darstellung der Wirtschaftlichkeit eines Geothermieheizkraftwerks	121
	Exemplarische Darstellung der Wirtschaftlichkeit einer Grubenwasserwärmenutzung	137
5.	Szenarien geothermischer Energienutzung im Saarland	153
5.1	Beispiele zu Förderung und Unterstützung von Geothermieprojekten	156
	Einzelprojekte als Beispiel	156
	Aktuelle Förderprogramme auf Ebene der Bundesländer und des Bundes	157
	Strategien in den Bundesländern	162
5.2	Ausblick geothermischer Strombereitstellung im Saarland	166
	Entwicklung in der Bundesrepublik	166
	Entwicklung im Saarland	169
Literatur		172
Anlagen		180

Anlage 1 Lage der verwendeten Bohrungen. Koordinaten Gauss-Krüger Zone 2	180
Anlage 2 Definitionsparameter des Störungssystems	182
Anlage 3 Definition der Beeinflussung von Modelleinheiten durch Störungen	182
Anlage 4 Tabelle der Gesteinseigenschaften	183

Zusammenfassung

Im Rahmen der vorliegenden landesweiten Studie sollen die Potenziale einer möglichen energetischen Nutzung existierender heißer Thermalwässer oder heißer Gesteinsschichten zur Wärme- und Stromerzeugung sowie des Potenzials von Grubenwässern untersucht werden. Zu einer solchen Potenzialstudie gehört zunächst eine generelle Betrachtung und Abschätzung der verfügbaren Energien im Untergrund. Aufbauend darauf können anschließend verschiedene Nutzungsszenarien unter Berücksichtigung verschiedener Temperaturniveaus dargestellt werden.

Das Projekt wurde in drei separate Blöcke unterteilt. Block A beleuchtet das Potenzial der Tiefengeothermie im Saarland, Block B erläutert die Evaluierung möglicher Energieinhalte in alten Bergwerken. In Block C werden Szenarien einer obertägigen Nutzung der in der Tiefe zu erschließenden Wärmeenergie dargestellt und Wege zu einer ersten Wirtschaftlichkeitsabschätzung aufgezeigt.

Ziel der Tiefengeothermie-Potenzialstudie ist eine grundsätzliche, großräumige Betrachtung der vorhandenen Wärmeressourcen im tieferen Untergrund des Saarlandes. Auf Basis verfügbarer geologischer und geophysikalischer Daten (Bohrungsdaten, geologische Karten, geologische Schnitte, interpretierte seismische Profile) aus dem Datenbestand des Landesamtes für Umwelt- und Arbeitsschutz (LUA) und zugänglicher Fachliteratur wurde ein großräumiges geologisches 3D-Strukturmodell erstellt, das die geologischen (Untergrund-)Verhältnisse im Saarland vereinfacht darstellt. Die der Modellierung geschuldete Simplifizierung wurde nach geothermisch und strukturgeologisch relevanten Gesichtspunkten durchgeführt. Dies umfasste u.a. die Erstellung einer Modellstratigraphie auf Basis der im Saarland bekannten stratigraphischen Einheiten sowie die Implementierung eines regionalen Störungssystems. Die Interpretation von Schweredaten des Leibniz Institutes für Angewandte Geophysik (LIAG) in Hannover lieferte zusätzlich eindeutige Ergebnisse, die bei der Modellerstellung berücksichtigt wurden. Aufgrund der sehr heterogen verteilten Eingangsdaten weist das 3D-Modell jedoch qualitative Unterschiede auf. Dies wirkt sich vor allem auf den Bereich nördlich der Hunsrücksüdrandstörung aus, wo zu den geologischen Verhältnissen in größeren Tiefen keinerlei Informationen zu Verfügung stehen. Durch den Einsatz eines impliziten Interpolationsalgorithmus auf Basis der Potenzialfeldmethode konnte trotz allem ein gutes Abbild der Geologie des Saarlandes (v.a. im bergbaulich erschlossenen Bereich des Saarbrücker Hauptsattels) bis in größere Tiefen erstellt werden.

Die Geometrien der Einheiten aus dem geologischen Modell dienten als Basis der nachfolgenden Temperaturmodellierungen. Den einzelnen Modellkörpern wurden nach ihrer Diskretisierung in ein dreidimensionales Netz, die recherchierten und geothermisch relevanten gesteinsphysikalischen Parametern zugewiesen. Danach erfolgte die Berechnung der Temperaturverteilung unter Annahme eines basalen Wärmeflusses von 0.058 W/m^2 und einer konstant gehaltenen höhenabhängigen Oberflächentemperatur. Die Eingangsdaten der Modellierungen wurden innerhalb des recherchierten Datenbereichs variiert um eine bestmögliche Anpassung an tatsächlich gemessene Temperaturdaten aus Bohrungen zu erreichen. Die Resultate der Modellierungen zeigen Tiefenlagen der 125°C -Isotherme ab ca. 3700m bis zu 4200m bis u.N.N. Die Unterschiede in der Tiefenlage ergeben sich aus dem unterschiedlichen thermischen Eigenschaften der geologischen Einheiten und deren variierender Tiefenlage. Prinzipiell jedoch liegen die geothermischen Gradienten innerhalb des

Saarlandes im Bereich der durchschnittlichen kontinentalen Kruste und weisen somit keine deutlich positive Temperaturanomalie aus.

Auf Basis der Temperaturmodellierungen und des geologischen Modells wurden Betrachtungen zur verfügbaren Energie im Untergrund des Saarlandes durchgeführt. Die gemeinsame Betrachtung der Verteilung von Temperaturen und HIP-Werten in der Ressourcenbetrachtung ermöglicht eine verbesserte Eingrenzung geothermisch interessanter Gebiete.

Die im Gegensatz zu den devonischen Einheiten und dem Basement höheren Permeabilitäten in den mesozoischen oberen Einheiten des Untergrundes lassen auf Grund der in diesen Tiefenbereichen vorherrschenden Temperaturen lediglich eine Wärmenutzung zu.

Die niedrigen Permeabilitäten der tieferen Gesteinsformationen lassen auf Basis des jetzigen Kenntnisstandes vermuten, dass eine direkte hydrothermale Nutzung wie z.B. in Landau nicht realisierbar ist. Somit müssten für eine geothermische Nutzung zunächst künstlich Fluidwegsamkeiten geschaffen werden, welche die Permeabilitäten im Untergrund soweit erhöhen, dass eine wirtschaftliche Stromerzeugung ermöglicht würde.

Die Nutzung geothermaler Energie für die Stromproduktion, ohne Bindung an besonders bevorzugte geologische Strukturen und Standorte, setzt im Falle des Saarlandes die „Hot Dry Rock“-Technologie (HDR) voraus. Die Technologie ist jedoch noch nicht ausgereift und eine Machbarkeit innerhalb der nächsten zehn Jahre ist nicht absehbar.

Im Rahmen der durchgeführten Studie zum geothermischen Potenzial des Grubenwassers konnte festgestellt werden, dass das Grubenwasser im Allgemeinen über ein hohes geothermisches Potenzial verfügt. Durch den tiefen Bergbau werden mit zunehmender Teufe höher temperierte Wässer erschlossen und die hydrogeologischen Eigenschaften des Gebirges erheblich verändert. Die nicht abgebauten und bergbaulich nicht erschlossenen Gesteine des Karbon weisen in der Regel geringe Gebirgsdurchlässigkeiten und ein geringes Wasserspeichervermögen auf. Mit dem Abteufen von Schächten und dem Abbau von Kohle lockert das Gefüge des verwitterten Gebirges sekundär auf. Daraus resultieren deutlich erhöhte Durchlässigkeiten und ein höheres Speichervermögen (Vergrößerung und Vervielfältigung der natürlichen Speicherhöhlräume).

Die geothermischen Nutzungsmöglichkeiten der Grubenwässer werden im Wesentlichen durch das verhältnismäßig niedrige Temperaturniveau der Wässer bestimmt. Unter dem Einsatz von Wärmepumpen können die Wässer zu Heizzwecken in Niedertemperatur-Heizsystemen nutzbar gemacht werden. Der Schwerpunkt liegt somit auf der Beheizung von Neubauten oder saniertem Altbestand.

Die gespeicherten Energien stellen eine große Ressource im Untergrund dar. Ob und wie weit diese Ressource technisch und wirtschaftlich als Reserve zu gewinnen ist, muss durch weiterführende Betrachtungen gezeigt werden.

Zudem ist die Datengrundlage in vielen Bereichen ungenau/unvollständig und es wurden nicht alle Gutachten/Daten zur Verfügung gestellt. Daher besteht vor allem bei den Hohlraumbetrachtungen und den daraus ermittelten Potenzialen weiterer Klärungsbedarf.

Die Nutzungsbetrachtungen beschäftigen sich mit den Einsatzmöglichkeiten der Erdwärme.

Dazu wurden zunächst die technischen Umwandlungsmöglichkeiten geothermischer Energie in Strom und Wärme in Abhängigkeit des Temperaturniveaus dargestellt. Zur Klassifizierung wurde eine Temperatur von 90°C gewählt. Ab dieser Temperatur werden aktuell Kraftwerke

betrieben. In einer Übersicht sind ausgewählte, in Betrieb befindliche, Geothermiekraftwerke, mit ihren wichtigsten technischen Daten genannt.

Unter 90°C findet nur eine Wärmeversorgung statt bei der die Wärme direkt mittels Wärmeübertrager oder indirekt mittels Wärmepumpe genutzt werden kann.

Ausgehend vom wesentlichen Entscheidungskriterium zur Geowärmenutzung, des Temperaturniveaus, wurden die in Frage kommenden Wärmesenken beschrieben. Neben der Raumheizung und Trinkwassererwärmung ist hier auch die Niedertemperaturprozesswärme zu nennen.

In der Nutzungsbetrachtung erfolgte eine allgemeine Darstellung verschiedener Erschließungsmöglichkeiten zur Grubenwasserwärmenutzung. Die lokalen Gegebenheiten bestimmen die Möglichkeiten der Umsetzungen. In einer Übersicht sind ausgewählte Projekte zur heutigen Grubenwasserwärmenutzung exemplarisch dargestellt.

In den Nutzungsbetrachtungen war es nicht Aufgabe, eine detaillierte Wärmesenkenanalyse für das Untersuchungsgebiet anzufertigen.

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung stellt einen Schwerpunkt von Kapitel C-Nutzungsbetrachtungen dar. Zunächst wurden die wichtigsten Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit eines Erdwärmeprojekts erläutert. Dazu zählen Geologie, Investitionskosten, Energiepreisentwicklung, politische Rahmenbedingungen, Projektabwicklung und neue technische Entwicklungen.

Es erfolgte sowohl für die Tiefengeothermie als auch für die Grubenwasserwärmenutzung eine exemplarische Darstellung der Wirtschaftlichkeit. Dazu mussten zur Vereinfachung der komplexen Zusammenhänge Vereinfachungen getroffen werden, die im Einzelnen im zugehörigen Kapitel genannt sind.

Die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeit eines Geothermieheizkraftwerks wurden in Form von Diagrammen dargestellt. Durch die Variation einzelner Parameter, ausgehend von heutigen Bedingungen, zeigte sich ein unterschiedlich starker Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit. Die Analyse ergab, dass die Parameter Vollbenutzungsstunden (Georestwärmenutzung) und Thermalwasserförderertemperatur (bzw. Kraftwerksgröße) den größten Einfluss auf das Jahresergebnis haben. Die Wärmenetzlänge, und damit verbunden der spezifische Wärmeabsatz, hat eher einen geringen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit. Eine Senkung der Stromeinspeisevergütung wirkt sich negativ auf das Jahresergebnis aus. Dahingegen verbessert sich das Jahresergebnis mit sinkenden Investitionskosten.

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung einer Grubenwasserwärmenutzung war so angelegt, dass für zwei definierte Anwendungsbeispiele exemplarisch die Verbrauchskosten und die Grenzkosten einer Investition, bezogen auf eine konventionelle Wärmeversorgung, abgeschätzt wurden. Dazu wurde zur Grubenwassererschließung von einer Förderung des Grubenwassers nach Übertage, Einsatz einer Wasser/Wasser-Wärmepumpe und Reinfiltration in das Grubensystem ausgegangen. Es zeigte sich, dass insbesondere für die Förderung eines größeren Volumenstroms deutlich höhere Grenzinvestitionskosten gegeben sein dürften. Allerdings gilt es, geeignete Wärmesenken zu identifizieren. Die Wirtschaftlichkeit der Grubenwassernutzung hängt stark von der Energiepreisentwicklung ab. In Zukunft ist mit steigenden Preisen der fossilen Energieträger zu rechnen, was die Grubenwasserwärmenutzung wesentlich interessanter machen wird.

Zur Szenarien-Darstellung der zukünftigen Entwicklung einer geothermischen Energienutzung im Saarland wurden im ersten Schritt die wesentlichen Rahmenbedingungen beschrieben, welche das Maß der geothermischen Energienutzung beeinflussen. Am Beispiel umgesetzter Projekte wurde die Förderung und Unterstützung auch durch die jeweiligen Bundesländer aufgezeigt. Die ersten Tiefengeothermieprojekte, die hauptsächlich im norddeutschen Becken, im Oberrheingraben und im süddeutschen Molassebecken umgesetzt sind, und sich im Betrieb befinden, wurden als Pilotprojekte besonders unterstützt. Diese Unterstützung ist nicht unbedingt auf folgende Tiefengeothermieprojekte übertragbar. Im Verlauf der Lernkurve junger Technologien wird sich die Förderung ändern und langfristig abnehmen. Ziel ist es, durch eine Anschubfinanzierung die Etablierung der Technologie zu erreichen. In einigen Bundesländern wird der Geothermie einen gewissen Stellenwert zur langfristigen Energieversorgung zugewiesen. Sie haben Strategien formuliert, um den Ausbau der Geothermie voranzutreiben. Welche Bedeutung die Geothermie für die Energieversorgung im Saarland haben wird, kann aus dieser Studie nicht beziffert werden. Die vorliegenden Ergebnisse ermöglichen es nicht, eine zeitliche Entwicklung zur geothermischen Strom- und Wärmenutzung für das Saarland aufzuzeigen. Um eine erste Einschätzung hinsichtlich der geothermischen Stromnutzung im Saarland zu erhalten, wurde an Hand des Energiekonzepts des Bundes (BMWi BMU 2010) und vorangegangenen Prognosestudien (EWI 2010 und PROGNOS 2010) der Zielwert zum Anteil der geothermischen Stromnutzung für das Saarland abgeleitet. Für die Entwicklung der Wärmenutzung aus Restwärme von geothermischen Stromerzeugungsprozessen und Grubenwasserwärmenutzung lassen sich keine aussagekräftigen Trends ableiten. Die Nutzung geothermischer Wärmeenergie ist insbesondere durch oberflächennahe, Erdreich gekoppelte Wärmepumpenheizsysteme geprägt. Der limitierende Faktor sind oftmals nicht die Potenziale und Ressourcen, sondern die Einsatzgebiete.

Je nach gewählter Bezugsgröße (Fläche oder Einwohnerzahl) resultiert aus der Abschätzung eine geothermische Strombereitstellung im Jahr 2050 in der Größenordnung von 36 bis 45 GWh_{el}/a. Um diese Strommenge bereitzustellen, wäre etwa ein Geothermiekraftwerk mit etwa 6 MW_{el} als heute übliche elektrische Bruttoleistung ausreichend. Dies zeigt, dass auf Grundlage der vorliegenden Prognosen der geothermischen Stromerzeugung kaum Bedeutung beigemessen werden kann. Allerdings steht die noch junge Technologie der geothermischen Verstromung noch am Beginn der Forschung und Entwicklung.

Die Nutzungsbetrachtungen haben gezeigt, dass die Möglichkeit der Wärmenutzung ausschlaggebend für einen wirtschaftlichen Betrieb ist. Einerseits müssen geeignete Wärmesenken am Standort eines Geothermieprojekts vorhanden, bzw. die Möglichkeit einer Ansiedlung gegeben sein. Andererseits entscheiden die Systemtemperaturen der Wärmesenke, ob Erdwärme zur Wärmeversorgung eingesetzt werden kann. Dadurch wird nur ein Bruchteil des Jahreswärmebedarfs im Saarland durch Erdwärme gedeckt werden können.

Einleitung Geothermiepotezialanalyse des Saarlandes

Der natürliche Wärmefluss aus dem Inneren der Erde übersteigt den weltweiten Energiebedarf um ein Vielfaches und bietet somit ein enormes theoretisches Potenzial für eine regenerative Energienutzung. In einigen Ländern gehört die Gewinnung von Strom und Wärme aus der Erde bereits zu einem wichtigen Standbein der Energieversorgung. In Deutschland besitzt die Geothermie aufgrund eines lokal eher moderaten geothermischen Wärmeflusses einen hohen Wissensstand in der Nutzung von niedrig temperierten geothermischen Reservoiren. Auch wenn es mittlerweile mehrere kommerzielle Projekte im Bereich der geothermischen Stromerzeugung in Deutschland gibt, ist die Tiefe Geothermie ein Bereich, in dem die Entwicklung der Technik durch intensive Forschung und Entwicklung vorangetrieben werden sollte.

Deswegen soll die Entwicklung der geothermischen Energiegewinnung in Deutschland weiter ausgebaut werden (Abb. 01).



Abbildung 01 Prognose der Branchenentwicklung für die Stromerzeugung aus Geothermie (Agentur für Erneuerbare Energien).

Bei der Nutzung von geothermischer Energie unterscheidet man zwischen der Oberflächen- und der Tiefen Geothermie. Die **Oberflächennahe Geothermie** umfasst die geothermische Wärmeerzeugung, die sich in einer Tiefe von maximal 400 m unter der Erdoberfläche abspielt. Hier werden in der Regel Wärmepumpen benötigt, um die gewonnene Wärme auf das erforderliche Temperaturniveau zu heben. Von **Tiefer Geothermie** spricht man bei Systemen, deren Wärmequellen sich tiefer als 400 m befinden. Hierzu gehört die hydrothermale Wärme- und Stromgewinnung (Abb. 02), als auch Hot Dry Rock (HDR), bzw. Enhanced Geothermal System (EGS) Anlagen (Abb. 03). Die **geothermische Nutzung von Grubenwässern** nimmt eine Sonderstellung ein, da die erschlossene Wärme in der Regel aus einer Tiefe von > 400 m stammt, jedoch häufig in geringerer Tiefe mittels Wärmetauscher entzogen wird.

Der Begriff **Hydrothermale Geothermie** bezeichnet die Förderung von warmen Tiefenwässern zur energetischen Nutzung an der Erdoberfläche. Hierbei muss im Untergrund

in einer, dem gewünschten Temperaturniveau entsprechenden, Tiefe ein ergiebiger Aquifer (Grundwasserleiter) vorhanden sein. In diesen Aquifer werden mindestens zwei Bohrungen abgeteuft. Über die Produktionsbohrung wird das Wasser aus der Tiefe gefördert und über eine Infiltrationsbohrung wird das Wasser wieder in die Tiefe verbracht (Abb. 02). In Erding (Bayern) existieren z. B. auch Spezialnutzungen, bei denen das geförderte Wasser eine gute Qualität besitzt, um es nach der energetischen Nutzung auch zur Trinkwasserversorgung zu verwenden. Es muss in diesen Fällen nicht wieder in den Untergrund gebracht werden.

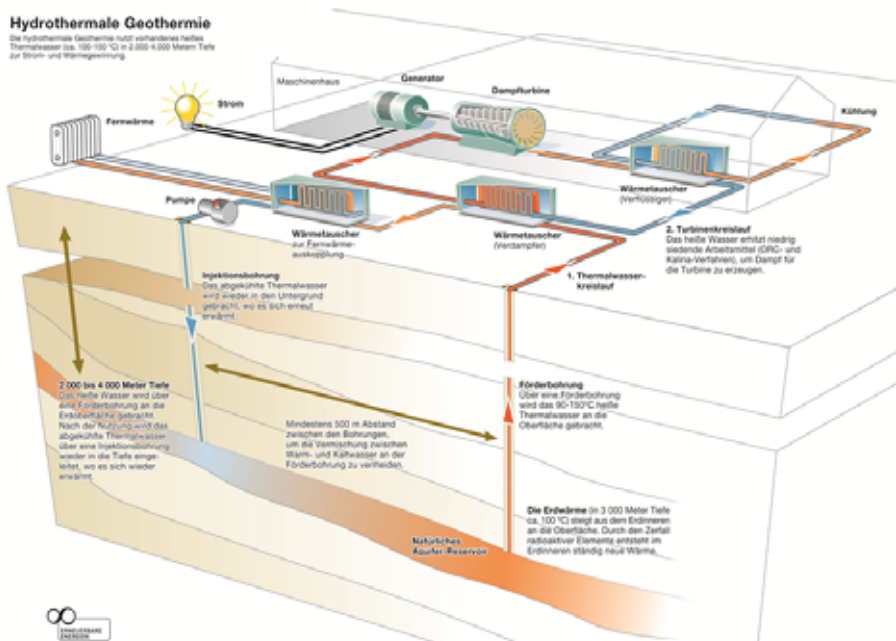


Abbildung 02 Skizze Hydrothermale Geothermie (Agentur für Erneuerbare Energien).

Unter dem Begriff **Petrothermale Geothermie** (HDR oder EGS) fasst man die Systeme zusammen, bei denen die im Untergrund angetroffenen Wässer von ihrer Ergiebigkeit her nicht ausreichen, um eine Geothermieranlage zu betreiben. Aus diesem Grund müssen bei solchen Anlagen die Fluidwegsamkeiten im Untergrund durch Stimulation verbessert werden. Die Stimulation des Untergrundes wird hierbei durch das Verpressen von Wasser in den Untergrund nach dem Abteufen der Bohrungen, oder durch das Einbringen chemischer Lösungsmittel und Säuren erreicht.

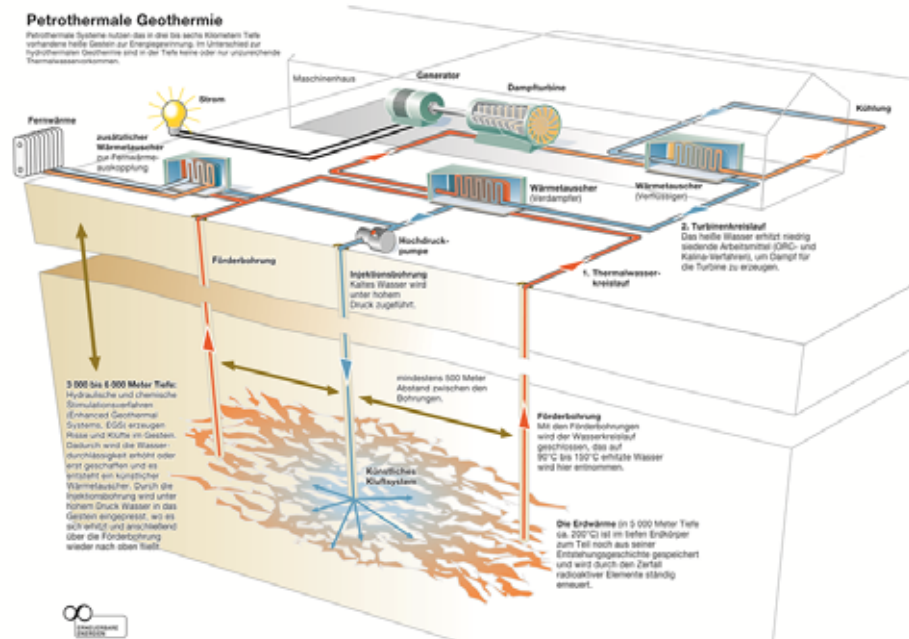


Abbildung 03 Skizze Petrothermale Geothermie (Agentur für Erneuerbare Energien).

Sind durch die Stimulationsmethoden genügend Wegsamkeiten für Fluide geschaffen, erfolgt die Nutzung einer petrothermalen Anlage analog zu den hydrothermalen Systemen, mit mindestens einer Produktions- und mindestens einer Reinjektionsbohrung.

Geologische Übersicht des Saarlandes

Im Vorfeld einer geothermischen Ressourcenbewertung ist die Betrachtung der Geologie des Untersuchungsgebietes von entscheidender Bedeutung. Aus der geologischen Grundlagenarbeit lassen sich die Modelleinheiten entwickeln, welche sowohl für das geologische 3D-Modell, die Temperaturmodellierungen und Heat-in-Place-Berechnungen, als auch für die Bewertung der hydraulischen Bedingungen im Umfeld von Bergwerken unerlässlich sind. Für die Ressourcenbetrachtungen wichtige Gesteinsparameter (z.B. Wärmeleitfähigkeit, Wärmekapazität, hydraulische Durchlässigkeit) lassen sich erst nach Auswertung von Stratigraphie und Tektonik des Untersuchungsgebietes abschätzen und bewerten. Aus diesem Grund folgt ein allgemeiner geologischer Überblick über den Untergrund des Saarlandes und seiner angrenzenden Gebiete.

Der Untergrund des Saarlandes wird aus paläozoischen, mesozoischen und känozoischen Einheiten aufgebaut (Abb. 04). Das Paläozoikum ist durch Gesteine des Devons, des Karbons und des Rotliegenden vertreten, die mesozoischen Ablagerungen haben ein triassisches Alter. Sedimente des Jura, der Kreide und des Tertiärs wurden im Saarland nicht abgelagert, bzw. vollständig erodiert. Das Känozoikum ist somit ausschließlich durch Sedimente des Quartärs vertreten. Den größten Anteil der aufgeschlossenen Gesteine nehmen im Saarland mit ca. 3/5 der Gesamtfläche die Abfolgen des Paläozoikums ein (SCHNEIDER 1991). Die Schichten des kohleführenden Oberkarbon streichen im Bereich des Saarbrücker Hauptsattels aus, nach NW werden diese von Rotliegend-Ablagerungen des Saar-Nahe-Beckens überlagert. Der nordwestliche Rand des Saar-Nahe-Beckens wird durch die Hunsrück-Südrand-Verwerfung

gebildet, hier tritt Devon des Rheinischen Schiefergebirges auf. Das Oberkarbon ist randlich im Südosten vom Saarbrücker Hauptsattel überschoben. Das Paläozoikum wird im Südwesten und südöstlich des Saarbrücker Hauptsattels von Trias-Ablagerungen diskordant überlagert. Quartäre Überlagerungen finden sich vor allem in Tallagen (WAGNER & KÖNIG 2009).



Es folgt ein Überblick über die geologische und tektonische Entwicklung des Saarlandes und über die verschiedenen im Saarland vertretenen stratigraphischen Einheiten.

Geologische Entwicklung und Großtektonik des Saarlandes

Der folgende Abschnitt gibt einen Überblick über die geologische Entwicklung des Saarlandes und die wichtigsten Entwicklungsschritte. Das Saarland war zur Zeit des Devons Teil des rheinischen Troges, in dem Sedimente des nördlich gelegenen Old Red Kontinentes abgelagert wurden (SCHNEIDER 1991). Im zentralen Saarland sind diese später metamorph überprägten Ablagerungen lediglich in der Tiefbohrung Saar 1 anzutreffen. Die Ablagerungsprozesse setzten sich bis ins Unterkarbon fort.

Im oberen Unterkarbon und im Namur kam es durch die Einengung des rheinischen Troges zur variskischen Orogenese, in deren Verlauf es zu engen Faltungen, Verschuppungen, Aufschiebungen, Schubklüftungen und intensiver Schieferung der sedimentären Gesteine kam (SCHNEIDER 1991).

Mit Beginn des Oberkarbon erfolgte anschließend die Herausbildung der so genannten Saar-Nahe-Senke durch einen Einbruch im Bereich der Mitteldeutschen Schwelle (SCHNEIDER 1991). Im Norden dieses karbonischen Sedimentationstrogos befindet sich die Hunsrücksüdrandstörung, die das Becken vom variskischen Orogen abgrenzt. Im Verlauf der Absenkung des Beckens kam es an dieser Störung zu Abschiebungsbewegungen, die teils noch bis in die Gegenwart nachgewiesen sind (SCHNEIDER 1991). Diese tektonische Entwicklung bedingte im Bereich der Senke einen faziellen Wechsel von teils feinkörnigen Meeressedimenten (Alaunschiefer) hin zu den Molasse-Sedimenten des Westfal und des Stefans. Zu dieser Zeit kam es mehrfach zu Einengungen im Beckenbereich, sowie zu Wechseln der Sedimentliefergebiete, was sich in der häufigen Bildung von Seen und Mooren niederschlug. Aus diesen Mooren gingen dann auch die für das Karbon des Saarlandes charakteristischen Kohleflöze hervor.

Im regionalen Überblick tritt das Oberkarbon in einer SW-NE-streichenden Aufwölbung, dem so genannten Saarbrücker Hauptsattel zutage (Abb. 04). Im Südosten werden die oberflächlich aufgeschlossenen Schichten des Oberkarbons von der südlichen Hauptüberschiebung begrenzt. Die Heraushebung des Hauptsattels begann bereits zur Zeit der Sedimentation im Westfal (evtl. sogar schon im Namur) durch eine Aufwölbung des unterhalb liegenden Kristallins (ENGEL 1985). Diese Entwicklung setzte sich verstärkt während des Stefans fort und kam erst nach der Ablagerung der Sedimente des Unterrotliegend zum Stillstand. Die Aufwölbung erfolgte asymmetrisch, so dass die nordwestlichen Teile ein insgesamt flacheres Einfallen besitzen, als die südöstliche Sattelflanke.

Zur Wende zwischen Stefan und Unterrotliegend kam es im Bereich der Grube Camphausen zu den ersten Überschiebungsbewegungen, die durch die fortwährende Einengung hervorgerufen wurden (ENGEL 1985). Der Bruch der südlichen Randüberschiebung erfolgte im Bereich der Sattelachse des Saarbrücker Hauptsattels und geht im westlichen Teil des Saarlandes in diese über (Abb. 05). Der größte Überschiebungsbetrag erfolgte in der saalischen Phase der variskischen Orogenese am Ende des Unterrotliegenden (SCHNEIDER 1991).

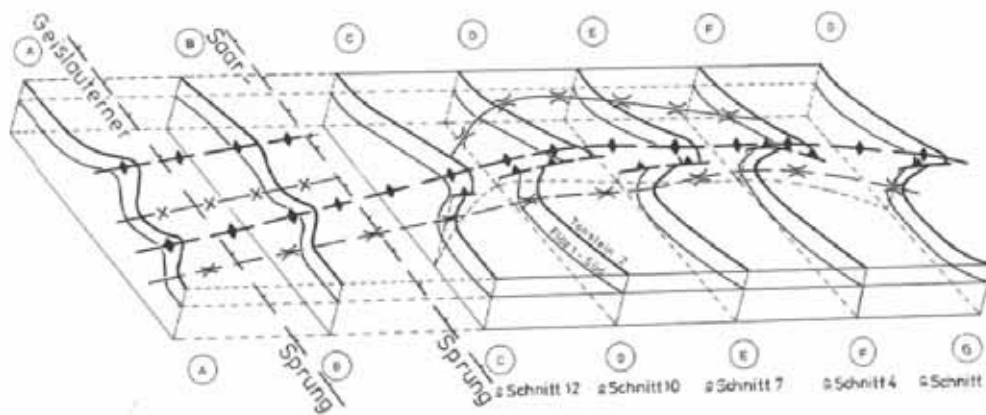


Abbildung 05 Darstellung des Saarbrücker Hauptsattels und der südlichen Randüberschiebung (ENGEL 1985).

Im Verlauf der Hebung des Saarbrücker Hauptsattels kam es zu verschiedenen Brüchen und Sprüngen im Bereich der Aufwölbung (Abb. 06). Diese Sprünge sind über das ganze Gebiet verteilt und haben teils einen Versatz um mehrere hundert Meter. Der Abschiebungsbetrag des Saarsprungs, der sich im Westen des Gebietes befindet, ist mit 700 m Versatz der größte des Untersuchungsgebietes (ENGEL 1985).

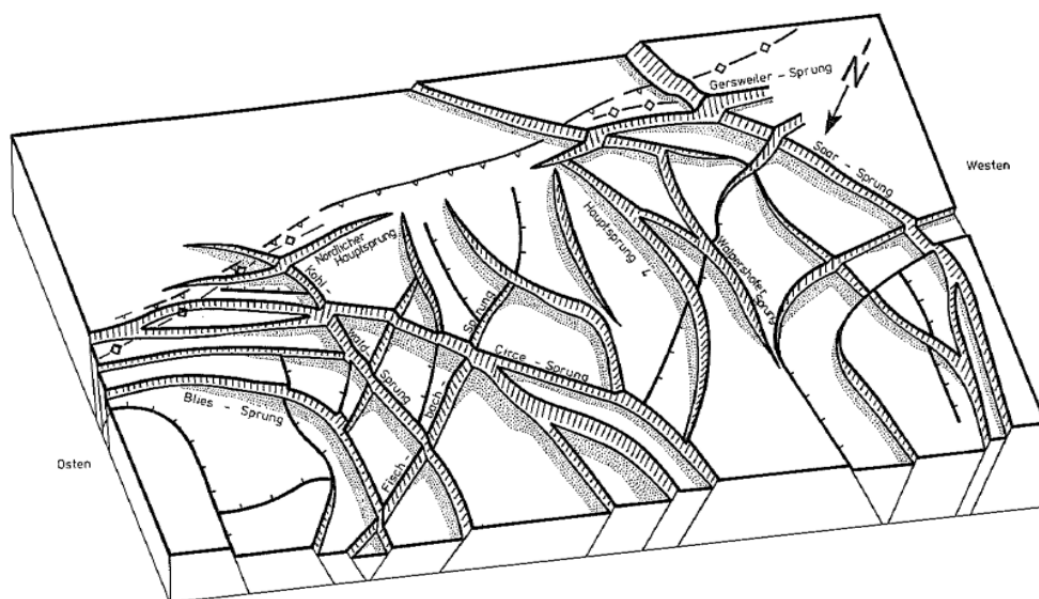


Abbildung 06 Darstellung der Sprünge (inkl. Versatz) im zentralen Bereich des Saarlandes (ENGEL 1985).

Die Wegsamkeiten der Sprünge und Brüche im Unterrotliegend ermöglichten zu Beginn des Oberrotliegenden einen verstärkten Vulkanismus im nördlichen Teil des Saarlandes. Zwischen dem Oberrotliegend und dem Mittleren Buntsandstein herrschte im Untersuchungsgebiet Erosion vor, weswegen in dieser Zeit keine Sedimente abgelagert wurden.

Die folgenden Ablagerungen des Mittleren Buntsandsteins liegen diskordant auf den nach Nordwesten einfallenden Schichten des Rotliegend. Die Schichten der germanischen Trias liegen fast saiger auf den paläozoischen Gesteinen (Abb. 04). Nach dem Unteren Keuper sind keine jüngeren Gesteine im Landesgebiet bekannt, es kam zu keiner Sedimentation,

bzw. es herrschte Erosion herrschte. Zur Zeit des Tertiär kam es im Zuge der alpidischen Orogenese zu einer Reaktivierung der karbonischen und permischen Störungen, so dass die triassischen Schichten ebenfalls (mit geringerem Versatz) von diesen durchbrochen und teils leicht gekippt und gebogen werden.

Die quartären Sedimente befinden sich fast ausschließlich im Bereich der rezenten Flusssysteme und liegen dort als Terrassen- und Auensedimenten vor.

Stratigraphie

Die Stratigraphie des Saarlandes lässt sich in paläozoische, mesozoische und känozoische Einheiten einteilen. Den größten Anteil nehmen hierbei die paläozoischen Gesteine ein, die auch in wirtschaftlicher Hinsicht mit dem Auftreten der karbonischen Saarkohle für die Region am bedeutsamsten waren. Die folgenden Abschnitte geben einen Überblick über die gängigsten Gesteine des Saarlandes und ihrer stratigraphischen Abfolge.

Das Paläozoikum (Erdaltertum)

Kristallines Grundgebirge (Basement)

Das kristalline Grundgebirge wird von dem so genannten Albitgranit gebildet, der mit einem radiometrisch datierten Alter von 444 ± 22 Millionen Jahren (U/Pb-Methode) zeitlich dem Oberordovizium zugeordnet werden kann (SOMMERMAN 1993). Dieser Granit ist im Gebiet des Saarlandes an der Oberfläche nicht aufgeschlossen und wurde lediglich durch die Bohrung Saar 1 in 5.662 m Tiefe erbohrt. Seismische Untersuchungen lassen auf das Vorhandensein einer kristallinen Rückenstruktur im Untergrund des Saarlandes bei Teufen von ca. 4.000 bis 6.000 m Tiefe schließen (VEIT 1976).

Devon

Das Devon ist im Gebiet des Saarlandes nur im nördlichen Bereich, dem südlichen Hunsrückrand (Schwarzwälder Hochwald) und der kleinräumigen Düppenweiler Hochscholle aufgeschlossen (SCHNEIDER 1991). Die Bohrung Saar 1 erbohrte hauptsächlich Kalksteine des Mittel- und Oberdevons, während in den nördlichen Gebieten des Hunsrücksüdrandes vor allem Gesteine des Unterdevons vorherrschen. Die Gesteine der Düppenweiler Hochscholle hingegen sind derzeit noch nicht eindeutig stratigraphisch zugeordnet (zumeist Oberdevon), spielen aber auf Grund der geringen Ausdehnung der Scholle auch nur eine untergeordnete Rolle für den geologischen Gesamtüberblick des Saarlandes.

Das **Unterdevon** im nördlichen Teil des Saarlandes (Abb. 04) setzt sich aus Tonschiefern und Quarziten der Gedinne-, Siegen- und Emsstufe zusammen (Abb. 07). Das **Gedinne**, welches vor allem in einem WSW-ENE-streichenden Streifen im nördlichsten Teil des Saarlandes zutage tritt, besteht hauptsächlich aus violett-rot bis grünlich-grau gefärbten Schiefern („Bunte Schiefer“) (SCHNEIDER 1991). Das **Siegen** setzt sich aus Abfolgen der Hermeskeiler Schichten und des Taunusquarzits zusammen (MITTMAYER 1974) und erstreckt

sich nahezu über die gesamte nördliche Landesgrenze des Saarlandes. Die Hermes-

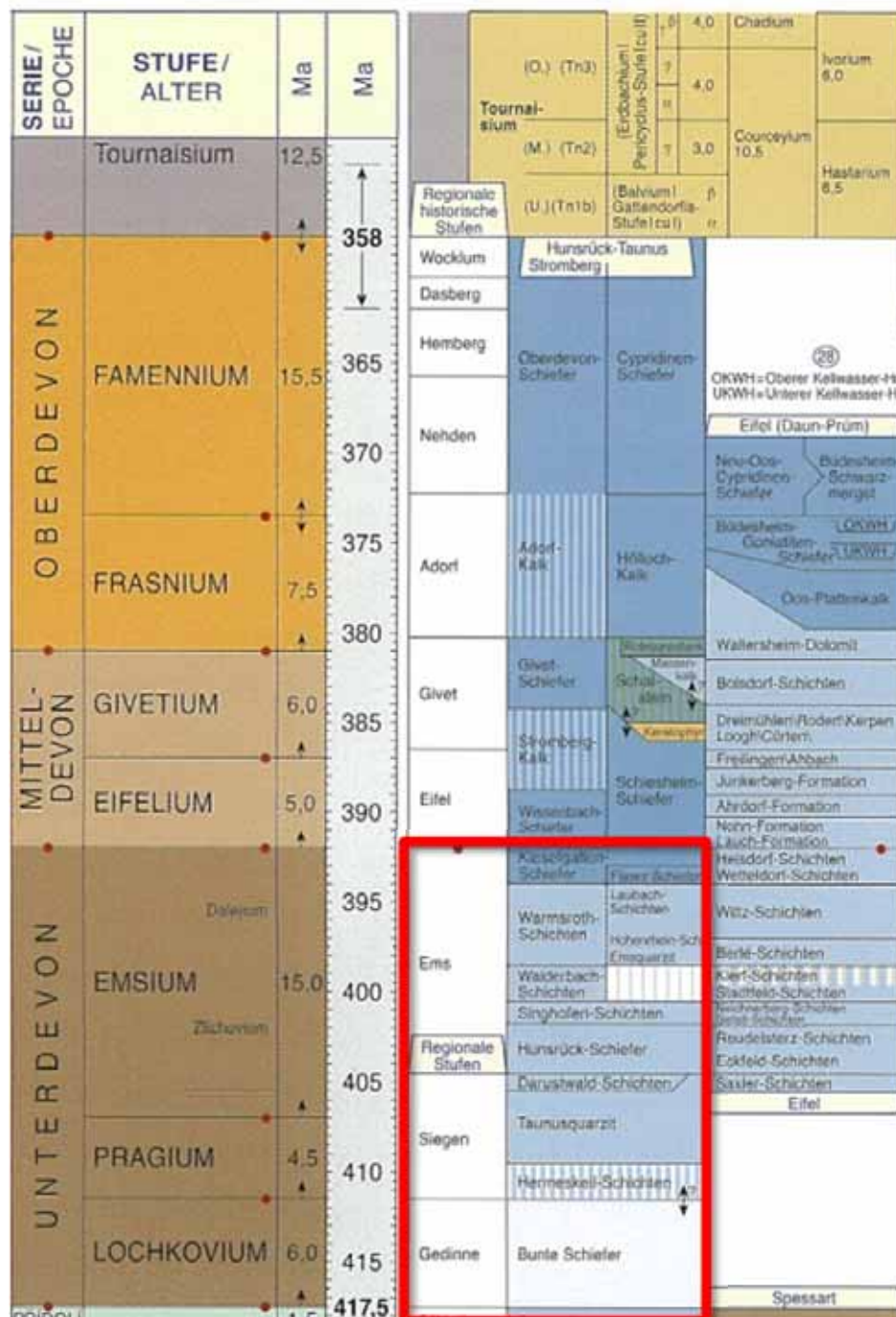


Abbildung 07 Stratigraphie des Devon (Ausschnitt STD2002 aus MENNING et al. 2005).

keiler Schichten entwickeln sich hierbei hauptsächlich ohne scharfen Übergang aus den im Liegenden befindlichen Bunten Schiefern des Gedinne und fallen lediglich über ihren erhöhten Sand- und Quarzanteil auf. Im oberen Bereich gehen die Hermeskeiler Schichten in eine Wechsellagerung von grauen Quarziten, Sandsteinen und blaugrauen Schiefern über (SCHNEIDER 1991). Der Taunusquarzit besteht hauptsächlich aus dichten, meist hellen Quarzitbänken, zwischen denen auch Sandsteine und schiefrige Partien eingeschaltet sein können (SCHNEIDER 1991). Auf Grund der hohen Härte und Verwitterungsbeständigkeit ist er ein wichtiges morphologisches Element des südlichen Hunsrückrandes. Das **Ems** ist im Gebiet des Saarlandes lediglich durch einen kleinen Bereich nordöstlich von Nonnweiler an

baulichen Tätigkeiten über die letzten Jahrhunderte führten dort auch zu der größten geologischen Datendichte. Das Karbon des Saarlandes unterteilt sich in die Abfolgen des Unter- und des Oberkarbon (Abb. 08), wobei das Oberkarbon den überwiegenden Teil der Sedimente ausmacht. Ab dem Oberen Karbon bis zum Unteren Perm wurden die Sedimente im so genannten Saar-Nahe-Becken abgelagert (akkumuliert). Es handelt sich hierbei um ein am Südrand des rheinischen Schiefergebirges gelegenes intramontanes Molassebecken.

Das **Unterkarbon** (Dinantium) besteht im Gebiet des Saarlandes hauptsächlich aus den so genannten Alaunschiefern (MÜLLER et al. 1989), die mit bis zu 50 m Mächtigkeit in der Tiefbohrung Saar 1 angetroffen wurden.

Das saarländische **Oberkarbon** (Saarkarbon) ist unterteilt in die stratigraphischen Gruppen Namur, Westfal und Stefan. Während das **Namur** lediglich in Form der konglomeratischen „Spieser Schichten“ mit ca. 35 m Mächtigkeit in der Stratigraphie des Gebietes anzutreffen ist, handelt es sich bei den Horizonten des Westfal und des Stefan um ein insgesamt zwischen 4.000 und 5.000 m mächtiges Schichtpaket, das durch die häufige Einschaltung von Kohleflözen auch aus bergbaulicher Sicht eine hohe Wertigkeit besitzt (SCHNEIDER 1991). Die Ablagerungen des **kohleführenden Karbon** entstanden in einer variscischen Senke und werden als limnisch bezeichnet (SCHNEIDER 1991). Das Saar-Kohlebecken ist das größte limnische Steinkohlenbecken Deutschlands (DANNENBERG 1939). Die Ablagerungen des Saarkarbons (Abb. 09) erfolgten bis zum Westfal als Deltaschüttungen in einem Meeresarm, ab dem Stefan im höher gelegenen Hinterland des Deltas. Übertage anstehend und bergbaulich erschlossen sind die oberkarbonischen Schichten des Westfal C bis Stefan C. Das **Westfal** (Saarbrücker Gruppe) des Saarlandes untergliedert sich in vier Bereiche (A, B, C und D). Das Westfal A und B ist bislang nur aus der Bohrung Saar 1 bekannt und setzt sich größtenteils aus fein- bis mittelklastischen Sedimenten mit eingeschalteten kohleführenden Flözen zusammen (MÜLLER et al. 1989). Bei den Schichten des Westfal C und D handelt es sich im überwiegenden Teil um sandige Tonsteine, in die wechsellagernd Kohleflöze eingeschaltet sind. In einzelnen Lagen können grobklastische bis konglomeratische Serien eingeschaltet sein. Das **Stefan** (Ottweiler Gruppe) überlagert das Westfal diskordant mit den konglomeratischen Holzer Schichten und wird in drei Bereiche unterteilt (A, B und C), bei denen das Stefan A und B am bedeutendsten sind. Die Gesteine des Stefan setzen sich analog zum Westfal größtenteils aus sandigen Tonsteinen zusammen, in die immer wieder Kohleflöze, aber auch grobklastische bis konglomeratische Lagen eingeschaltet sein können. Die Senke wurde im Westfal von Südwesten her aufgefüllt. Im Stefan kehrte sich die Ablagerungsrichtung um. Das Westfal erreicht im SW eine Mächtigkeit von über 3000 m und nimmt in NE-Richtung auf 2100 m ab. Die Mächtigkeit der Ablagerungen des Stefan nimmt entgegengesetzt in Richtung NE von 1000 m auf 1800 m zu.

Das Oberkarbon tritt im SW-NE-streichenden Saarbrücker-Hauptsattel zwischen Warndt im SW und den Ortschaften Altenkirchen und Brücken im NE zu Tage. Die Schichten werden im N und E von Rotliegend-Ablagerungen und im S und W von Buntsandstein überdeckt (Abb. 10).

Steinkohle tritt im gesamten saarländischen Oberkarbon auf, die meisten bauwürdigen Flöze befinden sich im Westfal (Abb. 11), dort insbesondere in den Sulzbacher Schichten. Die Kohle ist hier mit rund 10% am Schichtenaufbau beteiligt. (SCHNEIDER 1991). Im gesamten Westfal beträgt der kohlebürtige Anteil an der Gesamtmächtigkeit etwa 3%, generell ist im

Osten des Saarlandes der Kohleanteil etwas höher als in den westlichen Bereichen. Insgesamt beinhaltet das Saarkarbon mehr als 500 Flöze, von denen etwa 120 bauwürdig sind (SCHNEIDER 1991).

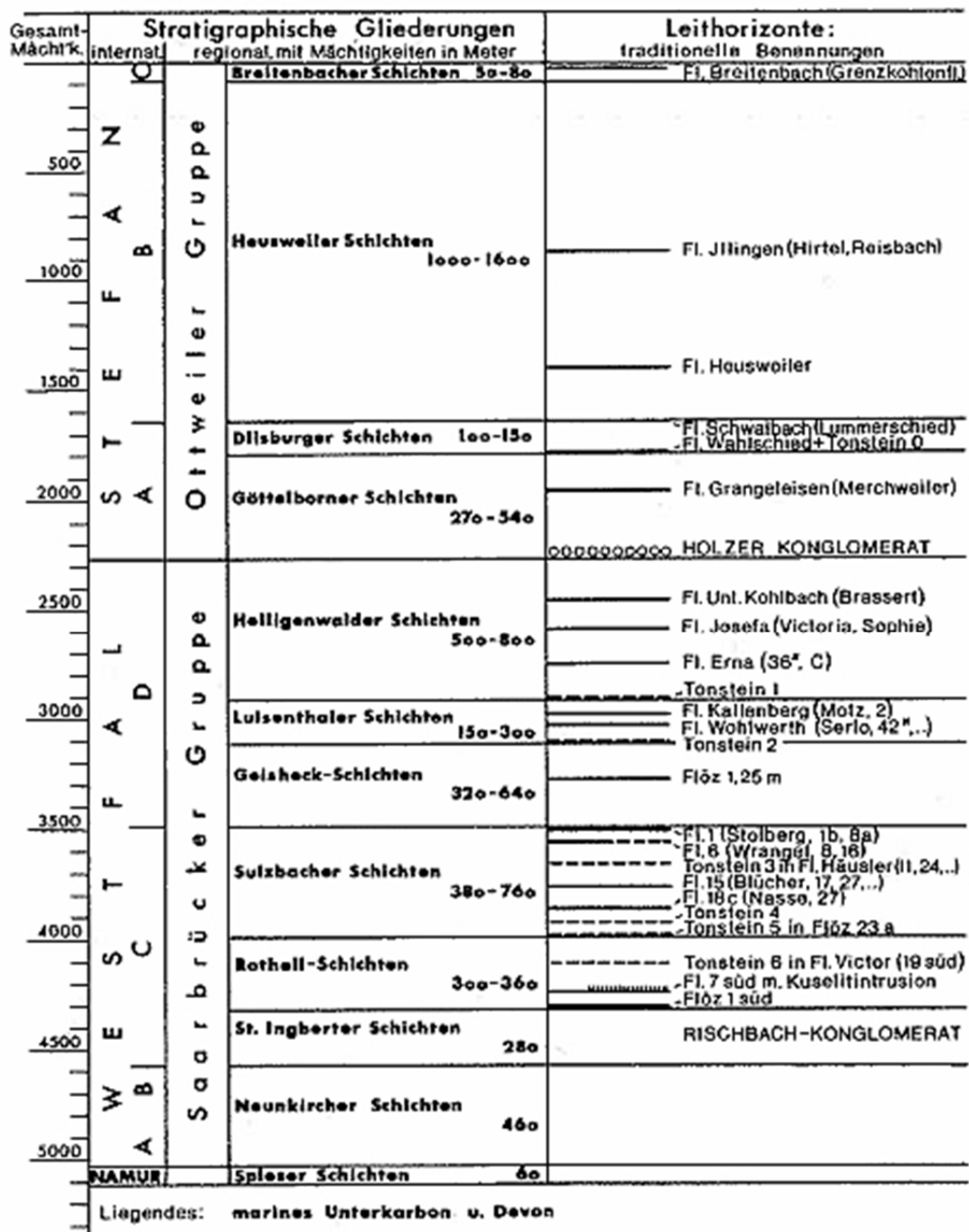


Abbildung 09 Stratigraphische Gliederung des Saarkarbon (SCHNEIDER 1991).

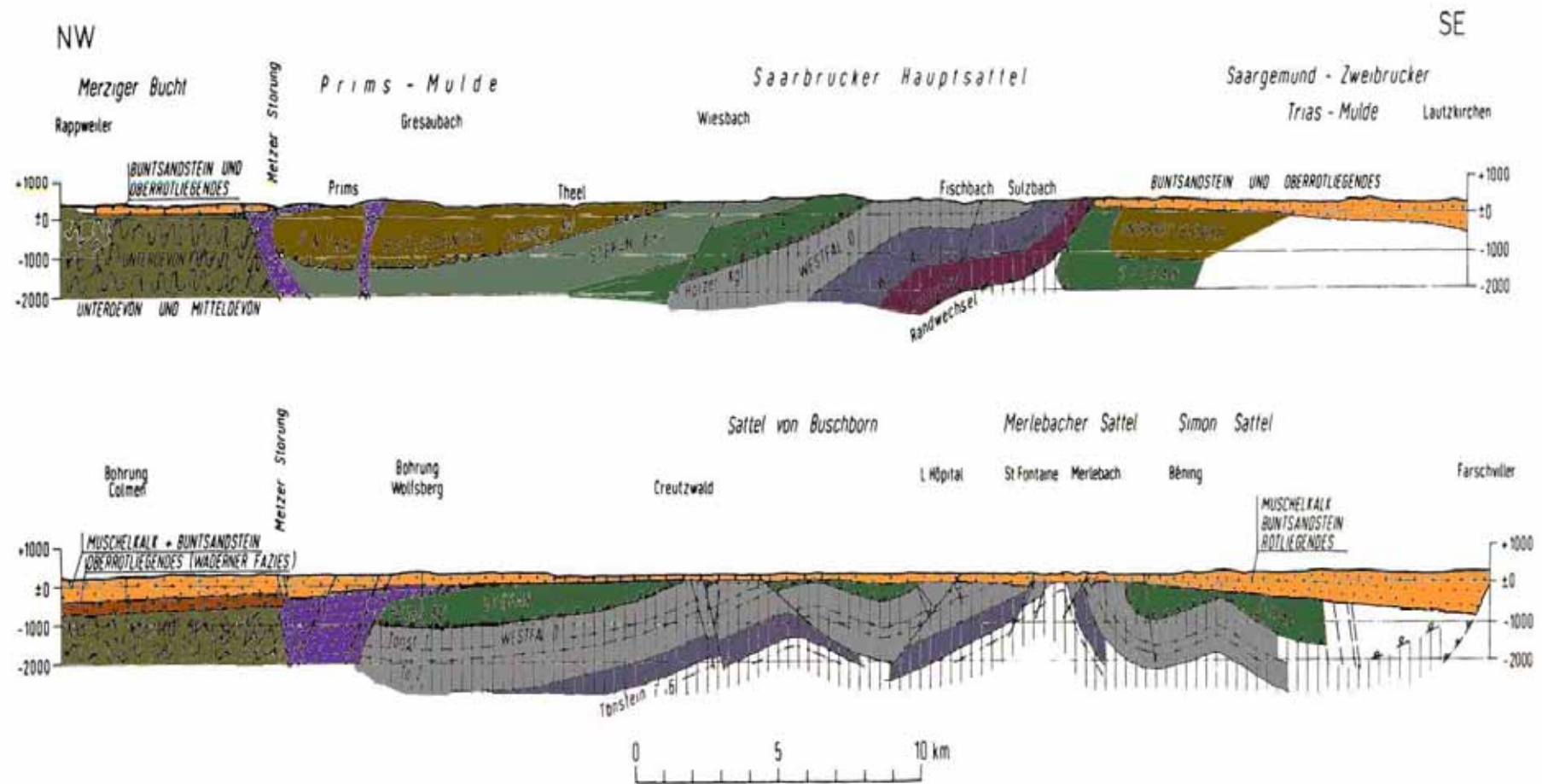


Abbildung 10 Lagerungsverhältnisse des Saarkarbon (WALTER 2010).

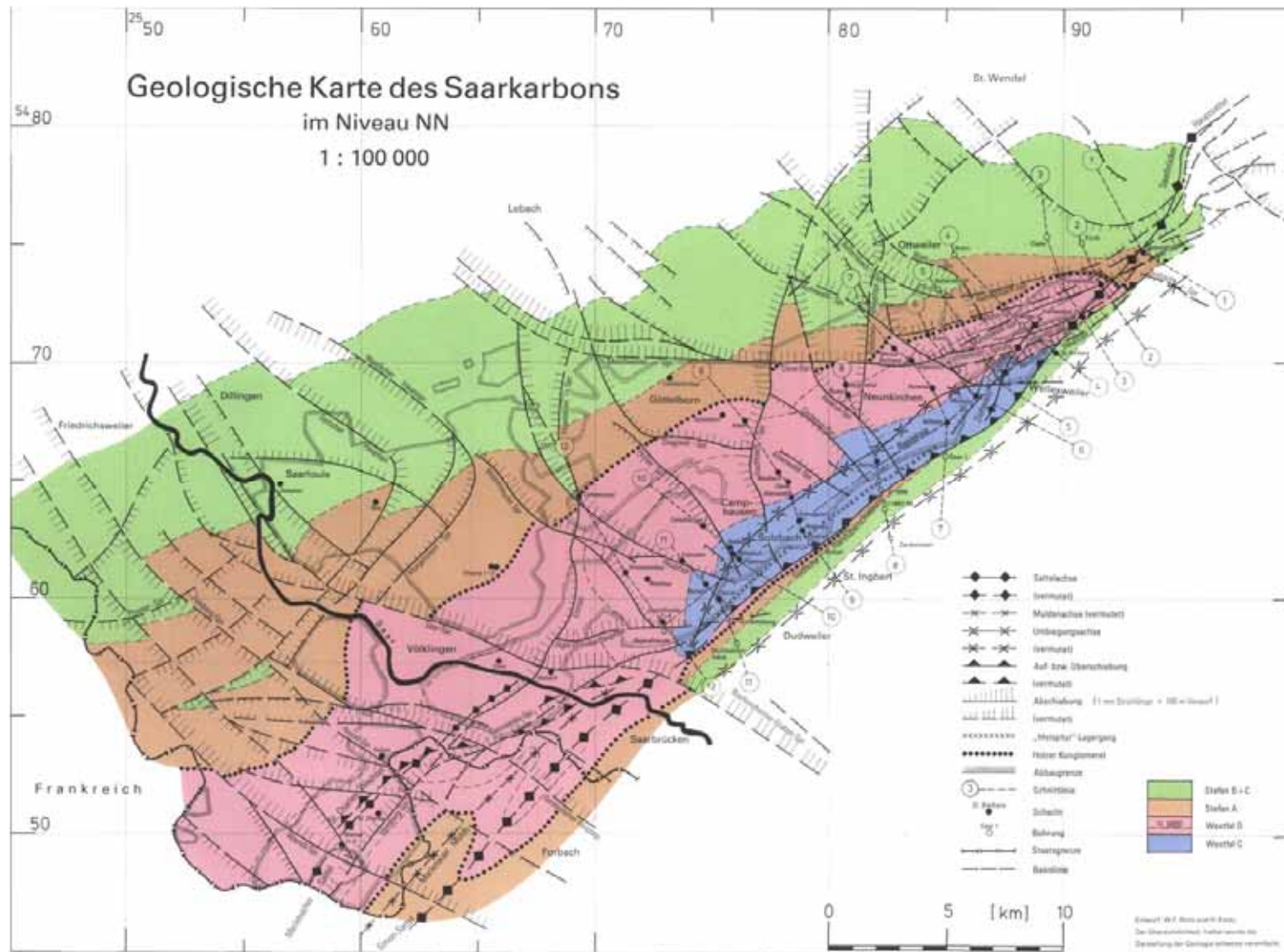


Abbildung 11 Geologische Karte des Saarkarbon (ENGEL 1985).

Perm

Das Perm des Saarlandes liegt in seiner kontinentalen Form, dem Rotliegenden, vor. Das Zechsteinmeer ist nach bisheriger Kenntnis von Osten her lediglich bis zur südlichen Pfalz vorgestoßen (SCHNEIDER 1991), dennoch können vereinzelte Ablagerungen zeitlich dem Zechstein zugeordnet werden (EL OUENJLI & STAPF 1995). Das Rotliegend lagert konkordant auf den Gesteinen des Karbon (MÜLLER et al. 1989). Zu erwähnen ist außerdem, dass sich die Gesteine des Rotliegend im Saar-Nahe-Becken direkt aus den Gesteinen des oberen Stefan (Oberkarbon) entwickeln und bis in die stratigraphische Serie des Oberkarbons hineinreichen (Abb. 12). Dies bedeutet, dass die untersten Teile des Rotliegend zeitlich eigentlich dem Oberkarbon und nicht dem Perm zuzuordnen sind (MENNING et al. 2005). Im Folgenden wird das Saarländische Rotliegend jedoch vereinfachend dem Unteren Perm zugeordnet.

Das **Rotliegend** des Saarlandes teilt sich in die Glan- und Nahe-Subgruppe (MENNING et al. 2005). Die **Glan-Subgruppe** wird oftmals noch in den etwas veralteten Bezeichnungen der Kuseler, Lebacher und Tholeyer Gruppen zusammen-

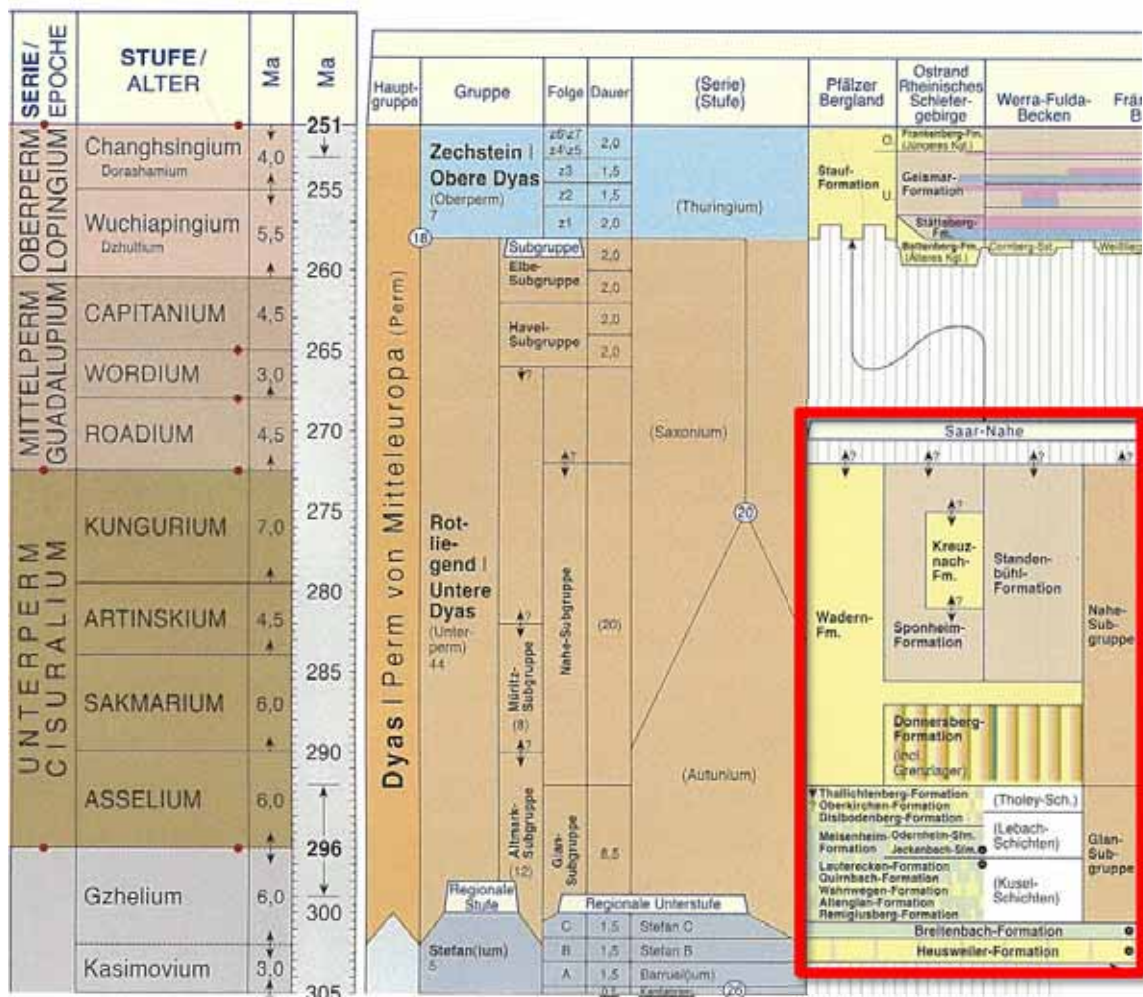


Abbildung 12 Stratigraphie des Perm (Ausschnitt STD2002 aus MENNING et al. 2005).

gefasst. Die Gesteine dieser Gruppen setzen sich meist aus graugrün gefärbten Sedimenten zusammen. Faziell lassen sich diese Sedimente überwiegend limnischen und fluviatilen Ablagerungen zuordnen (MENNING et al. 2005). Wechsellagernd finden sich Sand- bis

Tonsteine, Konglomerat- und einzelne Tufflagen, sowie vereinzelt limnische Flachwasser-Karbonate. Die **Nahe-Subgruppe** wird durch das erstmalige Auftreten von verstärktem Vulkanismus (Eintritt in die Syn-Rift-Phase) von der Glan-Subgruppe getrennt und unterteilt sich lokal in die Einheiten der Donnersberg- (früher: „Grenzlagerfolge“), Wadern-, Sponheim-, Standenbühl- und Kreuznach-Formation, die je nach Position innerhalb des Beckens ineinander übergehen (MENNING et al. 2005). Die Ablagerungen setzen sich zum größten Teil aus alluvialen Schwemmfächern zusammen, die sich beckenwärts mit fluviatilen Sedimenten verzahnen (MENNING et al. 2005). Je nach lokaler fazieller Genese handelt es sich bei den Gesteinen um Konglomerate, Sand- Silt- oder Tonsteine, die teils wechsellagernd auftreten können und sich teils ineinander verzahnen. Das **Zechstein** des Saarlandes tritt nur als tektonisch isoliertes, ca. 200 m mächtiges Restvorkommen im Gebiet des St. Wendeler Grabens zutage, dessen schwach verfestigten, fein- bis mittelkörnige Sandsteine diskordant über den Rotliegend-Schichten liegen (EL OUEJLI & STAPF 1995).

Mesozoikum (Erdmittelalter)

Trias

Die Trias ist im Saarland mit Buntsandstein, Muschelkalk und Keuper relativ vollständig ausgebildet (Abb. 13), es fehlen lediglich Sedimente des Unteren Buntsandsteins und des Mittleren und Oberen Keupers (MÜLLER et al. 1989).

Der **Buntsandstein** des Saarlandes ist unterteilt in den Mittleren und den Oberen Buntsandstein. Der **Mittlere Buntsandstein** setzt sich aus teils geröllführend-konglomeratischen Sandsteinen zusammen. Der **Obere Buntsandstein** liegt dem Mittleren Buntsandstein diskordant auf und ist durch eine neue Sedimentationsphase mit deutlichem Fazieswechsel gekennzeichnet (MÜLLER et al. 1989). Er setzt sich größtenteils aus mittel- bis feinkörnigen Sandsteinen zusammen.

Der Saarländer **Muschelkalk** wird in den Unteren, Mittleren und Oberen Muschelkalk unterteilt. Der **Untere Muschelkalk** setzt sich aus sandig-mergeligen und sandig-dolomitischen karbonatischen Sedimenten zusammen (MÜLLER et al. 1989). Der **Mittlere Muschelkalk** besteht hauptsächlich aus Mergeln und Tonen, in die vereinzelt Gips- und Anhydritlagen eingeschaltet sein können. Der **Obere Muschelkalk** ist durch überwiegend dolomitisierte Kalkbänke gekennzeichnet, in die auch mergelig-tonige Lagen eingeschaltet sein können.

Der **Keuper** tritt im Saarland nur im äußersten westlichen Teil als Unterer Keuper auf. Der **Untere Keuper (Lettenkohle)** besteht zum größten Teil aus bunten Mergeln, Kalksteinen und Dolomitbänken zusammen, in die, namensgebend für die Lettenkohle, Lagen mit Pflanzenhäcksel und kohligen Resten eingeschaltet sein können (MÜLLER et al. 1989).

	Brüche und Sprünge im zentralen Karbon (u. A. Saar-Sprung, Grenz-Sprung, Circe-Sprung, Fischbach-Sprung, etc.) als Folge der Aufwölbung und Überschiebung (SCHNEIDER 1991)
Perm, Oberrotliegend	Sedimentation, Brüche und Sprünge im Norden ergeben Wegsamkeiten für Magmatite → verstärkter Vulkanismus - Schichtlücke -
Mittlerer Buntsandstein	Sedimentation, folgende Sedimente liegen fast saiger und diskordant über den Rotliegend-Sedimenten
Oberer Buntsandstein	Sedimentation
Unterer Muschelkalk	Sedimentation
Mittlerer Muschelkalk	Sedimentation
Oberer Muschelkalk	Sedimentation
Unterer Keuper	Sedimentation - Schichtlücke -
Tertiär	alpidische Orogenese → Wiederaufleben der karbonischen Sprünge und Verwerfungen (SCHNEIDER 1991)
Quartär	Sedimentation (Auesedimente, Terrassensedimente und Hangschutt)

Hydrologie und Hydrogeologie des Saarlandes

Die porös und klüftig ausgebildeten Gesteine des Mittleren Buntsandsteins stellen einen ergiebigen Grundwasserleiter dar und bauen zusammen mit den Sandsteinen der Kreuznach Gruppe des Oberrotliegend den Hauptgrundwasserleiter des Saarlandes auf (Gutachten ANTEA 2003). Der Buntsandsteingrundwasserleiter hat eine durchschnittliche Mächtigkeit von 350 m, die Gesteine fallen zur Saar ein. Der Grundwasserleiter weist eine deutliche Klüftung (SCHNEIDER 1991) und eine daraus resultierende Permeabilität von 0,4 bis $4 \cdot 10^{-5}$ m/s sowie eine Gesamtporosität zwischen 0,10 und 0,15 (10 bis 15%) auf (Gutachten ANTEA 2003). Die Angabe einer ‚Porosität‘ für ein Festgestein bezieht sich an dieser Stelle vermutlich auf die nicht zemen-

Abbildung 14 Durchlässigkeiten der saarländischen Gesteine (im Rahmen des Grundwassermodells im Modellansatz ermittelte Werte und Werte der HÜK 200) (aus WAGNER & KÖNIG 2010).

tierten Hohlräume. Die Poren des Sandsteines spielen für die hydraulische Durchlässigkeit jedoch nur sehr untergeordnet eine Rolle. Weitere Grundwasservorräte befin-

Stratigraphie		Durchlässigkeiten	
		Modellansatz	HÜK
Quartär	q	$1 \cdot 10^{-4}$ m/s	$1 \cdot 10^{-6}$ - $1 \cdot 10^{-4}$ m/s
Oberer Keuper	ko	$9 \cdot 10^{-6}$ m/s	<
Mittlerer Keuper	km		$1 \cdot 10^{-5}$ m/s
Unterer Keuper	ku		
Oberer Muschelkalk (C)	mo2	$5 \cdot 10^{-6}$ m/s	
Oberer Muschelkalk (T)	mo1	$5 \cdot 10^{-5}$ m/s	$1 \cdot 10^{-5}$ - $1 \cdot 10^{-3}$ m/s
Mittlerer Muschelkalk	mm	$5 \cdot 10^{-8}$ m/s	$1 \cdot 10^{-9}$ - $1 \cdot 10^{-7}$ m/s
Unterer Muschelkalk	mu	$1 \cdot 10^{-5}$ m/s	$1 \cdot 10^{-6}$ - $1 \cdot 10^{-4}$ m/s
Oberer Buntsandstein	so		$1 \cdot 10^{-6}$ - $1 \cdot 10^{-4}$ m/s
Mittlerer Buntsandstein	sm		$1 \cdot 10^{-5}$ - $1 \cdot 10^{-3}$ m/s
Kreuznacher Schichten	Kreuznacher Schichten	$5 \cdot 10^{-5}$ m/s	$1 \cdot 10^{-6}$ - $1 \cdot 10^{-4}$ m/s
Oberrotliegendes	ro	$5 \cdot 10^{-4}$ m/s	<
Unterrotliegendes Karbon (Stefan)	ru cst (Stefan)		$1 \cdot 10^{-5}$ m/s
Karbon (Westfal)	cw	$5 \cdot 10^{-7}$ m/s	
Devon	d	$5 \cdot 10^{-7}$ m/s	

den sich in den quartären Sedimenten der Flusstäler (SCHNEIDER 1991).

In Abbildung 14 ist die Einteilung der stratigraphischen Einheiten des Saarlandes und die, im Rahmen der Erstellung des Grundwassermodells Saarland ermittelten, hydraulischen Durchlässigkeiten den Durchlässigkeiten aus der HÜK 200 gegenübergestellt. Die hydrogeologischen Großräume des Saarlandes sind in Abbildung 15 dargestellt.

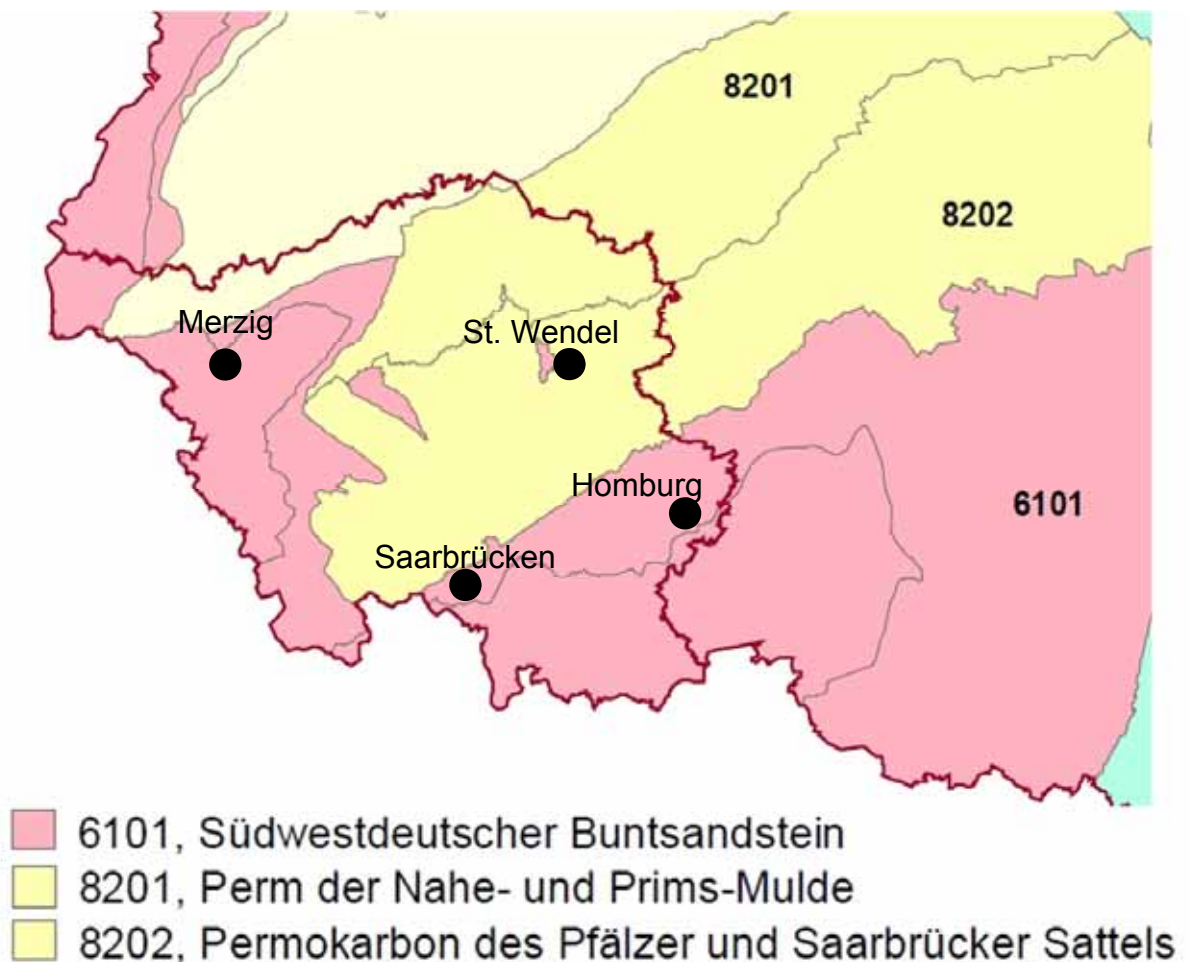


Abbildung 15 Hydrogeologische Großräume des Saarlandes (bearbeitet nach www.bgr.de).

Die Gesteine des Karbon verfügen über keinen nennenswerten Hohlraum zur Wasserspeicherung. Wasserwegsamkeiten sind beschränkt auf Schicht- und Trennfugen sowie auf Klüfte und Störungen (WALTER 2010). Diese sind jedoch geologisch und nicht durch den Bergbau bedingt. Die Schichten des Karbon sind daher als Grundwassergering- bzw. -nichtleiter einzuordnen.

Der Grenzletten, die tonig ausgebildete Schichtobergrenze des Karbon, fungiert als hydraulische Sperre zwischen dem Karbon und dem grundwasserführenden Buntsandstein.

HERRMANN (2007) hat für den Untersuchungszeitraum von 1976-2005 die nachfolgenden hydrologischen Parameter ermittelt. Für die Winterhalbjahre ergibt sich ein mittlerer Gebietsniederschlag im Saarland von ca. 510 mm, in den Sommerhalbjahren beträgt er im Mittel ca. 450 mm. Bei einer jährlichen potentiellen Gebietsverdunstung von etwa 585 mm/a, einem berechneten mittleren Gesamtabfluss von ca. 450 mm/a (Median 440 mm/a) und einem mittleren Direktabfluss von ca. 290 mm/a (Median 290 mm/a) resultiert daraus eine Grundwasserneubildung von ca. 160 mm/a (Median 150 mm/a).

Block A – Tiefengeothermische Ressourcenbewertung

Erstes Ziel der Tiefengeothermie-Potenzialstudie ist zunächst eine grundsätzliche, großräumige Betrachtung der vorhandenen Wärmeressourcen im tieferen Untergrund des Saarlandes. Durch die Erstellung eines großskaligen geologischen 3D-Modells sowie einer anschließenden Berechnung des Temperaturfeldes im Untergrund können Hinweise auf die generelle geothermische Situation gewonnen werden. Unter Benutzung des geologischen Modells und der berechneten Untergrundtemperaturen kann die innerhalb der geologischen Einheiten lokal für bestimmte Volumen die theoretisch vorhandene Energie abgeschätzt werden.

Wichtige Anmerkung:

Die in der Studie produzierten Temperatur- und Ressourcenmodelle sollen eine landesweite Betrachtung des geothermischen Potenzials auf einem großen Maßstab ermöglichen. Die Ergebnisse sollen und können nicht dazu genutzt werden, ohne genauere standortspezifische Untersuchungen, genaue Aussagen über mögliche kleinräumige Gebiete im Reservoirmaßstab zu treffen.

1. Erstellung eines geologischen 3D-Modells des Saarlandes

Im Folgenden werden die bisher durchgeführten Maßnahmen zur Erstellung des geologischen Modells dargestellt, welches den ersten Bestandteil für die spätere Ressourcenbewertung bildet.

Die Verwendung eines dreidimensionalen strukturgeologischen Modells des Untergrundes dient zur räumlichen Darstellung der geologischen Gegebenheiten im Untergrund, wobei nur punktuell vorhandenen Daten als Grundlage dienen. Eine Darstellung der Verhältnisse in Bereichen ohne direkte Daten wird dadurch in gewissem Maße ermöglicht. Zudem ist das strukturgeologische 3D Modell für weitere (geophysikalische) Berechnungen zur Ressourcenanalyse zwingend erforderlich. Geothermisch relevante Faktoren können somit räumlich analysiert werden. Da bei geringer Datendichte die Verlässlichkeit des Modells stark vom Interpolationsalgorithmus abhängt (PUTZ et al. 2006), ist zur Realisierung komplexer Modelle anhand weniger Daten ein impliziter Interpolationsalgorithmus vorzuziehen. Im vorliegenden Projekt wurde die Software 3D Geomodeler verwendet, deren implizite Interpolation auf einer Potenzialfeldmethode basiert (CALCAGNO et al. 2008, LAJAUNIE et al. 1997).

1.1 Verfügbare geologische Daten

Grundlage eines geologischen 3D-Modells sind verfügbare geologische und geophysikalische Daten. Vom saarländischen Landesamt für Umwelt und Arbeitsschutz (LUA) und dem saarländischen Bergamt wurden große Mengen an Unterlagen zur Verfügung gestellt. Hieraus wurden folgende Datensätze für die weitere Verwendung aufbereitet und in das Modell integriert:

- Geologische Karten (GK100, GK25, sonstige Literatur)
- Strukturwerte (aus geologischen Karten)
- Geologische Schnitte
- Schächte
- Digitales Höhenmodell

Dem igem wurden zusätzlich insgesamt 61 Datensätze zu Bohrungen im Saarland von Seiten des Bergamtes und des LUA zur Verfügung gestellt. In Zusammenarbeit mit dem LUA erfolgte die stratigraphische Zuordnung der einzelnen Bohrabschnitte, welche jedoch nicht für alle Tiefbohrungen erfolgreich durchgeführt werden konnte.

Die gelieferten Daten wurden zunächst georeferenziert (insofern noch nicht geschehen) und in einer GIS-Datenbank zusammengefasst. Abbildung A-01 zeigt die Oberflächengeologie und die kartierten Störungen auf Basis der Geologischen Übersichtskarte des Saarlandes im Maßstab 1: 100 000, hinterlegt mit dem digitalen Höhenmodell des Landesamtes für Kataster-, Vermessungs- und Kartenwesen (LKVK).

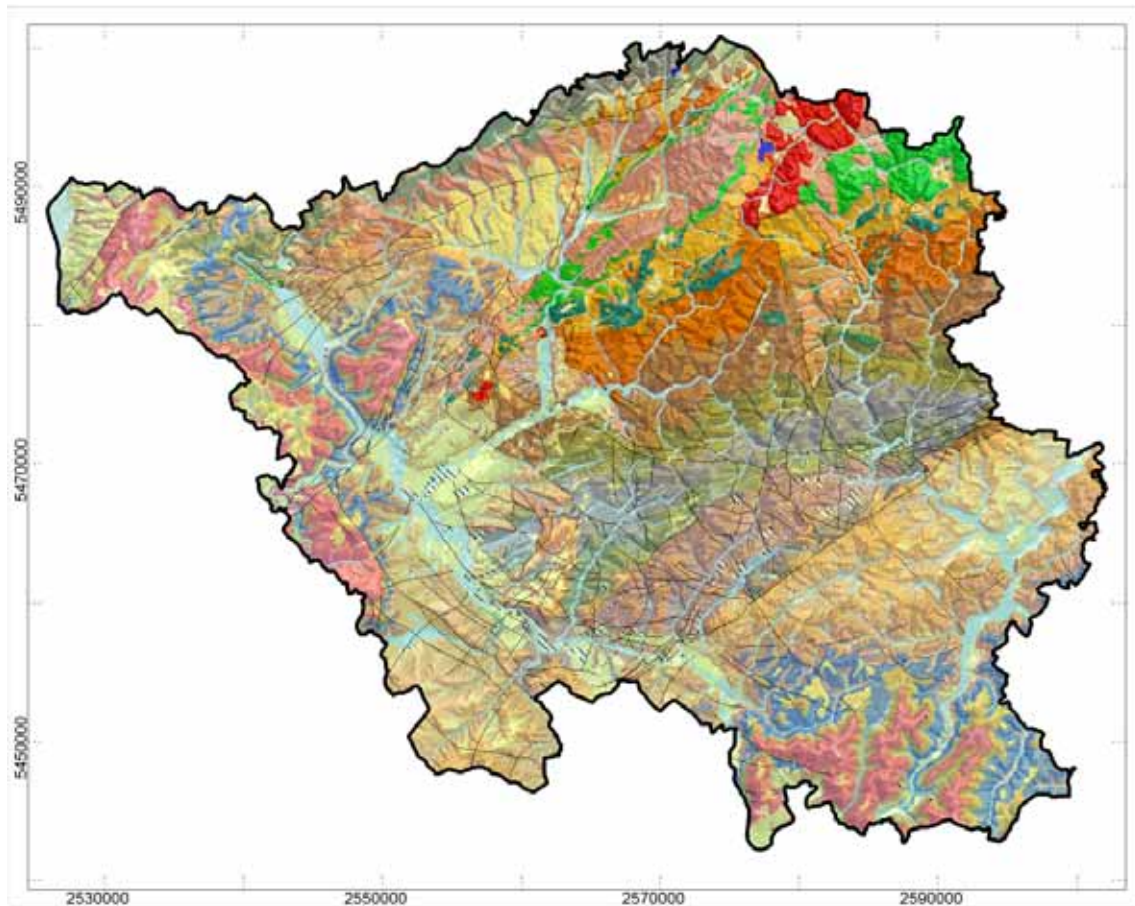


Abbildung A-01 Geologische Einheiten und Störungen auf Basis der geologischen Karte des Saarlandes 1:100.000 (KONZAN & MÜLLER 1989).

1.2 Entwicklung einer Modellstratigraphie

Auf Grund des großen Untersuchungsraumes musste eine Vereinfachung des geologischen Schichtenbaus durchgeführt werden. Die Wahl der in das 3D-Modell überführten geologischen Einheiten wurde vom igem in Zusammenarbeit mit dem Landesamt für Umwelt- und Arbeitsschutz des Saarlandes aufgrund übergeordneter lithologischer bzw. gesteinsphysikalischer Eigenschaften getroffen, welche einen Einfluss auf die spätere Simulation des Temperaturfeldes mit sich bringen. Zusätzlich wurde die Art sedimentologischer Kontakte zwischen geologischen Einheiten berücksichtigt, die entscheidenden Einfluss auf die Geometrie der zu betrachtenden modellierten Einheiten haben.

Tabelle A-01 Zusammengefasste Einheiten für das geologische 3D-Modell. Erosive Kontakte in orange, konkordante Kontakte in blau.

Serie	Modell-formation	Kürzel (igem)	Kürzel (v.a. aus GK25, Aufzählung ohne Reihenfolge oder Anspruch auf Vollständigkeit)	Zusammengefasste geologische Einheiten
A	1	mo_ko	ko, km, ku, mo2, mo2o, mo2u, mo1	Oberer Muschelkalk - Unterer Keuper
	2	mm	mmo, mmu	Mittlerer Muschelkalk
	3	so_mu	mu2, mu1, so2, so1, so1o, so1u, so	Oberer Buntsandstein - Unterer Muschelkalk
B	4	ro_sm	VG1, h, sm, sm2, sm1b, sm1a, smKo, smKF, ro3, ro2, ro, rWA2, rWA1, rDO1	Oberrotliegendes (Nahe) - Mittlerer Buntsandstein
C	5	cst_ru	rM2, rM1, rLA, rQ, rW, rA, rR, ru3, ru2, ru1, ruT, ruL, ruK3, ruK2, ruK1, p/c, coB, coH, cstH2, cstH1, cstD, cstG3, cstG2, cstG1, cstB, cst6, cst5, cst4, cst3, cst2, cst1, csC, csB, csA	Karbon (Stefan) - Unterrotliegendes (Glan)
	6	cwc_d	cwH2, cwH1, cwL, cwG, cwS2, cwS1, cwR, cwI, cw3, cw2, cw1, cwD, cwC	Karbon (Westphal C - D)
	7	cwa_b	cwB, cwA, cw1	Karbon (Westphal A - B)
D	8	dev	do, dz, ds, dg, ph	Devon - Unterkarbon (Dinantium) - Namur (Spiesen)
E	9	bm		Basement

Die Zuordnung der regulären, amtlichen stratigraphischen Einheiten aus den Karten und Bohrprofilen, zu einer vereinfachten Stratigraphie für die Modellerstellung, ist in Tabelle A-01 dargestellt. Dabei wurden insgesamt neun geologische Formationen in fünf Serien in Abstimmung mit dem LUA unterschieden. Eine geologische Übersichtskarte über die zusammengefassten geologischen Formationen des Saarlandes ist in Abbildung A-02 dargestellt.

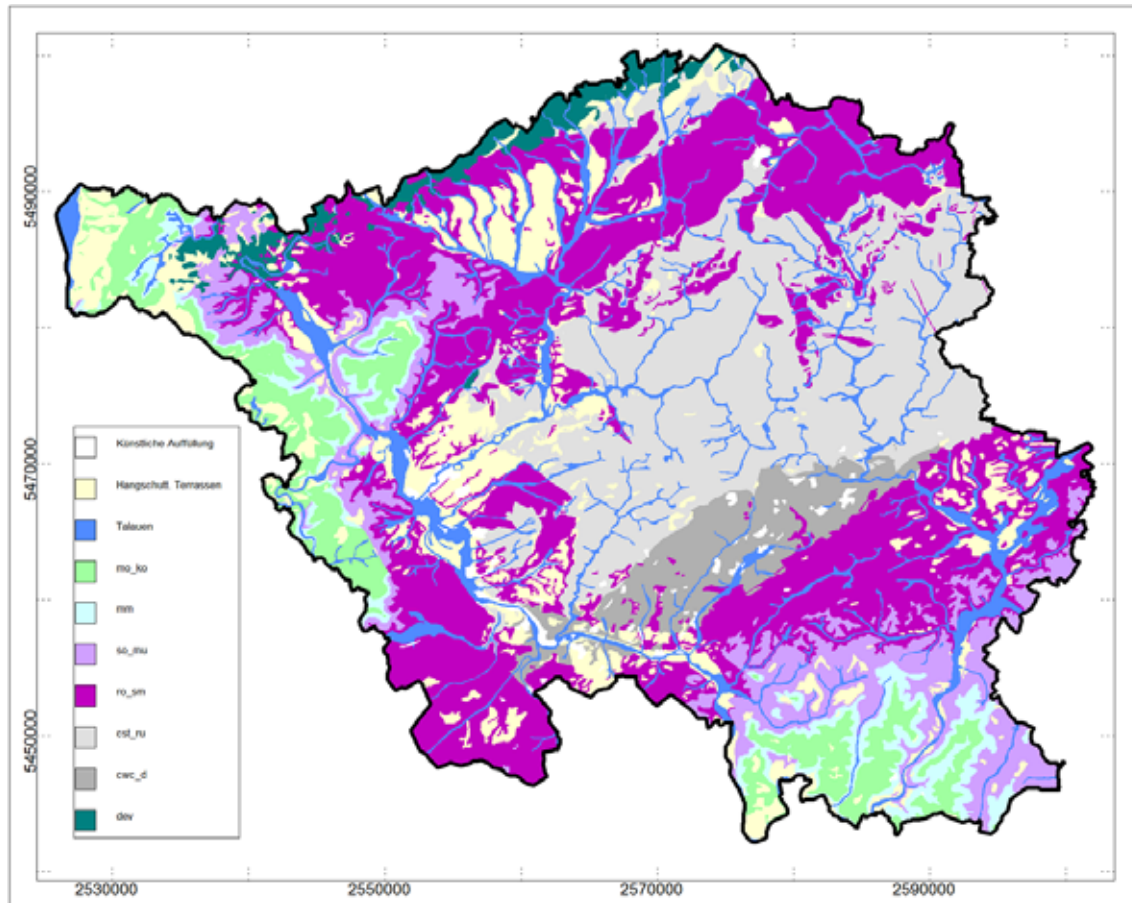


Abbildung A-02 Geologische Übersichtskarte des Untersuchungsgebiets mit den definierten Modelleinheiten.

1.3 Aufbau des 3D-Modells

Zunächst wurden die Grenzen der räumlichen Ausdehnung des Modells festgelegt. Der laterale Rahmen umfasst das gesamte saarländische Landesgebiet sowie Teilbereiche der angrenzenden Nachbarstaaten. Das Modellgebiet ist dabei durch folgende Eckkoordinaten definiert (Gauss-Krueger Zone 2):

NW	R 2525000	H 5501000
SE	R 2603000	H 5441000

Die vertikale Mächtigkeit des Modells wurde mit 8000 m definiert. Die Wahl dieser Tiefe erfolgte, um geothermisch relevante Teufenbereiche einzuschließen und gegebenenfalls den Einfluss von Randeffekten zu eliminieren.

Die Topographie des Modellgebietes wurde den SRTM-3 (Shuttle Radar Topography Mission) Höhendaten der *National Aeronautics and Space Administration* (NASA) der Vereinigten Staaten von Amerika, entnommen. Diese Daten sind frei verfügbar und weisen einen vertikalen Fehler von 16 m (absolut) bzw. 6 m (relativ) auf.

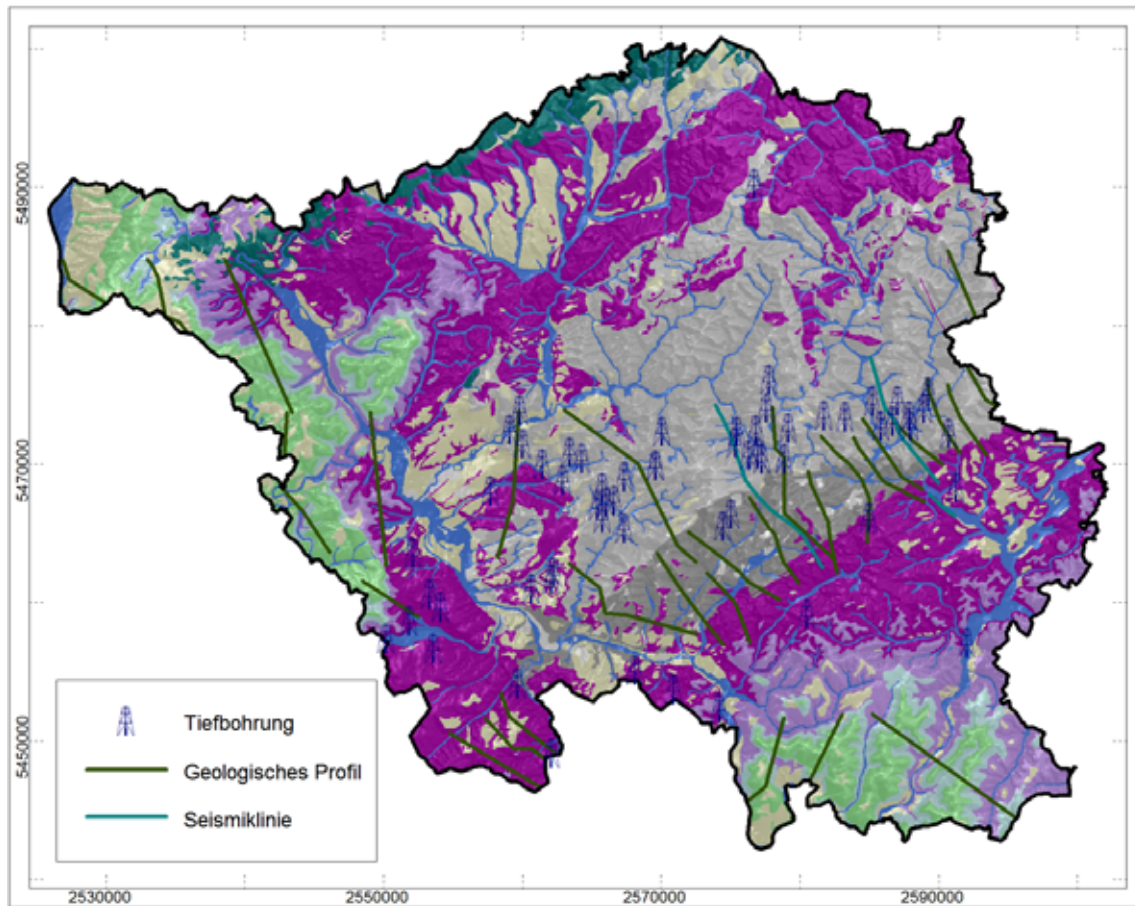


Abbildung A-03 Modellgebiet mit eingebendeter Modellstratigraphie und Lokation der verwendeten Daten.

Die digitalen Bohrungsdaten wurden in speziell formatierte Excel-Tabellen konvertiert, die anschließend in die Modellierungssoftware implementiert wurden. In diesen Dateien sind jeweils Daten zur Lokation der Bohrung (Hoch- und Rechtswert, Höhe über NN), die Tiefe, die Tiefenlagen der Kontakte einzelner geologischer Modellhorizonte, sowie Name und Namenskürzel, bzw. Identifikationsnummer vermerkt.

Neben den Bohrungen dienten die zur Verfügung stehenden geologischen Schnitte verschiedener Publikationen (ENGEL 1988, DONSIMONI 1981, BECKER & KNAPP 1966, DONSIMONI & ROBIDA 1985, CARTANNAZ 2008) sowie veröffentlichte Ergebnisse von seismischen 2D-Messungen (VEIT 1976) als Datenbasis und wurden in das Modell integriert. Die vorhandenen geologischen Karten, Profilschnitte und Seismikprofile wurden beim Import in die Modellierungssoftware referenziert und lagetreuen 2D-Sections zugewiesen.

Insgesamt wurden Daten aus 65 Bohrungen, 29 geologische Profile und 3 interpretierte seismische Profile zur Modellerstellung herangezogen (Anhang 1 & Abbildung A-03).

Die verwendeten Daten sind sehr heterogen verteilt. Die beste Datenlage existiert aufgrund des intensiven Bergbaus im Bereich der NW-Flanke des Saarbrücker Hauptsattels („Saarkarbon“). 42 von 65 Bohrungen sowie der Hauptteil der geologischen Profile (ENGEL 1988) sind hier konzentriert. Zudem stammen die wenigen verfügbaren seismischen Linien aus diesem Gebiet. Die Informationen über den Schichtaufbau (Stratigraphie) des Karbons in dieser Region sind als sehr gut einzustufen. Die Informationen über das Deckgebirge sind dort ebenfalls gut, wohingegen Tiefeninformationen zum Top des kristallinen Basements äußerst rar sind. Selbst in dieser gut erkundeten Region existiert nur ein einziger Belegpunkt zur Oberkante des Kristallins aus der Tiefbohrung Saar 1 als eindeutige Information. Daneben gibt es Hinweise zur Tiefenlage des Kristallins durch einen Reflektorhorizont aus den Profilen der 2D Seismik, der der Oberkante des kristallinen Basements zugeordnet wurde. In allen anderen Bereichen des Modellgebietes ist die Tiefenlage des Kristallins dagegen nicht bekannt. Somit hat man dort zum geologischen

Aufbau in der Tiefe keinerlei gesicherte Kenntnis. Südlich der Hunsrücksüdrandstörung sind Informationen hierzu aus dem DEKORP 1C Profil abgeleitet, das ca. 30 km weiter nordöstlich aufgenommen wurde (z.B. HENK 1993). Das Gebiet nördlich der Hunsrücksüdrandstörung ist bezüglich des Tiefenaufbaus sehr schlecht definiert. Es existieren hier ausschließlich Daten zur Oberflächengeologie. Das heißt, weder der strukturelle Aufbau bzw. weiterer Verlauf der steilstehenden devonischen Schichten in größerer Tiefe, noch das „Unterlager“ des Devons ist bekannt. Es wird angenommen, dass das Devon von kristallinen Gesteinen unterlagert wird, in welcher Tiefe sich diese befinden ist jedoch unbekannt.

Es lassen sich also zwei unterschiedliche Regionen bezüglich der Datenabdeckung definieren. Wie bereits erwähnt ist der Hauptteil der Daten im Bereich des „Saarkarbon“ konzentriert. Diese Region, inklusive seiner SW-Fortsetzung, weist somit eine gute Datenabdeckung auf. Der nördlich sowie der südlich anschließende Bereich sind dagegen weniger gut mit Daten abgedeckt. Die geologischen Schnitte in diesen Bereichen liefern ausschließlich oberflächennahe Informationen. Auf Abbildung A-04 ist diese Region mit geringer Datenabdeckung schraffiert dargestellt. Allerdings besitzen diese Bereiche keine scharfe Begrenzung. Die Übergänge zwischen den beiden Regionen sind als fließend bzw. diffus zu verstehen. Auf Grund der geringen Datendichte ist der eingesetzte implizite Interpolationsalgorithmus auf Basis der Potenzialfeldmethode für die Modellerstellung prädestiniert. (CALCAGNO et al. 2008, LAJAUNIE et al. 1997).

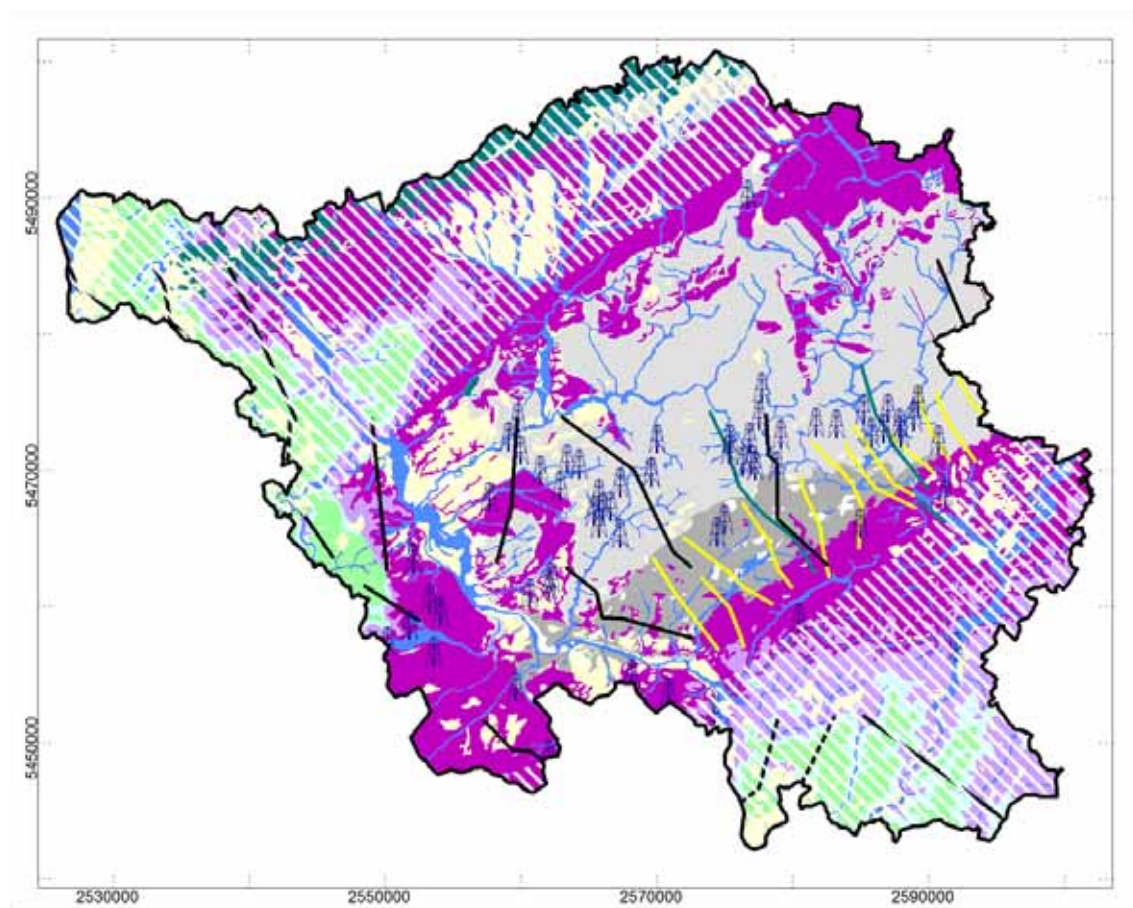


Abbildung A-04 Darstellung der Regionen mit unterschiedlicher Datendichte (Bereiche mit geringer Datenabdeckung sind weiß schraffiert). Verfügbare Tiefbohrungen sind blau dargestellt. Die verwendeten Profile sind farbcodiert (gelb: ENGEL 1988, schwarz: GK25-Blätter, türkis: Seismik). Im Hintergrund ist die Modellstratigraphie eingeblendet.

Neben dem Aufbau einer angepassten Stratigraphie für ein großräumiges Saarlandmodell wurden die wichtigsten regionalen Störungen definiert und in das geologische Modell integriert. Eine erste Absprache hierzu erfolgte mit dem Landesamt für Umwelt- und Arbeitsschutz. Nach einem erneuten intensiven Dialog mit dem LUA wurde im Ablauf der

Modellerstellung der Verlauf und die Lage der Störungen teilweise revidiert sowie manche Störungen neu hinzugefügt bzw. entfernt. Hierbei wurde die Interpretation der gravimetrischen Daten des LIAG (siehe Kapitel A-1.4) miteinbezogen. Die Auswahl der Störungen erfolgte anhand geologischer Kriterien, wobei stets die modelltechnische geothermische Relevanz bzw. Notwendigkeit berücksichtigt wurde.

Im Gegensatz zum bestehenden hydrogeologischen Modell des Saarlandes (WAGNER & KÖNIG 2009), nehmen die Störungen im geologischen Modell eine beliebige definierbare Geometrie, mit unterschiedlichen Einfalls- und Streichwerten an. Diese ergeben sich aus den strukturellen Werten, sowie aus dem beobachteten Verlauf der einzelnen Störungen.

Folgende Parameter wurden den implementierten Strukturen zugewiesen:

Südliche Hauptüberschiebung

Verlauf: SW - NE
Einfallen: variabel; im oberflächennahen Bereich eher steil, zur Tiefe hin etwas abflachend
Quellen: KNEUPER 1964, ENGEL 1988
Anmerkungen: Bedeutende Überschiebung des Saarlandes, resultierend aus einer tektonischen Phase zur Zeit des Rotliegend (Glan-Subgruppe). Der Tiefenverlauf dieser Überschiebung ist nicht direkt aufgeschlossen und nur mittels unterschiedlicher Konstruktionsmöglichkeiten möglich. Bei der Modellierung wurde das von ENGEL (1988) präferierte Prinzip übernommen.

Hunsrück-Südrandstörung (HSR)

Verlauf: SW - NE
Einfallen: variabel; im oberflächennahen Bereich steil, zur Tiefe hin flach bis subhorizontal (listrisch)
Quellen: KNEUPER 1964, ENGEL 1988
Anmerkungen: Diese Störung stellt die nördliche bzw. nordwestliche Begrenzung des Saar-Nahe-Beckens dar. Ihre südwestliche Fortsetzung findet sie als Faille de Metz ins Pariser Becken. Ihre Geometrie wurde anhand seismischer Untersuchungen von verschiedenen Autoren völlig unterschiedlich interpretiert (siehe hierzu HENK 1993 und KORSCH & SCHÄFER 1995). Für die Modellierung wurde von parallel verlaufenden Störungen ausgegangen, ähnlich der Interpretation von HENK (1993). In das geologische Modell wurde aus modellierungstechnischen (programmbedingten) Gründen nur der „Hauptast“ dieser Störungszone (Störungsschar) implementiert, dessen Verlauf mit Hilfe gravimetrischer Daten (siehe Kapitel A-1.4) definiert wurde.

Saar-Sprung

Verlauf: WNW - ESE im nördl. Bereich; im südl. Bereich Umbiegen nach ENE
Einfallen: flach, ca. 40°
Quellen: KLINKHAMMER & KONZAN 1975, ENGEL 1988
Anmerkungen: Bedeutender Sprung des Saarkarbons. Abschiebung mit untergeordneter dextraler Seitenverschiebungskomponente. Während der Saarsprung im nördlichen Abschnitt WNW streicht, biegt er im südlichen Bereich in die ENE Richtung um und mündet in die südliche Hauptüberschiebung ein (siehe hierzu KLINKHAMMER & KONZAN 1975).

Warndt-Sprung

Verlauf: NW - SE
Einfallen: 65°
Quellen: KONZAN 1984a, b, BECKER 1964, BECKER & KNAPP 1966
Anmerkungen: Dieser markante Sprung bildet die nordöstliche Begrenzung eines Horstes im Bereich des Lauterbachtales (KONZAN 1984).

Felsberg-Sprung (Rossel-Sprung)

Verlauf: NW - SE
Einfallen: ca. 65 - 75°
Quellen: THÉOBALD 1953
Anmerkungen: Der Felsberg-Sprung zieht sich SE Felsberg bis südlich von Forbach in Frankreich. Der südwestliche Teil des Sprungs wird mitunter als Rossel-Sprung definiert.

Grenz-Sprung

Verlauf: NW - SE
Einfallen: ca. 75°
Quellen: KLINKHAMMER & KONZAN 1970, KONZAN et al. 1981
Anmerkungen: Die auf Blatt 6606 Saarlouis als „Grenzsprung“ bezeichnete NW - SE streichende Struktur findet auf Blatt 6607 Heusweiler als „Weiherkopf-Sprung“ ihre Fortsetzung. Aufgrund strukturgeologischer Überlegungen wurde diese Struktur im geologischen 3D-Modell über den Roterberg-Sprung und den unmittelbar nördlich des Hauptsprung 4 verlaufenden Sprung bis ins Sulzbachtal bei Dudweiler weitergeführt.

Fischbach-Sprung

Verlauf: weitgehend SSW - NNE, im nördl. Bereich Umbiegen nach NE sowie im südl. Bereich SSE streichend
Einfallen: ca. 60°
Quellen: ENGEL 1988, KNEUPER 1964
Anmerkungen: eigenartiger bogenförmiger Verlauf

Landsweiler-Merchweiler-Sprung (Circe-Sprung)

Verlauf: NW - SE im nördl. Bereich; im südl. Bereich Umbiegen nach ESE
Einfallen: ca. 65°
Quellen: KLINKHAMMER & KONZAN 1970, KONZAN 1972
Anmerkungen: SW Begrenzung des Lebacher Grabens. Bedeutender Sprung der von NW kommend bogenförmig auf den Saarbrücker Hauptsattel zuläuft. Setzt sich nach Osten über den Merchweiler-Sprung fort und geht in den Circe-Sprung über, der nach KLINKHAMMER & KONZAN (1970) ebenfalls einen Horizontalversatz aufweist.

Habacher-Sprung (Holzer-Sprung 2)

Verlauf: NW - SE
Einfallen: ca. 65°
Quellen: KLINKHAMMER & KONZAN 1970, KNEUPER 1964
Anmerkungen: NE Begrenzung des Lebacher Grabens. Geht im südlichen Bereich in den Holzer Sprung 2 über.

Kohlwald-Sprung

Verlauf: NW - SE
Einfallen: ca. 50°
Quellen: KONZAN 1972
Anmerkungen: Stellt im nördlichen Abschnitt die SW Begrenzung des St. Wendeler Grabens dar.

Steinberg-Sprung

Verlauf: NW - SE
Einfallen: ca. 80°
Quellen: KLINKHAMMER & KONZAN 1970
Anmerkungen: NE Begrenzung des St. Wendeler Grabens.

Butzdorfer-Störung

Verlauf: NE - SW
Einfallen: ca. 75°
Quellen: KONZAN 1997
Anmerkungen: Teil eines NE - SW verlaufenden Störungssystems, das die östliche Grenzzone der Trier-Luxemburger-Bucht zum Hunsrück bildet (östliche Begrenzung des Moseltales).

1.4 Interpretation gravimetrischer Daten

Vom LUA erhielt das igem einen Datensatz mit Bouguerschwere-Werten des Leibniz Institutes für Angewandte Geophysik (LIAG) in Hannover. Die Werte stammen von Messkampagnen des LIAG sowie des französischen BRGM. Der Datensatz deckt das Modellgebiet vollständig ab und geht zudem darüber hinaus. Von Seiten des igem wurden die gravimetrischen Daten gefiltert, um das Residualfeld der gravimetrischen Anomalien zu erhalten. Durch Anwendung eines Butterworth-Filters wurden die Wellenlängen herausgefiltert, die in Zusammenhang mit Signalen aus großen Tiefen (z.B. der Kruste-Mantel-Grenze) stehen. Anschließend wurde in Zusammenarbeit mit dem LUA der gravimetrische Datensatz analysiert und soweit möglich (struktur)geologisch interpretiert. Dadurch konnten wertvolle Erkenntnisse gewonnen werden, die vor allem großen Einfluss auf die Definition einzelner wichtiger implementierten Störungen hatten. In Abbildung A-05 ist auf der Residualkarte der Bouguer-Anomalie eine deutliche positive Anomalie im Bereich der Hunsrücksüdrandstörung (HSR) zu erkennen. Die „Kernzone“ dieser Störung korreliert eindeutig mit dem Verlauf der südlichen Randstörung des Merziger Grabens. Auf Grund der Schweredaten wurde daher der Verlauf der Hunsrücksüdrandstörung entlang dieser Anomalie festgelegt. Die ausgeprägte gravimetrische Anomalie im Bereich der Störungszone des Hunsrücksüdrandes wird mit großen Volumina von magmatischem Material in Verbindung gebracht, das an der Störungsbahn zur Zeit des Rotliegend aufgestiegen ist. Die so entstandenen magmatischen Gesteine sind jedoch größtenteils nicht an der Oberfläche aufgeschlossen.

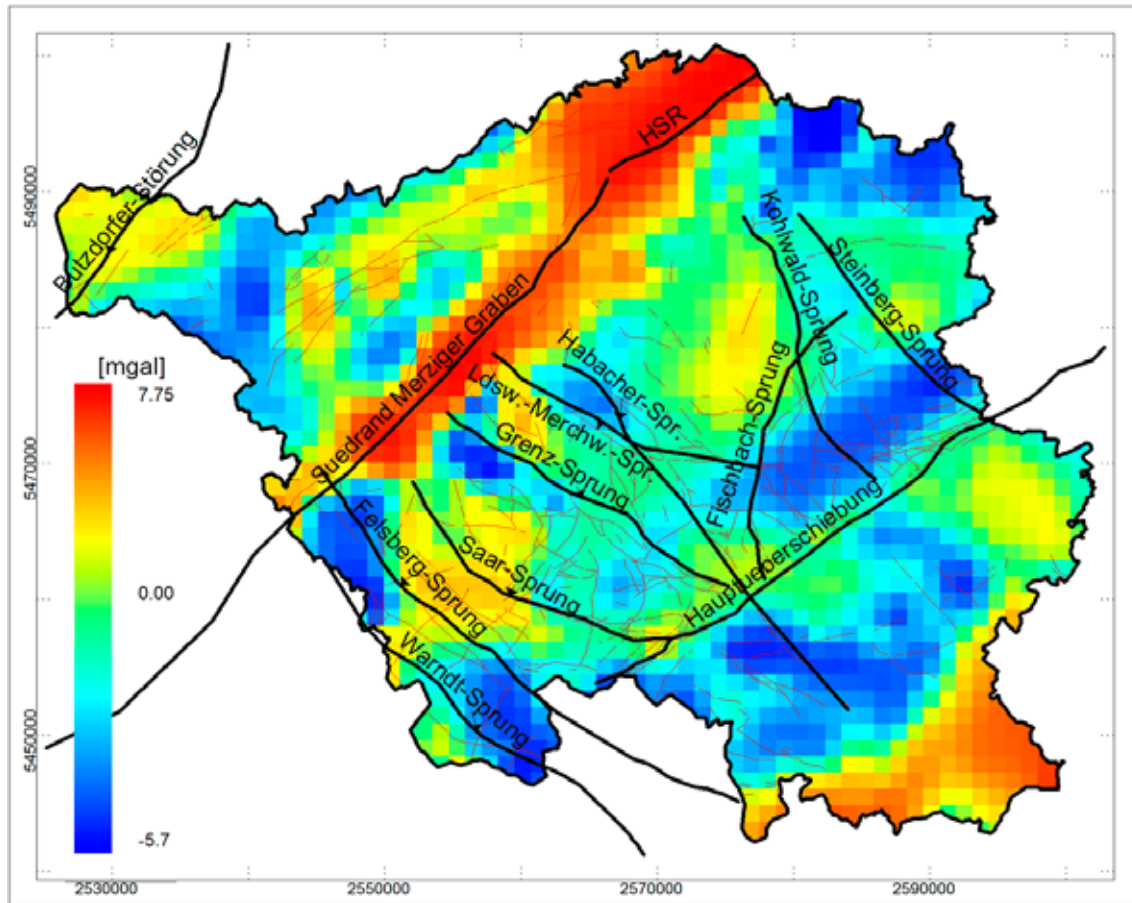


Abbildung A-05 Hochpassgefilterte Karte der Bouguer-Anomalie (ΔG_B) im Saarland mit projizierten Störungen des geologischen 3D-Modells.

1.5 Modellierungsprozess

Auf Grundlage der definierten geologischen Modelleinheiten und großräumigen Strukturen, erfolgten die Digitalisierung der geologischen Grenzflächen anhand der geologischen Karten und Profilschnitte sowie anhand der seismischen Profile und die Zuordnung zu den Modelleinheiten. Dies wurde mit Hilfe lagetreuer 2D-Schnitte erzielt. Dort ersichtliche geologische Grenzen wurden für die spätere Modellierung des 3D-Volumens aufgenommen. Anhand verfügbarer Informationen zu Schichtkontakten konnten so die Schichtgrenzen innerhalb der 2D-Profile digitalisiert und der Modellstratigraphie zugeordnet werden. Das Ausbeißern der Schichten an der Oberfläche wurde mit Hilfe der geologische(n) Karte(n) kontrolliert. Aus den geologischen Karten wurden an definierten Punkten Schichtlagerungswerte konstruiert. Dies gilt insbesondere für die mesozoischen Einheiten. Im Gegensatz zu den karbonischen Einheiten sind dort direkt gemessene und in Karten dargestellte Werte selten.

Darauf aufbauend wurden die Strukturen digitalisiert und über das Setzen von „Beeinflussungsparametern“ als Störungssystem in das geologische 3D-Modell implementiert. Eine tabellarische Übersicht über die gegenseitige Beeinflussung der Strukturen ist in Anhang 2 aufgeführt. Hierbei wurde untersucht, in welcher Altersbeziehung die einzelnen Störungsflächen zueinander stehen. Eine Beeinflussung der geologischen Schichten durch die Strukturen wurde über die Definition von Kontaktpunkten der Modellhorizonte mit dem Störungssystem erzielt (siehe Anhang 3).

Auf der Basis der festgelegten Kontakt- und Orientierungspunkte erfolgte die Berechnung der dreidimensionalen Störungs- und Schichtgrenzflächen, die das geologische 3D-Modell bestimmen. Dabei werden die importierten Bohrprofile in die Modellberechnung mit

einbezogen, um die interpolierte Ausdehnung der modellierten Schichtkontakte im Untergrund zu optimieren.

Die bei der Modellierung angewendete Potenzialfeldmethode ermöglicht es geologische Modelle direkt anhand von Kontaktpunkten geologischer Schichtgrenzen und zusätzlich aus gemessenen Orientierungswerte zu erstellen. Die geologischen Kontaktpunkte definieren die Lage der zugehörigen Werte, während die Orientierungswerte die Gradienten des Potenzialfeldes darstellen. Geologische Schichtgrenzen werden also als Äquipotenzialflächen betrachtet. Geologische Störungen werden auf die gleiche Weise interpoliert und stellen eine Diskontinuität des Potenzialfeldes dar. Das Potenzialfeld selbst wird über einen geostatistischen Ansatz (Co-Kriging) definiert (LAJAUNIE et al. 1997).

1.6 Modellierungsergebnisse

Die folgenden Abbildungen (Abb. A-06 & A-07) zeigen die Ergebnisse der 3D Modellierung in Form des geologischen 3D-Modells.

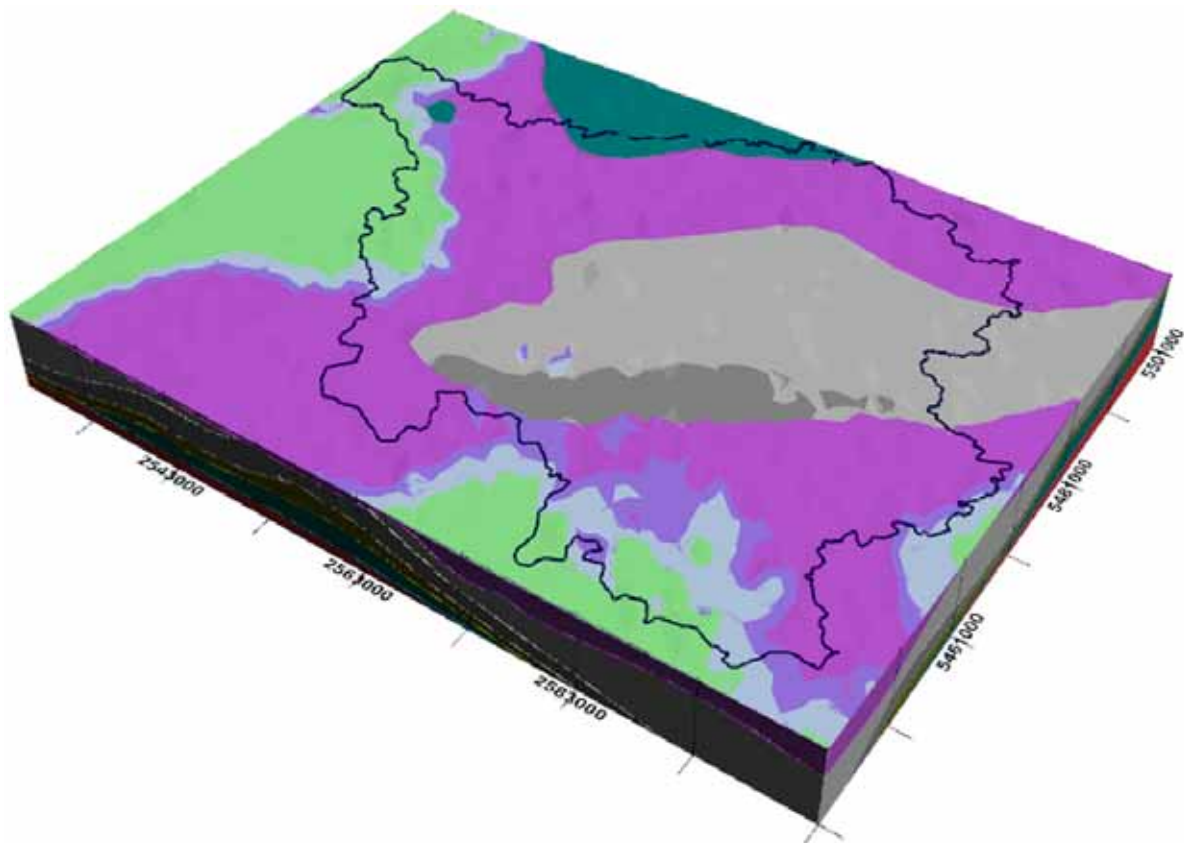


Abbildung A-06 Ansicht des Modellkörpers des geologischen 3D-Modells (in schwarz ist die Landesgrenze des Saarlandes kenntlich gemacht).

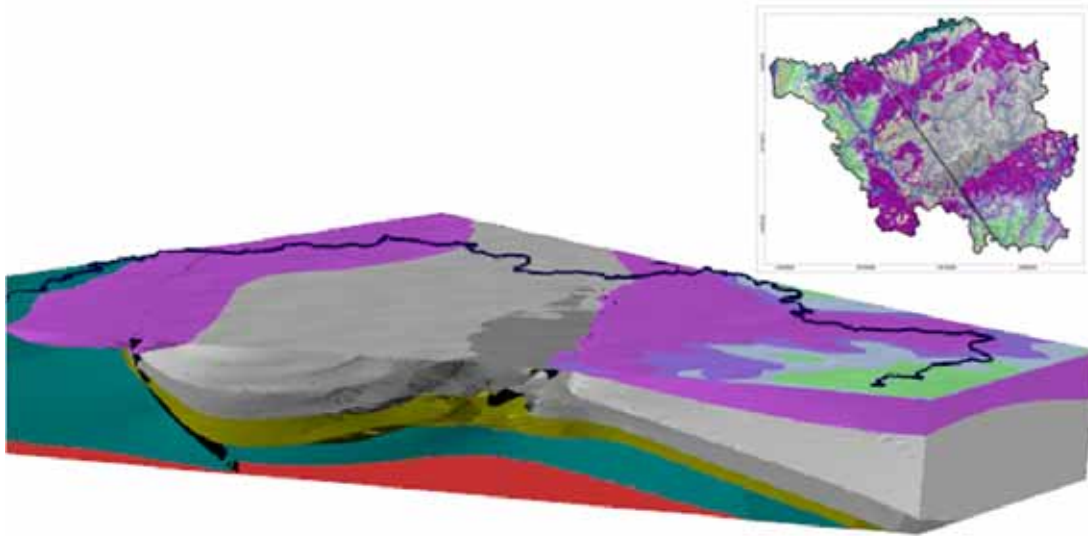


Abbildung A-07 Blick ins 3D-Modell. Die Lageübersicht der Schnittebene ist oben rechts dargestellt. Deutlich zu erkennen ist die Hunsrücksüdrandstörung im linken zentralen Bereich sowie die Struktur des Saarbrücker Hauptsattels. Die Tiefenlage des kristallinen Basements im linken Bildbereich ist nicht belegt.

Entsprechend der definierten Modellstratigraphie wurde ein großräumiges geologisches 3D-Modell erstellt, welches aus neun Modelleinheiten und zwölf implementierten Störungen besteht. Das Modell gibt die geologischen Verhältnisse des Saarlandes im regionalen Maßstab wieder und stellt dadurch die Grundlage für die Temperaturmodellierung dar. Aufgrund der heterogenen Datendichte wurden Regionen unterschiedlicher Datenabdeckung definiert. Demzufolge ist die Aussagekraft (Qualität) des 3D-Modells, je nach Region, unterschiedlich gut. Vor allem nördlich der Hunsrücksüdrandstörung darf das Modell (die Tiefenlage des Kristallins im Besonderen) nicht als unbedingt repräsentativ angesehen werden. Auch der implizite Interpolationsalgorithmus der angewendete Modellierungssoftware, der auf der Potenzialfeldmethode basiert, vermag die mitunter enormen Lücken in der Datengrundlage nicht völlig auszugleichen. Dennoch wird das erstellte geologische 3D-Modell den Anforderungen, ein vereinfachtes Abbild der Realität darzustellen, gerecht.

2. Temperaturmodellierungen

Die extrahierbare Wärme, die durch geothermische Anlagen genutzt werden kann, wird neben den möglichen Fluidförderdaten maßgeblich von den Temperaturen im Untergrund bestimmt. Im Sinne einer wirtschaftlichen Nutzung der Tiefen Geothermie ist es darüber hinaus wünschenswert hohe Temperaturen in möglichst geringer Tiefe vorzufinden, um die Bohrkosten für eine Reservoirerschließung zu reduzieren. Eine wichtige Information bei der Betrachtung des geothermischen Potenzials ist daher die räumliche Temperaturverteilung im Untergrund. Für eine flächendeckende Abschätzung der Temperaturen, bis in mehrere Tausend Meter Tiefe, reichen die bestehenden Temperaturdaten im Saarland nicht aus. Zum einen ist die Datenlage punktuell beschränkt auf einige wenige Bohrungen und auf Messungen im bergbaulich erschlossenen Gebiet (siehe unten). Des Weiteren verbieten gesteinsphysikalische Unterschiede der einzelnen Lithologien eine einfache Interpolation zwischen bekannten Temperaturwerten, um die Informationslücken im Untersuchungsgebiet zu schließen. Die dreidimensionale Temperaturverteilung wurde daher durch numerische Simulationen berechnet, die die unterschiedlichen physikalischen Gesteinseigenschaften der einzelnen stratigraphischen Einheiten als auch deren Mächtigkeiten, Geometrien und Positionen im Untergrund berücksichtigen. Die Temperaturen ergeben sich in den Simulationen als Resultat des vorherrschenden basalen Wärmeflusses, von Wärmeleitfähigkeits- und Wärmekapazitätsunterschieden, Oberflächentemperaturen und durch die Wärmeproduktion einzelner Einheiten innerhalb des Untersuchungsgebiets. Die durchgeführten Simulationen wurden auf Basis dieser Eingangsdaten erstellt und an tatsächlich gemessenen Temperaturdaten kalibriert.

2.1 Datenerhebung

Zur Festlegung der Randparameter und der für die in die Berechnungen eingehenden Parameter erfolgte zunächst eine Zusammenfassung verfügbarer Daten.

Oberflächentemperaturen

Die Modellobergrenze der Temperaturmodellierung ist durch die Morphologie des Untersuchungsgebietes gegeben. Als Temperaturrendbedingung wurden hierbei über einen Zeitraum von 30 Jahren (1961-1990) gemittelte Klimadaten des Saarlandes verwendet (Tab. A-02). Die Daten wurden entsprechend der Lokation ihrer Messstation über die Modelloberfläche verteilt. Die Temperaturdaten auf den Flächen zwischen den Messpunkten wurden im Modell höhenabhängig interpoliert.

Tabelle A-02 Eingangsparameter der mittleren Lufttemperaturen [°C] im Saarland von 1961-1990 (Quelle: www.dwd.de)

Stationsname	Höhe über NN [m]	Breite	Länge	Ø Temp [°C]
Berus (AWST)	363,0	49°15'	06°41'	8.8
Homburg/Saar	235,0	49°19'	07°21'	8.9
Neunkirchen-Wellesweiler	236,0	49°20'	07°13'	9.1
Perl-Nennig	152,0	49°32'	06°22'	9.8
Saarbrücken-E (FlugWEWA)	320,0	49°12'	07°06'	8.9
Saarbrücken-St.Johann	193,0	49°13'	07°01'	10.4
Saarlouis	180,0	49°19'	06°44'	9.6
Sankt Wendel-Urweiler	400,2	49°30'	07°12'	8.3
Schaumberg b.Tholey	569,0	49°29'	07°01'	7.4
Schmelz-Hüttersdorf	223,0	49°25'	06°50'	8.9
Tholey (AWST)	385,9	49°28'	07°02'	8.4
Völklingen	220,0	49°15'	06°51'	9.8
Völklingen (KW-Fenne)	187,0	49°15'	06°52'	10.5
Weiskirchen/Saar	380,0	49°33'	06°48'	8.7

Bohrlochdaten

In Vorbereitung auf die Durchführung der Temperaturfeldsimulationen aus dem geologischen 3D-Modell wurden Temperaturdaten verschiedener Bohrungen recherchiert. Wertvolle Informationen liefern insbesondere die vom Bergamt des Saarlandes zur Verfügung gestellten Temperaturlogs aus Tiefbohrungen (Abb. A-10). Mit diesen Daten soll innerhalb der Modellierungen eine Kalibrierung des simulierten Temperaturfeldes durchgeführt werden. Dadurch wird eine Überprüfung der modellierten Temperaturprognosen im dreidimensionalen Untergrund ermöglicht.

Geothermischer Wärmefluss

Der regionale geothermische Wärmefluss ist eine der Hauptgrößen, die für eine dreidimensionale Temperaturmodellierung benötigt wird. Er wird in der Regel mittels Temperaturlogs in tieferen Bohrlöchern bestimmt. Zusätzlich zum gemessenen Temperaturanstieg über die Tiefe (geothermischer Gradient) ist die über die Tiefe gemittelte Wärmeleitfähigkeit der durchteuften Gesteine notwendig, um den geothermischen Wärmefluss zu berechnen (Gleichung A-01).

$$Q_{geo} = i_T \cdot \lambda_{Rock} \quad (A-01)$$

Q_{geo} : geothermischer Wärmefluss [mW/m²]
 i_T : geothermischer Gradient [K/km]
 λ_{Rock} : Wärmeleitfähigkeit Gestein [W/(m K)]

Zur Berechnung eines durchschnittlichen geothermischen Wärmeflusses des Saarlandes wurde der im Zuge der Untersuchungen an der Bohrung Saar 1 von HEDEMANN & WISSMANN (1976) gemessene geothermische Gradient von 29 K/km gewählt. Eine gewichtete Mittelung der Gesteinswärmeleitfähigkeiten der Bohrung über die Bohrtiefe ergab einen Wert von 2,06 W/(m K). Aus diesen beiden Werten ergibt sich ein

durchschnittlicher geothermischer Wärmefluss von 59,7 mW/m². Vergleicht man diesen Wert mit Literaturwerten aus dem Saarland (HÜCKEL & KAPPELMEYER 1966: 62,8 mW/m², CERMAK & RYBACH 1979: 59 mW/m², 66 mW/m² & 68 mW/m²), so zeigt sich, dass der Wert aus der Saar 1 Bohrung im Streubereich der Literaturwerte liegt. Die Werte entsprechen dem durchschnittlichen, kontinentalen geothermischen Wärmefluss, der bei ca. 60-65 mW/m² liegt.

Gesteinseigenschaften

Für die Temperaturmodellierungen sind die thermischen Eigenschaften der vorliegenden Gesteine von entscheidender Bedeutung.

Wärmeleitfähigkeit

Die Festlegung mittlerer Wärmeleitfähigkeiten für die **Modelleinheiten des Paläozoikums** (*cst_ru*, *cwc_d*, *cwa_b*, *dev undbm*) erfolgte anhand einer gewichteten Mittelung der spezifischen Wärmeleitfähigkeiten, welche für die entsprechenden lithologischen Schichten aus der Saar1 Bohrung bekannt sind (HEDEMANNS&WISSMANN 1976). Die Bohrung Saar1 durchteuft das Saarkarbon, das Devon, sowie die obersten 200 m des Grundgebirges. Während das Saarkarbon aus einer komplexen lithologischen Wechschelung von Ton und Sandsteinen besteht (siehe Geologische Übersicht), wird das Devon von Kalksteinen beherrscht und das Grundgebirge besteht aus Albitgranit.

Als Wichtung für die Festlegung von mittleren Wärmeleitfähigkeiten wurde dabei der Anteil der jeweiligen lith. Einheiten an der effektiven Gesamtmächtigkeit der Modelleinheit verwendet. Lücken im Bohrprofil tragen nicht zur Berechnung bei. Für die Modelleinheit *cst_ru* kann die mittlere Wärmeleitfähigkeit nicht vollständig aus der Bohrung Saar1 heraus ermittelt werden, da das Untere Rotliegende hier nicht vorhanden ist. Dieser Bestandteil wurde aus Daten der Bohrung Bexbach2 ergänzt. Da hier jedoch keine Laborwerte für lithologische Proben vorlagen, wurden für die Berechnung der mittleren Wärmeleitfähigkeiten die Werte des Stefans aus der Bohrung Saar1 verwendet. Um den steil stehenden Einheiten des Karbons südlich der Südlichen Hauptüberschiebung Rechnung zu tragen, wurden die mittleren Leitfähigkeiten nicht nur in Bezug auf Wärmefluss senkrecht zu den Einheitsgrenzen berechnet sondern auch parallel zu diesen. Da die Kohleflöze als gute Isolatoren fungieren, führt die Parallelschaltung zu höheren Werten der mittleren Wärmeleitfähigkeit als die Reihenschaltung (Tab. A-04 enthält lediglich die mittleren Wärmeleitfähigkeiten der Parallelschaltung). Die Wärmeleitfähigkeiten sind die maßgeblichen Gesteinsparameter für die Temperaturmodellierung.

Zu den **mesozoischen Einheiten** im Untersuchungsgebiet (Tab. A-04, Modellformation 1-5 Trias - Perm) fanden sich nur erschwerte Literaturwerte zur Wärmeleitfähigkeit der anstehenden Gesteine. Die letztendlich für die Temperaturmodellierung verwendeten Werte setzen sich aus den Angaben der VDI 4640 Blatt 1, sowie aus Daten zusammen, die dem Kartenserver (Online Karte Wärmeleitfähigkeit für Erdwärmesonden: http://mapserver.lgb-rlp.de/php_wlf_erdwaerme/index.phtml) des Landesamtes Rheinland-Pfalz entnommen wurden. Die Werte wurden entsprechenden stratigraphischen Einheiten im rheinland-pfälzischen Teil des Saar-Nahe-Beckens entnommen und auf die Einheiten im Saarland übertragen. Zusammen mit einem Vergleich der Literaturwerte verschiedener lithologischer Gesteinseinheiten (VDI 4640 Blatt 1) wurden plausible Werte für das anstehende Gestein gewählt (Tab. A-04).

Porosität und Permeabilität

Die Porosität der Gesteinseinheiten geht im Zuge der im nachfolgenden beschriebenen thermischen Modellierungen in die Software-interne Bestimmung der effektiven Wärmeleitfähigkeit des Zwei-Phasensystems Gestein-Wasser ein. Der maßgebliche Parameter ist dabei allerdings die Wärmeleitfähigkeit der Gesteine, welcher für die Kalibration der Modelle variiert wurde. Die Porositäten der triassischen Sedimente wurden aus dem NPHI-Log der Bohrung GPK1 bei Soultz-sous-Forêts berechnet. Der Mittelwert des Logs über die Trias hinweg liegt bei 8,7%. Dieser Werte wurde den Modelleinheiten *mo_ko* bis *ro_sm* zugewiesen. Für die Modelleinheiten des Karbons wurden Proben-Einzelwerte für Stefan und Westfal aus MARKOWICH (1968) genommen und daraus Mittelwerte gebildet. Die Werte für das Kristallin wurden aus Rosener et al. (2006) entnommen.

Tabelle A-03 enthält die Porositätswerte, die für alle berechneten Temperaturmodelle verwendet wurden. Die Porosität wird weiterhin für die auf den thermischen Modellen aufbauende Berechnung der vorhandenen geothermalen Energie verwendet.

Tab. A-03 Porositäts- und Permeabilitätswerte der geologischen Modelleinheiten.

Kürzel Modellformationen	Permeabilität K [m ²]	Porosität Φ [%]
Modellformation 1-5 Trias - Perm		
mo_ko	4E-12	0,09
mm	7E-15	0,09
so_mu	7E-13	0,09
ro_sm	1E-12	0,09
Modellformation 6-8 Saarkarbon		
cst_ru	4E-14	0,08
cwc_d	1E-14	0,02
cwa_b	1E-14	0,02
Modellformation 9-10 Devon und Basement 0,02		
dev	4E-14	0,05
bm	1E-16	0,02

Als Quelle für die Permeabilitäten der Modelleinheiten diene ARGE GRUNDWASSER (2009), in der für ein Grundwassermodell des Saarlandes k_f -Werte mittels numerischer FE-Vorwärtsrechnung und deren Anpassung an Messwerte der Grundwasseroberfläche ermittelt wurden. Aus diesen k_f -Werten wurde die Permeabilität der jeweiligen Einheit berechnet, wobei für die Berechnung der eingehenden dynamischen Viskosität eine Temperatur von 10°C angenommen wurde. Die Werte für das Kristallin wurden aus ROSENER et al. (2006) entnommen. Für die konduktive Wärmetransportsimulation spielt die Permeabilität zwar keine Rolle, jedoch ist das Verschneiden dieser Information mit den Untergrundtemperaturen wichtig für die Interpretation.

Wärmekapazität

Für die Berechnung der mittleren volumetrischen Wärmekapazitäten wurde ebenfalls eine gewichtete Mittelung der lithologischen Einheiten in der Bohrung Saar 1 vorgenommen. Die Werte für diese Einheiten stammen aus GEHRMANN (2008) sowie aus der VDI 4640 Blatt 1

(2010). Die volumetrischen Wärmekapazitäten sind die maßgeblichen Gesteinsparameter für die Berechnung der geothermischen Wärmeenergie.

Wärmeproduktion

Die Wärmeproduktion in den anstehenden Gesteinen kann in allen Einheiten außer dem Albitgranit des Basements vernachlässigt werden. Für die Wärmeproduktion von Graniten gibt es verschiedene Literaturangaben (z.B. Landolt-Börnstein, Gruppe V, Band 1a 1982) mit einer relativ großen Streuung. Besondere Gewichtung bekam bei der Auswahl der Wärmeproduktionsrate für die Modellierung (Tab A-05) die Arbeit von RYBACH & BUNTEBARTH (1982).

Tabelle A-04 Thermische Parameter der Modelleinheiten

Kürzel Modell- formationen	Mittlere Wärmeleitfähig- keit $\lambda_{ }$ [W/(m*K)]	Min-Max λ [W/(m*K)]	Mittlere Wärmekapazität c_v [J/m ³ *K]	Min-Max c_v [J/m ³ *K]	Wärme- produktion Q [μ W/m ²]	Min-Max Q [μ W/m ²]
Modellformation 1-5 Trias - Perm						
mo_ko	3,20	3,10 - 3,50	2,25	2,10 - 2,40	-	-
mm	3,30	3,10 - 3,50	2,25	2,10 - 2,40	-	-
so_mu	3,20	2,90 - 3,40	2,43	1,95 - 2,50	-	-
ro_sm	3,48	2,50 - 4,10	2,60	1,80 - 2,60	-	-
Modellformation 6-8 Saarkarbon						
cst_ru	2,04	1,87 - 2,12	2,20	1,90 - 2,49	-	-
cwc_d	2,22	2,00 - 2,35	2,05	1,73 - 2,36	-	-
cwa_b	2,46	2,20 - 2,63	2,19	1,88 - 2,51	-	-
Modellformation 9-10 Devon und Basement						
dev	1,89	1,77 - 1,98	2,25	2,09 - 2,41	-	-
bm	2,70	2,59 - 2,80	2,40	2,05 - 2,96	2	1,5 - 3,5

2.2 Ergebnisse der Temperaturmodellierungen

Die Berechnung des Temperaturfeldes erfolgte mit dem Simulationsprogramm SHEMAT (Simulator of Heat and Mass, CLAUSER & BARTELS 2003). SHEMAT ist ein gekoppelter Fluid/Wärmetransport Finite-Differenzen Code, der u.a. auch Anisotropien in thermischen Gesteinsleitfähigkeiten berücksichtigen kann. Für den Aufbau des Temperaturmodells wurden die Geometrien der einzelnen stratigraphischen Einheiten des Geologiemoells übernommen, als dreidimensionales Netz diskretisiert (Abb. A-08) und anschließend in die Simulationssoftware importiert.

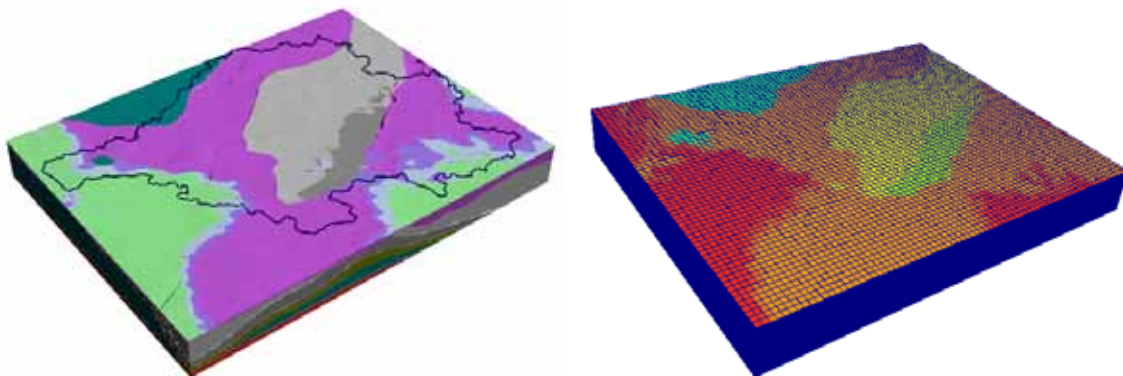


Abb. A-08 Geologisches Modell (links) und Diskretisierung für Temperaturmodell (rechts).

Den Zellen wurden die einheitenspezifischen thermischen Eigenschaften zugewiesen und Modellrandbedingungen, wie Oberflächentemperaturen und basaler Wärmefluss festgelegt (TabelleXX). Die Oberflächentemperaturverteilung wurde aus den Jahresdurchschnittstemperaturen einzelner Messpunktstationen höhenabhängig interpoliert.

Tabelle A-05 Verwendete Modellparameter der einzelnen geologischen Einheiten.

Kürzel Modell- formationen	Mittlere Wärmeleitfähigkeit λ [W/(m*K)]	Mittlere Wärmekapazität c_v [J/m³K]	Wärmeproduktion Q [μW/m²]
mo_ko	3,20	2,25	-
mm	3,30	2,25	-
so_mu	3,20	2,43	-
ro_sm	3,48	2,60	-
cst_ru	2,04	2,20	-
cwc_d	2,22	2,05	-
cwa_b	2,46	2,20	-
dev	1,89	2,25	-
bm	2,80	2,40	2

Basaler Wärmefluss 0.058 W/m²

Die Simulation der Temperaturverteilungen wurde auf einen rein diffusiven Wärmetransport beschränkt. Auf Grund der geringen Informationslage zu den hierfür benötigten Eingangsparametern, insbesondere in den geothermisch relevanten Tiefen, wurden mögliche advective Prozesse nicht berücksichtigt. Diese Einschränkung erfolgte in Absprache mit dem LUA Saarland.

Während der Modellierungen wurden die einzelnen Gesteinsparameter innerhalb der zuvor beschriebenen Bandbreiten variiert um eine möglichst gute Anpassung an die Temperaturen der Bohrungen zu erhalten. Die Resultate der simulierten dreidimensionalen Temperaturverteilung sind in Abbildung A-09. Die Temperaturen reichen von ca. 5°C an der Erdoberfläche bis 210°C in 7000m.

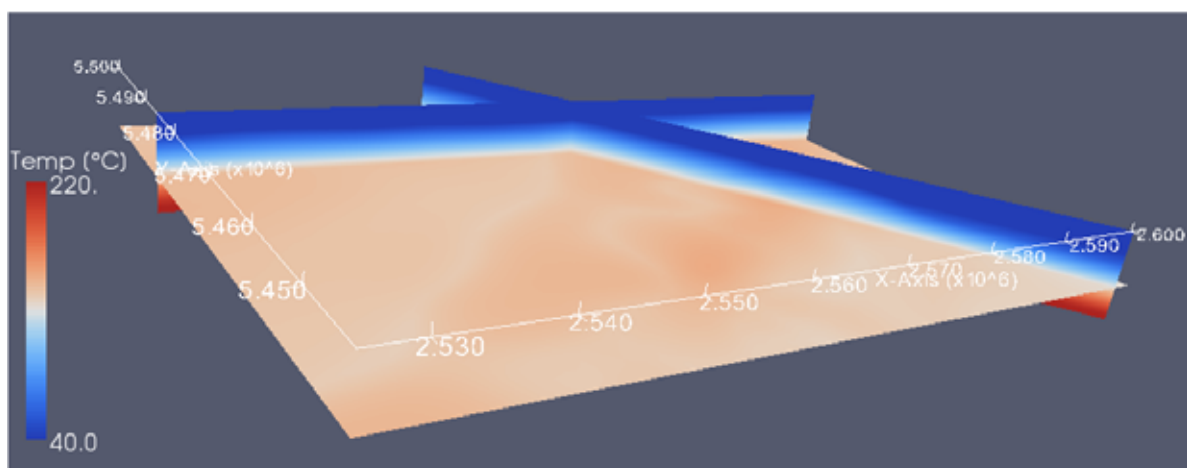


Abb. A-09 Simulierte Temperaturverteilung für das Modellgebiet um das Saarland. Horizontaler Schnitt in ca. 4800m u.N.N.

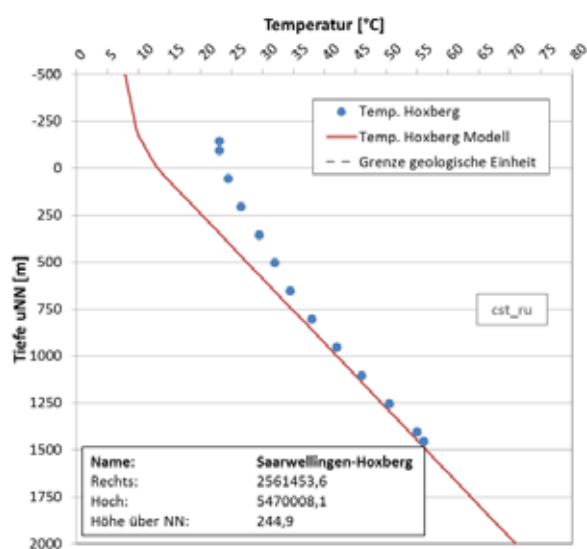
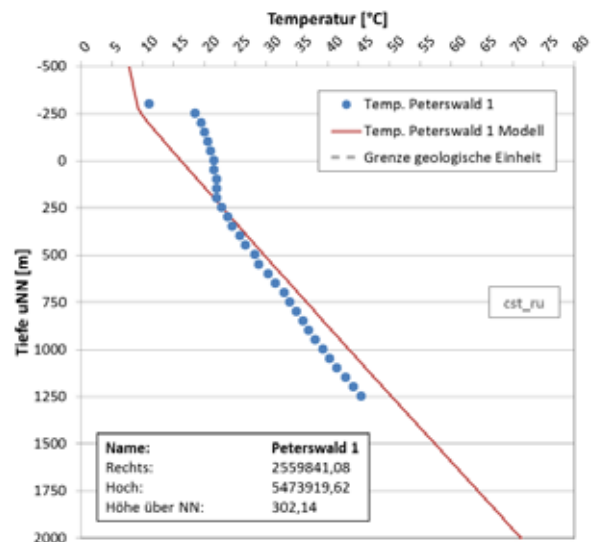
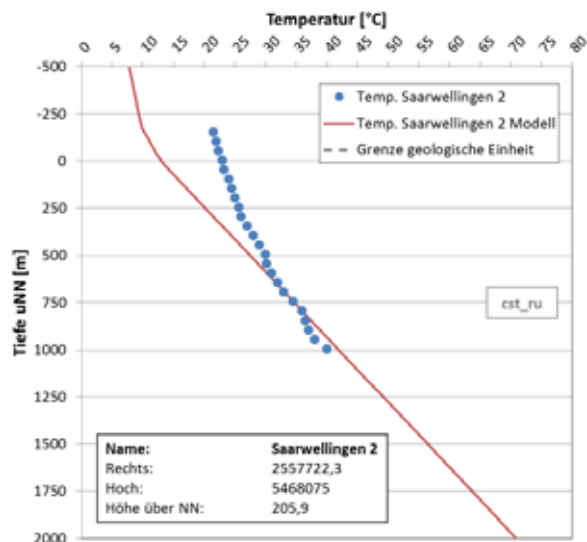
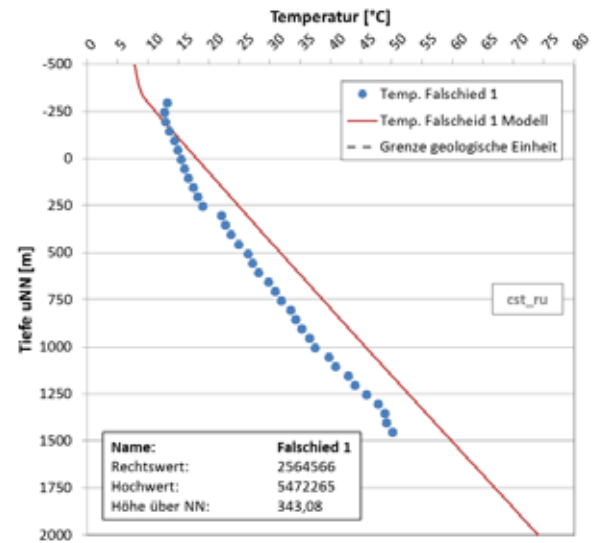
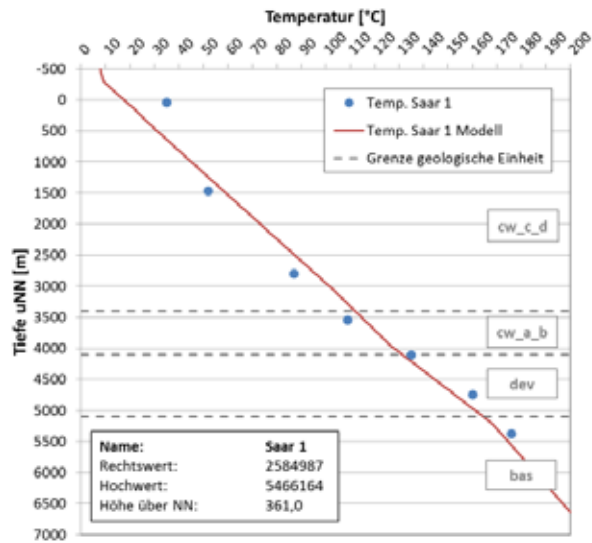


Abb. A-10 Temperaturdaten von fünf Bohrungen im Saarland (blaue Punkte) und Ergebnisse der Temperaturmodellierungen (rote Linie). Die Temperaturdaten der Bohrung Saar 1 sind HEDEMANN & WISSMANN (1976) entnommen, die Datender Bohrungen Falschied 1, Saarwellingen 2, Peterswald 1 und Saarwellingen-Hoxberg sind nach Auskünften des Bergamts Saarland rekonstruiert.

Abb. A-10 vergleicht die Ergebnisse der Temperaturmodelle mit den in Bohrlöchern gemessenen Temperaturen. Insbesondere die gute Übereinstimmung der simulierten mit den gemessenen Werten der Bohrung Saar1 ist hervorzuheben. Diese galt als die wichtigste Quelle zur Bewertung der Modellqualität, da die Bohrung Saar1 als einzige Informationen aus Tiefenbereichen liefert, die für die Tiefe Geothermie relevant sind.

In den Bohrungen Fallschied, Saarwellingen2 und Peterwald1 liegt der simulierte geothermische Gradient in den obersten 1000m bis 1500m über den Bohrlochmesswerten. Eine Anpassung durch Änderung der Eingangsparameter in den Modellen innerhalb der vorgegebenen Messwerte ist nicht möglich. Prinzipiell besteht die Möglichkeit systematischer Fehler in den gemessenen Temperaturen abhängig vom Verfahren und dem Zeitpunkt der Temperaturerfassung. Allerdings ist über die Qualität der Messwerte keine Aussage möglich, da keine Informationen bzgl. der Datengewinnung und Auswertung vorlagen. Da sich die angesprochenen Bohrungen aber alle im Bereich des intensiven Bergbaus befinden, kann auch eine Beeinflussung der Temperaturen durch die anthropogenen Eingriffe nicht ausgeschlossen werden. Der Bergbau beeinflusst im Bereich der Bohrungen maßgeblich den Grundwasserfluss und kann somit zu Änderungen der Temperaturverteilung führen. Die Abweichung der gemessenen von den simulierten Temperaturwerten kann somit evtl. von lokalen advektiven Wärmetransportprozessen herrühren, die mit der rein diffusiven Simulation nicht angepasst werden können.

Die geringen tiefenabhängigen Änderung der geothermischen Gradienten in Bohrung Saar1 lassen sich gut auf die Änderung der gesteinspezifischen Eigenschaften, im Besonderen auf die Wärmeleitfähigkeiten, der geologischen Modelleinheiten zurückführen (Abb. A-10).

Abb. A-11 bis A-13 stellen die simulierte Tiefenlage gleicher Temperaturen (Isothermen) im Untergrund des Saarlandes dar. Die Tiefenlage der 125°C Isotherme bewegt sich im Bereich der hohen geologischen Datendichte zwischen ca. 3700m bis 4200m u.N.N. Für die 155°C Isotherme wurden Tiefen zwischen 4700m und 5200m u.N.N. aus den Temperaturmodellen berechnet. 185°C werden in Bereichen zwischen 5900m und 6200 u.N.N. erreicht.

Das Muster der Temperaturverteilung ähnelt sich in den dargestellten Isothermen. Der geologische Aufbau findet somit seinen Ausdruck auch in den Temperaturverteilungen. So ist z.B. deutlich der Verlauf der Hunsrücksüdrandstörung und der Südlichen Hauptüberschiebung zu erkennen. Auffallend ist die erhöhte Position der dargestellten Isothermen im zentralen Bereich des Saarlandes. Als Grund hierfür kann die modellierte Lage des Top Kristallins angesehen werden, welches z.B. im Bereich der Bohrung Saar1 in ca. 5000m angetroffen wird. Dem Kristallin sind im Vergleich zu den anderen Einheiten leicht höhere Wärmeleitfähigkeiten zugeordnet. Dadurch wird der von unten nachströmende Wärmefluss in flachere Tiefenbereiche begünstigt. Innerhalb des zentralen Gebietes, in dem die Untergrundinformationen auch recht hoch sind, können die Tiefenlagen der dargestellten Isothermen um einige hunderter Meter variieren. Dies wird auf die verschiedenen Störungszonen zurückgeführt, welche die geologischen Einheiten gegeneinander versetzen.

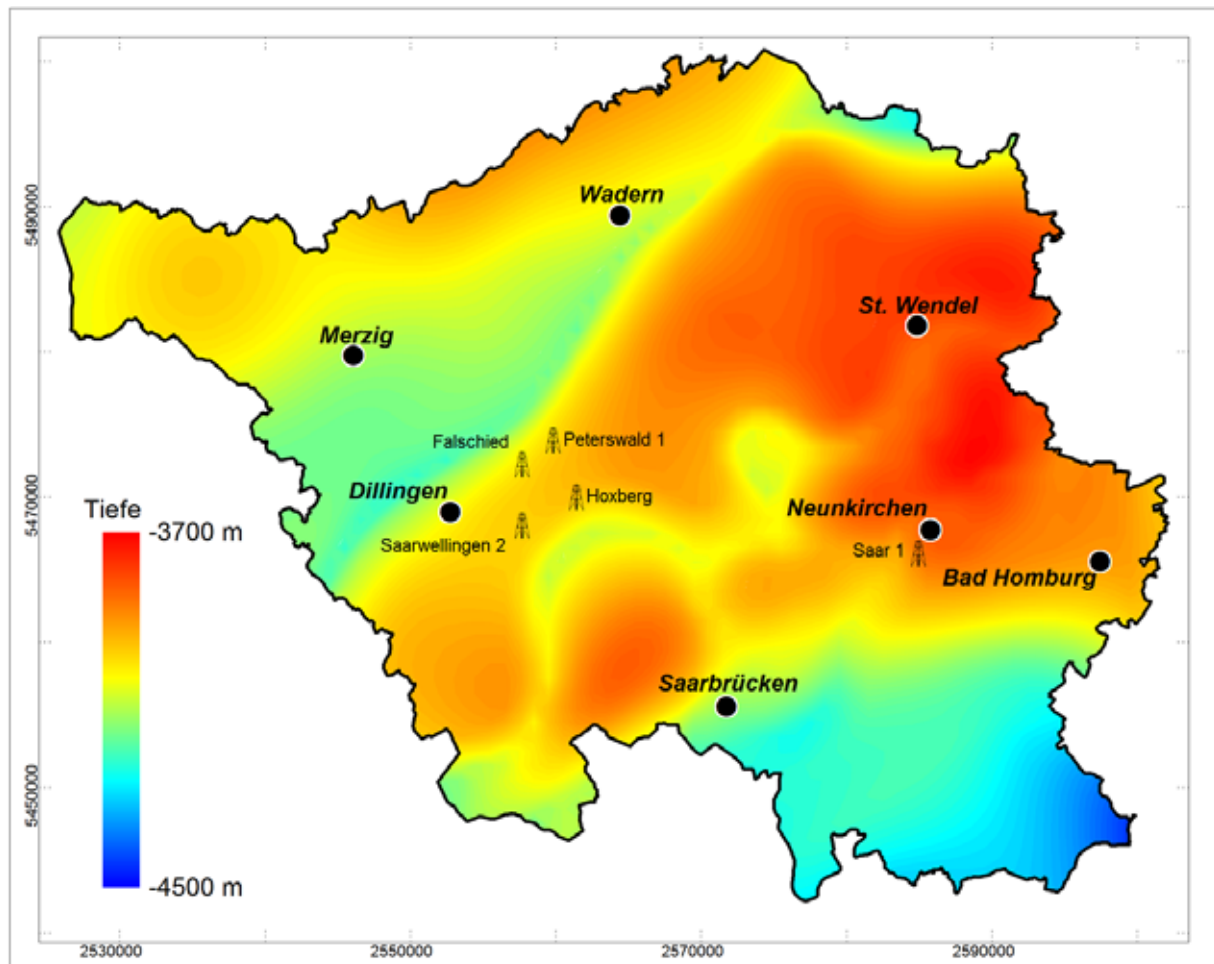


Abb. A-11 Tiefenlage der 125°C –Isotherme im Saarland. Angaben in Metern u.N.N.

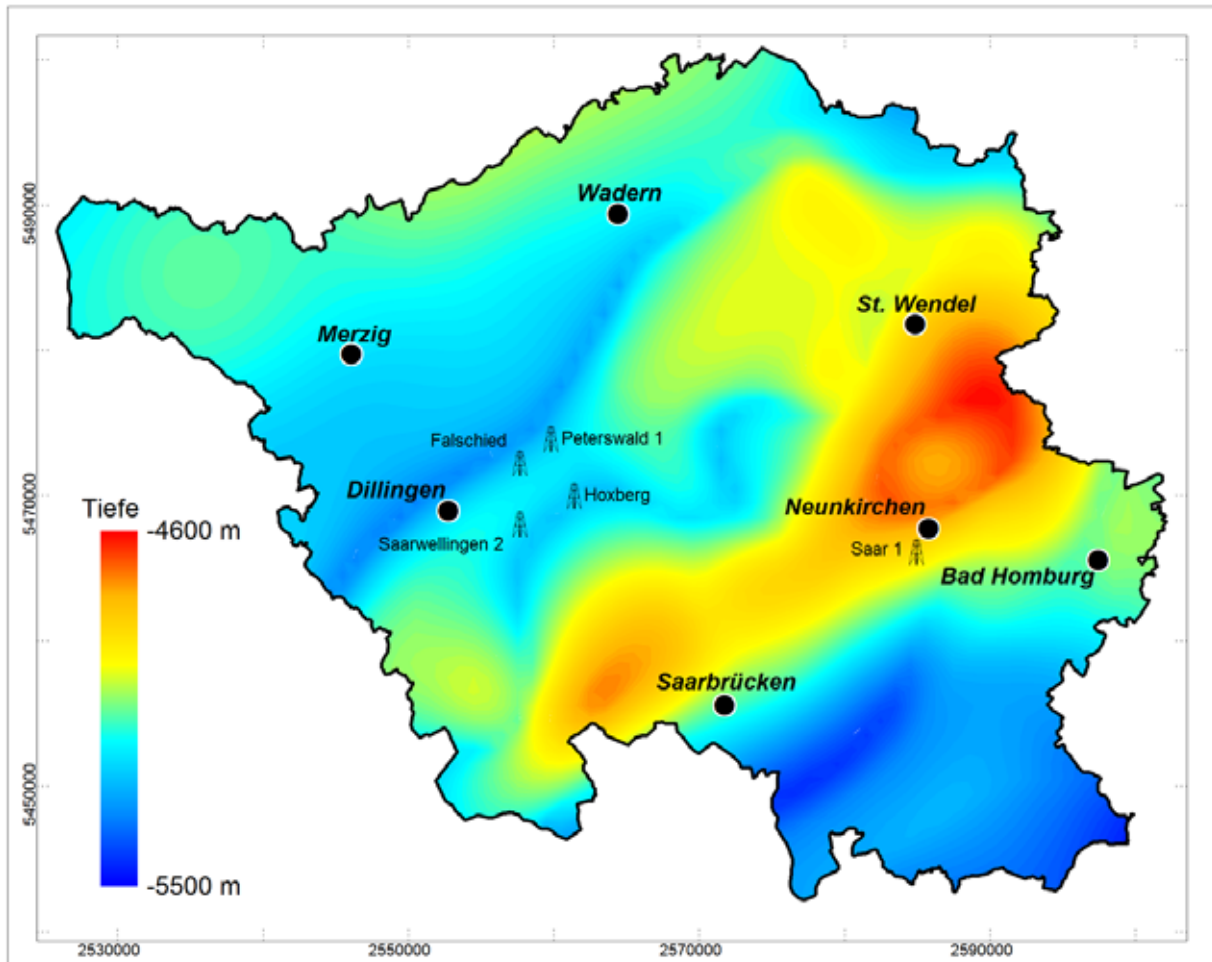


Abb. A-12 Tiefenlage der 155°C –Isotherme im Saarland. Angaben in Metern u.N.N.

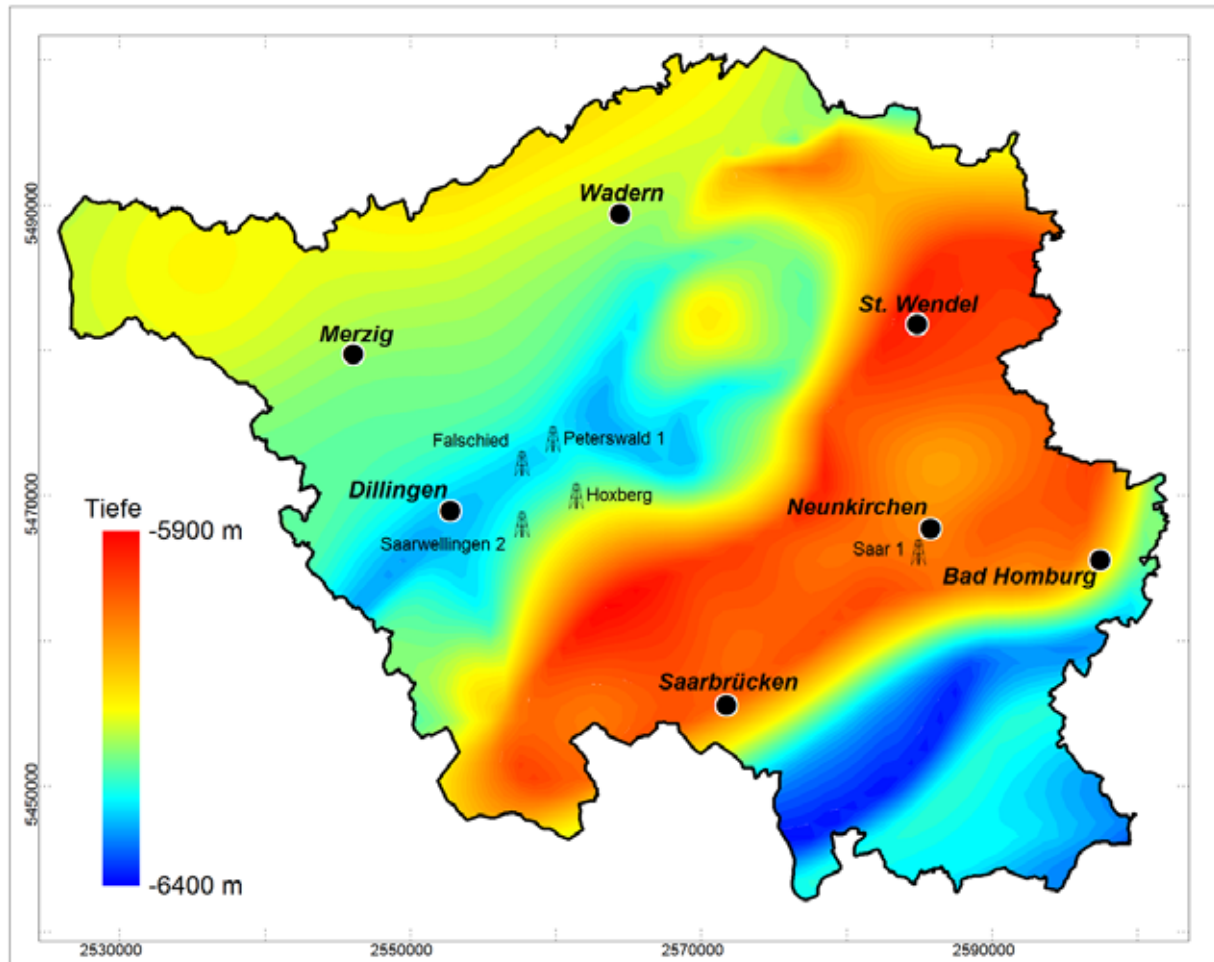


Abb. A-13 Tiefenlage der 185°C –Isotherme im Saarland. Angaben in Metern u.N.N.

3. Verfügbare geothermische Energie

Auf Basis der berechneten Untergrundtemperaturen kann die innerhalb einer geologischen Einheit lokal für ein bestimmtes Volumen vorhandene Energie abgeschätzt werden. Hierbei wird angenommen, dass ein Gesteinskörper mit einer bestimmten Temperatur in einer bekannten Tiefe auf eine vorgegebene Temperatur abgekühlt wird.

Berechnung der Vorhandenen Wärmeenergie,

Eine Standardmethode zur Abschätzung einer geothermischen Ressource wird von Muffler&Cataldi (1978) beschrieben. Hier wird die gespeicherte Wärmeenergie („Heat-in-place“ (H_{ip})) in einem Gesteinsvolumen V aus der spezifischen Wärmekapazität des Fluids c_f und des Gesteins c_r , sowie dessen Dichte ρ und Porosität ϕ und einer Temperaturdifferenz ΔT berechnet:

$$H_{ip} = [(1 - \phi)c_r\rho_r + \phi c_f\rho_f] V \Delta T$$

H_{ip} beschreibt die theoretisch maximal vorhandene Energie, die durch Abkühlung eines Volumens auf eine bestimmte Temperatur T_0 extrahiert werden würde. Im Allgemeinen wird die gesamte HIP einer Einheit berechnet. Eine verbesserte Verdeutlichung lateraler Unterschiede der verfügbaren Energie im Saarland kann jedoch durch die Berechnung lokaler Werte für H_{ip} erfolgen, die kartographisch dargestellt werden. Das geologische Modell und das 3D Temperaturmodell, in welchem die Temperaturverteilung für den Untergrund des Projektgebietes beschrieben ist, dient hierfür als Ausgangspunkt.

Für jede Zelle des Modells wird H_i berechnet und daraus die resultierende Energie für jede Säule des Modells, normiert auf die Fläche der Säule (Abb. A-14). Somit gilt für die flächennormierte Wärmedichte h :

$$h = H_{Säule} / A_{Säule} \text{ in } [J/m^2], \text{ wobei } (H_{Säule} = \sum_i H_i).$$

Für die Berechnungen wurden die Porositäts-, Dichte-, und spez. Wärmekapazitätswerte der einzelnen Einheiten verwendet (siehe Tab. XX). Als T_0 wurde die Oberflächentemperatur herangezogen.

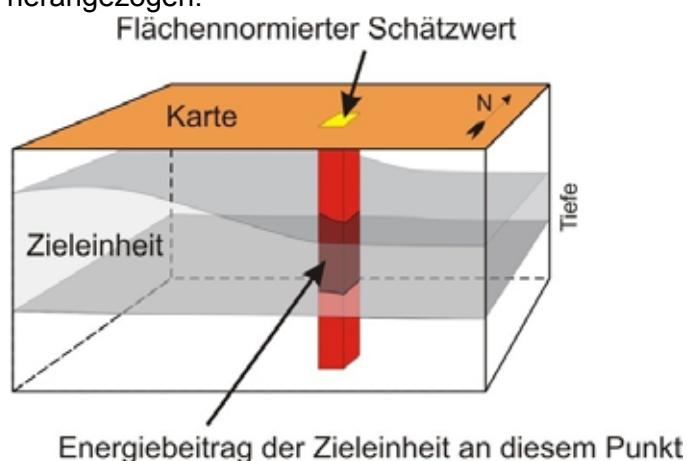


Abb. A-14 Skizze des Konzepts der vorhandenen Wärmeenergie unter jedem Flächenelement (Wellmann 2011).

Aus den berechneten Daten kann eine Oberflächenkarte der theoretisch vorhandenen Energie an jedem Punkt für das gesamte Projektgebiet erstellt werden kann (Ab. X-

HIPdichte). Diese dient dazu die geografische Verteilung der maximal im Modell enthaltenen Energie zu visualisieren.

Die Wirtschaftlichkeitsberechnungen in Block C sind auf die drei Temperaturniveaus 120°, 150° und 180° bezogen. Für diese drei Temperaturen geben die Karten Abb. HIP-X,Y und Z die vorhandene Energie innerhalb einer 600mm mächtigen Schicht um die entsprechende Isotherme an. Diese Dicke entspricht der Filterstreckenlänge im hypothetischen Aquifer, welche der Wirtschaftlichkeitsberechnung zugrunde liegt, zuzüglich eines hypothetischen angenommenen Bereichs oberhalb und unterhalb der Filterstrecke der durch den Betrieb beeinflusst werden kann.

Die flächenhafte Darstellung der vorhandenen Energie in Karten lässt eine qualitative Bewertung des Untersuchungsgebietes unter Berücksichtigung der gesteinsphysikalischen Parameter (Wärmekapazität) einer bestimmten geologischen Einheit und der dort vorherrschenden Temperaturen zu. Somit erlaubt die gemeinsame Betrachtung der Verteilung von Temperaturen und HIP-Werten in der Ressourcenbetrachtung eine verbesserte Eingrenzung geothermisch interessanter Gebiete.

Da auf den Karten an jedem Punkt das Temperaturintervall konstant ist, werden die Änderungen der HIP-Dichte vor allem durch Änderungen der Wärmekapazität beeinflusst. Höhere Wärmekapazität bei gleicher Temperatur impliziert mehr Wärmeenergie. Die relativ heterogene Darstellung der HIP-Dichte für 125°C spiegelt somit das Schneiden der Isotherme durch relativ viele Modelleinheiten mit unterschiedlichen Wärmekapazitäten wieder. Vor allem im Umfeld von Störungen können starke Kontraste auftreten, da durch den Versatz von Einheiten selbst bei schwacher Wölbung der Isotherme sprunghafte Wechsel in der Wärmekapazität vorhanden sind. Es ist ersichtlich, dass sich mit zunehmender Tiefenlage der Isothermen das Bild homogenisiert. Die 185°C Isotherme bspw. befindet sich vollständig unterhalb von 5000m Tiefe und schneidet daher nur noch die zwei Einheiten Grundgebirge und Devon.

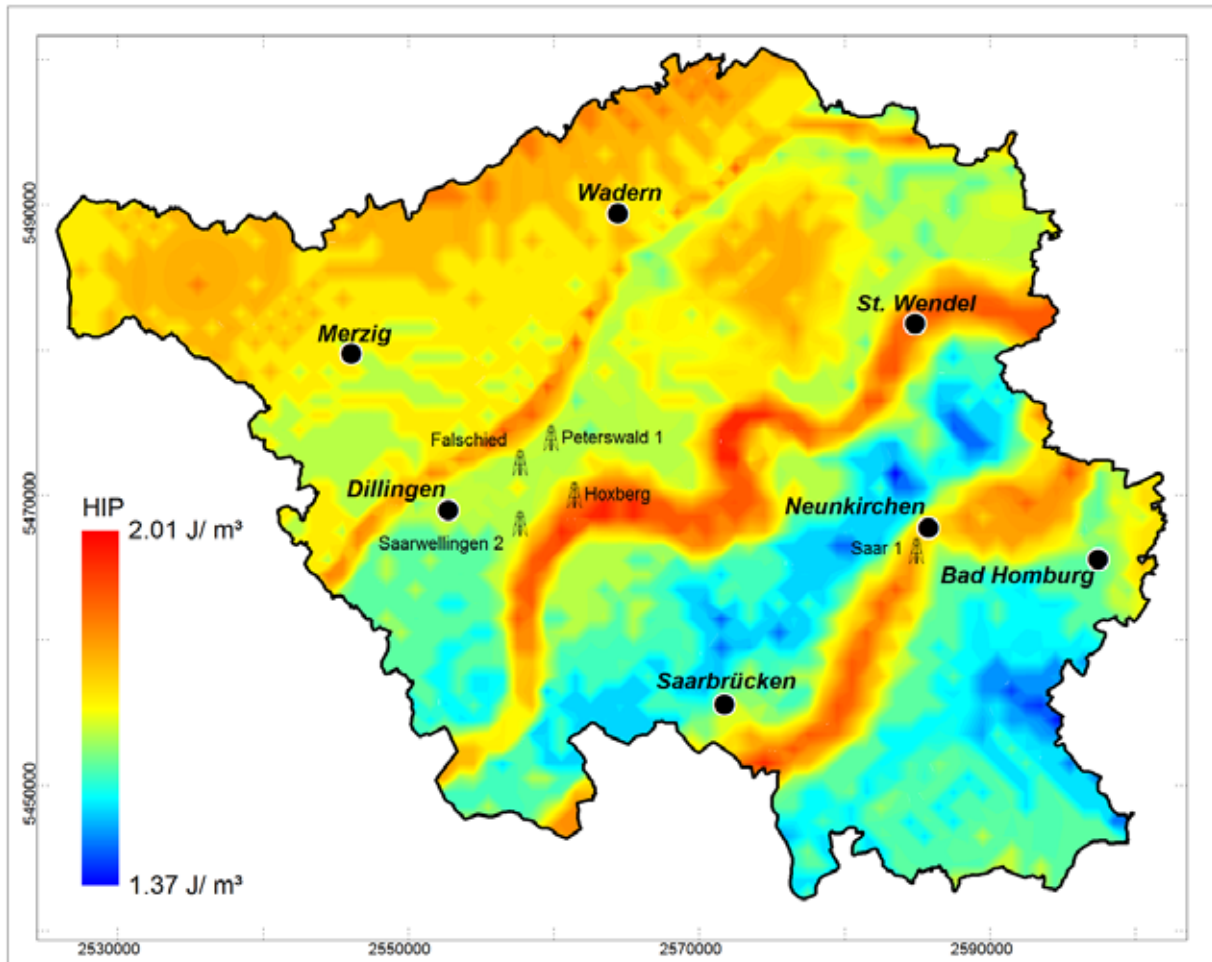


Abb. A-15 HIP-Dichte der 600m Einhüllenden um die 125°C Isotherme.

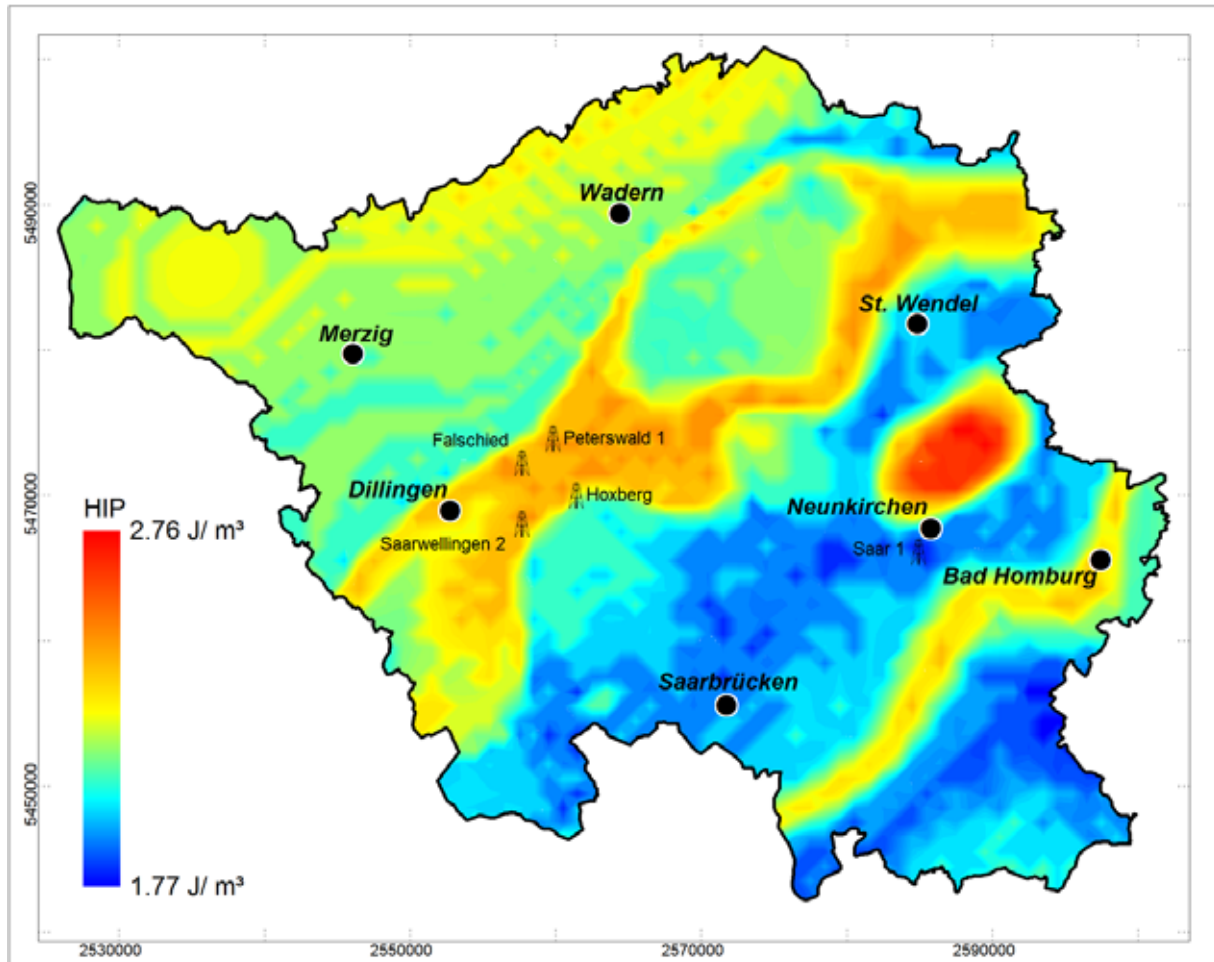


Abb. A-16 HIP-Dichte der 600m Einhüllenden um die 155°C Isotherme

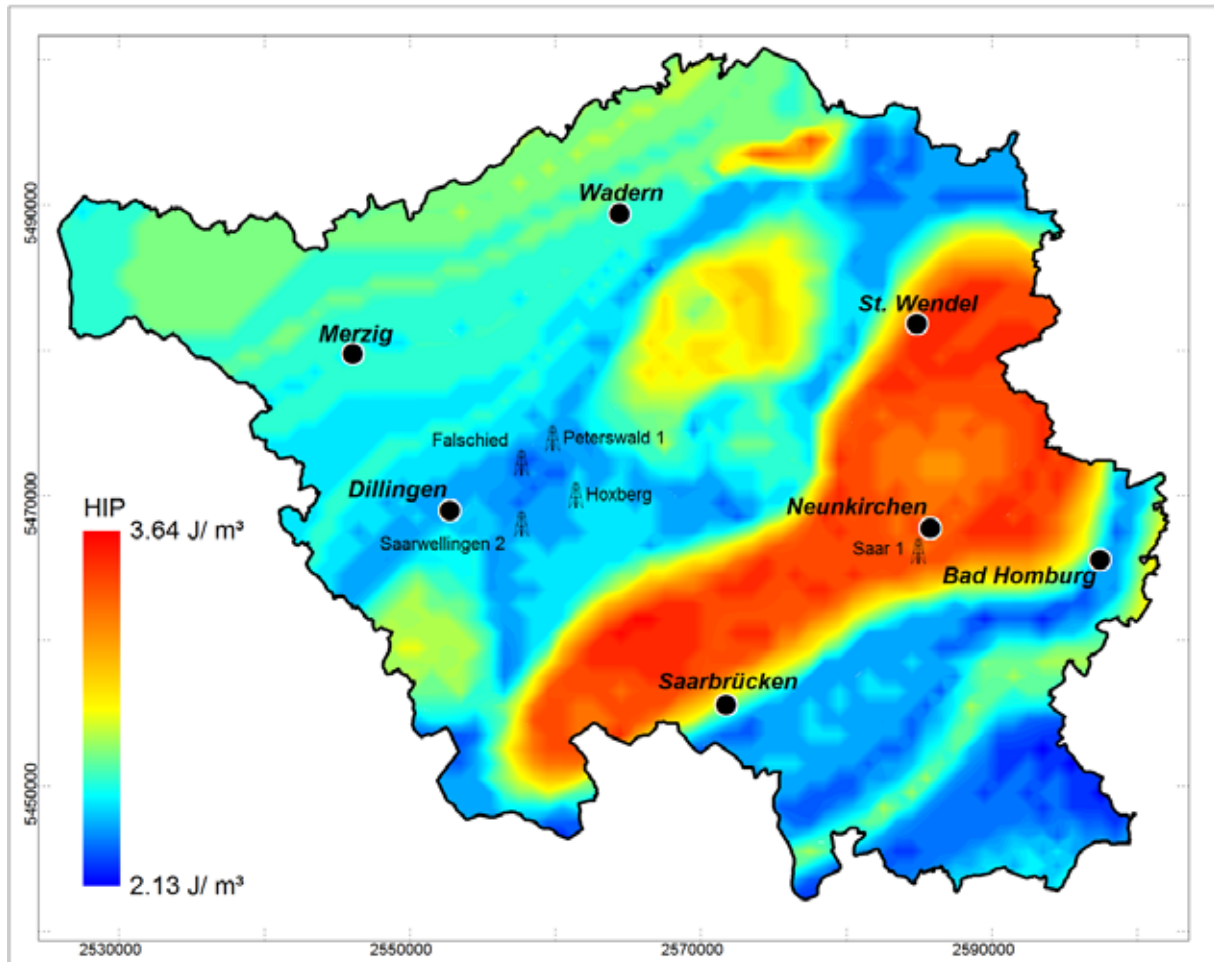


Abb. A-17 HIP-Dichte der 600m Einhüllenden um die 185°C Isotherme

Betrachtungen zur nutzbaren Energie

Das gesamte geothermische Potenzial in Form der im Untergrund vorhandenen thermischen Energie (Heat in Place) ist nicht vergleichbar mit der tatsächlich nutzbaren thermischen Energie. Es kann nur die Energiemenge effektiv genutzt werden, die durch das Wärmetransportmedium gefördert werden kann. Das Transportmedium (Fluid) ist im Normalfall Wasser. Die potenzielle Energiegewinnung aus einem geothermischen Reservoir hängt dabei von verschiedenen Faktoren ab. Zunächst spielt vor allem die vorhandene Energie (Heat in Place) eine Rolle, daneben bestimmen die mögliche Energiemenge, die über eine Bohrung gefördert werden kann und natürlich der Wirkungsgrad der obertägigen Kraftwerksanlage die tatsächlich nutzbare Energiemenge. Für die Bestimmung der nutzbaren geothermischen Energie sind spezifische Parameter des Reservoirgesteins und des –fluids unerlässlich. Da jedoch diese Daten meist nicht vorhanden sind, muss die nutzbare Energie abgeschätzt werden. Dafür können zwei unterschiedliche Ansätze verwendet werden, ein direkter und ein indirekter (ENGINE - Best Practice Handbook). Der indirekte Ansatz wird vor allem bei hydrothermalen Reservoiren (poröse Aquifere) angewendet. Er erlaubt die Abschätzung der nutzbaren Energie über eine bestimmte Zeitspanne, anhand definierter Produktionsparameter (Signorelli & Kohl, 2006; Wellmann et al. 2010). Der direkte Ansatz dagegen berücksichtigt die spezifischen thermodynamischen Eigenschaften des Fluids (Garg & Combs, 2011). Bei diesem Ansatz, der bei Enhanced Geothermal Systems (EGS) angewendet wird, kann bei Verwendung einer temperaturabhängigen Form, die nutzbare Energie (bei hohen Temperaturen) zu gering abgeschätzt werden (Williams, 2010).

Als Kenngröße eines geothermischen Reservoirs dient das Verhältnis von nutzbarer zu vorhandener Energie, welches als Gewinnungsfaktor (recovery factor) bezeichnet wird (z.B. Hurter & Schellschmidt, 2003). Die Abschätzung bzw. Bestimmung der nutzbaren geothermischen Energie erfolgt heutzutage mit Hilfe von computergestützten Modellierungen. Besonders bei EGS Reservoiren besteht allerdings die Schwierigkeit der Abschätzung von Fluideigenschaften und hydraulischen Parametern des Reservoirgesteins. Eine Anpassung erfolgt durch eventuell verfügbare Messdaten (history matching). Das komplexe Kluftnetzwerk eines EGS Reservoirs wird bei Modellberechnungen stark vereinfacht. Die Modellannahme eines gleichmäßigen Durchströmens des permeablen Kluftnetzwerks mit dem Reservoirfluid entspricht nicht der Realität, wie Auswertungen von Tracer Tests zeigen. Die Kluftpermeabilität reagiert sensitiv auf Veränderungen des Spannungszustandes und der chemischen Zusammensetzung des Fluids. Im Vergleich zu Produktionsdaten liefern die Modellberechnungen daher meist zu hohe Werte an nutzbarer Energie (Williams (2010)). So lieferten die Modellberechnungen geklüfteter Reservoirs von Sanyal und Butler (2005) vorwiegend Werte von ca. $40 \pm 7 \%$. Da eine genaue Abschätzung des Gewinnungsfaktors nicht möglich ist, werden meist große Wertebereiche angegeben. Tester et al. (2006) geben für wirtschaftliche Förderraten Gewinnungsfaktoren von 0.02 bis 0.4 an. Der Gewinnungsfaktor sollte bei EGS jedoch konservativ abgeschätzt werden. Ein Wert geringer als 0.1 gilt als repräsentativ (Williams, 2010).

Diskussion, Ergebnisse und Ausblick zur Tiefengeothermie

Basierend auf dem erstellten geologischen Modell und den darauf aufbauenden Temperaturmodellierungen konnten Erkenntnisse zur dreidimensionalen Temperaturverteilung und zur gespeicherten Wärme im Untergrund des Saarlandes gewonnen werden.

Datensituation

Die Güte des Temperaturmodells und der Betrachtungen zur vorhandenen Energie sind maßgeblich von der Qualität des geologischen Modells und den Einheiten zugewiesenen gesteinsphysikalischen Parametern abhängig. Sowohl die für die Erstellung des geologischen Modells als auch für die Durchführung der Temperatursimulationen zur Verfügung stehenden Eingangsdaten stehen jedoch nicht homogen verteilt für das komplette Saarland zur Verfügung. Während die Bereiche des saarländischen Bergbaus eine gute Datenbasis bieten, sind in den restlichen Bereichen des Untersuchungsgebietes Informationen insbesondere im tieferen Untergrund sehr gering. Dies muss bei der Betrachtung der im Folgenden aufgeführten Ergebnisse berücksichtigt werden.

Die Qualität des Modells wird insbesondere durch die Tatsache eingeschränkt, dass nur eine Bohrung die Einheiten bis zur untersten Modelleinheit umfasst und somit es auch nur ein Temperaturprofil gibt, an welchem das Modell zwischen 2 km und 5 km kalibriert werden kann. In dem Gebiet um diese Bohrung stehen allerdings einige Untereinheiten des Karbons ziemlich steil, wohingegen nordwestlich der südlichen Randstörung die Schichtung horizontal ist. Weiterhin liegen die vier übrigen Bohrungen, die zur Kalibration bis 2 km Tiefe hätten dienen können im Karbon und entsprechen mit ihrer Teufe nur einer einzigen Modelleinheit. Somit ist die Genauigkeit der Kalibrierung für weiter entfernte Bereiche des Modells eingeschränkt.

Es muss explizit darauf hingewiesen werden, dass die Ergebnisse dieser Potenzialstudie zur Tiefengeothermie eindeutig nicht dafür geeignet sind, konkrete Geothermiestandorte ohne zusätzliche kleinräumig gehaltene Explorationsmaßnahmen auszuwählen. Die Modelle dienen einer großmaßstäblichen Ressourcenbewertung des Untergrundes.

Erkenntnisse und Ausblick

Die Tiefenlage der 125°C Isotherme, also ca. des Temperaturbereichs ab dem eine geothermische Stromerzeugung interessant werden kann, liegt nach den Abschätzungen der Modelle bei ca. 3700m bis 4200m u.N.N., je nach geologischem Untergrund an unterschiedlichen geographischen Standorten. Der geothermische Gradient beträgt in diesen Tiefenbereichen durchschnittlich ca. 30K/km für das Saarland. Diese Werte entsprechen auch dem durchschnittlichen kontinentalen geothermischen Gradienten und stellen somit keine positive geothermische Anomalie dar. Temperaturbereiche um 160°C liegen im Saarland in ca. 5000m und damit deutlich tiefer als z.B. in Landau/Pfalz wo diese Temperaturen schon in Tiefen um 3300m erreicht werden. Auch der Tiefengeothermiestandort Soultz-sous-Fôrets im Elsass erreicht 190°C schon bei ca. 5000m, wohingegen diese Temperaturen ausgehend von den Modellen im Saarland erst in ca. 6000m anzutreffen wären. Die Temperaturen im Untergrund stellen somit keine positive geothermische Anomalie im Vergleich zu anderen Regionen dar.

Die im Gegensatz zu den devonischen Einheiten und dem Basement höheren Permeabilitäten in den mesozoischen oberen Einheiten des Untergrundes weisen auf ein gewisses geothermisches Potenzial hin. Jedoch lassen die in diesem Tiefenbereich vorherrschenden Temperaturen lediglich eine Wärmenutzung zu. Für eine detaillierte geothermische Potenzialabschätzung und Wirtschaftlichkeitsbetrachtung dieser Bereiche sind jedoch weitere Untersuchungen notwendig. Dazu gehört vor allem eine Verifizierung der Temperaturprofile und weitere Temperaturmessungen an denen advektiv berechnete thermohydraulisch gekoppelte Modelle kalibriert werden können. Die notwendigen Untersuchungen können relativ kurzfristig realisiert werden.

Basierend auf den modellierten Temperaturwerten sind im Saarland für eine Stromproduktion Tiefen ab ca. 3,7 km interessant. Die niedrigen Permeabilitäten der in

diesen Tiefen vorherrschenden Gesteinsformationen lassen jedoch keine direkte Nutzung eines sogenannten heißen, porösen Aquifers zu, wie z.B. in Landau.

Somit müssten für eine geothermische Nutzung zunächst künstlich Fluidwegsamkeiten geschaffen werden, welche die Permeabilitäten im Untergrund soweit erhöhen, dass eine wirtschaftliche Stromerzeugung ermöglicht würde.

Der mittelfristig realisierbare Reservoirtyp wären nach Durchführung zusätzlicher Explorationsmaßnahmen evtl. sogenannte „Enhanced Geothermal Systems“ (auch kurz EGS). Bei diesen Systemen werden Bereiche im Untergrund gesucht, die sich lokal durch erhöhte natürliche Wegsamkeiten auszeichnen. Diese können z.B. entlang aktiver natürlicher Störungszonen auftreten und durch Stimulationmaßnahmen zusätzlich verbessert werden. Zur Identifikation solcher Standorte sind geologische und geophysikalische Feldstudien notwendig, um maßgebliche Strukturen zu identifizieren und deren Korrelation mit Fluidwegsamkeiten zu untersuchen.

Maßnahmen die hierbei für genauere Untersuchungen in Frage kommen sind:

- Geomechanische Untersuchungen (Bewertung von Spannungszustände an bekannten Störungen)
- Magnetik & Gravimetrie (Identifikation von Störungen)
- Magnetotellurik (Detektion von Störungen und Fluiden)
- Seismik
- Bohrkernuntersuchungen (Permeabilität)
- Berechnung nachhaltiger Fluidförderraten auf Basis genauerer lokaler Permeabilitätsbetrachtungen

Die Nutzung geothermaler Energie für die Stromproduktion ohne Bindung an besonders bevorzugte geologische Strukturen und Standorte setzt im Falle des Saarlandes die „Hot Dry Rock“-Technologie (HDR) voraus. Die Technologie ist jedoch noch nicht ausgereift und eine Machbarkeit innerhalb der nächsten zehn Jahre ist nicht absehbar. Für diese längerfristige Option wären ebenfalls weitergehende Studien im Voraus durchzuführen. Diese decken sich mit den für EGS notwendigen Untersuchungen, darüber hinaus sind wegen massiver Stimulationsnotwendigkeit weitere Spannungsfelduntersuchungen notwendig.

Potential- studie

Weiterführende Maßnahmen

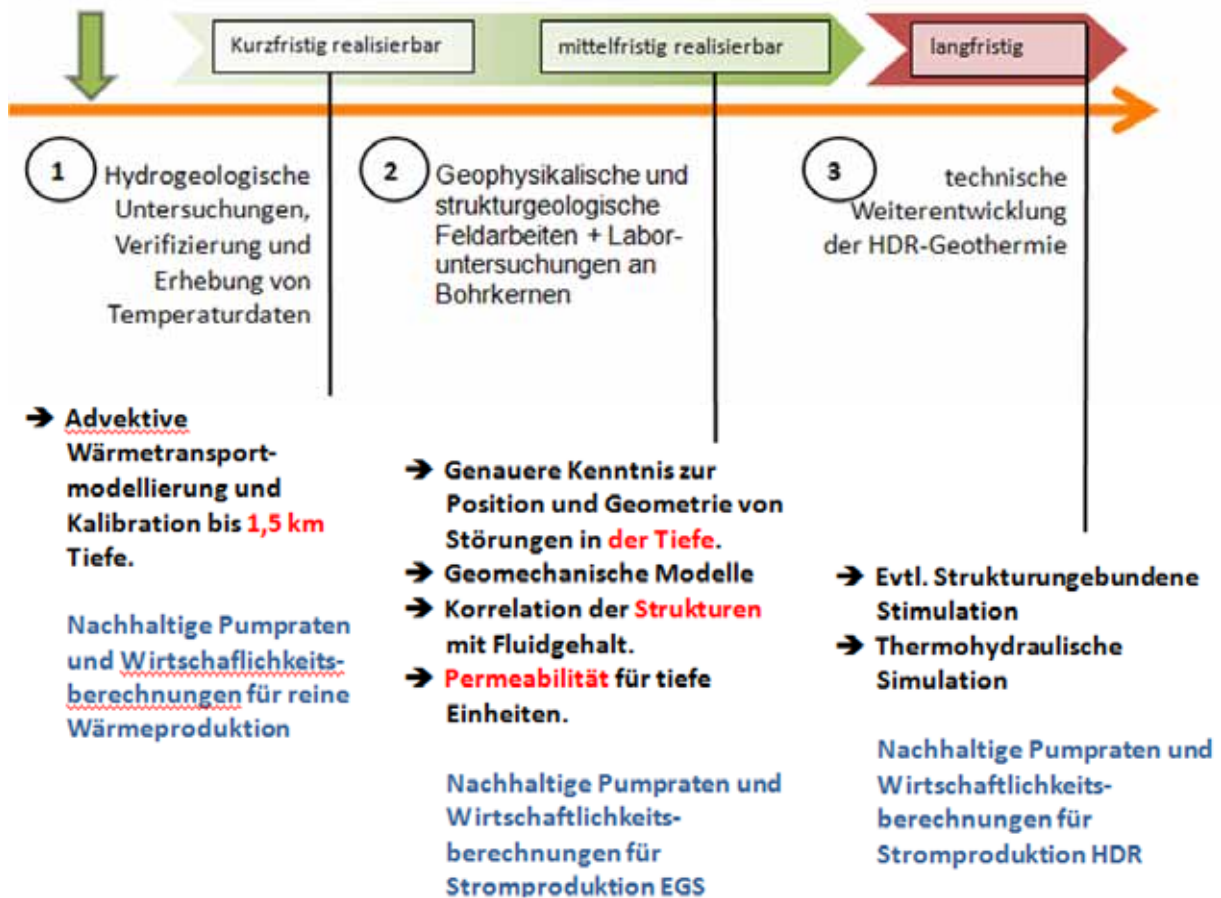


Abb. A-18 Mögliche fortführende Maßnahmen zur weiteren, verbesserten Charakterisierung des geothermischen Potenzials im Saarland.

Auf Basis der vorgeschlagenen Untersuchungsmethoden, insbesondere nach einer Verbesserung der Datenlage zu bestehenden Permeabilitäten, können über die durchgeführten Temperaturberechnungen und verfügbaren Energiemengen hinaus, nachhaltige Pumpraten für das Projektgebiet abgeschätzt werden. Diese Berechnungen lassen die Identifikation von Gebieten zu, innerhalb derer ein langfristiger Betrieb eines Kraftwerkes bei wirtschaftlicher Pumprate realisierbar ist. Diese Gebiete können von den Gebieten maximal vorhandener geothermaler Energie und auch von den Gebieten maximaler Pumpraten abweichen. Durch Verschnitt der Karten für nachhaltige Pumpraten mit dem modellierten Temperaturfeld können dann Gebiete maximal extrahierbarer Energie identifiziert werden.

Im Vorfeld der Errichtung von Geothermiekraftwerken ist anzustreben, Risikoabschätzungen zur induzierten Seismizität an einem Standort durchzuführen. Hierzu ist wiederum, wie schon erwähnt, ein möglichst genaues dreidimensionales Verständnis des lokalen geologischen Aufbaus und lokalen der Spannungsverhältnisse notwendig.

4. Riskiobetrachtungen durch Stimulationsmaßnahmen

Die Injektion von Fluiden zur Erhöhung der Permeabilitäten im Untergrund ist eine typische Maßnahme für die Stimulation und Entwicklung von Geothermiereservoirs. Dies gilt insbesondere für Enhanced Geothermal Systems oder auch unabdingbar bei der zukünftigen Entwicklung von Hot-Dry-Rock Standorten.

Bei der Stimulation wird die Entstehung von Brüchen angestrebt. Diese gehen einher mit seismischen Mikroereignissen. Generell entstehen seismische Ereignisse durch Scherbewegungen an kleineren Brüchen oder an großen tektonischen Störungen, durch die elastische (seismische) Wellen ausgelöst werden. Die Tatsache, dass diese Fluidinjektionen in einer Seismizität resultieren, ist bekannt (PEARSON 1981, ZOBACK & HARJES 1997, SHAPIRO 2008). Die seismischen Ereignisse während Stimulationsmaßnahmen weisen in der Regel Magnituden geringer Stärke auf und besitzen demnach nur ein sehr geringes Gefahrenpotential.

Bei dem im Jahr 2009 am Geothermiestandort Landau aufgezeichneten seismischen Ereignis wurden Magnituden von 2,7 erreicht. Eine ausführliche Auswertung hierzu findet sich im Bericht einer Expertengruppe, die das seismische Ereignis von Landau bewertet (BÖNNEMANN et al. 2010). Leichte strukturelle Schäden werden darin als sehr unwahrscheinlich bezeichnet. Das größte bislang am Oberrheingraben beobachtete seismische Ereignis an Geothermiestandorten lag bei 3,6 in Basel (BAISCH et al. 2006b), allerdings wurden in diesem Fall Rissstrukturen von mehreren Kilometern Ausdehnung stimuliert.

Eine exakte Bestimmung der maximal zu erwartenden Bebenstärke ist auch bei detaillierter Kenntniss des Untergrundes bislang nur schwer durchführbar (KRAFT et al. 2009). Dies liegt vor allem an den natürlichen Gesteinsinhomogenitäten (wie z.B. Bruchverteilung), die eine unterschiedliche Verteilung vorherrschender Spannungsrichtungen und -größen mit sich führen. Ein weiterer Punkt ist das natürliche regionale Spannungsfeld im Untergrund.

BAISCH & WEIDLER (2007) schließen aufgrund quantitativer Betrachtung des Baseler Erdbebens aus dem Jahre 2006 hydraulische Stimulationen als Ursache für starke Erdbeben generell aus. Diese Wissenschaftler konnten mittels eines Vergleichs zwischen eingebrachter hydraulischer Energie durch die Stimulation und abgestrahlter seismischer Energie zeigen, dass die Stimulation bestenfalls als Auslöser eines bereits stark gespannten, energiegeladenen Systems betrachtet werden kann.

Nicht jedes geothermische System muss messbare Seismizitäten auslösen. So z.B. das Kraftwerk Riehen in der Schweiz. Dort wird seit 15 Jahren Wasser durch ein Reservoir zirkuliert und es trat keinerlei gemessene seismische Aktivität auf. Beim Betrieb der Anlage in „Desert Peak“, ein Enhanced Geothermal Systems Projekt im nördlichen Nevada (USA), kam es über einen Beobachtungszeitraum von einem Jahr zu keinen Ereignis mit Magnituden größer 1,5 (U.S. Department of Energy).

Auf Grund der aufgetretenen Schwachbeben in Basel und Landau, die Geothermieprojekten zu geschrieben werden, beschäftigt sich die laufende Forschung insbesondere mit der Quantifizierung und Kontrolle der induzierten Seismizität. Hierzu gehört z.B. das vom BMU geförderte Verbundprojekt MAGS („Konzepte zur Begrenzung der mikroseismischen Aktivität bei der energetischen Nutzung geothermischer Systeme im tiefen Untergrund“).

Eine Abschätzung möglicher Stärken seismischer Ereignisse durch Geothermievorhaben lässt sich flächendeckend für das Saarland nicht pauschal durchführen und wird daher in dieser Studie auch nicht berücksichtigt.

Im Bereich der Tiefengeothermie werden in zukünftigen Projekten Risikostudien zur induzierten Seismizität im Zusammenhang mit Geothermieranlagen gefordert. Jedoch sind diese sehr standortspezifisch anzusehen. Darüber hinaus sind für solche Studien weitaus detailliertere Kenntnisse zur Untergrundgeologie erforderlich, als diese in einer landesweiten Geothermieforschungsstudie erhoben werden können. Zusätzlich müssen noch möglichst detaillierte Kenntnisse der Spannungstensoren vor Ort vorliegen. Lokal können diese meist nur durch direkte Messungen in Bohrungen konkret erlangt werden. Die hier beschriebene geothermische Potenzialstudie setzt einen anderen Maßstab voraus, als projektspezifische Betrachtungen mit Risikoabschätzungen von Bohrungen an einem potenziellen Geothermiestandort.

Block B – Grubenwasser

1. Aufgabenstellung

Im Rahmen einer landesweiten Studie sollen die geothermischen Potenziale der Grund- und Grubenwässer sowie (tiefer) Gesteinsschichten zur Wärme- und Stromerzeugung untersucht werden.

Das Saarland verfügt/verfügte über bedeutende Steinkohlen-Lagerstätten. Diese werden bis in große Tiefen abgebaut. Mit dem natürlichen geothermischen Gradienten nimmt die Temperatur in Mitteleuropa durchschnittlich um 3°C/100 m Tiefe zu. Durch den tiefen Bergbau werden mit zunehmender Teufe höher temperierte Wässer erschlossen. Durch den Bergbau wurden die hydrogeologischen Eigenschaften des Gebirges erheblich verändert. Die nicht abgebauten und bergbaulich nicht erschlossenen Gesteine des Karbon weisen in der Regel geringe Gebirgsdurchlässigkeiten und ein geringes Wasserspeichervermögen auf. Mit dem Abteufen von Schächten und dem Abbau von Kohle wurde das Gefüge des Gebirges hingegen sekundär aufgelockert. Daraus resultieren deutlich erhöhte Durchlässigkeiten und ein höheres Speichervermögen (Vergrößerung und Vervielfältigung der natürlichen Speicherhöhlräume). Die darin zirkulierenden Wässer beinhalten ein erhebliches geothermisches Potenzial. Die geothermischen Nutzungsmöglichkeiten der Grubenwässer werden im Wesentlichen durch das verhältnismäßig niedrige Temperaturniveau der Wässer bestimmt. Unter dem Einsatz von Wärmepumpen können die Wässer zu Heizzwecken in Niedertemperaturheizsystemen nutzbar gemacht werden. Der Schwerpunkt liegt somit auf der Beheizung von Neubauten oder saniertem Altbestand.

Für diese Studie soll zum einen das geothermische Potenzial des Grubenwassers in der aktuellen Situation, also mit der bestehenden Wasserhaltung betrachtet werden, als auch die Situation mit einer Flutung der Bergwerke auf das Niveau von +184 m NN.

2. Durchgeführte Arbeiten

Für die Studie wurden die zur Verfügung stehenden Daten gesichtet und ausgewertet. Dazu muss angemerkt werden, dass eine Betrachtung aller Grubenrisse im Rahmen der Studie nicht möglich war, da die Pläne zum Einen allesamt in analoger Form vorliegen, zum anderen ist die Auswertung der großen Datenmenge im Rahmen und Umfang des Projektes nicht möglich.

Folgende Daten wurden freundlicherweise vom Bergamt Saarbrücken und dem Landesamt für Umwelt und Arbeitsschutz zur Verfügung gestellt:

- Einleitmengen und (Misch-) Wassertemperaturen an den Wasserhaltungen Camphausen, Viktoria, Reden und Luisenthal verschiedener Zeiträume (im Schnitt 2 bis 8 Jahre)
- chemische Analysen von Grubenwässern Anlage Viktoria (Einleitstelle)
- obertägige, bergbaubeeinflusste Bereiche des Saarlandes
- Fachliteratur
- Übersichtsplan der hydraulischen Verbindungssohlen der saarländischen Gruben
- Erläuterungsbericht zum Hydrogeologischen Modell Saarland
- Verschiedene Studien

Einige Grundlagen dieser Studie beruhen auf Grund der umfangreichen Datenmenge auf persönlichen Mitteilungen und Zusammenfassungen durch Herrn Schmitt (Bergamt).

Aus den zur Verfügung gestellten Daten wurde eine Abschätzung des vorhandenen Hohlraums im Untergrund vorgenommen. Nach UHL (2006) existiert eine Hohlraumermittlung im Rahmen eines von der DMT erstellten Gutachtens aus dem Jahr 2005.

Folgende Gutachten konnten uns nicht vorgelegt werden:

- ECKART, M., BABOT, KORIE, H. & DUZAN, A.: Boxmodell Lothringen–Warndt – Kopplung an ein Grundwassermodell (unveröff.).
- ECKART, M., BLACHER, A., LEFORT, D., KLINGER, C. & KORIE, H.: Boxmodell Lothringen–Warndt – Prognose der geochemischen Entwicklung (unveröff.).

3. Bergbau

Bergbau ging in den vergangenen Jahrhunderten im Saarland im Wesentlichen auf die Bodenschätze Azurit, Eisen, Kupfer, Steine und Erden sowie vor allem Kohle um.

Die ersten im Saarland abgebauten Eisenerze waren sehr harte, bankige oder knollige Toneisensteine („Sphärosiderite“), welche in den tonig-sandigen Horizonten des Westfals, zumeist in Flöznähe, zu finden sind und einen Eisengehalt von bis über 60% haben können (SCHNEIDER 1991). Ebenfalls Grundlage der saarländischen Eisenindustrie waren die Toneisenknollen der Lebacher Schichten des Unterrotliegend. Nach SCHROEDER (1976) gibt es Hinweise auf die Verwendung karbonischer Toneisensteine bereits im 6. Jh. v. Chr. Der Abbau von Eisen und Kupfer spielt aktuell keine Rolle mehr, während z.B. einige Vorkommen von Steinen und Erden (Kiese, Ziegeleitone, keramische Rohstoffe) noch genutzt werden. Der älteste bekannte unter Tage Bergbau erfolgte auf Azurit in der Nähe der Gemeinde Wallerfangen (Ortsteil St. Barbara) im Saargau vermutlich im 1./2. Jhr. n. Chr. zu römischer Zeit (KÖRLIN 2010). Die heute als Besucherbergwerk erschlossenen Emilianusstollen und Stollen Bruss lieferten das als blauer Farbzusatz verwendete Kupfermineral Azurit.

Neben den durch den Bergbau erschlossenen warmen tieferen Grundwässern kommen im Saarland auch Mineral- und Thermalwässer vor. So sind im Karbon ehemals frei austretende Salzquellen im Westteil von Saarbrücken sowie weitere Salzwässer im Saarland bekannt. Unter Buntsandstein-Überdeckung wurde im Oberkarbon in einer Teufe von 702 m stark konzentriertes Salzwasser bei Merlenbach (Lothringen) angefahren. Auf der Kohlegrube Velsen trat an verschiedenen Stellen über Störungen thermale eisenhaltige Natrium-Chlorid-Wässer mit Temperaturen von 24°C auf. Auf Grube Kohlwald bei Neunkirchen trat an verschiedenen Störungen sulfatfreie, bariumhaltige Sole auf. Eine Tiefbohrung bei Wiebelskirchen traf in 1157 m im Rothell-Konglomerat auf einer tektonisch stark beanspruchten Zone ein thermales Salzwasser mit einer Temperatur von 37°C an, dies entspricht der normalen Temperatur an Hand des geothermischen Gradienten. Dieses Natrium-Chlorid-Thermalwasser ist hochmineralisiert, jedoch frei von Sulfat- und Hydrogencarbonat-Ionen. Auf Grube St. Barbara NE von Neunkirchen wurden in 470 m Tiefe im flözführenden Oberkarbon mehrere Zutritte eisenhaltiger Sole, ohne Sulfat, aber mit Barium, festgestellt (CARLÉ 1975). Im Buntsandstein östlich Saarbrücken-Sarralbe gibt es keine Mineralwasservorkommen mehr. Nach der Eintiefung des Saartales und seiner rechten Seitentäler wurden die Mineralwasser-Lagerstätten zerstört. Lediglich einzelne Mineralwässer im französischen Buntsandsteingebiet sind bekannt (CARLÉ 1975). Bei tief eingeschnittenen Tälern können aus dem Muschelkalk Wässer mit erhöhten Chlorid- und Sulfat-Gehalten entspringen. Ebenso können hochmineralisierte Chlorid-Wässer erbohrt werden. So förderte eine 30 m tiefe Bohrung im Bliestal 2,1 l/min konzentrierten Salzwassers, die Viktoria-Quelle in Rillingen lieferte eine Temperatur von 16,6°C bei einer eher geringen Konzentration und versiegte bald (CARLÉ 1975).

Den wichtigsten Rohstoff im Saarland stellt die Kohle dar. Bereits im Mittelalter wurden im Saarland schon Steinkohlen abgebaut, deren Abbau blieb jedoch bis ins 18. Jahrhundert ohne wirtschaftliche Bedeutung (BANKEN 2002). Die Förderrate des bis dahin im Tagebau betriebenen, ungeregelten Kohlenbergbaus stieg mit der Verbesserung der Abbautechnik und einem Übergang zum Stollen- und Schemelbau vor allem ab den 1770-er Jahren (BANKEN 2002).

3.1 Übersicht Bergbaureviere

Eine Übersicht über die Lage heutiger und ehemaliger Grubenstandorte ist Abbildung B-01 zu entnehmen.



Abbildung B-01 Übersicht Grubenstandorte im Saarland (www.saarlandbilder.net, Stand 03.12.2010, 12:50 Uhr).

Unter wirtschaftlichen und technischen Gesichtspunkten wurden im Laufe der Zeit die bestehenden Bergwerke unterirdisch über Tiefbausohlen miteinander verbunden (Abb. B-02). Damit konnte Kohleförderung über einen Schacht aus verschiedenen Abbaubereichen unterschiedlicher Bergwerke betrieben werden. Dies hat zur Folge, dass die saarländischen Kohle-Bergwerke unterirdisch hydraulisch zusammengeschlossen sind. Von Grube zu Grube sind es jedoch unterschiedliche Tiefenniveaus, welche verbunden wurden, es gibt keine über alle Gruben auf einem Niveau durchgehende Sohle. Bei der Hydraulik der gefluteten Bergwerke ist jedoch zu beachten, dass insbesondere bei den aufgefahrenen Strecken mit einer abnehmenden Durchlässigkeit über die Zeit zu rechnen ist, da deren Ausbau nicht auf Jahrhunderte lange Standzeiten (WALTER 2010) ausgelegt ist. Ebenfalls müssen die Dämme berücksichtigt werden, welche zur Vermeidung von Gas- und Wasseraustritten zwischen bereits abgebauten/inaktiven Bereichen und noch aktiven Grubengebäuden errichtet wurden.

Der Zusammenschluss der Bergwerke und die großmaßstäbliche Stilllegung des Steinkohlenabbaus im Saarland hatten zur Folge, dass es aktuell noch sieben montantechnisch genutzte Standorte (Abb. B-04) im Saarland gibt. Dies sind Anlagen zur Wasserhaltung an den Standorten Reden, Camphausen, Viktoria und Luisenthal (das in den ehemaligen westlichen Baufeldern Göttelborn anfallende Grubenwasser wird dem Standort Ens Dorf zugeführt, die in den östlichen ehemaligen Baufeldern anfallenden Grubenwässer fließen dem Standort Reden zu), den letzten aktiv betriebenen Abbau am Standort Ens Dorf/Saar sowie das hydraulisch abgetrennte und mittlerweile zu einem großen Teil geflutete Warndt (WAGNER 2010).

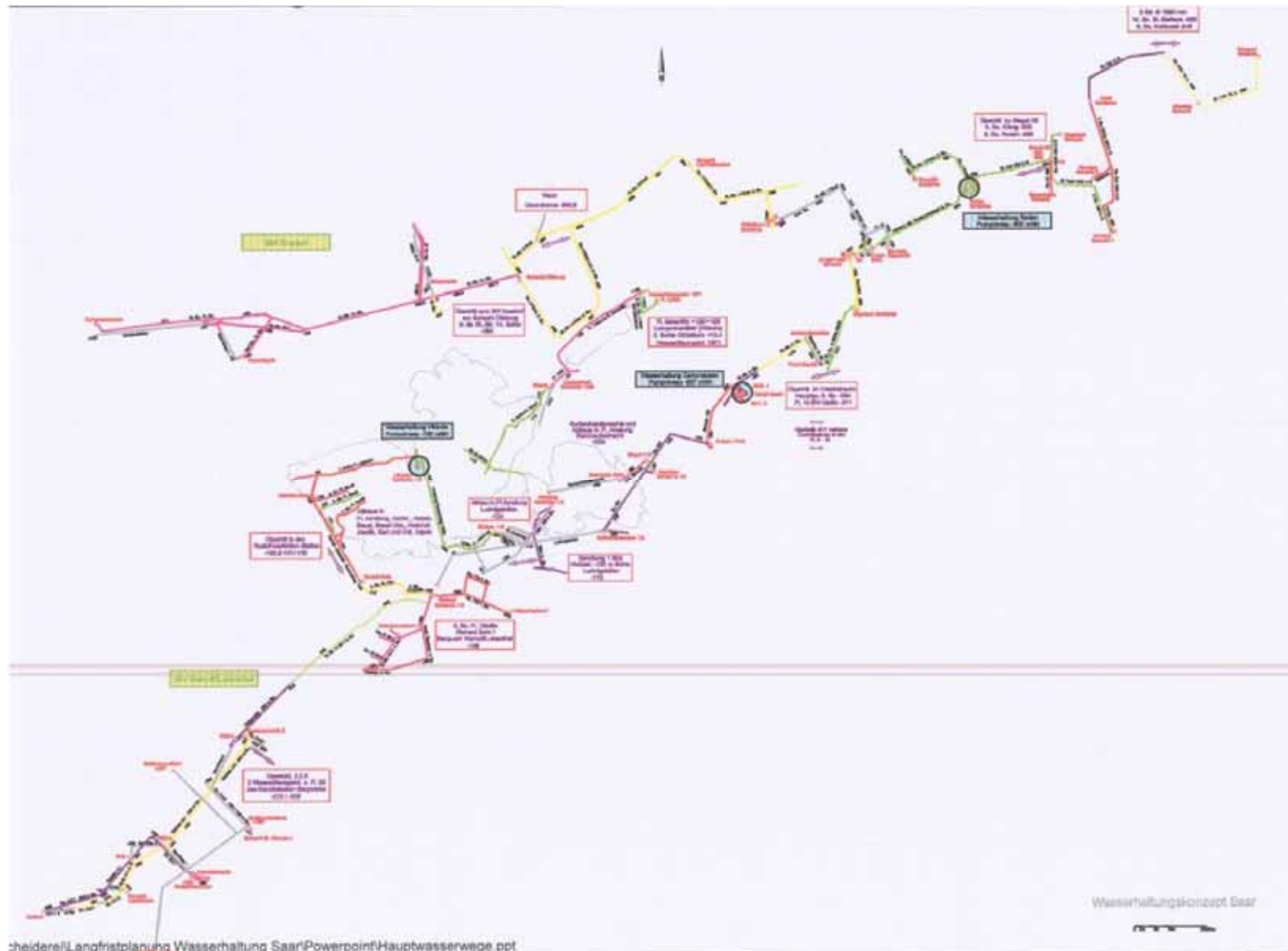


Abbildung B-02 Hydraulische Verbindungen der Bergwerke untereinander (DSK 2005).

3.2 Abbautechnik, Versatz

Ab 1884 wurde begonnen, den bis dahin umgehenden Pfeilerbau durch Strebbau (Abb. B-03) zu ersetzen. Dies führte zu einer Verminderung der Betriebspunkte und Vergrößerung der Belegschaft vor Ort (BANKEN 2002).

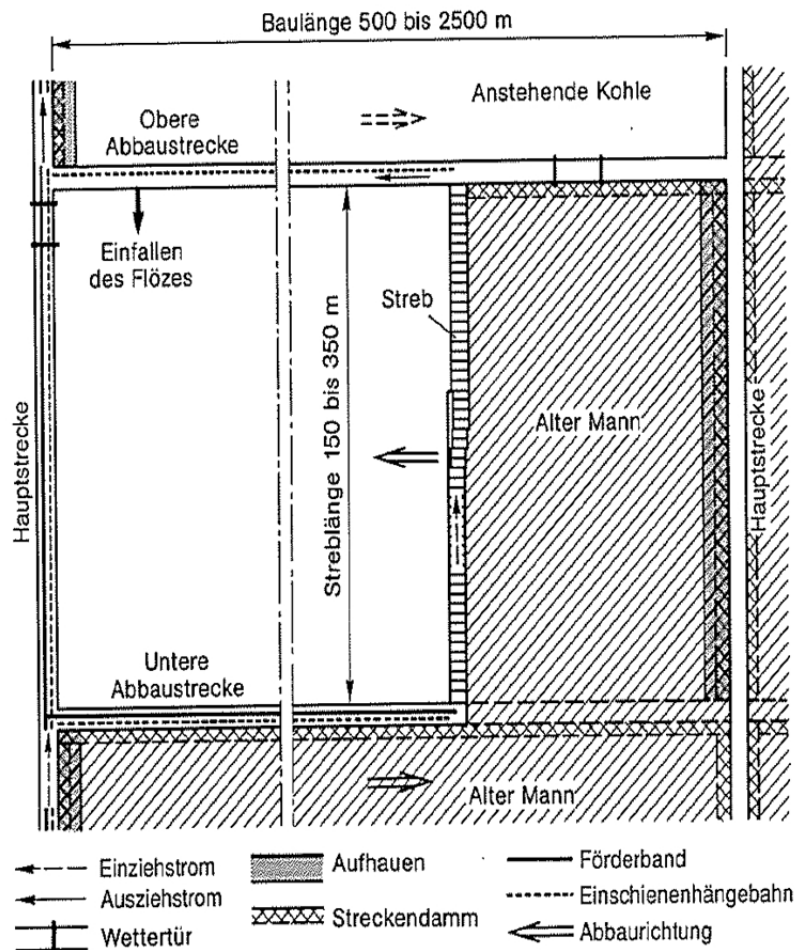


Abbildung B-03 Schema Strebbau in deutschen Steinkohlenlagerstätten (REUTHER 1989).

Generell wird im saarländischen Steinkohlenbergbau im Bruchversatz gearbeitet. Nach der Ausräumung des Flözes bricht das überlagernde Material ein. Es ergibt sich dadurch ein Bereich mit, gegenüber dem unverritzten Gebirge, erhöhter Porosität und Durchlässigkeit. Im Hangenden nimmt die Bruchintensität langsam ab, bis zur Oberfläche hin die Gesteinsschichten fast ausschließlich plastisch in Form einer Senkungsmulde nachgeben (WALTER 2010). Die Restporosität, d.h. der nach der Senkung verbleibende Hohlraum, wird auf etwa 20 - 25% geschätzt (WALTER 2010).

Versatzbau wurde in Bereichen angewendet, in denen eine obertägige Senkung größere Schäden verursacht hätte. Dies sind z.B. Industrieansiedlungen, Eisenbahnlinien und Vorfluter. Mit Versatzbau konnte sichergestellt werden, dass das Maß der Senkung einen auf ein technisch mögliches Minimum begrenzt wurde. Darüber hinaus wurde unter Tage Versatz betrieben, um Selbstentzündungen von Kohle durch Sauerstoffzutritt zu verhindern und eine Verminderung bzw. bessere Beherrschbarkeit von Methan-Entgasungen zu erzielen.

Grundsätzlich ist zu beachten, dass der Entscheidung für Bruch- bzw. Versatzbau regionale Überlegungen zu Grunde liegen.

Im Feld Luisenthal wurde ab 1993 nur noch Blasversatz betrieben, um die saarländischen Bahnlinien zu schützen und um ein weiteres Brennen der Flöze zu unterbinden. Im Feld Ensdorf wird nur Bruchbau betrieben, in Camphausen etwa 50% Bruchbau und 50% Versatzbau und im Feld Reden wurde situationsbedingt entschieden. Im Bergwerk Göttelborn wurde im Ostfeld Versatzbau betrieben, während im Warndt bis etwa -600 mm NN Blas-, Spül- oder auch Schlammversatz durchgeführt wurde. Diese eher umfangreiche Anwendung einer Versatzmethode im Warndt resultiert daraus, dass Teile des Abbaubereiches durch den saarländischen Buntsandstein-Grundwasserleiter überdeckt sind. Zu dessen Schutz wurde nach dem Ausräumen der Kohle der Abbau mit Material versetzt.

Die Größe des obertägigen Einflusses des Steinkohlenabbaus der einzelnen Bergwerksfelder ist Tabelle B-01 zu entnehmen. Die Position und Abgrenzung der Felder wurde vom Bergamt Saarbrücken zur Verfügung gestellt.

Tabelle B-01 Größe der Bergwerksfelder.

	Größe Bergwerksfeld (obertägige Erstreckung)
	km ²
Ensdorf	94,7
Göttelborn	41,2
Reden	72,3
Camphausen	33,6
Luisenthal	14,3
Warndt	44,1
Viktoria	35,7

3.3 Gruben und Flöze, Teufen,

Eine Zusammenstellung heutiger und ehemaliger Gruben findet sich in folgender Auflistung (nach RUTH 1986):

Grube Dudweiler/Hirschbach	Grube von der Heydt
Grube Geislautern	Grube Quierschied
Grube Friedrichsthal	Grube Velsen
Grube Gerhard	Grube Viktoria
Bergwerk Camphausen	Grube Brefeld
Grube Mellin	Grube Altenwald
Grube Maybach	Grube Hostenbach
Grube St. Ingbert	Grube Wellesweiler
Grube St. Barbara	Grube Frankenholz
Grube Kohlwald	Grube König
Grube Heinitz	Grube Dechen
Bergwerk Reden	Bergwerk Ensdorf/Saar

Grube Luisenthal
 Bergwerk Warndt

Grube Göttelborn

Die Region Warndt ist ein ca. 5000 ha großes Waldgebiet beidseitig der saarländisch-lothringischen Grenze zwischen Saarbrücken im NE und Creutzwald im SW. Im Warndt wurde bereits im 1856 in Kleinrosseln mit Steinkohle-Abbau begonnen (WAGNER 2010). Die Bergwerke Warndt und Luisenthal sind über eine durchschlagene Verbindungssohle (-850 m Sohle) hydraulisch miteinander verbunden (WAGNER 2010). Auf Grund der Flutung der französischen Gruben wurde auf dieser Verbindungsstrecke ein Hochdruckdamm für einen Wasserdruck von 110 bar erreicht. Dieser trennt nun das Bergwerk Warndt, und somit auch die französischen Gruben, vom Bergwerk Luisenthal und den nachfolgend hydraulisch angeschlossenen Bergwerken ab. Eine Auswirkung der Flutung auf französischer Seite kann somit bei den genannten Bergwerken weitgehend vermieden werden.

Es gibt im Saarland rund 600 abgeteufte Schächte, mit Teufen von wenigen Zehner Metern bis zu über 1700 m. Für die Hydraulik der Bergwerke im Saarland zeichnen sich jedoch folgende Schächte als bedeutend aus (mündl. Mitt. Herr SCHMITT, Bergamt):

Bergwerk Ens Dorf:	Primsmulde-Schacht	-1256 m NN
	Nordschacht	-1750 m NN
	Südschacht	-665 m NN
	Ney-Schacht	-650 m NN
	Duhamel-Schacht	-868 m NN
	Dilsburg-Schacht	-400 m NN
Bergwerk Göttelborn:	Schacht Göttelborn	-695 m NN
Bergwerk Reden:	Schacht Reden	-600 m NN
Bergwerk Camphausen:	Camphausen-Schacht	-850 m NN
Bergwerk Luisenthal:	Richard-Schacht	-850 m NN
Bergwerk Warndt:	Gustavschacht	-850 m NN
	Warndt-Schacht	-850 m NN

In Abbildung B-04 sind die für die Hydraulik der saarländischen Gruben wichtigen Schächte (mündl. Mittl. H.A. Schmitt, Bergamt), sowie deren obertägiger Einflussbereich durch den Bergbau dargestellt.

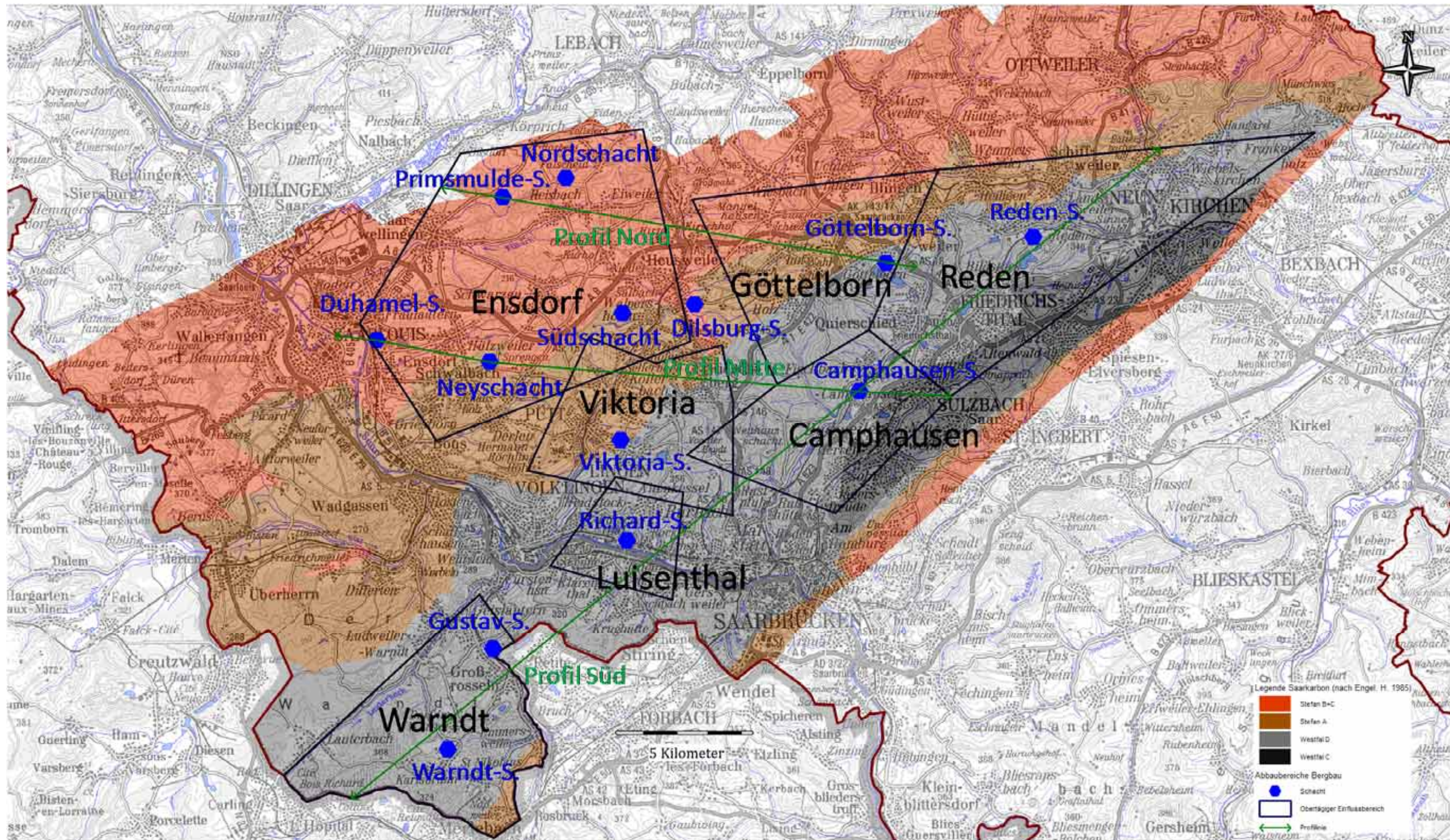


Abbildung B-04 Lageplan mit hydraulisch relevanten Schächten und obertägigem Einflussbereich des untertägigen Kohlebergbaus.

Auf Grundlage der Lage der für die Hydraulik hauptsächlich verantwortlichen Schächte wurden Profile (Abb. B-05 bis B-07) erstellt. Die Lage der Schnitte ist Abbildung B-04 (grüne Linien) zu entnehmen. Die Schnitte geben einen Überblick über die Tiefe des Bergbaus und über das Ausmaß des durch den Bergbau aufgelockerten und beeinflussten Gebirges. Zusätzlich dazu ist, ausgehend von den erreichten Wasserspiegelniveaus in den einzelnen Schächten, ein stark schematisierter Grubenwasserstand eingetragen. Der Wasserstand zwischen den Schächten ist dabei lediglich interpoliert.

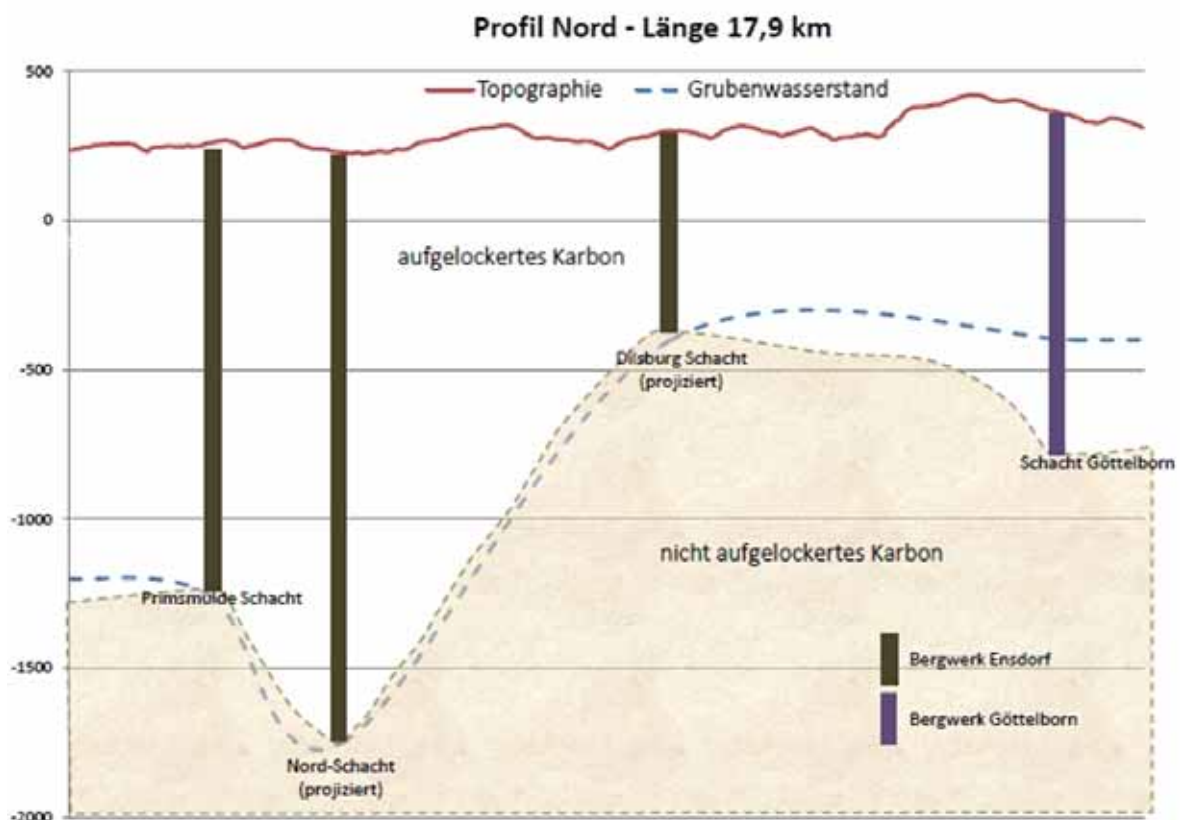


Abbildung B-05 Nördliches Profil.

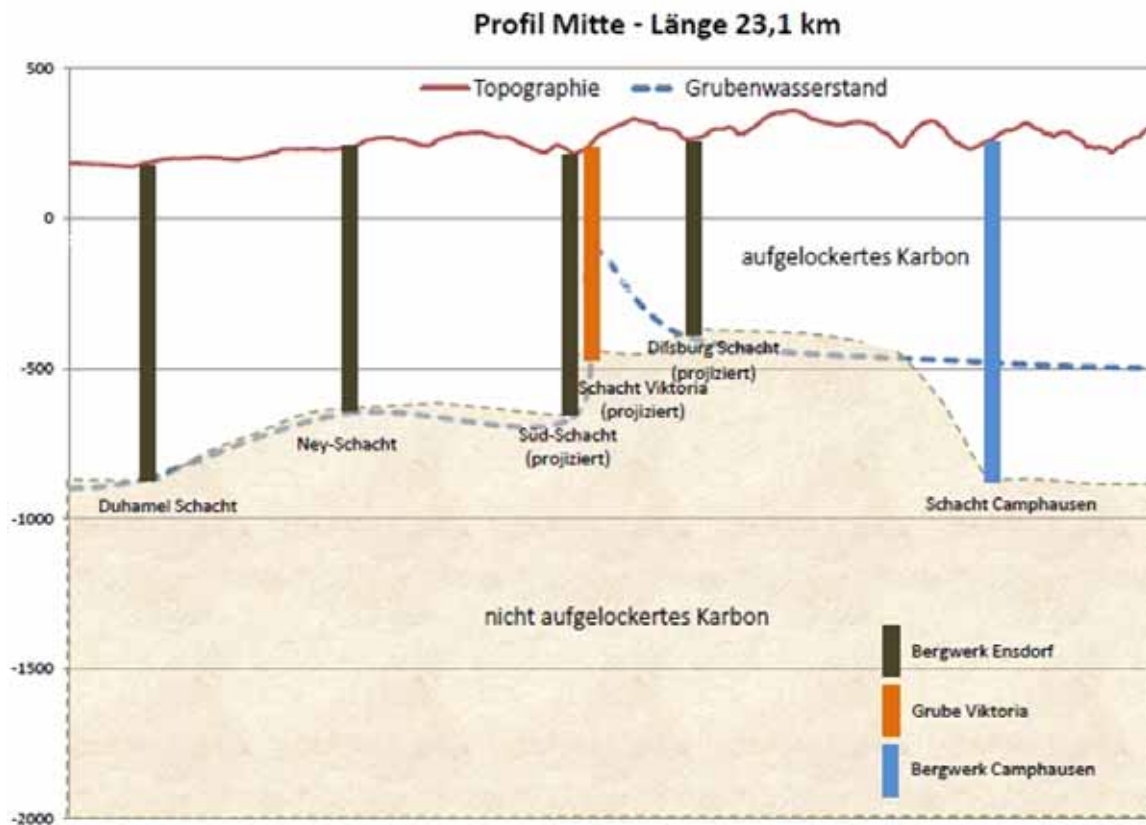


Abbildung B-06 Mittleres Profil.

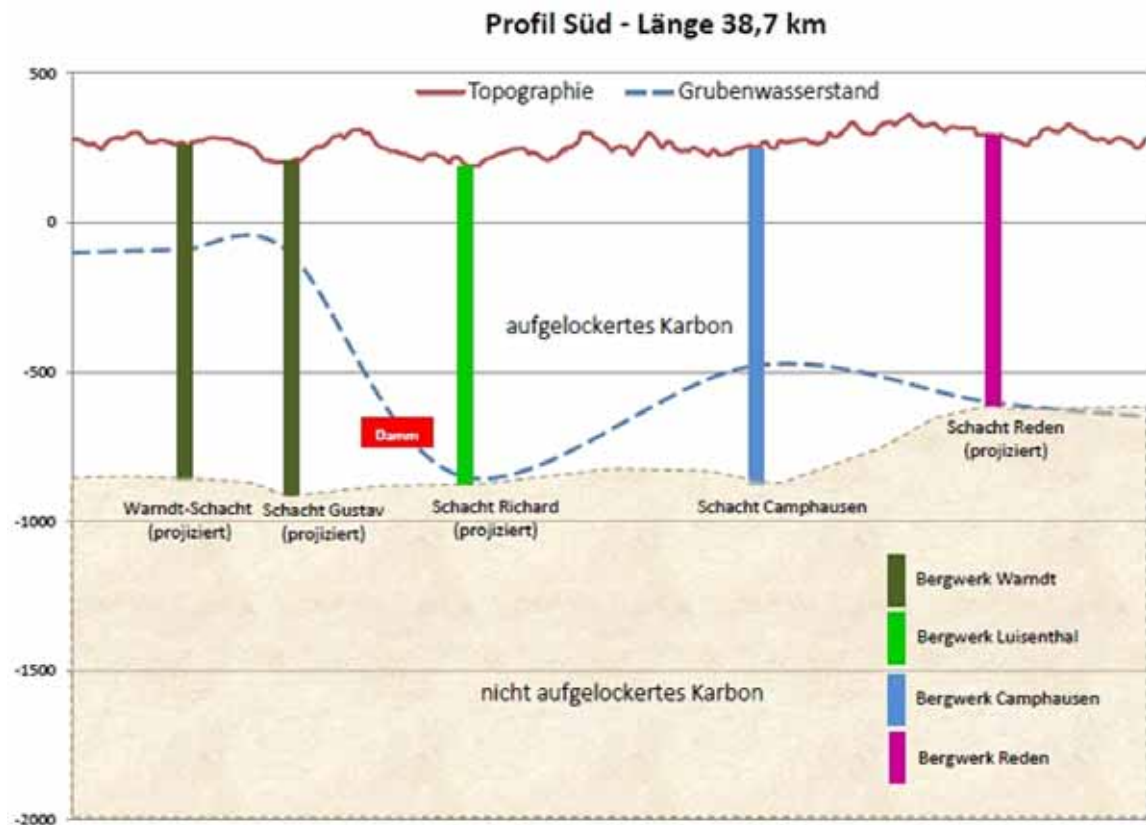


Abbildung B-07 Südliches Profil.

Im Saarkarbon gelten rund 120 Flöze als bauwürdig, diese sind vor allem in den Sulzbacher Schichten des Westfal anzutreffen. Eine Übersicht über die stratigraphische Zuordnung der hauptsächlich abgebauten Flöze findet sich in Abbildung B-08.

Aus der Mächtigkeit der Westfal-Schichten von 2840 m (Gutachten BMFT 1988) ergibt sich eine Gesamt-Mächtigkeit der Kohleflöze von 146,3 m. Die Stefan-Ablagerungen mit einer Mächtigkeit von 2100 m weisen hingegen lediglich eine Gesamtmächtigkeit Kohle von 16,17 m auf.

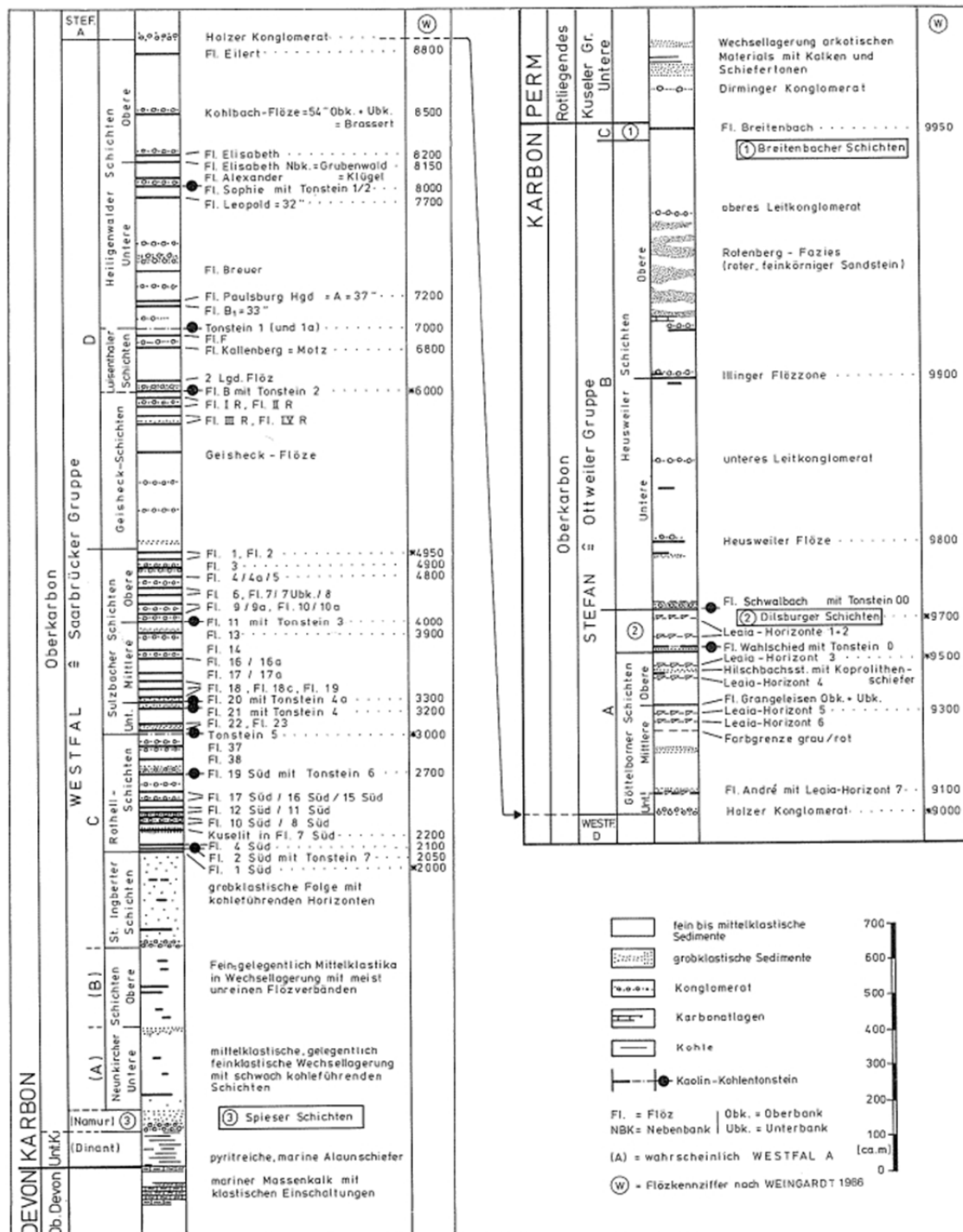


Abbildung B-08 Stratigraphische Gliederung des Saarkarbon, mit Lage der Hauptflöze (ENGEL, 1985).

Der Abbau von Steinkohle begann in den Ausbissbereichen und folgte dann dem Einfallen der Flöze in die Tiefe.

Aus der Fläche des obertägigen Bergwerksfeldes, der mittleren Abbautiefe der Grubenfelder sowie der Annahme einer ‚mittleren Porosität‘ für den gesamten Bereich ergibt sich die Abschätzung des untertägig verfügbaren Hohlraums.

Für diese Darstellung wurde die potentiell speicherbare Wassermenge bei Flutung der Bergwerke auf das Niveau +184 m NN (tiefster Punkt Bergwerk Ensdorf) betrachtet (Tab. B-02).

Bei der ermittelten Mächtigkeit des abgebauten bzw. bergbaulich verritzten Gebirges wurde berücksichtigt, dass nach Angaben des Bergamtes Saarbrücken der Bergbau im Feld Göttelborn nur bis auf -400 m NN umging, während der Schacht Göttelborn eine größere Teufe erreicht. Bei den übrigen Bergbaufelder stimmt die Bergbauteufe im Wesentlichen mit der Teufe des/der tiefsten Schachtes/Schächte überein.

Tabelle B-02 Ermittelte Hohlräume für die einzelnen Bergbaufelder bei Flutung auf +184 m NN.

	Abbaueinfluss- bereich obertägig	mittlere Abbau- mächtigkeit	Gesteins- volumen	abgeschätzte ‚Porosität‘	Hohlraum
	km ²	km	km ³	-	km ³
Ensdorf	94,7	1,13	106,5	0,001	0,106
Göttelborn	41,2	0,58	43,6	0,001	0,024
Reden	72,3	0,89	64,2	0,001	0,057
Camphausen	33,6	1,12	37,5	0,001	0,035
Luisenthal	14,3	1,06	15,1	0,001	0,015
Warndt	44,1	1,11	48,9	0,001	0,046
Viktoria	35,7	0,70	25,0	0,001	0,024

Die Werte für diese Hohlraum-Abschätzung setzen sich wie folgt zusammen:

- *mittlere Abbaumächtigkeiten: Bergamt Saarland, Angaben zu Grubenteufen*
- *abgeschätzte ‚Porosität‘: aufgelockertes, verritztes Gebirge (Ruhrkarbon): 0,001 (Abschätzung, angelehnt an CLAUSER et al. 2005)*

Die Größe des ermittelten Hohlraums bei **Flutung auf das Niveau +184 m NN** stellt ein gesamtes potentielles Volumen zur Wasserspeicherung von rund $260 \cdot 10^6$ Litern zur Verfügung. Diese Zahl berücksichtigt den gesamten Hohlraum, abzüglich der potentiell speicherbaren Wassermenge im Bereich Warndt. Da das Warndt hydraulisch von den restlichen Bergwerken über einen Damm abgetrennt ist, steht dieses Wasser nicht im Kontakt mit den weiteren Fließpfaden und kann lediglich über eine Einzelmaßnahme aber

nicht im Verbund der weiteren Bergwerke erschlossen werden. Eine Übersicht der Wassermengen aufgeteilt für die einzelnen Bergwerksfelder ergibt sich nach Tabelle B-03:

Tabelle B-03 Potentielle speicherbare Wassermengen für die einzelnen Bergwerke bei Flutung auf +184 m NN.

	Hohlraum		Wassermenge
	km ³	m ³	[10 ⁶] Liter
Ensdorf	0,106	105.627	105,6
Göttelborn	0,024	24.061	24,1
Reden	0,057	56.707	56,7
Camphausen	0,035	34.691	34,7
Luisenthal	0,015	14.766	14,8
Warndt	0,046	45.568	45,6
Viktoria	0,024	24.398	24,6

Diese grobe Abschätzung der vorhandenen Hohlräume stellt nur einen vereinfachten Betrachtungsschritt dar. Die Verwendung einer ‚abgeschätzten Porosität‘ von 0,001 (Tab. B-02) nach CLAUSER et al. (2005) ist dabei wesentlicher Bestandteil der Betrachtung, wurde jedoch nicht in der Saarkohle selbst ermittelt. Eine Anpassung an lokale Gegebenheiten ist bei geeigneter Datengrundlage unter Umständen notwendig. Weitere Auswertungen, z.B. die in den Grubenrissen eingetragenen exakten Abbaubereiche, sind für eine präzisere Abschätzung der Hohlräume notwendig. Dies ist im Rahmen und Umfang dieses Projektes nicht möglich. Zusätzlich erfolgte auch bereits eine Ermittlung der Hohlräume im Rahmen einer Studie der DSK, diese konnte jedoch für diese Potenzialstudie nicht zur Verfügung gestellt werden.

Eine weitere Methode zur Hohlraumermittlung erfolgte aus der Betrachtung der abgebauten Kohlemengen. Aus der Studie des BMFT aus dem Jahr 1988 gehen abgebaute Kohlemengen für den Bergbaubereich des Saarlandes bis zu diesem Zeitpunkt von insgesamt $672 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ hervor, wobei die Angaben für die Standorte Göttelborn und Reden von den Verfassern abgeschätzt wurden. Nach Mitteilung des Bergamtes Saarland beläuft sich die Fördermenge von Kohle in den nachfolgenden Jahren bis 2004 auf rund $8 \cdot 10^6 \text{ t}$ pro Jahr, dies entspricht einem Volumen von $5,9 \cdot 10^6 \text{ m}^3$. Bis zum Rückgang/Stilllegung der Hauptförderung im Jahr 2004 ergibt sich somit eine zusätzliche Fördermenge von $94,8 \cdot 10^6 \text{ m}^3$. Die geschätzte Gesamtfördermenge bis zum Jahr 2004 beläuft sich somit auf $766,8 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ Kohle. Dieses Volumen steht jedoch nicht vollständig einer Speicherung von Wasser zur Verfügung. Nach WALTER (2010) verbleiben etwa 20 bis 25% des durch das Ausräumen der Kohle resultierenden Hohlraums nach erfolgtem Abbau (im Bruchbauverfahren). Bei der Verwendung von 25% resultierendem Hohlraum ergibt sich damit ein Gesamtvolumen von rund $191 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ und daraus $191 \cdot 10^9$ Liter potentiell speicherbares Wasser. Aufgeteilt auf die verschiedenen Bergwerke ergibt sich folgende Situation (Tabelle B-04):

Tabelle B-04 Potentiell speicherbare Wassermenge, errechnet aus Kohleabbauungen.

	abgebaute Kohlemenge	resultierender Hohlraum	Wassermenge	
	[10 ⁶] m ³	[10 ⁶] m ³	[10 ⁶] Liter	[10 ⁹] Liter
Ensdorf	167,50	41,88	41.875	41,88
Göttelborn	113,50	28,38	28.375	28,38
Reden	113,50	28,38	28.375	28,38
Camphausen	103,50	25,88	25.875	25,88
Luisenthal	83,50	20,88	20.875	20,88
Warndt	121,50	30,38	30.375	30,38
Viktoria	63,50	15,88	15.875	15,88

Die unterschiedlichen Methoden der Hohlraumermittlung haben stark unterschiedliche Ergebnisse hervorgebracht. Um eine größenordnungsmäßige Einschätzung der aufgeführten Werte treffen zu können, wurden daher zum Vergleich Hohlraumermittlungen aus dem Aachener-Limburger-Revier herangezogen. Für die dortigen Gruben wurden in einer Tiefe von 500 bis 1000 m Hohlräume mit $25 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ angegeben (Mitteilung Frau Rensing). Die von den Verfassern abgeschätzten Hohlräume nach Tab. B-03 belaufen sich in Summe auf $0,26 \cdot 10^6 \text{ m}^3$, die ermittelten Hohlräume aus den abgebauten Kohlemengen aus Tab. B-04 auf $191,66 \cdot 10^6 \text{ m}^3$. Die vorliegenden Abschätzungen liegen damit in einer ähnlichen Größenordnung, wenn auch zum Einen die Kohlereviere untereinander nur schwer vergleichbar sind und zum Anderen die verwendeten Methoden der Hohlraumabschätzung sehr unterschiedlich sind. Da es den Verfassern nicht möglich ist, eine Aussage darüber zu treffen, welche Methode die präzisere Abschätzung liefert, wird für die geothermische Ressource Grubenwasser mit der Hohlraumermittlung aus Tab. B-03 gearbeitet. Diese Methode liefert die geringeren Hohlräume und damit auch geringere verfügbare Wassermengen und wird daher als konservativer Ansatz gewählt. Zudem wird nach Mitteilung des Bergamtes Saarbrücken die Hohlraumbetrachtung der DMT auf ähnliche Weise durchgeführt, allerdings konnten diese Ergebnisse nicht zur Verfügung gestellt werden (siehe Block B Kapitel 2).

3.4 Hydrogeologie und Wasserhaltung der Bergwerke

Durch das Auffahren der Bergwerke mit Stollen, Schächten und Abbaubereichen wurden permeable Bereiche in der vorher nahezu undurchlässigen karbonischen Gesteinsformation geschaffen (Abb. B-09). Nach WAGNER & KÖNIG (2009) ist die Durchlässigkeit des Stefan mit $5 \cdot 10^{-6} \text{ m/s}$ (Einheit zusammengefasst mit Oberrotliegend und Unterrotliegend) und die Durchlässigkeit des Westfal mit $5 \cdot 10^{-7} \text{ m/s}$ anzusetzen und liegt damit deutlich über den Durchlässigkeiten von WALTER (2010). Dies ist damit zu erklären, dass für das hydrogeologische Modell vor allem oberflächennahe Gesteinseinheiten und deren Eigenschaften berücksichtigt wurden. Das Karbon hat insgesamt eine mit der Teufe abnehmende Durchlässigkeit, so dass die Werte von WALTER (2010) für unverritztes Karbon in größerer Tiefe anzusehen sind.

Gebirgsbereich	geschätzte Durchlässigkeit
unverritztes Gebirge	10^{-12} 10^{-14} m/s
Gebirge über den ausgekohlten Streben durch die Senkungsprozesse durchbewegt, erhöhte Durchlässigkeit	10^{-6} – 10^{-9} m/s
im Bruchversatz ausgekohlte Strebe großflächige Drainage-Elemente mit stark erhöhter Durchlässigkeit (Resthohlraumvolumen 20%)	10^{-6} m/s
Stollen und Schächte großräumiges System kommunizierender Röhren, deren Durchlässigkeit je nach Verfüllung langfristig, z.T. auch spontan, abnehmen kann	$>10^{-6}$ m/s

Abbildung B-09 Geschätzte Durchlässigkeiten im vom Bergbau beeinflussten Gebirge (WALTER 2010).

In den aufgelockerten, verritzten Bereichen können (große) Wassermengen infiltriert werden. Durch den Bergbau und die damit einhergehende Wasserhaltung wurde der Grundwasserspiegel i.d.R. um mehrere hundert Meter gegenüber den Vorflutern abgesenkt. Nach der Einstellung der Wasserhaltung nach Beendigung der aktiven bergmännischen Tätigkeit ist mit einem natürlichen Grundwasserwideranstieg zu rechnen. Die heutige hydrogeologische Situation lässt sich schematisch in Abbildung B-10 erkennen.

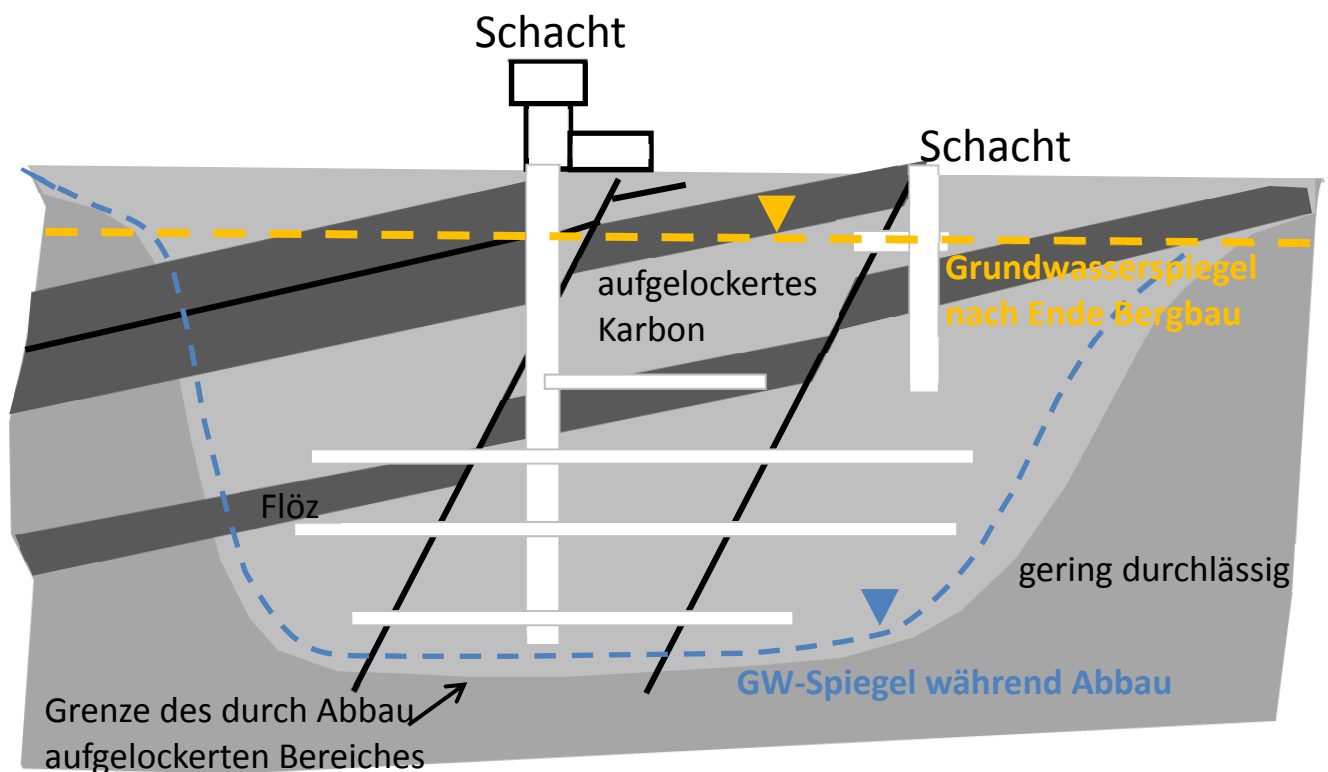


Abbildung B-10 Schematische Darstellung der hydraulischen Situation (abgeändert nach CLAUSER et al. 2005).

Um den Abbau von Steinkohle am Standort Ens Dorf zu gewährleisten, muss das Bergwerk bis in große Tiefen wasserfrei gehalten werden. Hierzu wird an den Standorten Camphausen, Viktoria, Luisenthal und Reden Wasserhaltung betrieben. Der wesentliche Anteil des geförderten Grubenwassers entfällt dabei auf den Standort Reden (Abb. B-11). Das anfallende Grubenwasser in den ehemaligen Betriebsfeldern des stillgelegten Bergwerkes Göttelborn wird in variablen Teilströmen an den Standorten Reden und Ens Dorf gehoben. Das im Bergwerk Ens Dorf anfallende Grubenwasser von rd. 1 Mio.m³/a wird über den Schacht Duhamel in die Saar eingeleitet (Email H.A. Schmitt, 02.12.2010). Der Wasserstand in den Schächten ist den Profilschnitten (Abb. 12-14) zu entnehmen.

Die Fördermengen (Zeitraum 2000-2008, Mitteilung Bergamt Saarbrücken) setzen sich wie folgt zusammen (Tab. B-05):

Tabelle B-05 Fördermenge der Wasserhaltungen.

Standort	Fördermenge			
	[l/s]	[m ³ /h]	[m ³ /d]	10 ⁶ [m ³ /a]
Camphausen	57,6	208	4.980	1,82
Reden	322,5	1.161	27.862	10,17
Viktoria	60,2	217	5.198	1,9
Luisenthal	6,1	22	527	0,19

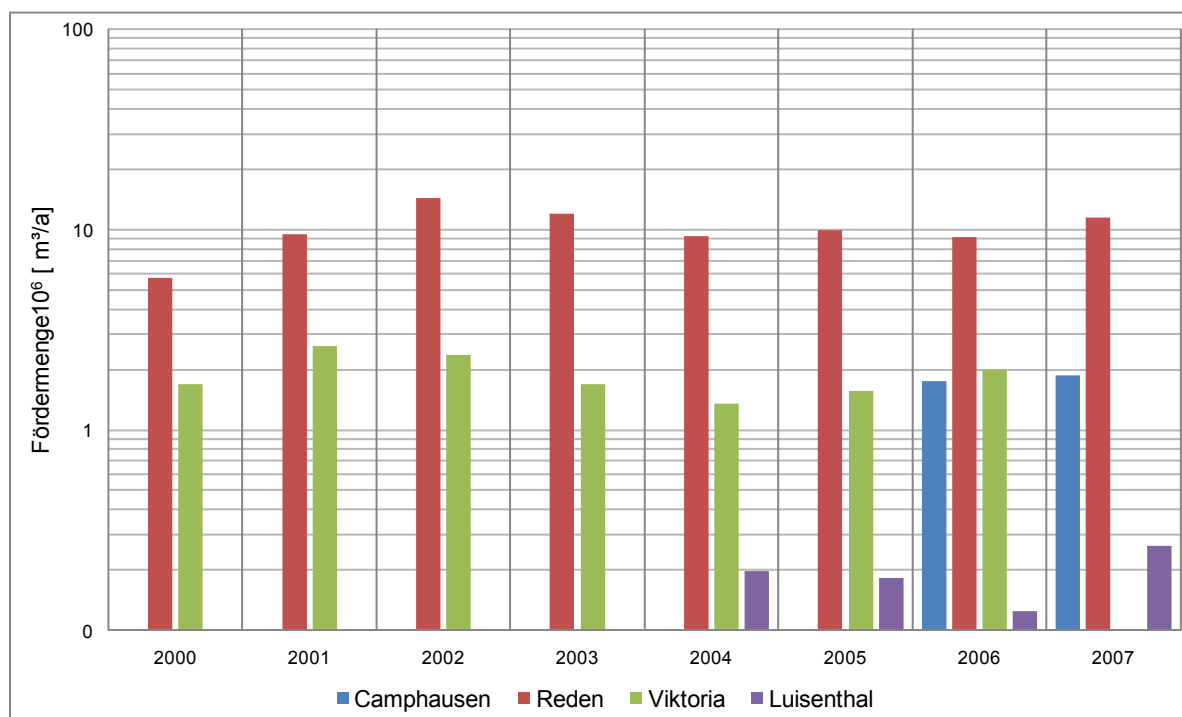


Abbildung B-11 Gemittelte jährliche Zulaufmenge, Daten Bergamt Saarbrücken.

Mit einer Vertiefung des Bergbaus im Laufe der Zeit wurden relativ betrachtet keine größeren Fördermengen erzielt, da das geförderte Grubenwasser weitestgehend aus versickertem Niederschlag besteht. Lediglich durch eine flächenmäßige Erweiterung des bergbaulichen Einwirkungsbereiches (Vergrößerung des Niederschlag-Einzugsgebietes) haben sich über

Jahrzehnte die Zulaufmengen in die Gruben erhöht. Es liegen jedoch keine Daten über die Zunahme während des langen Betriebsrahmens (mündl. Mitteilung Bergamt Saarbrücken) vor.

Das Bergwerk Reden ist bis zu einer Teufe von rund 700 m befahrbar. Die Wasserhaltung, wie sie zurzeit besteht, muss noch mindestens bis ins Jahr 2013 weiter betrieben werden. Das Ende des aktiven Abbaus auf Bergwerk Reden ist für den 30. Juni 2012 vorgesehen, danach ist der Rückbau bis Mitte 2013 geplant. Eine Flutung des Bergwerkes bis auf +184 m NN (tiefster Punkt Ens Dorf) ist möglich, genaue Planungen zur Wasserhaltung über das Jahr 2013 sind derzeit durch die Firma RAG AG in Arbeit. Nach der Flutung werden nach Auskunft des Bergamtes keine großflächigen Vernässungszonen (vergleichbar mit Szenarien im Ruhrgebiet) entstehen. Das gegebenenfalls am Standort Ens Dorf überlaufende Grubenwasser soll über den Vorfluter Saar abgeleitet werden.

In den 1970er Jahren gab es einen Sohlensprung. Der Bergbau wurde im Wesentlichen auf allen Bergwerken in größere Tiefen verlagert. Daher beziehen sich Angaben vor diesem Sohlensprung auf geringere Fließwege und Fließzeiten des Wassers. Aus einem Tracerversuch in den 1960er Jahren ergibt sich eine Fließzeit des Wassers vom fallenden Niederschlag/der Versickerung ins Grubengebäude bis zum Erreichen der Pumpen von rund 6 Wochen. Auf Grund des Sohlensprungs ist jedoch heute mit einer etwas längeren Verweilzeit (geschätzt 8 Wochen, Mitteilung Bergamt Saarbrücken) zu rechnen. Die Angaben der Temperaturen von HÜCKEL & KAPPELMAYER (1966) stammen ebenfalls aus der Zeit vor dem Sohlensprung, es zeigt sich jedoch auch mit größerer bergbaulicher Tiefe keine Veränderungen in den Temperaturen der Grubenwässer.

An der Einleitstelle in den Vorfluter wird das an Grube Viktoria gehobene Mischwasser hydrochemisch beprobt (zwei vollständige Analysen vorliegend, Daten Bergamt Saarbrücken)) und analysiert (mehrfache Messung der Vor-Ort-Parameter pH-Wert, elektrische Leitfähigkeit, Temperatur, Daten Bergamt Saarbrücken). Das Wasser an diese Stelle hat einen durchschnittlichen pH-Wert von etwa 7 und weist eine relativ stark schwankende elektrische Leitfähigkeit zwischen 1200 $\mu\text{S}/\text{cm}$ und 3900 $\mu\text{S}/\text{cm}$ auf. Die Temperatur des gehobenen Mischwassers liegt zwischen 10,9 und 21,6°C, im Mittel jedoch bei 18,25°C. Aus den beiden ausgewerteten Vollanalysen geht hervor, dass das Wasser von Chlorid und Sulfat (Summe Cl^- und SO_4^{2-} [$>50\text{ceq}\%$]) dominiert wird (Abb. B-12). Die beiden Wasserproben haben folgende Vor-Ort-Parameter (Tab. B-06):

Tabelle B-06: Vor-Ort-Parameter Probenahmen.

Probe	Temperatur [°C]	pH-Wert	elektrische Leitfähigkeit [$\mu\text{S}/\text{cm}$]
Analyse 17.02.2010	16,8	6,90	2000
Analyse 20.05.2010	20,0	6,92	2840

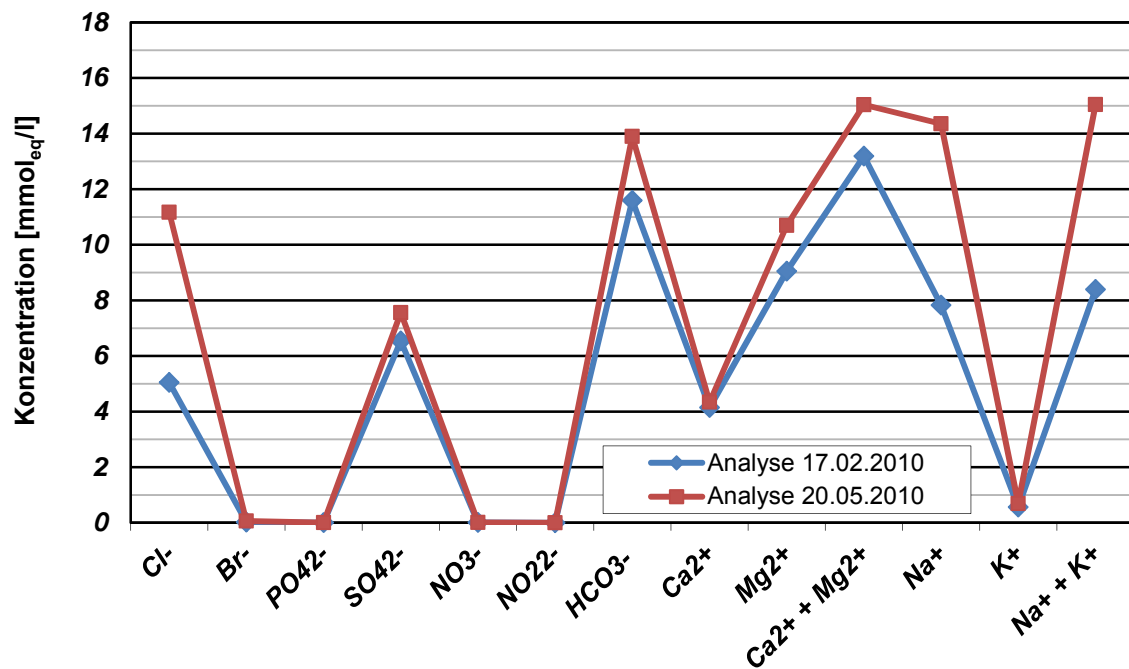


Abbildung B-12 Schöller-Diagramm des Grubenwassers, Einleitstelle Viktoria.

Das Piper-Diagramm des Grubenwassers (Abb. B-13) ermöglicht eine hydrochemische Charakterisierung des Wassers nach FURTAK & LANGGUTH (1967).

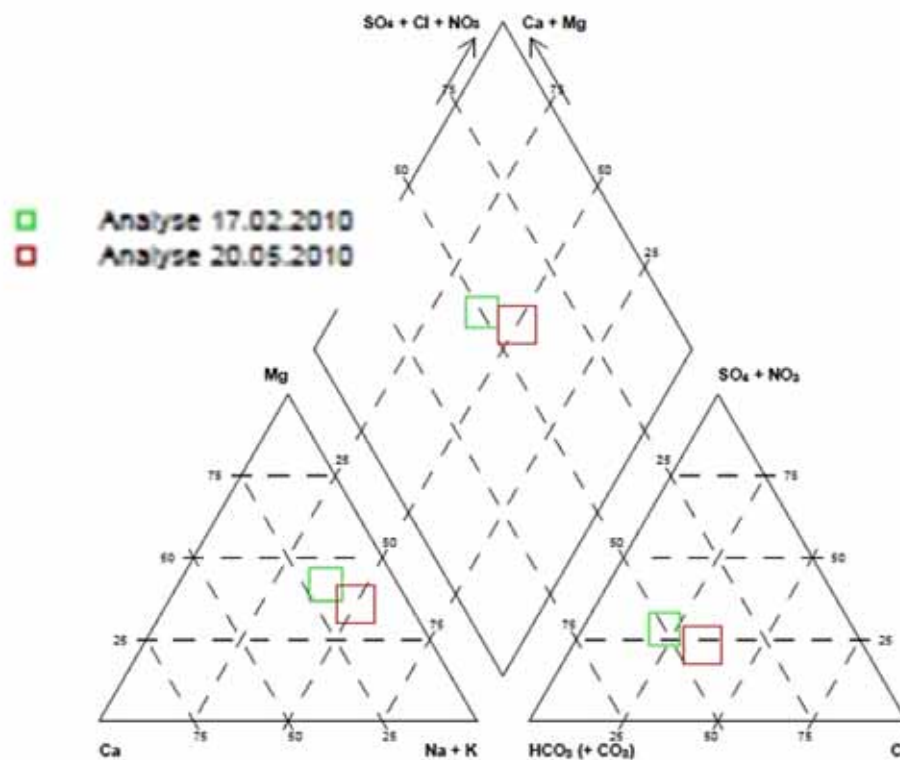


Abbildung B-13 Piper-Diagramm des Grubenwassers, Analysen Einleitstelle Viktoria.

Das Wasser der Analyse vom 17.02.2010 (grün) ist damit als ein überwiegend sulfatisch/chloridisches erdalkalisches Wasser mit höherem Alkaligehalt anzusprechen, während das Wasser der Analyse vom 20.05.2010 (rot) sich schon im Übergangsbereich zu einem überwiegend sulfatisch/chlorischem, alkalischen Wasser befindet. Dieser Unterschied liegt an der deutlich höheren Konzentration von Natrium im Wasser der Analyse vom 20.05.2010.

Für das hydraulisch von den restlichen Bereichen abgetrennte Warndt und die französischen Gruben ist von einem abweichenden Chemismus auszugehen, da die dort eingestauten Wässer einer anderen Wasserprovinz angehören (Mitteilung Bergamt Saarbrücken).

4. Geothermie im Bergbau (Kohle)

Die geothermische Nutzung von Grubenwasser aus gefluteten Bergwerken lässt sich nicht eindeutig einer Form der Geothermie zuordnen. Zum einen reicht der Bergbau in Tiefen von mehr als 1000 m und das aufsteigende und nachströmende Grundwasser stammt aus dieser Tiefe (= tiefe Geothermie). Zum anderen jedoch fließt das Wasser zumeist oberflächennah aus dem Tiefen Stollen des Bergwerkes und wird dort einer Nutzung zugeführt (= oberflächennahe Geothermie).

Die kontinuierliche Temperaturzunahme mit der Tiefe wird über den geothermischen Gradienten beschrieben, er beträgt in Mitteleuropa durchschnittlich 3°C pro 100 m Tiefe (Erdkruste). In geothermisch günstigen Gebieten (z.B. Oberrheingraben, Deutschland; Larderello, Italien; Rift Valley, USA) sind z. T. lokal deutlich höhere geothermische Gradienten vorhanden (HERZOG 2005). Da Gestein und Boden schlechte Wärmeleiter sind, ist bereits in geringen Tiefen unter der Erdoberfläche (ca. 20 m) keine direkte Temperaturbeeinflussung durch Sonneneinstrahlung mehr vorhanden. Diese regional unterschiedliche Temperaturverteilung im Untergrund ist von zahlreichen geologischen Parametern wie Geodynamik, Gesteinseigenschaften, Tektonik u. a. (HERZOG 2005) abhängig. Beeinflusst wird das Verhalten von Boden und Gestein bei Wärmeentzug vor allem von der, selbst wiederum vom Wassergehalt abhängigen, Wärmekapazität (c_p), der Wärmeleitfähigkeit (λ) (Tab. B-07) und der Dichte (ρ) des Untergrundes. In einem wassergesättigten Boden liegen höhere Wärmeleitfähigkeiten und größere Dichten (zwischen 30 und 50%) im Vergleich zum trockenen bzw. nicht-wassergesättigten Boden vor, wobei dies abhängig von der jeweiligen Bodenart ist (BAUMANN et al. 2007).

Tabelle B-07 Wärmeleitfähigkeiten (nach DAMBERGER 1967).

Gesteinsart	Lokale Bezeichnung	Wärmeleitfähigkeit [W/mK]
Kohle	Kohle	0,29
	Brandschiefer	1,26
Siltstein	Schieferton	2,09
Sandiger Siltstein	Sandiger Schieferton	2,51
Stark sandiger Siltstein	Sandschieferton	2,93
Sandstein	Sandstein	3,35
Konglomerat	Konglomerat	4,61

In Block A Kapitel 2 wird die Berechnung des geothermischen Wärmeflusses, aber auch die Gesteinseigenschaften der Gesteine im Untersuchungsgebiet (wie z.B. Wärmeleitfähigkeit) ausführlich beschrieben.

Die Gebirgstemperaturen im Saarkarbon liegen im Niveau -400 m NN zwischen 20° und 40°C. Es existieren zwei Temperaturmaxima, zum Einem im Zentrum des Abbaugebietes und zum Anderen parallel zum Streichen der Sedimente von SW nach NE. Das nordöstliche Temperaturmaximum konnte auch im Niveau -600 m NN (etwa 860 m Tiefe) festgestellt werden (HÜCKEL & KAPPELMEYER 1966).

Die gemessenen und errechneten ursprünglichen Gebirgstemperaturen der saarländischen Bergwerke weisen in einer bestimmten Tiefe große Unterschiede auf. So existieren z.B. bei 400 m NN (etwa 660 m Tiefe) lokal Unterschiede von bis zu 20°C (Abb. B-14)

Die Buntsandstein- und Rotliegend-Decksedimente weisen eine sehr gute Wärmeleitfähigkeit auf, hier liegt der geothermische Gradient zwischen 1,0 und 2,5°C/100 m. Die Ablagerungen des Karbon hingegen, Wechselfolgen aus Konglomeraten, Sandsteinen, Schiefertone und Kohle, haben eine geringe Wärmeleitfähigkeit, der geothermische Gradient liegt zwischen 3,3 und 4,0°C/100 m (HÜCKEL & KAPPELMEYER 1966).

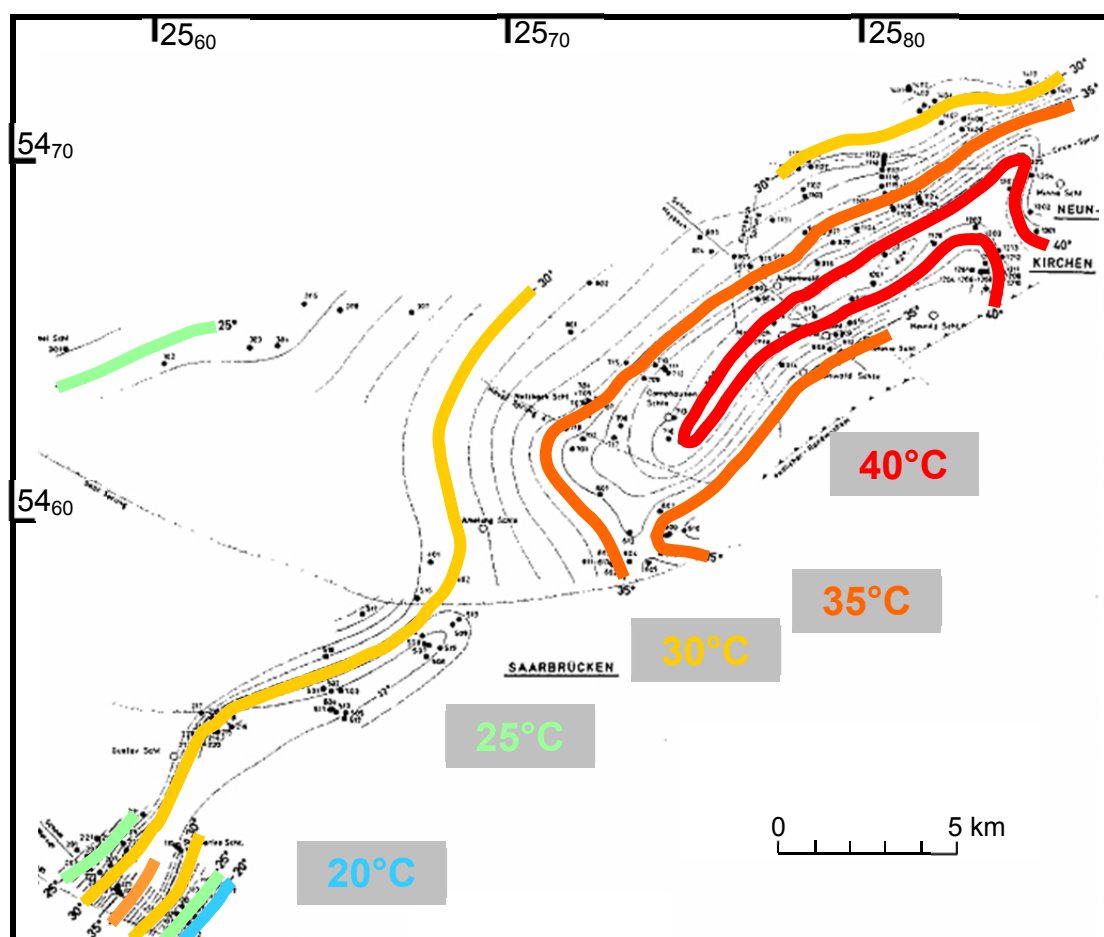


Abbildung B-14 Geoisothermenverlauf im Niveau -400 m NN
(mittlere Tiefe etwa 600 m) (HÜCKEL & KAPPELMEYER 1966)

4.1 Aktueller Stand (Bergwerk Reden)

Am Standort Reden wird mit dem anfallenden Grubenwasser bereits eine Geothermieranlage betrieben. Diese heizt die Bergwerksgebäude sowie das angrenzende Museum Gondwanaland-Prähistorium.

4.2 Temperaturen und Ressourcen

Nach Einstellung der Wasserhaltung steigt der Grund-/Grubenwasserspiegel an und es kann sich eine Dichteschichtung des Wassers einstellen. Höher mineralisiertes, wärmeres (annähernd stagnierendes) Grundwasser wird von geringer mineralisiertem, kälterem, oberflächennahem Grundwassern mit geringerer Dichte überlagert. Aktuell wird an den Standorten mit Wasserhaltung ein Mischgrubenwasser mit einer Temperatur von durchschnittlich 25°C (ohne Mengengewichtung) gefördert, wobei die Temperatur am Standort Camphausen etwas über 34°C und am Standort Viktoria durchschnittlich 18°C erreichen (Abb. B-15). Diese Temperaturunterschiede lassen sich durch die unterschiedliche Größe der Bergwerksanlagen und durch dadurch unterschiedliche Verweilzeiten des Wassers im Untergrund erklären.

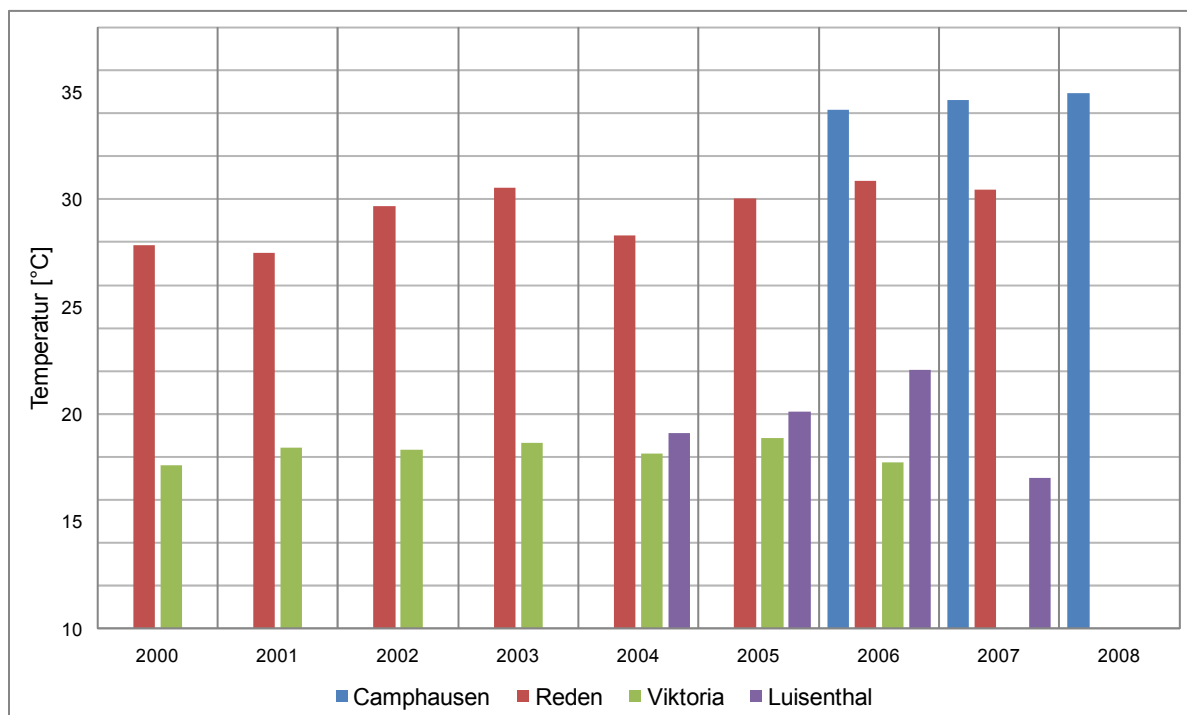


Abbildung B-15 Temperatur Grubenwasser, gemessen an Förderstelle, Daten Bergamt Saarbrücken.

4.3 Ressourcen (Beispiele)

Die in den hier beschriebenen Beispielen ermittelten Entzugsleistungen stellen zum einen nur eine Abschätzung dar. Zum anderen sind diese Zahlen als geothermische Ressource zu betrachten. Ob und wie weit diese Ressource unter wirtschaftlichen und technischen Gesichtspunkten als Reserve genutzt werden kann, wird an dieser Stelle nicht beurteilt.

Beispiel 1: aktueller Stand der geförderten Wassermengen und -temperaturen

In Tabelle B-08 sind die geförderten Wassermengen an den Standorten Camphausen, Reden, Viktoria und Luisenthal aufgeführt (Mittelwerte aus den Jahren 2000-2008). Bei einer Abkühlung um 15K ergeben sich daraus folgende potentielle Entzugsleistungen (Abb. B-16):

Tabelle B-08 Entzugsleistungen bei bestehender Wasserhaltung.

Standort	Temperatur	geförderte Wassermenge	Abkühlung	Wärmekap. Wasser	Entzugsleistung
	[°C]	[l/s]	[K]	[J/K*g]	[kW _{geo}]
Camphausen	34,6	58	15	4,1826	3.639
Reden	29,4	322	15	4,1826	20.202
Viktoria	18,3	60	15	4,1826	3.764
Luisenthal	19,6	6,1	15	4,1826	383

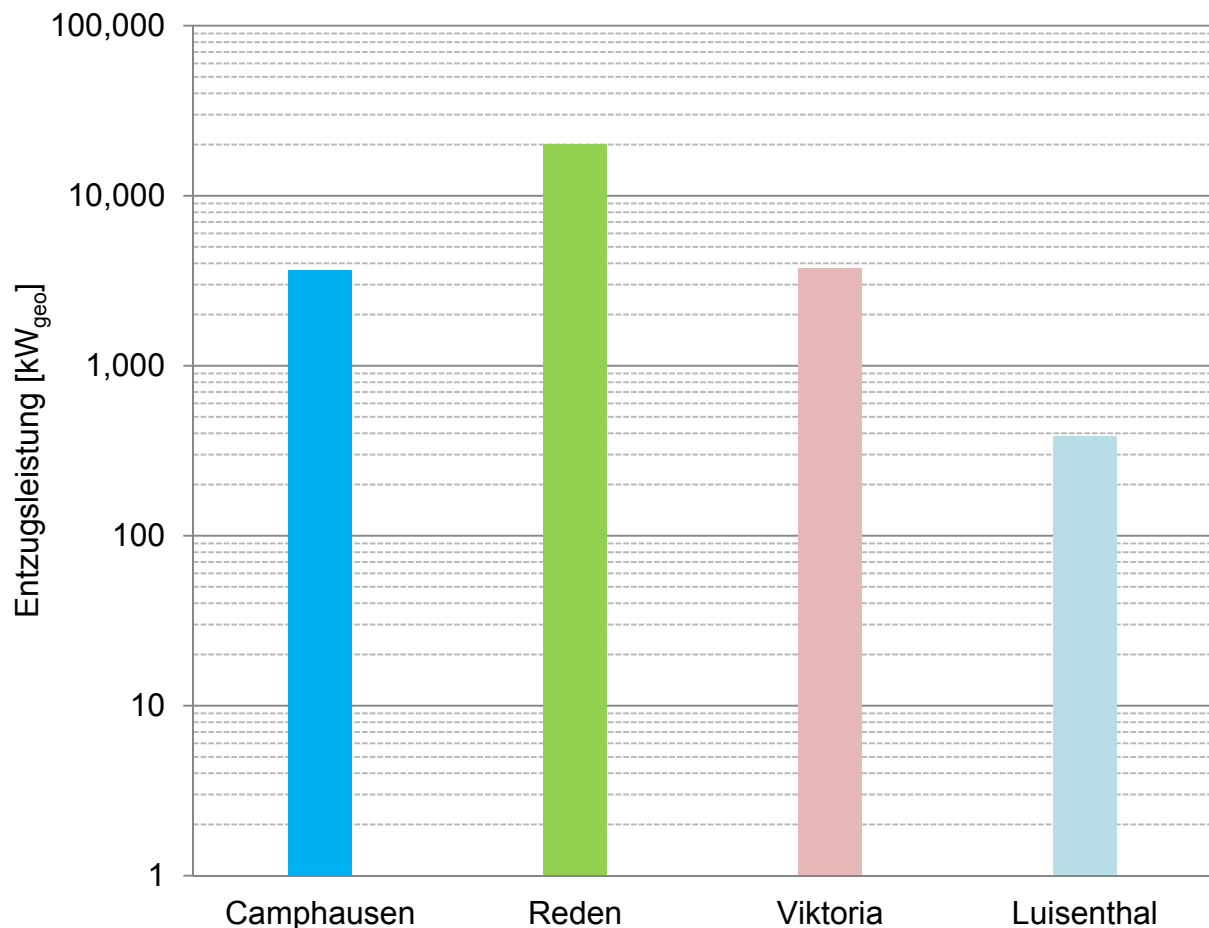


Abbildung B-16 (geothermische) Entzugsleistung (logarithmisch) der geförderten Wassermenge der jeweiligen Standorte bei einer Abkühlung um 15K.

Beispiel 2: Flutung (bis auf das Niveau +184 m NN)

Bei der in Tabelle B-09 aufgeführten Flutung wird die potentielle Wärmeenergie für den einmaligen Entzug der gesamten, in die Bergwerke eingestauten, Wassermenge berechnet (ohne Warndt). Dabei wird einmal die minimale Abkühlung des Grubenwassers von 15K betrachtet und zum anderen, ausgehend von der erwarteten höheren Grubenwassertemperatur nach der Flutung eine Abkühlung von 25K (Abb. B-17).

Tabelle B-09 Wärmeenergien Flutung.

Flutung	Wasser-menge	Abkühlung	Wärmekap. Wasser	Wärmeenergie	
				[kWh]	[GWh]
+184 m NN	260.000.000	15	4,1826	4.531.150	4,53
+184 m NN	260.000.000	25	4,1826	7.551.917	7,55

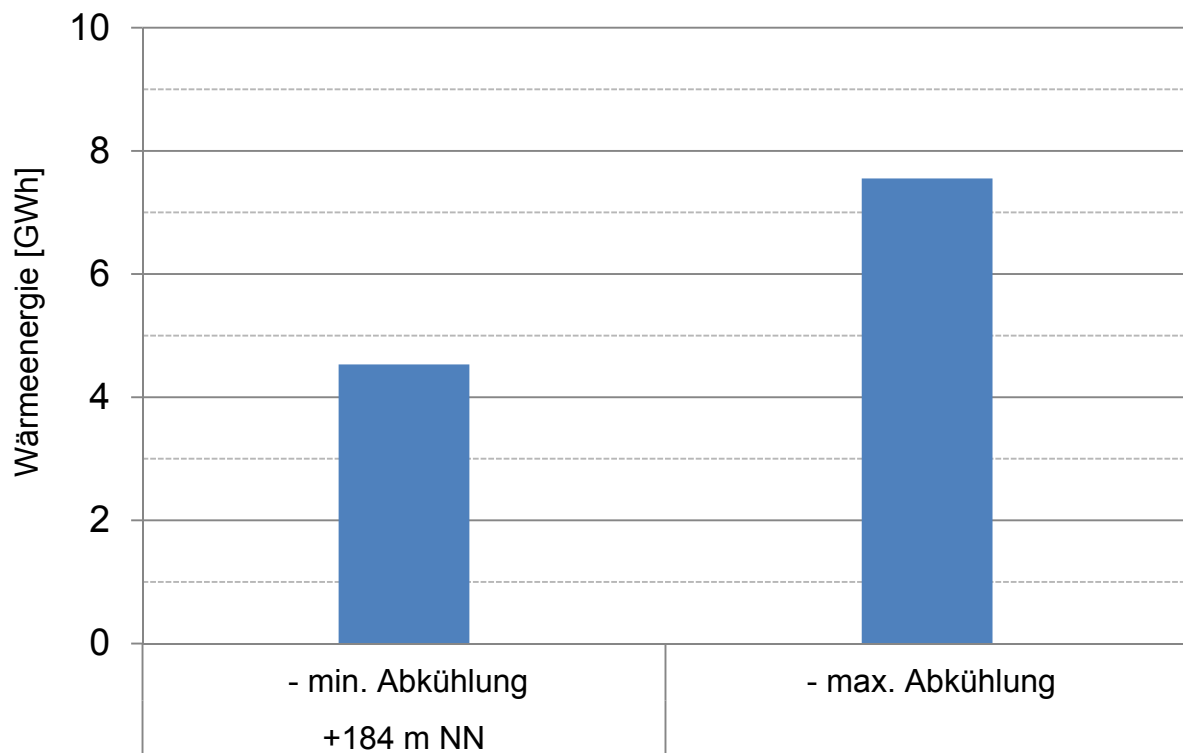


Abbildung B-17 Wärmeenergien bei einmaligem Entzug der gesamten eingespeicherten Wassermenge.

Neben der Betrachtung der gesamten Hohlraum-Anteile wurden auch für die einzelnen Bergwerke die resultierenden Wärmeenergien (Tabelle B-10) ermittelt. Dabei wurden jeweils eine minimale Abkühlung von 15K und eine maximal mögliche Abkühlung betrachtet (Abb. B-18). Die Höhe der maximal möglichen Abkühlung ergibt sich dabei nach Absprache mit Herrn Walter, (Landesamt für Umwelt und Arbeit, Saarland) aus der nach der Flutung in den einzelnen Bergwerksbereichen erwarteten Grubenwassertemperatur. Ebenso wurde berücksichtigt, dass das Grubenwasser nicht unter 10°C abgekühlt werden sollte (siehe

Nutzungsbetrachtungen). Bei den Gruben Ens Dorf, Warndt und Viktoria gibt es aus diesen Gründen eine Übereinstimmung von minimaler und maximaler Auskühlung.

Tabelle B-10 Wärmeenergien Einzelbergwerke, Flutung.

		Hohlraum	Abkühlung	Wärmekap. Wasser	Wärmeenergie		
		m³	[K]	[J/K*g]	[kJ]	kWh	GWh
Ens Dorf	min	105.627	15	4,1826	6.626.913	1.840.809	1,84
	max		15	4,1826	6.626.913	1.840.809	1,84
Göttelborn	min	24.061	15	4,1826	1.509.551	419.320	0,42
	max		25	4,1826	2.515.918	698.866	0,70
Reden	min	56.707	15	4,1826	3.557.723	988.256	0,99
	max		30	4,1826	7.115.446	1.976.513	1,98
Camphausen	min	34.691	15	4,1826	2.176.460	604.572	0,60
	max		25	4,1826	3.627.433	1.007.620	1,01
Luisenthal	min	14.766	15	4,1826	926.374	257.326	0,26
	max		20	4,1826	1.235.165	343.101	0,34
Warndt	min	45.568	15	4,1826	2.858.915	794.143	0,79
	max		15	4,1826	2.858.915	794.143	0,79
Viktoria	min	24.398	15	4,1826	1.530.724	425.201	0,43
	max		15	4,1826	1.530.724	425.201	0,43

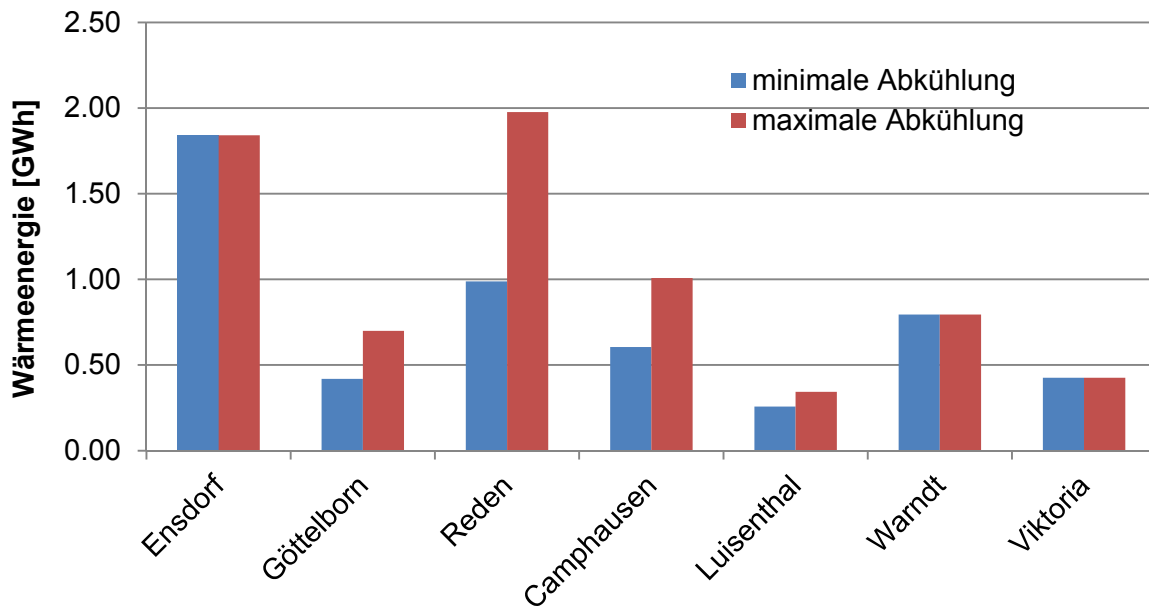


Abbildung B-24 Wärmeenergien bei einmaligem Entzug der gesamten eingespeicherten Wassermenge für jedes Bergwerk/Bergwerksfeld bei einer minimalen Abkühlung von 15K und der maximal möglichen Abkühlung für jedes Bergwerk angepasst.

Beispiel 3 *Erschließung von geeigneten warmen Bergwerksbereichen vor Flutung*

In stillzulegende Bergwerke können bereits vor einer geplanten Flutung Wärmeüberträger zur geothermischen Nutzung eingebaut werden. Diese Möglichkeit stellt gegenüber jeder neu abzuteufenden Bohrung die kostengünstigere Variante dar und ermöglicht eine effiziente Grubenwassernutzung, es können sehr viel höhere Potenziale als durch einzelne Bohrungen erschlossen werden.

Vor der Flutung der Gruben kann in Bereiche, bei denen ein großes geothermisches Potenzial ermittelt worden ist (und eine geeignete Abnehmerstruktur vorhanden ist bzw. eingerichtet werden kann) z.B. Horizontalfilter in die Strecken und Rohreinbauten in die Schächte verlegt werden. Diese müssen nach erfolgter Flutung standsicher sein, um einen langfristigen Betrieb der Grubenwasseranlage zu gewährleisten. In diese Filter können die Pumpen oder Wärmetauscher direkt eingebaut werden. Dies erspart eine teure Bohrung und zudem können Tiefe und Lage der gewählten Strecken sowie Länge der Wärmetauscher etc. nahezu frei ausgewählt werden.

Bei diesem Beispiel ist eine Einzelfallbetrachtung und Vorplanung unverzichtbar, eine Kostenschätzung ohne ein detailliertes Konzept ist nicht möglich.

Block C – Nutzungsbetrachtungen

Erdwärme lässt sich auf vielfältige Weise energetisch nutzen. Abhängig von Förderrate und Temperatur des Thermalwassers sowie möglichen Einsatzgebieten eignen sich geothermische Potenziale zur Heiz- und Prozesswärme- sowie zur Stromerzeugung.

In diesem Block werden zunächst die technischen Nutzungsmöglichkeiten von Strom und Wärme in den wesentlichen Aspekten dargestellt. Im nächsten Schritt erfolgt eine Beschreibung und quantitative Bewertung verschiedener Wärmesenken, unterschieden nach Einsatzgebieten. Ein Schwerpunkt liegt dabei auf bestehenden Nah- und Fernwärmenetzen im Saarland.

Aufbauend auf die in Block B abgeschätzten Daten zur Grubenwasserwärme werden Möglichkeiten zur Erschließung des Grubenwassers dargestellt. Bedingt durch begrenzte weitere Betriebsdauer der Wasserhaltung in den Bergwerken im Saarland weist eine Grubenwasserwärmenutzung nur eine geringe Relevanz auf.

Um ein gewisses Spektrum der Wirtschaftlichkeit abzubilden, werden ausgehend von fünf variablen Parametern verschiedene Szenarien dargestellt. Die Wirtschaftlichkeit wird nach verschiedenen variablen Rahmenbedingungen abhängig von fünf unterschiedlichen Wärmepreisen aufgezeigt. Da die Wirtschaftlichkeit einer jungen Technologie sehr stark volatil ist, werden ausgehend vom derzeitigen Wissensstand Vereinfachungen in der Berechnung festgelegt. Zur Grubenwasserwärmenutzung werden unter der Annahme einer geeigneten Wärmesenke exemplarisch die Grenzinvestitionskosten vereinfacht ermittelt.

Im Hinblick auf die gewünschte Darstellung der Planungshorizonte IST-Situation, 2015, 2020 und 2050 werden zunächst die Rahmenbedingungen beschrieben, die einen Einfluss auf das Maß der geothermischen Energienutzung haben. Im Zuge dessen werden Beispiele für das Einwirken und die Förderung von geothermischen Projekten durch die Bundesländer zusammengestellt. Da die im Rahmen der Nutzungsbetrachtung durchgeführten Untersuchungen es nicht ermöglichen, eine Entwicklungslinie der geothermischen Strom- und Wärmenutzung über die Zeit aufzuzeigen, wird an Hand von Bundeszielen und Prognosen ein Zielwert zum Anteil der geothermischen Stromnutzung im Saarland abgeleitet.

1. Darstellung der technischen Umwandlung geothermischer Energie in Strom und Wärme

Die Darstellung der Umwandlungstechniken erfolgt in Abhängigkeit des Temperaturniveaus. Die Nutzungsmöglichkeiten sollen pauschal für zwei Klassen von Temperaturniveaus dargestellt werden, die Grenze der Klassifizierung wurde dabei mit 90°C gewählt. Eine genormte Einteilung von Wärme unterschiedlicher Temperatur in Nieder- und Hochtemperaturwärme ist den Verfassern nicht bekannt. Daher wurde die minimale Temperatur, die heute zur Stromerzeugung genutzt wird (vgl. Geothermiekraftwerk Simbach/Inn und Geothermiekraftwerk Neustadt-Glewe), gewählt.

1.1 Nutzung höher temperierter Wärme (ab etwa 90°C)

Temperaturen ab etwa 90°C sind für eine geothermische Stromerzeugung interessant. Daneben bestehen auf diesem Temperaturniveau vielfältige Nutzungsmöglichkeiten zur geothermischen Wärmeversorgung.

Stromerzeugung

Zur geothermischen Stromerzeugung mittels Heißwasser im Temperaturbereich deutlich unter 200°C kommt der ORC- oder der Kalina-Prozess in Frage. Heiß- oder Trockendampfvorkommen zur direkten Dampfnutzung sind in Deutschland auszuschließen.

ORC

So genannte Organic-Rankine-Cycle (ORC) Anlagen ermöglichen eine Nutzung von Temperaturen ab etwa 90°C zur Stromerzeugung. Diese arbeiten mit einem organischen Medium, welches bei deutlich niedrigeren Temperaturen als Wasser verdampft und somit auch bei relativ geringen Temperaturen ausreichend Dampfdruck für die Stromerzeugung in Turbinen erzielen kann. Hierdurch ist auch eine geothermische Stromerzeugung an vielen hydrothermalen Standorten in Deutschland möglich, welche in der Vergangenheit für die Stromerzeugung als nicht geeignet erschienen.

Allerdings sind niedrige Temperaturen entsprechend dem niedrigen Enthalpiegehalt des Dampfes mit einem niedrigen Wirkungsgrad verbunden. Bei Eingangstemperaturen von 120°C bis 170°C kann man von einem Wirkungsgrad von etwa 6 bis 12 % ausgehen, welcher innerhalb eines ORC-Prozess erreichbar ist.

Kalina

Eine Alternative zu ORC ist das Kalina-Verfahren. Hier werden Zweistoffgemische, zum Beispiel aus Ammoniak und Wasser, als Arbeitsmittel verwendet. Dieses Verfahren ermöglicht eine Nutzung von Temperaturen ab ca. 90°C. Hierzu wird die Wärme des Wassers, wie bei der Wärmeversorgung, über Wärmetauscher an ein Ammoniak-Wasser-Gemisch abgegeben. Da dieses Gemisch schon bei wesentlich niedrigeren Temperaturen als Wasser verdampft, kann dieser Prozess bereits bei niedrigeren Temperaturen eingesetzt werden. Zusätzlich ermöglicht das Gemisch eine äußerst effiziente Wärmeübertragung. Mit dem entstandenen Dampf kann, genauso wie üblicherweise mit Dampfturbinen, Strom erzeugt werden. Der Wirkungsgrad des Kalina-Verfahrens soll nach **[Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.]** um 10 bis 60 % größer sein, als der des ORC-Verfahrens.

In der Regel wird vorrangig die Geowärme zur Stromerzeugung genutzt und nur die Georestwärme einer Wärmenutzung zugeführt. Abhängig von den Temperaturen und der Art der Wärmesenke kann aus wirtschaftlicher Sicht auch die umgekehrte Reihenfolge die bevorzugte Anlagenkonfiguration sein. Dies trifft z. B. bei einem ganzjährig hohen Prozesswärmebedarf und einer verbleibenden Georestwärmetemperatur von über 90°C zu.

Die Art der Rückkühlung innerhalb des Kraftwerksprozesses beeinflusst ebenfalls den elektrischen Wirkungsgrad. Je nach Standort kommt eine direkte Wasserkühlung mittels Vorfluter, Nasskühlturm, Trockenkühlturm oder Hybridkühlturm in Frage. Außerdem kann eine geeignete Wärmesenke, die entsprechend niedrige Temperaturen (ca. 30°C) in ihrem Heizsystem benötigt, in Kombination mit einem Notkühler als Rückkühlung fungieren.

Direktwärmenutzung

Alternativ zur Stromerzeugung ist die durch eine Bohrung erschlossene geothermische Wärme auch direkt nutzbar. Dazu wird die Geowärme mittels eines Wärmetauschers auf das Heizmedium übertragen. Für die Nutzung muss beachtet werden, dass durch den Wärmetauscher die maximale Temperatur des Heizmediums deutlich unter der Geowärmetemperatur liegt.

Die Hauptanwendung der direkten Geowärmenutzung stellt die Raumheizung aber auch die Trinkwassererwärmung in einem Wärmeverbund zur Versorgung von Liegenschaften dar. Grundsätzlich ist es, je nach Höhe der Geowärmetemperatur, möglich, auch Dampf (Niederdruckdampf) für Prozesswärme in Industriebetrieben zu erzeugen. Ebenso ist eine Vorwärmung durch Geowärme denkbar.

Aus Gründen der Versorgungssicherheit und zur Abdeckung der Spitzenlast ist ein Heizwerk als Redundanz erforderlich. Aus wirtschaftlichen Gründen empfiehlt sich der Einsatz einer fossilbefeuerten Heizkesselanlage, falls kein Heizwerk vorhanden ist.

Mit hochtemperierter Geowärme kann unter Einsatz thermisch angetriebener Kältemaschinen (Absorptions- oder Adsorptionskältemaschinen) Klimakälte bereitgestellt werden.

Neben der Raumwärme- und Trinkwasserwärmenutzung kann Thermalwasser auch direkt zur balneologischen oder stofflichen Anwendung genutzt werden. Ein praktisches Beispiel stellt dabei das Heizkraftwerk in Erding in Bayern dar (BMU 2007). Dort wird Thermalwasser nach energetischer Nutzung durch Wärmetauscher im Heizkraftwerk zu Trinkwasser aufbereitet und versorgt zudem eine dort ansässige Therme mit Thermalwasser.

Beispiele umgesetzter Geothermieprojekte

In der Übersicht (Tab. C-01) sind ausgewählte Beispiele zu umgesetzten Geothermieprojekten dargestellt. Es handelt sich dabei ausschließlich um hydrothermale Projekte. In Deutschland wurde bisher kein petrothermales Projekt umgesetzt.

An allen genannten Standorten wird die Georestwärme zur Wärmeversorgung von Wohngebiete, Gewerbebetriebe und Industrieunternehmen in einem Wärmeverbund genutzt.

Tabelle C-01 Kurzübersicht umgesetzter Geothermiekraftwerke in Deutschland und Frankreich.

	Neustadt-Glewe	Landau	Unterhaching	Bruchsal	Simbach	Soultz-sous-Forêt (F)
Betreiber	Erdwärme-Kraft GdR	geo-x GmbH	Geothermie Unterhaching GmbH & CoKG	EnBW Ba-Wü.	GSB Geothermie Simbach Braunau GmbH	Geothermie Soultz
Inbetriebnahme	Heizwerk: 10/1994 Kraftwerk: 11/2003	Kraftwerk: 2007	Heizwerk: 2007 Kraftwerk: 2009	2008/2009	Heizwerk: 2001 Kraftwerk: 2009	Kraftwerk: 2007
Bohrtiefe m	Förderbohrung: 2.455 Injektionsbohrung: 2.335	Bohrung 1: 3.300 bohrung 2: 3.170	Bohrung 1: 3.400 Bohrung 2: 3.864	Bohrung 1: 1.877 Bohrung 2: 2.542	Förderbohrung: 1.900 Injektionsbohrung: 1.850	3 Bohrungen je 5.000
Thermalwassertemperatur an Oberfläche °C	97	160	122	112	80	170-175
Schüttleistung in Betrieb l/s	k. A.	50	97	28,5	80	25
elektrische Leistung brutto MW _{el}	0,2	6,0	3,4	0,6	0,2	2,1
Wärmeleistung Geoheizwerk MW _{th}	6	6-8	unbekannt	4	8	-

1.2 Nutzung Niedertemperaturwärme (unter etwa 90°C)

Ein Temperaturniveau unter 90°C schränkt die Nutzungsmöglichkeiten ein. Eine effiziente und wirtschaftliche Stromerzeugung ist nach heutigem Stand der Technik nicht mehr möglich, so dass sich die Nutzung auf die Wärmeversorgung beschränkt. Allerdings wird zwischen einer direkten und indirekten Wärmenutzung mittels Wärmepumpe zur Temperaturerhöhung unterschieden.

Direkte Wärmenutzung

In der direkten Wärmenutzung kann die verfügbare Geowärme zur Wärmeversorgung bis auf die Wärmeübertragung ohne weitere Umwandlungstechnologie genutzt werden. Je nach Einsatzgebiet ist ein entsprechendes Temperaturniveau gefordert. Es gibt Anwendungen, die eher höhere oder eher niedrigere Temperaturen benötigen, sodass eine weitere Unterscheidung hinsichtlich der Temperatur getroffen werden muss.

An einigen Standorten, wie z. B. in Simbach, ergab die Fündigkeit, dass das Thermalwasser eine Temperatur von unter 90°C aufweist. Auch nach dem Kraftwerksprozess weist die Georestwärme in der Regel eine Temperatur von bis zu etwa 70°C auf. Diese kann allerdings durch die Auskopplung eines Teilvolumenstroms vor dem Kraftwerksprozess auf ein höheres Temperaturniveau angehoben werden. Es handelt sich dann nicht mehr um eine reine Reihenschaltung des Kraftwerks und der Restwärmenutzung sondern um eine kombinierte Parallel- und Reihenschaltung. Ein Temperaturniveau von ca. 60°C bis 90°C eignet sich in erster Linie zur Raumheizung und Trinkwassererwärmung. Daneben kann auch Prozesswärme auf einem geeigneten Temperaturniveau in Frage kommen.

Wärme auf einem sehr niedrigen Temperaturniveau von rund max. 30°C steht bei Kraftwerken in Form von Rückkühlwärme zur Verfügung. Üblicherweise wird die Rückkühlwärme über ein Rückkühlwerk abgeführt, jedoch kann diese ebenso für eine geeignete Wärmesenke genutzt werden. Eine Kombination mit einem Notkühler zur Gewährleistung der Rückkühlung ist erforderlich.

Außerdem weist die Geowärme nach der Verstromung und anschließender Restwärmenutzung in Wärmenetzen ein Temperaturniveau von etwa max. 50°C auf, die ebenfalls noch Potenzial zur Wärmeversorgung einer passenden Wärmesenke bietet.

Die Grubenwasserwärme weist ebenfalls niedrige Temperaturen in einer Größenordnung von ca. 10°C bis 30°C auf, die je nach Einsatzgebiet direkt genutzt werden kann.

Insbesondere im niedrigen Temperaturbereich muss berücksichtigt werden, dass bedingt durch die stofflich getrennte Wärmeübertragung die Temperatur des Heizsystems der Wärmesenke und nicht die erforderliche Prozesstemperatur ausschlaggebend für die Einsatzmöglichkeit ist. Die Temperaturdifferenz zwischen den beiden Wärmeträgermedien und damit die Größe der Wärmetauscherfläche sind technisch und wirtschaftlich begrenzt.

Die Geowärme kann auch zur Rücklauf Temperaturerhöhung eingesetzt werden. Dabei ist jedoch ein gewisses Temperaturgefälle zwischen dem Rücklauf der Heizkreise und der Wärmequelle notwendig, um die Wärmeübertragung ohne weiteren Aufwand, beispielsweise durch eine Wärmepumpe, zu gewährleisten. Je höher die Temperaturdifferenz ist, desto mehr Wärme kann pro Liter eingesetztem Niedrigtemperaturwasser übertragen werden. Sollte die übertragene Wärme nicht ausreichen, um die gewünschte Vorlauftemperatur zur Verfügung zu stellen, kann die fehlende Wärme von einem Wärmeerzeuger bereitgestellt werden.

Indirekte Wärmenutzung

Trotz niedriger Temperatur der Geothermie bzw. des Grubenwassers ist eine Wärmenutzung möglich, wenn die Wärmepumpentechnik zum Einsatz kommt. Für einen Temperaturbereich zwischen etwa 3°C und bis zu 30°C auf der Wärmequellenseite ist eine Wärmepumpe derzeit grundsätzlich geeignet. Am Markt sind inzwischen so genannte Hochtemperaturwärmepumpen verfügbar, die Vorlauftemperaturen bis zu 90°C bereitstellen können. Als Wärmequelle kommen Grubenwasser und Rückkühlwärme eines Geothermiekraftwerks in Frage.

Wenn die Wärmesenke höhere Vorlauftemperaturen als die Wärmequelle benötigt, ist durch den Einsatz einer Wärmepumpe eine Temperaturerhöhung möglich. Allerdings ist aus energieeffizienten Gründen eine Temperaturerhöhung nicht unbegrenzt möglich.

Ein Maß für die Effizienz einer Wärmepumpe ist die Jahresarbeitszahl, JAZ (seasonal performance factor). Sie gibt das Verhältnis zwischen der abgegebenen Heizleistung und der aufgenommenen elektrischen Leistung unter Berücksichtigung aller eingesetzten Hilfsenergien innerhalb eines Jahres an. Die Jahresarbeitszahl ist vergleichbar mit dem Jahresnutzungsgrad einer konventionellen Heizungsanlage. Damit können Aussagen über die Qualität der gesamten Wärmepumpenanlage gemacht werden. Die Jahresarbeitszahl ist eine wichtige Kennzahl der Wärmepumpen. Beim Vorliegen einer besonders guten Jahresarbeitszahl werden Fördermittel vom Bundesamt für Wirtschaft- und Ausfuhrkontrolle bewilligt. Betreibt man die Wärmepumpe mit einer Jahresarbeitszahl von <3 , ist dies energetisch sehr ineffizient. Der benötigte Stromanteil stammt zu einem großen Teil aus fossil befeuerten Großkraftwerken ohne Kraft-Wärmekopplung, welche mit einem Wirkungsgrad von 30 % bis 40 % Strom produzieren. Das bedeutet, dass bei der Herstellung einer Kilowattstunde elektrischen Stroms etwa 3 Kilowattstunden Primärenergie eingesetzt werden müssen.

Die Effizienz einer Wärmepumpe hängt von mehreren Faktoren ab:

Temperaturvorlauf des Heizsystems

Temperatur der Wärmequelle

Dimensionierung der Wärmepumpe

Takthäufigkeit der Wärmepumpe

Eine weitere Kennzahl ist die Leistungszahl, auch COP (Coefficient Of Performance). Sie beschreibt die Qualität der momentanen Leistung einer Wärmepumpe und gibt das

Verhältnis von benötigter Antriebsleistung der Wärmepumpe zu gewonnener Heizleistung an. Hierbei handelt es sich um einen technisch erreichbaren Maximalwert, welcher von den Wärmepumpenherstellern in deren Unterlagen angegeben wird.

Die Einflüsse der Vorlauftemperatur des Heizsystems und der Wärmequellentemperatur auf die Leistungszahl einer Wärmepumpe ist in Abbildung C-01 dargestellt. Die Werte für den COP einer Wärmepumpe wurden aus einem Datenblatt für Wasser/Wasser-Wärmepumpen entnommen. Nimmt man die Wärmequellentemperatur 20°C als Ausgangspunkt an und vergleicht den COP-Wert der beiden Vorlauftemperaturen, so erhält man folgendes Ergebnis: Während bei einer Vorlauftemperatur von 50°C lediglich eine Leistungszahl von 4,5 erreicht wird, beträgt sie bei einer Vorlauftemperatur von 35°C 6,5. Im ersten Fall liegt eine Temperaturdifferenz von 30°C vor, die von der Wärmepumpe erzeugt werden muss. Im zweiten Fall muss nur eine Temperaturdifferenz von 15°C überwunden werden.

Folglich ist die Leistungszahl und damit verbunden die Effizienz und die Wirtschaftlichkeit einer Wärmepumpenanlage umso höher, je geringer die Temperaturdifferenz zwischen der Wärmequelle und dem Wärmenutzer ist. Gleiches gilt auch für die Jahresarbeitszahl. Je niedriger die Vorlauftemperatur, desto höher die JAZ.

**Beispielhafte Leistungskurve einer Wärmepumpe
(200 kW_{th})**

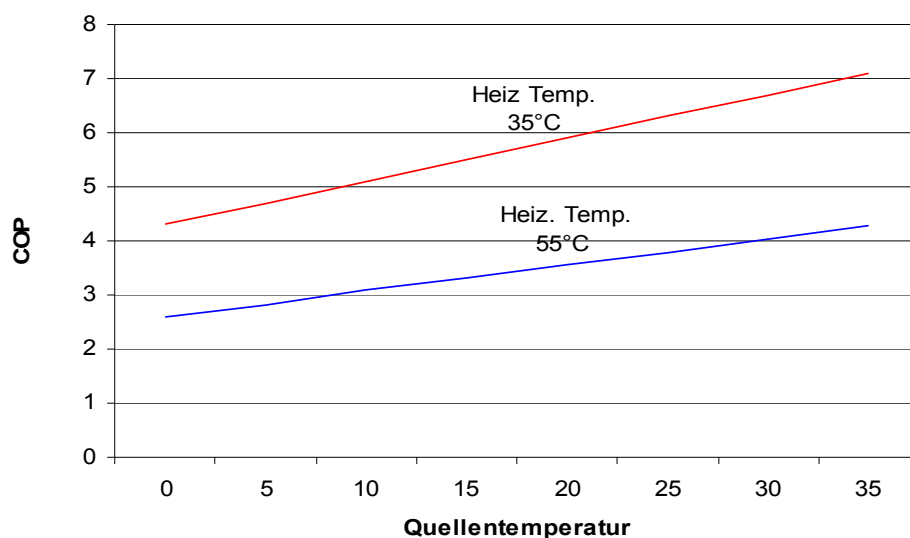


Abbildung C-01 Kennlinie Leistungszahl einer Wasser/Wasser-Wärmepumpe (vgl. WATERKOTTE 2010).

Die richtige Dimensionierung von Wärmepumpen ist wichtig, damit sie mit gleichbleibend hohen Betriebsstunden ausgelastet sind. Dadurch können Effizienzverluste vermieden werden, welche sonst durch eine Überdimensionierung entstehen könnten. Daher ist eine Wärmepumpe auszuwählen, die beispielsweise eine geringe Heizleistung besitzt, dafür aber hohe Betriebsstunden aufweist und zu einem relativ niedrigen Anschaffungspreis zu erhalten ist. In Tabelle C-02 sind Daten über Wärmepumpen in drei verschiedenen Heizleistungsausführungen exemplarisch dargestellt.

Tabelle C-02 beispielhafte Kenndaten für Wasser/Wasser-Wärmepumpen (W10/W35) vgl. (WATERKOTTE 2010).

Heizwärmeleistung	Leistungsaufnahme	COP (W10/W35)	Preis (zzgl. MwSt.)
[kW _{th}]	[kW _e]	-	[€]
100	21	5,0	34.300
300	58	5,2	59.400
490	90	5,4	80.900

Grundsätzlich ist bei der Wahl der Wärmepumpe darauf zu achten, dass die Wärmequelle mit dem höchstmöglichen und vor allem konstanten Temperaturniveau genutzt wird, um maximale Leistungszahlen und damit niedrige Heizkosten zu erreichen. Die Leistungszahl einer Wärmepumpe kann durch eine kostengünstige Heizungskonfiguration beeinflusst werden. Da Neubauten einen geringeren Wärmebedarf aufweisen, sollte die Heizwärmeverteilung auf der Basis einer Flächenheizung in Form einer Fußboden- oder Wandheizung eingeplant werden. Wie schon oben erwähnt, arbeiten Fußbodenheizungen in der Regel mit niedrigen maximalen Vorlauftemperaturen zwischen 35 und 40 °C. Die Wärmeleistung einer Wasser/Wasser-Wärmepumpe mit einer Niedertemperaturwärme von 20 °C würde in diesem Fall äußerst effizient ausfallen, da die Temperaturdifferenz relativ gering wäre. Die Wärmepumpe erreicht durch diese günstigen Ausgangsbedingungen sehr hohe Leistungszahlen.

Nach Auskunft von Wärmepumpenherstellern liegt die maximale Wärmequellentemperatur von Standard-Wärmepumpen bei 25 °C und die maximal erreichbare Vorlauftemperatur bei 65 °C. Das bedeutet, dass Niedertemperaturwärme aus Geowärmeanlagen geeignet ist, um durch Wärmepumpen auf ein höheres Temperaturniveau angehoben zu werden, das für das jeweilige vorherrschende Wärmeverteilungssystem notwendig ist.

2. Wärmesenken zum Einsatz geothermischer Wärme

Eine wesentliche Voraussetzung für die Nutzung der Geothermie stellt das Temperaturniveau dar. Mit Geothermie steht zur Raumheizung, Trinkwassererwärmung und Prozesswärme ein maximales Temperaturniveau von ca. 150°C zur Verfügung. Wärme auf einem solchen Temperaturniveau wird in vielfältigen Einsatzgebieten benötigt. Im folgenden Diagramm ist eine Übersicht zu in Frage kommenden Wärmesenken mit deren üblichen Heizsystemtemperaturen dargestellt.

Durch die teilweise hochkorrosiven Wässer (Gruben- und Thermalwasser) ist eine stofflich getrennte Wärmeübertragung notwendig. Da die Wärmeübertragerfläche technisch und wirtschaftlich begrenzt ist, liegt die Austrittstemperatur des Heizmediums deutlich unter der Eintrittstemperatur der Wärmequelle. Demnach ist nicht die Prozesstemperatur ausschlaggebend für die Eignung als Wärmesenke, sondern die Heizsystemtemperaturen.

Ein weiteres Kriterium zur Auswahl der Wärmesenke stellen der Jahreswärmebedarf, die erforderliche Wärmeleistung und deren Jahreslastgang dar. Insbesondere für eine ganzjährige Auslastung sind Wärmesenken außerhalb der Heizperiode, sowie ein ganzjähriger Prozesswärmebedarf notwendig. In den folgenden Kapiteln werden die wesentlichen Wärmesenken beschrieben.

2.1 Raumheizung

Niedertemperaturwärme aus Geothermieranlagen kann zur Wärmeversorgung von Gebäude genutzt werden. Ob die Wärme für Neubauten oder für bestehende Gebäude in Frage kommt, hängt von dem benötigten Heizwärmebedarf und dem eingesetzten Wärmeverteilsystemen, sowie der Wärmequellentemperatur ab. Neubauten weisen im Gegensatz zu unsanierten Gebäuden im Bestand einen geringeren Wärmebedarf auf, da sie die neuesten Richtlinien der Energieeinsparverordnung nach dem Stand der Technik einhalten müssen. Ein entsprechend niedriger Heizwärmebedarf ist Voraussetzung dafür, dass Wärmeverteilsysteme, die mit einer niedrigen Vorlauftemperatur auskommen, überhaupt eingesetzt werden können.

Niedertemperaturwärme kann indirekt oder direkt genutzt werden. Bei der direkten Wärmenutzung wird die verfügbare Geowärme zur Wärmeversorgung bis auf die Wärmeübertragung ohne weitere Umwandlungstechnologie genutzt. Im Gegensatz dazu wird bei der indirekten Wärmenutzung Wärme aus Niedertemperaturquellen mit Hilfe einer Wärmepumpe auf ein höheres Temperaturniveau gebracht.

Je nach Einsatzgebiet ist ein entsprechendes Temperaturniveau gefordert. Es gibt Wärmeverteilsysteme, die eher höhere oder eher niedrigere Temperaturen benötigen, so dass eine weitere Unterscheidung hinsichtlich der Systemtemperatur getroffen werden muss. Im Folgenden werden verschiedene Wärmeverteilsysteme wie Wandheizungen, Fußbodenheizungen sowie der Einsatz von Radiatoren hinsichtlich der geforderten Temperaturniveaus gegenübergestellt und ihre möglichen Einsatzgebiete beschrieben.

Wandheizung

Wandheizungen sind Heizflächen, die in Form von verlegten Heizschlangen in Wandflächen angebracht werden. Wandheizungen geben ihre Wärme zu etwa zwei Dritteln durch Strahlung und einem Drittel durch Konvektion ab.



Abbildung C-02 Heizschlangen (WEM 2011).

Auf Grund der großflächigen Auslegung können Wandheizungen mit vergleichsweise niedrigen Vorlauftemperaturen betrieben werden. Üblich sind Temperaturen zwischen 35

und 45°C. Voraussetzung für die Verwendung von Wandheizungen ist ein möglichst geringer U-Wert der Wand, der gemäß den Anforderungen der EnEV 2009 $<0,24 \text{ W/m}^2\text{K}$ für Altbauten betragen sollte.

Wandheizungen werden vorzugsweise auf den Innenseiten der Außenwände installiert, um Kältebrücken zu vermeiden. Es besteht auch die Möglichkeit, sie an Innenwänden zu installieren, um bei Sitzgruppen so genannte „Wohlfühlzonen“ zu schaffen. Bei einer angenommenen Oberflächentemperatur von 29°C und einer Vorlauftemperatur von 35° wird eine spezifische Wärmeleistung von $100 \text{ W}_{\text{th}}/\text{m}^2$ erreicht. Bei einer Vorlauftemperatur von 45°C hingegen geben die Wandheizungselemente $200 \text{ W}_{\text{th}}/\text{m}^2$ ab, und erzielen somit die doppelte spezifische Wärmeleistung gegenüber einer Vorlauftemperatur von 35°C. Folglich halbiert sich bei der um 10°C höher liegenden Vorlauftemperatur auch die benötigte zu belegende Wandfläche (RECKNAGEL 2004).

Fußbodenheizung

Ähnlich wie bei der Wandheizung handelt es sich bei der Fußbodenheizung um im Boden eingelassene Heizschlangen, sie zählen auch zu den Strahlungsheizungen. Je nach Art der Bodenbeschaffenheit unterscheidet sich das Fußbodenheizsystem. Am weitesten verbreitet sind nass verlegte Fußbodenheizungen, die in Zementestrich eingebettet werden. In Altbauten mit Holzböden ist dies jedoch schon allein aus statischen Gründen nicht möglich. Hier kommen trocken verlegte Systemplatten zum Einsatz. Im Gegensatz zu Wandheizungsregistern ist die Leistung der Fußbodenheizung abhängig von dem gewählten Verlegeabstand der Leitungen. Um eine hohe Behaglichkeit bei Fußbodenheizungen zu erreichen, sollte die Oberflächentemperatur maximal 29°C betragen. Aus diesen Randbedingungen lässt sich eine maximale Leistung für Daueraufenthaltsräume bis zu 100 W/m^2 ableiten. **[Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.]**

Um mit Vorlauftemperatur zwischen 35°C und 45°C eine gute Wärmeleitung an die Oberfläche zu erreichen, ist ein Bodenbelag mit einer sehr guten Wärmeleitfähigkeit zwingende Voraussetzung. Als Belag kommen in diesem Fall Fliesen oder vergleichbare Materialien mit einem Wärmeleitwiderstand kleiner als $0,15 \text{ (m}^2\text{K)/W}$ in Frage.

Mit trockenverlegten Systemen (Abb. C-03) kann bei 35°C Vorlauftemperatur nur selten die erforderliche Wärmeleistung aufgebracht werden, da die Verlegeabstände dieser Systeme je nach Hersteller nur wenig oder gar nicht variabel sind.

Mit Vorlauftemperaturen von 45°C können zwar hohe Wärmeleistungen erreicht werden, jedoch ist hier zu beachten, dass bei einem Fliesenbelag die maximal anzusetzende Oberflächentemperatur von 29°C nicht überschritten wird. Bei Parkett oder Teppichbelag stellt dies kein Problem dar. Die Rücklauftemperatur des Trockenbausystems liegt allerdings deutlich niedriger als bei der Nassbauvariante. In Abhängigkeit von dem verwendeten System beträgt die Temperaturdifferenz zum Vorlauf ca. 10-15°C.

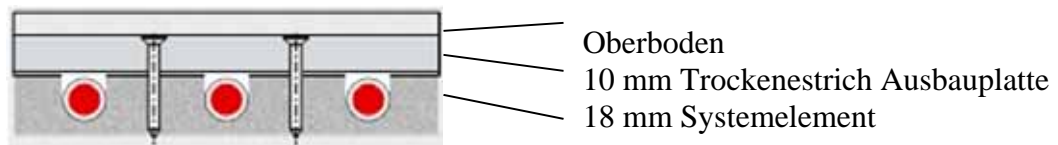


Abbildung C-03 Beispiel einer Fußbodenheizung in Trockenbauweise (verändert nach VIEGA 2011).

Deckenstrahlplattenheizung

Deckenheizungen geben über 70% der Wärme von der Decke durch Strahlung ab. Bei der Strahlplattenheizung werden Heizplatten verwendet, die mit der Decke keinerlei direkte Verbindung mehr haben, sondern frei im Raum hängen. Die Platten bestehen meist aus Stahlbleche, an denen Heizwasserrohre mit Schellen befestigt sind. Die Strahlplattenheizung (Abb. C-04) kann mit Heizwassertemperaturen zwischen 30°C und 90°C betrieben werden.

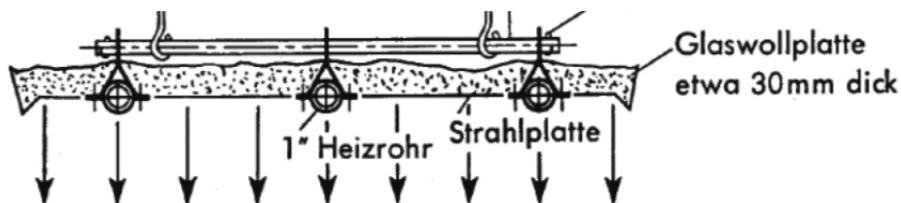


Abbildung C-04 Strahlplattenheizung, verändert nach RECKNAGEL (2004).

Sinnvolle Einsatzgebiete von Deckenstrahlheizungen sind große Hallen wie Industrie- und Sporthallen oder Werkstätten. Dadurch wird die dort auftretende Temperaturschichtung gemindert. Deckenstrahlplatten können mit niedrigen Vorlauftemperaturen um 35°C betrieben werden. Um allerdings die gleiche Wärmeleistung wie Deckenstahlplatten mit Vorlauftemperaturen um 60°C zu erreichen, muss mehr Heizfläche installiert werden.

Freie Heizflächen

Unter den freien Heizflächen versteht man Heizkörper im Allgemeinen, wie z.B. Radiatoren, Konvektoren, Flach- und Gliederheizkörper. Die Wärmeabgabe erfolgt hauptsächlich durch Lufterwärmung (Konvektion) und nur ein geringer Teil der Wärme wird durch Strahlung abgegeben. Radiatorenheizungen sind als Wärmeverteilsysteme nach wie vor weit verbreitet. Radiatoren bestehen aus einzelnen Gliedern gleicher Größe, die in großer Anzahl aneinandergereiht, Heizflächen beliebiger Größe ergeben. Flachheizkörper (Abb. C-05) hingegen bestehen aus Platten, an denen senkrechte Leitbleche (Konvektorbleche) angebracht sind, um die Wärmeabgabe durch Konvektion zu erhöhen. Solche Plattenheizkörper werden ein- oder mehrreihig hergestellt.

Im Gegensatz zu Flächenheizungen ist bei Heizkörpern auf Grund der geringeren Abstrahlfläche eine höhere Vorlauftemperatur nötig um dieselbe Wärmeleistung zu erzielen. Jedoch gibt es auch hier große Unterschiede.



Abbildung C-05 Flachheizkörper (BUDERUS 2011).

Geht man von Vorlauf- bzw. Rücklauftemperaturen von 55°C bzw. 45°C und einer mittleren Raumtemperatur von 20°C aus, liegt die Wärmeleistung je nach Ausführung des Gliederheizkörpers beispielsweise zwischen 750 und 1.100 W_{th}/m² (BUDERUS 2011). Grundsätzlich wäre es denkbar, die Heizkörper auch mit geringeren Vorlauftemperaturen um 35°C zu betreiben, wenn man zuvor durch Gebäudesanierung den Wärmedämmstandard des Gebäudes verbessert und somit den Heizwärmeleistungsbedarf reduziert. Ansonsten muss beim Einsatz mit niedrigen Vorlauftemperaturen die Anzahl bzw. die Fläche der Heizkörper erhöht werden. In der Realität ist dies in der Regel nicht ausführbar, da Heizkörper allgemein unter den Fenstern eingebaut werden, da dort meist keine größeren Möbelstücke stehen, die die Wärmekonvektion behindern.

Thermoaktive Bauteilsysteme / Betonkernaktivierung

Für große Neubauten gibt es durch thermoaktive Bauteilsysteme (TABS), eine weitere Möglichkeit der Raumbeheizung. Dabei wird die Gebäudestruktur dazu genutzt, thermische Energie zu speichern und sie bei Bedarf wieder freizusetzen. Es handelt sich dabei um in Beton integrierte Rohrregister, durch die warmes Heizwasser zirkuliert (Abbildung C-06). Die Bausubstanz dient somit als relativ träger Wärmespeicher. Die im Betonkern gespeicherte Wärme wird über die Decken und Fußböden durch Strahlung und Konvektion in den Raum abgegeben. Die benötigte Vorlauftemperatur der TABS liegt im Heizbetrieb nicht über 30°C und sie verfügen über eine spezifische Heizleistung von 25 bis 30 W/m². Weiterhin kann die Baukernaktivierung mit einer Kühlleistung 30 bis 40 W/m² im Sommer zur passiven Kühlung der Gebäude genutzt werden (FRIES 2009). Allerdings bietet sich diese träge Raumbeheizung nur bei Neubauten an, die einen konstanten Wärmebedarf erfordern, dazu zählen beispielsweise Büro- und Verwaltungsgebäude. Für Gebäude wie Hallen oder Säle, in denen große Veranstaltungen stattfinden und damit einhergehend eine schnelle Wärmesteuerung notwendig ist, ist der Einsatz von TABS eher ungünstig.



Abbildung C-06 Rohrregister von TABS (FRIES 2009).

Heizregister in Lüftungsanlagen

Heizregister sind Wärmeübertrager in Lüftungsanlagen. Sie bestehen aus neben- und hintereinander gesetzten Rohren, die an den Enden in gemeinsame Sammelkammern eingeschweißt sind. Durch Ventilatoren strömt Luft quer zu den Rohren, in denen das Heizwasser zirkuliert. Dabei erwärmt sich die Luft und gelangt in den Wohnraum. Die Wärmeübertrager können mit Vorlauftemperaturen von 60 bis 90°C betrieben werden. Bei geringeren Vorlauftemperaturen muss die Fläche der Register erhöht werden, um die gleiche Heizleistung wie mit hohen Vorlauftemperaturen zu erhalten.

2.2 Trinkwassererwärmung

Ein weiterer wichtiger Aspekt neben der Raumheizwärme ist die Warmwasserbereitung. Um auch zur Trinkwassererwärmung ein möglichst niedriges Temperaturniveau einzusetzen, bietet sich das Durchlaufverfahren an, welches auch unter hygienischen Aspekten geeigneter ist. Im Gegensatz zu einem Trinkwarmwasserspeicher wird das Trinkwasser im Durchlaufverfahren nur dann erwärmt, wenn es direkt verbraucht wird. Dadurch wird nur eine geringe Trinkwarmwassermenge in den Leitungen und in dem Wärmeübertrager (Frischwasssererwärmer) vorgehalten. Während in Trinkwarmwasserspeichern durch Korrosion, Schlammablagerung und einer längeren Verweilzeit des Trinkwarmwassers ein günstiges Temperaturniveau für die Vermehrung von Legionellen vorliegt, wird dies beim Durchlaufverfahren verringert. Außerdem sind zur Trinkwassererwärmung im Durchlaufverfahren niedrigere Vor- und Rücklauftemperaturen des Heizsystems ausreichend, während ein Trinkwarmwasserspeicher einmal täglich auf 60°C aufgeheizt wird, sodass das Durchlaufverfahren u. a. auch für Wärmepumpen geeignet ist. Dieses System hat eine Reihe von Vorteilen. Die Abwärme aus dem Geothermiekraftwerk bzw. dem

Grubenwasser wird optimal ausgenutzt, es wird kein elektrischer Strom benötigt und auch ein Warmwasserspeicher ist überflüssig.

Als Alternative ist auch ein Elektro-Durchlauferhitzer denkbar. Es sind ebenfalls Durchlauferhitzer erhältlich, die auf niedrige Temperaturen voreingestellt werden können. Der Nachteil von Durchlauferhitzern besteht jedoch darin, dass das Trinkwarmwasser ausschließlich mit elektrischem Strom betrieben wird. Zur Erzeugung des elektrischen Stroms muss in Kraftwerken fast die 3-fache Menge an Primärenergie eingesetzt werden, wie an elektrischer Energie beim Verbraucher ankommt. Daher ist diese Variante energetisch eher ungünstig.

Natürlich kann die Brauchwarmwasseraufbereitung auch als zusätzliche Funktion der Heizungswärmepumpe erfolgen, indem $0,25 \text{ kW}_{\text{th}}$ pro Person mehr an Heizleistung installiert werden und somit auch der Jahreswärmeverbrauch steigt. Als Konsequenz daraus ergibt sich, dass die Heizungswärmepumpe in der warmen Jahreszeit für die Brauchwasserbereitung überdimensioniert ist und die Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe sinkt.

2.3 Gebäudebestand

Der Wärmebedarf im Gebäudebestand wird im Wesentlichen durch den Wärmedämmstandard und die Nutzung bestimmt. In den Wärmedämmstandard fließen die Gebäudegeometrie (u. a. A/V-Verhältnis¹ und Fensterflächenanteil), der Schichtaufbau der einzelnen Bauteile, woraus der Transmissionswärmeverlust resultiert, und die Luftdichtigkeit des Gebäudes, ein.

Zwischen dem Wärmedämmstandard und dem Baujahr besteht bei nicht energetisch modernisierten Gebäuden ein direkter Zusammenhang. Aus dem Jahr der Bauantragsstellung bzw. Errichtung kann mit der damals gültigen Wärmeschutzverordnung bzw. Energieeinsparverordnung auf den Wärmebedarf zurückgeschlossen werden. Zu älteren Baujahren sind Erfahrungswerte in der Fachliteratur zu finden. Auch stehen Gebäudetypologien zur Verfügung.

Das Diagramm (Abb. C-07) veranschaulicht die Entwicklung des spezifischen Jahresheizwärmebedarfs in den letzten Jahrzehnten in Deutschland.

¹ Verhältnis zwischen wärmeübertragender Umfassungsfläche und beheiztem Gebäudevolumen

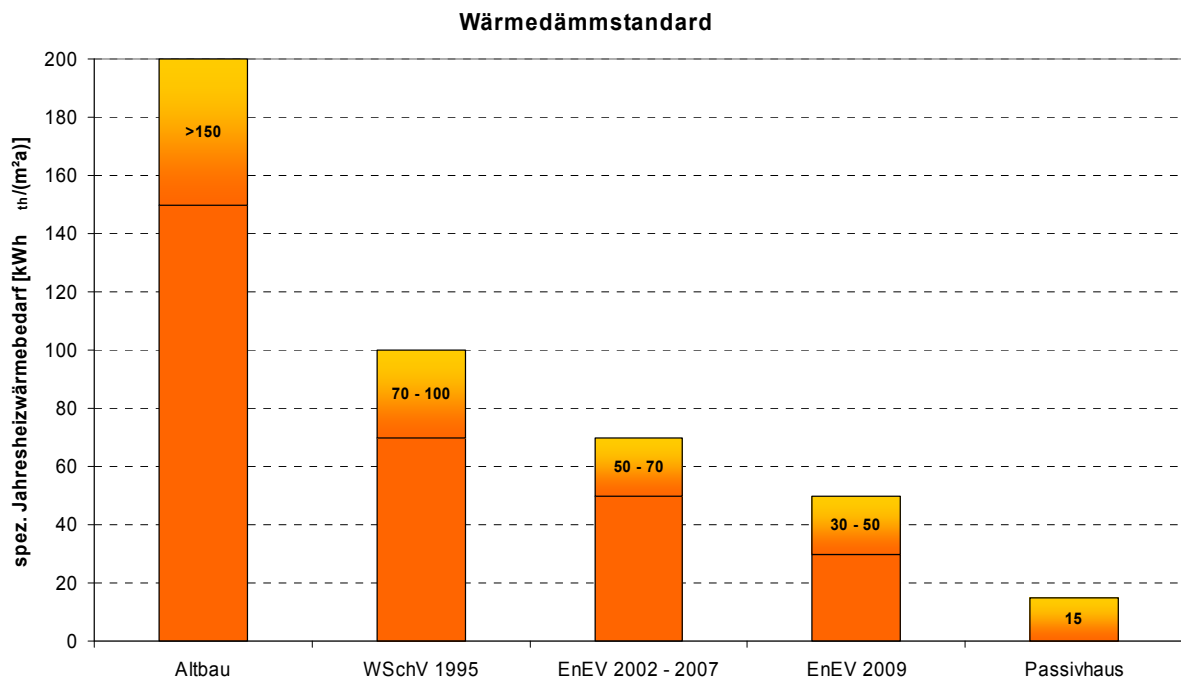


Abbildung C-07 Entwicklung des Wärmedämmstandards.

Der Jahreswärmebedarf in Liegenschaften setzt sich aus dem Bedarf zur Raumheizung und Trinkwassererwärmung zusammen. Da der Jahreswärmebedarf zur Trinkwassererwärmung in Wohngebäuden als konstant angesehen werden kann, nimmt er in Neubauten einen größeren Anteil ein.

Wohn- und normal beheizte Nichtwohngebäude unterscheiden sich im Wärmedämmstandard kaum. Die Art und Häufigkeit der Nutzung eines Nichtwohngebäudes spielt eine entscheidende Rolle für den Jahreswärmebedarf. So weisen Schulen, Turnhallen und Verwaltungsgebäude einen deutlich höheren auf die Fläche bezogenen Jahreswärmebedarf als Feuerwehrgaragehäuser oder sporadisch genutzte Dorfgemeinschaftshäuser auf.

2.4 Neubauten

Neubauten unterscheiden sich vielfältig hinsichtlich der Möglichkeiten, verschiedene Energiequellen zur Bereitstellung von Wärme zu nutzen.

Während in Bestandsgebäuden bereits Systeme zur Wärmeverteilung und -übergabe an die zu beheizenden Räume installiert sind, kann in Neubauten flexibel und an die jeweilige Wärmequelle angepasst die technische Infrastruktur in der Ausführung berücksichtigt werden.

Rechtliche Anforderungen hinsichtlich des Wärmedämmstandards, der technischen Gebäudeausrüstung und des daraus resultierenden Primärenergieeinsatzes bestehen für Neubauten. Hierzu zählen die Energieeinsparverordnung und das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz.

Durch stetige Verschärfung der Energieeinsparverordnung und die von der Bundesregierung gesetzten Ziele (z.B. ab 2050 Neubauten nur noch als Passivhäuser) wird in Ein-, Zwei- und kleinen Mehrfamilienhäuser kaum noch Raumheizung benötigt. Lediglich in größeren Mehrfamilienhäusern wird bedingt durch die Größe der gesamten Wohnfläche ein relevanter Raumwärmebedarf bestehen. Dadurch wird der Wärmebedarf in Wohngebäuden hauptsächlich durch die Trinkwassererwärmung bestimmt.

Auf der europäischen Ebene hat das Europäische Parlament am 18. Mai 2010 die neue Richtlinie zur Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden verabschiedet. Danach müssen u. a. ab 2021 Neubauten als Niedrigstenergiegebäude errichtet werden. Niedrigstenergiegebäude zeichnen sich durch eine sehr hohe Gesamtenergieeffizienz aus. Der verbleibende sehr niedrige Energiebedarf soll zu einem ganz wesentlichen Teil durch die Nutzung erneuerbarer Energien gedeckt werden, die am Standort oder in der Nähe erzeugt werden.

Zunehmend ist eine Klimatisierung nicht nur in Nichtwohngebäuden sondern auch in Wohngebäuden zu verzeichnen. In diesem Zusammenhang ist angekündigt, dass auch für die Deckung des Kältebedarfs zur Raumkühlung ein Anteil aus erneuerbaren Energien verpflichtend wird.

2.5 Prozesswärmenutzung

Prozesswärme wird nicht nur in der Industrie sondern auch in Gewerbebetrieben und z.B. zur Trocknung in der Landwirtschaft benötigt. Je nach Anwendung sind entsprechende Temperaturen erforderlich. Im unten dargestellten Diagramm (Abb. C-08) ist für verschiedene Branchen die Aufteilung des Wärmebedarfs nach unterschiedlichen Temperaturen abgebildet.

Um Prozesswärme als Wärmesenke zur Geowärmenutzung zu identifizieren, sollte aus Gründen der Energieeffizienz ausgeschlossen werden, dass keine Wärmerückgewinnung innerhalb des Unternehmens verdrängt wird.

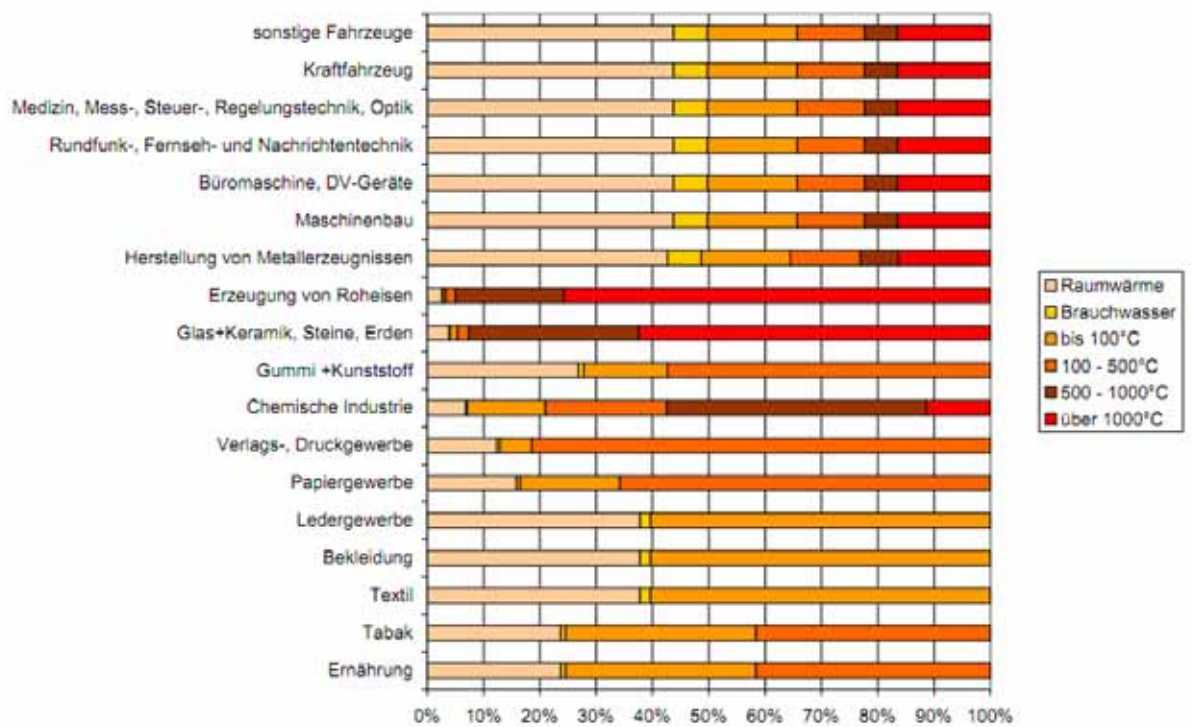


Abbildung C-08 Verteilung des Wärmebedarf nach Temperaturniveau und Industriebranchen in der deutschen Industrie 2001 (IfEU 2010).

In der folgenden Abbildung (Abb. C-09) wird für die dargestellten Prozesse die übliche Wärmeübertragung zu Grunde gelegt. In der Auswahl wurde die Wirtschaftlichkeit nicht berücksichtigt.

Wärmesenken und deren Heizsystemtemperaturen

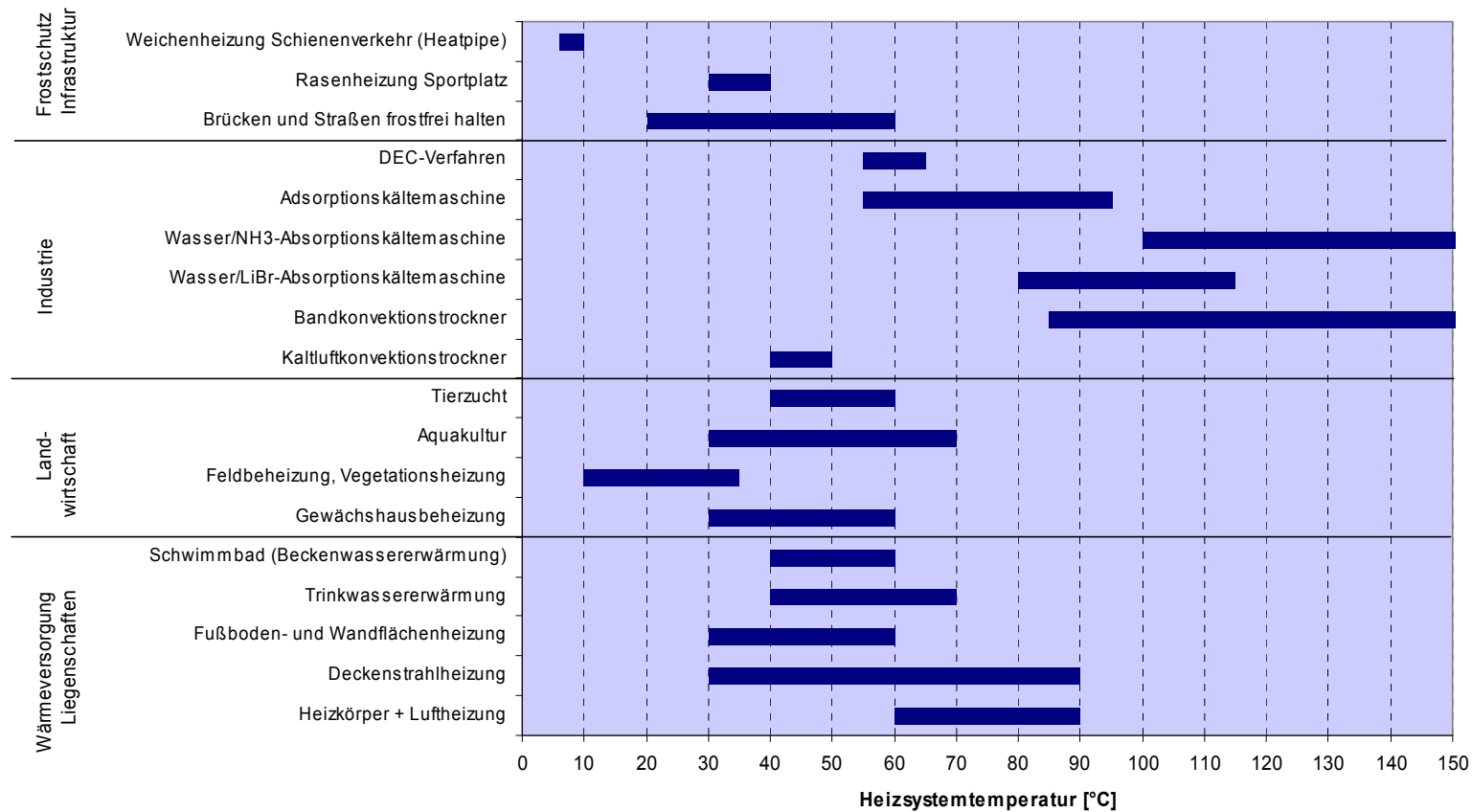


Abbildung C-09 Auswahl zu Niedertemperaturwärmesenken und deren Heizsystemtemperaturen.

Daten zur Struktur der Gewerbe- und Industriebranchen im Saarland in Form von Beschäftigtenzahl (Abb. C-10) lassen eine erste Einschätzung der für eine Geowärmenutzung geeigneten Wärmesenken zu.

Sozialversicherungspflichtig Beschäftigte nach Branchen

Stand 2005

Baugewerbe	5.800
Bergbau	1.728
Energie- und Wasserversorgung	2.611
Gastgewerbe	2.722
Grundstückswesen, Vermietung, etc.	23.111
Handel	19.875
Kredit- und Versicherungsgewerbe	7.697
Landwirtschaft, Forstwirtschaft, Fischerei	362
Öffentliche und private Dienstleistungen	28.494
Öffentliche Verwaltung u.ä.	8.472
Verarbeitendes Gewerbe	28.052
Verkehr und Nachrichtenübermittlung	7.134
Insgesamt	136.131

Abbildung C-10 Sozialversicherungspflichtig Beschäftigten nach Branchen (IHK 2011).

Das verarbeitende Gewerbe, öffentliche und private Dienstleistungen, Grundstückswesen, Vermietung, etc. und der Handel weisen die meisten sozialversicherungspflichtig Beschäftigte auf (Abb. C-11).

Industrie Saarland - Bund

Veränderung 2009 zu 2008 in v.H.

Stand: September 2010

Wirtschaftsabschnitt/Wirtschaftsabteilung	Beschäftigte			Umsatz		Auftragseing.	
	Saarland		Bund	Saarland	Bund	Saarland	Bund
	absolut	in v.H.	in v.H.	in v.H.	in v.H.	in v.H.	in v.H.
Bergbau u. Gewinnung v. Steinen und Erden (Bund: incl. Mineralöl- und Gasgewinnung)	4.359	-14,8	-4,5	-35,8	-19,4		
Verarbeitendes Gewerbe	80.326	-4,1	-2,9	-25,2	-18,2	-25,9	-24,5
Herstellung von Nahrungsmitteln (ohne Getränke)	5.988	-0,7	1,4	-3,3	-4,1		
Herstellung von Druckerzeugn., Vervielfältigung	645	-2,4	-3,6	-11	-6,7		
Herstellung von chemische Erzeugnisse (ohne Pharma)	473	-17,9	0,6	-10,2	-17,0	12,7	-20,6
Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	3.920	-8,1	-3,7	-25,3	-13,7		
Glasgewerbe, Keramik, Verarbeitung von Steinen	3.057	4359,0	-4,9	-17,6	-12,1		
Erzeugung von Roheisen, Stahl	10.820	-1,5	-1,1	-40,5	-38,3	-39,2	-37,3
Herstellung von Rohren	563	-13,8	-3,2	-26,1	-28,8		
Gießereiindustrie	3.250	-9,6	-5,9	-33,0	-34,2		
Stahl- und Leichtmetallbau	2.828	0,1	0,4	-18,7	-15,1		
Herstellung von DV-Geräten, elektr. u. opt. Erzeugnisse	1.253	-26,2	-5,9	-56,1	-22,8	-36,8	-27,0
Herstellung von elektr. Ausrüstungen	2.134	-1,9	-2,5	-13,4	-17,8	-7,5	-25,8
Maschinenbau	10.022	-3,1	-2	-27,4	-22,1	-18,6	-36,0
H. v. Kraftwagen u. Kraftwagenteilen	22.803	-5,3	-3,5	-22,6	-20,5	-22,2	-16,3
Rep. U. Instandhalt. V. Maschinen u. Ausrüst.	1.545	26,3	-1,4	9,6	-5,7		
Industrie	84.685	-4,7	-2,9	-25,3	-18,2		
Quelle: Statistisches Landesamt Saarland							

Abbildung C-11 Beschäftigtenstatistik Industrie Saarland (IHK 2011).

Historisch bedingt liegt im Saarland in der Metallindustrie eine sehr hohe Beschäftigtenzahl vor. In diesem Industriezweig wird der wesentliche Teil der Wärme auf einem Temperaturniveau weit über 100°C benötigt. Zu den Industriezweigen (Abb. C-11), die für eine Geowärmenutzung grundsätzlich in Frage kämen, zählt die Nahrungsmittelindustrie aber auch der Maschinenbau. Die Geowärmenutzung zur Raumheizung und Trink- und Brauchwassererwärmung dürfte eher umsetzbar sein als zur Prozesswärmebereitstellung, die je nach Temperaturanforderung nur bedingt erfolgen kann.

Häufig schränkt die bestehende Heizsystemtechnik die Nutzungsmöglichkeit der Niedertemperaturwärme ein. Ältere Heizsystems sind meist für höhere Vor- und Rücklauftemperaturen sowie auch für Dampfheizungen ausgelegt, die nicht nur prozessbedingt sind. Allerdings können sich durch energetische Modernisierung oft die Heizsystemtemperaturen reduzieren, sodass sich die Einsatzmöglichkeiten zur Geowärmenutzung erweitern. Häufig findet innerhalb eines Betriebs eine Abwärmenutzung statt oder bietet sich an, die aus Gründen der Energieeffizienz nicht durch eine Geowärmenutzung verdrängt werden sollte.

Um die Nutzungsmöglichkeiten weiter zu erhöhen, besteht die Möglichkeit, neue Unternehmen anzusiedeln, die zur Deckung ihres Niedertemperaturwärmebedarfs Geowärme nutzen können. Hier sind als gängige Beispiele Klärschlamm Trocknung, Trocknung landwirtschaftlicher Güter (Holz, Getreide, etc.) und Aquakultur zu nennen. Besonders vorteilhaft ist ein ganzjähriger Prozesswärmebedarf.

2.6 Vorhandene Nah- und Fernwärmenetze

Im Saarland besteht mit der Fernwärmeschiene Saar ein sehr großer Wärmeverbund. Er wird derzeit von verschiedenen Wärmeerzeugern wie z. B. Kraftwerk Fenne und Dillinger Hütte gespeist. Als Großabnehmer sind die Ford-Werke zu nennen.

In verschiedenen Städten sind ebenfalls Wärmenetze in Betrieb. Dazu zählen u. a. Homburg, Quirschied, Neunkirchen, St. Ingbert, Sulzbach und Velsen.

Als entscheidende Größe für die Einspeisemöglichkeit der Geowärme in bestehende Wärmenetze sind die Vor- und insbesondere die Rücklauftemperatur in den Wärmenetzen zu beachten. Nur wenn die Rücklauftemperatur deutlich unter der Geowärmetemperatur liegt, kann überhaupt Geowärme ins Wärmenetz eingespeist werden. Neben dieser Grundvoraussetzung müssen zur qualitativen Bewertung weitere Faktoren beachtet werden. Die geothermische Rücklauftemperaturanhebung darf in einem Wärmenetz die Effizienz der vorhandenen Wärmeerzeuger nicht beeinträchtigen. Auch sollte keine bestehende Abwärmenutzung verdrängt werden. Die Konkurrenzsituation zu bestehender regenerativer Wärmeerzeugung ist wegen Ressourcenschonung als weniger kritisch anzusehen, da das frei werdende Potenzial an erneuerbaren Energien ggf. auch an anderen Standorten, die weniger zur geothermischen Nutzung geeignet sind, effizient eingesetzt werden kann. Dies trifft auf transportable Biomasse wie z.B. feste Biomasse zu. Biogas hingegen, eingesetzt in Kraft-Wärme-Kopplung, ist in einem gewissen Radius standortgebunden, es sei denn, handelt sich um Biomethan. Zur Geowärmenutzung in einem Wärmeverbund muss einerseits die Art des Fernwärmemediums (Heißwasser oder Dampf) und andererseits die Wärmeabnehmerstruktur berücksichtigt werden.

In einer Übersicht sind wesentliche technische Daten zu größeren Wärmenetzen (Tab. C-03) an unterschiedlichen Standorten im Saarland in einer Übersicht zusammengestellt. Die Angaben wurden aus Veröffentlichungen der Betreiber (EVONIK 2010, SWH 2011, EVS 2011 und FVS 2006) und des IZES (IZES 2009) ungeprüft übernommen.

Tabelle C-03 Übersicht vorhandener Wärmenetze im Saarland (EVONIK 2010, SWH 2011, EVS 2011, FVS 2009 und IZES 2009).

	Fernwärmeschiene Saar	Homburg	Neunkirchen	Quierschied
Wärmeerzeugung				
Wärmeerzeuger	Abwärme Dillinger Hütte, Kraftwerk Ensdorf, Kraftwerk Fenne	erdgasbetriebene Dampfturbinen	Abwärme aus Abfallverwertungsanlage	Kraftwerk Weiher III
Wärmeleistung	775 MW _{th}	50 MW _{th}	22 MW _{th}	25 MW _{th}
Wärmenetz				
Wärmeabnehmer	Fordwerk Haushalte, kommunale Einrichtungen und Industrie	Saarlouis, Gewerbe, Uniklinik, Wohngebiete	Private Gewerbe, Gebäude	Haushalte, öffentliche
Anschlusswert	680 MW _{th}			26
Wärmeabsatz	929.500 MWh _{th} /a			27.500 MWh _{th} /a
Netzvorlauftemperatur	75 – 100 °C	75 – 90 / 110 / 130 °C		75 – 100 °C
Netzurücklauftemperatur	max. 50 bzw. 60 °C	max. 50 bzw. 60 °C		max. 50 bzw. 60 °C
Trassenlänge	170 km			

Ausgehend von den Temperaturen im Wärmenetzbestand kommt als Wärmequelle nur die Tiefengeothermie in Frage, eine Grubenwasserwärmenutzung kann ausgeschlossen werden. Mit einer üblichen Leistungsgröße geothermischer Heizwerke und geothermischer Restwärmenutzung nach der Verstromung kann lediglich eine Teillast in den genannten Wärmenetzen gedeckt werden.

Für den wirtschaftlichen Betrieb spielen die Anschlussdichte, der spezifische auf die Trassenlänge bezogene Wärmeabsatz und die Wärmedichte eine wichtige Rolle. Übliche Wärmedichten in bestehenden Wohngebieten (Tab. C-04) sind z.B. in MULV (2006) genannt.

Tabelle C-04 Wärmedichten in bestehenden Wohngebieten (nach MULV 2006).

	Wärmedichte [MWh/(ha*a)]	Alter der Bebauung	Größe der Siedlungsfläche [ha]	Art der Bebauung
ländlicher Siedlungsbereich	550	gemischt über alle Baualtersklassen	6	Ortskern mit 106 Einfamilienhäusern und 7 Mehrfamilienhäusern gemischt über alle Baualtersklassen sowie 4 öffentliche Gebäude
	550	1976 bis 1995	4,3	29 Einfamilien- und Reihenhäuser sowie 20 Mehrfamilienhäuser
	400	1976 bis 1995	3	50 Einfamilien- und Reihenhäuser sowie 2 öffentliche Gebäude
	300	1985 bis 1995	9,3	130 Einfamilien- und Reihenhäuser
	250	1975 bis 1985	8,5	100 Einfamilien- und Reihenhäuser
städtischer Siedlungsbereich einer mittelgroßen Stadt	1550	1969 bis 1978	3	8 Hochhäuser mit insgesamt 450 Wohneinheiten
	1000	bis 1957	30	325 Einfamilien-, 23 Reihen- und 97 Mehrfamilienhäuser (bis 8 Wohneinheiten)
	800	1949 bis 1957	23	128 Reihenhäuser, 152 kleine bis mittlere Mehrfamilienhäuser sowie 10 Einfamilienhäuser
	600	1958 bis 1994	19	156 Einfamilienhäuser, 106 Reihenhäuser und 39 kleine Mehrfamilienhäuser

In Bezug auf zukünftige Neubaugebiete ist durch die gesetzlichen Anforderungen (Energieeinsparverordnung und Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz) nur ein geringer Wärmeabsatz zu erwarten, so dass eine gemeinsame Wärmeversorgung kritisch betrachtet werden muss. Demnach entscheidet die Dichte und Art der Bebauung, ob ein Wärmeverbund wirtschaftlich umsetzbar ist.

3. Erschließung der Grubenwasserwärme

Die Erschließung der Vorkommen muss geplant werden. Die Erschließung und Nutzung kann an Abbildung C-12 allgemein dargestellt werden:

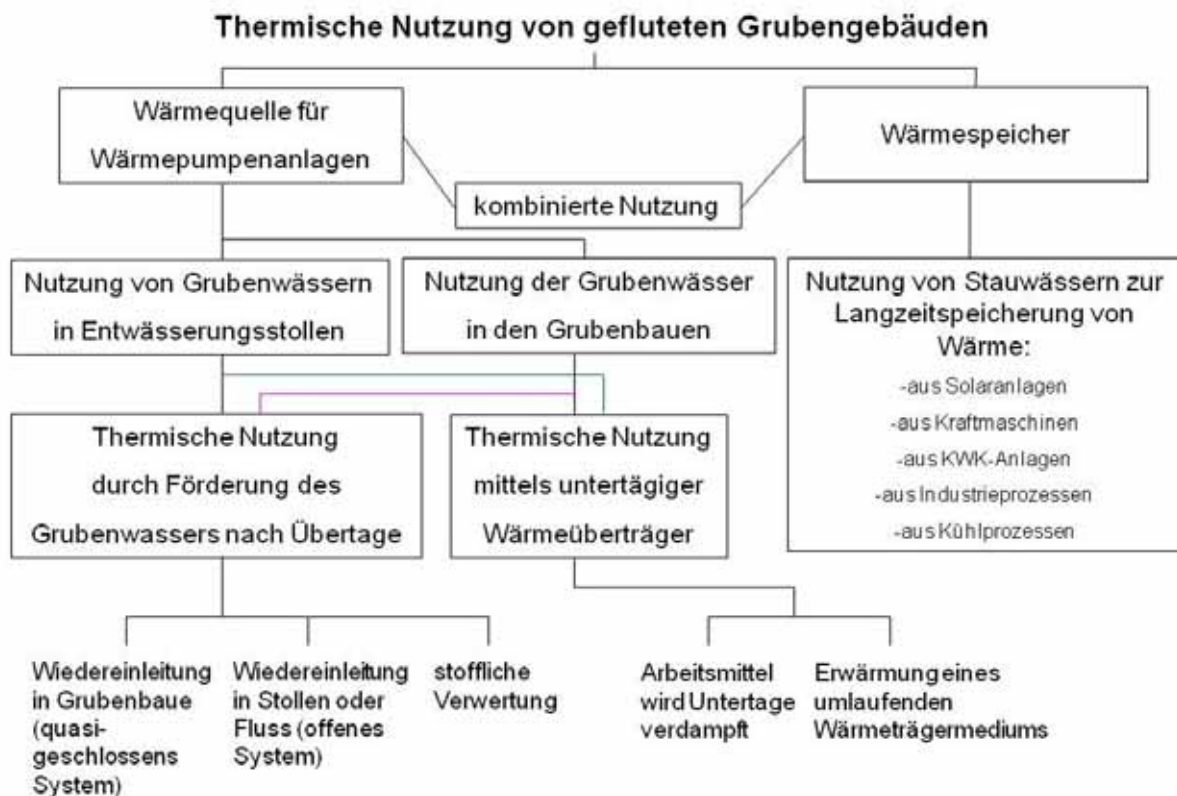


Abbildung C-12 Allgemeine Darstellung der Erschließungsmöglichkeiten von Grubenwässern (nach SCHABERG 1998).

Geflutete Grubengebäude weisen zwei grundsätzliche Nutzungsmöglichkeiten auf. Zum einen kann das in die Grubengebäude eingestaute Grubenwasser als Wärmequelle für Wärmepumpenanlagen dienen, zum anderen kann das Grubengebäude als Wärmespeicher genutzt werden. Zudem sind kombinierte Nutzungen beider Methoden möglich.

Bei allen Nutzungsmöglichkeiten ist zu berücksichtigen, dass für Umsetzung die Nähe zum Verbraucher gewährleistet sein sollte. Ein geothermisches Potenzial an einem potentiellen nutzungsfernen Standort wird eher nicht zu einer wirtschaftlich vertretbaren Umsetzung führen. Eine Ausnahme hiervon kann unter Umständen bei einer hohen Schüttung bestehen. Außerdem ist zu beachten, dass das Verlegen von Leitungen in Straßen sehr kostenintensiv ist, während die Verlegung in ungenutzten Regionen (Wald, Wiese) günstiger ausfallen kann.

Für die Erschließung von Grubenwasser als Wärmequelle für Wärmepumpenanlagen kommen mehrere Möglichkeiten in Frage. Zum einen kann das Grubenwasser über Entwässerungsstollen direkt genutzt werden. Diese Möglichkeit besteht so im Saarland nicht, da nach der Flutung der saarländischen Gruben nicht mit frei nutzbarem überlaufendem Grubenwasser zu rechnen ist. Daher muss das in die Grubengebäude eingestaute Grubenwasser entweder über die noch vorhandenen und erreichbaren Schächte oder aber mittels neu abzuteufenden Bohrungen erschlossen werden. Die bereits zur Wasserhaltung in die Schächte eingebauten Pumpen können nicht verwendet werden, da deren Betriebspunkt für eine wesentlich höhere Pumpleistung ausgelegt ist. Der Strombedarf dieser Pumpen ist zu groß, als dass diese Variante eine wirtschaftliche Möglichkeit der Grubenwassererschließung darstellen würde.

Bei der Nutzung des geothermischen Potenzials des Grubenwassers an den bestehenden Standorten mit Wasserhaltung (vor Flutung) wird das Grubenwasser nach Übertage gefördert, um einen definierten Grundwasserstand im Bergwerk zu gewährleisten. Das dabei anfallende Grubenwasser kann geothermisch genutzt werden. Bei dieser Methode fallen keine zusätzlichen Kosten für die Förderung des Grubenwassers an, dafür kann der Standort der Erschließung des Grubenwassers nicht frei gewählt werden. Diese Nutzung wird beispielsweise am Standort Reden bereits betrieben. Aus den Angaben zu den geförderten Mischwässern an den Standorten mit Grubenwasserhaltung ergibt sich eine mittlere Temperatur (aller Standorte) des Grubenwassers von etwa 25°C. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass an den unterschiedlichen Standorten zum Einen unterschiedliche Mengen und zum Anderen auch unterschiedliche Temperaturen auftreten.

Ausgehend von einer Flutung der Gruben stehen verschiedene Möglichkeiten der Wärmeerschließung zur Verfügung. Zum einen kann neben den über die Schächte definierten Standorte der Wasserhaltung auch eine Grubenwasserförderung an einem Standort mit hohem geothermischem Potenzial in Kombination mit einer geeigneten Abnehmerstruktur über eine Bohrung errichtet werden. Dabei fallen dann unter anderem weitere Pumpkosten für die Hebung des Grubenwassers, sowie für die notwendige Bohrung, an.

Für die Wärmeerschließung selbst gibt es zwei Möglichkeiten. In einem offenen System kann das Grubenwasser über eine Bohrung erschlossen und nach Übertage gefördert werden. Nach dem Wärmeentzug mittels Wärmepumpe kann das abgekühlte Wasser dann entweder in einen vorhandenen Schacht, Stollen oder in eine weitere Bohrung mit geringerer Teufe reinfiltiert werden. Zum Anderen kann das Grubenwasser in einem geschlossenen System erschlossen werden. Dabei wird das Wasser über eine Produktionsbohrung gefördert, dem Wasser die Wärme entzogen und anschließend über eine Infiltrationsbohrung mit der gleichen Tiefe wieder in das Grubengebäude infiltriert. Bei dem geschlossenen System besteht der Vorteil, dass das Grubenwasser nicht im Kontakt mit Luftsaurestoff steht und dadurch wenig bis kaum Ausfällung von im Wasser gelösten Partikeln stattfindet. Bei dieser Methode kann das Grubenwasser ohne weitere notwendige Reinigungsschritte wieder in das Bergwerk infiltriert werden. Da im Wasser jedoch noch Schwebfracht bzw. potentiell ausfällbare Stoffe vorhanden sind, ist zu berücksichtigen, dass die Wasserwegsamkeiten der Reinfiltration zusetzen können und diese behindert/verzögert wird. Bei der Förderung im offenen System ist in Abhängigkeit vom Chemismus des Grubenwassers mit dem Auftreten von Ausfällungen zu rechnen, daher sind Wartung und Pflege der Wärmetauschanlage kostenintensiver als bei der Variante mit geschlossenem Kreislauf. Der Vorteil ist jedoch, dass durch die Reaktion mit Sauerstoff und die Druckentlastung die Inhaltsstoffe aus dem Wasser entfernt werden können. Dadurch fällt die Reduzierung der Wasserwegsamkeiten bei der Reinfiltration geringer aus. Eine Einleitung des abgekühlten Grubenwassers in einen Vorfluter ist wasserrechtlich wahrscheinlich nicht genehmigungsfähig. Bei der Reinfiltration des abgekühlten Grubenwassers in die gleiche Tiefe in das Grubengebäude besteht das größere Risiko eines hydraulischen Kurzschlusses, daher ist dies im Vorfeld durch Planung auszuschließen. Hierzu dienlich ist vorab die Erstellung eines hydraulischen Modells zur Klärung der Fließwege. Zudem hat das abgekühlte Wasser eine geringe Fließstrecke (=Fließzeit) zurückzulegen als bei der Reinfiltration in weiter entfernte bzw. höher gelegene Bereiche, um sich wieder zu erwärmen.

An dieser Stelle werden exemplarisch die notwendigen Angaben und Voraussetzungen für eine geothermische Grubenwassernutzung an einem frei gewählten Standort nach erfolgter Flutung beschrieben.

Grundsätzlich ist an jedem Standort mit geeigneter Wärme-Abnehmerstruktur möglich, eine geothermische Grubenwasseranlage zu errichten. Im Vorfeld kann es sich jedoch als nützlich erweisen, für die betreffenden, im Bergwerksbereich liegenden Gebiete, eine Wärmesenkenanalyse durchzuführen. Dadurch können Standorte mit mehr oder weniger geeigneter Abnehmerstruktur gefunden werden. Darauf aufbauend ist eine detaillierte Betrachtung der geeigneten Standorte im Hinblick auf ihr geothermisches Potenzial durchzuführen. Dazu sind Angaben zur Erschließungstiefe des umgehenden Bergbaus ebenso notwendig wie Betrachtungen zu Lage und Teufe von Schächten und Sohlen, um die hydraulische Situation des Grubengebäudes und die Wasserwegsamkeiten identifizieren zu können. Weiterhin notwendig sind Kenntnisse zu teufendifferenzierten Temperaturen, um eine, im Hinblick auf die anfallenden Kosten, passende Kombination von Erschließungstiefe mit zu erwartender Temperatur nach Flutung zu erhalten.

Ist ein geeigneter Standort zur geothermischen Grubenwassernutzung gefunden, muss das Grubenwasser im Bergwerk über eine Bohrung erschlossen werden. Bohrungen in Bergwerke sind grundsätzlich nicht frei von Schwierigkeiten. Zum einen muss anstehendes unverritztes, aber auch verritztes Gestein durchteuft werden, es können aber auch bergmännische Hohlräume angetroffen bzw. durchteuft werden. Daher ist bei der Bohrung auf die Standsicherheit des Bohrlochs größte Sorgfalt zu legen, vermutlich muss die gesamte Bohrlänge verrohrt werden. Für die Erschließung des warmen Grubenwassers wird eine Pumpe benötigt. Die Förderraten ergeben sich aus der gewünschten Entzugswärmeleistung und der möglichen Wärmeabsenkung unter Berücksichtigung des natürlichen Wärmeflusses. Hierbei ist die Grundwasserneubildung des gewählten Gebietes genauso zu berücksichtigen wie die durch eine Förderung von Wasser möglicherweise eintretende Grundwasserspiegelabsenkung. Bei den für die Pumpe anfallenden Stromkosten ist nur so viel Strom notwendig, wie für das Erreichen von Wasserspiegelniveau bis zur Wärmetauscheranlage notwendig ist. Die Förderhöhe, die sich noch im Grundwasserbereich befindet, ist als kostenneutral zu betrachten. Dem geförderten Grubenwasser wird mittels Wärmetauscher die Wärme entzogen und dann mittels Wärmepumpe auf ein höher energetisches Niveau gehoben. Bei der Auslegung der geothermischen Grubenwasseranlage sind Kenntnisse zu Abnehmerstruktur und Wärmebedarf unerlässlich. Ohne einen konkreten Standort und eine konkret vorliegende Planung ist die Dimensionierung der Wärmepumpenanlage nicht möglich, daher ist es unerlässlich, eine standortbezogene Betrachtung einer geothermischen Grubenwassernutzung, mit konkreter Dimensionierung der Anlage etc. durchzuführen.

Bei der Grubenwassernutzung über bestehende Schächte muss im Vorfeld einer geothermischen Nutzung die Standsicherheit der Schächte und die Dauerhaftigkeit der Einbauten in den Schächten sichergestellt werden. Ein Nachteil dieser Nutzung stellt, wie schon bei der Erschließung über bestehende Wasserhaltung vor der Flutung, die räumliche Bindung an definierte Lokalisationen dar.

Untertägige Wärmeüberträger werden in Form von Erdwärmesonden oder Wärmekollektoren (vgl. Erdwärmekollektoren), die in geflutete Bereiche eingebracht werden, ausgeführt. Untertägige Wärmeüberträger werden entweder von einem direkt verdampfendem

Kältemittel (hier wird das Kältemittel des Wärmepumpenkreislaufs in den Rohrleitungen verdampft) oder von einem Wärmeträgermedium, welches die Wärme zum Verdampfer der Wärmepumpe liefert, durchströmt. Der Vorteil dieses Systems ist, dass der Kontakt zwischen technischen Komponenten und dem Grubenwasser lediglich an den Außenwandungen der Rohrleitungen des Kollektors stattfindet. Zu beachten ist, dass diese Ausführung einen vergleichsweise hohen Bedarf an Wärmeübertragungsfläche hat, so dass sich dieses nur für kleinere Nutzungen anbietet.

Vor der Flutung der Gruben kann auch überlegt werden, diese für eine spätere Grubenwassernutzung vorzubereiten. Einbauen von Filterrohren in die bestehenden Strecken und Schächte vor einer Flutung ermöglichen die direkte Erschließung von warmem Grubenwasser in großer Tiefe nach der Flutung. Zudem könnte gewährleistet werden, dass die Strecken über die eingebauten Rohre auch bei Verstoß für Wasser durchlässig bleiben. Diese Möglichkeit ist als weniger kostenintensiv zu betrachten, wie eine später neu abzuteufende Bohrung.

Wird die Grubenwasserhaltung eingestellt, staut sich Grundwasser ein und die Grubenbaue werden geflutet. In den verschiedenen Grubengebäuden können sich nach Standort und Tiefe unterschiedliche Temperaturniveaus einstellen. Demnach ist es eine denkbare Nutzungsmöglichkeit, gezielt Grubenwasser aus einer definierten Tiefe zu fördern. Damit kann ein Grubenwasser mit, gegenüber dem Potenzial des Mischwassers, erhöhten Temperaturen gefördert werden. Für diese Variante sind weitergehende Untersuchungen und Planungen (Erstellung eines hydraulischen Modells) notwendig, auf Grund der fehlenden Datengrundlage kann hierzu keine Aussage getroffen werden.

Generell ist zu beachten, dass es bei der Entnahme von Grubenwasser und der anschließenden Reinfiltration zu keinen nennenswerten Veränderungen des Grundwasserspiegels kommt. Dies könnte das hydraulische System kommunizierender Röhren beeinflussen, auch wenn dieses bei Vorhandensein einer Dichteschichtung nur eingeschränkt ausgebildet ist.

Bei allen Varianten der Grubenwassernutzung ist der Verbleib bzw. die Weiterbehandlung der abgekühlten Wässer zu betrachten. Bei geothermischen Umsetzungen, welche nicht im Rahmen der bestehenden Grubenwasserhaltung betrieben werden, ist über eine geeignete Rückführung der abgekühlten Grubenwässer in das Grubengebäude nachzudenken. Dabei kann das Wasser in einem quasi-geschlossenen System in das Grubengebäude reinfiltrierte werden. Für die Reinfiltration müssen die Wasserwegsamkeiten des Grubenwassers bekannt sein, um einen hydraulischen Kurzschluss und damit eine sekundäre Verringerung des geothermischen Potenzials zu verhindern (hydraulische Modellierung). Weitere Behandlungsmöglichkeiten des abgekühlten Wassers stellen die Einleitung in Stollen oder Vorfluter, sowie die stoffliche Verwertung dar.

3.1 Wärme- und Kältespeicher

Geflutete bzw. teilgeflutete Bergwerke weisen vielfach enorme Volumina an eingestautem Grubenwasser auf. Treffen gewisse geologische und strukturelle Rahmenbedingung zu, können sich die Bergwerke als saisonale Wärmespeicher eignen.

Eine Grundvoraussetzung zur Nutzung als Speicher ist eine im saisonalen Verlauf ausgeglichene Bilanz des Wärmeein- bzw. -austrags. Wärmeeintrag kann vor allen durch Abwärmenutzung von Kraftwerks- und Industrieprozessen oder Khlungswärme erfolgen. Die Wärme sollte möglichst kostenfrei zur Verfügung stehen und im besten Fall einen Zusatznutzen für den Wärmelieferanten darstellen. So kann zum Beispiel vielfach mit elektrische Kältemaschinen oder Kühltürmen erzeugte Wärme durch das Grubenwasser substituiert werden. Die Verbrauchskosten zur Kältebereitstellung reduzieren sich deutlich und gleichzeitig wird der saisonale Speicher Bergwerk beladen.

Nach SCHABERG (1998) kann ein geflutetes Bergwerk dann energetisch effizient als Langzeit-Speicher betrieben werden, wenn die Wärme überwiegend aus dem umgebenden Gestein stammt. Es sind Speichernutzungsgrade, also das Verhältnis von eingespeicherter zu entzogener Wärme, von etwa 50% erreichbar. Auch bei dieser Methode der Grubenwassernutzung muss das Wasser mittels Wärmepumpe auf ein geeignetes Temperaturniveau gehoben werden.

Eine geologische Voraussetzung für die Nutzung von Grubengebäuden als Wärme-/Kältespeicher ist, dass das Grubenwasser ruhen sollte (SCHABERG 1998), d.h. es sollten keine Wasserzu- oder -abflüsse stattfinden um Wärmeverlust durch Wasserströmung zu verhindern.

Für die Errichtung eines Grubenwärmespeichers sind verschiedene Möglichkeiten der Errichtung denkbar. Es kann zwischen der Nutzung von senkrechten Schächten, horizontalen Strecken und gesamten Grubensystemen (Kombination aus Schächten und Strecken) unterschieden werden (SCHABERG 1998). Dazu können zwei unterschiedliche Bauarten des Wärmespeichers unterschieden werden, zum Einen kann der Wärmeein- und -austrag direkt mittels Verdrängungsspeicher und zum Anderen indirekt mittels Wärmeübertragespeicher realisiert werden. Bei einem Verdrängungsspeicher verdrängt das eingeleitete warme Wasser das in die Grube eingespeicherte kalte Wasser und dieses wird entnommen. Die Wärmeentnahme erfolgt entsprechend in umgekehrter Richtung. Beim Wärmeübertragespeicher wird die Wärme über Wärmeüberträger ausgetauscht, so kann beispielsweise in einen Schacht eine Wärmesonde (U-Rohr, Koaxialsonde etc.) eingebaut werden, das Grubenwasser gibt seine Wärme dann an das Trägerfluid in der Wärmesonde ab (SCHABERG 1998).

Neben einem Wärmelieferanten ist eine geeignete Wärmeabnehmerstruktur eine wesentliche strukturelle Grundvoraussetzung. Ideal eignen sich noch nicht erschlossene Neubaugebiete mit einer hohen Wärmedichte (Nichtwohngebäude, größere Mehrfamilienhäuser), die im Winter mit Heizwärme und ganzjährig mit Brauchwarmwasser versorgt werden. Für Wärmeverbraucher, die ganzjährig konstant Wärme verbrauchen bietet sich die Zwischenspeicherung nicht an.

3.2 Beispiele zu Grubenwasserwärmenutzung

Sowohl in Deutschland als auch auf internationaler Ebene sind Anlagen zur Grubenwasserwärmnutzung umgesetzt oder befinden sich im Bau. Die ersten Anlagen wurden bereits in den 80er Jahren errichtet, wie z. B. die Zeche Heinrich in Essen. Die erschlossenen Tiefen in den Gruben variieren bei den unterschiedlichen Anlagen in Bereichen von 107 m in Marienberg bis zu 700 m in Aachen.

Es gibt ebenso eine sehr weite Spanne bei der Heizleistung und damit dem Einsatzgebiet der Anlagen. Sie reicht von ca. 100 kW_{th} zum Beheizen von einem Verwaltungsgebäude bis hin zu 5 MW_{th}. Eine weitere Option der Grubenwassernutzung ist, neben der Gebäudebeheizung, die Möglichkeit der Gebäudekühlung.

In den Tabellen C-05 und C-06 sind einige nationale und internationale Beispiele für Grubenwasserwärmenutzungsanlagen aufgelistet.

Tabelle C-05 Auswahl Standorte Grubenwasserwärmenutzung (national) (nach GRAB 2010, GtV 2011, KRAUSE 2010, MATHES 2007 und WIEBER 2008).

Standort	Inbetriebnahme	Teufe (m)	T _{thermalwasser} (°C)	Wärmesenke	Wärmeleistung (kW)
Aachen/Heerlen NRW/Niederlande	2008	700	35	200 Bürohäuser, Supermarkt, Bibliothek, (Heizen und Kühlen)	5.000
Dortmund (Zeche Glückaufsegen) NRW	2009		16	Büroneubau	
Ehrefriesdorf (Zinngrube)	1994	110	10	Schule, Gewerbebau, Besucherbergwerk	120
Essen (Zeche Heinrich) NRW	1984	400	22	Seniorenwohnheim	354
Freiberg (Reiche Zeche)	im Bau	228	14	Institutgebäude TU Bergakademie Freiberg	260
Marienberg (Schacht 302)	2007	107	12,4	Abenteurbad, drei gewerbliche Objekte	690

Tabelle C-06 Auswahl Standorte Grubenwasserwärmenutzung (international) (nach WATZLAF 2006, NRC 2010, JGA 2011 und MATHES 2007).

Standort	Inbetriebnahme	Teufe (m)	T _{Thermalwasser} (°C)	Wärmesenke	Wärmeleistung (kW _{th})
Lumphinnans Schottland	2001	120	12	18 Wohnhäuser	
Park Hills USA		120	14	Verwaltungsgebäude 750m ²	113
Springhill Kanada	1987	140	18	Fabrikgebäude (14.000m ²) Wohngebiet	600

Abbildung C-13 zeigt beispielhaft ein Schema der Grubenwassernutzungsanlage Schacht 302 in Marienberg.

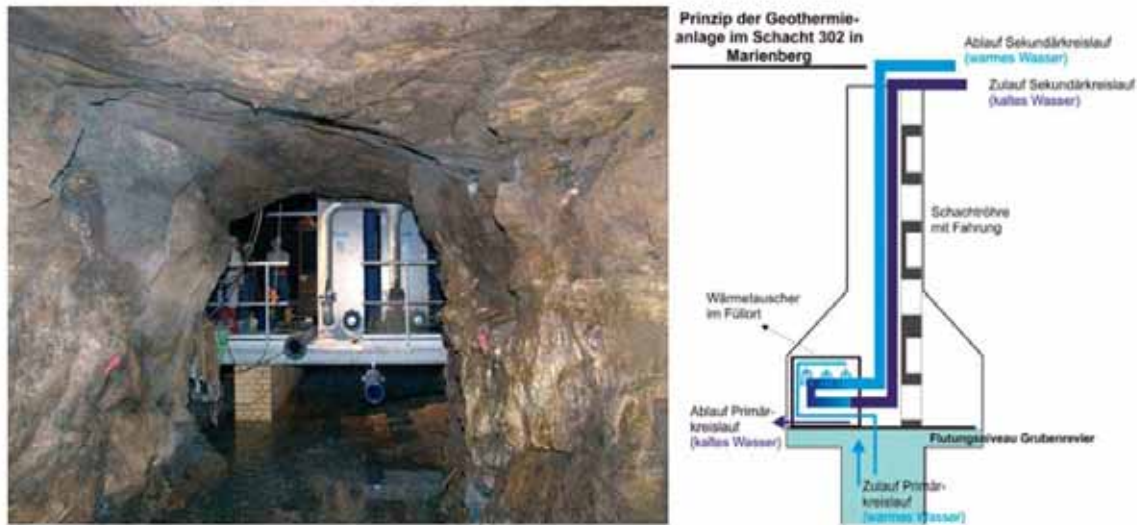


Abbildung C-13 geothermische Nutzung mittels untertägiger Wärmetauscher (Beispiel Schacht 302 Marienberg) (MATHES 2007).

Hier wird untertägig die Wärme des Grubenwassers mittels eines Plattenwärmetauscher auf einen geschlossenen Wärmeträgerkreislauf übertragen. Das erwärmte Wasser des geschlossenen Sekundärkreislaufs wird 107 m an die Oberfläche gefördert und dort in einem Abenteuerbad und drei anderen gewerblichen Objekten energetisch genutzt. Das erkaltete Wasser wird wieder in den Schacht geführt und dort erwärmt.

4. Wirtschaftlichkeit der geothermischen Energienutzung zur Wärme- und Stromproduktion

4.1 Rahmenbedingungen

Die wesentlichen Rahmenbedingungen, die heute einen wirtschaftlichen Betrieb eines Geothermieheizkraftwerks ermöglichen, sind nach der Erfahrung bisheriger Projekte zusammengefasst.

Geologische Rahmenbedingungen:

Ein ausreichendes Temperaturniveau in einer erschließbaren Tiefe stellt die Grundvoraussetzung eines Tiefengeothermieprojekts dar. Geeignete Vorerkundungen und Exploration schränken das Fündigkeitsrisiko ein.

Örtliche Rahmenbedingungen:

In den bisher umgesetzten Tiefengeothermieprojekten zeigt die Standortwahl, dass u. a. die Nähe zu geeigneten Wärmesenken gesucht wird. Auch die Möglichkeit zur Ansiedlung von Wärmesenken ist eine Möglichkeit. Großverbraucher mit passendem Temperaturniveau sind in beiden Fällen besonders interessant.

Für ein Kraftwerk ist die Lage an einem zur Rückkühlung geeignetem Vorfluter hinsichtlich Wirtschaftlichkeit und Lärmemissionen vorteilhaft.

Wirtschaftliche Rahmenbedingungen:

Die Höhe der Investitionskosten und das Verhältnis zwischen den laufenden Kosten und den Erlösen aus Strom- und Wärmeverkauf bestimmen die Wirtschaftlichkeit. Neben der reinen Einspeisevergütung gemäß des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) kann in Kombination oder alternativ eine Direktstromvermarktung erfolgen. Nicht zu vernachlässigen sind Versicherungen und Bürgschaften, die erst eine Projektumsetzung ermöglichen.

Über die technische und wirtschaftliche Umsetzungsmöglichkeit entscheidet das Verhältnis zwischen dem Erschließungsaufwand und dem Nutzen.

4.2 Einflussfaktoren auf Wirtschaftlichkeit

Nach heutigem allgemeinen Wissensstand zeichnen sich die folgenden Parameter als wichtigste Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit ab.

Kosten

- **Bohrkosten**
In den bisher umgesetzten Tiefengeothermieprojekten nehmen die Bohrkosten den größten Anteil an den Gesamtkosten ein. Geeignete geothermische Vorerkundungen verringern das Investitionsrisiko. Allerdings muss die Konkurrenzsituation zu Erdgas- und Erdölbohrungen beachtet werden.
- **Gesamtkosten**
In aktuellen Bundesstudien sind u. a. Prognosen zur Entwicklung der Investitionskosten für Geothermie von heute bis 2020 bzw. 2050 genannt (Abb. C-14 und Abb. C-15). Heutige Kostenangaben zur geothermischen Stromerzeugung bewegen sich in der Fachliteratur (PROGNOS 2010) zwischen 14.000 und 20.000 €/kW_{el}. Zur geothermischen Wärmeerzeugung wird als heutige Größenordnung ein Bereich von 400 bis über 2.000 €/kW_{th} genannt. Insgesamt wird von einer Verringerung der Kosten ausgegangen; erfahrungsgemäß zeigen neue Technologien während der Etablierung am Markt fallende Investitionskosten.

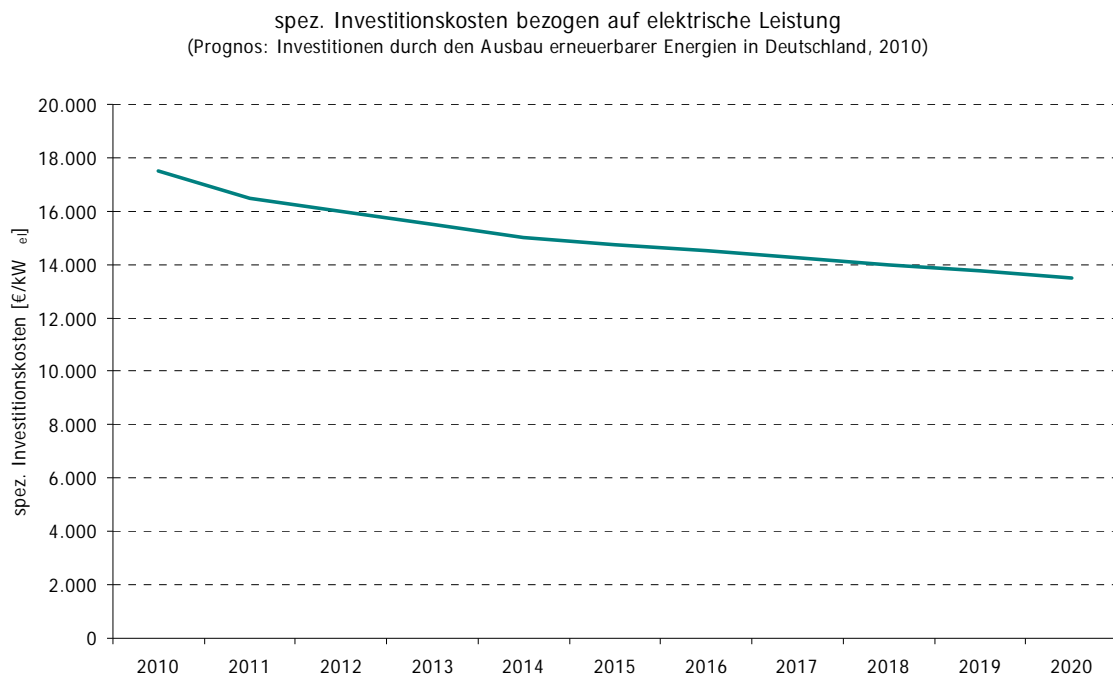


Abbildung C-14 spezifische Anlagenkosten geothermische Stromerzeugung (PROGNOS 2010).

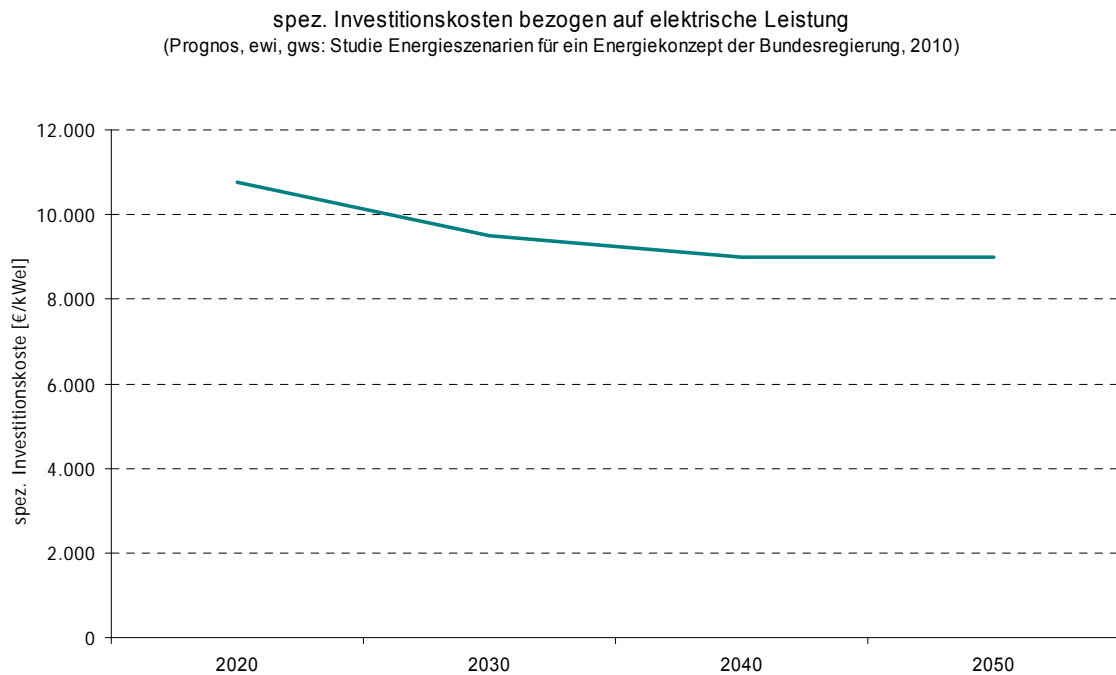


Abbildung C-15 spezifische Anlagenkosten geothermische Stromerzeugung (EWI 2010).

- **Energiepreise**
Zur Energiepreisentwicklung (Abb. C-16) sind in aktuellen Bundesstudien Prognosen für einen Zeitraum bis 2050 aufgestellt. Insgesamt wird tendenziell von einer Steigerung der Energiepreise ausgegangen. Entscheidend für die Wirtschaftlichkeit ist das Verhältnis der Strom- und Wärmepreise innerhalb der Geothermieprojekte zu den Strom-, Brennstoff- und Fernwärmepreisen der konventionellen Anlagen.

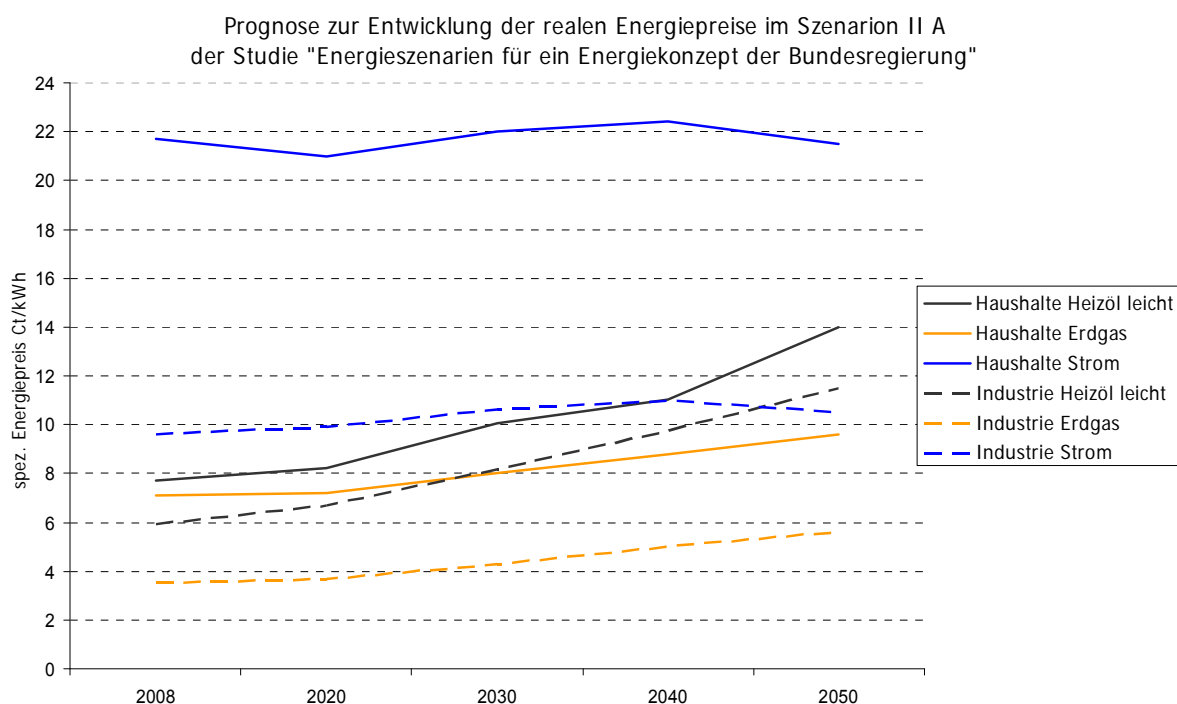


Abbildung C-16 Prognose Energiepreisentwicklung für Szenario II A verändert (EWI 2010).

Als Beispiel für heutige Wärmepreise ist von den bestehenden Geothermieheizkraftwerken in Landau und Unterhaching der aktuelle Wärmetarif (Tab. C-07) genannt.

Tabelle C-07 Auswahl Wärmetarif (brutto) zu Geothermieheizkraftwerken.

	Arbeitspreis [€/MWh _{th}]	Grundpreis	Anschluss- kosten [€]	Zählermiete	Quelle
Landau					(LANDAU 2011)
Einfamilienhaus	66,90	36,51 €/kW a)	k. A.	73,02 €/a	
Unterhaching					(UNTERHACHING 2011)
Minitarif	83,40	26,28 €/m	2.950 / 1.770	22,76 €/m	
bis 50 kW	61,40	3,28 €/m	2.950 / 1.770	22,76 €/m	
> 50 – 100 kW	61,40	2,63 €/m	2.950 / 1.770	34,44 €/m	
> 100 – 250 kW	61,40	2,63 €/m	2.950 / 1.770	34,44 €/m	
> 250 – 1.000 kW	61,40	1,96 €/m	2.950 / 1.770	40,01 €/m	
> 1.000 – 2.500 kW	61,40	1,96 €/m	2.950 / 1.770	48,81 €/m	
> 2.500 kW	61,40	1,96 €/m	2.950 / 1.770	65,24 €/m	

Politik

- Entwicklungen in der Gesetzgebung

In den letzten Jahrzehnten und verstärkt in den letzten Jahren haben die gesetzlichen Regelungen zum Thema Energie zugenommen. Stetig verschärfen sich die Anforderungen hinsichtlich Energieeinsparung, Nutzung erneuerbarer Energien und Klimaschutz. Neben der Gesetzgebung des Bundes gilt es, auch EU-Recht in nationales Recht umzusetzen. Auch Bundesländer definieren in Gesetzen und Verordnungen ihre Energiestandards, die mindestens das übergeordnete Recht

erfüllen müssen. In diesem Zusammenhang sind als wichtige Gesetze und Verordnungen EU-Gebäuderichtlinie, Energieeinsparungsgesetz und -verordnung, Erneuerbare-Energien-Gesetz und Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz zu nennen. Für die Energieeinsparverordnung ist für 2012 eine Novellierung angekündigt, um auch EU-Recht in nationales Recht umzusetzen. Baden-Württemberg hat z. B. ein verschärftes Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz auf Basis des Bundesgesetzes verabschiedet.

- **Genehmigungsverfahren**
Genehmigungsverfahren beeinflussen durch den zeitlichen Verlauf die Projektentwicklung. Durch die Anpassung der vorhandenen Genehmigungsverfahren auf den Einsatz neuer Technologien kann ein langwieriges Verfahren vermieden werden.
- **Förderungen und staatliche Bürgschaften**
Über Förderprogramme erfahren neue Technologien eine Unterstützung zur stärkeren Umsetzung. Dazu zählen z. B. auch Landesbürgschaften.

Projektabwicklung

- Heute sich in Betrieb befindende Geothermieprojekte (Beispiel Landau, Abb. C-17) erforderten mehrere Jahre Zeitaufwand von der Projektentwicklung bis zur Inbetriebnahme. Neben der sorgfältigen Planung und Exploration gilt es, das Genehmigungsverfahren zu durchlaufen, Fördermittel zu beantragen und das Investitionsrisiko durch Fündigkeitsversicherung zu minimieren. Nicht zu vernachlässigen ist die Öffentlichkeitsarbeit, um die Akzeptanz in der Bevölkerung für die neue Technologie zu steigern.

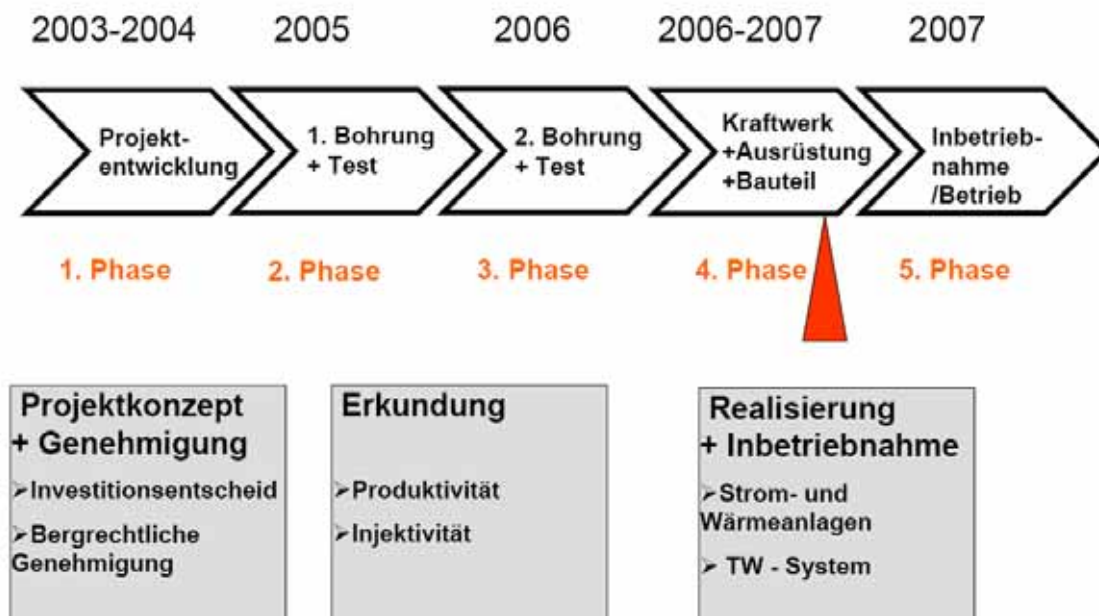


Abbildung C-17 Phasen des Geothermieprojektes Landau (GeoX 2007).

Entwicklung neuer Technologien

- **ORC-Prozess und Kalina-Prozess**
Heutige Geothermiekraftwerke sind vorwiegend mit einem ORC-Prozess ausgeführt. Lediglich in Unterhaching und in Husavik (Island) wird der Kalina-Prozess angewendet. Technisch bedingt kann der Kalina-Prozess etwas höhere elektrische Wirkungsgrade als der ORC-Prozess erreichen. Es gilt, durch technische Optimierungen den elektrischen Wirkungsgrad zu steigern. Sowohl der Kalina- als auch der ORC-Prozess haben weiteren Forschungs- und Entwicklungsbedarf.
- **Enhanced Geothermal Systems (EGS)**
Bisher wurden nur hydrothermale Geothermieprojekte umgesetzt. Langfristig werden auch petrothermale Geothermieprojekte anvisiert. Allerdings steht hier die Forschung noch am Beginn. Ziel ist es, durch technische Maßnahmen wie z.B. Stimulation neue Wasserwegsamkeiten im Gestein aufzuschließen, wenn die Förderraten zu gering sind.

4.3 Exemplarische Darstellungen der Wirtschaftlichkeit

Es erfolgt sowohl für die Tiefengeothermie als auch für die Grubenwasserwärmenutzung eine exemplarische Darstellung der Wirtschaftlichkeit. Dazu wird ein Geothermieheizkraftwerk als Tiefengeothermieprojekt betrachtet und Grenzinvestitionskosten für einen geeigneten Anwendungsfall, aufbauend auf zwei verschiedene Förderraten der Grubenwasserwärmenutzung, abgeschätzt.

Exemplarische Darstellung der Wirtschaftlichkeit eines Geothermieheizkraftwerks

Die Wirtschaftlichkeitsabschätzung beruht auf einem luftgekühlten ORC-Prozess zur Stromerzeugung, dem eine Georestwärmenutzung nachgeschaltet ist. Im Schema zur Geothermienutzung in Landau (Abb. C-18) ist eine solche Anlagenkonfiguration veranschaulicht.

Schema der Geothermienutzung in Landau

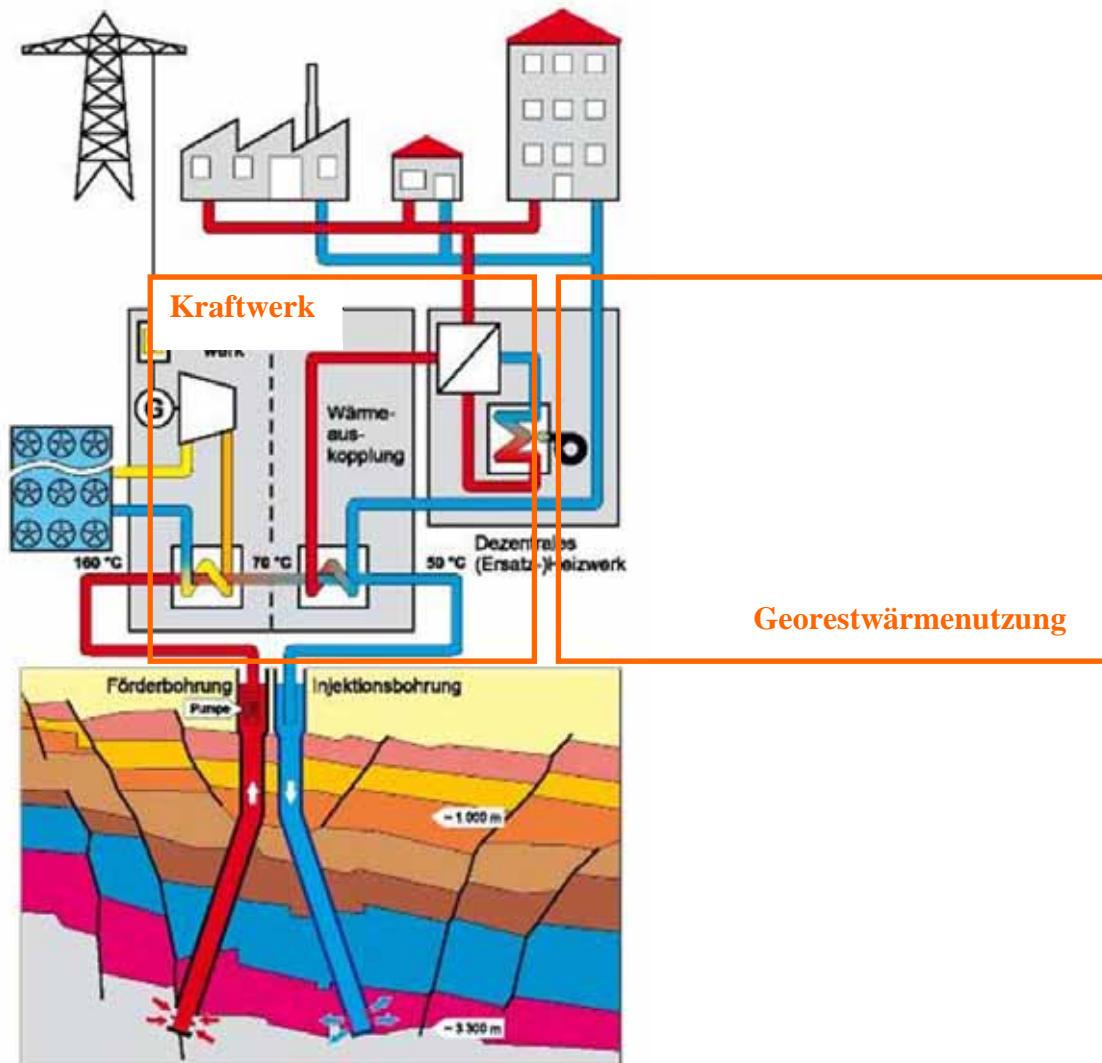


Abbildung C-18 Schema der Geothermienutzung in Landau (verändert nach GeoX 2009).

Bei Projekten mit einem Geothermieheizkraftwerk liegen bedingt durch den hohen Aufwand an Explorations- und Bohrkosten hohe Investitionskosten vor. Gleichzeitig können die Kosten stark variieren, da sie direkt an die geologischen und hydrogeologischen Verhältnisse vor Ort gekoppelt sind.

Die folgende Einteilung der Kosten und die Höhe der Beträge sind lediglich als grobe Orientierungshilfe zu sehen und können nicht für eine exakte Definition der Projektkosten an einem konkreten Standort dienen.

In der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung werden mehrere Leistungsgrößen unterschieden. Es werden mehrere variable Parameter vorgesehen, um verschiedene Szenarien darstellen zu können. Für insgesamt fünf verschiedene Wärmepreise wird eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt und das jeweilige Ergebnis als Diagramm dargestellt. Die Wirtschaftlichkeitsberechnung erfolgt in Anlehnung an die VDI-Richtlinie 2067. Die Investitionen werden nur grob abgeschätzt, da die Kosten sehr volatil sind. Aus den Investitionskosten werden nach der Annuitätsmethode die Kapitalkosten bestimmt, die

zusammen mit den Verbrauchs- und Betriebskosten die Jahreskosten ergeben. Die zu berücksichtigenden Erlöse setzen sich aus der Strom- und Wärmegutschrift zusammen.

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung beruht auf folgenden Rahmenbedingungen. Die Kosten sind ohne die gesetzliche Mehrwertsteuer angegeben.

Rahmenbedingungen

Da die Wirtschaftlichkeit einer jungen Technologie sehr stark schwankt, werden ausgewählte Parameter in der Wirtschaftlichkeitsberechnung ausgehend vom derzeitigen Wissensstand in einem definierten Bereich nach unseren Erfahrungen bei festgelegten Vereinfachungen variabel berechnet und dokumentiert (Tab. C-08).

Tabelle C-08 Rahmenbedingungen Wirtschaftlichkeit Geothermieheizkraftwerk.

Komponenten	Variable Parameter	Vereinfachung	Bedeutung
Ausgangssituation Geologie	3 Kraftwerksgrößen mit definierter elektr. Leistung aus 3 verschiedenen Temperaturen (120, 150, 180°C) der Geowärme	1 definierte Schüttung (abgeleitet aus umgesetzten Projekten) 50 m³/s 1 definierte Georestwärmetemperatur (70°C), luftgekühlter ORC-Prozess	3 verschiedene Bohrtiefen und damit unterschiedliche Kraftwerksleistungen
Investitionen	Prozentualer Anteil am vorgegebenen Investitionskostenansatz Investition Bohrung, Anlagentechnik und Wärmenetz	keine Berücksichtigung spezieller Förderprogramme definierter Zinssatz, definierte Abschreibungsdauer für Kostenblöcke: Bohrung, Anlagentechnik und Wärmenetz	unterschiedliche Investitionskosten
Verbrauchs-kosten		konstanter Strompreis für Hilfsenergie 9,6 Ct/kW _{el} (nach EWI 2010)	geringer Anteil an Jahreskosten
Betriebskosten	Wartungs-, Instandhaltungs- und sonstige Kosten ändern sich mit Investitionskosten	konstante Personalkosten	
Strom-vergütung	spezifische Vergütung in mehreren Stufen	heutige EEG-Vergütung als Basis (18 ... 30 Ct/kW _{el})	verschiedene Erlöse
Wärmenutzung	3 verschiedene Wärmenetzlängen	konstanter trassenlängenspezifischer Wärmeabsatz, durchschnittliche trassenlängenspezifische Investitionskosten	unterschiedliche Investitionskosten, unterschiedliche Wärmemengen
	2 Arten Wärmesenken (ganzjährig konstanter Wärmebedarf z. B. Niedertemperaturprozesswärme und jahreslastgangsabhängiger Wärmebedarf z. B. Wohngebiet)	typische Vollbenutzungsstunden	unterschiedliche Wärmeleistungen bestimmen Anteil der Georestwärmennutzung
	5 unterschiedliche Wärmepreise		unterschiedliche Wärmeerlöse

Geologische Rahmenbedingungen

Ein ausreichendes Temperaturniveau in einer erschließbaren Tiefe stellt die Grundvoraussetzung eines Tiefengeothermieprojekts dar. Geeignete Vorerkundungen und Exploration schränken das Fündigkeitsrisiko ein. Drei verschiedene Temperaturen (120, 150 und 180°C) werden für die Kraftwerksgröße exemplarisch betrachtet. Die zu den Temperaturen passenden Bohrtiefen ergeben sich aus Block A.

Örtliche Rahmenbedingungen

In den bisher umgesetzten Tiefengeothermieprojekten zeigt die Standortwahl, dass u. a. die Nähe zu geeigneten Wärmesenken notwendig ist. Auch die Möglichkeit zur Neu-Ansiedlung von Wärmesenken ist ein Aspekt. Großverbraucher mit passendem Temperaturniveau sind in beiden Fällen besonders interessant. Verschiedene Wärmenetzlängen (1.000 bis 5.000 m) und zwei Arten von Wärmesenken in Form von Vollbenutzungsstunden (1.800 und 6.000 h/a) bilden eine Variation unterschiedlicher Wärmenutzung. Dabei stehen Vollbenutzungsstunden in Höhe von 1.800 für eine Wärmenutzung eines angeschlossenen Wohngebietes und höhere Vollbenutzungsstunden in Höhe von 6.000 für eine Wärmenutzung die bei prozessbedingten Energieverbrauchern benötigt wird.

Wirtschaftliche Rahmenbedingungen:

Über die technische und wirtschaftliche Umsetzungsmöglichkeit entscheidet das Verhältnis zwischen dem Erschließungsnutzen zum Aufwand. Die Höhe der Investitionskosten und das Verhältnis zwischen den laufenden Kosten und den Erlösen aus Strom- und Wärmeverkauf bestimmen die Wirtschaftlichkeit. Die Einspeisevergütung gemäß des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) oder eine Direktstromvermarktung erfolgt über einen spezifischen Stromerlös, der beide Vergütungsarten überschlägig einbezieht.

Nicht zu vernachlässigen sind Versicherungen und Bürgschaften, die erst eine Projektumsetzung ermöglichen, diese sind jedoch nicht in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung mit aufgenommen worden.

In der überschlägigen Wirtschaftlichkeitsbetrachtung werden spezielle Förderprogramme wie beispielsweise Tilgungszuschuss für das Wärmenetz nach den Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien nicht berücksichtigt. Durch die Auswahl prozentualer Abstufungen der Investitionen können Veränderungen an Investitionskosten pauschal vorgenommen werden. Spezielle Fördermittel werden deswegen nicht berücksichtigt, weil noch nicht festzulegen ist, welche Förderprogramme für die spätere Realisierung eines Geothermieprojektes im Saarland genutzt werden können.

Bestimmung kapitalgebundene Kosten

Zinssatz	4 % ²
Abschreibungsdauer Exploration	15 a ²
Abschreibungsdauer Grundstück	50 a ²
Abschreibungsdauer Geothermiebohrungen	20 a ²
Abschreibungsdauer Thermalwasserförderpumpe	2 a ²
Abschreibungsdauer Thermalwasserinjektionspumpe	10 a ²
Abschreibungsdauer Thermalwasserwärmetauscher	15 a ²

² Annahme igem

Abschreibungsdauer Kraftwerk ORC-Prozess	20 a ³
Abschreibungsdauer Rückkühlwerk	20 a ⁴
Abschreibungsdauer Wärmenetz	30 a ³
Abschreibungsdauer Bautechnik	50 a ⁴
Abschreibungsdauer Planung, Unvorhergesehenes	15 a ³

Bestimmung verbrauchsgebundene Kosten

durchschnittlicher Strompreis Hilfsenergie	9,6 Ct/kW _{el} ⁵
spez. Betriebsmittelkosten	0,3 % der Investition ² (Thermalwasserpumpe und ORC-Anlage)

Bestimmung betriebsgebundene Kosten

Tabelle C-09 Wartungs- und Instandsetzungskosten

	Wartungskosten	Instandsetzungskosten
Thermalwasserpumpe	1 % der Investition ⁴	2 % der Investition ⁴
Thermalwasserwärmetauscher	2 % der Investition ³	2 % der Investition ⁴
Kraftwerk ORC-Prozess	1 % der Investition ⁴	1,5 % der Investition ³
Rückkühlwerk	1 % der Investition ⁴	2 % der Investition ⁴
Wärmenetz	-	1 % der Investition ⁴
Bautechnik	1 % der Investition ⁴	1 % der Investition ⁴
Heizölkessel	1 % der Investition ⁴	1 % der Investition ⁴

Personalkosten 80.000 €³

sonstige Kosten 0,5 % der Gesamtinvestition³
(Verwaltung, Steuern, Versicherungen, allgemeine Abgaben)

Geologische Erschließung

Geothermische Voruntersuchungen / Exploration

Nur mittels einer geeigneten Vorerkundung und Exploration ist es möglich, die Investitionsrisiken zu minimieren. Die Kosten für die Exploration inklusive geophysikalischer Messungen liegen im Schnitt bei 2 bis 3 Mio. € (REIF 2009). Im Folgenden sind einige der Messmethoden und Vorarbeiten mit den abgeschätzten Kosten aufgelistet.

Seismik

Seismische Messungen gehören zu den Standardverfahren bei der Exploration von geothermalen Standorten. Sie bedienen sich der Reflektion und Refraktion seismischer Wellen an Schichten oder Störungen. Die Wellen werden mit Hilfe von großen Vibrationsfahrzeugen oder durch Sprengungen erzeugt und mittels seismischer

³ Annahme igem

⁴ Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.

⁵ Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.

Messstationen (Geophone) empfangen und anschließend ausgewertet. Die Seismik kann somit die Schichten und Störungen des Untergrundes identifizieren und abbilden.

Einfache 2D-Seismiken liegen laut Angaben von ausführenden Firmen (DMT 2008) bei ca. 10.000-15.000 €/km. Die absoluten Kosten sind von der benötigten Anzahl an 2D-Profilen und deren Länge abhängig. Grundsätzlich kann man für das Projekt eine ungefähre Gesamtmesslänge von ca. 40-80 km annehmen. Genaue Aussagen über die Messlänge lassen sich erst nach der Auswahl der zu untersuchenden Profilschnitte nach einer geologischen Vorerkundung treffen.

3D-Seismiken sind teurer und aufwändiger in ihrer Ausführung. Hier liegt der Preis für 30 km² 3D-Seismik bei ca. 1 – 2 Mio. € (DMT 2008).

Grundsätzlich gilt bei einer seismischen Exploration, dass die Mobilisierungskosten anteilig überwiegen. Das bedeutet, dass bei einer höheren Beauftragung von 2D-Seismik-Strecken, der Preis pro Kilometer sinkt⁶. Daten älterer Seismik-Messungen (z. B. aus früheren Erdölexplorationsvorhaben) sind jedoch bei Zustimmung des Eigentümers zum Teil schon ab 1.000 €/km zu erhalten (LIAG 2009). In dieser Betrachtung werden für Seismik 1.000.000 € angenommen.

Magnetotellurik

Magnetotellurische Messmethoden können Hinweise auf das Vorhandensein von salzhaltigen Wässern im tieferen Untergrund geben. Für diese Messmethode wurde eine grobe Kostenschätzung mit ca. 215.000 € veranschlagt⁶.

Zusätzlich begleitende geologische Explorationsmaßnahmen

Folgende Verfahren können zusätzlich als geologische Explorationsmaßnahmen eingesetzt werden:

- Geologisches 3D-Modell
- Wärmeleitfähigkeitsmessungen an Probenmaterial
- Sichtung und Bewertung der gewonnenen und bereits existierender Daten
- Geländearbeiten

Für zusätzliche, begleitende geologische Maßnahmen werden hier 250.000 € veranschlagt.

Grundstückskosten

Nach einer überschlägigen Abschätzung unter zu Hilfenahme der Grundstücksgröße des Geothermiekraftwerks Landau laut Lageplandarstellung (GeoX 2007) werden rund 10.000 m² als Grundstück für den Bohrplatz inklusive eines ca. 5.000 m² großen Grundstücks für das Kraftwerk angenommen. Es wird ein symbolischer Grundstückspreis von 300.000 € angesetzt.

Geothermiebohrung

Für ein Tiefengeothermieprojekt (Dublette) sind mindestens zwei Bohrungen nötig. Eine Produktionsbohrung für die Förderung des heißen Wassers aus dem Erschließungshorizont und eine Infiltrationsbohrung für die Rückführung des durch die Energiegewinnung abgekühlten Wassers in die Tiefe.

⁶ Annahme igem

Die Bohrungen nehmen bei den Investitionskosten insgesamt den größten Teil ein. Verschiedene Anfragen bei Bohrfirmen (ANGER'S 2008) ergaben einen Preisrahmen von 7 bis 9 Mio. € in dem sich eine einzelne 4.000 m tiefe Bohrung bewegt. In der wenige Jahre alten Literatur (GfEM 2004) werden u. a. ca. 5 Mio. € als Preis für eine Einzelbohrung (4.000 m Tiefe) angegeben. Eine weitere Kennzahl für spezifische Bohrkosten wird mit ca. 2,5 Mio. € je 1.000 m Bohrung in (REIF 2009) genannt.

Die Preise für Tiefenbohrungen unterliegen üblicherweise recht starken, an die Rohstoffmärkte gekoppelten Schwankungen. Gerade die Entwicklung des Stahlmarktes sowie die Nachfrage nach Bohrgeräten in der Kohlenwasserstoffindustrie beeinflussen die Preise maßgeblich. Da die Bohrkosten sehr volatil sind, kann für die Modellrechnung nur eine grobe Abschätzung erfolgen. Genauere Aussagen sind erst nach einer offiziellen Angebotsanfrage bei entsprechend qualifizierten Bohrfirmen zu machen.

Auf diesen Angaben beruht die Entscheidung, in der Modellrechnung 2 Mio. € / 1.000 m anzusetzen.

Bohrlochgeophysik

Bohrlochgeophysikalische Messungen gehören zu den Standardmethoden, die bereits beim Ausbau der Bohrung durchgeführt werden. Kaliber- und Temperaturmessungen sind meist schon in den aufgeführten Bohrpreisen enthalten. Weiterführende Messungen, wie zum Beispiel Gamma-Ray-Messungen (zur Bestimmung des Tongehalts des Umgebungsgesteins), Sonic-Messungen (zur Bestimmung der Porosität und Klüftigkeit) und Micro-Imager-Messungen (zur Lokalisierung und Charakterisierung von Klüften) erhöhen die Kosten der Bohrungen.

Die Art und Menge der bohrlochgeophysikalischen Messmethoden ist stark von den während der Bohrung angetroffenen geologischen Gegebenheiten abhängig und kann nur schwer im Vorfeld abgeschätzt werden.

Kraftwerk

Thermalwasserpumpen

Die Abschätzung der Investitionskosten einer Thermalwasserförderpumpe für die angenommen Thermalwasserparameter orientiert sich an einem Vortrag (REIF 2009) im Workshop der geothermischen Vereinigung Bundesverband Geothermie e. V. Demnach werden für die Thermalwasserförderpumpe und Injektionspumpe insgesamt 725.000 € angenommen.

Thermalwasserwärmetauscher

Sowohl das Kraftwerk als auch die Georestwärmenutzung erfordert jeweils einen Thermalwasserwärmetauscher. In Anlehnung an der Studie (TSB 2007) zur optimierten Wärmenutzung des Geothermiekraftwerks Landau wurden die Investitionskosten für die Thermalwasserwärmetauscher grob überschlagen.

Kraftwerk / ORC-Anlage

Die Investitionskosten für das Kraftwerk mit ORC-Anlage sind abhängig von der elektrischen Kraftwerksleistung.

Rückkühlwerk

Die Investitionskosten für das luftgekühlte Rückkühlwerk wurden anhand einer Herstellersoftware (GÜNTNER 2006) zur Auslegung überschlägig abgeschätzt.

Heizwerk

Wärmenetz

Für die Wärmeversorgung sind Wärmenetze mit der Dimension von mindestens DN 200 zu verlegen. Somit werden für das Wärmenetz spezifische Investitionskosten in Höhe von 550 € je Trassenmeter angesetzt.

Bautechnik

In Anlehnung an einen Vortrag (REIF 2009) zur Wirtschaftlichkeit von Geothermieprojekten sind etwa 300.000 € für das Betriebsgebäude und ca. 250.000 € für die Außenanlagen abgeschätzt.

Heizölkessel

Zur Sicherung der Wärmeversorgung ist ein redundanter Niedertemperatur-Heizölkessel mit einer Leistung von 2 MW vorgesehen. Insgesamt werden für das redundante Heizwärmesystem inklusive Heizöltank 324.000 € an Investitionskosten angesetzt.

Planung, Unvorhergesehenes

Für die Investitionskosten zur Planung einschließlich Kosten für Unvorhergesehenes wurden pauschal für die Thermalwasserförderpumpe, die Thermalwasserwärmetauscher und das Kraftwerk 25 % der Investitionskosten angenommen. Für das Rückkühlwerk, das Wärmenetz und die Bautechnik wurden 10 % angenommen.

Variantenbildung

Für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wurden vier Varianten zum Betrieb eines Geothermieheizkraftwerkes gebildet. An Hand verschiedener Parameter werden verschiedene Betriebesmöglichkeiten dargestellt. Die Basisvariante ist eine Referenzvariante, die den wahrscheinlichsten Praxisfall aufzeigt.

Basisvariante:

Für die Basisvariante wird von einer Inbetriebnahme der Anlage vor dem Jahr 2015 ausgegangen. Folgenden Parameter wurden für die Basisvariante angenommen.

- „Kraftwerksgröße“ 150°C steht für eine Bohrtiefe von 4.900 m
- geringe Vollbenutzungsstunden 1.800 h/a
- 100% Investitionskosten
- 1.000 m Wärmenetz
- Einspeisevergütung EEG Strom 25 Ct/kWh_{el}

In der folgenden Tabelle (Tab. C-10) sind abgeschätzte Kostenpositionen zusammengestellt. Die Kosten sind ohne die gesetzliche Mehrwertsteuer angegeben.

Tabelle C-10 Abschätzung Investitionskosten für Basisvariante

Investitionskosten		Basisvariante 150 °C 100% 1.000 m 25 Ct 1.800 h/a
Geologische Erschließung	€	21.400.000
Kraftwerk	€	5.200.000
Heizwerk + Wärmenetz	€	1.500.000
Planung, Unvorhergesehenes	€	2.000.000
Gesamtinvestition	€	30.100.000
Anzusetzende Investitionen	%	100
Gesamtinvestition nach Berücksichtigung prozentualer Veränderung	€	30.100.000
Anteile an Gesamtkosten		
Geologische Erschließung	%	71
Kraftwerk	%	17
Heizkraftwerk	%	5
Planung, Unvorhergesehenes	%	7

Nach Berücksichtigung derzeitiger Preise für Investitionen und Erfahrungen aus bekannten Projekten ergeben sich für die Basisvariante knapp 30,1 Millionen €. Dabei machen die Kosten für geologische Erschließung rund 70% der Gesamtkosten aus.

Die überschlägige Berechnung der Jahreskosten für die Basisvariante stellt sich wie folgt dar (Tab. C-11).

Tabelle C-11 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung Geothermieprojekt

Wirtschaftlichkeit		Basisvariante 150 °C 100% 1.000 m 25 Ct 1.800 h/a
Investition	€	30.100.000
Kapitalkosten	€/a	2.530.000
Verbrauchskosten	€/a	392.000
Betriebskosten	€/a	395.000
Summe Kosten	€/a	3.317.000
Gutschrift Strom	€/a	3.800.000
Gutschrift Wärme	€/a	432.000
Summe Erlöse	€/a	4.232.000
Jahresgesamtkosten	€/a	-915.000
Jahresüberschuss / -fehlbetrag	€/a	915.000
Einsparung laufende Kosten	€/a	3.445.000
statische Amortisation	a	8,7

Nach dieser Modellrechnung unter Einbeziehung einer Georestwärmenutzung zur Wärmenutzung und derzeit geltender EEG-Vergütung liegt ein Jahresüberschuss in Höhe von rund 915.000 € vor. Die statische Amortisationszeit der Basisvarianten liegt bei etwa 9 Jahren.

In den folgenden Sensitivitätsbetrachtungen (Abb. C-19) wird das Jahresergebnis der betrachteten Varianten in Abhängigkeit des Wärmegestehungspreises untersucht. Dazu wurde ein Diagramm erstellt, welches für jede Variante abhängig vom Wärmepreis und dem Jahresüberschuss oder Jahresfehlbetrag eine Gerade abbildet. Dies ermöglicht, entsprechend der Preisentwicklung des Wärmepreises das zugehörige Jahresergebnis einer Variante zu ermitteln. Auf Grundlage der Basisvariante werden 5 Diagramme erstellt, in denen jeweils ein Parameter variabel dargestellt wird und sich daraus verschiedene Kurvenschare um die Basisvariante entwickeln.

In allen Diagrammen sind die gewählten Parameter in der Bezeichnung der Variante in folgender Reihenfolge angegeben:

Variantenbezeichnung – Thermalwassertemperatur – Anteil des vorgegebenen Investitions-kostenansatzes – Wärmenetzlänge – spezifische Stromvergütung – Vollbenutzungsstunden
Wärmenutzung

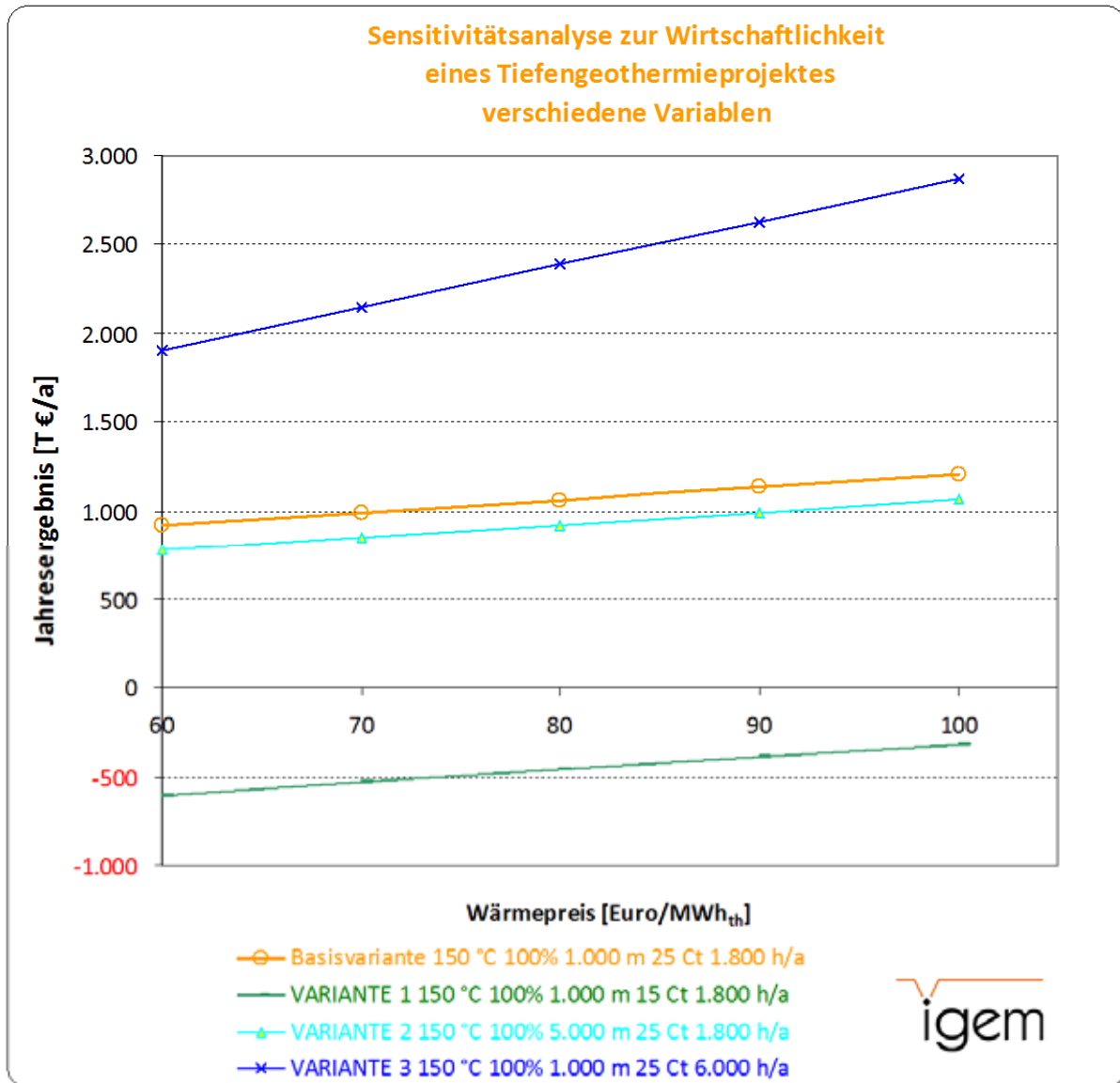


Abbildung C-19 Sensitivitätsbetrachtung, verschiedene Variablen

**Sensitivitätsanalyse zur Wirtschaftlichkeit
eines Tiefengeothermieprojektes
variable EEG-Einspeisevergütung**

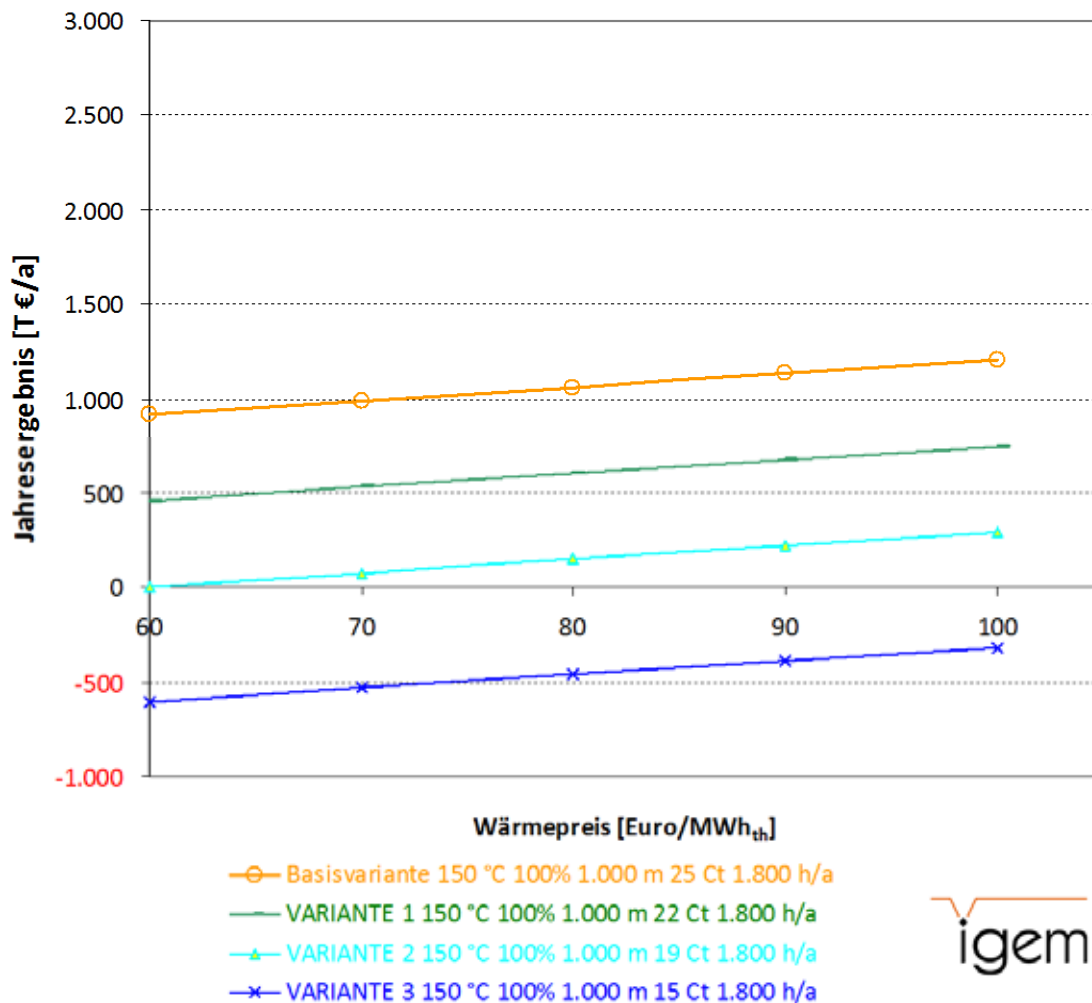


Abbildung C-20 Sensitivitätsbetrachtung, variabler EEG-Einspeisevergütungsstrom

Aus der Sensitivitätsbetrachtung mit variabler EEG-Einspeisevergütung (Abb. C-20) ist zu erkennen, dass mit steigender Stromvergütung das Jahresergebnis ansteigt. Sollte für die Basisvariante die EEG-Vergütung entfallen, ist damit zu rechnen, dass das Tiefengeothermieprojekt nicht wirtschaftlich ist. Dem könnte mit sinkenden Investitionskosten entgegengewirkt werden.

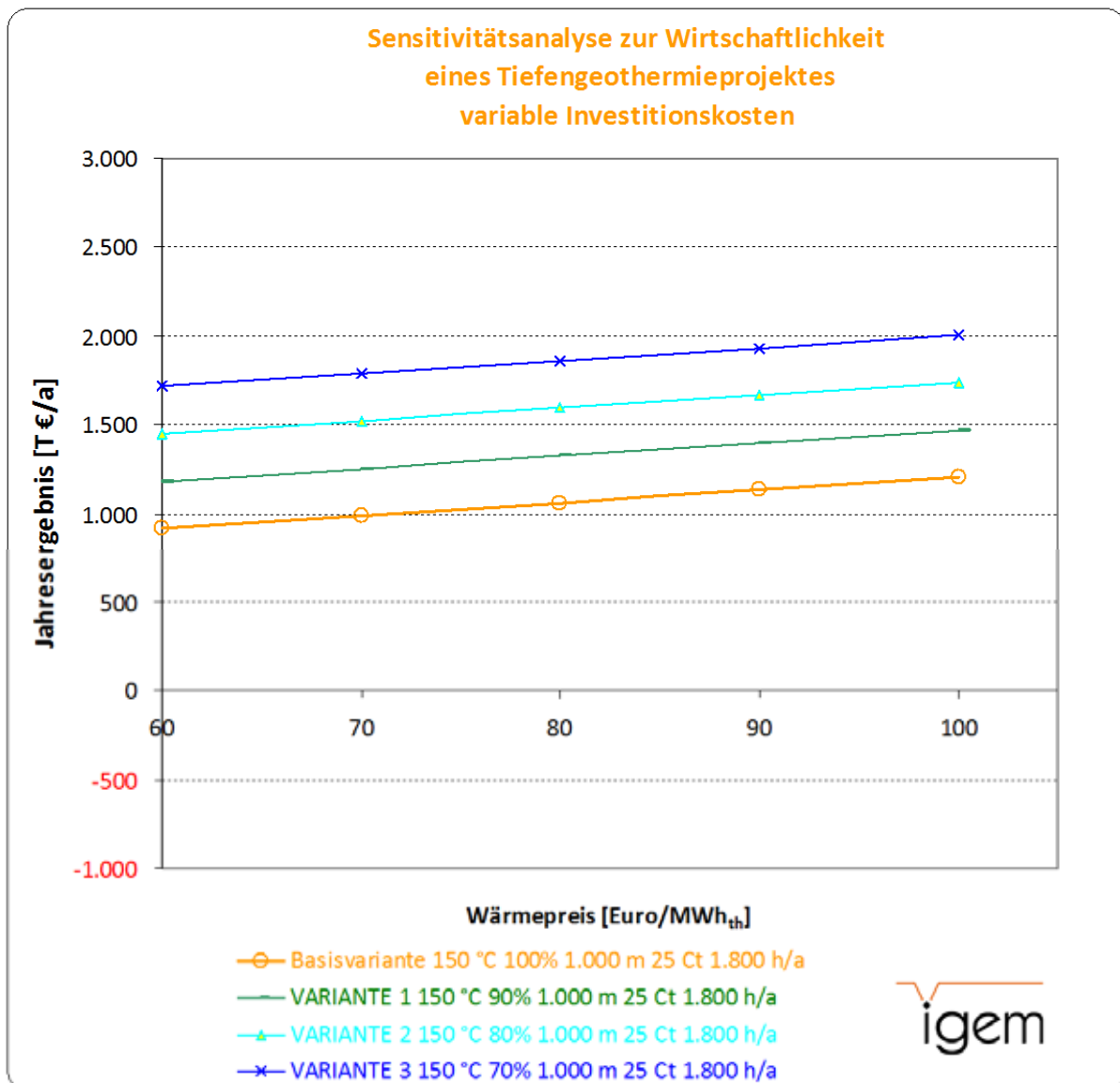


Abbildung C-21 Sensitivitätsanalyse, variable Investitionskosten

Aus der Abbildung (Abb. C-21) ist zu erkennen, dass sich mit sinkenden Investitionskosten das Jahresergebnis erhöht.

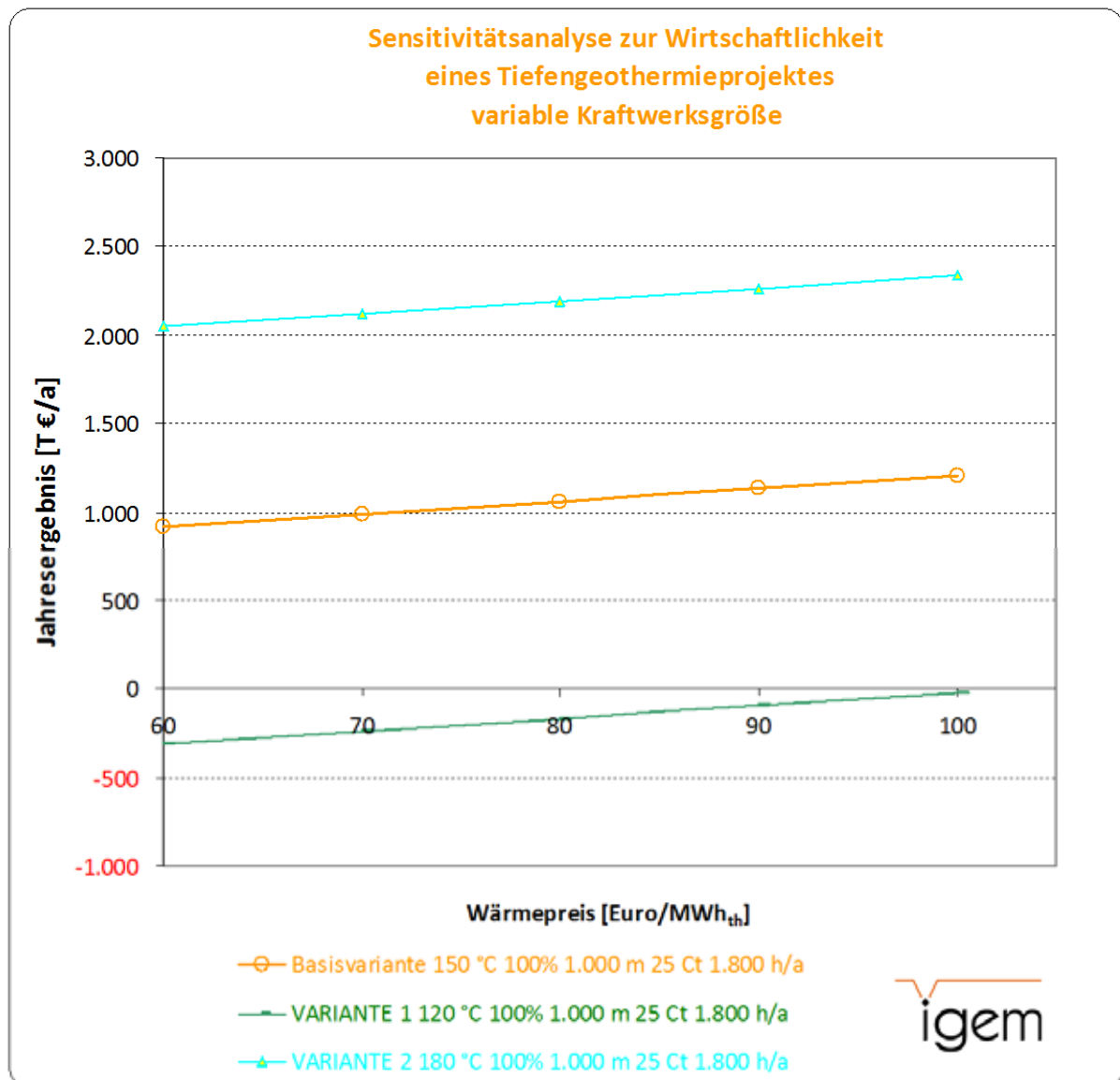


Abbildung C-22 Sensitivitätsanalyse, variable Kraftwerksgröße

Die Graphen der Sensitivitätsanalyse mit variabler Kraftwerksgröße (Abb. C-22) zeigen die größte Varianz auf. Dies resultiert daher, dass unabhängig von der Thermalwasserfördertemperatur die Georestwärmetemperatur auf die das Thermalwasser abgekühlt wird, auf 70°C festgelegt und vordefiniert wurde. Somit erhöht sich mit steigender Thermalwasserfördertemperatur die Wärmemenge und damit die Leistung und Wirtschaftlichkeit des Geothermieheizkraftwerkes.

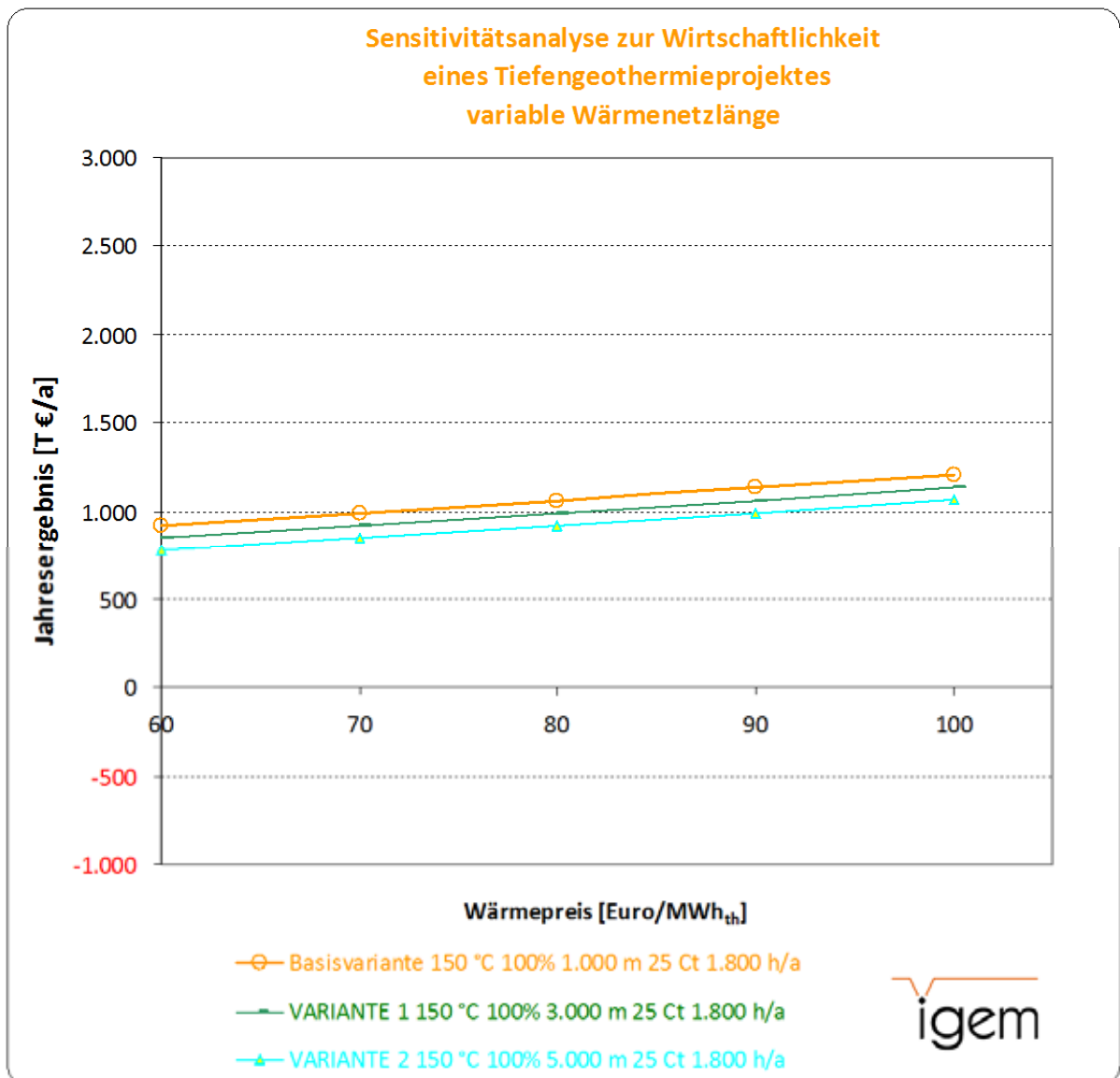


Abbildung C-23 Sensitivitätsanalyse, variable Wärmenetzlänge

Aus der Abbildung (Abb. C-23) ist zu erkennen, dass die Länge des Wärmenetzes keinen großen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit hat.

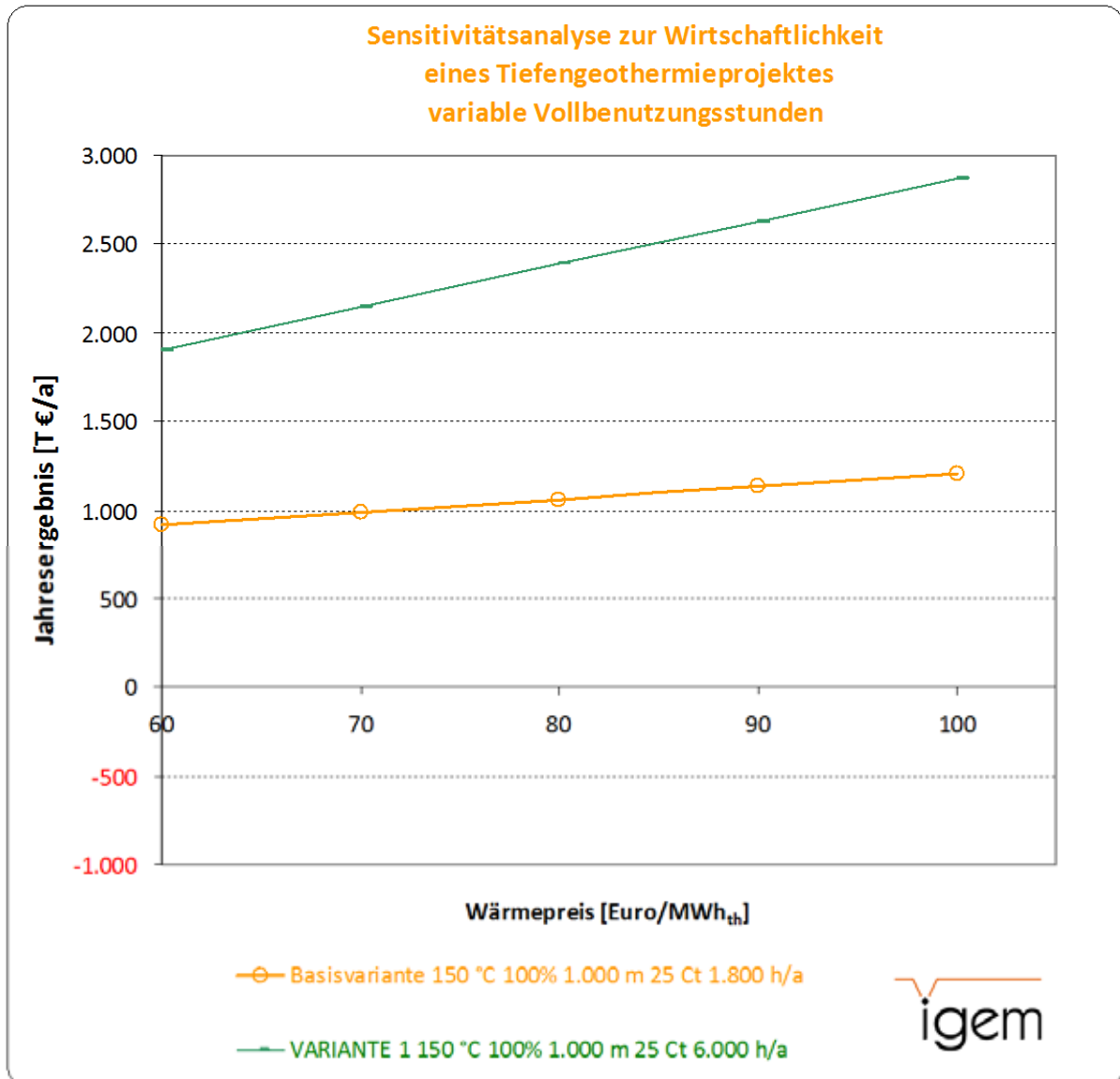


Abbildung C-24 Sensitivitätsanalyse, variable Vollbenutzungsstunden

Die Entwicklung der Geraden von Variante 1 ist günstiger als die Basisvariante (Abb. C-24). Die Ursache des schlechteren Jahresergebnisses der Basisvariante sind die geringen Vollbenutzungsstunden von 1.800 h/a die bei der Georestwärmenutzung angenommen wurden. In Variante 1 wurden hohe Vollbenutzungsstunden für die Georestwärmenutzung zur Wärmeversorgung angenommen. Die große Steigung von Variante 1 zeigt, wie stark der Einfluss der Erlöse durch den Wärmeverkauf auf das Jahresergebnis ist. Durch hohe Vollbenutzungsstunden der Georestwärmenutzung werden größere Wärmemengen im Wärmenetz zur Verfügung gestellt, welche dann zu einem bestimmten Wärmegestehungspreis verkauft werden können. Voraussetzung dafür ist, dass die bereitgestellte Jahreswärmemenge zu dem bestimmten Wärmepreis abgenommen wird. Einer der wichtigsten Einflussparameter der Sensitivitätsanalyse ist somit die Auslastung der Georestwärmenutzung.

Die Wirtschaftlichkeit sollte an Hand ausgewählter Parameter ausgehend vom heutigen Wissenstand definiert und abgeschätzt werden. Durch eine Sensitivitätsanalyse wurde der

Einfluss einzelner Parameter auf die Wirtschaftlichkeit in Form von Graphen dargestellt. Dabei wurde das Jahresergebnis der betrachteten Varianten in Abhängigkeit des Wärmegestehungspreises untersucht.

Die Analyse ergab, dass die Parameter Vollbenutzungsstunden (Georestwärmenutzung) und Thermalwasserfördertemperatur (bzw. Kraftwerksgröße) den größten Einfluss auf das Jahresergebnis haben. Die Wärmenetzlänge, und damit verbunden der spezifische Wärmeabsatz, hat eher einen geringen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit. Eine Senkung der EEG-Einspeisevergütung wirkt sich negativ auf das Jahresergebnis aus. Dahingegen verbessert sich das Jahresergebnis mit sinkenden Investitionskosten.

Es zeigt sich, dass ausgehend von den angenommenen Parametern, die Basisvariante durchaus wirtschaftlich ist und bei einem Wärmepreis von 60 €/MWh_{th} ein Jahresüberschuss von 910.000 € möglich ist.

Exemplarische Darstellung der Wirtschaftlichkeit einer Grubenwasserwärmenutzung

Ziel dieser Betrachtung ist es, erste Wirtschaftlichkeitsparameter für eine Wärmeerzeugung mit Grubenwasser zu ermitteln. Die folgende Betrachtung schätzt exemplarisch die Verbrauchskosten und die Grenzkosten einer Investition in eine Grubenwasserwärmenutzungsanlage für zwei Anwendungsbeispiele ab und vergleicht diese mit einer Basisvariante.

Die Fördermengen wurden auf 2 l/s und 20 l/s festgelegt. Diese Mengen stellen realistische Fördermengen dar, welche eine gut nutzbare Wärmemenge zur Verfügung stellen. Bei den nachfolgenden Darstellungen wurde eine Abkühlung des Grubenwassers um 15 K betrachtet. Dieser Betrag wurde gewählt, da hiermit eine Betrachtung aller Gruben durchgeführt werden konnte. Die erwarteten Wassertemperaturen innerhalb der verschiedenen Grubenbereiche nach der Flutung liegen zwischen 25°C und 40°C (Festlegung in Absprache mit Herrn Walter, Landesamt für Umwelt und Arbeit, Saarland).

Bei einer geringeren Förderhöhe wäre es auch denkbar, die Volumenströme z.B. von 2 l/s auf 7 l/s zu erhöhen. Dadurch wäre eine Abkühlung des Grubenwassers von möglicherweise nur 5 K ausreichend.

Ermittlung Förderpumpenleistung

In Abstimmung mit Herrn Walter vom LUA wurde als Annahme für die folgenden Betrachtungen eine Erschließungstiefe des Grubenwassers von 800 m festgelegt. Da für den Betrieb einer Wärmepumpe bereits in geringeren Teufen ein ausreichendes Temperaturniveau (vgl. Block B) anzutreffen sein wird, spielt die Erschließungstiefe in den folgenden Betrachtungen jedoch keine wesentliche Rolle. Eine Flutung der Gruben ist geplant, dies wird einen Anstieg des Grubenwasserspiegels auf ein Niveau von +184 m NN bewirken. Für die nachfolgenden Abschätzungen wird mit einem Wasserspiegel von 10 m unter Geländeoberkante (GOK) gerechnet. Damit müsste die Pumpe eine geodätische Höhe von 10 m überwinden, unabhängig von der Erschließungstiefe des Grubenwassers selbst. Es wird davon ausgegangen, dass das Grubenwasser nach der energetischen Nutzung wieder in das vorhandene Grubensystem infiltriert wird (Abbildung C-25).

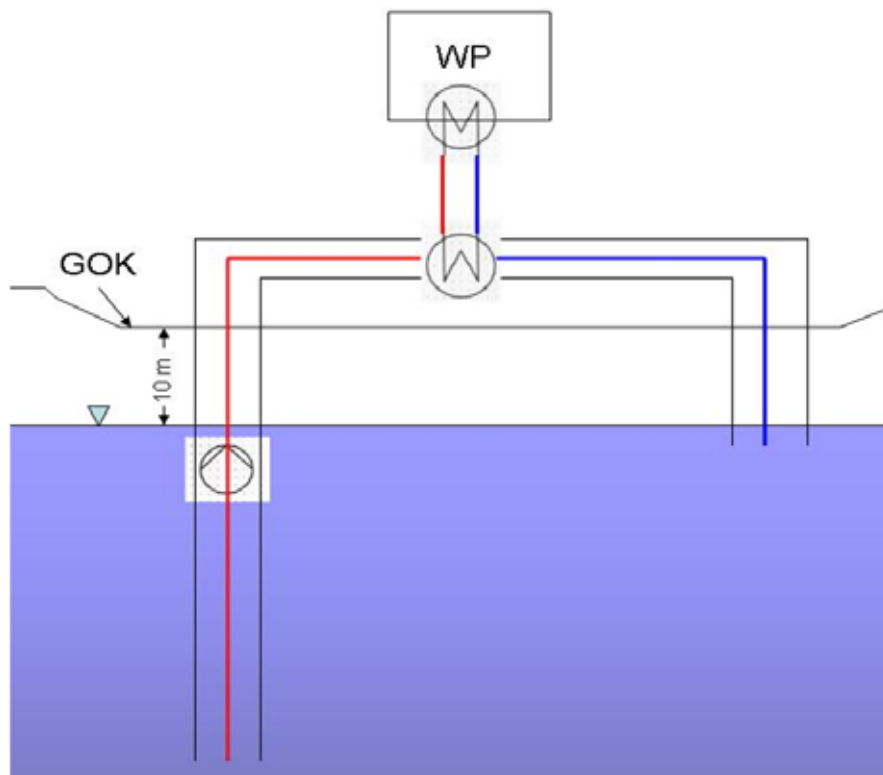


Abbildung C-25 Schema Grubenwassererschließung

Bei Erschließung eines ausreichenden Temperaturniveaus zum Betrieb einer Wärmepumpe auch in geringerer Teufe als 800 m können Bohrkosten eingespart werden.

Bei der Berechnung der benötigten elektrischen Anschlussleistung und des Stromverbrauches der Pumpe zur Hebung des Grubenwassers wird mit einer Förderhöhe von 10 m gerechnet.

Die elektrische Leistung und der Stromverbrauch der Förderpumpe (Tabelle C-12) wurden bei verschiedenen Förderungen zwischen 1 l/s und 50 l/s ermittelt.

Tabelle C-12 Stromverbrauch Förderpumpe

Volumenstrom \dot{V} (l/s)	Rohrdurchmesser d (m)	Druckverlust (Verlusthöhe) Δh_v (m)	hydr. Pumpleistung P_h (kW)	P_{el} (kW)	Stromverbrauch bei 3.500h/a (kWh)
1	0,025	445	4,37	8,5	28.000
2	0,036	285	5,59	10,9	36.000
5	0,056	160	7,82	15,2	50.000
10	0,080	104	10,17	19,8	65.000
20	0,113	68	13,33	25,9	85.000
50	0,178	39	19,34	37,6	124.000

Energetische Potenzialabschätzung

Geothermisches Potenzial

Nachfolgend wurde eine Abschätzung des vorhandenen geothermischen Potenzials bei zwei unterschiedlichen Förderraten durchgeführt. Exemplarisch wurden die Förderraten 2 l/s (Beispiel 1) und 20 l/s (Beispiel 2) betrachtet. Es wurde angenommen, dass das Grubenwasser bei der energetischen Nutzung um 15 K ($t_{\text{ein}}=20^{\circ}\text{C}$, $t_{\text{aus}}=5^{\circ}\text{C}$) abgekühlt wird. Unter der Annahme, dass Grubenwasser dieselben physikalischen Parameter wie reines Wasser hat, wurden für die verschiedenen Förderungen folgende Wärmeentzugsleistungen ermittelt:

2 l/s: 130 kW_{geo}

20 l/s: 1.300 kW_{geo}

Technisches Potenzial

Um das technische Potenzial der Grubenwassernutzung abzuschätzen, wurden zwei Beispiele der Nutzung definiert, jeweils eine für die oben genannten Förderungen (2 l/s und 20 l/s). Technisch gesehen unterscheiden sich die beiden Beispiele durch ihr thermisches Leistungsvermögen. Bei beiden Fördermengen ist vorgesehen, die geothermische Energie mit Hilfe einer Wärmepumpe zu nutzen und Spitzenlasten im Heizsystem mit einem Heizölkessel zu decken. Wärmepumpen sind in der Lage, einem Wärmereservoir mit niedriger Temperatur Wärme zu entziehen und diese dann unter Aufwendung elektrischer Antriebsenergie auf ein höheres Temperaturniveau zu bringen. Aus dem geothermischen Potenzial kann also eine größere Heizleistung gewonnen werden. Damit ein wirtschaftlicher Betrieb der Anlage gesichert ist, sollte die Nutzwärme dabei ein Mehrfaches der Antriebsenergie betragen.

Der *Coefficient of Performance* (COP) gibt das Verhältnis des, bei bestimmten Betriebsbedingungen, abgegebenen Nutzwärmestroms bezogen auf die eingesetzte elektrische Leistung für den Antrieb des Verdichters und der Hilfsantriebe an.

$$COP = \frac{Q_{\text{Nutz}}}{P_{\text{el}}}$$

Je niedriger die Temperaturdifferenz von Quellentemperatur zu Nutztemperatur, desto besser ist der COP. Dies zeigt exemplarisch

Abbildung C-26.

Beispielhafte Leistungskurve einer Wärmepumpe (200 kW_{th})

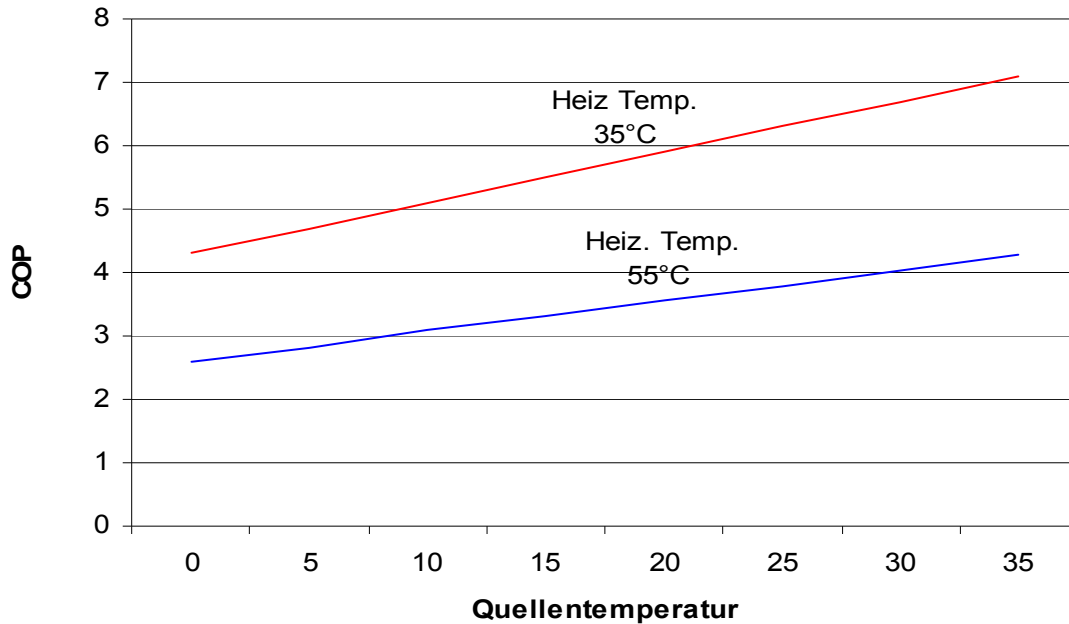


Abbildung C-26 Beispielhafte Leistungskurve einer Wärmepumpe. Daten: (WATERKOTTE 2010) (Werte ab 15°C interpoliert)

Wärmepumpen sind vor allem für energetisch optimierte Neubauten mit einer niedrigen Vorlauftemperatur des Heizsystems interessant. In den Planungshandbüchern der Wärmepumpenhersteller finden sich üblicherweise COP-Werte bis zu einer Quelltemperatur von 15°C. Die Werte bis 35°C wurden linear extrapoliert.

Für die vorliegende Betrachtung wird mit einer durchschnittlichen Quelltemperatur von 15-20°C und einer angenommenen Vorlauftemperatur von 35°C gearbeitet. Dies entspricht Leistungszahlen von 5,5 - 6. Falls es also möglich ist, ein Temperaturniveau von 15-20°C schon in geringeren Tiefen als 800 m zu erreichen können die Bohrkosten zur Erschließung des Grubenwassers deutlich verringert werden.

Die Leistungszahl ist ein vom Hersteller der Wärmepumpen vorgegebener Kennwert und wurde unter Normbedingungen auf dem Prüfstand ermittelt. Sie definiert somit immer einen bestimmten Betriebspunkt.

Als weitere, anwendungsbezogene, Kennziffer für die Effizienz gibt die Jahresarbeitszahl, über ein Jahr gesehen, das Verhältnis des Ertrags an Heizenergie und der eingesetzten elektrischen Antriebsarbeit (Strom) an. Da sie unter Betriebsbedingungen ermittelt wird, ist sie immer etwas niedriger als die Leistungszahl. Die reelle JAZ lässt sich nur im Betrieb ermitteln. In dem geplanten System soll die Wärmepumpe die Grundlast des Heizsystems tragen. Die kurzzeitigen Spitzenlasten soll der Heizölkessel übernehmen. Mit diesen Vorgaben lässt sich die Gesamtwärmeleistung der verschiedenen Förderungen ermitteln. (Tabelle C-13)

Tabelle C-13 Potenzielle Wärmeleistung

		Beispiel 1 Grubenwassernutzung Förderrate: 2l/s +HEL-Kessel	Beispiel 2 Grubenwassernutzung Förderrate: 20 l/s +HEL-Kessel
Geothermische Energie	kW _{geo}	130	1.300
Jahresarbeitszahl JAZ			
Wärmepumpe (W15/W35) ⁷		5	5
Jahresnutzungsgrad			
Heizölkessel		80%	80%
Wärmeleistung Wärmepumpe	kW _{th}	160	1.600
Wärmeleistung Heizölkessel	kW _{th}	320	3.200
Gesamtwärmeleistung	kW _{th}	500	5.000

Für Neubauten wird gemäß der Energieeinsparverordnung (EnEV 2009) ein gemittelter spezifischer Wärmebedarf von 40 W/m² angenommen. Ein Neubau einer Schule mit z.B. 2000 m² Nutzfläche hätte einen Wärmebedarf von 80 kW. Damit können, unter der Voraussetzung, dass die Wärmepumpe die Grundlast (1/3) und der Heizölkessel die Spitzenlast (2/3) der Heizleistung übernimmt, schon mit einer Förderung von 2 l/s 6 Schulneubauten oder ähnlich große öffentliche Gebäude beheizt werden.

Energiebilanz

Mit der Gesamtleistung kann nun eine Energiebilanz für die beiden Beispiele erstellt werden. In der Energiebilanz sind die Energie- und Brennstoffmengen für beide Beispiele aufgeführt. Davon ausgehend, dass nur Neubauten mit dem jeweiligen Wärmepumpensystem beheizt werden sollen, wurde eine Vollbenutzungsstundenzahl von 1.500 h/a für das Heizsystem angesetzt. Wie in Kapitel C-2 bereits erwähnt, soll die Wärmepumpe die Grundlastversorgung in beiden Varianten übernehmen. Damit stellt sie 1/3 des Jahreswärmebedarfs. Für jede der beiden Varianten wurde eine Vergleichsbilanz mit einem Brennwertkesselsystem äquivalenter Leistung erstellt. (Tabelle C-14 und Tabelle C-15)

⁷ Die Eingangstemperatur im Verdampfer der Wärmepumpe wird aufgrund der Auskühlung des Grubenwasser (mittlere angenommene Temperatur 20 °C) um 15 K auf 15 °C geschätzt. Hierbei ergibt sich eine JAZ (W15/W35) von etwa 5,0

Tabelle C-14 Energiebilanz Beispiel 1 + Basisvariante

		Beispiel 1 Grubenwassernutzung Förderrate: 2l/s +HEL-Kessel	Basisvariante Erdgas- Brennwertkessel
Gesamtwärmeleistung	kW _{th}	500	500
Vollbenutzungsstunden (Vbh)			
Heizungssystem	h/a	1.500	1.500
Gesamtwärmeverbrauch	kWh _{th} /a	750.000	750.000
Wärmeerzeugung Wärmepumpe	kWh _{th} /a	563.000	
Wärmeerzeugung Heizölkessel	kWh _{th} /a	188.000	
Wärmeerzeugung Brennwertkessel	kWh _{th} /a		750.000
Vbh Wärmepumpe	h/a	3.500	
Vbh Heizölkessel	h/a	588	
Vbh Brennwertkessel	h/a		1.500
Stromverbrauch WP	kWh _{el} /a	113.000	
Stromverbrauch Förderpumpe	kWh _{el} /a	36.000	
Heizöl Verbrauch (Heizwert)	kWh _{Hi} /a	235.000	
Erdgasverbrauch (Heizwert)	kWh _{Hi} /a		773.000
Erdgasverbrauch (Brennwert)	kWh _{HS} /a		850.300

Tabelle C-15 Energiebilanz Beispiel 2 + Basisvariante

		Beispiel 2 Grubenwassernutzung Förderrate: 20 l/s +HEL-Kessel	Basisvariante Erdgas- Brennwertkessel
Gesamtwärmeleistung	kW _{th}	5.000	5.000
Vollbenutzungsstunden (Vbh)			
Heizungssystem	h/a	1.500	1.500
Gesamtwärmeverbrauch	kWh _{th} /a	7.500.000	7.500.000
Wärmeerzeugung Wärmepumpe	kWh _{th} /a	5.625.000	
Wärmeerzeugung Heizölkessel	kWh _{th} /a	1.875.000	
Wärmeerzeugung Brennwertkessel	kWh _{th} /a		7.500.000
Vbh Wärmepumpe	h/a	3.500	
Vbh Heizölkessel	h/a	586	
Vbh Brennwertkessel	h/a		1.500
Stromverbrauch WP	kWh _{el} /a	1.125.000	
Stromverbrauch Förderpumpe	kWh _{el} /a	85.000	
Heizöl Verbrauch (Heizwert)	kWh _{Hi} /a	2.344.000	
Erdgasverbrauch (Heizwert)	kWh _{Hi} /a		7.732.000
Erdgasverbrauch (Brennwert)	kWh _{HS} /a		8.505.200

Wirtschaftlichkeit

In dieser Betrachtung wurden als Wirtschaftlichkeitsparameter nur die Verbrauchskosten der beiden Beispiele betrachtet und mit den Basisvarianten verglichen. Dazu wurden Energiemengen aus den Energiebilanzen der Beispiele mit den zurzeit geltenden Marktpreisen für Heizöl, Erdgas und Strom (Tabelle C-16) verrechnet. Für den Strompreis wurde ein verbilligter Wärmepumpentarif festgelegt, hier exemplarisch 15 Ct/kWh_{el}.

Außerdem wurde auch der für die Förderpumpe benötigte Strom mit dem verbilligten Wärmepumpentarif gerechnet. Da sie zur Anlagentechnik der Wärmeerzeugung dazugehört, ist damit zu rechnen, dass auch für sie der Wärmepumpentarif gilt. Die Pumpe hat dieselbe Betriebsstundenzahl wie die Wärmepumpe (3.300 h/a).

Das Verhältnis der Verbrauchskosten zu dem Gesamtjahreswärmebedarf ergibt den spezifischen Verbrauchskostenanteil (Tabelle C-17 und Tabelle C-19) am Wärmepreis. Dieser wurde für beide Grubenwasserförderraten (Beispiel 1 und Beispiel 2) ermittelt, um eine weitere Kenngröße zur Abschätzung der Wirtschaftlichkeit zu haben.

Tabelle C-16 Preise Energieträger (EWI 2010).

Strom Wärmepumpentarif inkl. MwSt.	Ct/kWh _{el}	15
Arbeitspreis Heizöl leicht inkl. MwSt.	Ct/kWh _{Hi}	7,7
Arbeitspreis Erdgas inkl. MwSt.	Ct/kWh _{HS}	7,2

Tabelle C-17 Vergleich der Verbrauchskosten von Beispiel 1 zur Basisvariante

		Beispiel 1 Grubenwassernutzung Förderrate: 2l/s +HEL-Kessel	Basisvariante Erdgas- Brennwertkessel
Verbrauchskosten	€/a	40.000	60.400
spez. Verbrauchskostenanteil am Wärmepreis	Ct/kWh _{th}	5,3	8,1

Der spezifische Verbrauchskostenanteil ist, bei der Grubenwassernutzung, um 2,8 Ct/kWh_{th} geringer als bei der Basisvariante. Die Einsparungen betragen absolut 20.400 €/a.

Aus der Differenz der Jahreskosten der beiden Systeme lassen sich, über Anwendung eines Annuitätenfaktors Grenzkosten für eine maximale Mehrinvestition bei der Grubenwassernutzung bestimmen. Die Grenzkosten geben an, wie hoch die Mehrinvestition bei der Grubenwassernutzung sein darf, um eine Kostengleichheit in den Jahreskosten zu erhalten.

Hierbei wird nicht nur davon ausgegangen das man die kompletten Einsparungen von 21.400 € jährlich als Rücklage anlegen kann, sondern auch, dass man jährliche Kosten auf Seiten der Investition hat. Unter der Berücksichtigung einer Nutzungsdauer der Wärmepumpenanlage von 20 Jahren und einer Verzinsung der Investitionssumme mit einem

Zinssatz von 5% wird der Annuitätenfaktor ermittelt. Das Verhältnis von Annuitätenfaktor und Einsparungen ergibt die potentiellen Mehrinvestitionen bei Beispiel 1. Die Berechnung unterliegt der Vereinfachung, dass alle Komponenten mit 20 Jahren rechnerischer Nutzungsdauer behandelt werden (Tabelle C-18).

Tabelle C-18 Mehrinvestitionen bei Beispiel 1

Einsparungen	€/a	20.400
Zinssatz		0,05
Nutzungsdauer	a	20
Annuitätenfaktor	1/a	0,0802
Mehrinvestition	€	254.000

Damit dürften die Investitionskosten der Grubenwassernutzung um 254.000 € höher sein als die der Basisvariante.

Tabelle C-19 Vergleich der Verbrauchskosten von Beispiel 2 zur Basisvariante

		Beispiel 2 Grubenwassernutzung Förderrate: 20 l/s +HEL-Kessel	Basisvariante Erdgas- Brennwertkessel
Verbrauchskosten	€/a	362.000	604.000
spez. Verbrauchskostenanteil am Wärmepreis	Ct/kWhth	4,8	8,1

Auch hier hat die Grubenwassernutzung die geringeren Verbrauchskosten. Hier betragen die Einsparungen gegenüber der Basisvariante 242.000 €/a. Der spezifische Verbrauchskostenanteil ist sogar etwas geringer als bei der kleineren Förderung.

Auch hier wurde, mit denselben Annahmen wie bei der kleineren Förderung die Mehrinvestitionssumme ermittelt. (Tabelle C-20)

Tabelle C-20 Mehrinvestitionen bei Beispiel 2

Einsparungen	€/a	242.000
Zinssatz		0,05
Nutzungsdauer	a	20
Annuitätenfaktor	1/a	0,0802
Mehrinvestition	€	3.016.000

Bei der größeren Grubenwasserwärmenutzungsanlage dürften die Investitionskosten also ca. 3 Mio. € höher sein als bei einem Brennwertkesselsystem äquivalenter Leistung.

Beide Varianten der Grubenwassernutzung schneiden also auf Seiten der Verbrauchskosten besser ab als die Basisvarianten.

Vergleicht man den spezifischen Verbrauchskostenanteil beider Beispiele der Grubenwassernutzung, so spricht auf den ersten Blick alles für die Anlage mit der größeren Förderung. Allerdings ist es hier notwendig, eine Wärmesenke zu finden die groß genug ist, um die anfallende Wärmemenge aufzunehmen.

Emissionsbilanzen

Eine ökologische Bewertung der energetischen Grubenwassernutzung Tabelle C-21 erfolgt mit Hilfe einer CO₂-Äquivalent-Bilanz. Dazu wird jedem eingesetzten Energieträger (z.B. Erdgas oder Strom) ein spezifisches CO_{2e}-Emissionen nach **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** zugrunde gelegt.

Tabelle C-21 CO₂- Äquivalente (Gemis 2010).

spezifische CO _{2e} -Emission Erdgas	g/kWh _{Hi}	252,53
spezifische CO _{2e} -Emission Strom	g/kWh _{el}	664,17
Spezifische CO _{2e} -Emission Heizöl leicht	g/kWh _{Hi}	320,81

Die Emissionsbilanzen der beiden Varianten der Grubenwassernutzung wurden wieder mit denen der Basisvarianten verglichen (Tabelle C-22 und Tabelle C-23)

Tabelle C-22 Emissionsbilanz Variante 1 und Basisvariante

		Beispiel 1 Grubenwassernutzung Förderrate: 2l/s +HEL-Kessel	Basisvariante Erdgas- Brennwertkessel
Emission CO ₂ -Äquivalente	kg/a	174.400	195.200
Gesamtwärmeverbrauch	kWh _{th} /a	750.000	750.000
spez. CO ₂ -Äquivalent-Emissionen	g CO ₂ /kWh _{th}	233	260

Tabelle C-23 Emissionsbilanz Variante 2 und Basisvariante

		Beispiel 2 Grubenwassernutzung Förderrate: 20 l/s +HEL-Kessel	Basisvariante Erdgas- Brennwertkessel
Emission CO ₂ -Äquivalente	kg/a	1.555.600	1.952.500
Gesamtwärmeverbrauch	kWh _{th} /a	7.500.000	7.500.000
spez. CO ₂ -Äquivalent-Emissionen	g CO ₂ /kWh _{th}	207	260

Zur besseren Übersicht sind die Ergebnisse der Emissionsrechnung in Abbildung C-27 graphisch dargestellt.

Spez. CO₂ Äquivalent Emissionen

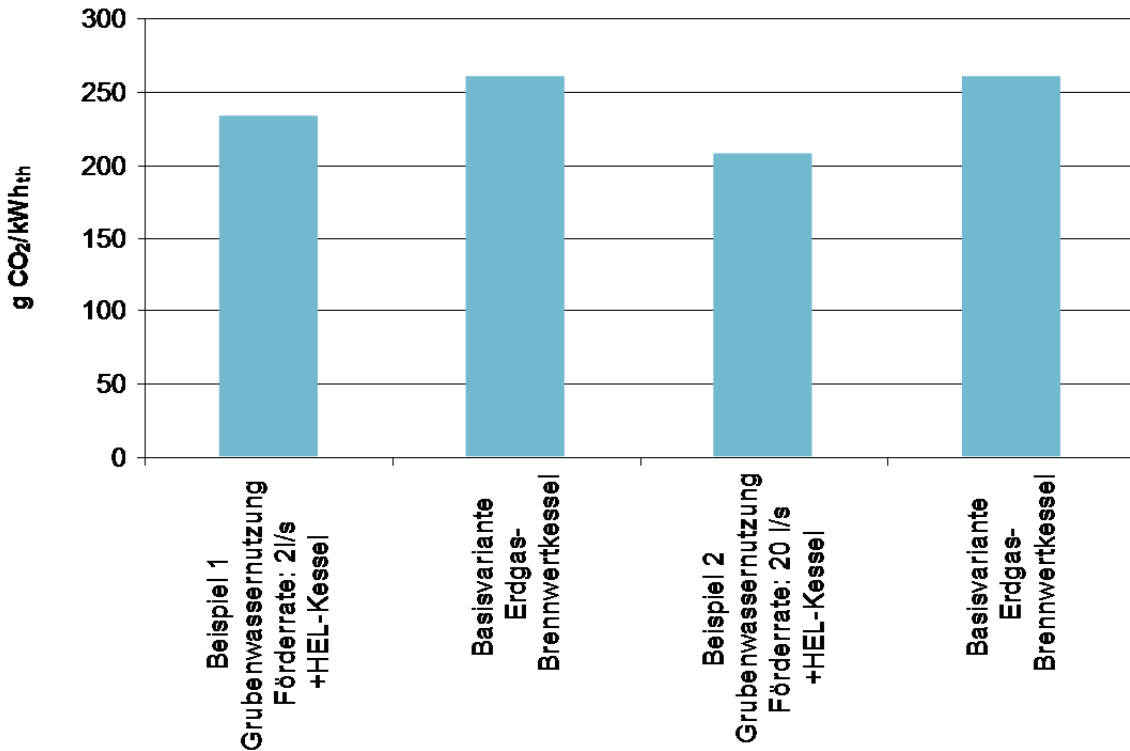


Abbildung C-27 Übersicht CO_{2e}-Emissionen

Abbildung C-27 zeigt, dass die Grubenwassernutzung, unabhängig davon ob 2 l/s oder 20 l/s Grubenwasser gefördert werden, immer den geringeren Ausstoß an CO₂-Äquivalenten hat. Im Vergleich der Beispiele 1 und 2 hat die größere Förderung (20 l/s) den geringeren Ausstoß an CO₂-Äquivalenten. Aus emissionstechnischer Sicht wäre es also besser, die Anlage mit der größeren Förderung zu realisieren. Ob es auch ökologisch sinnvoller wäre, hängt davon ab, ob eine passende Wärmesenke (Abnehmer) zur Verfügung steht.

Würde man die elektrische Antriebsenergie für die Wärmepumpe aus „grünem Strom“ beziehen, gäbe es bei der Grubenwassernutzung geringere⁸ Emissionen auf Seiten der Wärmepumpe und der Förderpumpe. Zur Übersicht sind die spezifischen CO_{2e}-Emissionen in

Abbildung C-28 dargestellt.

⁸ Der „grüne Strom“ der meisten Anbieter wird zum größten Teil aus Wasserkraft gedeckt. Nach (GEMIS 2010) liegt der CO_{2e}-Emissionskennwert für Wasserkraftwerke bei 40 g CO₂ / kWh_{el}

Vergleich spez. CO₂ - Äquivalent Emissionen Standard gegen "grünen Strom"

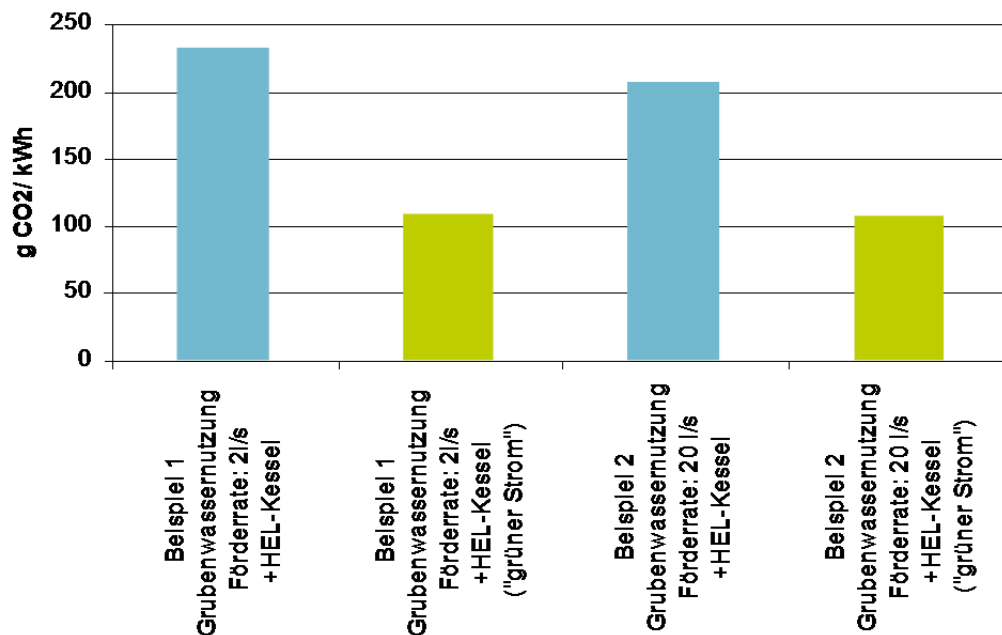


Abbildung C-28 Vergleich spez. CO₂- Äquivalent Emissionen Standard gegen „grünen Strom“

Allerdings würde sich auch der spezifische Verbrauchskostenanteil erhöhen, da sogenannter „grüner Strom“ im Moment teurer ist. Für eine Vergleichsrechnung wurde der Tarif „RWE Pro Klima Wärmepumpe“ mit 16,8 Ct/kWh_{el} (Stand 17.02.2011) genommen. Die Ergebnisse sind in

Abbildung C-29 dargestellt.

Vergleich spez. Verbrauchskostenanteil Standard gegen "grünen Strom"

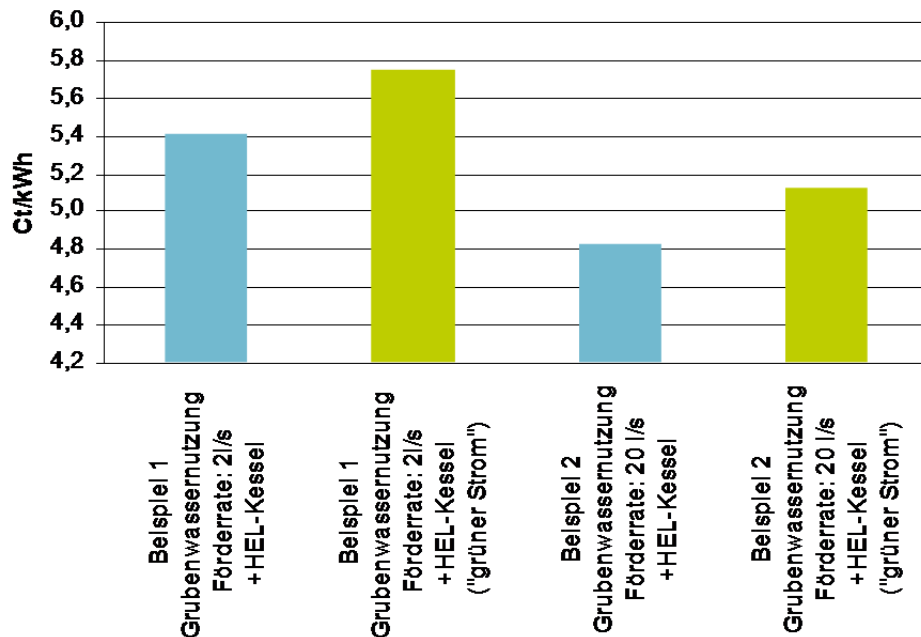


Abbildung C-29 Vergleich Standard gegen „grünen Strom“

Sensitivitätsanalyse

Unter Berücksichtigung der heutigen (Stand 2008) Energieträgerkosten stellt sich die Grubenwassernutzung auf Seiten der Verbrauchskosten besser dar als die Basisvarianten. Dieser Unterschied könnte in Zukunft durch Änderung der Bezugskosten noch größer ausfallen. Um dies abschätzen zu können, wurden prognostizierte Preissteigerungen für die nächsten 40 Jahre angenommen. Die prognostizierten Preise entstammen **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** Für die Abschätzung wurden die realen Preise des Referenzszenarios benutzt (Tabelle C-24). Als Basis diente das Jahr 2008.

Tabelle C-24 Preissteigerung im Referenzszenario

Preise inkl. Mwst.		2008	2020	2030	2040	2050
Heizöl leicht	Ct/l	77,1	82,1	97,6	114,9	133,5
Erdgas	Ct/kWh _{HS}	7,1	7,2	7,8	8,5	9,1
Strom	Ct/kWh _{el}	21,7	21,7	22,2	22,2	21,8

Um die prognostizierten Preise für diese Betrachtung zu verwenden und die Verbrauchskosten abschätzen zu können, wurden zwei Umrechnungen vorgenommen. Die Heizölkosten wurden mit Hilfe des Heizwertes von 10 kWh/l, auf Ct/kWh umgerechnet. Ebenso musste der Strompreis auf den verbilligten Wärmepumpenstrom umgerechnet werden. Hierzu wurden aus dem oben angegebenen Wärmepumpenstrompreis von 15 Ct/kWh und dem aus dem Referenzszenario der Studie vorgegebenen Preis für 2008 (21,7 Ct/kWh) die prozentuale Minderung des Wärmepumpenstrompreises ermittelt. Daraus

ergibt sich, dass der Wärmepumpenstrompreis immer ca. 30 Prozent günstiger gegenüber dem Normalstrompreis ist (Tabelle C-25. Diese Methode dient nur der Orientierung und gibt wahrscheinlich nicht den tatsächlich vergünstigten Strompreis wieder, ist aber für eine Annäherung ausreichend.

Tabelle C-25 Preissteigerung im Referenzszenario (eigene Annahme)

Preise inkl. Mwst.		2008	2020	2030	2040	2050
Heizöl leicht	Ct/kWh _{Hi}	7,71	8,2	9,8	11,5	13,4
Erdgas	Ct/kWh _{HS}	7,1	7,2	7,8	8,5	9,1
Strom (WP)	Ct/kWh _{el}	15,19	15,2	15,5	15,5	15,3

Nun konnte ein Szenario für den jeweiligen Verbrauchskostenanteil am Wärmepreis in der Zukunft erarbeitet werden. In Tabelle C-26 und Abbildung C-30 sind die Verbrauchskosten für Variante 1, Förderung von 2 l/s, aufgeführt.

Tabelle C-26 Verbrauchskosten entwickelt nach Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden., Beispiel 1

Beispiel 1 Grubenwassernutzung Förderrate: 2l/s +HEL-Kessel			Basisvariante Erdgas- Brennwertkessel	
	Verbrauchskosten €/a	spez. Verbrauchskostenanteil am Wärmepreis Ct/kWh _{th}	Verbrauchskosten €/a	spez. Verbrauchskostenanteil am Wärmepreis Ct/kWh _{th}
2020	42.000	5,6	61.000	8,1
2030	46.000	6,1	66.000	8,8
2040	50.000	6,7	72.000	9,6
2050	54.000	7,2	77.000	10,3

Prognostizierte Verbrauchskosten bei 2 l/s

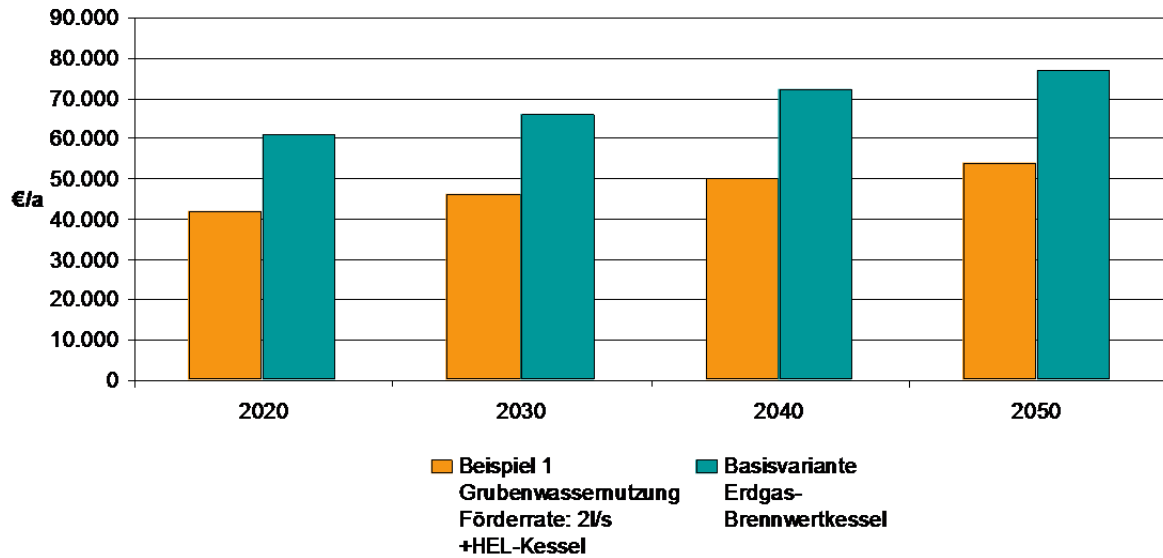


Abbildung C-30 entwickelte Verbrauchskosten Beispiel 1

Abbildung C-30 verdeutlicht, dass der Trend bei den Verbrauchskosten sich auch in Zukunft fortsetzt. Die Verbrauchskosten der Grubenwassernutzung bleiben immer unter denen der Basisvariante. Im Jahr 2040 betragen die jährlichen Einsparungen 22.000€.

Analog dazu wurden die zukünftigen Verbrauchskosten für Variante 2 bei einer Förderung von 20 l/s ermittelt (Tabelle C-27 und Abbildung C-31).

Tabelle C-27 Verbrauchskosten entwickelt nach EWI (2010), Beispiel 2

Beispiel 2 Grubenwassernutzung Förderrate: 20 l/s +HEL-Kessel			Basisvariante Erdgas- Brennwertkessel	
	Verbrauchskosten €/a	spez. Verbrauchskostenanteil am Wärmepreis Ct/kWh _{th}	Verbrauchskosten €/a	spez. Verbrauchskostenanteil am Wärmepreis Ct/kWh _{th}
2020	376.000	5,0	612.000	8,2
2030	417.000	5,6	663.000	8,8
2040	457.000	6,1	723.000	9,6
2050	498.000	6,6	774.000	10,3

Prognostizierte Verbrauchskosten bei 20 l/s

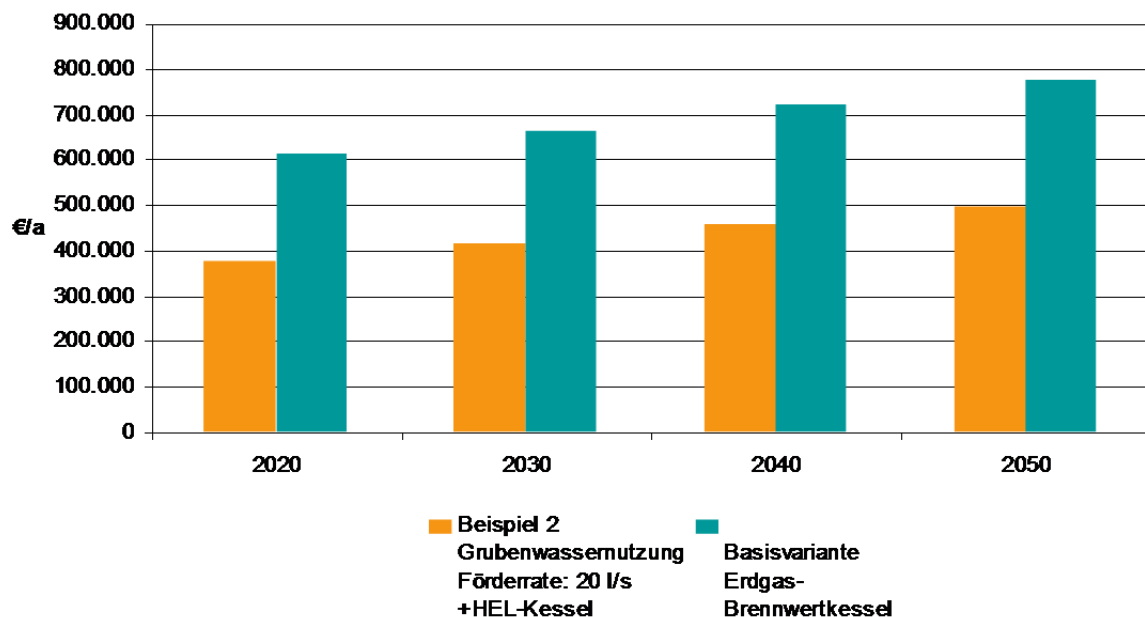


Abbildung C-31 entwickelte Verbrauchskosten Beispiel 2

Auch in dieser Variante ist die zukünftige Nutzung von Grubenwasser wirtschaftlich besser als die Vergleichsvariante. Im Jahr 2040 hätte man hier Einsparungen von 266.000 €/a. Auch im Vergleich mit der kleineren Förderung ist der spezifische Verbrauchskostenanteil bei einer Förderung von 20 l/s geringer.

Ergebnis

Beide Beispiele der Grubenwassernutzung weisen geringere Verbrauchskosten auf als die Brennwertkesselvarianten.

Zurzeit wäre eine Grubenwassernutzung mit der größeren Förderung auf Grund der Verbrauchskosten wirtschaftlich interessanter als eine Anlage mit geringer Fördermenge. Allerdings ist hier die zur Verfügung stehende Wärmesenke entscheidend. Finden sich nicht genügend Wärmeabnehmer, ist auch die große zur Verfügung stehende Wärmemenge uninteressant.

Bei der kleineren Variante (2 l/s) ist es fraglich, ob die ermittelte Mehrinvestitionssumme ausreicht, um die Anlage zu realisieren. Die Bohrkosten für das Abteufen einer Produktionsbohrung mit einer Teufe von 800 m und einer Infiltrationsbohrung von 300 m fallen vermutlich sehr viel höher aus, als über die Mehrinvestitionssumme abgedeckt sind. Möglicherweise lassen sich die Bohrkosten jedoch durch das Abteufen einer weniger tiefen Bohrung reduzieren, dann könnte in geringerer Tiefe ein ebenfalls ausreichendes Temperaturniveau erschlossen werden (vgl. Block B).

Ökologisch gesehen ist jedoch immer die Grubenwassernutzung vorzuziehen. Auf Seiten der CO₂-Äquivalent Emissionen liegt die Grubenwassernutzung immer unter der Basisvariante. Bezieht man den für die Wärmepumpe benötigten Strom aus sogenanntem „grünen Strom“ lassen sich die CO₂- Äquivalent-Emissionen noch deutlicher verringern.

In naher Zukunft ist nach den Preisprognosen der Studie „Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung“ die Grubenwassernutzung unter allen Umständen die bessere Alternative. Da fossile Energieträger immer knapper werden ist eine kontinuierliche Preissteigerung zu erwarten.

Auf Grund der Abschätzung des zur Verfügung stehenden eingespeicherten Wasservolumens in die ehemaligen Bergwerke und einer dazu im Verhältnis geringen Fördermenge von 2 l/s bzw. 20 l/s ist in erster Näherung von keinen nennenswerten thermohydraulischen Veränderungen des Grubenwassersystems auszugehen. Bei der Infiltration des abgekühlten Wassers ist jedoch zu beachten, dass es zu keinen hydraulischen Kurzschlüssen zwischen dem warmen, zu fördernden Wasser und dem abgekühlten, infiltrierten Wasser kommt. Dazu ist es gegebenenfalls notwendig, eine thermohydraulische Simulation aufzubauen. Dadurch kann der Weg des rückgeführten Wassers nachvollzogen werden und hydraulische Kurzschlüsse können vermieden werden. Außerdem ermöglicht die Simulation eine Aussage über die tatsächlich nachfließenden Wärmemengen im Untergrund.

Das in die Gruben eingestaute Wasser stellt eine Ressource dar. Es kann, im Falle eines hydraulisch abgeschlossen Systems ohne freien Überlauf, so viel Wärme entzogen werden, wie geothermisch nachfließt. Des Weiteren kann ohne Beeinflussung der hydraulischen Bedingungen so viel Wasser entzogen werden, wie über die Grundwasserneubildung dem System zufließt, soll eine größere Menge entnommen werden, muss eine Rückführung des Wassers zur Erhaltung der hydraulischen Bedingungen stattfinden. Eine Rückführung der entnommenen und abgekühlten Wässer ist auch unter wasserrechtlichen Bedingungen vorzusehen, da das entnommene Wasser nicht in den Vorfluter abgeleitet werden darf.

Ergebnisinterpretation

Die vorliegende Betrachtung zeigt dass durch Einsparungen an Verbrauchskosten eine höhere Investition für eine Grubenwasserwärmenutzungsanlage im Vergleich zu einer konventionellen Heiztechnik bei gleichen Jahreskosten denkbar ist.

Das Heizungssystem würde, wie bereits erwähnt, bivalent betrieben mit einem zusätzlichen Heizölkessel zur Spitzenlastabdeckung und der Wärmepumpe zur Grundlastabdeckung. Das hat den Vorteil, dass die, in der Investition teure Wärmepumpe hohe Laufzeiten hat, aber den hohen Temperaturhub für die Spitzenlastabdeckung nicht selbst bewerkstelligen muss, da dies zu einer schlechten Jahresarbeitszahl führen würde.

Als Einsatzbereich, für die gewonnene Wärme aus Grubenwasser kämen vor allem Neubauten oder energetisch sanierte Altbauten in Frage, da diese einen kleineren Wärmebedarf und eine geringere Heizungsvorlauftemperatur besitzen.

Der Standort der Gebäude wäre optimaler weise in der Nähe der Grubenwasserwärmenutzungsanlage, da so Verluste über eine Fernwärmeleitung vermieden werden.

Bei bestehenden Gasleitungen wäre es möglicherweise sinnvoll, den geplanten Ölheizkessel zur Spitzenlastabdeckung durch einen Gasbrennwertkessel zu ersetzen. Diese Maßnahme hätte eine Senkung der Verbrauchskosten zur Folge.

Bei der Bohrung ist festzustellen, ob ein ausreichendes Temperaturniveau auch in geringeren Tiefen zu erreichen ist. Dadurch ist wäre es möglich die Investitionskosten der Grubenwasserwärmenutzungsanlage zu senken.

Die spezifischen CO_{2e}-Emissionen sind bei der Grubenwassernutzung etwas geringer als bei der Basisvariante. Würde man die elektrische Antriebsenergie für Wärmepumpe und Förderpumpe allein aus erneuerbaren Energien gewinnen („grüner Strom“), würden die CO_{2e}-Emissionen allerdings deutlich gesenkt werden. Dadurch würden allerdings auch die Verbrauchskosten steigen. In Zukunft wird der Anteil erneuerbarer Energien am deutschen Strommix deutlich steigen, dies führt automatisch zu einer Reduktion der Emissionen.

Die Wirtschaftlichkeit der Grubenwassernutzung hängt stark von der Energiepreisentwicklung ab. In Zukunft ist mit steigenden Preisen der fossilen Energieträger zu rechnen, was die Grubenwasserwärmenutzung wesentlich interessanter macht.

5. Szenarien geothermischer Energienutzung im Saarland

Im Folgenden werden wesentlichen Rahmenbedingungen beschrieben, die das Maß der geothermischen Energienutzung beeinflussen. Am Beispiel umgesetzter Projekte wird die Förderung und Unterstützung auch durch die jeweiligen Bundesländer aufgezeigt (Abb. C-32).

Geologische Rahmenbedingungen

Die wichtigste Grundlage eines Tiefengeothermieprojekts stellen die geologischen Bedingungen dar. Für heutige Projekte sind die Thermalwasserfündigkeit in erschließbarer Tiefe (max. 5 km), eine möglichst hohe Thermalwassertemperatur (min. 100°C) und eine ausreichende Thermalwasserförderrate (mindestens 30 bis 50 l/s) gefordert, die auch über einen Zeitraum von 20 Jahren, entsprechend der Dauer der Einspeisevergütung nach **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** bzw. der Betriebsdauer, sichergestellt sein müssen. Also gilt es, einerseits das Investitionsrisiko und andererseits das Betriebsrisiko zu minimieren.

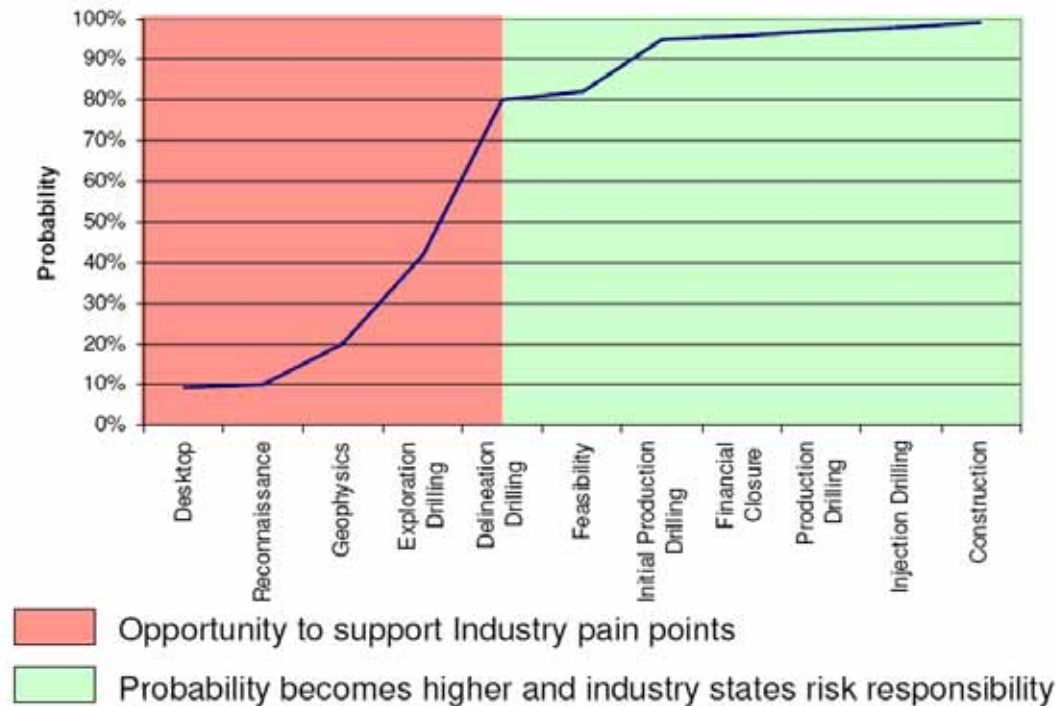
Nur mittels einer geeigneten Vorerkundung und Exploration ist es möglich, die Investitionsrisiken zu minimieren. Seismische Messungen gehören zu den Standardverfahren bei der Exploration von geothermalen Standorten. Sie bedienen sich der Reflektion und Refraktion seismischer Wellen an geologischen Schichten oder Störungen. Die Wellen werden mit Hilfe von großen Vibrationsfahrzeugen oder durch Sprengungen erzeugt und mittels seismischer Messstationen (Geophone) empfangen und anschließend ausgewertet. Die Seismik kann somit die Schichten und Störungen des Untergrundes identifizieren und abbilden. Es wird zwischen 2- und 3D-Seismik unterschieden.

Magnetotellurische Messmethoden können Hinweise auf das Vorhandensein von salzhaltigen Wässern im tieferen Untergrund geben.

Als zusätzlich begleitende geologische Explorationsmaßnahmen können ein geologisches 3D-Modell, Wärmeleitfähigkeitsmessungen an Probematerial, Sichtung und Bewertung der gewonnenen und bereits existierender Daten und Geländearbeiten eingesetzt werden.

Projektphasen und beteiligte Risiken

Mit zunehmender Entwicklung des Projektes geht das Risiko zurück:



Quelle: Deloitte
Finanzierung von Geothermieprojekten · Alexander von Dobschütz · 7. Juli 2009 · Seite 6



Abbildung C-32 Projektphasen und beteiligte Risiken von der Planung bis zur Fertigstellung (BAYERNLB 2009).

Wirtschaftliche Rahmenbedingungen

Bohrkosten

Die Bohrkosten nehmen den größten Anteil an den Investitionskosten eines Tiefengeothermieprojekts ein. In der Regel ist während der Etablierung einer neuen Technologie eine Reduzierung der Investitionskosten, auch als Lernkurve bekannt, zu verzeichnen. Allerdings besteht für die Bohrungen die Besonderheit, dass Geothermiebohrungen in Konkurrenz zu Erdöl- oder Erdgasbohrungen stehen, die Bohrfirmen bisher bevorzugt durchführen.

Umfangreiche geologische Voruntersuchungen verringern das Risiko einer Fehlbohrung und erhöhen die Wahrscheinlichkeit einer Fündigkeit. Außerdem besteht die Möglichkeit, eine Fündigkeitsversicherung abzuschließen. Derzeit ist der Versicherungsmarkt überschaubar. Mittels Förderprogrammen können u. a. zinsgünstige Kredite oder Tilgungszuschüsse beantragt werden. Im Kapitel „Aktuelle Förderprogramme auf Ebene der Bundesländer und des Bundes“ ist eine Auswahl genannt.

Energiepreise

Die Erlöse aus der Strom- und Wärmeerzeugung nehmen einen wesentlichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit eines Geothermieheizkraftwerks. Hierbei kommt die Energiepreisentwicklung zum Tragen. Nach Statistiken ist in der Vergangenheit eine

langfristige Preissteigerung erkennbar. In verschiedene Studien werden zur zukünftigen Energiepreisentwicklung Prognose abgegeben.

Um konkurrenzfähig zu anderer Wärmeherzeugung zu sein, muss der Geowärmepreis günstiger bzw. maximal gleich hoch wie die herkömmliche Wärmeversorgung sein. Derzeit ist die Stromvergütung durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz gesichert. Allerdings ergeben sich neue Möglichkeiten in der Stromdirektvermarktung.

Stromdirektvermarktung

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2009) sieht heute auch schon eine Direktvermarktung vor. Dazu muss der Anlagenbetreiber vor Beginn des vorangegangenen Kalendermonats dem Netzbetreiber die Vermarktung an Dritte angekündigt haben. Es besteht die Möglichkeit, den gesamten Strom oder nur einen Anteil des Stroms außerhalb des EEG zu vermarkten, wenn dies fristgerecht angezeigt wird. Der verbleibende Anteil wird dann weiterhin nach EEG vergütet.

Derzeit entwickeln erste Unternehmen Tarifmodelle zur Vermarktung ausschließlich regenerativ erzeugten Stroms. Bisher wird auf bestehende Wasserkraftwerke im Ausland zur Grundlastabdeckung zurückgegriffen. Von Geothermiekraftwerken wird erwartet, dass sie zukünftig bei ausreichender Verfügbarkeit als Grundlastanlage eingesetzt werden können. Hinzu kommt, dass die Anlagenbetreiber keine EEG-Umlage zahlen müssen, wenn diese mehr als 50% ihrer gesamten Stromlieferung durch EEG-Strom decken.

Politische Rahmenbedingungen

Gesetze und Verordnungen

In der Politik müssen Ziele und Richtung der zukünftigen Energieversorgung auf Grundlage fachlicher Beratung definiert werden. Gesetze und Verordnungen auf Ebene des Bundes, aber auch der Bundesländer, stellen ein Lenkungsinstrument dar. In diesem Zusammenhang sind das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2009) und das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWG 2009) hervorzuheben.

Förderung

Unter der Maßgabe „fordern und fördern“ besteht mit Förderprogrammen ein weiteres Lenkungsinstrument. Sowohl auf Bundes- als auch auf Landesebene existieren aktuell bereits Förderprogramme, welche die Umsetzung von Geothermieprojekten finanziell unterstützen. Durch Bürgschaften zeigen die Bundesländer, dass sie die neuen Technologien unterstützen, dies stellt gleichzeitig auch einen Baustein zur Akzeptanzsteigerung in der Bevölkerung dar.

Genehmigungsverfahren

Vorhandene Genehmigungsverfahren passen meist nur unzureichend zu neuen Technologien, so dass die Genehmigungsverfahren angepasst werden müssen. Es muss sichergestellt sein, dass das Genehmigungsverfahren die Projektentwicklungsphase nicht unnötig in die Länge zieht.

Öffentlichkeitsarbeit

Zur Akzeptanzsteigerung in der Bevölkerung ist die Öffentlichkeitsarbeit zwingend erforderlich.

5.1 Beispiele zu Förderung und Unterstützung von Geothermieprojekten

Seit wenigen Jahren sind erste Tiefengeothermieprojekte hauptsächlich im norddeutschen Becken, im Oberrheingraben und im süddeutschen Molassebecken umgesetzt und befinden sich im Betrieb. Sie erfuhren als Pilotprojekte besondere Unterstützungen, diese sind nicht unbedingt auf weitere Projekte übertragbar. Im Verlauf der Lernkurve junger Technologien wird sich die Förderung ändern und langfristig abnehmen. Ziel ist es, durch eine Anschubfinanzierung die Etablierung der Technologie zu erreichen.

Einzelprojekte als Beispiel

Zu ausgewählten Einzelprojekten werden deren Förderungen dargestellt.

Geothermieheizkraftwerk Landau

Das Land Rheinland-Pfalz hat das hydrothermale Geothermieprojekt mit einem Erkundungszuschuss sowie einer Landesbürgschaft einen Teil des geologischen Fündigkeits- und Investitionsrisiko übernommen.

EU-Forschungsstandort Soultz-sous-Forêt

Seit über 20 Jahren ist Soultz-sous-Forêts Forschungsstandort für Geothermie. Es handelt sich um ein grenzüberschreitendes Forschungsprojekt, das von der EU, Frankreich, Deutschland sowie internationalen Institutionen und Unternehmen unterstützt wird (www.soultz.net).

Geothermieheizkraftwerk Unterhaching

Das Projekt wurde vom Bund und von Bayern in Form von Zuschüssen unterstützt. Es erhielt einen Zuschuss aus dem Zukunftsinvestitionsprogramm (ZIP), sowie einen Zuschuss und ein Darlehen vom Bundesumweltministerium zur Förderung von Demonstrationsvorhaben. Einen Zuschuss für die Fündigkeitsversicherung gewährte das Bundesland Bayern. Auch das KfW-Programm für Erneuerbare Energien wurde in Anspruch genommen. Zusätzlich unterstützte das Bundesumweltministerium die Begleitforschung beim Pumpetest der zweiten Bohrung mit einer Zuwendung für Forschung und Entwicklung (http://www.geothermie-unterhaching.de/cms/geothermie/web.nsf/id/pa_daten_fakten.html).

Forschungs- und Demonstrationsanlage Geothermiekraftwerk Simbach

Das Projekt wurde mit einer EU-Förderung (EU-Projekt LOW-BIN) zur Demonstration der technischen und ökonomischen Machbarkeit der geothermalen Stromerzeugung mit Vorlauftemperaturen unter 100°C und unter mitteleuropäischen Klimaverhältnissen gefördert. Die Länder Bayern und Oberösterreich sowie das Bundesumweltministerium haben das Projekt weiterhin bezuschusst.

Aktuelle Förderprogramme auf Ebene der Bundesländer und des Bundes

Durch staatliche Fördermittel (z.B. Förderprogramme zur Refinanzierung von Eigenkapital) verbessern sich die finanziellen Rahmenbedingungen für tiefengeothermische Projekte maßgeblich. Aktuell stellt sich die Förderkulisse in Bund und einigen Ländern wie folgt dar.

- Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)
- Marktanreizprogramm (MAP)
- KfW-Programm „Fündigkeitsrisiko Tiefengeothermie“
- Europäischer Fond für regionale Entwicklung (EFRE): Heizen und Wärmenetze mit regenerativen Energien (Baden-Württemberg)
- Förderung von Tiefengeothermie-Wärmenetzen (Bayern)
- Kommunale Energieeinsparkonzepte (Bayern)
- Bürgschaften und Garantien für die gewerbliche Wirtschaft (Hessen)
- Klimaschutz-Förderrichtlinie (Mecklenburg-Vorpommern)
- Zinszuschussprogramm: Bau und Ausbau von Wärmenetzen (Rheinland-Pfalz)

Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG)

Förderbereich:	Energieeffizienz & Erneuerbare Energien
Fördergebiet:	Bund
Förderberechtigte:	Unternehmen; Kommune; Öffentliche Einrichtung; Privatperson; Verband/Vereinigung
Ansprechpartner:	zuständiger Netzbetreiber; Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA)

Anlagen zur Stromerzeugung (oder zur kombinierten Wärme- und Stromerzeugung) aus geothermischer Energie sollen durch das EEG gefördert werden. Das EEG garantiert die Abnahme des produzierten Stroms und zugleich eine Einspeisevergütung vom Zeitpunkt der Inbetriebnahme des Geothermiekraftwerks über einen Zeitraum von 20 Jahren (zzgl. des Jahrs der Inbetriebnahme). Für Strom aus Geothermie beträgt die Grundvergütung bei Inbetriebnahme im Jahr 2010 und einer Anlagenleistung bis 10 MW_{el} 16 Ct/kWh_{el}. Bei einer Inbetriebnahme vor dem Jahr 2016 beträgt die Vergütung 20 Ct/kWh_{el}. Bei zusätzlicher Abwärmenutzung beträgt die Vergütung 23 Ct/kWh_{el} (Auskopplung von mindestens einem Fünftel der verfügbaren Wärmeleistung nach Stromerzeugung) und 24 Ct/kWh_{el} mit Technologiebonus (nur bei petrothermaler Technik). Dabei ist die Vergütung (Grundvergütung + Boni) degressiv gestaltet und reduziert sich um 1% pro Jahr.

Weiterhin können Anlagenbetreiber den in der Anlage erzeugten Strom kalendermonatlich an Dritte veräußern (Direktvermarktung), wenn sie dies dem Netzbetreiber vor Beginn des jeweils vorangegangenen Kalendermonats angezeigt haben (EEG 2009).

Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt vom 9. Juli 2010 - Marktanreizprogramm (MAP)

Förderart:	Zuschuss
Förderbereich:	Energieeffizienz & Erneuerbare Energien
Fördergebiet:	Bund
Förderberechtigte:	Unternehmen; Kommune; Öffentliche Einrichtung; Privatperson; Verband/Vereinigung
Ansprechpartner:	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA); KfW Bankengruppe

Das MAP wird von der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) umgesetzt. Es dient vorrangig der Förderung von Anlagen zur thermischen Nutzung der Tiefengeothermie. Das KfW-Programm erneuerbare Energien dient der langfristigen Finanzierung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien zu einem günstigen Zinssatz. Im Programmteil „Standard“ wird die Nutzung erneuerbarer Energien zur Erzeugung von Strom bzw. Strom und Wärme (Kraft-Wärme-Kopplung) gefördert. Finanziert werden bis zu 100% der förderfähigen Investitionskosten, in der Regel maximal 10 Mio. € pro Vorhaben. Die Förderkredite werden über das so genannte Durchleitungsprinzip beantragt, die Zusage erfolgt also über die Hausbank. Zusätzlich kann der Förderbaustein „Mehraufwendungen bei Tiefenbohrungen“ beantragt werden. Dieser umfasst eine Förderung in Höhe von 50% der nachgewiesenen Mehraufwendungen und maximal 50% der ursprünglichen Plankosten bzw. 1,25 Mio. € je Bohrung (MAP 2010).

KfW-Programm „Fündigkeitsrisiko Tiefengeothermie“

Förderart:	Darlehen
Förderbereich:	Energieeffizienz & Erneuerbare Energien; Infrastruktur
Fördergebiet:	Bund
Förderberechtigte:	Unternehmen; Kommune; Öffentliche Einrichtung; Verband/Vereinigung
Ansprechpartner:	KfW Bankengruppe

Dieses separate Kreditprogramm beinhaltet eine einzelvertraglich geregelte Darlehens-Haftungsfreistellung zur anteiligen Übernahme des Fündigkeitsrisikos. 80% der förderfähigen Bohrkosten können mitfinanziert werden (max. 16 Mio € pro Bohrprojekt). Die Münchener Rückversicherungs-Gesellschaft AG übernimmt als Kooperationspartner der KfW anteilig das Risiko und bringt ihr Fachwissen mit ein. Die Kriterien für die Nicht-Fündigkeit werden vorhabensspezifisch im Darlehensvertrag vereinbart (KfW 2010).

Europäischer Fonds für regionale Entwicklung (EFRE): Heizen und Wärmenetze mit regenerativen Energien (Baden-Württemberg)

Förderart:	Zuschuss
	Die Höhe der Förderung beträgt je nach Art der Maßnahme und Emissionsminderung maximal 20% der zuwendungsfähigen Investitionskosten bis zu einer Höhe von maximal 200.000 EUR pro Antragsteller bzw. Objekt.
Förderbereich:	Energieeffizienz & Erneuerbare Energien; Infrastruktur

	<p>Gefördert wird die Errichtung von</p> <ul style="list-style-type: none"> – Anlagen zur Nutzung von Erdwärme aus hydrothermalen Quellen in bestehenden oder neuen Wärmenetzen in Baden-Württemberg ohne Einsatz von Wärmepumpen – Anlagen zur Gewinnung von Wärme aus regenerativer Energie (Wärmepumpen >100 kW; JAZ > 3,5) ggf. inklusive der Errichtung von Wärmenetzen zur Verteilung der in den Anlagen erzeugten Wärme in Baden-Württemberg.
Fördergebiet:	Baden-Württemberg
Förderberechtigte:	Unternehmen; Kommune; Öffentliche Einrichtung; Verband/Vereinigung
Ansprechpartner:	KEA Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg GmbH; 0721 98471-18; Hr. Sawillon; -23 Frau Andrees

Förderung von Tiefengeothermie-Wärmenetze (Bayern)

Förderart:	Zuschuss; Darlehen
Förderbereich:	<p>Gefördert wird der Auf- und Ausbau von Tiefengeothermie-Wärmenetzen im Rahmen des Klimaprogramms Bayern 2020 und ergänzend zum KfW-Programm Erneuerbare Energien. Mitfinanziert werden Investitionskosten für die Errichtung und Erweiterung eines Wärmenetzes, sofern überwiegend Wärme aus Tiefengeothermieanlagen in das Wärmenetz eingespeist wird.</p> <p>Energieeffizienz & Erneuerbare Energien; Infrastruktur</p> <p>Die Höhe des Zuschusses beträgt</p> <ul style="list-style-type: none"> – im Wärmeabsatzbereich 0,5 bis 1,5 MWh regelmäßig 60 EUR je Meter Trassenlänge, – im Wärmeabsatzbereich über 1,5 bis 3,0 MWh regelmäßig 40 EUR je Meter Trassenlänge, höchstens jedoch 1,5 Mio. EUR je Vorhaben. <p>Der Finanzierungsanteil beträgt bei Kreditbeträgen bis zu 50% der förderfähigen Kosten. Die Darlehensobergrenze liegt bei 10 Mio. EUR. Zinssatz: wird individuell vereinbart.</p>
Fördergebiet:	Bayern
Förderberechtigte:	Unternehmen; Kommune; Öffentliche Einrichtung; Verband/Vereinigung
Ansprechpartner:	LfA Förderbank Bayern; 089 212422-27 Hr. Steininger

Kommunale Energieeinsparkonzepte (Bayern)

Förderart:	Zuschuss
Förderbereich:	<p>Die Höhe der Förderung beträgt bis zu 50% der förderfähigen Untersuchungskosten, höchstens jedoch 25.000 EUR je Untersuchung. Bei interkommunalen Geothermievorhaben beträgt der Höchstzuschuss 50.000 EUR</p> <p>Beratung; Energieeffizienz & Erneuerbare Energien; Infrastruktur</p> <p>Gegenstand der Förderung sind Untersuchungen über den Energieverbrauch von Einrichtungen kommunaler Gebietskörperschaften</p>

	und über Möglichkeiten, deren Energiebedarf auch unter Einsatz neuer Energietechnologien zu verringern. Im Rahmen dieser Untersuchungen können auch Energieversorgungskonzepte für Neubaugebiete erstellt werden, soweit auch eine Versorgung mit regenerativen Energien vorgesehen ist. Bei interkommunalen Geothermievorhaben können in die Untersuchung auch bestehende Siedlungsgebiete einbezogen werden.
Fördergebiet:	Bayern
Förderberechtigte:	Kommune
Ansprechpartner:	Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie

Bürgschaften und Garantien für die gewerbliche Wirtschaft (Hessen)

Förderart:	Bürgschaft; Garantie
	<p>Die Höhe der Bürgschaft beträgt grundsätzlich max. 80% der Kreditsumme. Die Regelquote beträgt für Investitionskredite 70% und für Betriebsmittel-/Avalkredite 50%.</p> <p>Bei Rettungs- oder Umstrukturierungsbürgschaften beträgt das Eigenobligo der Bank mindestens 10%.</p> <p>Die Laufzeit der Bürgschaften und Garantien wird dem Verwendungszweck des jeweiligen Kredites und der voraussichtlichen Leistungsfähigkeit des Kreditnehmers angepasst und darf 15 Jahre nicht übersteigen.</p>
Förderbereich:	Außenwirtschaft; Konjunktur; Unternehmensfinanzierung
	<p>Laut Pressemitteilung vom 12. April 2010 hat das Hessische Ministerium der Finanzen die Regeln für die Vergabe von Landesbürgschaften ausgeweitet. Gefördert werden nun auch Investitionen in Projekte mit Biomasse, Windenergie, Solarenergie, Geothermie, Wasserkraft und Biogas, wenn die gewonnene Energie entscheidend zur Verbesserung der Energiebilanz und des Klimaschutzes in Hessen beiträgt</p> <p>Ist in Hessen für Geothermieprojekte noch nicht in Anspruch genommen worden.</p>
Fördergebiet:	Hessen
Förderberechtigte:	Kleine und Mittelständische Unternehmen die Energie aus regenerativen Quellen anbieten.
Ansprechpartner:	Wirtschafts- und Infrastrukturbank Hessen (WIBank) Hr. Plöcker, 0611 150-777 Bürgschaftsbank Oder Hr. Best 0699 1322739 WIBank

Klimaschutz-Förderrichtlinie (Mecklenburg-Vorpommern)

Förderart:	Zuschuss
	<p>Die Höhe der Förderung beträgt in der Regel höchstens 30% der zuwendungsfähigen Ausgaben. Bei besonders innovativen oder wirksamen Vorhaben oder Maßnahmen mit besonderem Multiplikatoreffekt kann im Ausnahmefall eine höhere Förderquote</p>

	gewährt werden. Körperschaften und Anstalten des öffentlichen Rechts sowie Vereine, Verbände und gemeinnützige Stiftungen können eine Anteilfinanzierung von bis zu 40% erhalten, wenn der Antragsteller für die beantragte Maßnahme nicht wirtschaftlich tätig ist.
Förderbereich:	Energieeffizienz & Erneuerbare Energien; Infrastruktur Mitfinanziert werden – innovative Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien, insbesondere die Nutzung von Sonnenenergie, Biomasse, Geothermie sowie Infrastrukturmaßnahmen im Bereich der erneuerbaren Energien
Fördergebiet:	Mecklenburg-Vorpommern
Förderberechtigte:	Unternehmen; Kommune; Öffentliche Einrichtung; Verband/Vereinigung
Ansprechpartner:	Landesförderinstitut Mecklenburg-Vorpommern (LFI)

Zinszuschussprogramm: Bau und Ausbau von Wärmenetzen (Rheinland-Pfalz)

Förderart:	Zuschuss
	<p>Zinszuschüsse für Investitionen im Bereich der Energieeffizienz und der Energieversorgung einschließlich der Erneuerbaren Energien Bis zu 5 Mio. € sind die Investitionskosten förderfähig bzw. dürfen die förderfähigen Investitionskosten 30.000 € nicht unterschreiten. Die Förderung erfolgt in Form von Zinszuschüssen, die über eine Laufzeit von 7 Jahren degressiv gestaltet sind. „Der jährliche Zinszuschuss beginnt mit 2,5% gerechnet auf die als förderfähig anerkannten Aufwendungen und vermindert sich jährlich um eine fiktive lineare Tilgung von 10% auf den ursprünglich bewilligten Betrag.“ Es können auch andere öffentliche Fördermittel einbezogen werden, sofern sie im Antrag genannt und von den förderfähigen Investitionskosten abgezogen sind. Förderfähig sind Investitionskosten in Anschaffung bzw. Herstellung inklusive Planungs- und Ingenieurleistungen zwischen 30.000 € und 5 Mio. €.</p>
Förderbereich:	Energieeffizienz, Energieversorgung und Erneuerbare Energien
Fördergebiet:	Rheinland-Pfalz
Förderberechtigte:	Gemeinden, Gemeindeverbände, Zweckverbände, sonstige Körperschaften und Anstalten des öffentlichen Rechts sowie Eigengesellschaften kommunaler Gebietskörperschaften, Unternehmen der gewerblichen Wirtschaft sowie sonstige natürliche und juristische Personen des privaten Rechts
Ansprechpartner:	EffizienzOffensive Energie Rheinland-Pfalz (EOR) e. V.

Strategien in den Bundesländern

Einige Bundesländer haben die Geothermie in ihrer Strategie zur langfristigen Energieversorgung berücksichtigt. Dazu wurden unterschiedlichen Maßnahmen ergriffen, um das Thema Geothermie zu stärken und die Projektumsetzung voranzutreiben.

Nordrhein-Westfalen

Die Landesregierung hat sich zum Ziel gesetzt, Nordrhein-Westfalen zum Klimaschutz-Vorzeigeland zu entwickeln. Dazu soll laut Mitteilung des Ministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz vom Oktober 2010 **(Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** die Geothermie stärker genutzt werden.

Neben der konventionellen Wärmepumpentechnologie wird von den warmen Grubenwässern in stillgelegten Bergwerken ein bedeutendes Potenzial zur Gebäudebeheizung erwartet. Die Tiefengeothermie bietet in anderen Bundesländern (Bayern oder Baden-Württemberg) bessere Voraussetzungen für Geothermiekraftwerke als in Nordrhein-Westfalen. Zur Etablierung der Geothermie sind das Netzwerk Geothermie, das der Energieagentur NRW angehört, und das GeothermieZentrum Bochum zu nennen. Regelmäßig werden Geothermiekonferenzen durchgeführt. Im Januar 2011 wechselte die Geschäftsstelle der International Geothermal Association (IGA) von Reykjavik nach Bochum. Auch die Geothermische Vereinigung (GtV) wird ein Büro für Internationale Kooperationen in Bochum einrichten.

Rheinland-Pfalz

Im Bericht zur Darstellung der Entwicklung des Ausbaus der erneuerbaren Energien bis 2020 des Landtags Rheinland-Pfalz (RLP 2010) sind u. a. Arbeitsschritte zum Ausbau der Tiefengeothermie und der oberflächennahen Geothermie formuliert (Abb. C-33).

1.2.2 Geothermie

1.2.2.1 Tiefengeothermie

Durch die tektonischen Besonderheiten im Oberrheingraben existieren hier gute thermische Bedingungen für die Nutzung der Tiefengeothermie. Mit dem Kraftwerk in Landau wurde in Rheinland-Pfalz im Jahr 2007 das erste industrielle geothermische Kraftwerk in Deutschland ans Netz gebracht.

Die Tiefengeothermie steht als vergleichsweise junge Technologie am Anfang ihrer Entwicklung und ist noch mit einer Reihe von Problemen behaftet, die schrittweise zu lösen sind. Für eine wirtschaftliche und sichere Nutzung der tiefen Erdwärme zur Strom- und Nutzwärmeerzeugung wird auch in den kommenden Jahren ein hoher Bedarf an Forschungs- und Entwicklungsarbeiten bestehen.

Die Erkenntnisse aus den seismischen Ereignissen rund um das Geothermiekraftwerk bei Landau werden in die weitere Entwicklung der Tiefengeothermie in Rheinland-Pfalz, aber auch darüber hinaus, einfließen. Hierbei sind vor allem Betriebskonzepte zu entwickeln, die Risiken aus der Seismizität minimieren.

Die Landesregierung setzt sich mit einer Geothermie-Initiative im Bundesrat für eine Stärkung der Rechte von Anwohnern in der Nähe von Geothermie-Bohrungen ein. Durch die Erweiterung der Pflicht zur Prüfung der Umweltverträglichkeit auf alle über 1 000 m tiefen Geothermiebohrungen sollen zukünftig deren Auswirkungen in einem Planfeststellungsverfahren mit Öffentlichkeitsbeteiligung geprüft werden.

Die Erschließung und Nutzbarmachung des theoretisch unbegrenzten, aber durch die Kosten limitierten Potenzials der Tiefengeothermie bleibt ein wichtiger Baustein beim Ausbau der erneuerbaren Energien in Rheinland-Pfalz, den es vorsichtig weiterzuentwickeln gilt.

Ausbaustrategien:

- Die von der Landesregierung unterstützte behutsame Weiterentwicklung der Tiefengeothermie berücksichtigt die Erkenntnisse aus den seismischen Aktivitäten in Landau.
- Das Ministerium für Umwelt, Forsten und Verbraucherschutz hat einen geothermischen Ressourcen-Atlas erstellen lassen. Er bietet potenziellen Investoren wichtige Informationen, um das Fündigkeitsrisiko von Bohrungen zu senken.
- Die Forschung zur Optimierung geophysikalischer Explorationsverfahren (z. B. Magnetotellurik, kalibrierte Temperaturprognosen auf Basis von 3-D-Modellen etc.) wird weiter vorangetrieben.
- Die Datenlage zum Untergrund einschließlich des Grundwassers und der Geothermie wird landesweit vervollständigt.
- Auf Anregung des Landes Rheinland-Pfalz werden im Rahmen eines EU-Interreg-IV-Projektes in einer grenzüberschreitenden Zusammenarbeit mit Baden-Württemberg, Hessen, dem Elsass und den Kantonen Basel-Land und Basel-Stadt geologische und geophysikalische Informationen für den tiefen-geothermisch relevanten Teil des Oberrheingrabens erfasst und in ein digitales dreidimensionales Modell überführt.

1.2.2.2 Oberflächennahe Geothermie

Die oberflächennahe Erdwärme als landesweit nutzbare Ressource ermöglicht durch den Einsatz von Wärmepumpen eine kostengünstige Versorgung mit regenerativer Energie für den Heizungsbereich. Im Jahr 2008 wurden in Rheinland-Pfalz bereits in über 32 % aller Neubauten Wärmepumpen zu Heizzwecken eingebaut.

Das Energiepotenzial thermaler Quellen soll künftig für Heizung und Warmwasserbereitung genutzt werden. Die Erdwärmennutzung und die Nutzung thermaler Quellen setzen anspruchsvolle Energiestandards im Neubau und in der Gebäudesanierung voraus. Ein lokal beschränktes, aber erschließbares Wärmepotenzial stellen Grubenwässer dar.

Ausbaustrategien:

- Durch eine kompetente Beratung durch das Landesamt für Geologie und Bergbau und die Transferstelle für rationelle und regenerative Energienutzung an der Fachhochschule Bingen zum Einsatz von Wärmepumpen, auch in Kombination mit Solarthermie und Biomasse, wird ein hoher technischer und Energieeffizienz-Standard bei der Nutzung der oberflächennahen Erdwärme erreicht.
- Das Ministerium für Umwelt, Forsten und Verbraucherschutz hat einen Leitfaden zur Nutzung von Erdwärme mit Erdwärmesonden vorgelegt. Er unterstützt Investoren sowie Ingenieure und Architekten bei der Umsetzung.
- Durch Informationsangebote und Veranstaltungen zur Geothermie und Verwendung von Wärmepumpen (u. a. Wärmepumpen-tagung) werden Bauherren, Planer und Architekten über die bestverfügbaren Techniken informiert.
- Das Ministerium für Umwelt, Forsten und Verbraucherschutz fördert Konzepte zur Nutzung geothermischer Energie aus Thermalwasser oder Grubenwasser aus stillgelegten Bergwerken (z. B. in Herdorf und Bad Ems).

Abbildung C-33 Auszug zu Geothermie in Rheinland-Pfalz (RLP 2010).

Sachsen

Im Ausbau der erneuerbaren Energien sind grundlastfähige Anlagen, die erneuerbare Energien nutzen, erforderlich. Der Freistaat Sachsen möchte dazu die Tiefengeothermie als grundlastfähige Technologie zur Stromerzeugung in seinem Einzugsgebiet etablieren.

Das Landesamt für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie des Freistaat Sachsen hat in einem Rahmenkonzept (LfULG 2009, Abb. C-34 und Abb. C-35) das Ziel formuliert, in Sachsen ein kommerzielles Geothermieheizkraftwerk auf petrothormaler Basis zu entwickeln.

Zur Umsetzung und den damit verbundenen hohen Anforderungen sollen organisatorische Rahmenbedingungen sowohl für die sächsische Umweltverwaltung als auch für die externen Partner geschaffen werden. Auch innerhalb des LfULG sollen Strukturen zur Leitung und fachlichen Begleitung des geplanten Tiefengeothermieprojekts aufgebaut werden.

Auf Grund des großen Forschungscharakters ist es notwendig, einen Forschungsverbund zu gründen, der die Forschungsinstitute bündelt.

Konkret gehören diesem Verbund in Sachsen neben dem LfULG und dem sächsischen Oberbergamt folgende Forschungspartner an:

- TU Bergakademie Freiberg, Akademie Straße 6, 09599 Freiberg
- Helmholtz-Zentrum Potsdam, Deutsches GeoForschungsZentrum GFZ, Telegrafenberg, F 224, 14473 Potsdam
- Leibniz Institut für Angewandte Geophysik, 30655 Hannover, Stilleweg 2
- Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), Geozentrum Hannover, Stilleweg 2, 30655 Hannover

Es ist vorgesehen, dass für spezielle Aufgaben noch weitere externe Partner integriert werden können, wie z.B. Ingenieurbüros oder spezielle Labore. Sie sollen nicht Bestandteil des Forschungsverbundes werden, sondern diesem zuarbeiten.

Im Rahmenkonzept sind zwei große Aufgabengebiete genannt. Einerseits gilt es, die Kenntnisse über die Geologie zu gewinnen, und andererseits sollen die technischen sowie ökonomischen Bedingungen zusammen mit möglichen Investoren formuliert werden.

Das Rahmenkonzept empfiehlt für Strom- und Wärmenutzungsfragen frühzeitig im Rahmen der Einschätzung der Vorzugsgebiete Industriepartner, Energieversorgungsunternehmen und Kommunen einzubeziehen. Zur Umsetzung soll nach Antragstellung zu den Fördermitteln und deren Bewilligung im weiteren Projektverlauf die Verantwortung des Gesamtprojektes auf den zukünftigen Betreiber des Kraftwerks übergehen.

Die Startfinanzierung erfolgt über Forschungsmittel des LfULG, die wiederum aus Verträgen des LfULG mit Forschungsunternehmen stammen. Weitere Fördermittel im Verlauf des Projektes können z. B. von der KfW oder vom BMU eingeworben werden.

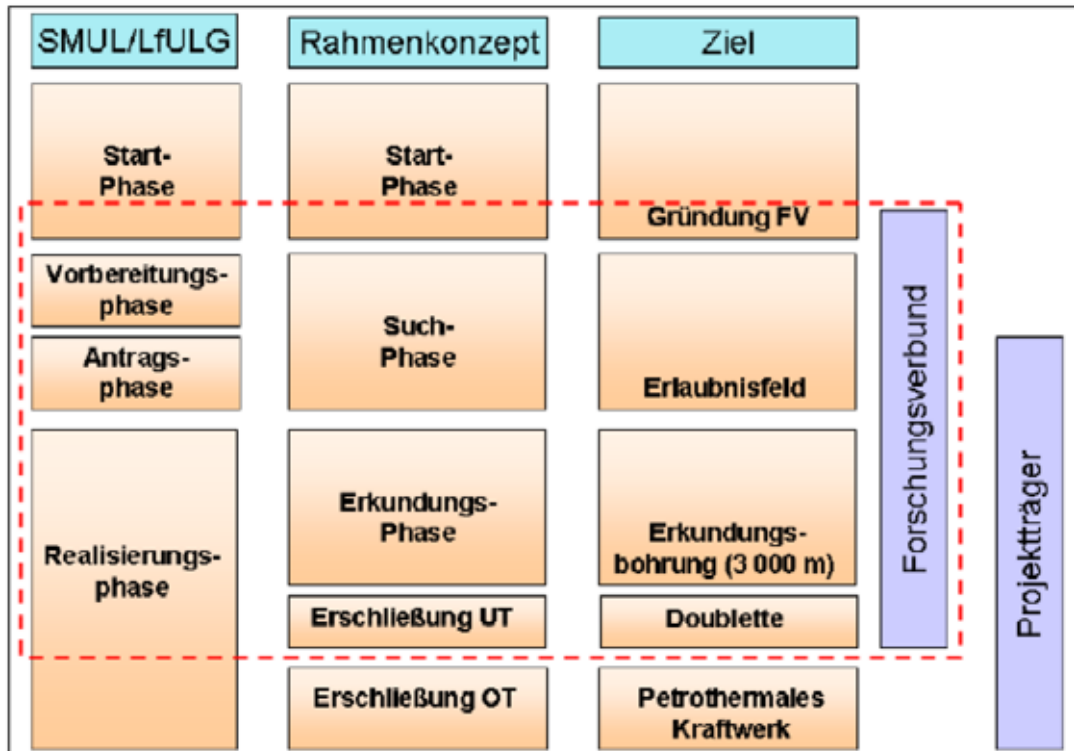


Abbildung C-34 Darstellung Projektphasen und Aufgaben des Forschungsverbundes (LfULG 2009).

Phase	Etappe	Inhalt	Datum / Zeitraum	Aktivitäten FV TGSN	Anmerkungen
Start-phase	1	Rahmenkonzept LfULG	12.05.09		
	2		5-6/09	Gründung Forschungsverbund	
	3		5-8/09	Arbeitsplanung, Forschungsverträge	
Suchphase	4	Bewertung der drei Vorzugsgebiete, Empfehlung Standortgebiet	7-12/09		Auslobung Investor
	5		11-12/09		Definition der Projektziele mit Investor
	6		1/10	Forschungsbericht 1	
	7	Arbeiten zur Präzisierung der/des Projektstandorte/s	2/10		
	8	Machbarkeitsstudie für den Projektstandort	3-6/10		Beantragung Erlaubnisfeld (§7 BBergG)
	9		7/10	Forschungsbericht 2	
	10	Businessplan	9-11/10		
Erkundungsphase	11	Erarbeitung Förderanträge	10-12/10	Mitarbeit Förderanträge	Förderanträge BMU, KfW
	12		2/11		Positive Förderbescheide
	13		3/11		Positive Investitionsentscheidung für Bohrbeginn
	14	Konkrete Projektplanung	4-6/11		
	15	Erkundungsarbeiten am Projektstandort (z. B. 3D-Seismik)	7-12/11		Aufsuchungsbetriebsplan (§51 BBergG)
	16	Festlegung des konkreten Bohrstandortes und des untertägigen Zielgebietes	1/12		
	17	Vorbohrung (im unteren Bereich gekemt) ca. 3000 m	2-9/12		
	18	Untersuchungen im Bohrloch/am Bohrkern	3-10/12		
	19		10-12/12	Forschungsbericht 3	Beantragung, Bewilligung (§8 BBergG)
Erschließungsphase	20		1/13		Investitionsentscheidung zur untertägigen Erschließung
	21	Erweiterung Vorbohrung als Produktionsbohrung 1 auf ca. 5000 m	2-5/13		
	22	Niederbringen Produktionsbohrung 2 auf ca. 5000 m	6-12/13		
	23	Stimulation, Fraccing, Reservoirmodellierung etc.	1-6/14		
	24		7-12/14	Forschungsbericht 4	Fundigkeitsnachweis
	25		1/15		Investitionsentscheidung für oberflächige Kraftwerksinstallation
	26	Umsetzung Kraftwerksprojekt	bis 12/2015		Grundlage: genehmigter Hauptbetriebsplan Gewinnung

Abbildung C-35 vorläufige Aufgaben und Arbeitsschritte petrothermales Geothermiekraftwerk Sachsen (LfULG 2009).

5.2 Ausblick geothermischer Strombereitstellung im Saarland

Die vorliegenden Ergebnisse ermöglichen es nicht, eine zeitliche Entwicklung zur geothermischen Strom- und Wärmenutzung für das Saarland aufzuzeigen. Daher wird Stattdessen an Hand des Energiekonzepts des Bundes (BMWi BMU 2010) und der vorangegangenen Prognosestudien (EWI 2010 und PROGNOSE 2010) der Zielwert zum Anteil der geothermischen Stromnutzung für das Saarland abgeleitet. Damit ist eine erste Orientierung zur Abschätzung der Relevanz der Geothermie möglich.

Für die Entwicklung der Wärmenutzung aus Restwärme von geothermischen Stromerzeugungsprozessen und Grubenwasserwärmenutzung lassen sich keine aussagekräftigen Trends ableiten. Die Nutzung geothermischer Wärmeenergie ist insbesondere durch oberflächennahe, Erdreich gekoppelte Wärmepumpenheizsysteme geprägt. Der limitierende Faktor ist oftmals nicht das Potenzial und die Ressource, sondern das Einsatzgebiet.

Die folgenden Betrachtungen stützen sich im Wesentlichen auf EWI (2010). In dieser Studie werden die Szenarien A und B unterschieden, die wieder jeweils in Szenarien I-IV aufgeteilt sind. Ein wesentlicher Aspekt der Unterscheidung der Szenarien ist das zukünftige Ausmaß und die Dauer der Nutzung der Kernenergie. Während Szenario A von spezifischen Nachrüstkosten für Kernkraftwerke von 25 €/kW a) ausgeht, berücksichtigen die B-Szenarien einen zweiten Nachrüstkostensatz abhängig von der Laufzeitverlängerung, der vom BMU vorgegeben wird. In den Szenarien A I bis A IV sowie B I bis B IV ergeben sich Unterschiede auf Grund der Laufzeiten der Atomkraftwerke. Weiterhin wird dieser Studie vorausgesetzt, dass die CCS-Technologie⁹ 2025 marktreif ist.

Das als Grundlage für unsere Betrachtungen ausgewählte Szenario II A berücksichtigt zum einen eine durchschnittliche Laufzeitverlängerung der Atomkraftwerke um 12 Jahre (Beschluss der Bundesregierung Ende 2010), und zum anderen die von den Erstellern der Studie angesetzten Nachrüstkosten für Kernkraftwerke. Die genannte Studie zeigt ausgehend von 2008 eine Entwicklung für den Zeithorizont 2020, 2030, 2040 und 2050 auf. Um ein umfassendes Bild zur Stromerzeugung und zum Stromverbrauch zu erhalten, erfolgt auch ein Rückblick bis ins Jahr 2000 auf die vergangene Stromversorgung. Mit der Entwicklung und Prognose für die Bundesrepublik wird die Abschätzung für das Saarland durchgeführt.

Entwicklung in der Bundesrepublik

Die Entwicklung des jährlichen Bruttostromverbrauchs in der Bundesrepublik wird für den vergangenen Zeitraum von 2000 bis 2007 nach DESTATIS (2010) und für die zukünftige Entwicklung (ab 2008) bis 2050 gemäß der Prognose nach EWI (2010) dargestellt (Abb. C-36). In der Prognose wurde davon ausgegangen, dass der durch Elektromobilität zunehmende Strombedarf durch einen rückläufigen Stromverbrauch in der Industrie, den Haushalten und im Gewerbe-Handel-Dienstleistung-Sektor überkompensiert wird. Außerdem wurde ein Bevölkerungsrückgang von heute mit rund 82,1 auf 39,7 Mio. Einwohner im Jahr 2050 angenommen, während von einer nahezu konstanten Zahl der privaten Haushalte ausgegangen wird. Es wird lediglich zwischen 2030 und 2040 eine Spitze mit ca. 41 Mio. Haushalten erwartet. Weiterhin geht die Studie davon aus, dass sich die Wirtschaftsstruktur

⁹ CCS – Carbon Dioxide Capture and Storage: Abscheidung und Speicherung von CO₂

zugunsten der Dienstleistungen verschiebt. Diese tragen 2050 mit 74% zur gesamtwirtschaftlichen Wertschöpfung bei (2008: 68%).

Bruttostromverbrauch BRD (Rückblick und Prognose)

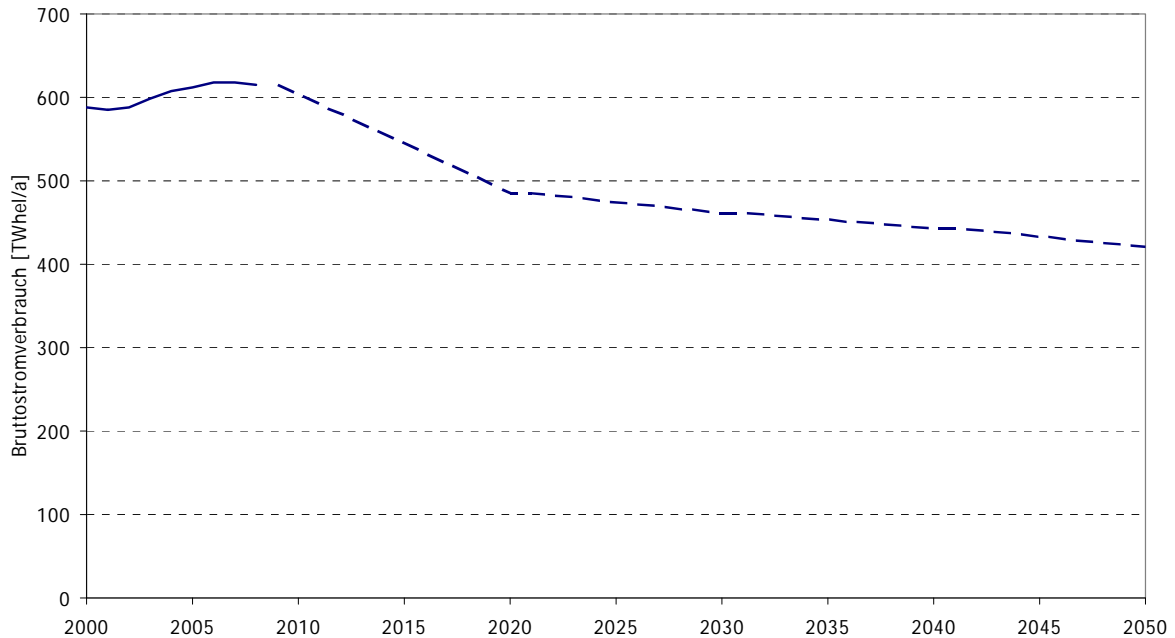


Abbildung C-36 Bruttostromverbrauch BRD (Rückblick und Prognose) nach DESTATIS (2010) und EWI (2010).

Es zeigt sich, dass im definierten Szenario der Bruttostromverbrauch von 2008 bis 2050 um etwa 34 % reduzieren würde (Abb. C-37). Durch diese Verringerung ist erst ein hoher Deckungsanteil durch die Nutzung erneuerbarer Energien möglich.

Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch BRD (Rückblick und Prognose)

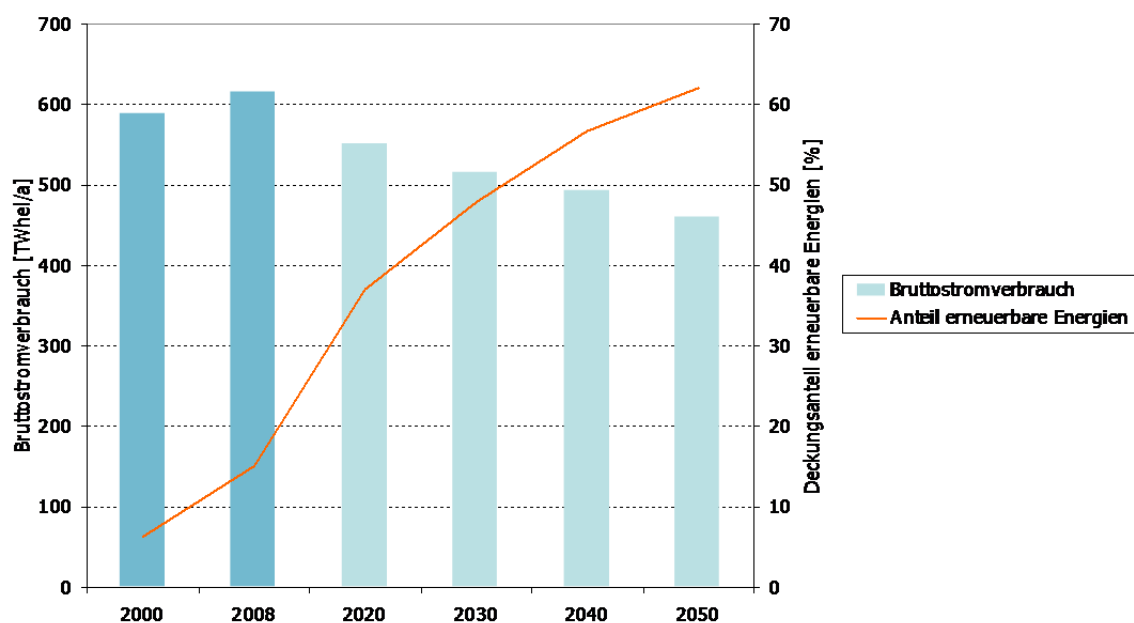


Abbildung C-37 Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch (Rückblick und Prognose) nach BMU (2010) und EWI (2010).

Inwieweit sich der aus erneuerbaren Energien bereitgestellte Strom auf die verschiedenen Energien wiederum im Rückblick und zukünftig gemäß der Prognose aufteilt, zeigt Abbildung C-38.

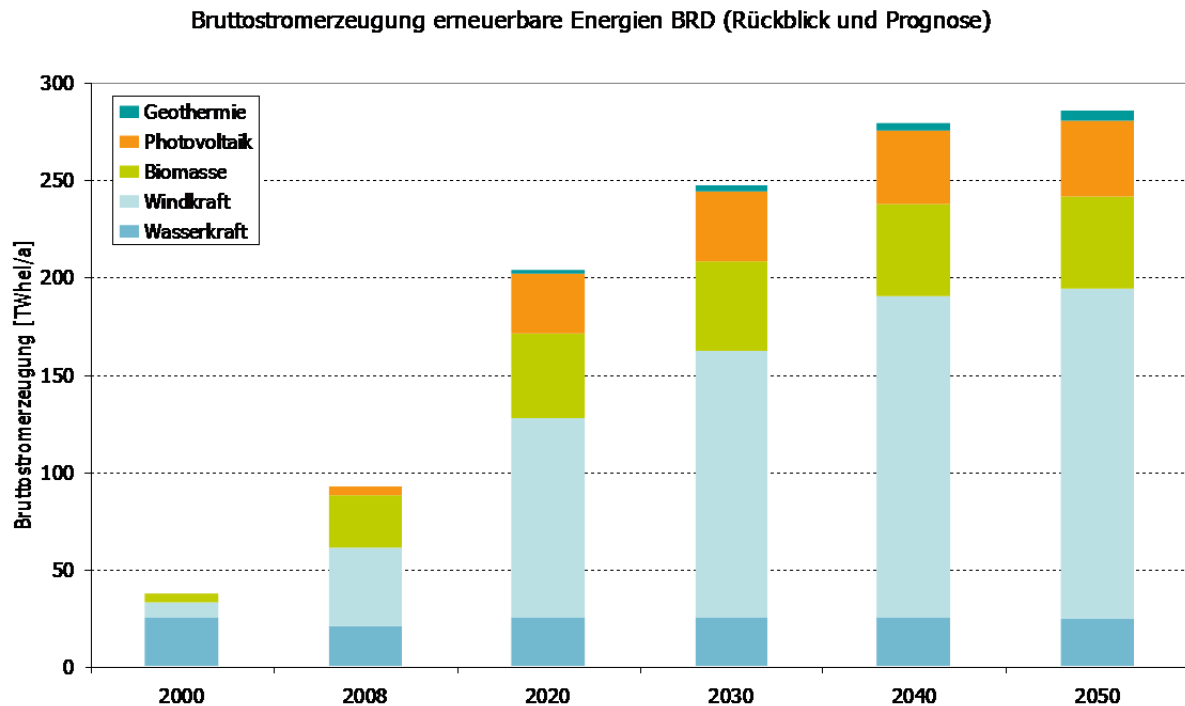


Abbildung C-38 Bruttostromerzeugung erneuerbare Energien BRD (Rückblick und Prognose) nach BMU (2010) und EWI (2010).

Nach heutigem Stand beträgt der Anteil der durch Geothermie gewonnenen Stroms in Höhe von 18,6 GWh_{el}/a in 2009 nach BMU (2010) an der gesamten Bruttostromerzeugung durch erneuerbare Energien in Deutschland (93.543 GWh_{el}/a) ca. 0,02 %. In der Prognose nach EWI (2010) wird in 2050 von etwa 5 TWh_{el}/a ausgegangen, Dies entspricht einem Anteil an der Bruttostromerzeugung durch erneuerbare Energien von rund 1,8 %. Demnach müsste die geothermische Stromerzeugung absolut betrachtet um den Faktor 270 steigern.

Einerseits besteht enormes Steigerungspotenzial in der Geothermie, aber andererseits ist der Deckungsanteil vernachlässigbar gering. Dies ist darauf zurückzuführen, dass in EWI (2010) nach einem kostenorientierten Ausbau der Zubau an Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien prognostiziert wurden. Da Fotovoltaik- und Geothermieranlagen die höchsten Stromgestehungskosten aufweisen, liegt der Schwerpunkt auf dem Ausbau der Windkraft als Onshore und Offshore-Anlagen. Das Biomassepotenzial wird wegen der Konkurrenz zur stofflichen Nutzung als begrenzt verfügbar betrachtet.

Entwicklung im Saarland

Um aus den vorliegenden Studien auf mögliche Entwicklungen im Saarland schließen zu können, wird zunächst der Verlauf des Bruttostromverbrauchs im Rückblick, und als Prognose auf Grundlage der im vorangegangenen Kapitel Ergebnisse auf Deutschland bezogen. Um die von der Bundesregierung gesetzten Ziele zu erreichen, sind auch die einzelnen Bundesländer gefordert, ihren Beitrag zur Energieeinsparung und Ausbau erneuerbarer Energien zu leisten.

Ausgehend von der zu Grunde gelegten Bevölkerungsentwicklung und des zukünftigen Bruttostromverbrauchs in Deutschland nach EWI (2010) und im Saarland nach SAARLAND (2010) und SAARLAND (2009) wurde die zukünftige Entwicklung des Bruttostromverbrauchs im Saarland abgeschätzt (Abb. C-39)

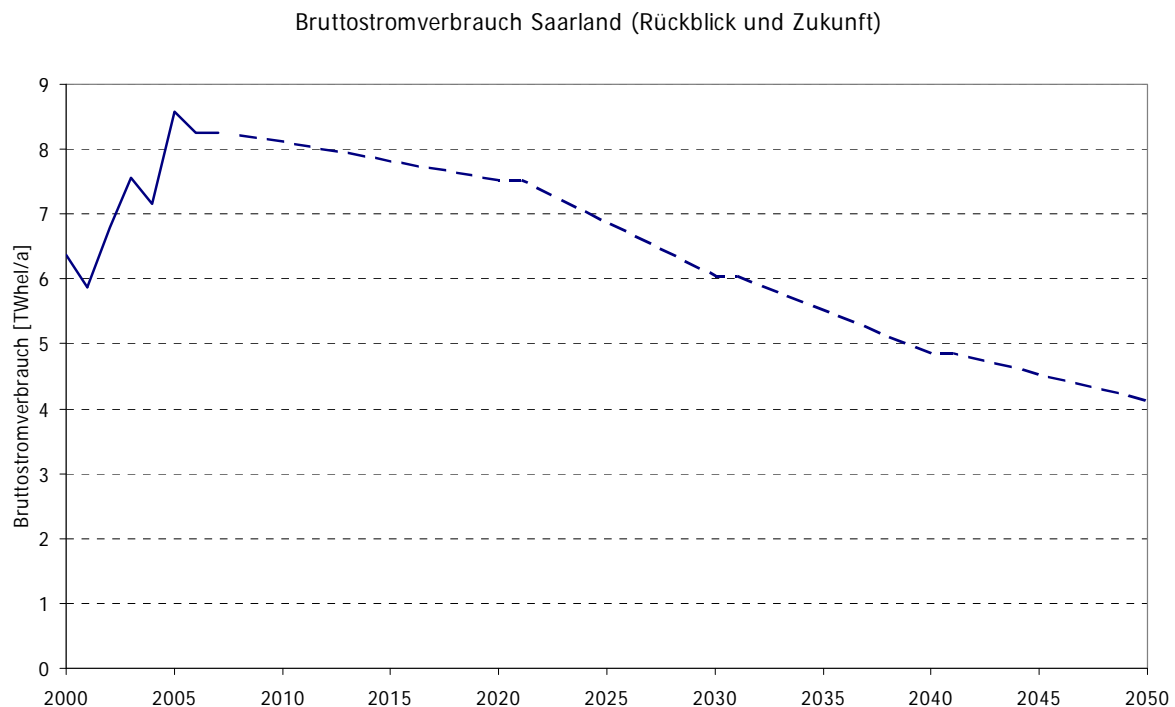


Abbildung C-39 Bruttostromverbrauch Saarland (Rückblick und Prognose) nach EWI (2010), SAARLAND (2009) und SAARLAND (2010)

In den vergangenen Jahren ist ein Anstieg des Bruttostromverbrauchs im Saarland zu erkennen. Um die Strategie der Bundesregierung zu erreichen, muss er kontinuierlich abnehmen.

Die Prognose des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch im Saarland beruht auf den in EWI (2010) dargestellten Anteilen für Deutschland (Abb. C-40). Die Deckungsanteile für 2000 und 2008 wurden nach DGS (2011) und SAARLAND (2009) ermittelt.

Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch Saarland (Rückblick und Prognose)

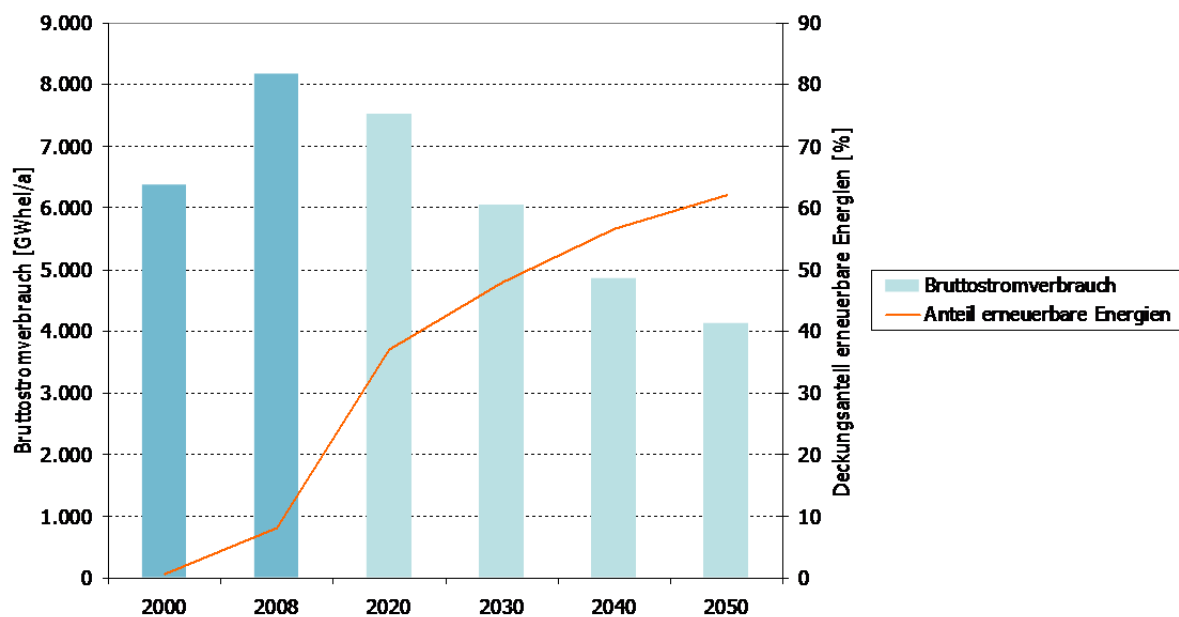


Abbildung C-40 Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch (Rückblick und Prognose) nach DGS (2011) und SAARLAND (2009).

Während heute (Stand 2008) für das Saarland der Anteil erneuerbarer Energien ca. 9% des Bruttostromverbrauchs entspricht, wird unter der Voraussetzung, dass die zukünftige Entwicklung gemäß der Prognose für Deutschland vorliegt, bis 2050 eine deutliche Steigerung auf etwa 62% in 2050 erfolgen müssen.

Wie sich die Deckungsrate auf die einzelnen erneuerbaren Energien gemäß der Prognose für Deutschland (EWI 2010) aufteilt, stellt Abbildung C-41 dar.

Bruttostromerzeugung erneuerbare Energien Saarland (Rückblick und Prognose)

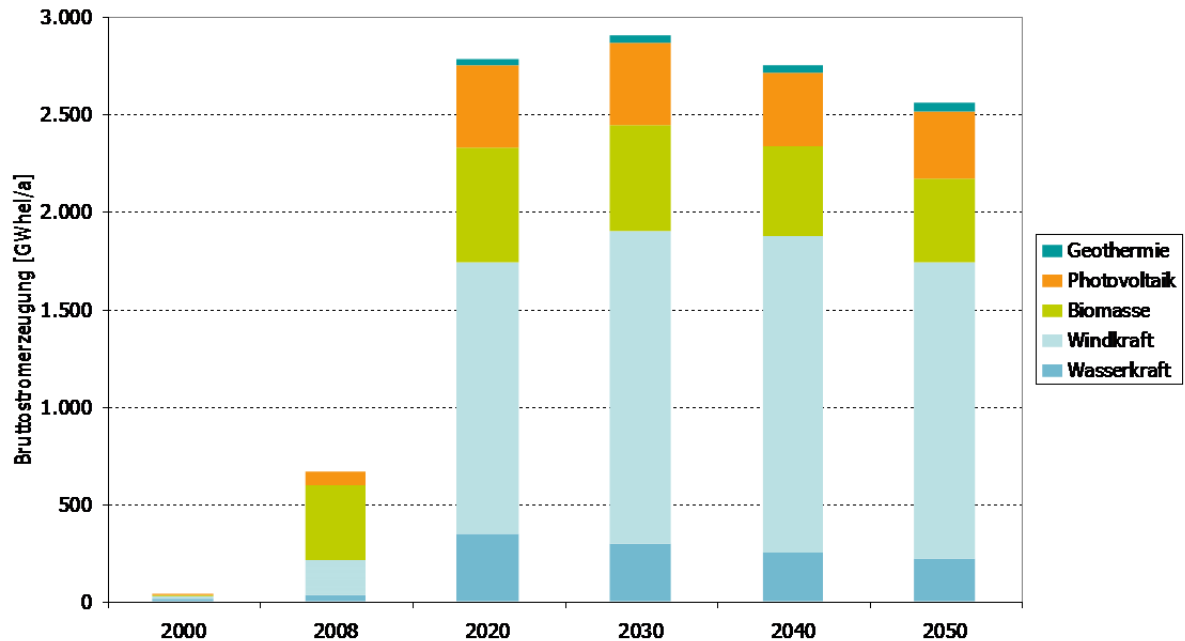


Abbildung C-41 Bruttostromerzeugung erneuerbare Energien BRD (Rückblick und Prognose) nach EWI (2010).

Bedingt durch den prognostizierten Rückgang der Bevölkerung im Saarland nach SAARLAND (2010) und der damit getroffenen Annahme eines geringeren Stromverbrauchs zeigt sich, dass die absolute Strombereitstellung durch die Nutzung erneuerbarer Energien bis 2030 ansteigt und danach abfällt, obwohl der prozentuale Deckungsanteil kontinuierlich zunimmt. Insgesamt würde die geothermische Bruttostromerzeugung bis 2050 auf etwa 45 GWh_{el}/a zunehmen.

Unter der Annahme, dass ein Geothermiekraftwerk mit rund 8.000 h/a Vollbenutzungsstunden betrieben wird, wären zur Stromerzeugung von ca. 45 GWh_{el}/a insgesamt etwa 6 MW_{el} elektrische Leistung installiert. Dies entspricht bei heute üblicher Geothermiekraftwerksleistung zwischen 3 und 5 MW_{el} etwa zwei Anlagen, die im Saarland bis 2050 in Betrieb wären.

Eine weitere Abschätzung ist auf Basis des Flächevergleichswertes möglich. Bezogen auf die Fläche Deutschlands würde nach der Prognose in 2050 mittels Geothermie etwa 14 GWh_{el}/Tkm² (5 TWh_{el}/a bezogen auf 357 Tkm²) bereitgestellt werden. Daraus lassen sich für das Saarland mit ca. 2,6 Tkm² ca. 36 GWh_{el}/a ableiten. Demnach wird nach diesen beiden Abschätzungen der Geothermie im Saarland kaum Bedeutung zugestanden.

Literatur

- AD-HOC ARBEITSGRUPPE GEOLOGIE (2010): Fachbericht zu bisher bekannten Auswirkungen geothermischer Vorhaben in den Bundesländern. PERSONENKREIS GEOTHERMIE DER AD-HOC ARBEITSGRUPPE GEOLOGIE. Informationen aus den Bund/Länder-Arbeitsgruppen der Staatlichen Geologischen Dienste (unveröff.)
- ANGER'S (2008): H. Anger's Söhne Bohr- und Brunnengesellschaft, persönliche Auskunft, 2008
- BAISCH, S., WEIDLER, R., VÖRÖS, R., & JUNG, R. (2006b) A conceptual model for post-injection seismicity in Soultz-sous-Forêts. Geothermal Resources Council Transactions **30**: 601-605.
- BAISCH, S. & WEIDLER, R. (2007) Geothermie und Erdbeben – Eine seismologische Betrachtung des Basler Bebens. Natur und Mensch **1**: 22-24.
- BANKEN, R. (2002): Die Entwicklung des Steinkohlenbergbaus in der Saarregion 1815-1914. S. 273-290. In: Acht Jahrhunderte Steinkohlenbergbau, Herrmann, H.-W. (Hrsg.), Colloques Meuse-Moselle; 2.
- BAUMANN, M., LAUE, H.-J. & MÜLLER, P. (2007): Wärmepumpen – Heizen mit Umweltenergie. 112 S., BINE Informationsdienst [HRSG.], Solarpraxis AG Verlag, Berlin.
- BAYERNLB (2009): Alexander von Dobschütz, BayernLB: Finanzierung von Geothermieprojekten, Vortrag am GtV-Workshop „Finanzierung Geothermieprojekte 2009“ am 7. Juli 2009 in München
- BECKER (1964): Hydrogeologische Beobachtungen beim Abteufen des Warndtschachtes der Saarbergwerke AG
- BECKER, H. UND KNAPP, K. G. (1966): Die geologischen Lagerungsverhältnisse des Steinkohlengebirges im Bereich der Grube Warndt-Velsen
- BMU (2007): Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Projektsteckbrief Geothermie-Projekt Erding, Berlin, 2007
- BMU (2010): Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Erneuerbare Energien in Zahlen, nationale und internationale Entwicklung, Berlin, 2010
- BMW/BMU (2010): Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie und Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, Berlin, 2010
- BÖNNEMANN, C., SCHMIDT, B., RITTER, J., GERSTERMANN, N., PLENEFISCH, T., WEGLER, U. (2010) Das seismische Ereignis bei Landau vom 15. August 2009. Abschlussbericht der Expertengruppe „Seismisches Risiko bei hydrothermalen Geothermie“.
- BUDERUS (2011): <http://www.buderus.de/Bilddatenbank/Heizflaechen/Flachheizkoerper-2380658.html> Internetabruf 18.02.2011
- CARLÉ, W. (1975): Die Mineral- und Thermalwässer von Mitteleuropa – Geologie, Chemismus, Genese. Bücher der Zeitschrift Naturwissenschaftliche Rundschau. Wissenschaftliche Verlagsgesellschaft mbH, Stuttgart.

- CARTANNAZ C. (2008): PROJET MINEWATER Géologie du réservoir minier du bassin houiller lorrain. (puits Vouters 2 et Simon 5) – BRGM/RP-56257-FR, 49 p., 21 fig., 4 ann.
- CLAUSER, C., HEITFELD, M., ROSNER, P., SAHL, K. & SCHETELIG, K. (2005): Beispiel Aachener Steinkohlenrevier – Nutzung von Erdwärme in aufgelassenen Bergwerken. VBI Beratende Ingenieure
- DAMBERGER, H. (1967): Inkohlungsmerkmale, ihre statistische Bewertung und ihre Anwendbarkeit bei der tektonischen Analyse im saarländischen Steinkohlengebirge.
- DANNENBERG (1939): Geologie der Steinkohlenlager. Erster Band, erster Teil, zweite, völlig neu bearbeitete Auflage, Gebr. Borntraeger Verlag.
- DESTATIS (2010): Statistisches Bundesamt: Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch, Wiesbaden, 2010
- DGS (2011): Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e. V., www.energymap.info/energieregionen/120.html, Abruf Internetseite 21.02.2011
- DMT (2008): Deutsche Montan Technologie GmbH: Vortrag am 3. Tiefengeothermie-Forum Hessen, Darmstadt, 2008
- DONSIMONI, M. (1981): Le bassin houiller lorrain. Synthèse géologique. Mém. BRGM, **117**, 99 p., 15 pl. h.t.
- DONSIMONI, M. UND ROBIDA, F. (1985): Étude de L' Évolution sédimentologique de faisceaux charbonneux et des formations terrigènes associées dans le Bassin Houiller de lorraine (sieve de la houe) – BRGM/RP 85-SGN-162-GEO, 62 p., 23 fig., 2 ann., 4 pl.
- EEG (2010): Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG)
- EEWÄRMEG (2009): Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (Erneuerbare-Energien-WärmeGesetz - EEWärmeG) vom 7. August 2008 (BGBl. I S. 1658), gültig ab dem 1. Januar 2009
- ELOUENJLI, A. & STAPF, K. (1995) Erstmaliger Nachweis einer küstenbeeinflussten, sandigen Zechstein-Sabkha im St. Wendeler Graben (Saar-Nahe-Becken, SW-Deutschland). Mitt. Pollichia **82**: 7-36, Bad Dürkheim.
- ENEV (2009): Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG), Neufassung vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074), gültig ab dem 1. Januar 2009, letzte Änderung Art. 3G am 29. Juli 2009 (BGBl. I S. 2542, 2573)
- ENGEL, H. (1985) Zur Tektogenese des Saarbrücker Hauptsattels und der südlichen Randüberschiebung.- In: Beiträge zur Tiefentektonik westdeutscher Steinkohlenlagerstätten, S. 217-236, Herausg. Geol. Landesamt Nordrhein-Westfalen; Krefeld.
- ENGEL, H. (1988): Zur Tektogenese des Saarbrücker Hauptsattels und der Südlichen Randüberschiebung

- ENGINE COORDINATION ACTION (2008): Best Practice Handbook for the development of Unconventionnal Geothermal Ressources with a focus on Enhanced Geothermal System. Collection Actes/Proceedings, 97 S, BRGM Editions. Orleans.
- ERDING (2011): <http://www.geowaerme-erding.de/>, 23.02.2011; 09:00
- EVONIK (2010): Evonik Industries: Die Fernwärmeschiene Saar, 2010
- EVS (2011): Entsorgungsverband Saar: <http://www.entsorgungsverband.de/abfall/abfall-anlagen/ahkw-neunkirchen/>, Abruf Internetseite 28.01.2011
- EWI (2010): EWI, GWS, Prognos AG: Studie Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung, im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Basel/Köln/Osnabrück, 2010
- FRIES (2009): Thermisch aktivierte Bauteilsysteme zum optimalen Wärmepumpeneinsatz, Vallendar / Koblenz, 2009
- FURTAK H. & LANGGUTH, H.R. (1967): Zur hydrochemischen Kennzeichnung von Grundwässern und Grundwassertypen mittels Kennzahlen, Mem. IAH-Congress, 1965, **VII**: 86-96, 5 Fig., Hannover.
- FVS (2006): Fernwärme-Verbund Saar GmbH: Datenblatt Fernwärmeversorgung Quierschied, 2006, http://www.fvs.de/downloads/pdf/info/FVS_Datenblatt_Fernwaermeversorgung_Quierschied.pdf, Abruf Internetseite 28.01.2011
- GARG, S. K. & COMBS, J. (2011): A Reexamination Of USGS Volumetric „Heat in Place“ Method. Proceedings, Thirty-Sixth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, Stanford, California, SGP-TR-191.
- GEOX (2007): Dr. Heiner Menzel, GeoX GmbH: Rahmenbedingungen für das Geothermiekraftwerk Landau, Vortrag am 2. Tiefengeothermie-Forum am 04.09.2007 an der TU Darmstadt
- GEOX (2009): Geo X GmbH: Flyer Geothermieprojekt Landau, Unser Kraftwerk ist die Erde
- GEMIS (2010): Öko-Institut: Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS) version 4.6, 2010
- GfEM (2004): Energy Consulting, GfEM Gesellschaft für Energiemanagement mbH: Kennziffernkatalog 2004 Investitionsvorbereitung in der Energiewirtschaft, 12. Auflage, Neuenhagen / Berlin, 2004
- GRAB (2010): Grab Th., Stroch Th., Grötsch S., Groß U.; Geothermieanlage zur Grubenwassernutzung und Kühlung, Beitrag der Geothermiekongress 2010, Karlsruhe 2010
- GTV (2010): <http://www.geothermie.de/wissenswelt/glossar-lexikon/k/kalina-cycle.html>, Internetaufruf am 09.06.2010
- GTV (2011): Bundesverband Geothermie, Geothermie aus Bergbauanlagen; <http://www.geothermie.de/wissenswelt/geothermie/technologien/geothermie-aus-bergbauanlagen.html>, Abruf Internet am 21.2.2011
- GÜNTNER (2006): Hans Güntner GmbH: Güntner Product Calculator Customer, Version 2006.1

- Gutachten ANTEA (2003): Auswirkungen der Grubenstilllegung auf den Wasserkreislauf (MINWATER) – Zusammenfassung. Antea Alsace, Lorraine et Franche-Comte.
- HEDEMANN, H.-A. & WISSMANN, W. (1976) Die Gebirgstemperaturen in der Bohrung Saar 1 und ihre Beziehungen zum geologischen Bau.In: „Die Tiefbohrung Saar 1“, Geologisches Jahrbuch Reihe A Heft **27**: 433-454, Hannover.
- HENK, A. (1993): Subsidenz und Tektonik des Saar-Nahe-Beckens (SW-Deutschland), Geol. Rundschau **82**, 3-19
- HERRMANN, F. (2007): GIS-gestützte Modellierung der Gesamtabfluss-, Direktabfluss- und Grundwasserneubildungshöhen für das Saarland. Endbericht. ICG IV; Forschungszentrum Jülich GmbH, Projektleiter Dr. F. Wendland.
- HERZOG, C.E. (2005): Die Geothermiebohrung „RWTH-1“: Technische, geologische und bergrechtliche Aspekte eines Geothermieprojektes in öffentlicher Trägerschaft. 180 S., Dissertation, Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen.
- HÜCKEL, B. & KAPPELMEYER, O. (1966): Geothermische Untersuchungen im Saarkarbon. Z. deutsch. Geol. Ges, 117, S. 280-311.
- HURTER, S. & SCHELLSCHMIDT, R. (2003): Atlas of geothermal resources in Europe. Geothermics **32**: 779-787.
- IFEU (2010) ifeu, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, IREES: Die Nutzung industrieller Abwärme, Heidelberg, Karlsruhe, 2010
- IHK (2010): <http://www.saarland.ihk.de/ihk-saarland/Integrale?SID=EF678555987B431E7876026190212FC2&MODULE=Frontend&ACTION=ViewPage&Page.PK=249>, Abruf Internetseite am 23.11.2010
- IHK (2011): <http://www.saarland.ihk.de/ihk-saarland/Integrale?SID=CRAWLER&MODULE=Frontend&ACTION=ViewPage&Page.PK=688>, 04.01.2011
- IZES (2009): Institut für ZukunftsEnergieSysteme (izes gGmbH): Voruntersuchungen zum weiteren Fernwärmeausbau im Saarland, Saarbrücken, 2009
- JÄCKEL, H. (2010): Grubenwasseranstieg im Saarland – Bergamt Saarbücken. Präsentation
- JGA (2011): Gilbert J. Architects; Ochil View; http://www.johngilbert.co.uk/files/JGA_Lumphinnans_V03.pdf, Abruf Internet am 23.02.2011
- KfW (2010): http://kfw.de/kfw/de/Inlandsfoerderung/Programmuebersicht/Fuendigkeitsrisiko_Tiefengeothermie/index.jsp, 04.01.2011
- KLINKHAMMER & KONZAN (1975): Erläuterungen zur Geologischen Karte des Saarlandes 1: 25 000, Blatt 6707 Saarbrücken
- KLINKHAMMER & KONZAN (1970): Erläuterungen zur Geologischen Karte des Saarlandes 1: 25 000, Blatt 6607 Heusweiler

- KNEUPER (1964): Grundzüge der Sedimentation und Tektonik im Oberkarbon des Saarbrücker Hauptsattels
- KONZAN (1972): Erläuterungen zur Geologischen Karte des Saarlandes 1: 25 000, Blatt 6608 Illingen
- KONZAN, MÜLLER, KLINKHAMMER (1981): Erläuterungen zur Geologischen Karte des Saarlandes 1: 25 000, Blatt 6606 Saarlouis
- KONZAN (1984b): Erläuterungen zur Geologischen Karte des Saarlandes 1: 25 000, Blatt 6806 Lauterbach und 6807 Emmersweiler
- KONZAN (1984a): Erläuterungen zur Geologischen Karte des Saarlandes 1: 25 000, Blatt 6706 Ludweiler-Warndt
- KONZAN (1997): Erläuterungen zur Geologischen Karte des Saarlandes 1: 25 000, Blatt 6504 Perl
- KORSCH, R. J. & SCHÄFER, A. (1995): The Permo-Carboniferous Saar-Nahe Basin, south-west Germany and north-east France: basin formation and deformation in a strike-slip regime, *Geol. Rundschau* **84**, 293-318
- KÖRLIN, G. (2010): Luxusgut Blau: römischer Azuritbergbau in Wallerfangen/Saar. *Der Anschnitt* **62** (4): 174-189.
- KRAFT, T., MAI, P.M., WIEMER, S., DEICHMANN, N., RIPPERGER, J., KÄSTLI, P., BACHMANN, C., FÄH, D., WÖSSNER, J. UND GIARDINI, D. (2009) Enhanced Geothermal Systems: Mitigating Risk in Urban Areas. *EOS* **90**: 273-280.
- KRAUSE (2010): Krause G.; Zukunftsenergien. Wärmepumpe, http://www.krause.fh-aachen.de/userfiles/file/ZEN/Vortraege/2010/2010_Vortrag_Geothermie.pdf , Abruf Internetseite am 21.2.2011
- LANDAU (2011): EnergieSüdwest AG: allgemeiner Tarif e.lan F3 Areal 3, Fernwärme Vauban Gelände, Stand 01.01.2010, https://www.energie-suedwest.de/de/Preise_Tarife.htm, Internetabruf 21.02.2011
- LFULG (2009): Landesamt für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie, Freistaat Sachsen: Rahmenkonzept Tiefengeothermie Freistaat Sachsen, Freiberg, 10.08.2009
- LIAG (2009): Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik, persönliche Auskunft, 2009
- MAP (2010): Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt vom 9. Juli 2010
- MATHES (2007): TU Bergakademie Freiberg, entnommen: Mathes und Schreyer; Sanierung des WISMUT- Schachtes 302 in Marienberg und geothermische Nutzung des Grubenwasser, Bergbau 09/2007, <http://www.rdb-ev.de/zeitung07/07-10-445+446.pdf>, Abruf Internetseite am 25.02.2011
- MENNING, M., BENEK, R., BOY, J., EHLING, B.-C., FISCHER, F., GAITZSCH, B., GAST, R., KOWALCZYK, G., LÜTZNER, H., REICHEL, W. & SCHNEIDER, J. W. (2005) Das Rotliegend in der Stratigraphischen Tabelle von Deutschland 2002 – „Paternoster-Stratigraphie auf dem Rückzug. in: Erläuterungen zur Stratigraphischen Tabelle von Deutschland 2005 (ESTD 2005). *Newsl. Stratigr.* **41** (1-3): 91-122, Berlin.

- MITTMEYER, H. G. (1974) Zur Neufassung der rheinischen Unterdevonstufen. Mainzer geowiss. Mitt., **3**: 69-79, Mainz.
- MKULNV (2010): Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen: Klimaschutzland Nordrhein-Westfalen baut Erneuerbare Energien aus – Minister Remmel: „Erdwärme in NRW noch stärker nutzen“, Pressemitteilung 26.10.2010, <http://www.nrw.de/meldungen-der-landesregierung/klimaschutz-erdwaerme-noch-staerker-nutzen-9896/> Abruf Internetseite 17.02.2011
- MULV (2006): Hessisches Ministerium für Umwelt, ländlichen Raum und Verbraucherschutz: Nahwärme, Ratgeber zur Planung und Errichtung von Nahwärmenetzen, Wiesbaden, 2006
- MÜLLER, E., KONZAN, H. P., MIHM, A. & ENGEL, H. (1989) Erläuterungen zur Geologischen Karte des Saarlandes 1:50.000. 46 S.; Geologisches Landesamt Saarbrücken.
- MÜNCH, M. (2010): Grube Georg / Willroth Westerwald – Nutzung gefluteter Bergwerke als saisonale Wärmespeicher. Vortrag auf dem 5. Wärmepumpentag der Transferstelle Bingen am 10. März 2010.
- NAWORYTA, W. (2005): Gebirgs kinematische Analyse unter Nutzung der räumlichen Statistik. Dissertation an der TU Bergakademie Freiberg, Fakultät für Geowissenschaften, Geotechnik und Bergbau.
- NRC (2010): Natural Resources Canada, Geothermal Mine Water as an Energy source for heat pumps, <http://oee.nrcan.gc.ca/publications/infosource/pub/ici/caddet/english/r122.cfm>, Abruf Internetseite am 21.02.2011
- PEARSON, C. (1981) The relationship between microseismicity and high pore pressures during hydraulic stimulation experiments in low permeability granitic rocks. Journal of geophysical Research **86**: 7855-7864.
- PROGNOS (2010): Prognos AG: Expertise, Investitionen durch den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland, im Auftrag des Bundesverbands Erneuerbare Energien e. V., der Agentur für Erneuerbare Energien und der Hannover Messe, Berlin 2010
- RECKNAGEL (2004): Recknagel: Taschenbuch für Heizung + Klimatechnik, 71. Auflage, Oldenbourg Industrieverlag München
- REIF (2009): Dr. Reif, Sonntag & Partner, Wirtschaftsprüfer, Steuerberater, Rechtsanwälte: Vortrag am GtV-Workshop „Wirtschaftlichkeit von Geothermieprojekten“, 07. Juli 2009 in München
- REUTHER, E.U. (1989): Lehrbuch der Bergbaukunde mit besonderer Berücksichtigung des Steinkohlenbergbaus. 1. Band, 11. vollständig neu bearbeitete Auflage. Verlag Glückauf GmbH, Essen.
- RLP (2010): Landesregierung Rheinland-Pfalz: Bericht zur Darstellung der Entwicklung des Ausbaus der erneuerbaren Energien bis 2020, Drucksache 15/4983 zu Drucksache 15/3609, 17.09.2010
- RUTH, K.H.(ab 1986): Stollen und Schächte im Steinkohlenbergbau an der Saar. Band 1-28. Zeitschrift Saarberg, Saarbrücken.

- SAARLAND (2009): Statistisches Amt Saarland: Statistische Berichte 2007, Energiebilanz und CO₂-Bilanz des Saarlandes 2007, Saarbrücken, 2009
- SAARLAND (2010): Saarland, Landesamt für zentrale Dienste, Statistisches Amt: Entwicklung der Bevölkerung im Saarland von 2009 bis 2060, Saarbrücken, 2010
- SCHABERG, A. (1998): Nutzung von gefluteten Grubenräumen zur Langzeit-Wärmespeicherung. Dissertation, TU Bergakademie Freiberg.
- SCHNEIDER, (1991): Saarland - Sammlung geologischer Führer, Band **84**, GWINNER, M.P. (Hrsg.), Gebr. Borntraeger Verlag.
- SHAPIRO, S.A. (2008) Microseismicity: A tool for reservoir characterization. EAGE, 67 S.
- SIEMENS (2009): Betriebsanleitung Wärmepumpen W/W Professionell, WIP-Serie, Novelan GmbH Deutschland, www.siemens-waermepumpen.com
- SIGNORELLI, S. & KOHL, T. (2006): Geothermischer Ressourcenatlas der Nordschweiz – Gebiet des nördlichen Schweizer Mittellandes. 94 S, Schweizerische Geophysikalische Kommission, Zürich.
- SOMMERMAN, A. (1993): Zirkonalter aus dem Granit der Bohrung Saar 1.- Beihefte zum European Journal of Mineralogy, **5**: 145.
- SWH (2011): Stadtwerke Homburg GmbH: <http://www.stadtwerke-homburg.de/index.php?id=99>, Abruf Internetseite 28.01.2011
- SZPETKOWSKI, S. (1972): Kształtowanie się wartości wskaźników poziomych odkształceń właściwych napodstawie obserwacji z terenów kilku zagłębi górniczych (poln.), Prace Kom. Gór.-Geod., Górnictwo 11, S. 29-43.
- TESTER, J. W., et al. (2006): The future of geothermal energy. 372 S., Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, Massachusetts.
- TSB (2007): Transferstelle Bingen: Machbarkeitsstudie zur optimierten Wärmenutzung des Geothermiekraftwerks Landau, Bingen, 2007
- UHL, O. (2006): Wasserhaltung im Bereich des saarländischen Bergbaus unter der Berücksichtigung der Einstellung des französischen Bergbaus. In: Frenz, W. & Preuße, A. (Hrsg.): Wasseranstieg im Steinkohlenbergbau, Schriftenreihe der GDMB, 108 (2006).
- UNTERHACHING (2011): Geothermie Unterhaching GmbH & Co. KG: Preisblatt Geothermie-Fernwärmeversorgung, Stand 01.10.2010, [http://www.geothermie-unterhaching.de/cms/geothermie/web.nsf/gfx/Preisblatt.pdf/\\$file/Preisblatt.pdf](http://www.geothermie-unterhaching.de/cms/geothermie/web.nsf/gfx/Preisblatt.pdf/$file/Preisblatt.pdf), Abruf Internetseite 21.02.2011
- VDI-Richtlinien 4640, Blatt 1 (2000): Thermische Nutzung des Untergrundes – Grundlagen, Genehmigungen, Umweltaspekte. 32 S., VDI-Gesellschaft Energietechnik [HRSG.], Düsseldorf.
- VDI (2000): Verein Deutscher Ingenieure : VDI 2067 Blatt 1: Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen: Grundlagen und Kostenberechnung, September 2000
- VEIT, E. (1976): Geophysik und Bau des Untergrundes des Saarbrücker Hauptsattels.- Geol. Jb., **A 27**: 409-428; Hannover.

- VIEGA (2011): Fußbodenheizung, <http://www.viega.de/xchg/de-de/hs.xsl/fonterra-fussbodenheizung-heizen-kuehlen-kuehlung-10618.htm> Abruf Internetseite 28.01.2011
- WAGNER, J. & KÖNIG, C. (2009): Grundwassermodell Saarland. Ergebnisse des Forschungs- und Entwicklungsprojektes zur Erarbeitung eines numerischen Grundwassermodells für das gesamte Saarland – Abschlussbericht. Arbeitsgemeinschaft GRUNDWASSER- UND GEOFORSCHUNG, Neunkirchen, Saar & delta h Ingenieurgesellschaft mbH, Witten, NRW.
- WAGNER (2010): Handlungsstudie zu den Chancen nach dem Anstieg des Grundwassers im Warndt. GRUNDWASSER- UND GEOFORSCHUNG, Neunkirchen, Saar. (unveröff.).
- WALTER, T: (2010): Geothermie als Nachfolgenutzung des saarländischen Steinkohle-Bergbaus. Landesamt für Umweltschutz Saarbrücken, Abteilung Geologie, Boden, Grundwasser.
- WATERKOTTE (2010): Waterkotte GmbH: Wärmepumpen Katalog 2010
- WATZLAF (2006): Watzlaf, Gr & Ackman: Underground Mine Water for heating and cooling using geothermal heat pump systems, Mine water and the environment Vol. **25**, Berlin 2006
- WEM (2011): WEM Wandheizung GmbH: <http://www.wandheizung.de/Montage.412.0.html>, Abruf Internetseite 23.02.2011
- WIEBER (2008): Wieber G., Ofner C.; Geothermische Potential Gefluteter Bergwerke; Mainz, 2008
- WILLIAMS, C. F. (2010): Thermal energy recovery from enhanced geothermal systems – Evaluating the potential from deep, high-temperature resources. Proceedings, Thirty-Fifth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, Stanford, California, SGP-TR-188.
- ZOBACK, M.D. & HARJES, H.P. (1997) Injection-induced earthquakes and crustal stress at 9km depth at the KTB deep drilling site, Germany. Journal of geophysical Research **102**: 18477-18491.

Anlagen

Anlage 1 Lage der verwendeten Bohrungen. Koordinaten Gauss-Krüger Zone 2

Bohrloch-ID	Rechtswert	Hochwert	Höhe üNN [m]	Tiefe uGOK [m]	Bezeichnung
Alz	2541364.56	5461077.22	263	763	Alzing
BBr	2560645	5461030	215	60.5	Bous-Breitbornfloß
Ber	2551840	5458685	202	760.08	Berus
Bex-2	2591267	5468322	252	1212.74	Bexbach 2
Bis	2550204	5457447	200.8	1083	Bisten
BK_Buesch	2535400	5480150	392.43	124	BK Bueschdorf (Nr.19)
BK4_He	2533711	5483900	373	39	
BK6_He	2533237	5483435	367.6	132	Eft-Hellendorf
Bou	2540035.52	5461813.5	200.39	558.74	Bouzonville
Brü	2600300	5477450	236	1597	Brücken
CoLeBa	2528999.74	5477679.2	140	99	Contz-Les-Bains
Dit	2595830	5477040	300	1100	Dittweiler
Dmo	2562086	5461665	284.8	229.42	Derlen-Morgenstern
Düp-4	2559100	5472500	295	90	Düppenweiler 4
Elm	2562288	5462176	270	286.3	Elm
Emm-2	2562095	5449099	239	1080	Emmersweiler 2
EVo-1	2569615	5469934	294	1090.24	Eiweiler-Vogelsborn1
FrS-4	2590750	5472250	390	472.3	Frankenholz Schacht 4
Frw-2	2553607	5456676	201.3	1187.1	Friedrichweiler 2
Gel	2583263	5473457	309.93	899.99	Gellerbach
Hab-1	2570063	5472374	259	1854	Habach 1
Han-2	2587997	5472788	264.4	202.3	Hangard 2
Heu	2566614	5467430	261.9	790	Heusweiler
HHi	2567338	5469114	268.7	940.4	Heusweiler-Hirtel
Hir	2577577	5474065	345.22	1075.55	Hirzweiler
Hoh	2574472	5465558	374.9	1611.95	Hohlenstein
Hüt	2576863	5472449	313	1039.1	Hüttigweiler
IGa	2577286	5470375	347.4	405.8	Illingen-Galgenberg
IGe	2577011	5470809	306.4	576.7	Illingen-Gennweiler
IGe-2	2576332	5470658	283.87	421.5	Illingen-Gennweiler 2
IWu	2575472	5472367	255.09	1019.7	Illingen-Wustweiler
Ker	2587896	5473465	259.3	267.78	Kerbach
LKä	2559647	5454133	251	1411	Ludweiler-Käsberg
Me	2525016.1	5448757.41	270	1078.25	Metz 1 (projiziert)
Neu	2553316	5460622	221.28	1200.5	Neuforweiler
Nie-1	2565405	5467037	231	946.96	Niedersalbach 1
Nie-2	2565801	5466157	253.3	455.35	Niedersalbach 2
Nie-3	2566082	5467316	242.7	431.8	Niedersalbach 3
Nmü	2585257	5474531	336.74	1513.5	Neumünster
Obe	2565765	5468320	279.9	631	Obersalbach

Ost	2589269	5475220	283	1707.7	Oster
Pet-1	2559841	5473920	302.14	1720.59	Peterswald 1
Pic	2552103	5463591	221.2	847	Picard
Qui	2575059	5466443	346.28	1691.95	Quierschied-Nord
Ran	2585843	5472794	265	160.88	Randsbach
Rei-1	2562942	5468884	250	1115.6	Reisbach 1
Rei-2	2564311	5470460	271	1350.2	Reisbach 2
Rei-3	2563444	5470845	283.3	449.3	Reisbach 3
Rho	2586710	5473096	345.5	252.78	Rhon
Saa-1	2584987	5466164	361	5857	Saar 1
SBS-1	2570909	5453742	239	1218.7	Saarbrücken-Süd 1
SBW-6	2568159	5455101	267	922.76	Saarbrücken-West 6
Sch	2588959	5474021	269.5	431.55	Schönbach
SIE	2580500	5459200	245	1405	St. Ingbert Ensheimer Straße
Ste-1	2587054	5474609	407.16	1311.54	Steinbach 1
StW	2576725	5490300	420	1501	St. Wendel
SWe-1	2581740	5473520	410	1415.5	Stennweiler 1
SWe-2	2557722	5468075	205.9	1245.68	Saarwellingen 2
Ten	2569463.59	5443548.79	250	1712	Tenteling
Uch-2	2575377	5471562	300.6	925.1	Uchtelfangen 2
Ure-1	2577779	5476101	320.69	1785	Urexweiler-1
Wa	2559226.95	5449572.65	260	300	Warndt_Schacht
Wal	2567351	5465425	246	231.21	Walpershofen 3
WMi	2578880	5470406	326	301.8	Wemmetsweiler-Michelsberg
WNo	2579148	5472623	382	1405.82	Wemmetsweiler-Nord

Anlage 2 Definitionsparameter des Störungssystems

<i>Stops on-> / Fault</i>	Landsweiler-Merchweiler-Sprung	Habacher-Sprung	Steinberg-Sprung	Butzdorfer-Störung	Fischbach-Sprung	Grenz-Sprung	Hunsrück-Südrandstörung	südliche Hauptueberschiebung	Kohlwald-Sprung	Felsberg-Sprung	Saar-Sprung	Warndt-Sprung
Landsweiler-Merchweiler-Sprung					X		X					
Habacher-Sprung							X	X				
Steinberg-Sprung								X				
Butzdorfer-Störung												
Fischbach-Sprung			X					X				
Grenz-Sprung		X					X	X			X	
Hunsrück-Südrandstörung								X				
südliche Hauptueberschiebung												
Kohlwald-Sprung			X					X				
Felsberg-Sprung							X					X
Saar-Sprung							X	X				
Warndt-Sprung							X					

Anlage 3 Definition der Beeinflussung von Modelleinheiten durch Störungen

<i>Series / Faults</i>	Landsweiler-Merchweiler-Sprung	Habacher-Sprung	Steinberg-Sprung	Butzdorfer-Störung	Fischbach-Sprung	Grenz-Sprung	Hunsrück-Südrandstörung	südliche Hauptueberschiebung	Kohlwald-Sprung	Felsberg-Sprung	Saar-Sprung	Warndt-Sprung
Triassic(so_ko)				X								
Permotriassic(ro_sm)				X			X					
Carboniferous	X	X	X		X	X	X	X	X	X	X	X
Devon							X					
Basement												

Anlage 4 Tabelle der Gesteinseigenschaften

Nr.	Quelle	Modell-name	Stratigraphische Bezeichnung	Gesteins-bezeichnung	Wärmeleitfähigkeit [W/(m K)] Mean (Min - Max)	Vol. Wärmekapazität [MJ/(m³ K)] Mean (Min - Max)	Wärmeproduktions-rate [W/m³] Mean (Min - Max)
1	1)	-	-	Sandstein* ¹⁾	-	2,0	-
2	1)	-	-	Mergel* ¹⁾	-	2,2	-
3	1)	-	-	Kalkstein* ¹⁾	-	2,2	-
4	1)	-	-	Dolomit* ¹⁾	-	2,3	-
5	2)	mo_ko	Keuper – Basisschichten* ²⁾	-	3,1 (0,9 – 4,8)	-	-
6	2)	mo_ko	Muschelkalk – Ceritienschichten* ²⁾	-	3,5 (2,1 – 5,6)	-	-
7	2)	mo_ko	Muschelkalk – Trochitenkalk* ²⁾	-	4,3 (2,8 – 5,3)	-	-
8	2)	mm	Muschelkalk – Linguladolomit* ²⁾	-	4 (2,2 – 5,1)	-	-
9	2)	mm	Muschelkalk – Gipsmergel* ²⁾	-	3 (1,2 – 5,3)	-	-
10	2)	so_mu	Muschelkalk – Dolomitbankschichten* ²⁾	-	3,9 (3,4 – 4,4)	-	-
11	2)	so_mu	Muschelkalk – Muschelsandstein* ²⁾	-	3,4 (2,3 – 4,5)	-	-
12	2)	so_mu	Buntsandstein – Volitziensandstein* ²⁾	-	3,1 (2,9 – 3,8)	-	-
13	2)	so_mu	Buntsandstein – Zwischenschichten* ²⁾	-	3,4 (1,3 – 4,8)	-	-
14	2)	ro_sm	Buntsandstein – Violette Grenzzone* ²⁾	-	3,5 (1,6 – 6,2)	-	-
15	2)	ro_sm	Rotliegend – Altrich-Formation* ²⁾	-	3,25 (2,75 – 3,5)	-	-
16	2)	ro_sm	Rotliegend – Kinderbeuren-Formation* ²⁾	-	3,23 (2,83 – 3,63)	-	-
17	2)	ro_sm	Rotliegend – Engelsberg-Subformation* ²⁾	-	3 (2,8 – 3)	-	-
18	2)	dev	Devon – Kieselgallenschiefer* ²⁾	-	2,5 (1,8 – 3,2)	-	-
19	2)	dev	Devon – Kaub-Schichten* ²⁾	-	2,5 (1,9 – 3,7)	-	-
20	2)	dev	Devon – Zerf-Schichten* ²⁾	-	4,7 (2,3 – 7,5)	-	-
21	2)	dev	Devon – Dhrontal-Schichten* ²⁾	-	4,5 (2,7 – 6,4)	-	-
22	2)	dev	Devon – Taunusquarzit* ²⁾	-	6 (4,2 – 7,3)	-	-
23	3)	cst_ru	Stefan B	Sandstein* ¹⁾	2,65 (2,34 – 2,81)	-	-
24	3)	cst_ru	Stefan B	Tonstein* ¹⁾	1,21	-	-
25	3)	cw_c_d	Westfal C	Sandstein* ¹⁾	3,32 (2,93 – 3,56)	-	-
26	3)	cw_c_d	Westfal C	Tonstein* ¹⁾	1,00 (0,96 – 1,05)	-	-
27	3)	dev	Oberkarbon (Namur?)	Sandstein* ¹⁾	3,85 (3,60 – 4,35)	-	-
28	3)	dev	Unterkarbon (?)	Tonstein* ¹⁾	1,72	-	-
29	3)	dev	Oberdevon	Grauwacke* ¹⁾	2,09	-	-
30	3)	dev	Mitteldevon	oolith. Kalkstein* ¹⁾	1,87 (1,76 – 1,97)	-	-
31	3)	dev	Mitteldevon	Kalkstein hell* ¹⁾	1,72 (1,63 – 1,80)	-	-
32	3)	dev	Grundgebirge	Albit-Granit* ¹⁾	2,70 (2,60 – 2,81)	-	-

33	4)	-	Saarkarbon	Sandstein* ¹⁾	3,79 (3,35 – 5,09)	-	-
34	4)	-	Saarkarbon	Tonstein* ¹⁾	2,74 (2,37 – 3,35)	-	-
35	4)	-	Saarkarbon	Konglomerat* ¹⁾	4,73	-	-
36	4)	-	Saarkarbon	Schieferton II* ¹⁾	3,36 (3,11 – 3,69)	-	-
37	4)	-	Saarkarbon	Schieferton I* ¹⁾	1,74 (1,44 – 2,20)	-	-
38	4)	-	Saarkarbon	Kohle II* ¹⁾	0,33	-	-
39	5)	-	-	Granit	3,2 (2,1 – 4,1)	2,55 (2,1 – 3,0)	-
40	5)	-	-	Tonschiefer	2,1 (1,5 – 2,6)	2,35 (2,2 – 2,5)	-
41	5)	-	-	Kalkstein	2,7 (2,0 – 3,9)	2,25 (2,1 – 2,4)	-
42	5)	-	-	Mergel	2,3 (1,8 – 2,9)	2,25 (2,2 – 2,3)	-
43	5)	-	-	Quarzit	5,5 (5,0 – 6,0)	2,1	-
44	5)	-	-	Sandstein	2,8 (1,9 – 4,6)	2,2 (1,8 – 2,6)	-
45	5)	-	-	Steinkohle	0,4 (0,3 – 0,6)	1,55 (1,3 – 1,8)	-
46	5)	-	-	Ton-/Schluffstein	2,2 (1,1 – 3,4)	2,25 (2,1 – 2,4)	-
47	6)	-	Muschelkalk* ³⁾	-	3,3 (3,1 – 3,5)	-	-
48	6)	so_mu	Oberer Buntsandstein* ³⁾	-	3,2 (2,9 – 3,4)	-	-
49	6)	ro_sm	Mittlerer Buntsandstein* ³⁾	-	3,3 (2,5 – 3,6)	-	-
50	6)	ro_sm	Oberrotliegendes* ³⁾	-	3,6 (3,1 – 4,1)	-	-
51	6)	cst_ru	Unterrotliegendes* ³⁾	-	2,7 (2,3 – 2,9)	-	-
52	6)	dev	Devon* ³⁾	-	3,5 (3,0 – 3,9)	-	-
53	7)	-	-	Granit	-	-	2,81 (1,81 – 3,81) · 10 ⁻⁶

Quellen der Wertangabe:

- 1) GEHRMANN, V. (2008) Erfahrungen im Landesamt für Geologie und Bergbau bei der Bestimmung der spezifischen Wärmekapazität von Festgesteinen als Datengrundlage für die Nutzung von geothermischer Energie. Mainzer geowiss. Mitt., **36**: 105-134, Mainz.
- 2) HÄFNER, F., KÖTT, A., SPINDELDREHER, J., REIN, B. & GRUBERT, A. (2007) Nutzung oberflächennaher Erdwärme für die Gebäudeheizung in Rheinland-Pfalz - Projektgebiet Bitburg - Trier - Saarburg. **97 S.**, Mainz.
- 3) HEDEMANN, H.-A. & WISSMANN, W. (1976) Die Gebirgstemperaturen in der Bohrung Saar 1 und ihre Beziehungen zum geologischen Bau. Geol. Jb., **A 27**: 433-454, Hannover.
- 4) HÜCKEL, B. & KAPPELMAYER, O. (1965) Geothermische Untersuchungen im Saarkarbon. Z. deutsch. Geol. Ges., **117**: 280-311, Hannover.
- 5) VDI 4640 Blatt 1 (2010) Thermische Nutzung des Untergrundes - Grundlagen, Genehmigungen, Umweltaspekte, Blatt 1. Verein Deutscher Ingenieure, **33 S.**, Düsseldorf.
- 6) Kartenserver „Wärmeleitfähigkeiten Oberflächennahe Geothermie“ des Landesamts für Geologie und Bergbau Rheinland-Pfalz (LGB-RLP). *
- 7) RYBACH, L. & BUNTEBARTH, G. (1982) Relationships between the petrophysical properties density, seismic velocity, heat generation and mineralogical constitution. Earth Planet. Sci. Letters, **57**: 367-376, Amsterdam.

*¹⁾ Werte umgerechnet nach Quellenangabe *²⁾ Messwerte der wassergesättigten Proben *³⁾ Werte aus Datenbank bis 60 m Tiefe, wasserges. Proben