

Machbarkeitsstudie

„Nahwärmeversorgung aus Erdwärme für das Blumenviertel in Hodenhagen“

Teil I:

Analyse der geothermischen Potenziale am Standort Hodenhagen

Impressum

Auftraggeber: Gemeinde Hodenhagen
Bahnhofstr. 28, 29693 Hodenhagen



Auftragnehmer: GeoDienste GmbH
Leinestr. 33, 30827 Garbsen

Projekt: 0285092

Berichtsname: MS0285092_I.doc

Seitenanzahl: 103 (einschl. Titelblatt)

Anhang: 5 (13 Seiten)

Abbildungen: 43

Tabellen: 11

CD-/DVD-ROM: 1

Ausfertigung: Kundenexemplar

Datum: 2010-07-31

Unterschriften: GeoDienste GmbH
Geschäftsführung



Prof. Dr. Dieter Michalzik, Dipl.-Geol.

GeoDienste GmbH
Projektbearbeitung



Kirsten Fromme, Dipl.-Geow.



Sonja Nowag, Dipl. -Geol. M.Sc.

Inhaltsverzeichnis

1 Geothermische Energiegewinnung und Nutzung in Deutschland - aktueller Stand	12
1.1 Politische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen	12
1.2 Speichersysteme und Nutzungsarten geothermischer Energie	16
1.3 Potenziale geothermischer Energie in Deutschland.....	20
2 Geowissenschaftliche Rahmenbedingungen im Projektgebiet.....	23
2.1 Vorbemerkungen.....	23
2.2 Geologischer Überblick.....	23
2.3 Geologisch-strukturelle Situation im Projektgebiet	25
2.4 Potenzielle Bereiche geothermischer Nutzung	28
2.4.1 Allgemeine Anmerkungen	28
2.4.2 Salzstöcke	28
2.4.3 Salzkissen.....	29
2.4.4 Randsenken und stabile Schollen	29
2.4.5 Subsalinar.....	29
2.5 Potenzielle geothermische Nutzhorizonte.....	30
2.5.1 Voraussetzungen für eine hydrogeothermische Nutzung	30
2.5.2 Oberkarbon.....	32
2.5.3 Rotliegend	32
2.5.4 Mittlerer Buntsandstein.....	33
2.5.5 Oberer Keuper (Exter-Formation, Rhät-Keuper)	35
2.5.6 Unterkreide.....	36
2.6 Temperaturabschätzung	37
2.7 Chemismus der Tiefenwässer.....	39
3 Möglichkeiten der tiefengeothermischen Erschließung	41
3.1 Petrothermale Geothermie.....	41
3.2 Erschließung mittels Hydrogeothermischer Dublette.....	46
3.3 Erschließung mittels Tiefer Erdwärmesonde mit Fluidzirkulation	53
3.4 Erschließung mittels Einbohrloch-Zirkulationsverfahren	57
3.5 Nachnutzung von Altbohrungen.....	61
4 Möglichkeiten der „mitteltiefen“ geothermischen Erschließung.....	62
4.1 Erdwärmesonden mit Flüssigkeitszirkulation	62
4.2 Erdwärmesonden als Direktverdampfer (heat pipe).....	63

5	Möglichkeiten der oberflächennahen Erschließung	65
5.1	Erdwärmesonden mit Flüssigkeitszirkulation	65
5.2	Erdwärmesonden als Direktverdampfer (heat pipe).....	68
5.3	Erdwärmekollektoren	68
5.4	Energiepfähle.....	71
5.5	Thermisch aktivierte Boden-/Fundamentplatten	72
5.6	Grundwasserbrunnen	73
6	Generelle Möglichkeiten der Nutzung geothermischer Energie im Raum Hodenhausen.....	75
6.1	Generelle Aspekte der Nutzung geothermischer Energie	75
6.2	Stromerzeugung	76
6.3	Wärmenutzung	76
7	Genehmigungsrechtliche Rahmenbedingungen	78
7.1	Übersicht über genehmigungsrechtliche Grundlagen	78
7.2	Nutzungsbedingungen oberflächennaher Geothermie am Standort Hodenhagen	80
8	Fördermöglichkeiten	82
8.1	Vorbemerkungen	82
8.2	Förderprogramme	83
9	Kostenabschätzung	88
9.1	Einflussfaktoren, Datengrundlage	88
9.2	Kostenabschätzung für mögliche tiefegeothermische Erschließungsvarianten ..	89
9.3	Kostenabschätzung für die verschiedenen Varianten einer oberflächennahen und mitteltiefen geothermischen Erschließung.....	91
10	Risikobetrachtung.....	94
10.1	Risiken der tiefegeothermischen Erschließung	94
10.2	Risiken der oberflächennahen Erschließung.....	96
11	Bewertung des Projektgebietes und Empfehlungen zum weiteren Vorgehen	98
11.1	Potenziale der tiefen Geothermie.....	98
11.2	Potenziale der oberflächennahen und mitteltiefen Geothermie.....	102

Anhang	Seiten
1 Literaturverzeichnis	6
2 Stratigraphische Begriffe für Nordwestdeutschland	1
3 Rechtliche Rahmenbedingungen einer geothermischen Erschließung	2
4 Aktuelle Förderprogramme in den Bereichen Energieeinsparung, Energieeffizienz, Einsatz von erneuerbaren Energien	2
5 Kontaktdaten von Förderinstitutionen	1

Anlagenverzeichnis	Seiten
1 Topographische Übersichtskarte, Lage vorhandener Bohrungen, vorhandene 2D- und 3D-Seismik	1
2 Potenzielle Bereiche geothermischer Nutzung	1
3 Strukturkarte der Basis Zechstein (=Top Rotliegend)	1
4 Strukturkarte der Basis Röt und Muschelkalk (= Top Mittlerer Buntsandstein)	1
5 Strukturkarte der Basis Lias (= Top Rhät)	1
6 Strukturkarte der Basis Unterkreide (= Top Wealden)	1
7 Naturfachliche und wasserwirtschaftliche Schutzgebiete	1

Tabellenverzeichnis

Tab. 1: Vergütungssätze für Strom aus Geothermie gemäß EEG 2009 ([4]).	13
Tab. 2: Geothermisches Strom- und KWK-Potenzial der für die Stromerzeugung geeigneten Reservoirtypen in Deutschland. KWK: Kraft-Wärmekopplung, oW: ohne Wärmepumpe, mW: mit Wärmepumpe (nach [15]).	20
Tab. 3: Potenzial der Heißwasseraquifere für die Wärmenutzung (1 EJ = 10 ¹⁸ J) ([16]).	22
Tab. 4: Temperaturen für verschiedene Tiefen im Großraum Hodenhagen nach Auswertung der Temperaturkarten von Westeuropa ([38]) und Deutschland ([LIAG]).	38
Tab. 5: Mögliche spezifische Entzugsleistungen für Erdwärmesonden ([48]).	67

Tab. 6: Mögliche spezifische Entzugsleistungen für Erdwärmekollektoren ([48]).	69
Tab. 7: Förderung im Rahmen des KfW-Programms Erneuerbare Energien (Programmteil Premium) ([72]).	85
Tab. 8: Kostenschätzung für mögliche tiefegeothermische Erschließungsvarianten im Raum Hodenhagen. MD = Measured Depth: gemessene Bohrlochlänge, bei abgelenkten Bohrungen > vertikale Tiefe (TVD = Total Vertical Depth).	90
Tab. 9: Kostenschätzung für verschiedene Varianten einer oberflächennahen oder mitteltiefen Erschließung.	92
Tab. 10: Mögliche tiefegeothermische (und mitteltiefe) Erschließungskonzepte im Projektgebiet.	99
Tab. 11: Bewertungsmatrix für die möglichen tiefen und mitteltiefen Erschließungsvarianten im Projektgebiet.	101

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1: Lage des Blumenviertels in Hodenhagen ([GOOGLE EARTH]).	11
Abb. 2: Entwicklung der Anteile der erneuerbaren Energien an der Energiebereitstellung von 1998 bis 2008, Stand Dezember 2009 ([2]).	12
Abb. 3: Struktur der erneuerbaren Energien zur Deckung des Wärmebedarfs im Leitszenario 2009 ([5]).	14
Abb. 4: Anteil der Energieträger am Wärmemarkt in Deutschland 2008 ([2]).	15
Abb. 5: Energiepreise konventioneller Energieträger 1970 bis 2008 ([6]).	15
Abb. 6: Temperaturverteilung in Deutschland in 3000 m Tiefe ([10]).	17
Abb. 7: Standorte der in Betrieb / im Bau befindlichen geothermischen Anlagen ([12]).	19
Abb. 8: Geothermisches Strompotenzial in Deutschland (nach [15]).	21
Abb. 9: Gebiete mit Heißwasseraquiferen, die potenziell für eine geothermische Strom- (rot) bzw. Wärmegewinnung (orange) geeignet sind ([17]).	21
Abb. 10: Tektonische Gliederung des Norddeutschen Beckens ([19]). Roter Pfeil: Hodenhagen.	24
Abb. 11: Schematisches geologisches Profil durch das Norddeutsche Becken ([19]).	25
Abb. 12: Sockelstörungen und Schollenmosaik im Großraum Hodenhagen ([20]).	26
Abb. 13: Ausschnitt aus der Strukturübersichtskarte Nordwestdeutschlands mit den wichtigen tektonischen Elementen im Raum Hodenhagen ([20]).	26
Abb. 14: SSW-NNE-Profileschnitt durch die Salzstruktur Hodenhagen ([20]); Lage vgl. Abb. 13). Die Bohrung Hodenhagen S-1 liegt im Ortsbereich von Hodenhagen.	27
Abb. 15: Stratigraphisches Profil für das Projektgebiet. Potenzielle Horizonte für eine hydrothermale (hellblau) bzw. petrothermale (hellrot) Nutzung.	31

Abb. 16: Verbreitung und Mächtigkeit des Doetlingen-Sandsteins in Niedersachsen ([31]).....	34
Abb. 17: Aquifertemperaturen im Norddeutschen Becken und im Raum Hodenhagen ([17]).....	35
Abb. 18: Verbreitung der Unterkreide-Sandsteine mit Nettomächtigkeiten von mehr als 20 m und Teufen von mehr als 1.500 m ([31]).....	37
Abb. 19: Temperaturverteilung in Deutschland in 1.000 m Tiefe; Ausschnitt Hodenhagen ([37]). Weiße Punkte = Temperaturdaten aus Tiefbohrungen.	38
Abb. 20: Gesamtmineralisation der Thermalwässer des Norddeutschen Beckens ([39]).	40
Abb. 21: Prinzipskizze der Erschließung petrothermaler Systeme mit zwei Förderbohrungen und einer Injektionsbohrung ([40]).....	43
Abb. 22: Strompotenzial der Rotliegend-Vulkanite ([15]).	45
Abb. 23: Maximale horizontale Spannungsrichtungen im Subsalinar im Norddeutschen Becken ([42]).....	46
Abb. 24: Prinzipskizze der Erschließung mittels geothermischer Dublette ([43]).	48
Abb. 25: Schematische Darstellung einer Erschließung durch abgelenkte Bohrungen ([44]).....	49
Abb. 26: Stark schematisierte Darstellung einer möglichen Erschließung des Mittleren Buntsandstein (Profil: nach [20]).	51
Abb. 27: Stark schematisierte Darstellung einer möglichen Erschließung des Rhät (Profil: nach [21]).	52
Abb. 28: Stark schematisierte Darstellung einer möglichen Erschließung des Wealden (Profil: nach [21])......	53
Abb. 29: Prinzipskizze einer tiefen Erdwärmesonde.....	54
Abb. 30: Schematische Darstellung einer möglichen geothermischen Erschließung mittels Tiefer Erdwärmesonde (Profil: nach [21]).	56
Abb. 31: Schematische Darstellung des Einsonden-Zweischicht-Verfahrens ([45]).....	58
Abb. 32: Schematische Darstellung des Tiefenzirkulationsverfahrens ([45]).....	59
Abb. 33: Prinzip einer Direktverdampfersonde ([46]).	63
Abb. 34: Erschließungsmethoden oberflächennaher geothermischer Systeme.	65
Abb. 35: Geothermische Erschließung mittels Doppel-U-Sonden ([47]).	66
Abb. 36: Geothermische Erschließung mittels Erdkollektoren ([49]).....	68
Abb. 37: Karte der potenziellen Standorteignung für den Einsatz von Erdwärmekollektoren mit einer Einbautiefe von 1,2 bis 1,5 m u. GOK zur Beheizung von Gebäuden; grün = gut geeignet, gelb = geeignet ([50]).....	70
Abb. 38: Neue Entwicklung: Helixsonden ([51]).	70
Abb. 39: Geothermische Erschließung mittels Energiepfählen ([52]).	71
Abb. 40: Beispiel einer thermisch aktivierten Betonplatte ([53]).....	72

Abb. 41: Geothermische Erschließung mittels Grundwasserbrunnen ([54]).	73
Abb. 42: Abhängigkeit der bergrechtlichen Genehmigung vom Einflussbereich ([60])....	79
Abb. 43: Nutzungsbedingungen oberflächennaher Geothermie in Hodenhagen ([64]). Hellgrün: Erdwärmennutzung zulässig, rot schraffiert, blau gestreift: bedingt zulässig (Trinkwasserschutzgebiet Zone 3, Salzstruktur), rot: unzulässig (Trinkwasserschutzgebiet Zone 1 u. 2)	81

Einleitung

Für das Blumenviertel in Hodenhagen ist eine auf Erdwärme basierende Nahwärmeversorgung geplant. Im Rahmen der vorliegenden Machbarkeitsstudie wurden die geologischen Rahmenbedingungen überprüft und die insgesamt vorhandenen geothermischen Potenziale ermittelt. Anschließend wurde ein Konzept der technischen Umsetzung für den speziellen Fall des Blumenviertels konzipiert. Langfristiges Ziel ist es, die komplette Energieversorgung der Gemeinde Hodenhagen auf Erneuerbare Energien, mit Schwerpunkt Geothermie, umzustellen.

Zunächst werden im **Teil I der Machbarkeitsstudie** die geothermischen Potenziale am Standort Hodenhagen analysiert. Nach einem kurzen Überblick zu den Potenzialen und den aktuellen Entwicklungen der geothermischen Energiegewinnung in Deutschland werden die geowissenschaftlichen Rahmenbedingungen für das Projektgebiet dargestellt. Dazu wurden alle verfügbaren Daten zum Untergrund des Untersuchungsgebietes recherchiert, sofern möglich eingesehen und ausgewertet. Wichtig für Fragen einer möglichen geothermischen Nutzung sind hierbei Angaben zur stratigraphischen Abfolge (Alter) der Schichten, zur Lithologie (Gesteinscharakteristika) und den daraus resultierenden Durchlässigkeiten. Wichtig sind auch die ungefähre Tiefenlage potentieller Nutzungshorizonte und deren Mächtigkeit und natürlich eine Temperaturabschätzung der verschiedenen relevanten Zielgesteine. Anhand dieser Daten werden technische Erschließungskonzepte aufgezeigt und energetische Nutzungsmöglichkeiten diskutiert. Ferner werden die genehmigungsrechtlichen Rahmenbedingungen, Fördermöglichkeiten, Kosten und Risiken betrachtet und erläutert. Abschließend erfolgt eine Empfehlung bezüglich eines Erschließungskonzeptes für das Blumenviertel, welches in Teil II der Studie näher ausgeführt wird. Die Bearbeitung des ersten Teils erfolgte durch die GeoDienste GmbH.

Im **Teil II der Machbarkeitsstudie** wird der derzeitige Stand der Energieversorgung im Blumenviertel dargestellt und der perspektivische Wärmebedarf ermittelt. Basierend auf einem geologischen Detailmodell wird ein Erschließungsmodell entwickelt und die thermische Ergiebigkeit berechnet. Unter Berücksichtigung der vorhandenen Infrastruktur kann ein Konzept für die obertägigen Energieübertragungssysteme vorgestellt und die Wirtschaftlichkeit der geplanten Maßnahme diskutiert werden. Die Bearbeitung des zweiten Teils erfolgte durch ap-ingenieure und die GeoDienste GmbH.

Ziel der Machbarkeitsstudie ist es, die technische Durchführbarkeit, mögliche Ergiebigkeiten, die Wirtschaftlichkeit sowie Risiken bzw. Kosten einer geothermischen Erschließung darzustellen und eine Standortbewertung mit Empfehlung zu geben. Die Machbarkeitsstudie soll somit als Grundlage und Entscheidungshilfe für das weitere Vorgehen hinsichtlich einer geothermischen Nahwärmeversorgung des Blumenviertels in Hodenhagen dienen. Darüber hinaus soll die Machbarkeitsstudie Basisdaten für Konzepte liefern, die momentan nicht wirtschaftlich umsetzbar sind, perspektivisch aber in den Fokus rücken können, z.B. bei einer starken Energiepreiserhöhung.

Grundlage der Ausarbeitung bildet das Angebot 0285092 der GEODIENSTE GMBH vom 16. Oktober 2009 mit Nachtrag vom 28. Januar 2010, das von der Gemeinde Hodenhagen am 05. Februar 2010 beauftragt wurde.

Angaben zum Projektgebiet, verwendete Projektunterlagen

Das Projektgebiet liegt im nördlichen Teil der niedersächsischen Gemeinde Hodenhagen (Abb. 1).



Abb. 1: Lage des Blumenviertels in Hodenhagen ([GOOGLE EARTH]).

Für die Bearbeitung der Aufgabenstellung wurden im Wesentlichen die im **Anhang 1** aufgeführten Unterlagen verwendet bzw. berücksichtigt. Die vorliegende Machbarkeitsstudie basiert auf Daten, die frei oder mit vertretbarem Kostenaufwand recherchiert werden konnten. Weiterführende Geländeuntersuchungen bzw. -begehungen erfolgten nicht.

Der oberflächennahe Untergrund am Projektstandort und in der unmittelbaren Umgebung ist durch geologische, hydrogeologische und ingenieurgeologische Bohrungen erschlossen. Der tiefe Untergrund ist mit großen Einschränkungen aus den wenigen umliegenden Tiefbohrungen der Kohlenwasserstoffindustrie interpretierbar, deren Lage in **Anlage 1** dargestellt ist. Die Qualität der Daten nimmt generell mit zunehmender Tiefe ab. Tiefbohrungen der Kohlenwasserstoffindustrie sowie 2D-Seismik wurden im Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG) in Hannover eingesehen. Zudem standen geologische Grundlagenkarten für die Beurteilung und Interpretation des oberflächennahen bzw. tiefen Untergrundes am Projektstandort sowie des tiefen Untergrundes im Norddeutschen Becken zur Verfügung (vgl. Anhang 1).

1 Geothermische Energiegewinnung und Nutzung in Deutschland - aktueller Stand

1.1 Politische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen

Unser gegenwärtiges Energiesystem weist aufgrund seiner starken Abhängigkeit von den nur begrenzt vorhandenen fossilen Energieträgern, dem Ausstoß klimaschädlicher Treibhausgase (CO_2 , CH_4 , N_2O und sog. F-Gase) und den Risiken der Kernenergienutzung wesentliche Nachhaltigkeitsdefizite auf. Es gehört daher zu den größten Herausforderungen des 21. Jahrhunderts, die Rahmenbedingungen für eine **nachhaltige Energieversorgung** zu gestalten und die durch den Verbrauch fossiler Energieträger bedingte Emission klimaschädlicher Gase zu reduzieren.

Ein zentrales Strategieelement hierfür ist neben den Bemühungen zum rationelleren und sparsameren Energieeinsatz die verstärkte Nutzung der bedeutenden Potenziale der regenerativen Energien. Die Bundesregierung hat bei ihrer Kabinettsklausur am 23./24. August 2007 in Meseberg ein **integriertes Energie- und Klimaprogramm** beschlossen. Dieses sieht u.a. vor, den Anteil erneuerbarer Energien an der gesamten Stromproduktion in Deutschland von derzeit rund 14% bis 2020 auf 25 bis 30% und ihren Anteil an der Wärmebereitstellung bis 2020 auf 14% zu steigern ([1]). Aus Abbildung 2 geht die Entwicklung der Anteile der erneuerbaren Energien an der Energiebereitstellung für den Zeitraum von 1998 bis 2008 hervor ([2]). Der Anteil der erneuerbaren Energien am gesamten Energieverbrauch in Deutschland betrug im Jahr 2008 rd. 9,5%.

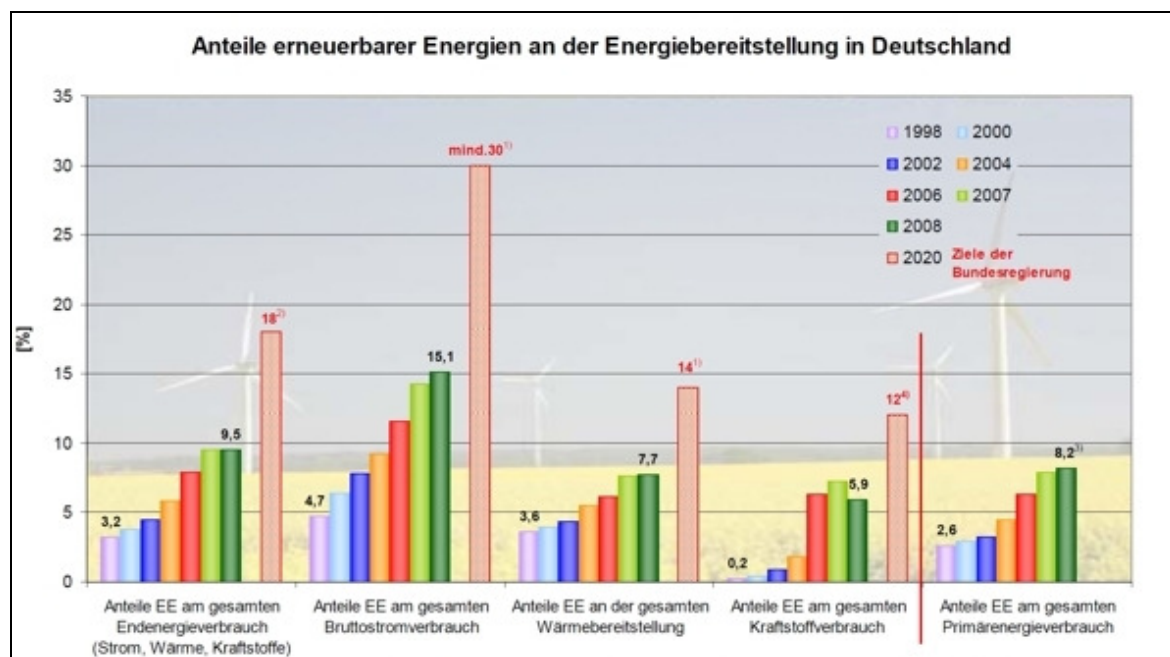


Abb. 2: Entwicklung der Anteile der erneuerbaren Energien an der Energiebereitstellung von 1998 bis 2008, Stand Dezember 2009 ([2]).

Die Bundesregierung legte am 5. Dezember 2007 ein erstes Maßnahmenpaket zur Umsetzung der bei der Kabinettsklausur in Meseberg beschlossenen Eckpunkte für ein **Integriertes Energie- und Klimaprogramm** vor. Vier wichtige Gesetze (Erneuerbare-Energien-Gesetz, Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz, Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetz und Gesetz zur Liberalisierung des Messwesens) wurden am 6. Juni 2008 vom Deutschen Bundestag beschlossen. Am 18. Juni 2008 wurde das zweite „Klimapaket“ vom Kabinett verabschiedet, das sieben weitere Gesetze und Verordnungen unter besonderer Berücksichtigung der Steigerung der Energieeffizienz beinhaltet ([3]).

Ein wichtiger Baustein, um die Ziele der Bundesregierung zu erreichen, ist das **Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)**, das Stromnetzbetreiber verpflichtet, Strom aus Sonne, Wasser, Wind, Geothermie und Biomasse abzunehmen und dafür Mindestvergütungen zu zahlen (in der Regel über 20 Jahre). Die Einführung des **gesetzlich geregelten Einspeisevergütungssystems für Strom aus Erneuerbaren Energien** in Deutschland wurde 1990 beschlossen. Das entsprechende Stromeinspeisegesetz trat am 1. Januar 1991 in Kraft. Mit dem neuen EEG, das am 01. Januar 2009 in Kraft getreten ist, wird das EEG in der Fassung von 2004 abgelöst. Durch die Einspeisungsvergütung wurde eine für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen von Geothermieranlagen wichtige Voraussetzung geschaffen. In der Novelle des EEG von 2009 wurden die Einspeisevergütungen für Strom aus Erdwärme erhöht und neue Boni eingeführt.

In Tabelle 1 sind die Vergütungssätze gemäß Neufassung des EEG aufgeführt. Sollte eine geothermische Anlage bis 2015 betriebsbereit sein, wird zusätzlich ein Bonus von **4 ct/kWh** gezahlt, so dass sich die Grundvergütung auf **20 ct/kWh** erhöht. Darüber hinaus gibt es einen **Wärmenutzungsbonus** in Höhe von **3 ct/kWh** analog zum Kraft-Wärme-Kopplungs-Bonus für die Stromerzeugung aus Biomasse, damit aus der Perspektive der Energieeffizienz eine optimale Nutzung der vorhandenen Geothermiepoteziale gewährleistet werden kann. Um innovativen Technologien z.B. HDR-/HDF-Technologie den Markteintritt zu ermöglichen, werden solche Kraftwerke mit einem **Petrogeothermiebonus** in Höhe von **4 ct/kWh** vergütet. Bei Erfüllung aller Voraussetzungen kann beispielsweise für eine Geothermieranlage bis 10 MW_{el} eine Vergütung von insgesamt **27 ct/kWh** erzielt werden.

Tab. 1: Vergütungssätze für Strom aus Geothermie gemäß EEG 2009 ([4]).

Neuer Leistungsanteil	Neue Vergütung
bis 10 MW _{el}	16,0 ct/kWh
ab 10 MW _{el}	10,5 ct/kWh
Wärmenutzungsbonus	3 ct/kWh
Petrogeothermiebonus	4 ct/kWh
Bonus Betriebsbereitschaft bis 2015	4 ct/kWh

Für eine nachhaltige und umweltgerechte Energieversorgung hat jedoch insbesondere der Wärmesektor eine entscheidende Bedeutung. Studien führender Forschungsinstitute bestätigen, dass die erneuerbaren Energieträger den Wärmebedarf in Deutschland 2050 schon zu annähernd 50% decken können (Abb. 3). Der heutige Beitrag der EE besteht zu knapp 70% aus Einzelanlagen. Laut Leitszenario 2008 dominieren ab 2030 die Nahwärmenetze, die 2050 einen Anteil von 60% erreichen ([5]).

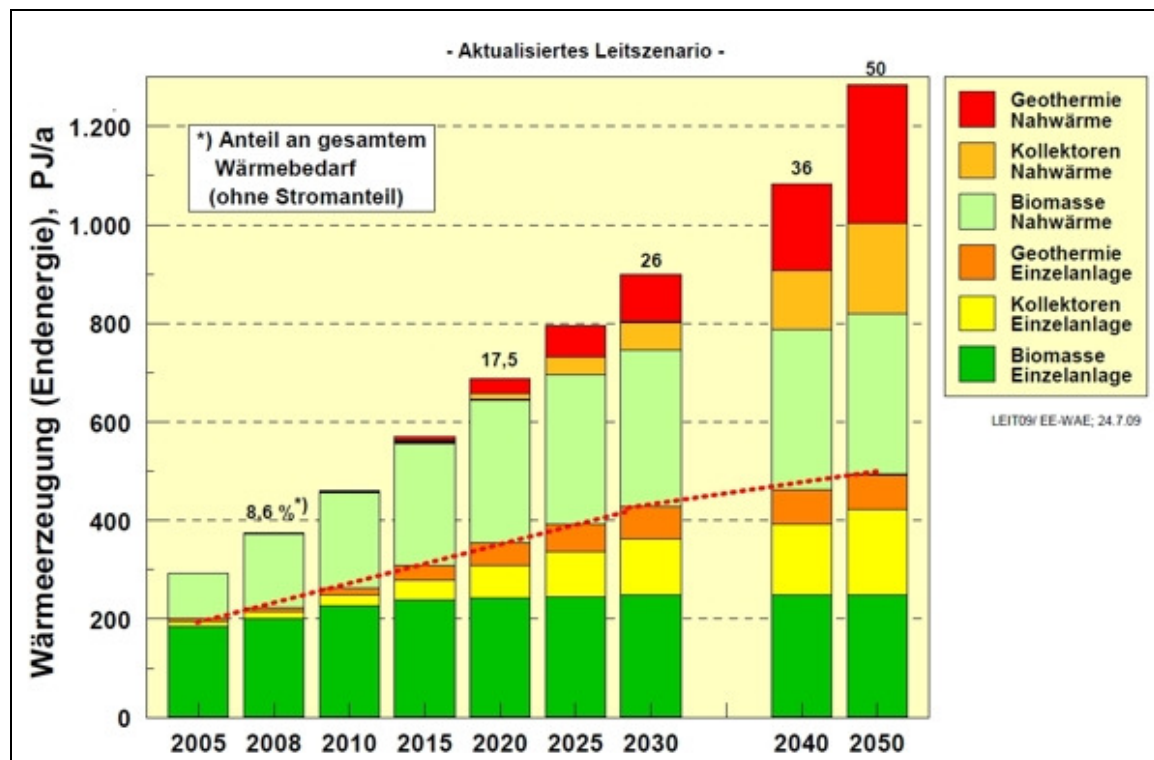


Abb. 3: Struktur der erneuerbaren Energien zur Deckung des Wärmebedarfs im Leitszenario 2009 ([5]).

Obwohl im **Wärmesektor** große Potenziale für den Klimaschutz und die Einsparung fossiler Brennstoffe liegen, fehlte hier bislang ein Instrument, das analog zum EEG im Stromsektor den dynamischen Ausbau Erneuerbarer Energien bewirkt. Wärme ist in Deutschland mit 4,7 EJ/a ($1 \text{ EJ} = 10^{18} \text{ J}$) die wichtigste Endenergieform. Wie aus Abbildung 4 hervorgeht, wird der Wärmemarkt derzeit von den fossilen Energieträgern dominiert, so dass eine große Abhängigkeit zu den hohen und schwankenden Weltmarktpreisen dieser Energieträger besteht.

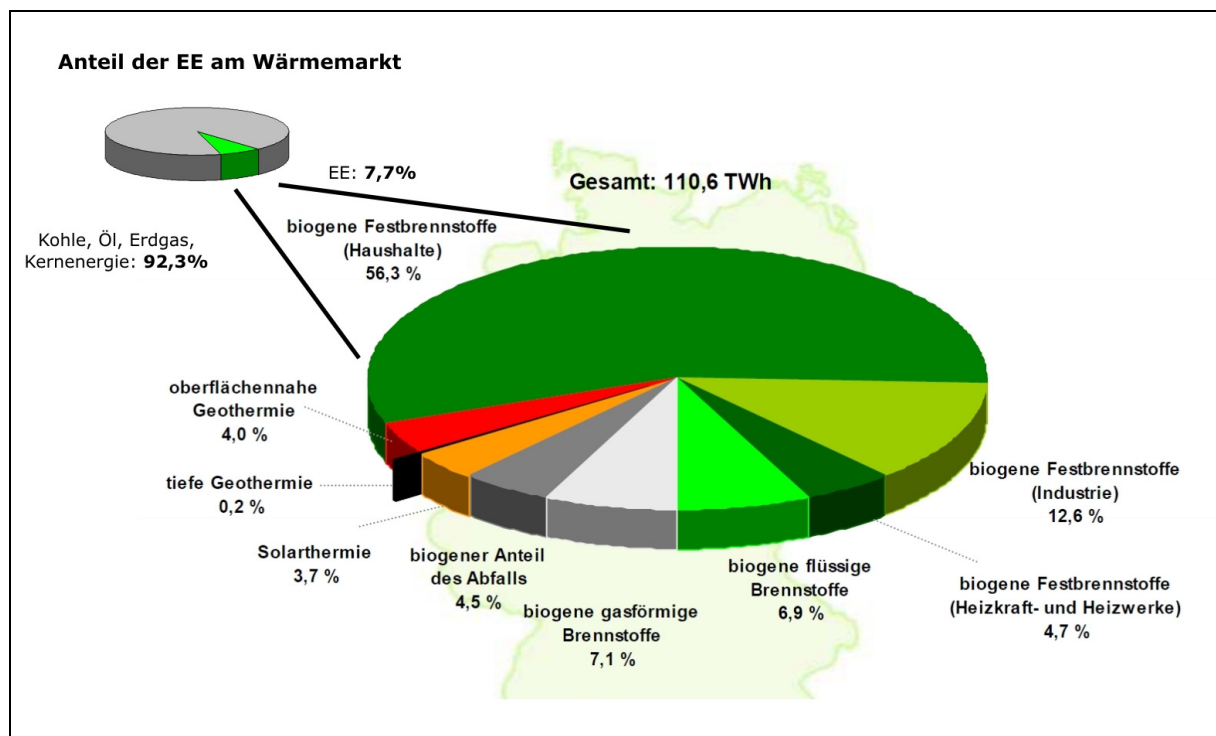


Abb. 4: Anteil der Energieträger am Wärmemarkt in Deutschland 2008 ([2]).

Abbildung 5 zeigt die Entwicklung der Preise konventioneller Energieträger im Zeitraum von 1970 bis 2008.

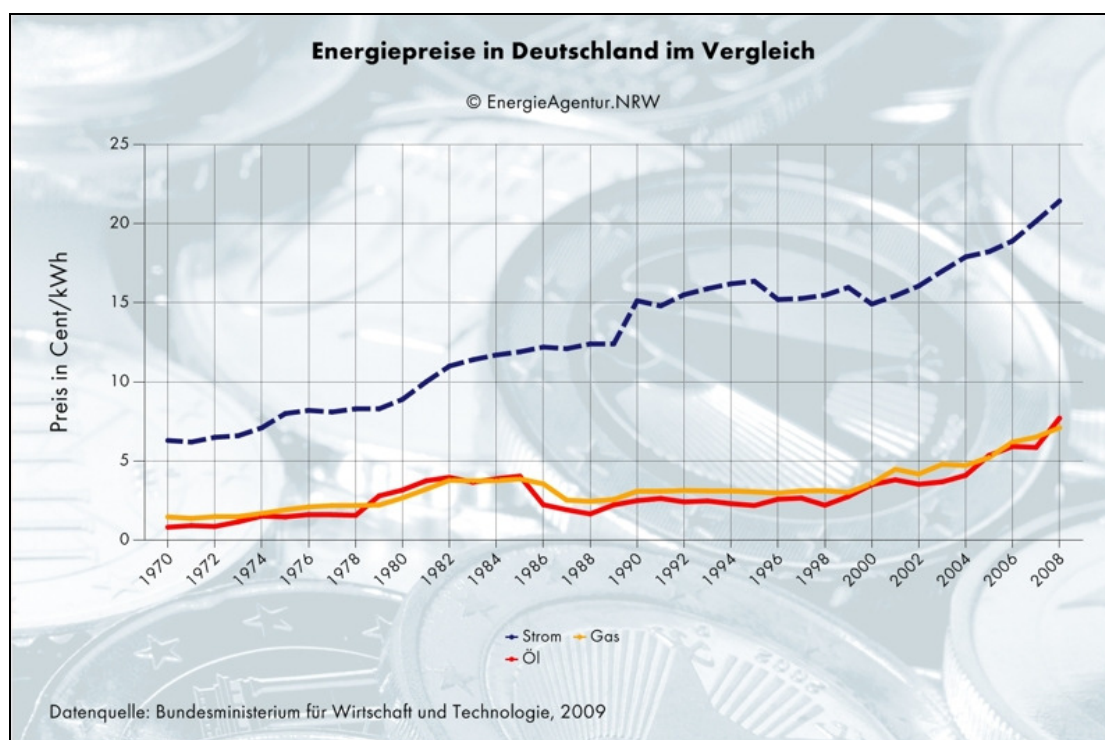


Abb. 5: Energiepreise konventioneller Energieträger 1970 bis 2008 ([6]).

Angesichts stark gestiegener Preise für fossile Brennstoffe und mit Unterstützung von Förderprogrammen, insbesondere dem **Marktanreizprogramm**, ist der Anteil Erneuerbarer Energien zwar insgesamt deutlich gestiegen, ihr Beitrag zur Wärmeversorgung ist aber mit 7,7% (2008) immer noch relativ gering ([2]). Das am 01. Januar 2009 in Kraft getretene **Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG)** soll einen zentralen Bestandteil bilden, um den Ausbau Erneuerbarer Energieträger weiter voranzutreiben. Das dreisäulig aufgebaute Wärmegesetz legt fest, dass spätestens im Jahre 2020 14% der Wärme in Deutschland aus Erneuerbaren Energien stammen muss (vgl. Abb. 2 und 3). Im Wärmegesetz sind dazu Pflichten für die Nutzung bei Neubauten festgelegt. So müssen Eigentümern von Gebäuden, die neu errichtet werden, erneuerbare Energien für ihre Wärmeversorgung nutzen oder aber andere klimaschonende Maßnahmen, z.B. stärkere Dämmung, Wärme aus Fernwärmenetzen ergreifen.

Der Ausbau der erneuerbaren Energieträger im Wärmesektor trägt auch zur Verbesserung der Versorgungssicherheit in Deutschland bei. Gerade die Förderung eigener Energiequellen erhöht die Unabhängigkeit von Öl- und Gasimporten, die häufig aus geopolitisch unsicheren Regionen stammen ([7], [8]).

1.2 Speichersysteme und Nutzungsarten geothermischer Energie

Als geothermische Energie bzw. Erdwärme wird die unterhalb der festen Erdoberfläche gespeicherte Wärmeenergie bezeichnet. Hierbei handelt es sich einerseits um gespeicherte Sonnenenergie (solarer Wärmestrom, direkte Einstrahlung und Niederschläge) und andererseits um Energie aus dem Erdinneren (terrestrischer Wärmestrom). Quellen dieses beständig zur Erdoberfläche gerichteten terrestrischen Wärmestroms sind u.a. die bei der Erdentstehung frei gewordene Energie („Urwärme“) und zu einem weit größeren Anteil die durch den Zerfall radioaktiver Isotope des Urans, Thoriums und Kaliums freigesetzte Energie ([9]).

Das jeweils zur Verfügung stehende Wärmeangebot wird dabei überwiegend durch folgende Aspekte definiert:

- das Gestein und seine petrophysikalischen Eigenschaften,
- die Lagerungstiefe des jeweiligen geothermischen Nutzhorizontes,
- der Temperaturgradient,
- die tektonischen Verhältnisse,
- die Konfiguration des Nutzreservoirs,
- die Abdeckung des Nutzreservoirs,
- die hydrodynamischen Verhältnisse
- die Eigenschaft des wärmetragenden Fluids.

Im oberflächennahen Bereich ist der Untergrund hauptsächlich ein Speicher für Sonnenenergie. Bis in eine Tiefe von ca. 15 bis 20 m machen sich jahreszeitliche Einflüsse daher deutlich bemerkbar, darunter beträgt die Temperatur des Untergrundes unabhängig von der Jahreszeit und je nach geographischer Lage in Deutschland zwischen 7 und 12°C. In

tieferen Erdschichten steigt dagegen der Anteil der geothermischen Wärme aus dem Erdinneren deutlich an. Die Temperatur nimmt hier pro 100 m durchschnittlich um etwa 3°C zu. Die Temperaturzunahme pro Teufenabschnitt wird als **Temperaturgradient** bzw. **geothermischer Gradient** bezeichnet. Wie aus Abbildung 6 ersichtlich wird, ist die Temperaturverteilung im Untergrund nicht einheitlich. In Deutschland gibt es Bereiche, z.B. im Oberrheingraben und in einzelnen Abschnitten des Norddeutschen Beckens, in denen der Temperaturgradient gegenüber dem Durchschnittswert wesentlich erhöht ist. In diesen Bereichen liegen sogenannte positive Temperaturanomalien vor, die meist durch aufsteigende Tiefenwässer verursacht werden. Für die Nutzung der geothermischen Energie hat dies den Vorteil, dass die gewünschte Temperatur in geringerer Tiefe erreicht wird, als in „normalen, ungestörten“ Gebieten und dadurch niedrigere Bohrkosten anfallen.

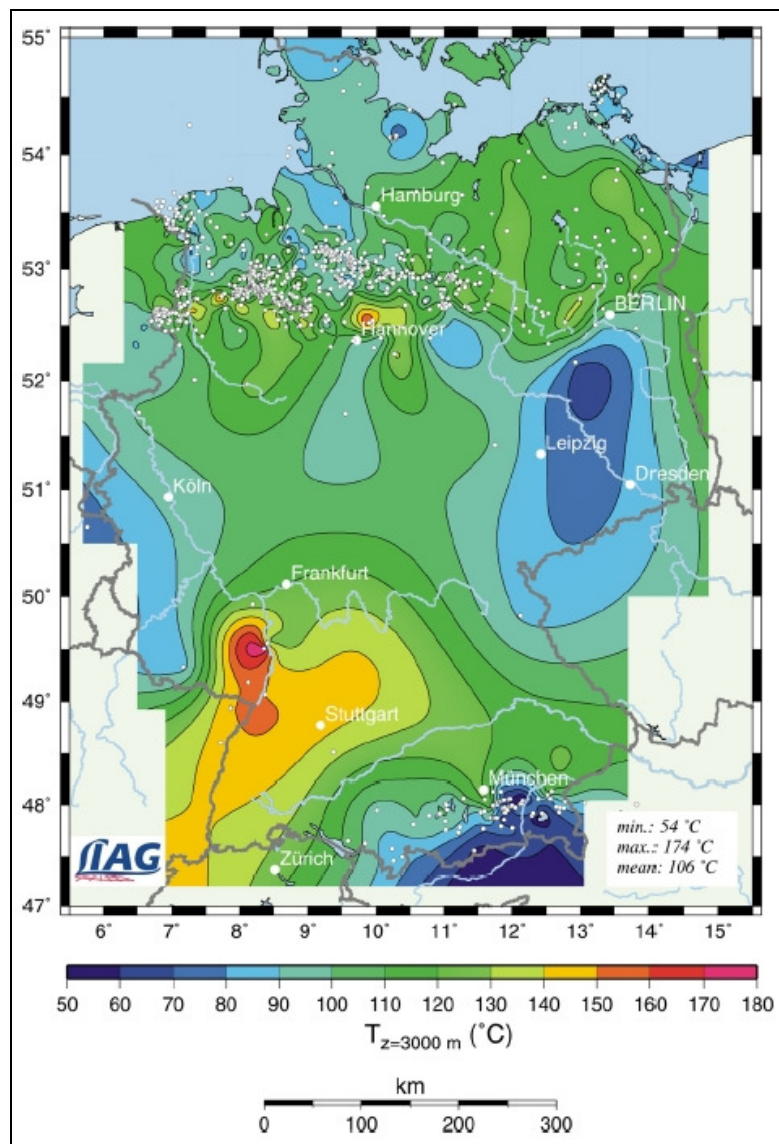


Abb. 6: Temperaturverteilung in Deutschland in 3000 m Tiefe ([10]).

Bei den Speichersystemen und Nutzungsformen geothermischer Energie wird grundsätzlich zwischen **oberflächennaher bzw. flacher und tiefer Geothermie** unterschieden. Bei der oberflächennahen Geothermie handelt es sich um einen Entzug der geothermischen Energie aus dem oberflächennahen Segment des Untergrundes (in der Regel ca. 100 m Tiefe, max. bis 400 m; max. 20 – 25°C). Die Erschließung der Erdwärme im oberflächennahen Bereich erfolgt mithilfe von **Erdwärmekollektoren, Erdwärmesonden, Grundwasserbohrungen oder Energiepfählen**. In letzter Zeit sind zunehmend auch die mitteltiefen Bereiche (**Mitteltiefe Geothermie**) in den Fokus der Betrachtung gerückt. In allen Fällen ist der Temperaturbereich jedoch für eine direkte Nutzung der Erdwärme zum Heizen und zur Warmwassererzeugung zu niedrig, so dass zusätzlich eine erdgekoppelte Wärmepumpe benötigt wird. Sie erhöht mit Hilfe von mechanischer oder thermischer Antriebsenergie die im Untergrund vorhandenen Temperaturen auf das für die entsprechende Nutzung, z.B. Gebäudeheizung, Warmwasseraufbereitung, benötigte Niveau. Der Bereich der oberflächennahen Geothermie verzeichnet in den letzten Jahren ein deutliches Wachstum. Im Jahr 2008 wurden insgesamt 62.452 Heizungswärmepumpen (davon 29.993 Sole/Wasser-Wärmepumpen) verkauft ([11]). Die oberflächennahe Geothermie lieferte im Jahr 2008 einen Beitrag von 4,4 TWh zur Wärmebereitstellung in Deutschland ([2]).

Die tiefe Geothermie umfasst Systeme, bei denen die geothermische Energie über Tiefbohrungen erschlossen wird und häufig direkt, d.h. ohne Niveauanhebung, genutzt werden kann. Nach dieser Definition gehören zur tiefen Geothermie insbesondere folgende Speichersysteme:

- Hydrothermale Systeme (Aquifere, Thermalwasser) mit niedrigem oder mittlerem Wärmeinhalt (Enthalpie), in der Regel < 200°C
- Hydrothermale Systeme (Hochdruckwasserzonen, Dampfsysteme, Heißwassersysteme) mit hohem Wärmeinhalt, in der Regel > 200°C, Heißdampfnutzung (kommen in Deutschland nicht vor)
- Petrothermale Systeme (Gestein, Magma; direkte Nutzung der im Gestein gespeicherten Energie).

Der Bereich der **geothermischen Direktwärmenutzung** beginnt bei rund 60°C. In Deutschland wird tiefe geothermische Energie im Wesentlichen zur Wärmebereitstellung (Nah- und Fernwärme, landwirtschaftliche oder industrielle Nutzungen und Gebäudeheizung) sowie für balneologische Zwecke bzw. Thermalwasser genutzt.

Derzeit sind in Deutschland 14 Fernwärme-Anlagen mit einer installierten thermischen Gesamtleistung von 206,7 MW_{th} in Betrieb. Weitere Anlagen befinden sich im Bau bzw. in Planung ([12]). Zum überwiegenden Teil handelt es sich um Dublettensysteme, die Thermalwasser als Energiequelle nutzen. In Abbildung 7 sind die Standorte der in Betrieb und im Bau befindlichen geothermischen Anlagen dargestellt.

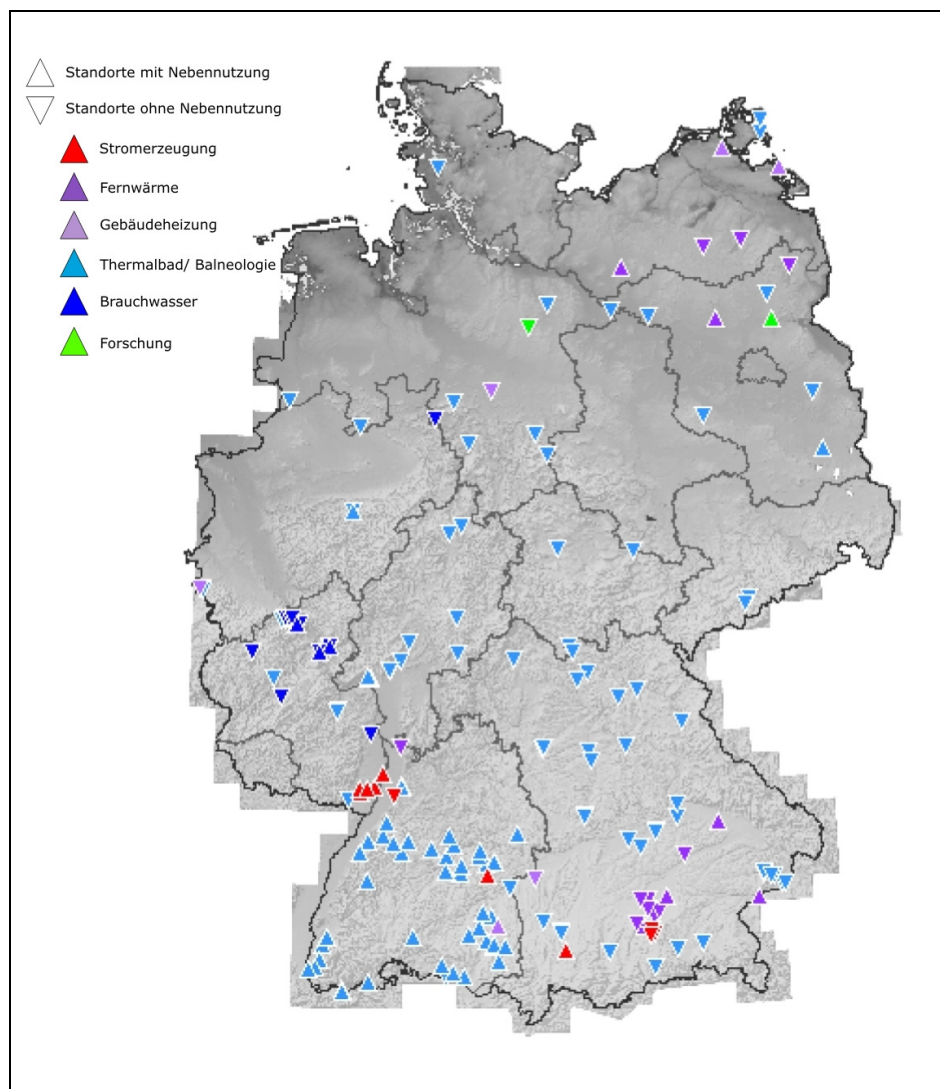


Abb. 7: Standorte der in Betrieb / im Bau befindlichen geothermischen Anlagen ([12]).

Die **geothermische Stromerzeugung** beschränkte sich bis zum Jahr 2007 auf den Betrieb einer Pilotanlage in Neustadt-Glewe bei Schwerin (Mecklenburg-Vorpommern). Diese Anlage nutzt hauptsächlich die in den Sommermonaten nicht für die Beheizung großer Wohnsiedlungen benötigte Erdwärme für die Stromerzeugung. Die Ende 2003 in Betrieb genommene ORC-Anlage ist auf eine Maximalleistung von 230 kW (Jahresstrombedarf von ca. 500 Haushalten) ausgelegt und arbeitet mit einer Thermalwassertemperatur von 99°C ([13], [14]). Ende 2007 haben die Geothermiekraftwerke in Landau und Unterhaching den Betrieb aufgenommen, im Juni 2008 ist das deutsch-französische Hot-Dry-Rock-Kraftwerk in Soultz-sous-Forêts ans Netz gegangen. Zahlreiche weitere Anlagen, insbesondere im Süddeutschen Molassebecken, sind in Planung oder bereits in der Umsetzungsphase (z.B. Dürrenhaar, Kirchstockach, Sauerlach, Oberhaching). Insgesamt betrachtet werden die vorhandenen Potenziale aber noch nicht hinreichend erschlossen. Gründe hierfür sind die lange Planungs- und Bauzeit der Anlagen, die hohen Investitionskosten und die Erschließungsrisiken.

1.3 Potenziale geothermischer Energie in Deutschland

Um die Zukunftschancen einer geothermischen Stromerzeugung in Deutschland einzuschätzen, beauftragte das Büro für Technikfolgenabschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB) die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) in Hannover mit einem Gutachten, in dem das technische Potenzial der geothermischen **Stromerzeugung** und der geothermischen Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) in Deutschland abgeschätzt werden sollte ([15]). Die Ergebnisse dieses Gutachtens flossen maßgeblich in die sogenannte **TAB-Studie** ein ([16]).

Eine Abschätzung des geothermischen bzw. technischen Potenzials basiert auf dem im Untergrund gespeicherten Wärmeinhalt (heat in place). Dieses Vorgehen ähnelt dem bei den nicht regenerierbaren Energierohstoffen Erdöl und Erdgas etc., wo ebenfalls die im Untergrund vorhandenen Vorräte des jeweiligen Energieträgers abgeschätzt werden. Der Begriff technisches Potenzial entspricht in etwa dem Begriff Ressource (technisch gewinnbar) für konventionelle Energieträger.

Für eine wirtschaftliche geothermische Stromproduktion mit der gegenwärtig verfügbaren Technologie wird eine Mindesttemperatur von 100°C vorausgesetzt. Während eine reine **Wärmegewinnung** – unter Ausnutzung der verschiedenen technischen Möglichkeiten (Dublette, Tiefe Erdwärmesonde) – praktisch überall möglich ist, kommt eine Stromgewinnung nur dort in Frage, wo ausreichend Wasser durch das Gestein zirkuliert und gefördert werden kann. Um einen wirtschaftlichen Thermalwasserkreislauf in Gang halten zu können, werden daher Fließraten von mehr als 50 m³/h unterstellt. 7 km maximale Bohrtiefe wird als momentan technische Bohrgrenze festgelegt.

Unter Berücksichtigung der genannten Eckdaten lassen sich entsprechend der geologischen Rahmenbedingungen in Deutschland drei **Reservoirtypen** unterscheiden: Heißwasseraquifere, Störungszonen und kristalline Gesteine. Das **Stromerzeugungspotenzial** der drei Reservoirtypen beträgt insgesamt ca. 1.200 EJ (Tab. 2). Dies entspricht etwa dem 600-fachen deutschen Jahresstrombedarf von ca. 2 EJ. 95% dieses Potenzials entfallen auf kristalline Gesteine, 4% auf Störungszonen und 1% auf die Heißwasseraquifere (Abb. 8).

Tab. 2: Geothermisches Strom- und KWK-Potenzial der für die Stromerzeugung geeigneten Reservoirtypen in Deutschland. KWK: Kraft-Wärmekopplung, oW: ohne Wärmepumpe, mW: mit Wärmepumpe (nach [15]).

	Elektrische Energie in EJ _{el}	KWK oW in EJ _{th}	KWK mW in EJ _{th}
HDR	1.100	1.600	2.800
Störungszonen	45	65	120
Aquifere	9,4	23	50
Gesamt	1.200	1.700	3.000

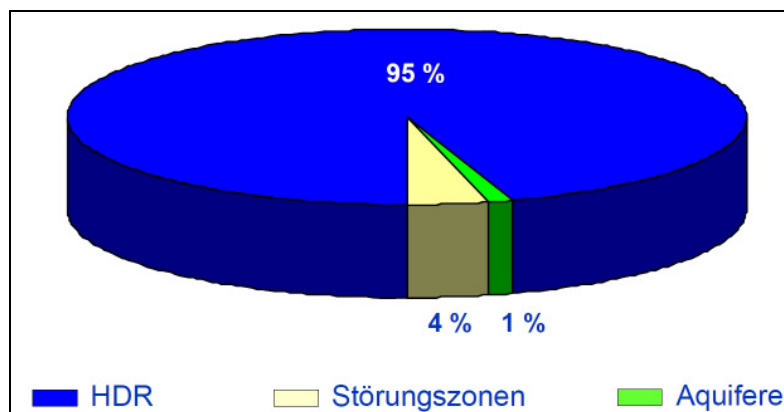


Abb. 8: Geothermisches Strompotenzial in Deutschland (nach [15]).

Ein zusätzliches Potenzial an Wärme liegt bei der KWK-Nutzung (Kraft-Wärme-Kopplung), dass sich durch den Einsatz von Wärmepumpen deutlich steigern lässt. Das Gesamtwärmepotenzial entspricht etwa dem 350-fachen bzw. 600-fachen Jahreswärmebedarf in Deutschland, der rund 5 EJ ($1 \text{ EJ} = 10^{18} \text{ J}$) beträgt. Für die Strom- bzw. Wärmegewinnung werden zurzeit vor allem Heißwasseraquifere genutzt (Abb. 9).

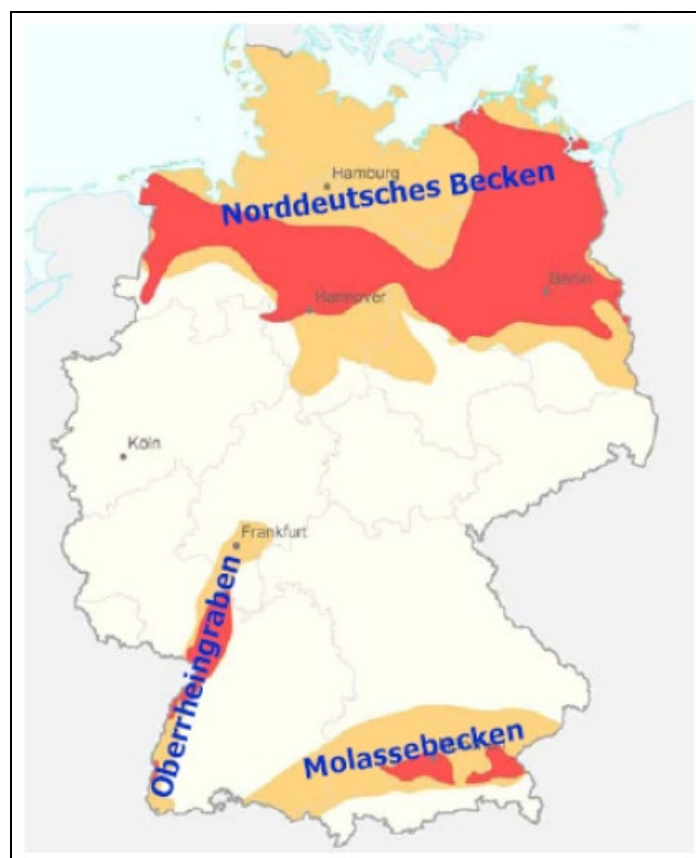


Abb. 9: Gebiete mit Heißwasseraquifere, die potenziell für eine geothermische Strom- (rot) bzw. Wärmegewinnung (orange) geeignet sind ([17]).

In Tabelle 3 ist das Potenzial der relevanten Heißwasseraquifere für die Wärmenutzung aufgezeigt. Die Aquifere mit dem höchsten Potenzial für die Direktwärmenutzung liegen im Norddeutschen Becken. Weitere geothermische Nutzhorizonte existieren im Oberrheingraben und im Süddeutschen Molassebecken. Ein Vergleich mit dem jährlichen deutschen Wärmebedarf macht deutlich, dass die Heißwasseraquifere eine bedeutende Ressource für die zukünftige Wärmeversorgung sein können. Dabei ist jedoch zu beachten, dass die Direkt-Wärmenutzung aufgrund der aus wirtschaftlichen Aspekten nur begrenzten Transportfähigkeit von Wärme nur an Standorten mit einer hohen Siedlungsdichte sinnvoll ist ([18]).

Tab. 3: Potenzial der Heißwasseraquifere für die Wärmenutzung (1 EJ = 1018 J) ([16]).

	Direktwärmenutzung in EJ _{th}
Norddeutsches Becken	293
Oberrheingraben	156
Süddeutsches Molassebecken	64
Gesamt	513

Die Abschätzungen der vorhandenen Potenziale zur Warmegewinnung und Stromerzeugung in Deutschland machen deutlich, dass geothermische Energie grundsätzlich eine ernst zu nehmende Option für die zukünftige Energieversorgung darstellt. Gegenüber allen anderen erneuerbaren Energieformen liegt der große Vorteil der Erdwärmenutzung in der Möglichkeit, eine energetische Grundlast abdecken zu können. Der verstärkte Einsatz geothermischer Energie kann – im Kontext mit anderen Formen der erneuerbaren Energien – einen signifikanten Beitrag zur Reduktion der energiebedingten Umweltbelastungen liefern.

2 Geowissenschaftliche Rahmenbedingungen im Projektgebiet

2.1 Vorbemerkungen

Für die Planung einer tiefengeothermischen Erschließung sind die geologischen Rahmenbedingungen und speziell die **struktureologische Situation** im Untergrund der Gemeinde Hodenhagen von außerordentlicher Bedeutung. Dies gilt besonders für eine mögliche Erschließung über offene geothermische Systeme, bei denen das Gestein direkt vom Wärmeträgermedium durchflossen wird und die Erkundung folglich gezielt auf einen Thermalwasser führenden Horizont ausgerichtet sein muss. Durch den strukturellen Bau werden z.B. die Tiefenlage dieses Zielhorizontes und damit seine Temperatur bestimmt. Durch eine tektonisch „ruhige“ horizontale **Schichtlagerung** einerseits oder eine tektonisch stärker überprägte, geneigte Lagerung andererseits ergeben sich bei gleicher Bohrstrecke auch unterschiedliche Aufschlusslängen innerhalb eines Horizontes. Über größere Aufschlusslängen lassen sich in der Regel auch höhere Fließraten erzielen. Bei vielen offenen tiefengeothermischen Systemen wird außerdem angestrebt, **tektonische Trennflächen** (Klüfte, Verwerfungen) anzutreffen, um die oft höheren Durchlässigkeiten an diesen Flächensystemen zu nutzen. Das Vorhandensein von Verwerfungszonen kann sich somit positiv auf eine hydrogeothermische Nutzung auswirken bzw. diese erst ermöglichen. Neben den struktureologischen Parametern sind die **Mächtigkeiten** der potentiellen Zielhorizonte sowie die petrographischen Eigenschaften der Gesteine (z.B. Korngefüge, Zementbildung, **Porosität** und **Permeabilität**) von ausschlaggebender Bedeutung für eine geothermische Nutzung.

In den nachfolgenden Unterkapiteln soll daher neben einem allgemeinen Überblick über die geologischen Gegebenheiten im Norddeutschen Raum eine Beschreibung der geologisch-strukturellen Situation im Raum Hodenhagen gegeben werden. Anschließend folgen eine Analyse der potentiellen geothermischen Nutzhorizonte sowie der Temperatursituation im Umfeld des Projektgebietes und Hinweise zum Chemismus der Tiefenwässer.

2.2 Geologischer Überblick

Geomorphologisch kann der Raum Hodenhagen dem zentralen Teil des **Norddeutschen Tieflandes** zugerechnet werden, das sich etwa von der Linie Rheine-Hannover-Braunschweig im Süden bis an die Nord- und Ostseeküste im Norden erstreckt und durch geringe Reliefunterschiede gekennzeichnet ist. Das Landschaftsbild ist geprägt von Ablagerungen und Abtragungsformen der quartärzeitlichen Vereisung. In der Elster- und in der Saale-Kaltzeit drangen Gletscher von Skandinavien kommend bis an den Rand der Mittelgebirge vor und formten das Relief nachhaltig. Die auffälligsten Formenelemente sind glazigene Endmoränenzüge, die sich einige Meter bis maximal 10er Meter über das relativ ausgeglichene Relief erheben. Die eiszeitlichen- und nacheiszeitlichen Sedimente können Mächtigkeiten von einigen hundert Metern erreichen.

Unter diesen jungen Ablagerungen wird der tiefe Untergrund des Norddeutschen Tieflandes von mächtigen Sedimentgesteinsfolgen des Paläozoikums, Mesozoikums und Känozoikums aufgebaut. Durch die lang anhaltende Absenkungstendenz seit dem Oberen Pa-

laozoikum konnten sich in etwa 325 Millionen Jahren die sedimentären Abfolgen fast ungestört über dem älteren variszisch-kaledonischen „Grundgebirge“ akkumulieren und erreichen heute einige tausend Meter. Im Mittel betragen die Mächtigkeiten zwischen 3.000 und 5.000 m. Vulkanische Prozesse und Gesteine haben nur im jüngeren Paläozoikum (Unter-Rotliegend) eine größere Rolle gespielt. Dieser als **Norddeutsche Senke** oder **Norddeutsches Becken** bezeichnete Absenkungsraum bildet den zentralen Abschnitt der übergeordneten Mitteleuropäischen Senke. Die Begrenzung der Norddeutschen Senke ist im Süden auch morphologisch etwa mit dem Nordrand der deutschen Mittelgebirge gegeben. Die westliche, nördliche und östliche Begrenzung sind heute morphologisch nicht ausgeprägt, sondern nur als paläogeographische Hochlagen durch Bohrungen oder geophysikalischen Messungen definierbar.

Als regionalgeologische Hauptelemente des nordwestdeutschen Anteils der Norddeutschen Senke gelten das **Niedersächsische Tektonogen** (auch **Niedersächsische Scholle** oder **Niedersächsisches Becken**) und die **Pompeckjsche Scholle** (Abb. 10). Die Allertal-Linie (auch **Allertal-Lineament**) trennt beide Großeinheiten und verläuft direkt unter dem Projektgebiet. Die strukturgeologische Entwicklung der Allertal-Linie prägt damit auch den Aufbau der Schichtenfolge im **Untergrund von Hodenhagen** ([19]).

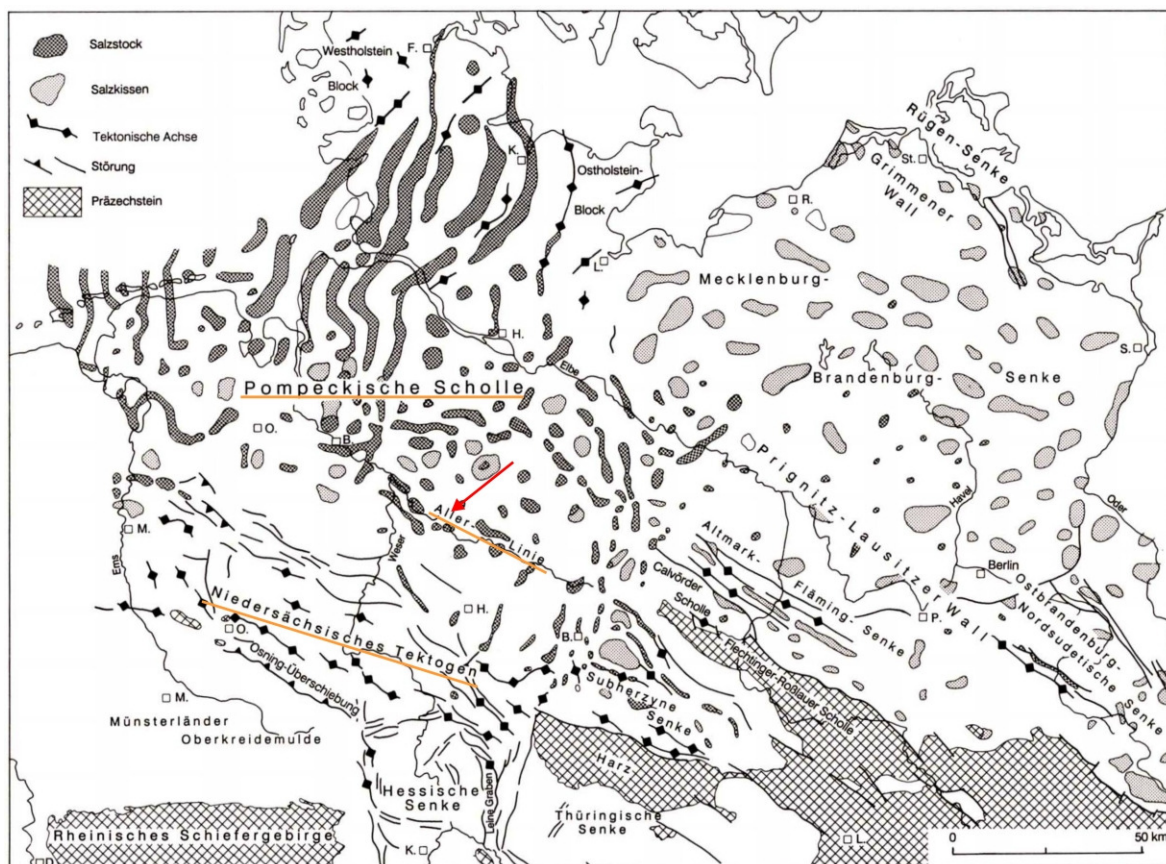


Abb. 10: Tektonische Gliederung des Norddeutschen Beckens ([19]). Roter Pfeil: Hodenhagen.

Die Pompeckjsche Scholle reicht im Norden bzw. Nordosten bis zum Fünen-Hoch Süddänemarks (Abb. 11). Der Untergrund der Scholle wird durch eine große Zahl von Salzstöcken nachhaltig geprägt. Die **Salzstöcke** haben sowohl für die Kohlenwasserstoffexploration als auch bezüglich einer **geothermischen Nutzung** eine große Bedeutung. Es handelt sich um mehr oder weniger runde Diapire, gestreckte Salzsättel oder Salzmauern (Abb. 10). Die Ausrichtung der gestreckten Salzstrukturen ist überwiegend NW-SE (herzynisch: nach der Ausrichtung des Harzes) oder NNE-SSW (rheinisch: nach der Ausrichtung des Oberrheingrabens).

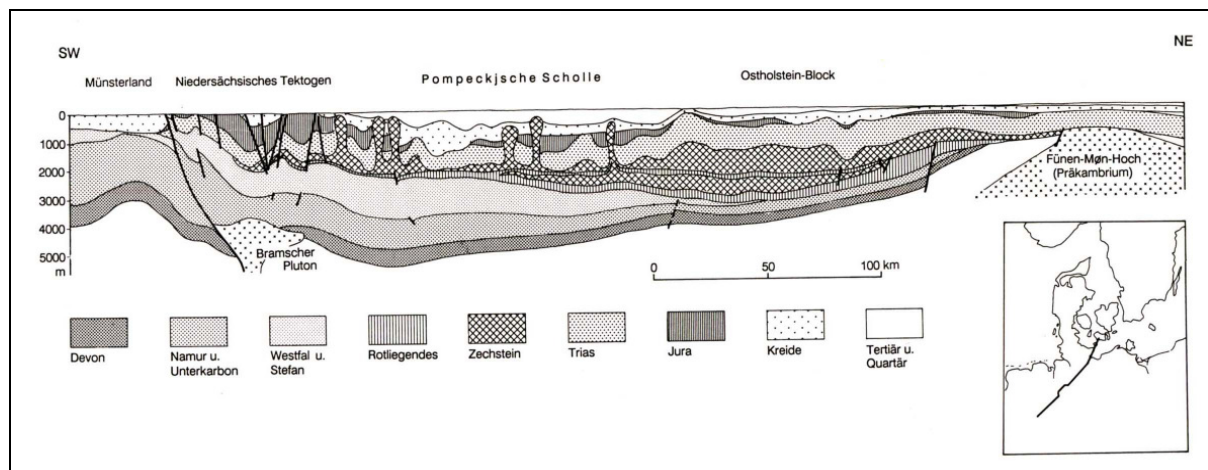


Abb. 11: Schematisches geologisches Profil durch das Norddeutsche Becken ([19]).

2.3 Geologisch-strukturelle Situation im Projektgebiet

Hodenhausen liegt im zentralen Teil des Norddeutschen Beckens am Rand der regional-geologischen Großeinheit der Pompeckjschen Scholle. Innerhalb dieser Großeinheit ist eine Zuordnung zur **westlichen Weser-Elbe-Region** möglich, die ihre nördliche Begrenzung im Uelzen-Lineament („Uelzener Abbruch“) findet. Die Gemeinde Hodenhagen ist der **Winsen-Scholle** zuzurechnen, die im Norden durch das **Allertal-Lineament** begrenzt wird (Abb. 12).

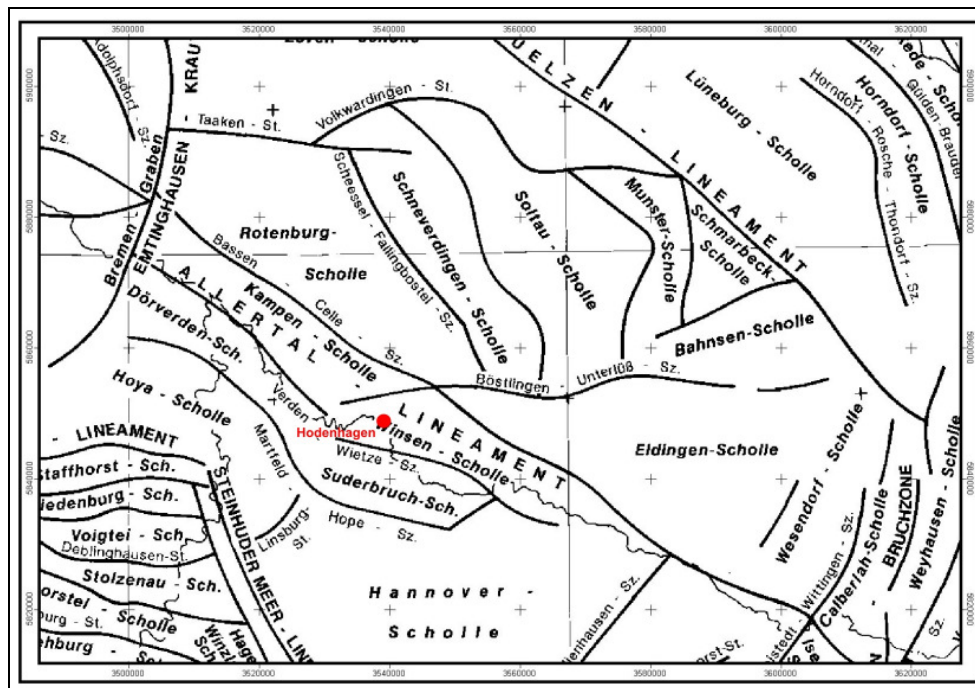


Abb. 12: Sockelstörungen und Schollenmosaik im Großraum Hodenhagen ([20]).

Ausgelöst durch tektonische Bewegungen an dieser Bruchzone begann in der Trias durch Einwanderung von Zechsteinsalz die Bildung von Salzstrukturen. Diese sind in der näheren Umgebung von Hodenhagen die Strukturen Ahrensheide, Böstlingen, Grethem-Büchten, Eilte, Thören und das Salzkissen Hodenhagen/Ostenholz (Abb. 13).

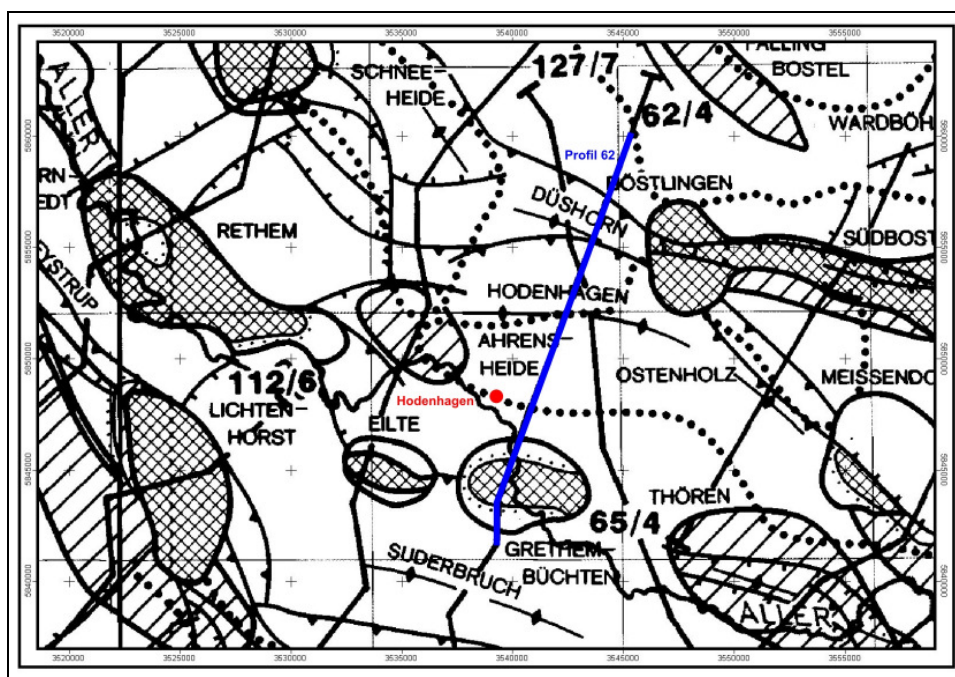


Abb. 13: Ausschnitt aus der Strukturübersichtskarte Nordwestdeutschlands mit den wichtigen tektonischen Elementen im Raum Hodenhagen ([20]).

In der Oberkreide (Coniac-Santon) wurde der gesamte Bereich von der so genannten Inversionstektonik nachhaltig überprägt ([19]). In dieser Phase wurden im gesamten Norddeutschen Becken vormalige Senkungsgebiete angehoben und Hochgebiete abgesenkt. Im vorliegenden Fall wurde das Niedersächsische Becken als Niedersächsisches Tektogen deformiert und angehoben, während die Pompeckjsche Scholle sich senkte. Auslöser dafür sind plattentektonische Vorgänge im Bereich der heutigen Alpen und Pyrenäen.

Für das Projektgebiet hatte dies zur Folge, dass das **Salzkissen Hodenhagen** in Richtung Norden auf die Struktur Düshorn aufgeschoben wurde, was sich in einem deutlich asymmetrischen Bau des Salzkissens widerspiegelt (Abb. 14). Eine ehemalige Beckenrand-Abschiebung diente dabei als Überschiebungsfläche. Das Salz wurde mobilisiert und zum Teil an der Störungsfläche ausgepresst ([20]). Eine zweite Überschiebung geht vom Röt-Salinar aus und überschiebt das Deckgebirge auf eine Liegend-Scholle im Norden. Die Hauptüberschiebungsbahn versteilt sich im Norden und geht in eine tertiäre Grabenrand-Störung über.

Im tiefen Untergrund ergibt sich für die Nordflanke des Kissens eine teilweise Verdoppelung einzelner Gesteinsfolgen. Hodenhagen liegt am Südrand der Kissenstruktur in einem Bereich, in dem die Schichtfolge nur wenig tektonisch beeinflusst sein sollte. Schichtverdoppelungen sind höchstens in den Gesteinen des Buntsandstein zu erwarten. Bei 3.000 bis 3.300 m u. NN liegt eine E-W-streichende Kulmination des Salzkissens (= Basis Buntsandstein). Die Vertikalausdehnung des Salzkissens beträgt maximal 1.000 bis 1.400 m. Die Salzmächtigkeit im Salzkissen unterhalb des Ortsbereiches von Hodenhagen nimmt von Norden nach Süden ab ([19]). Der Projektstandort liegt diesbezüglich nahe der Grenze des Salzkissens.

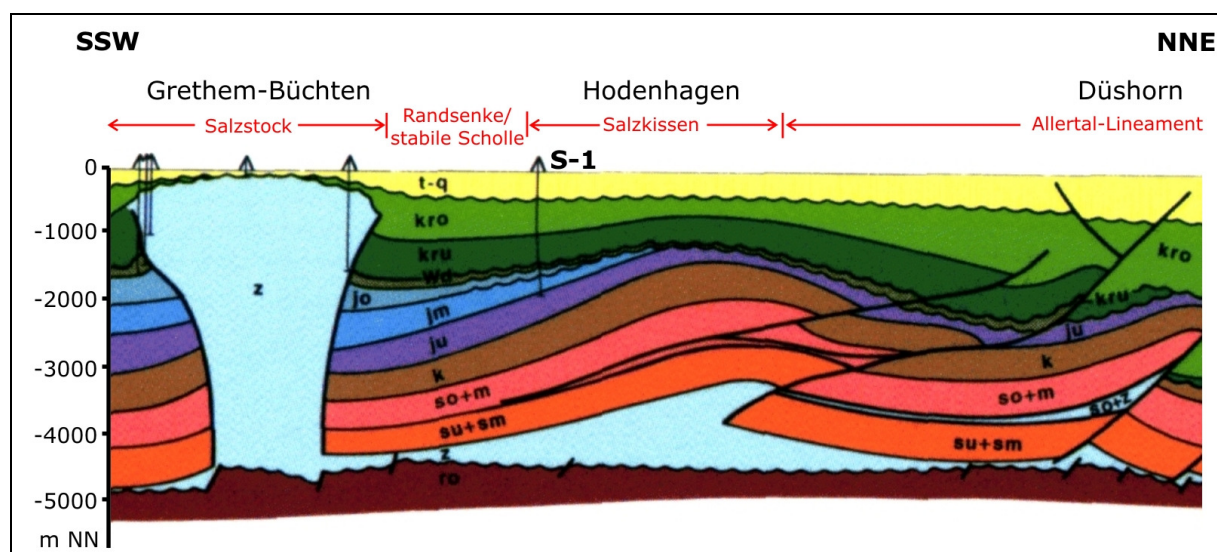


Abb. 14: SSW-NNE-Profil durch die Salzstruktur Hodenhagen ([20]); Lage vgl. Abb. 13). Die Bohrung Hodenhagen S-1 liegt im Ortsbereich von Hodenhagen.

Die Bohrung Krusenhausen Z1 hat die Struktur bis in den subsalinaren Sockel (Rotliegend) durchteuft (vgl. Anlage 1). Die Bohrungen Hodenhagen Süd-1 und Krusenhausen T1 haben die Gesteine des Dogger auf der Südflanke bzw. des Rhät und Mittleren Buntsandstein in der Kulmination erkundet (vgl. Anlage 1).

2.4 Potenzielle Bereiche geothermischer Nutzung

2.4.1 Allgemeine Anmerkungen

Die strukturgeologische Situation im Untergrund des Norddeutschen Beckens und die daraus resultierenden Möglichkeiten einer geothermischen Nutzung unterscheiden sich grundsätzlich von denen anderer Regionen Deutschlands. Das Vorhandensein einer mächtigen Salzformation beeinflusst mit der Bildung von Salzkissen und Salzstöcken das strukturelle Bild nachhaltig. Bereits ab der Trias begann mit der frühen Salzwanderung unter Auflastdruck die Beeinflussung der unmittelbaren Umgebung. In Salzauswanderungszonen bildeten sich Randsenken mit deutlich mächtigeren Sedimenten, während über den Salzakkumulationszonen weniger oder kein Material abgelagert wurde. Durch das aufsteigende Salz wurden auch die Lagerungsverhältnisse der Deckschichten nachhaltig verändert: Schichtverbiegungen über Salzkissen und steiles Aufrichten und Durchbrechen der Deckschichten durch Salzstöcke dokumentieren diese Vorgänge. Hieraus lassen sich auch **bezüglich einer geothermischen Nutzung vier Bereiche mit unterschiedlichen Nutzungseigenschaften** definieren:

- **Salzstöcke**, die ihre Deckschichten durchstoßen haben und über denen große Teile der mesozoischen Gesteinsschichten fehlen,
- **Salzkissen**, in die Steinsalz eingewandert ist und die Deckschichten mehr oder weniger stark verbogen hat,
- **Randsenken bzw. stabile Schollen** mit geringerer Deformation der Gesteinsschichten, aus denen das Zechsteinsalz ausgewandert ist,
- **Subsalinare Schichten** bestehend aus Gesteinen des Rotliegenden und älteren Einheiten, die die Salzkissen, Salzstöcke und Randsenken unterlagern.

2.4.2 Salzstöcke

In Hodenhagen treten keine Salzstöcke im Untergrund auf. Im Süden grenzt jedoch die Struktur Grethem-Büchten an das Projektgebiet (vgl. Abb. 14). Bezüglich einer geothermischen Nutzung sind Salzstöcke von großem Interesse. Die **erhöhte Wärmeleitfähigkeit** des Salzes bedingt, dass in und unmittelbar über dem Salzstock und vermutlich auch in der unmittelbaren Umgebung mit deutlich erhöhten Gesteinstemperaturen zu rechnen ist. Dieses Potenzial lässt sich im Salzstock selbst allerdings nur über ein geschlossenes System (Tiefe Sonde) erschließen. Offene Wasserzirkulation würde zur Auflösung des Salzes und zur unkontrollierten Bildung von Hohlräumen führen.

2.4.3 Salzkissen

Das Salzkissen Hodenhagen unterlagert den nordöstlichen Ortsbereich von Hodenhagen (vgl. Anlage 2). Da bei der Kartendarstellung jedoch die Maximalausdehnung des Salzkissens angegeben ist, sind in diesem Randbereich sehr geringe Salzmächtigkeiten zu erwarten. In der Kissenachse ist das Zechsteinsalz um einige hundert Meter aufgestiegen und hat die **Deckschichten angehoben und verbogen**. Bezüglich einer hydrogeothermischen Erschließung bedingt dies eine etwas geringere Tiefenlage relevanter post-salinarer Horizonte und damit niedrigere Gesteinstemperaturen. Dies kann aber vermutlich durch die höhere Wärmeleitfähigkeit des Steinsalzes und die damit verbundene positive Wärmeanomalie ausgeglichen werden (vgl. Kap. 3.4). Scheitelstörungen über dem Salzkissen, an denen bei einer **hydrogeothermischen Erschließung** gegebenenfalls höhere Fließraten zu erwarten wären, sind nicht vorhanden. Stattdessen sind zwei Überschiebungen zu beobachten, an denen das Salz aufgedrungen ist (vgl. Kap. 3.3; [20]), was für eine hydrogeothermische Erschließung von Nachteil wäre. Bei einer Erschließung über ein geschlossenes System (**Tiefe Erdwärmesonde**) spielt die strukturelle Veränderung der Deckschichten keine entscheidende Rolle.

2.4.4 Randsenken und stabile Schollen

Der durch Salzkissen- oder Salzstockbildung wenig beeinflusste stabile Schollenbereich bildet den Untergrund im südlichen Ortsbereich von Hodenhagen (Anlage 2). Innerhalb dieses stabilen Bereiches ist die **Schichtlagerung relativ ungestört**. Zechsteinsalz ist im Untergrund nicht vorhanden bzw. auf eine sehr geringe Mächtigkeit reduziert. Mögliche **hydrogeothermisch** relevante Horizonte befinden in einer vergleichsweise tiefen Position. Dementsprechend kann mit hohen Gesteinstemperaturen gerechnet werden. Die notwendigen großen Bohrtiefen für eine geothermische Erschließung dieser Horizonte bedingen allerdings auch entsprechend hohe Investitionskosten. Im Falle einer geschlossenen Anlage (**Tiefe Sonde**) ergeben sich für diesen Teilbereich keine besonderen Standortvorteile. Ein derartiges System kann überall installiert werden, wobei sich die Leistung aus der gewählten Erschließungstiefe bzw. der Untergrundtemperatur definiert. Bohrtechnisch sollten im Bereich der Randsenken bzw. stabilen Schollen keine Probleme auftreten. Schnelle Bohrzeiten, wie sie z.B. innerhalb eines Salzstocks anzunehmen sind, können allerdings nicht erwartet werden.

2.4.5 Subsalinar

Durch eine über 4.400 m tiefe Bohrung können am Standort Hodenhagen theoretisch die Gesteine unter dem Zechsteinsalz, also das sogenannte Subsalinar erschlossen werden. Hierbei handelt es sich um die Gesteine des Rotliegenden und Karbon. Die Möglichkeit einer Erschließung dieser tiefen Gesteinsschichten soll in Kapitel 4 kurz diskutiert werden. Die notwendige Bohrtiefe bedingt allerdings sehr hohe Kosten und eine entsprechende geothermische Anlage wäre im Hinblick auf eine reine Wärmeerzeugung im Grundlastbereich überdimensioniert. Derartig aufwendige Systeme machen nur unter dem Aspekt einer geothermischen Stromerzeugung mit Kraftwärmekopplung Sinn, da hier die hohen Investitionskosten durch die Gewinne aus dem EEG kompensiert werden können.

2.5 Potenzielle geothermische Nutzhorizonte

2.5.1 Voraussetzungen für eine hydrogeothermische Nutzung

Zum gegenwärtigen Stand der Entwicklung ist die Exploration von hochtemperierten Thermalwässern die effektivste großtechnische Erschließungsmethode. Die Nutzung dieser Wässer aus Porenspeichern ist an bestimmte geologische Voraussetzungen gebunden, die eine langfristige und stabile Förderung und Reinjektion gewährleisten sollen. Obwohl hierfür keine eindeutigen Grenzwerte definiert sind, sollte das Zielgestein folgende Voraussetzungen nach Möglichkeit erfüllen:

- Mächtigkeit: > 20 m,
- Nutzporosität: > 20%,
- Permeabilität: > 500 mD.

Hiermit sollte eine effiziente Nutzung mit Volumenströmen von **> 50 m³/h** gewährleistet sein. Die genannten Eigenschaften treffen häufig auf Sandstein-Porenspeicher mit guter Kornsortierung, einem geringen Matrixgehalt (Ton/Silt) und entsprechend hohem Quarzgehalt zu. Durch Zementation, besonders bei der Versenkung und den daran geknüpften Drucklösungsprozessen, kann der Porenraum sekundär modifiziert werden. Generell ist mit einer Verschlechterung der hydraulischen Eigenschaften mit zunehmender Tiefe zu rechnen. Außerdem ist zu beachten, dass geschichtete Sandsteine eine deutliche Anisotropie (Richtungsabhängigkeit) aufweisen können. In diesen Fällen ist die Permeabilität innerhalb der Schichtung gut, senkrecht zur Schichtung aber deutlich reduziert. Nur richtungslos körnige Sandsteine verhalten sich hydrodynamisch isotrop.

Als potenzielle geothermische Nutzhorizonte können im **Großraum Hodenhagen** folgende stratigraphische Einheiten in Betracht gezogen werden:

- Unterkreide
- Rhätkeuper/Exter-Formation
- Mittlerer Buntsandstein
- Rotliegend (eingeschränkt)
- Karbon (eingeschränkt)

Abbildung 15 zeigt ein stratigraphisches Profil für den Projektstandort, in dem die potenziellen geothermischen Nutzhorizonte hervorgehoben dargestellt sind. Die vollständige für den Großraum Hodenhagen und das Norddeutsche Becken gültige stratigraphische Abfolge und die verwendeten Bezeichnungen sind im **Anhang 2** aufgeführt.

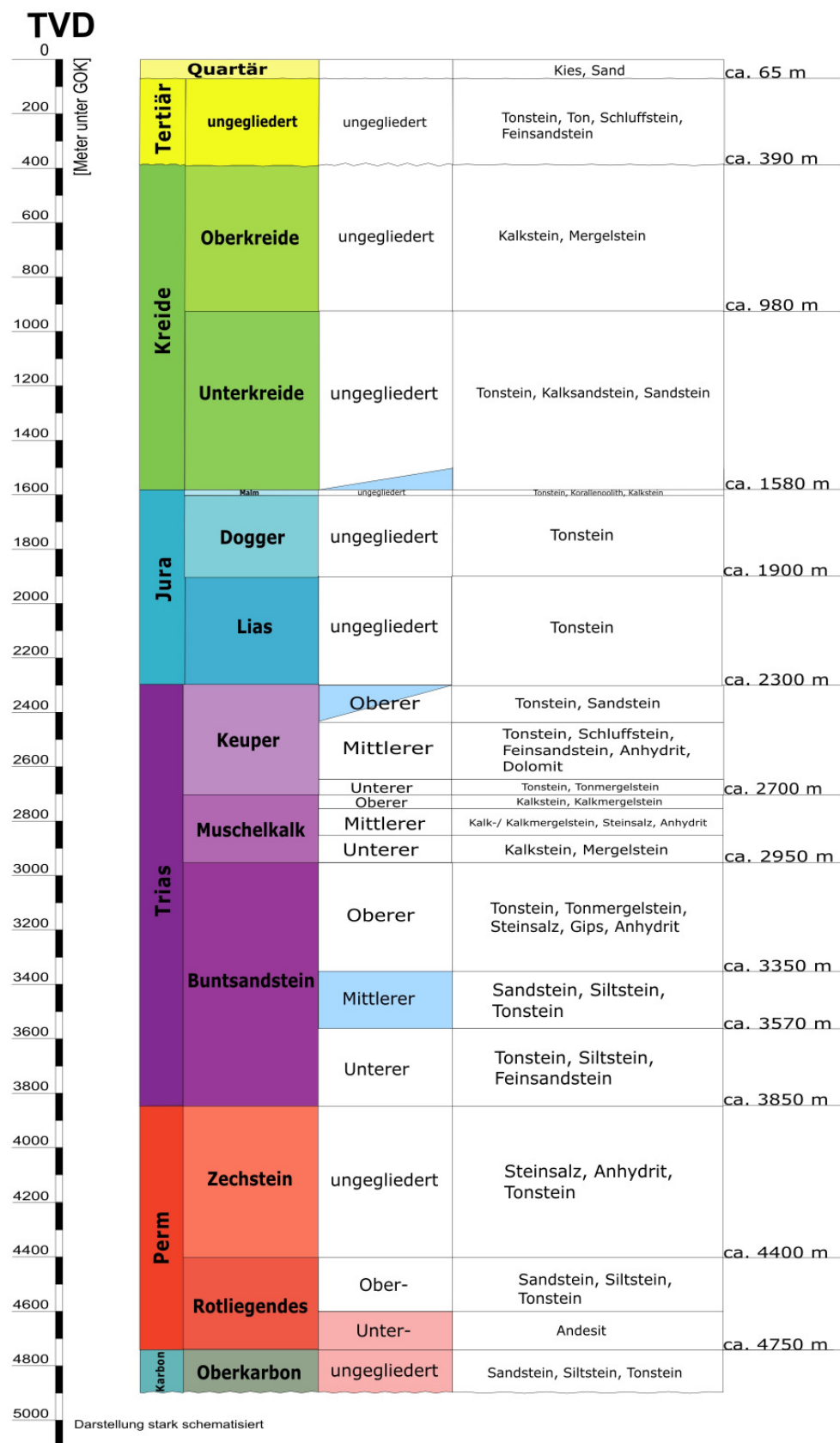


Abb. 15: Stratigraphisches Profil für das Projektgebiet. Potenzielle Horizonte für eine hydrothermale (hellblau) bzw. petrothermale (hellrot) Nutzung.

2.5.2 Oberkarbon

Die Sandsteine des Oberkarbon sind die bedeutendsten **Reservoirgesteine** der prä-permischen Schichtfolge. Im Elbe-Weser Gebiet, im Weser-Ems-Gebiet und westlich der Ems sind Erdgasvorkommen in diesen Gesteinen erschlossen. Die Auswertung paläogeographischer Karten lässt die Annahme zu, dass die Schichtfolge des Oberkarbons im Untergrund des Projektgebietes durch klastische Gesteine (Sandsteine, Tonsteine) des **Westfal B** in großer Mächtigkeit vertreten sein müsste ([21]). Belegt wird dies z.B. durch die etwa 15 km entfernte Bohrung **Heidberge Z1**, die Oberkarbon-Sedimentgesteine angetroffen hat. Die Oberkante des Karbon dürfte im Projektgebiet bei **ca. 4.750 m** liegen ([20]).

Durch diese relativ starke Versenkung muss damit gerechnet werden, dass sich die Reservoireigenschaften durch diagenetische Überprägung (Zementation) deutlich verschlechtert haben. Die typischen Karbon-Sandsteine sind außerdem relativ matrixreich (hoher Tonanteil), was sich ebenfalls negativ auf Porosität und Permeabilität auswirkt. Der Sandsteinanteil in den erwarteten Formationen des Westfal B ist generell nicht sehr hoch und beträgt im tieferen Teil (Essen-Formation) vermutlich unter 20%. Unter diesen Gesichtspunkten und aufgrund der Tatsache, dass noch keine Erfahrungswerte aus einer offenen geothermischen Erschließung des Karbon vorliegen, wird das **Fündigkeitsrisiko** für eine hydrogeothermische Erschließung als **deutlich zu hoch** eingeschätzt. Somit kommt für das Oberkarbon am Projektstandort theoretisch nur eine auf Stromerzeugung bzw. auf Kraft-Wärme-Koppelung ausgerichtete HDR-Erschließung in Frage, wobei auch hierfür hohe Anteile spröder Sandsteine von Vorteil wären.

2.5.3 Rotliegend

Die Gesteine des Rotliegenden gehören ebenfalls zum prä-salinaren bzw. sub-salinaren Stockwerk und sind damit überall im Untergrund des Projektgebietes vorhanden. Die etwa 2,5 km entfernte Bohrung Krusenhausen Z1 hat in einer Tiefe von 4.737 m Vulkanite der **Altmark-Subgruppe** (Unter-Rotliegend) erbohrt. Nach Auswertung der verfügbaren stratigraphischen und paläogeographischen Daten (u.a. [22]) liegt der Projektstandort im Bereich der Südhannover-Provinz. Bei den Vulkaniten der Altmark-Subgruppe handelt es sich um Andesite, deren Mächtigkeit nicht eindeutig definiert werden kann. Über den Vulkaniten der Altmark-Subgruppe sollten die Gesteine der **Hannover-Formation** (Ober-Rotliegend) angetroffen werden. Hierbei handelt es sich voraussichtlich um sogenannte Playa-Tone, die zum Teil siltig ausgebildet sein können. Kompakte Sandsteinhorizonte größerer Mächtigkeit, die für eine geothermische Nutzung interessant wären, könnten im Wustrow- oder Bahnsen-Member dieser Formation auftreten. Ihre Verbreitung beschränkt sich aber auf lokale Rinnen, deren genaue Lage schlecht zu prognostizieren ist ([22], [23], [24]).

Anhand von Übersichtskarten ([20], [22], [23]) und den Angaben aus benachbarten Bohrungen lässt sich für die Gesteine des **Ober-Rotliegend** eine Mächtigkeit von **ca. 200 m** ableiten. Für das unmittelbare Projektgebiet liegen keine veröffentlichten Daten aus Bohrungen vor. In Anlage 3 ist die Tiefenlage der Basis Zechstein (Oberkante Rotliegend) für das Projektgebiet dargestellt (100 m-Linien, bezogen auf NN). Am Projektstandort sollte

die Oberkante des Ober-Rotliegenden in einer Tiefenlage von **ca. 4.400 m** angetroffen werden.

Aufgrund ihrer lithologischen Ausbildung dürften die Rotliegend-Gesteine überwiegend schlechte Speichereigenschaften aufweisen, die unter den häufig ermittelten Werte von 10 bis 20 % für die Porosität und 50 bis 150 mD für die Permeabilität liegen. Sie sind daher **für eine hydrogeothermische Exploration nicht geeignet**. Das Vorhandensein von Sandsteinen kann nicht sicher vorhergesagt werden. Somit kommt für das Rotliegende theoretisch nur eine auf Stromerzeugung bzw. auf Kraft-Wärme-Koppelung ausgerichtete **HDR-/EGS-Erschließung der Vulkanite** in Frage. Hierzu müsste allerdings der Nachweis erbracht werden, dass die Mächtigkeit wenigstens einige hundert Meter beträgt. Andernfalls müssten die Rotliegend-Sedimente in das HDR-System integriert werden.

2.5.4 Mittlerer Buntsandstein

Der Mittlere Buntsandstein gliedert sich in die **Volpriehausen-, Detfurth-, Hardeggen- und Solling-Formation**. Jede dieser Formationen enthält in unterschiedlicher Mächtigkeit Sandsteinsfolgen, die mit Tonsteinen wechsellagern. Im Raum Bremen wurden die Porositäten dieser Sandsteine bezüglich einer geothermischen Nutzung untersucht ([15]). Hierbei wurden Porositäten zwischen 6 und 17 % nachgewiesen. Aus einer Bohrung nördlich Bremen konnten bei Testarbeiten ca. 30,5 m³/h Thermalwasser aus dem Detfurth-Sandstein in 3.660 m Tiefe gefördert werden. Aus Kohlenwasserstoffbohrungen im nordöstlichen Teil des Norddeutschen Beckens sind für den Mittleren Buntsandstein Porositäten bis 30 % und Permeabilitäten bis 1750 mD [16] dokumentiert, mit denen ausreichende Förderraten erzielbar sein müssten. Im Rahmen des Geothermieprojekts GeneSys des Geozentrums Hannover wurde in der Bohrung Horstberg Z1, 15 km südwestlich von Uelzen, die Ergiebigkeit von Sandsteinen der Volpriehausen- und Detfurth-Formation durch hydraulische Stimulation deutlich gesteigert. Im Herbst 2009 wurde der Mittlere Buntsandstein am Standort Hannover erschlossen, um mit dem neuen Tiefenzirkulationsverfahren in Zukunft die Wärmeversorgung des Geozentrums sicher zu stellen.

Der Mittlere Buntsandstein ist nach Auswertung der verfügbaren Daten im Projektgebiet insgesamt ca. **220 m** mächtig ([20], [24], [27], [28], [29]). Es sind nur die Volpriehausen- und die Solling-Folge vorhanden. Sandsteinbänke sind generell an der Basis der oben genannten Formationen ausgebildet („Sohlbankzyklen“). Als mögliche geothermische Nutzhorizonte kommen insbesondere der **Volpriehausen-Sandstein** sowie der **Doetlingen-Sandstein** der Solling-Folge in Frage. Für das Blatt 3223 Hodenhagen liegen keine Mächtigkeitsangaben vor. Für die benachbarten Blätter werden 22 [28] bis 50 m ([27]) für den Volpriehausen-Sandstein angegeben. Die Einsichtnahme von Bohrungen in unmittelbarer Nähe des Projektgebietes hat gezeigt, dass die **Nettomächtigkeiten des Doetlingen-Sandsteins im Bereich Hodenhagen > 40 m** betragen. Für eine der Bohrungen (Lage der Bohrungen siehe Anlage 1; eine direkte Zuordnung der eingesehenen Daten zu einer bestimmten Bohrung darf aufgrund der Vertraulichkeitsverpflichtung an dieser Stelle nicht erfolgen) wird ein Thermalwasserzufluss von ca. 30 m³/h angegeben. Die Porositäten liegen zwischen 12 und 13%. Für die Permeabilität werden Werte

zwischen 150 und > 3000 mD angegeben. Der Mittelwert liegt bei ca. 1.450 mD. Tonstein- und Schluffsteineinschaltungen sind nur untergeordnet enthalten. Der Doetlingen-Sandstein besitzt **hervorragende Speichereigenschaften**, wobei eine Zunahme der Porosität mit der Mächtigkeitszunahme einhergeht ([30]). Die Oberkante des Mittleren Buntsandstein liegt am Projektstandort bei ca. **3.350 m** (vgl. Abb. 15 und Anlage 4).

Bezüglich einer möglichen hydrogeothermischen Nutzung kann die Mächtigkeit des Volpriehausen-Sandsteins als ausreichend, die zu erwartenden Nutzporositäten als möglicherweise zu gering angesehen werden. Ein deutlich höheres Potenzial kann dem **Doetlingen-Sandstein** zugeschrieben werden. Hodenhagen liegt in einem begrenzten Bereich, in dem dieser Sandstein ungewöhnlich große Mächtigkeiten aufweist (Abb. 16, [19]). Hier dürften die Mächtigkeiten somit **für eine geothermische Nutzung ausreichend** sein. Unsicherheiten bestehen allerdings bezüglich der Porositätswerte, die regional und lokal stark schwanken können. Bei einer Erschließung mehrerer Sandsteinhorizonte und einer künstlichen Erweiterung von Wegsamkeiten durch **Stimulation** und/oder das Antreffen vorhandener Flächensysteme (Kluft- oder Verwerfungsflächen) könnten die Voraussetzungen aber gegebenenfalls verbessert werden.

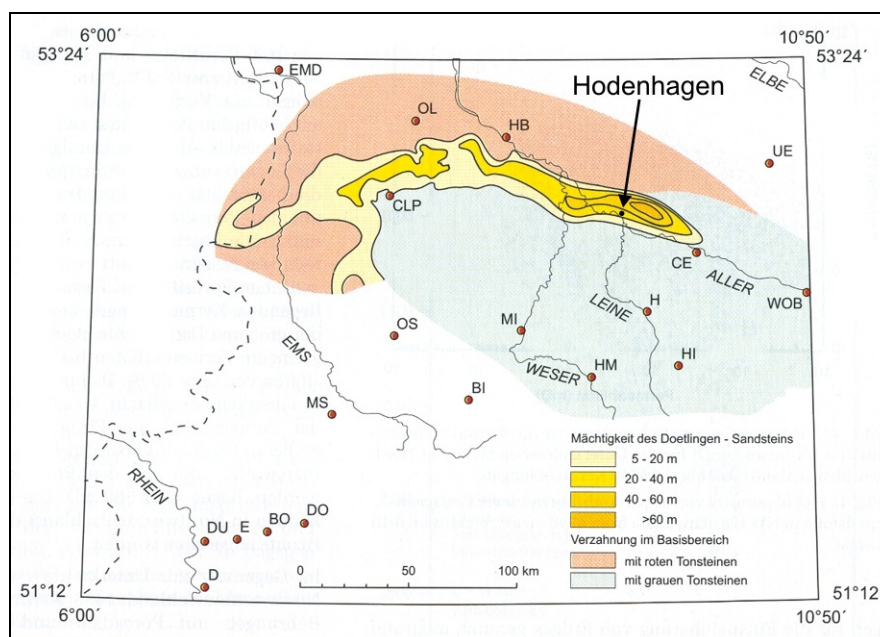


Abb. 16: Verbreitung und Mächtigkeit des Doetlingen-Sandsteins in Niedersachsen ([31]).

Abbildung 17 zeigt die Temperaturen möglicher Aquifere im Norddeutschen Becken. Aufgrund der Tiefenlage der potenziell wasserführenden Horizonte werden Temperaturen von > 60°C bzw. > 100°C dargestellt. Im Raum Hodenhagen handelt es sich bei den potenziellen Horizonten mit Temperaturen deutlich über 100°C um die Gesteine des Buntsandstein. **Im Bereich Hodenhagen ist demnach eine Wärme- und Stromgewinnung durch die Erschließung des Doetlingen-Sandsteins theoretisch möglich.**

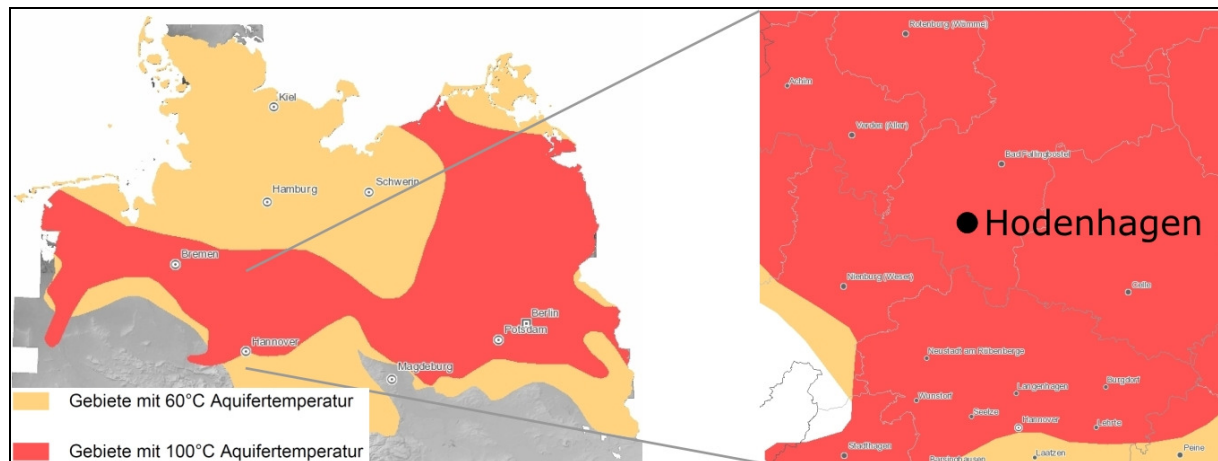


Abb. 17: Aquifertemperaturen im Norddeutschen Becken und im Raum Hodenhagen ([17]).

2.5.5 Oberer Keuper (Exter-Formation, Rhät-Keuper)

Der Obere Keuper (Exter-Formation, Rhät-Keuper) gehört zu den wichtigsten Erdölspeichergesteinen in Nordwest-Deutschland. Die Sandsteinhorizonte dieser Einheit (Mittelrhät- oder *contorta*-Sandstein und untergeordnet der Unterrhät- oder *postera*-Sandstein) besitzen regional eine hohe Nutzporosität. Die Exter-Formation weist im Norddeutschen Becken allerdings eine starke fazielle Differenzierung auf, die zur Folge hat, dass lithologische Ausbildung und Mächtigkeit stark variieren. Nach Auswertung der verfügbaren stratigraphischen und paläogeographischen Daten für das Projektgebiet (u.a. [33]) können die Einheiten der ***postera*-Schichten** (untere Exter-Formation) der sogenannten Steinmergelkeuperfazies oder Ton-Karbonat-Playa-Fazies zugerechnet werden, die aus Tonsteinen, Dolomit- und Kalksteinen besteht. Diese Gesteine weisen keine nennenswerten Speichereigenschaften auf. Sandsteinhorizonte sollten, sofern überhaupt vorhanden, nur im oberen Teil der Einheit (Grenzsandstein) in sehr geringer Mächtigkeit auftreten. Die ***postera*-Schichten** sind somit am Projektstandort **für eine geothermische Nutzung nicht geeignet**.

Für die ***contorta*-Sandsteine** können im östlichen Teil des Norddeutschen Beckens Porositäten von 8 % und 35 % nachgewiesen werden ([32]). Die Permeabilitäten im Bereich Neustadt-Glewe betragen 26 mD bis 2530 mD ([32]). Die Werte liegen damit in einer Größenordnung, die auch Möglichkeiten für eine hydrogeothermische Nutzung eröffnet. So erschließen das geothermische Stromkraftwerk in Neustadt-Glewe sowie die geothermischen Anlagen in Waren und Neubrandenburg diese Gesteine in unterschiedlicher Tiefe. Die Förderraten betragen 60 – 120 m³/h.

Am Projektstandort können die *contorta*-Schichten dem Übergangsbereich zwischen der litoral-deltaischen Fazies im Osten bestehend aus fein- bis mittelkörnigem reinem Quarzsandstein mit eingeschalteten Tonlinsen und der marinen Beckenfazies im Westen mit Tonsteinen und Sandsteinlagen zugeordnet werden. Insgesamt können diesen Sandsteinen **gute Speichereigenschaften** zugeschrieben werden. Es muss allerdings damit ge-

rechnet werden, dass sie nach ihrer Ablagerung zu großen Teilen erodiert worden sind, so dass lokal nur noch geringe Anteile der ursprünglichen Mächtigkeit zur Verfügung stehen ([30], [34]).

Die Gesamtmächtigkeit der Exter-Formation am Projektstandort sollte etwa **130 m** betragen ([20]). Für die östlich gelegene Scheitelstruktur Ostenholz (Lage vgl. Abb. 13) wird eine Mächtigkeit von 25 m für den Mittelrhät-Hauptsandstein angegeben ([27]). Für das südwestlich angrenzende Blatt 3322 Steimbke beträgt die Mächtigkeit nur etwa 12 m. Demnach ist eine Mächtigkeitsabnahme von Osten nach Westen zu beobachten. Nach der Auswertung von paläogeographischen Karten sollte die Mächtigkeit des Mittelrhät-Hauptsandsteins am Projektstandort zwischen 5 und 10 m betragen ([35]). Die Mächtigkeitsangaben für den Oberrhät-Sandstein liegen zwischen 10 und 15 m ([24], [35]). Die Nettomächtigkeiten in den eingesehen Bohrungen liegen zwischen 4 und 15 m. Die Tiefenlage der Rhät-Oberkante lässt sich aus den vorhandenen Strukturkarten (vgl. Anlage 5) für das Blumenviertel in Hodenhagen mit etwa **2.300 m** interpretieren.

Bezüglich einer **hydrogeothermischen Nutzung** können die **Mächtigkeiten** der einzelnen Sandsteinhorizonte als **möglicherweise nicht ausreichend**, die zu erwartenden **Nutzporositäten als kritisch** angesehen werden. Messdaten zu den Speichereigenschaften der Rhät-Sandsteine aus der Umgebung des Projektstandortes konnten eingesehen werden. Die Porositäten sind hier mit 10 und 13% angegeben, was für eine effektive Nutzung zu gering wäre. Bei einer Erschließung mehrerer Sandsteinhorizonte könnte die Ergiebigkeit aber eventuell auf die notwendigen Mengen gesteigert werden.

2.5.6 Unterkreide

Als jüngster nutzbarer Speicherhorizont im betrachteten Raum können die Gesteine des **Wealden** (Bückeberg-Formation), eventuell auch des überlagernden **Valangin** angesehen werden (Abb. 18). Im Norddeutschen Becken beinhalten die limnischen bis brackischen Serien der sogenannten „Wealden-Fazies“ in verschiedenen Regionen Sandsteine mit **guten Speichereigenschaften**. Bei Kernmessungen an Proben aus 199 Bohrungen wurden die häufigsten Porositäten zwischen 20 und 28% und Permeabilitäten von über 500 mD angetroffen ([31]). Bei entsprechenden Mächtigkeiten und gutem Korngefüge können für eine hydrogeothermische Nutzung Fließraten von 50 m³/h durchaus erwartet werden. Bei den eingesehenen Bohrungen werden Porositäten von 12 bis 14%, z. T. sogar 26% angegeben. Es wurden Thermalwasserzuflüsse etwa 3 m³/h beobachtet.

Die Wealden-Gesamtmächtigkeit sollte etwa **130 m** betragen (u.a. [36]). Die Basis der Wealden-Schichten liegt bei rund **1.580 m** (Anlage 6). Die maximale Nettomächtigkeit der Unterkreide-Sandsteine (Wealden und Valangin) wird in paläogeographischen Karten in der Region Hodenhagen mit etwa 30 m angegeben ([30]). Es handelt sich um mittel- und z. T. grobkörnige Sandsteine, die mit Tonsteinen wechsellagern. Die Sandsteine treten als Rinnenfüllungen auf und verzahnen sich lateral mit Tonsteinen. Die maximale Mächtigkeit von 30 m wird nur im Zentrum einer Rinne erreicht. Die Auswertung von Bohrprofilen zeigt allerdings, dass die Sandsteine in unmittelbarer Nähe zum Blumenviertel Mächtigkeiten von max. **8 m** aufweisen, was deutlich unter den oben gemachten Angaben liegt. Bezüglich einer möglichen **hydrogeothermischen Nutzung** können die

Mächtigkeiten als vermutlich nicht ausreichend, die zu erwartenden **Nutzporositäten** der einzelnen Sandsteinhorizonte als **möglicherweise ausreichend** angesehen werden.

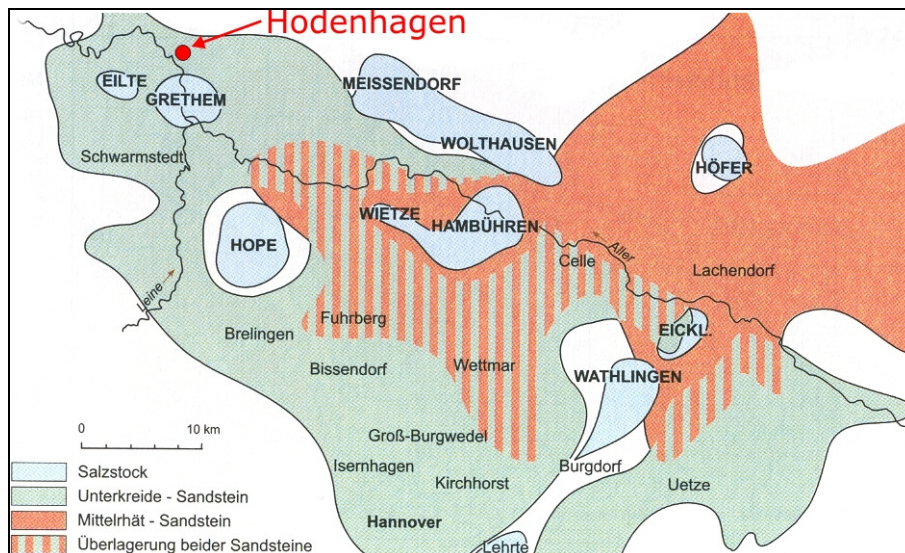


Abb. 18: Verbreitung der Unterkreide-Sandsteine mit Nettomächtigkeiten von mehr als 20 m und Teufen von mehr als 1.500 m ([31]).

2.6 Temperaturabschätzung

Für den Untergrund Deutschlands wird ein durchschnittlicher geothermischer Gradient von 3°C/100 m zugrunde gelegt. Aufgrund der geologischen Rahmenbedingungen sind regional deutliche Abweichungen von diesem Durchschnittswert möglich.

Temperaturübersichtskarten für verschiedene Tiefenbereiche erlauben eine erste Einschätzung der zu erwartenden Temperaturen für den jeweiligen Standort. Auch für den Raum Hodenhagen können die Untergrundtemperaturen aus diesen verfügbaren Temperaturübersichtskarten abgelesen werden. Aufgrund des Kartenmaßstabes lassen sich allerdings nur gerundete Temperaturwerte angeben. Die Genauigkeit dieser Daten steht darüber hinaus in direkter Beziehung zur Dichte des Rasters von Tiefbohrungen, aus denen die Daten stammen. Für das Norddeutsche Becken stehen, durch die intensive Kohlenwasserstoffexploration, vergleichsweise viele Daten zur Verfügung (Abb. 19). Aufgrund der Datendichte ist die Temperaturverteilung deutlich differenzierter darstellbar, als in anderen Teilen Deutschlands. Die Daten belegen eine deutliche regionale Streubreite der Temperaturen, die z. T. auf das Vorhandensein von Salzstrukturen im Untergrund zurückgeführt wird ([30]). An und in unmittelbarer Nähe von Salzstrukturen können die Temperaturen deutlich vom normalen Gradienten abweichen.

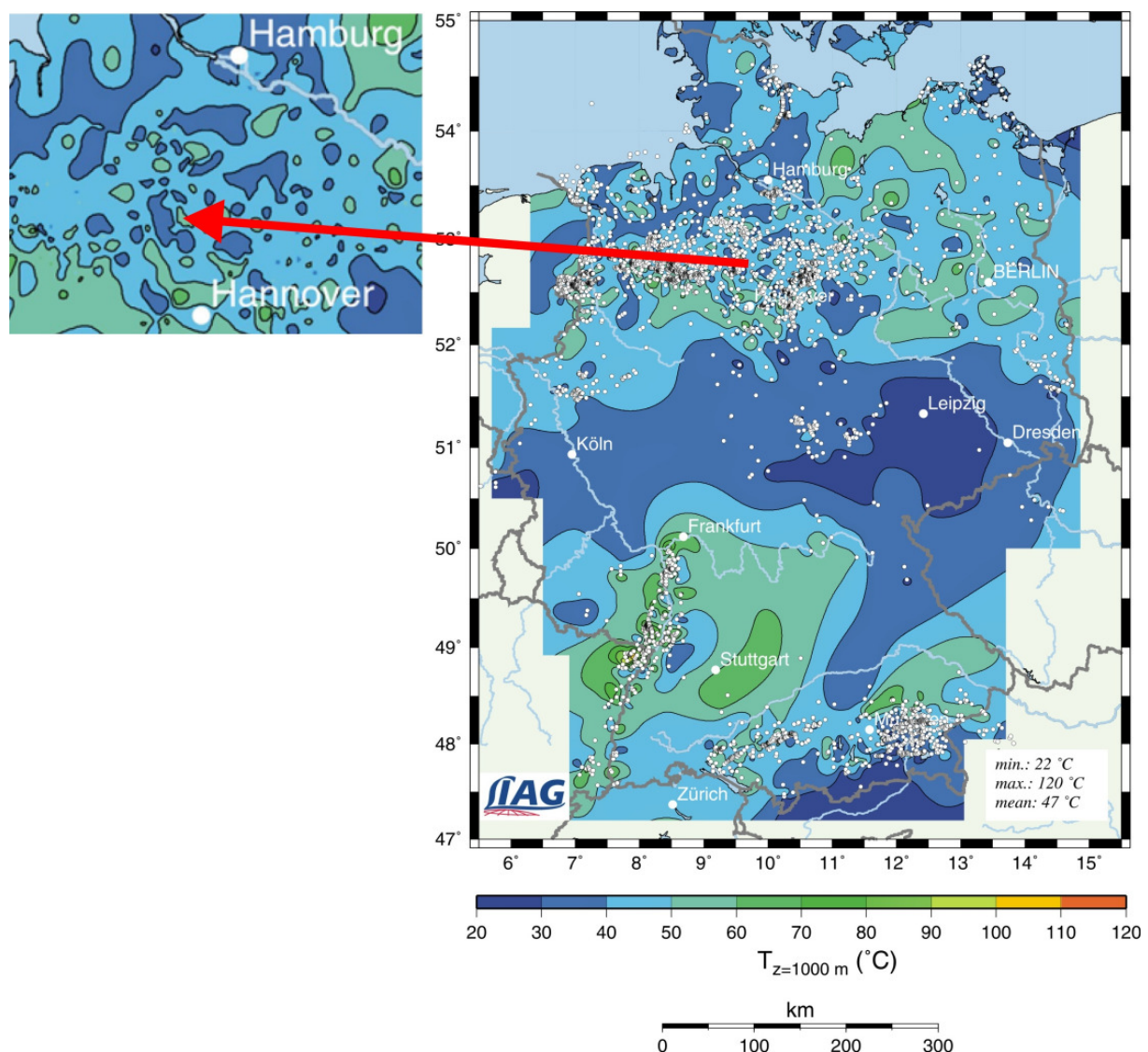


Abb. 19: Temperaturverteilung in Deutschland in 1.000 m Tiefe; Ausschnitt Hodenhagen ([37]). Weiße Punkte = Temperaturdaten aus Tiefbohrungen.

Aus den Temperaturkarten für Westeuropa ([38]) und Deutschland (LEIBNIZ INSTITUT FÜR ANGEWANDTE GEOPHYSIK (LIAG)) lassen sich für den Großraum um das Projektgebiet die in der Tabelle 4 angegebenen Temperaturbereiche ablesen.

Tab. 4: Temperaturen für verschiedene Tiefen im Großraum Hodenhagen nach Auswertung der Temperaturkarten von Westeuropa ([38]) und Deutschland ([LIAG]).

Tiefe	Temperaturbereich
500 m	30 - 35°C
1.000 m	40 - 50°C
2.000 m	70 - 80°C
3.000 m	90 - 110°C
5.000 m	160 - 180°C

Aufgrund der Auswertung der zur Verfügung stehenden Unterlagen deutet sich im Teufnabschnitt bis 1.000 m unter NN eine leichte positive Temperaturanomalie an, was durch Daten aus den eingesehenen Bohrungen bestätigt wird. Bei einer mittleren Oberflächentemperatur von 8,9°C ([17]) ergibt sich ein geothermischer Gradient im Bereich zwischen 3,6 und 4,7°C/100 m, der somit über dem bundesweiten Durchschnitts liegt. Ab einer Tiefe von 1.000 m ergibt sich dagegen ein normaler geothermischer Gradient im Bereich von 3,0 bis 3,3°C/100 m, was ebenfalls durch Temperaturangaben für die eingesehenen Bohrungen verifiziert werden kann.

Als Kalkulationsbasis für weiterführende Überlegungen im Großraum Hodenhagen wird für den Tiefenbereich bis 1.000 m ein erhöhter geothermischer Gradient von **4,2°C/100 m** und für größere Tiefenbereiche ein durchschnittlicher geothermischer Gradient von **3,2°C/100 m** veranschlagt. Für den speziellen Standort **Blumenviertel** wird, aufgrund der Lage am Rande des Salzkissens, ein eher konservativer Wert von **3,4°C/100 m** für den Tiefenbereich bis 1000 m angenommen. Generell kann aber festgestellt werden, dass bei fast allen bisher abgeteuften Geothermiebohrungen in Süd- und in Norddeutschland die aus den vorhandenen Kartenwerken abgeleiteten Temperaturdaten übertroffen wurden. Das bedeutet, dass die für die Kartendarstellung durchgeführten Korrekturen der Bohrlochmesswerte eher als konservativ zu bezeichnen sind.

2.7 Chemismus der Tiefenwässer

Bei einer hydrogeothermischen Erschließung muss die Salinität des Thermalwassers bei der Anlagenauslegung berücksichtigt werden, auch wenn die gewonnene Energie über einen binären Kreislauf entzogen wird und der Thermalwasserkreislauf mehr oder weniger geschlossen läuft.

Im Norddeutschen Becken ist – wie in anderen großen Sedimentbecken auch – mit einer Zunahme der Salinität der Thermalwässer mit steigender Tiefenlage zu rechnen. Diese Abhängigkeit von der Tiefenlage ist für die Aquifere des Tertiärs, der Kreide, des Jura und der Oberen Trias (Keuper) durch Messdaten gut belegt (Abb. 20). Abweichungen von diesem Trend sind zumeist durch Ablaugungen von Salzgesteinen in der Nähe von Salzstöcken bedingt. Eine gewisse Unabhängigkeit von der Tiefenlage weisen die stratigraphisch älteren Einheiten auf. Der überwiegende Teil der Formationswässer in den Speicherhorizonten des Mittleren Keuper bis Rotliegenden ist – in relativer Unabhängigkeit von der Tiefenposition – durch einen Gesamtlösungsinhalt zwischen 150 und 350 g/l gekennzeichnet. Niedrigere Werte in Abbildung 20 sind in der Regel auf Infiltration meteorischer Wässer in den Beckenrandbereichen zurückzuführen.

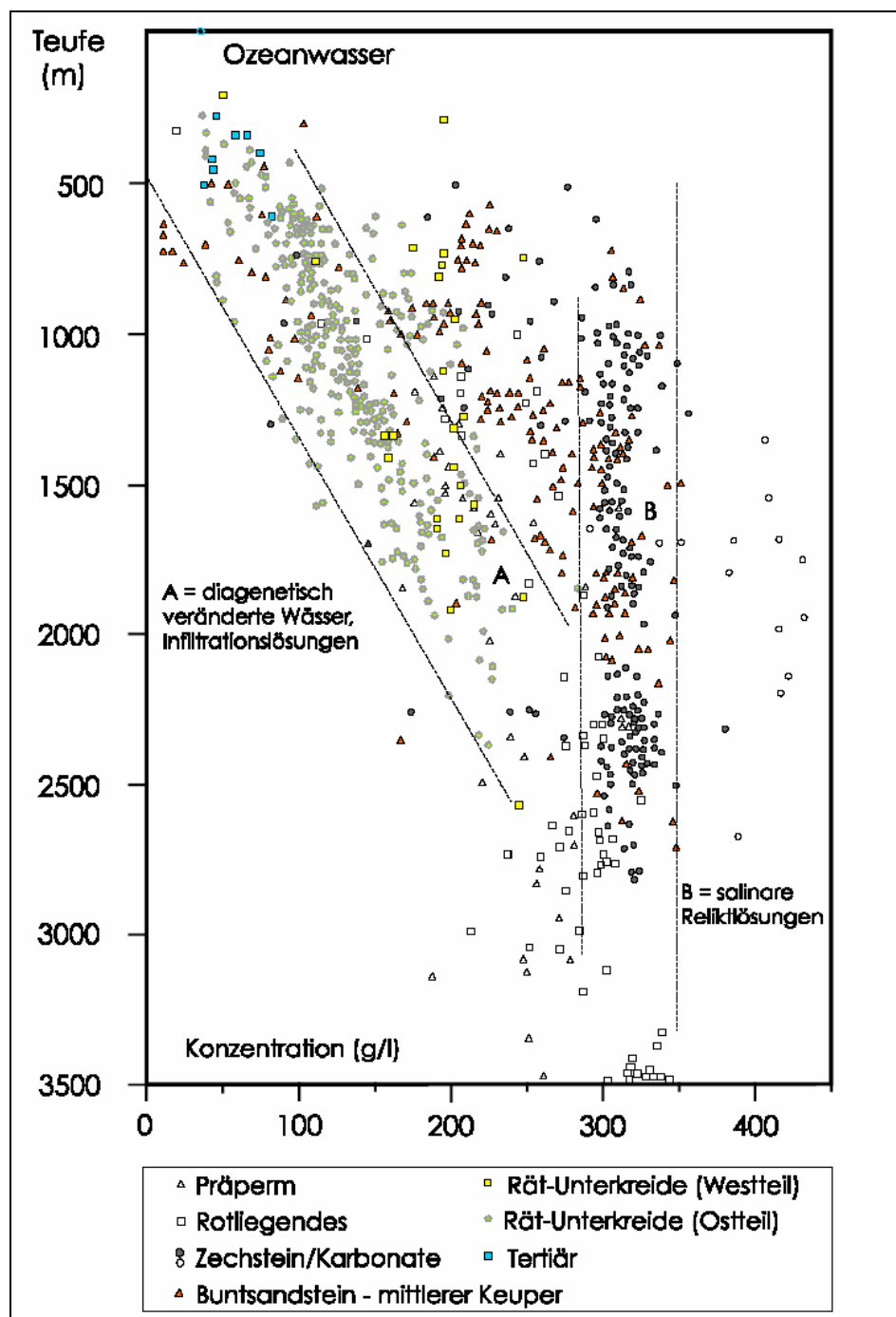


Abb. 20: Gesamtmineralisation der Thermalwässer des Norddeutschen Beckens ([39]).

Für das Projektgebiet Hodenhagen muss bei einer tiefeingeothermischen Erschließung mit entsprechend hohen Gesamtkonzentrationen gerechnet werden. Dies ist bei der Materialauswahl für die verschiedenen Anlagenteile zu berücksichtigen. Die geothermisch nutzbaren Wässer dieser Horizonte sind in weiten Teilen des Norddeutschen Beckens chemisch ähnlich zusammengesetzt. Es handelt sich in der Regel um hochsalinare Wässer vom Typ Na-(Ca-Mg)-Cl.

3 Möglichkeiten der tiefeingeothermischen Erschließung

Im Gegensatz zur oberflächennahen Erschließung kann mit der tiefen Geothermie im Regelfall Energie auf einem deutlich höheren Temperaturniveau erschlossen werden, was die Möglichkeiten beim Einsatz entsprechender Wärmewandlungssysteme erhöht. Alle Erschließungsmethoden der tiefen Geothermie sind allerdings mit relativ hohen Investitionskosten für die notwendigen Tiefbohrungen behaftet, die aber durch den Einsatz von Fördermitteln gedämpft werden können. Eine gewisse Ausnahme bildet die Nachnutzung von Altbohrungen, da hier auf der Bohrkostenseite ein nicht unerhebliches Einsparpotenzial veranschlagt werden kann. Im Detail sind die Methoden in unterschiedlichem Maße standortabhängig, mit mehr oder weniger großem Risiko behaftet und von unterschiedlicher Effizienz.

Bei der Angabe der möglichen thermischen Leistungen bei einer Erschließung mittels **HDR-Technologie** wird nachfolgend von Fördermengen in Höhe von **30 l/s bzw. 50 l/s** ausgegangen. Bei einer **hydrogeothermischen Erschließung** wird jeweils eine Fördermenge von **15 bzw. 30 l/s** zugrunde gelegt. Als Systemrücklauftemperatur werden, wenn nicht anders angegeben, **70°C** im ORC-Kreislauf und **50°C** im Wärmekreislauf angenommen. Auf eine nachgeschaltete Niedrigtemperaturnutzung wird im Einzelfall eingegangen. Die mögliche thermische Leistung berechnet sich nach folgender Formel:

$$P = \rho_F \cdot c_F \cdot Q \cdot \Delta T$$

Leistung:	P
spezifische Wärmekapazität (Wasser):	$c_F = 4,187 \text{ kJ/kg K}$
Dichte des Fluids (Wasser):	$\rho_F = 0,998 \text{ kg/dm}^3$
Volumenstrom:	$Q \text{ (m}^3\text{s}^{-1}\text{)}$
Temperaturdifferenz:	$\Delta T = T_{VL} - T_{RL}$

Nachfolgend sollen in einem ersten Schritt die nach dem heutigen Stand der Technik einsetzbaren Erschließungskonzepte vorgestellt werden. Mit Bezug auf die in Kapitel 2 erläuterten geologischen Rahmenbedingungen erfolgt in einem zweiten Schritt eine Einschätzung der Möglichkeiten für das Projektgebiet.

3.1 Petrothermale Geothermie

Methodik

Bei der petrothermalen Geothermie wird mittels Hot-Dry-Rock- bzw. Hot-Fractured-Rock-Technologie (kurz HDR bzw. HFR) der tiefere Untergrund (meist kristalline Gesteine in einer Tiefe von 3000 bis 7000 m) als Wärmequelle zur Stromerzeugung und Wärmege-
winnung genutzt. Nach derzeitigem Kenntnisstand ist das kristalline Grundgebirge der oberen Erdkruste mehr oder weniger stark geklüftet. Auf den Klüften zirkuliert mit sehr niedrigen Fließraten Wasser. Völlig „trockene“ Gesteine sind in den genannten Tiefenbe-

reichen eher die Ausnahme. Das kristalline Grundgebirge - und auch tief versenkte Sedimentgesteine - verhalten sich also wie Aquifere mit sehr geringen Durchlässigkeiten.

Bei der HDR bzw. HFR-Technologie werden **Stimulationsmaßnahmen** zur Erhöhung der Wasserdurchlässigkeit des geothermischen Nutzhorizontes eingesetzt. Diese Technik kommt auch in der Erdöl- und Erdgasexploration seit vielen Jahren erfolgreich zum Einsatz, um die Ergiebigkeit einer Lagerstätte zu steigern. Hierzu wird Wasser unter hohem Druck in eine Bohrung gepresst, um in großer Tiefe die bereits vorhandenen Gesteinsklüfte und -risse zu öffnen und/oder künstliche Risse neu zu schaffen (**Frac-Technik oder hydraulic-fracturing**). Die hierbei erzeugte Mikroseismizität wird von einem seismischen Ortungsnetz aufgezeichnet und erlaubt die Modellierung der geschaffenen Flächensysteme. Die zweite Bohrung kann nun gezielt auf diese Flächen angesetzt werden. Das Rissystem verbindet dann als große Wärmetauscherfläche die beiden (gegebenenfalls auch drei) Tiefbohrungen hydraulisch miteinander. Über die Injektionsbohrung wird mit Hilfe einer Hochdruckpumpe kaltes Wasser eingeleitet, erwärmt sich auf den heißen Gesteinsflächen und wird über die Förderbohrung der energetischen Nutzung zugeführt. Im Idealfall sind eine Stromerzeugung mittels Turbine mit Generator und eine Nachnutzung der Restwärme des Wassers für Heizzwecke möglich (**Kraft-Wärme-Kopplung**). Die geförderten Tiefenwässer sind in der Regel – und besonders im Norddeutschen Becken - an der Erdoberfläche bezüglich bestimmter Mineralien übersättigt und neigen daher zu Ausfällungen. Zur Vermeidung muss die Wasserzirkulation in einem geschlossenen System mit Überdruck erfolgen. Abbildung 21 zeigt eine Prinzipskizze der Erschließung petrothermaler Systeme.

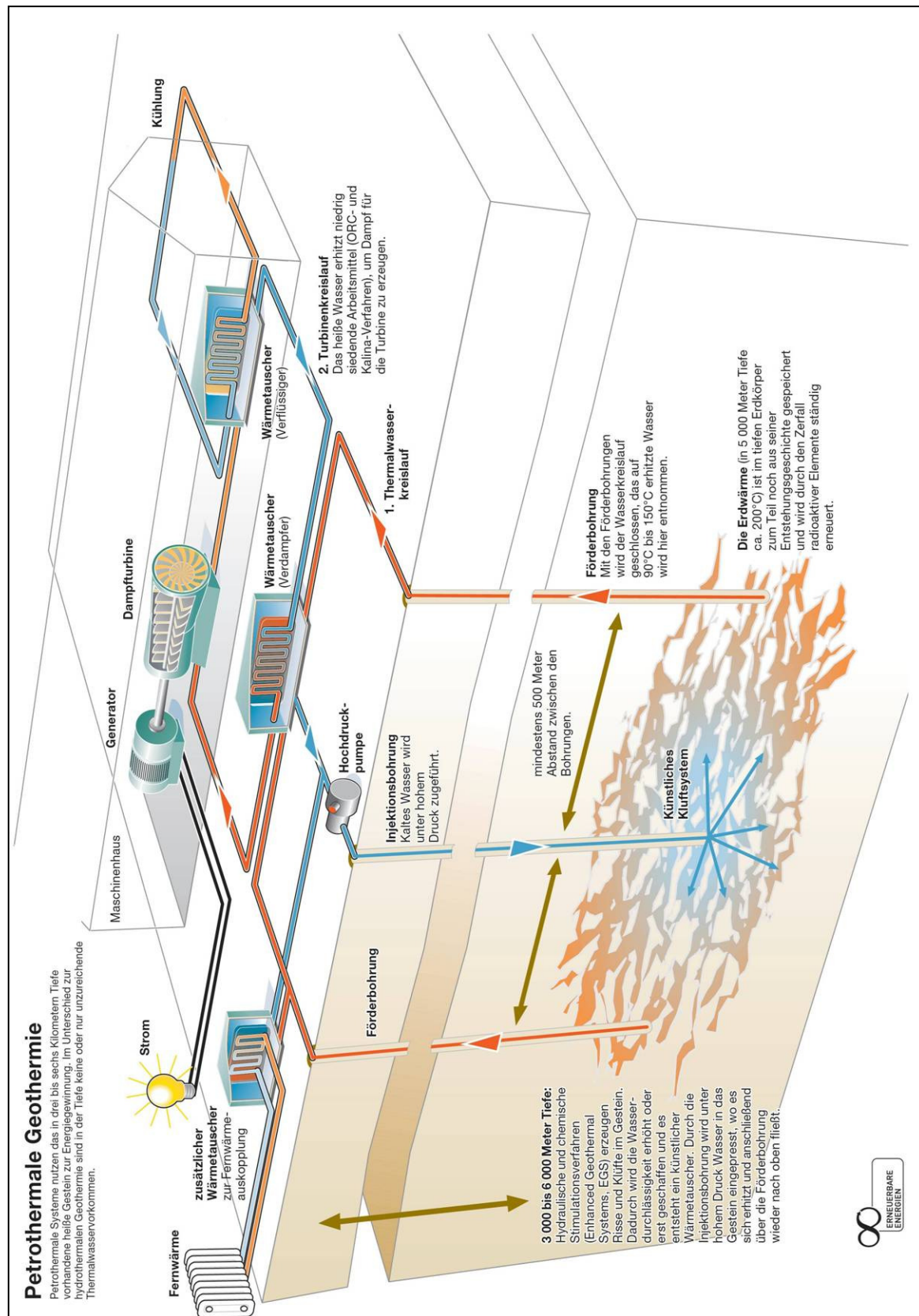


Abb. 21: Prinzipskizze der Erschließung petrothermaler Systeme mit zwei Förderbohrungen und einer Injektionsbohrung ([40]).

Ein Vorteil dieser Technologie ist, dass die geothermische Energieerzeugung nicht auf das Vorhandensein eines hochdurchlässigen thermalen Grundwasserleiters angewiesen ist, sondern **weitgehend standortunabhängig** zum Einsatz kommen kann. Besonders für die geothermische Stromerzeugung, die sowohl höhere Temperaturen als auch größere Fließraten erfordert, als sie oftmals in den hydrogeothermalen Nutzhorizonten angetroffen werden, ist der Einsatz dieser Technologie sehr gut geeignet, um langfristig gesehen das enorme geothermische Energiepotenzial der Tiefengesteine unterhalb 3000 m nutzen zu können (vgl. Kap. 2.3). Im europäischen Forschungsprojekt Soultz-sous-Forêts im Oberrheingraben konnte die Funktionsfähigkeit dieser Erschließungstechnik nachgewiesen werden. Weitere Projekte wurden im Ausland realisiert (Japan, Australien, usw.) oder befinden sich in der Bau- oder Planungsphase. Bei dieser innovativen Technologie besteht noch Entwicklungsbedarf, damit aber auch ein relativ hohes Fördermittelpotenzial.

Die Tatsache, dass auch Tiefengesteine praktisch nie völlig trocken sind, hat in den letzten Jahren dazu geführt, die Bezeichnung **Enhanced Geothermal Systems (EGS)** einzuführen. Besonders bei geringdurchlässigen Sedimentgesteinen, wie im Norddeutschen Becken häufig der Fall, wird die in HDR-Projekten entwickelte Frac-Technologie eingesetzt, um die Ergiebigkeiten des geothermalen Systems zu „steigern“. Dieses Konzept wird in Groß Schönebeck gegenwärtig in Gesteinen des Rotliegenden umgesetzt (EGS-Dublette, $>750 \text{ kW}_{\text{el}}$, $>10 \text{ MW}_{\text{th}}$).

Erschließungsmöglichkeiten am Standort

Erschließungsmodell Rotliegend-Vulkanite (Oberkarbon)

Unter Berücksichtigung der sehr hohen Kosten für eine Erschließung mittels HDR-Technologie wird diese Option nur unter dem Aspekt einer kombinierten Strom- und Wärmegewinnung und zunächst ohne Berücksichtigung der Wirtschaftlichkeit betrachtet. Für eine Stromerzeugung aus Geothermie werden generell mindestens **100°C** angesetzt. Nach der in Kapitel 2.6 vorgenommenen Temperaturabschätzung bedeutet dies für das **Projektgebiet eine Mindestbohrtiefe von ca. 3.100 m**. Um unter dem Gesichtspunkt des EEG eine Stromproduktion im MW-Bereich anzustreben, sollte die Temperatur deutlich höher liegen (größere Bohrtiefe). Weiterhin sollten für erfolgreiche Stimulationsmaßnahmen **„fracbare“ (spröde) Gesteine** vorliegen. Theoretisch bieten sich im Untergrund des Projektgebietes hierfür die Sedimentgesteine des Oberkarbons und die Vulkanite des Rotliegenden an.

Eine Erschließung des Oberkarbons mittels HDR-/HFR-Technologie scheint nach Erkenntnissen, die im Prometheus-Projekt der Ruhr-Universität Bochum gewonnen worden sind, grundsätzlich möglich. Am Projektstandort wird der vermutlich geringe Anteil „spröder“ Karbon-Sandsteine allerdings als nachteilig angesehen. Auch die notwendige Bohrtiefe von deutlich über 4.600 m und die damit verbundenen Kosten lassen eine derartige Erschließung als riskant und zum gegenwärtigen Zeitpunkt als wirtschaftlich kaum darstellbar erscheinen. Es sollen daher an dieser Stelle nur die Rotliegend-Vulkanite als mögliches Ziel einer HDR-/HFR-Erschließung diskutiert werden. Sollten die Mächtigkeiten der

Vulkanite allerdings unzureichend sein, müssten die obersten Abschnitte der Oberkarbon-Abfolge mit berücksichtigt werden. Den Rotliegend-Vulkaniten im Norddeutschen Becken wird ein großes Potenzial zur Bereitstellung elektrischer Energie zugeschrieben (Abb. 22, z.B. [18], [41]).

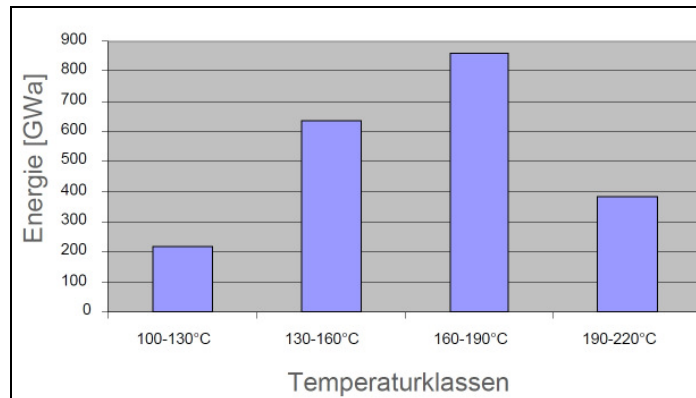


Abb. 22: Strompotenzial der Rotliegend-Vulkanite ([15]).

Bei einer Übertragung auf den Standort Hodenhagen wäre eine **Bohrlokation** mit Explorationsziel Rotliegend-Vulkanite im Bereich der subsalinaren Schichten relativ frei wählbar (vgl. Kapitel 2.5.3). Eine Erschließung mittels HDR-/HFR-Technologie macht aufgrund der hohen Kosten – wie vorher erwähnt – vermutlich nur unter dem Aspekt der Kraft-Wärme-Kopplung Sinn, was die unmittelbare Nähe einer möglichen Wärmeabnahme-Struktur bedingt.

Bei einem Bohransatzpunkt im Bereich des Blumenviertels wären die Rotliegend-Vulkanite ab einer Tiefe von ca. **4.600 m** zu erwarten. Die Gesamtbohrlänge sollte demnach mehr als 5.000 m (MD) betragen, um eine ausreichende Strecke (abgelenkter Bohrabschnitt) für die Durchführung mehrerer paralleler Fracmaßnahmen zu erschließen. Hierbei wird eine Ausbildung vertikaler Risse in Richtung der Hauptspannung im prä-salinaren Stockwerk erwartet. Diese ist im zentralen Teil des Norddeutschen Beckens NW-SE bzw. NNW-SSE gerichtet (Abb. 23).

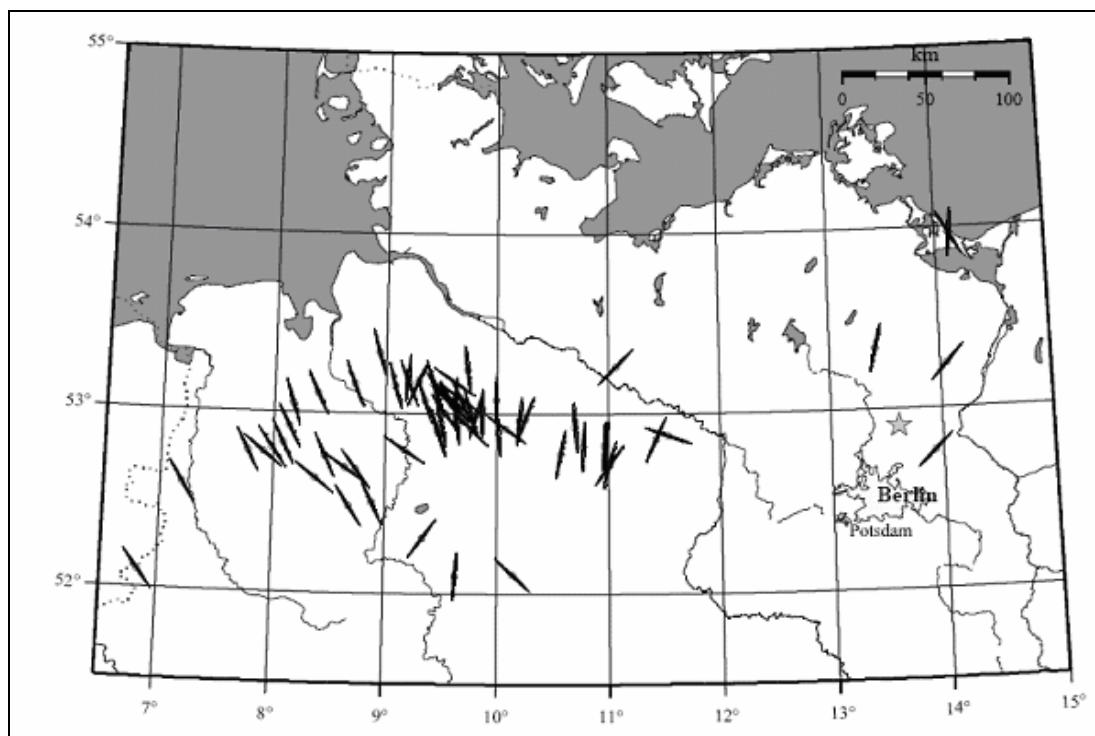


Abb. 23: Maximale horizontale Spannungsrichtungen im Subsalinar im Norddeutschen Becken ([42]).

In der anvisierten Tiefenlage können Temperaturen von über **155°C** erwartet werden (vgl. Kap. 2.6). In Abhängigkeit vom Erfolg der Stimulationsmaßnahmen, den daraus resultierenden möglichen Fließraten und der Anlagenkonfiguration können nach einem eher konservativen Ansatz (z.B. Soultz-sous-Forets, Bochum) von max. 30 l/s **ca. 13,2 MW_{th}** (thermisch) möglich sein. Bei Fließraten in der Größenordnung von 50 l/s, wie sie im HDR-Projekt Bad Urach nach verschiedenen Tests für realisierbar gehalten wurden, sollten **ca. 21,9 MW_{th}** realisierbar sein.

Eine vorgeschaltete Stromgewinnung (**KWK**) senkt in Abhängigkeit von der gewählten Anlagenkonfiguration (ORC-/ Kalina-Anlage) und der Rücklauftemperatur die Effizienz der Wärmebereitstellung. Beim Einsatz einer **wassergekühlten ORC-Anlage** mit 70°C Rücklauf wäre bei einer Fließrate von 30 l/s eine Leistung von **ca. 1,4 MW_{el}** und eine nachgeschaltete Wärmeleistung von **2,5 MW_{th}** möglich. Bei einer Fließrate von 50 l/s können **ca. 2,2 MW_{el}** und **4,2 MW_{th}** veranschlagt werden. Bei einer parallelen Wärmeauskopplung verändern sich die Werte entsprechend.

3.2 Erschließung mittels Hydrogeothermischer Dublette

Methodik

Bei diesem Konzept handelt es sich um die derzeit effektivste großtechnische Erschließungsmethode. Hierbei werden hochtemperierte Thermalwässer aus tiefen wasserführenden Gesteinsschichten (Aquiferen) gefördert und sowohl zur Warmegewinnung als auch – bei ausreichend hohen Temperaturen – zur Stromerzeugung genutzt. Vorausset-

zung ist allerdings das Vorhandensein dieser tiefen wasserführenden Gesteinsschicht und eine ausreichende Menge förderbaren Thermalwassers. Diesbezüglich sind alle hydrogeothermalen Projekte mit einem mehr oder weniger großen Fündigkeitsrisiko behaftet.

Die Erschließung einer hydrothermalen Lagerstätte erfolgt oftmals mittels einer so genannten geothermischen Dublette, die aus einer **Förder-** bzw. **Produktions-** und einer **Injektionsbohrung** besteht. Grundsätzlich ist aber auch eine Kombination von mehreren Förder- und Injektionsbohrungen möglich. Das klassische System einer geothermischen Dublette besteht aus **zwei vertikalen Bohrungen**, die in entsprechender Entfernung voneinander abgeteuft werden (Abb. 24). Ein Abstand zwischen den Bohrungen ist erforderlich, um einen hydraulischen bzw. thermischen Kurzschluss zwischen Förder- und Injektionsbohrung zu vermeiden und eine lange Nutzungsdauer des geothermischen Systems zu gewährleisten. Wichtige Einflussfaktoren sind hierbei die geologischen Untergrundverhältnisse und die Ausbildung der wasserführenden Gesteinsschichten (Mächtigkeit, flächenhafte Ausdehnung, Porosität, Permeabilität).

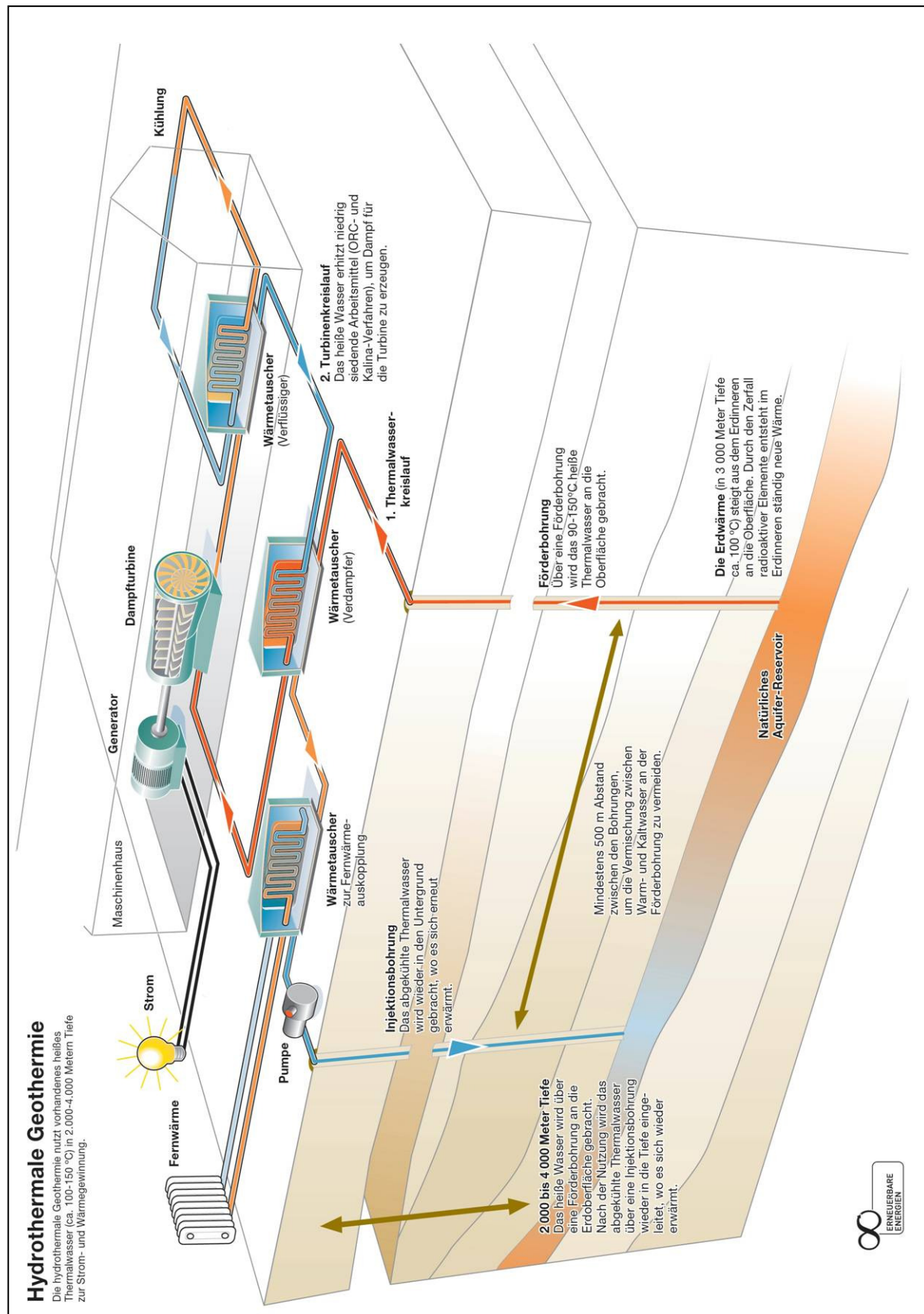


Abb. 24: Prinzipskizze der Erschließung mittels geothermischer Dublette ([43]).

Diese klassische Konfiguration bedingt allerdings einen relativ großen obertägigen Platzbedarf zur Realisierung des erforderlichen Bohrungsabstandes sowie die Notwendigkeit von zwei Bohrplätzen und später von zwei Betriebspunkten. Aus diesem Grund wird heutzutage immer mehr dazu übergegangen, die Bohrungen von einem Bohrplatz aus niederzubringen, auf dem später auch alle technischen Einrichtungen installiert werden können. Die Erschließung des Heißwasseraquifers erfolgt durch **abgelenkte Bohrungen** (Abb. 25).

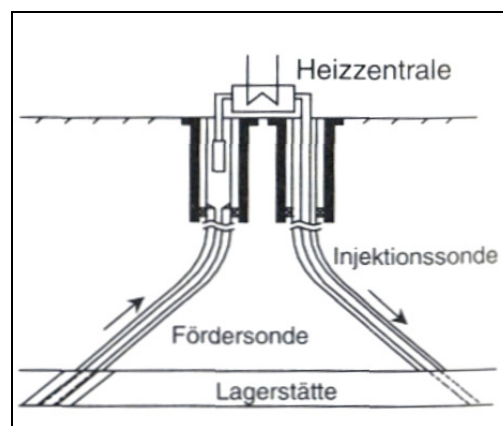


Abb. 25: Schematische Darstellung einer Erschließung durch abgelenkte Bohrungen ([44]).

Aus der Förderbohrung wird mit Hilfe einer leistungsfähigen Unterwasserpumpe Thermalwasser entnommen und an der Oberfläche über einen Wärmetauscher geleitet. Die so gewonnene Wärme wird einem oberirdischen Heißwasserkreislauf, z.B. einem Fernwärmenetz, zugeführt. Falls das geförderte Tiefenwasser für direkte Nutzungen eine zu geringe Temperatur aufweist, kann diese mittels einer Wärmepumpe angehoben werden. Das abgekühlte Wasser wird in der Regel über die Injektionsbohrung wieder in den geothermischen Nutzhorizont zurückgeführt. Dies ist erforderlich, da die Tiefenwässer im Allgemeinen hoch mineralisiert sind (vgl. Kap. 2.7) und einen hohen Gasgehalt aufweisen. Darüber hinaus spielen neben den entsorgungstechnischen Gründen auch hydrogeologische Aspekte eine wichtige Rolle. So kann es zu Problemen, z.B. zu Ausfällungen, kommen, wenn die Injektion des geförderten Tiefenwassers nicht in denselben Aquifer erfolgt, aus dem produziert wird. Durch die Wiedereinleitung soll der Aquifer außerdem langfristig regeneriert werden. Die Technik der hydrothermalen Nutzung mittels Dubletten ist weitgehend ausgereift. Besonders in Frankreich, aber auch in Italien, Polen, Österreich oder Deutschland (z.B. Neustadt-Glewe und Waren) bestehen seit einigen Jahren bzw. teilweise auch Jahrzehnten hydrothermale Anlagen.

Bei Temperaturen über 100°C kann mittels zusätzlicher Technologie, wie z.B. einer ORC-Anlage (Organic Rankine Cycle) oder einer Kalina-Anlage (Wasser-Ammoniak-Mischung als Arbeitsmedium), Strom erzeugt werden. Längere Erfahrungswerte liegen hierbei für ORC-Anlagen vor. Jüngste Beispiele für die erfolgreiche Anwendung der Kraft-Wärme-Kopplung aus geothermischer Energie sind die Projekte in Unterhaching (hydrothermale

Dublette, Kalina-Technologie, 3,4 MW_{el}, 38 MW_{th}) und Landau (hydrothermale Dublette, ORC-Technologie, 2,5 MW_{el}, 6 MW_{th}), bei allerdings außergewöhnlich guten geologischen Ausgangsbedingungen. Zahlreiche weitere Anlagen befinden sich derzeit im Bau bzw. haben kürzlich den Betrieb aufgenommen. Für das Norddeutsche Becken wird davon ausgegangen, dass die natürliche Ergiebigkeit der hier vorhandenen Tiefenaquifere an den meisten Standorten nicht für eine großtechnische geothermische Nutzung ausreichend ist. Um ausreichende Volumenströme nutzen zu können, werden daher gezielt Kluft- oder Störungszonen exploriert und/oder entsprechende technische Maßnahmen (Stimulation) in die Ausführungs- und Finanzierungskonzepte eingeplant. Im Prinzip werden daher die meisten zukünftigen hydrogeothermischen Projekte Norddeutschlands als EGS-Systeme zu bezeichnen sein.

Möglichkeiten am Standort

Erschließungsmodell Buntsandstein

Die Sandsteinhorizonte des **Mittleren Buntsandstein** bilden ein mögliches Explorationsziel für eine Thermalwassernutzung im Projektgebiet (Abb. 26). Bei einer Tiefenlage von **ca. 3.350 m** für die Oberkante des Mittleren Buntsandstein sollten Temperaturen von etwa **116°C** in der Zieltiefe angetroffen werden. Wie bereits in Kapitel 2.5.4 erwähnt, kann für den Großraum Hodenhagen bezüglich dieser Gesteinsformation ein **Standortvorteil** angenommen werden. Der mit einem hohen Speicherpotenzial versehene **Doettingen-Sandstein** weist hier große Mächtigkeiten und vermutlich recht gute Speichereigenschaften auf. Negativ könnte sich allerdings die mehr oder weniger starke Kompressionstektonik bemerkbar machen, die den tiefen Untergrund der Region beeinflusst und primär vorhandene Porositäten reduziert haben könnte. Störungszonen mit Dehnungscharakter, an denen bessere Wasserwegsamkeiten erwartet werden könnten, sind im postsalinaren Untergrund von Hodenhagen leider nicht vorhanden. Es ist daher fraglich, ob ausreichende Wegsamkeiten für eine geothermische Nutzung bestehen. Förderraten von > 50 m³/h sind vermutlich nur über Stimulationsmaßnahmen zu erzielen.

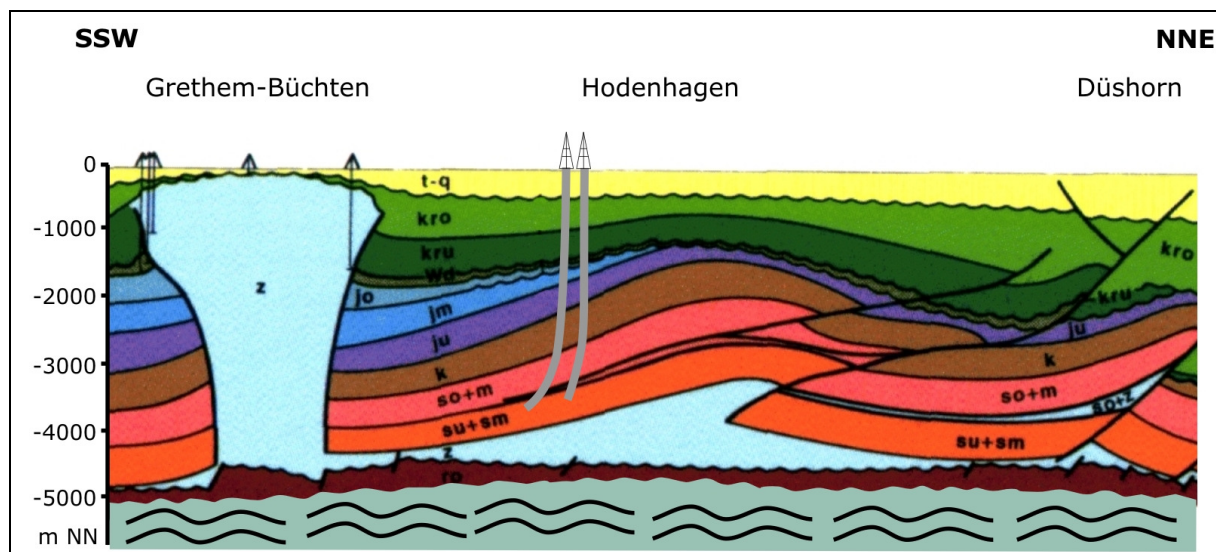


Abb. 26: Stark schematisierte Darstellung einer möglichen Erschließung des Mittleren Buntsandstein (Profil: nach [20]).

Unter der Voraussetzung, dass ausreichende Volumenströme realisiert werden können, sollte im Projektgebiet eine thermische Leistung von ca. **4,1 MW_{th}** (bei 15 l/s) bzw. ca. **8,3 MW_{th}** (bei 30 l/s) darstellbar sein. Beim Einsatz einer wassergekühlten ORC-Turbine mit nachgeschalteter Wärmeauskopplung sollten in Hodenhagen **ca. 0,3 MW_{el}** und **ca. 1,3 MW_{th}** (bei 15 l/s) bzw. **ca. 0,5 MW_{el}** und **ca. 2,5 MW_{th}** (bei 30 l/s) realisiert werden können. Insgesamt wird eine **Erschließung** als **risikoreich, aber möglich** angesehen.

Erschließungsmodell Rhät

Die Tiefenlage der Rhät-Oberkante liegt hier bei **2.300 m**. Die Gesteinstemperaturen in diesen Tiefenlagen sollten knapp über **80°C** betragen. Mittels geothermischer Dublette ist eine Heizleistung von ca. **1,9 MW_{th}** (bei 15 l/s) oder **3,8 MW_{th}** (bei 30 l/s) ableitbar. In Abbildung 27 ist eine mögliche Erschließung der Rhät-Sandsteine mittels geothermischer Dublette schematisch dargestellt.

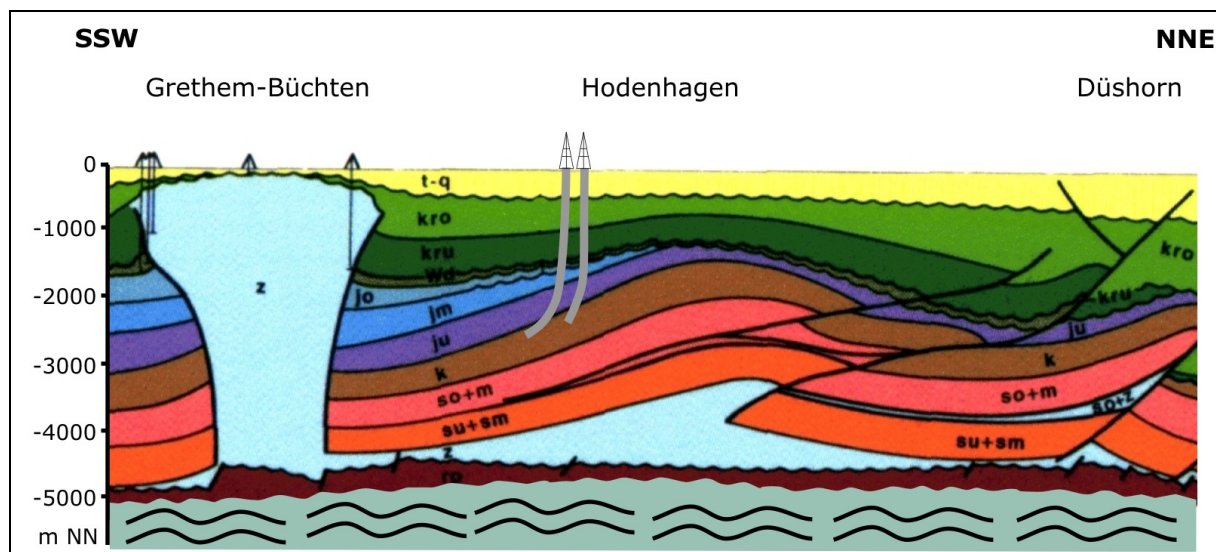


Abb. 27: Stark schematisierte Darstellung einer möglichen Erschließung des Rhät (Profil: nach [21]).

Die Sandsteine des Rhät-Keuper, besonders mit der Abfolge des Mittelhät-Hauptsandsteins, sollten im Projektgebiet kritische Porositäten haben. Die zu erwartenden Mächtigkeiten dürften sich im Falle einer geothermischen Nutzung als vermutlich ebenfalls kritisch erweisen. Das **Risiko** einer Erschließung wird mit der derzeit zur Verfügung stehenden Technik insgesamt als **zu hoch** angesehen.

Erschließungsmodell Unterkreide (Wealden/ Bückeberg-Formation und Valangin)

Das höchste Stockwerk für eine hydrogeothermale Erschließung mittels Dublette ist die Unterkreide. Die Sandsteine des Wealden sind unter dem gesamten Projektgebiet in **1.300 bis 1.580 m** Tiefe anzutreffen und sind weniger von Kompressionstektonik betroffen. Die Gesteinstemperaturen in diesen Tiefenlagen sollten **55 bis 60°C** betragen. Damit können Temperaturen erreicht werden, die für moderne Heizsysteme interessant sind. Bezüglich der Porositäten liegen Angaben aus nahe gelegenen Bohrungen vor. Es wird hier von Porositäten zwischen 12 und 26% ausgegangen. Die nachgewiesenen Zuflüsse sind allerdings als deutlich zu niedrig zu bezeichnen. Auch im Falle der Unterkreide müssen 15 l/s als Minimum angesehen werden. Damit könnten bei einer Rücklaufftemperatur von 35°C thermische Leistungen **zwischen 1,3 und 1,6 MW** bereitgestellt werden. Die Bohrungen in unmittelbarer Nähe zum Projektgebiet lassen jedoch vermuten, dass die Sandsteine im Untergrund des Blumenviertels nicht in ausreichender Mächtigkeit vorhanden sind. Eine **Erschließung** wird daher als **risikoreich** eingestuft.

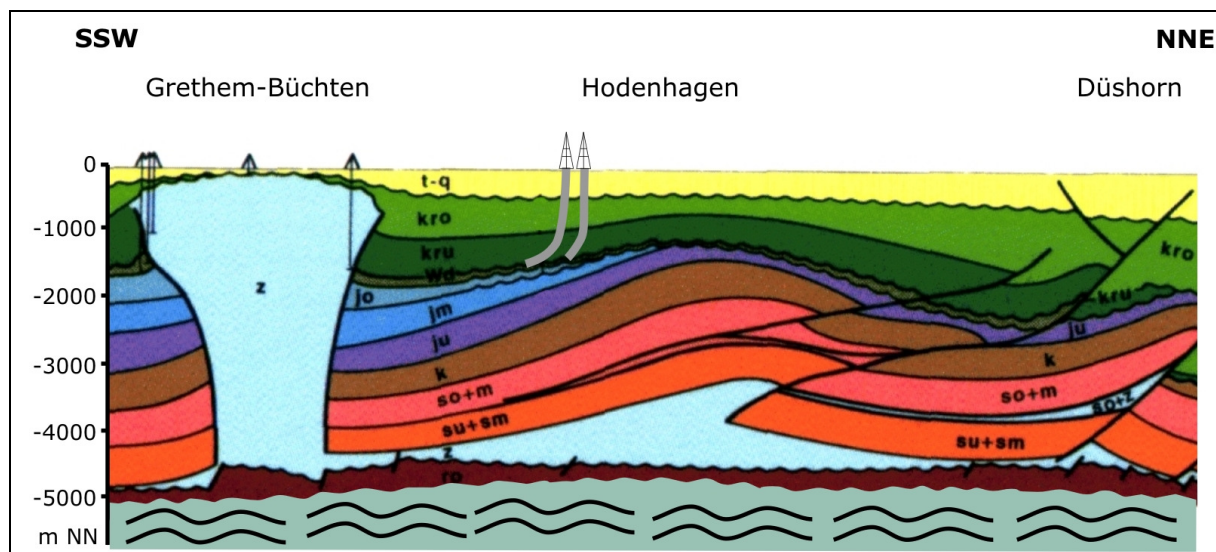


Abb. 28: Stark schematisierte Darstellung einer möglichen Erschließung des Wealden (Profil: nach [21]).

3.3 Erschließung mittels Tiefer Erdwärmesonde mit Fluidzirkulation

Methodik

Tiefe Erdwärmesonden nutzen ähnlich wie oberflächennahe Sonden direkt die Gesteinswärme. Sie arbeiten nach dem Prinzip eines Wärmetauschers, bei dem durch Wärmeleitung aus dem Gestein über die Verrohrung und das Hinterfüllmaterial der Sonde die Wärmeübertragung auf das in der Sonde zirkulierende Fluid erfolgt. Die Wärmetauscherfläche ist somit durch die Oberfläche der Bohrlochwand begrenzt. Eine Tiefe Erdwärmesonde besitzt einen **geschlossenen Wasserkreislauf**, aus dem weder Wasser in das umgebende Gestein austritt noch umgekehrt Wasser in die Bohrung eindringen kann. Durch den Wärmeentzug kühlt sich das Umgebungsgestein etwas ab. Es entsteht ein horizontaler Temperaturgradient, der das Nachfließen von Wärme aus der weiteren Umgebung zur Folge hat.

Die Bohrung selbst besteht aus einem Stahlrohr (Casing), das durch einen hoch wärmeleitenden Zement mit dem umgebenden Gestein verbunden ist. Mittig im Casing befindet sich ein **isoliertes Förderrohr** (Abb. 29).

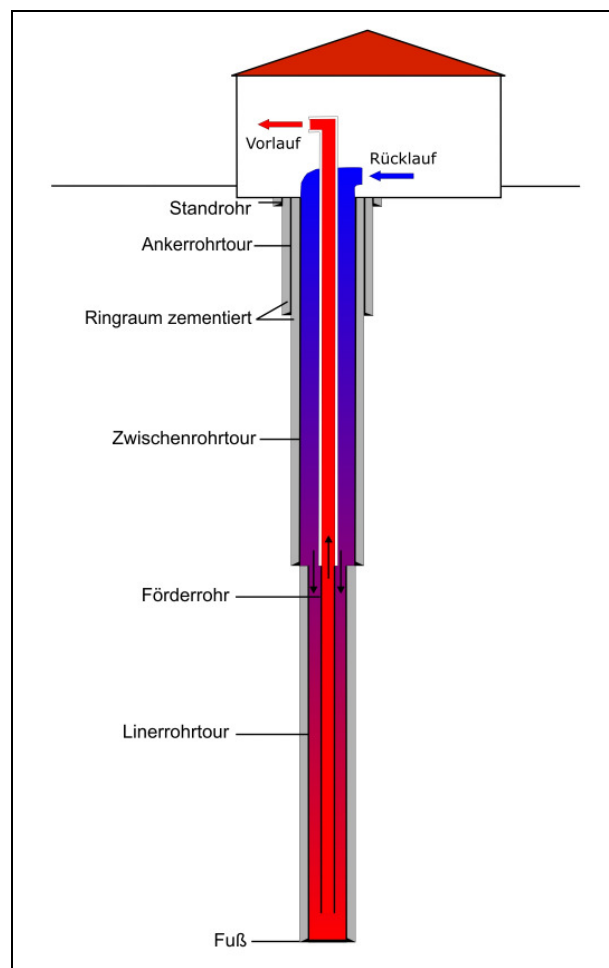


Abb. 29: Prinzipskizze einer tiefen Erdwärmesonde.

Im Ringraum strömt kaltes Wasser mengengeregelt in die Tiefe und erwärmt sich konvektiv durch das Stahlrohr hindurch am Gestein. Sobald es am tiefsten Punkt der Bohrung angekommen ist, kehrt sich die Fließrichtung um, so dass das nun heiße Wasser durch das Förderrohr an die Oberfläche zurückkehrt. Die Auslegung des Förderrohrs ist von entscheidender Bedeutung für die Fördertemperatur und damit die zur Verfügung stehende thermische Leistung. Die GeoDienste GmbH arbeitet, in Kooperation mit verschiedenen Herstellerfirmen, an der Entwicklung innovativer Förderrohrsysteme. Schwerpunkte hierbei sind die Wärmeisolierung und die Erhöhung der Turbulenz im Ringraum, um den Wärmeaustausch zu erhöhen. Vom Sondenaustritt gelangt das aufgewärmte Fluid in die oberirdische Nutzungsanlage, wo es je nach Konfiguration der Systemkomponenten ausgekühlt und mit einer Sondenkreispumpe wieder in den Ringraum zurückgeführt wird. In der Bohrung selbst befinden sich keine mechanischen Teile. Alle mechanischen Anlagenkomponenten sind **wartungsfreundlich** im Technikraum des zu versorgenden Gebäudes installiert.

Anders als Dubletten-Systeme sind Tiefe Erdwärmesonden nicht auf einen gut durchlässigen tiefen Grundwasserleiter angewiesen, der durch mindestens zwei Tiefbohrungen erschlossen werden muss. Da der Wasserkreislauf einer Erdwärmesonde nur einen ther-

mischen Kontakt zum umgebenden Gestein hat, kann kein salzhaltiges und damit hochgradig korrosives Formationswasser des tieferen Untergrundes in die Bohrung eindringen und diese sowie deren übertägige Aggregate durch Korrosion, Mineralausfällungen etc. beschädigen. Auch eine Schutzgasatmosphäre, wie sie zum Teil bei Dublettensystemen erforderlich ist, entfällt bei Erdwärmesonden. Der Wasserkreislauf innerhalb der Sonde wird im Wesentlichen durch den Dichtekontrast von warmem und kaltem Wasser aufrechterhalten. Auf teure, energieintensive und temperaturanfällige Tiefpumpen kann also verzichtet werden. Vorteile liegen außerdem bei der vergleichsweise unkomplizierten Anlagentechnik und beim Wegfall des Fündigkeitsrisikos. Der Hauptnachteil gegenüber hydrogeothermischen Dubletten ist der geringere Wirkungsgrad. Da eine deutliche Temperaturdifferenz zwischen der Gesteinstemperatur und der Sondenkopftemperatur besteht, lassen sich derartige Systeme im direkten Wärmetausch nur im Niedrigtemperaturbereich vernünftig nutzen.

Die **thermische Leistung** einer Erdwärmesonde wird von den geologischen Randbedingungen wie dem regionalen Wärmefluss sowie dem konvektiven und konduktiven Wärmetransport beeinflusst. Im Gegensatz zu diesen, für einen Nutzungshorizont unveränderlichen Faktoren, kann durch die technische Ausführung der tiefen Erdwärmesonde und das Nutzungskonzept Einfluss auf die maximale Leistung und die jährlich gewinnbare Wärmemenge genommen werden. Die Entzugsleistung wächst quasi linear mit der Vergrößerung des Bohrungsquerschnittes, jedoch sind auch die allseitige Ankopplung der Sonde an das Gebirge und das nichtlaminare Fließen des Wärmeträgermediums leistungsbestimmend. Auch die Bedeutung des haustechnischen Konzeptes sollte nicht unterschätzt werden. Die nutzbare Kopftemperatur ist sehr stark von der Sondenkonfiguration und der Wasserumlaufmenge abhängig. Die resultierende thermische Leistung einer EWS wird außerdem von der Differenz aus Fördertemperatur und Rücklauftemperatur definiert. Durch die Verknüpfung einer tiefen Erdwärmesonde mit niedertemperierten Betonkernaktivierungen und Flächenheizsystemen lässt sich die Leistung ebenso steigern wie durch den Einsatz von (Groß-)Wärmepumpen (z.B. Prenzlau). Je nach dem gewählten haustechnischen Konzept kann die Leistung auch durch diskontinuierliche Nutzung mit kurzen Regenerationsphasen oder durch den Einsatz von Wärmespeichern gesteigert werden. Die durchschnittliche Entzugsleistung im Teufenbereich der (positiv) wirksamen Wärmetauscherfläche variiert in Abhängigkeit von der Endteufe und den obigen Faktoren. Als grober Schätzwert können ca. 100 W/m Bohrteufe angenommen werden. Aufgrund der hohen Bohrkosten und dieser vergleichsweise geringen Energiebereitstellung sind derartige Systeme ohne Fördermittel, wie z.B. das Marktanreizprogramm, wirtschaftlich nur schwer darstellbar.

Möglichkeiten am Standort

Erschließungsmodell Tiefe Erdwärmesonde mit Flüssigkeitszirkulation

Generell lässt sich eine Tiefe Erdwärmesonde relativ unabhängig von den geologischen Untergrundverhältnissen **überall im Projektgebiet** installieren. Aufgrund der Bereitstellung von thermischer Energie im Niedertemperaturbereich eignen sich Tiefe Erdwärmesonden z.B. für Gewerbeanlagen oder öffentliche Gebäude. Dabei ist neben der Gebäu-

deheizung prinzipiell auch die Bereitstellung von Klimakälte aus einer tiefen Erdwärmesonde möglich. Über eine Adsorptionskältemaschine kann die bereitgestellte Energie in Kälte umgewandelt werden. Die Wirtschaftlichkeit einer derartigen Anlagenauslegung muss aber im Einzelfall geprüft werden.

Die Auslegung einer Tiefen Erdwärmesonde sollte immer stark am Grundlastbedarf des Nutzungssystems orientiert sein. Bei einer optimalen Auslegung des Heizungssystems ist über Direktwärmetausch und Wärmepumpen in der Regel eine thermische Gesamtleistung der Sonde von **0,25– 0,35 MW_{th}** möglich. Für die angeführten Werte der Sondenleistung wurden eine moderate Umlaufleistung in der Größenordnung von max. 10 m³/h und eine Rücklauftemperatur von max. 30°C zugrunde gelegt. Somit wäre im Projektgebiet eine Bohrung bis in eine **Tiefe von ca. 3.100 m** notwendig, die ihre Endteufe im **Oberen Buntsandstein** erreichen dürfte (Abb. 30). Für diese Tiefenlage liegt die Temperaturerwartung gemäß Kapitel 2.6 bei ca. **100°C** (Gebirgstemperatur). Unter Berücksichtigung der Tiefenlage kann mit einer Sondenkopftemperatur von ca. **50°C** gerechnet werden. Ein Standortvorteil durch die Salzstruktur Hodenhagen und ein damit verbundenes erhöhte Temperaturpotenzial ist aufgrund der randlichen Lage des Projektgebietes kaum zu erwarten (vgl. Kap. 2.4.3).

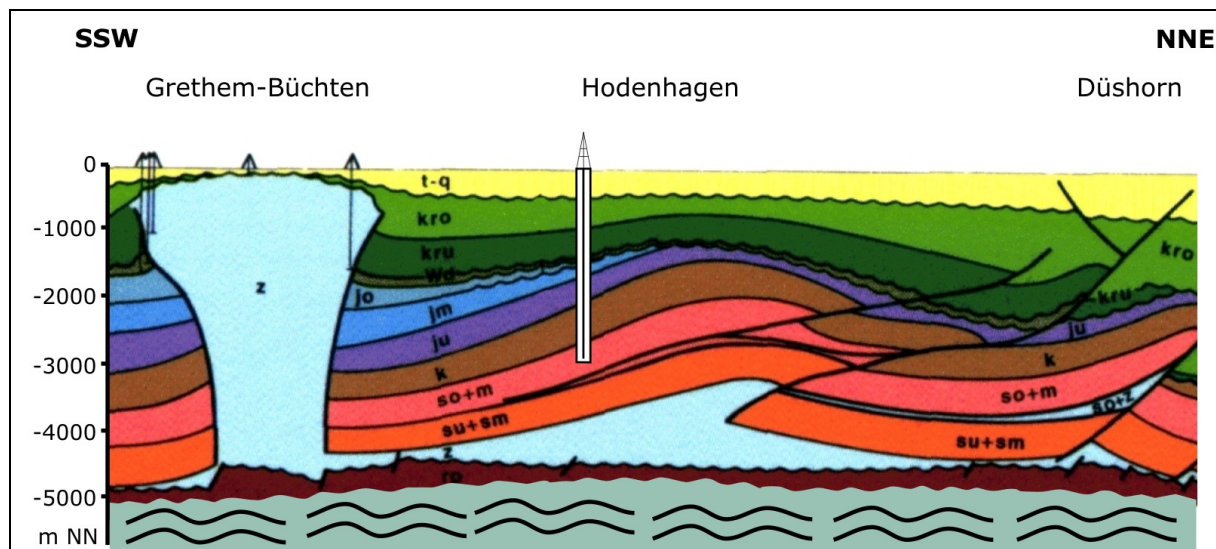


Abb. 30: Schematische Darstellung einer möglichen geothermischen Erschließung mittels Tiefer Erdwärmesonde (Profil: nach [21]).

Bei einer Realisierung einer Tiefen Erdwärmesonde wird die thermische Leistung modelliert (z.B. mittels Shemat[®]). Hierbei fließen u.a. detaillierte Betriebsdaten der zu versorgenden Anlage mit ein. Durch Veränderung der Bohrtiefe, der Zirkulationsrate und der Sondereinlauftemperatur ist eine optimale Anpassung an die jeweilige Bedarfssituation möglich.

3.4 Erschließung mittels Einbohrloch-Zirkulationsverfahren

Die konventionellen Dublettenverfahren (vgl. Kap. 3.2) haben den Nachteil, dass sie mindestens zwei Tiefbohrungen benötigen. Die sich daraus ergebenden hohen Investitionskosten erfordern eine ausreichende Ergiebigkeit des Thermalwasseraquifers, damit das System wirtschaftlich arbeitet. Eine Tiefe Erdwärmesonde (vgl. Kap. 3.3) benötigt zwar nur eine Bohrung und kommt ohne permeables Speichergestein aus, ist in ihrer Leistung aber deutlich begrenzt. Das vom LIAG (ehemals GGA) und der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) entwickelte **Einbohrloch-Zirkulationsverfahren** versucht daher, die Vorzüge der Tiefen Erdwärmesonde (Einbohrlochverfahren) mit der hohen Leistung einer Dublette zu verbinden. Im Gegensatz zur Tiefen Erdwärmesonde wird bei dieser Technologie die Wärmetauscherfläche ins bohrlochnahe Gestein verlegt und damit deutlich vergrößert.

Das GEOZENTRUM Hannover hat seit 2003 im Rahmen des GeneSys-Projektes an der aufgelassenen Erdgasbohrung Horstberg Z1 drei Varianten des Verfahrens getestet, die nachfolgend beschrieben werden sollen. Das Projekt befindet sich zurzeit in der Realisierungsphase. Am 27.11.2009 wurde der Zielhorizont der Tiefbohrung „Groß Buchholz GT-1“ am GEOZENTRUM Hannover in 3.901 m Tiefe erreicht. Mit > 160 °C wurden Temperaturen an der Bohrlochsohle gemessen, die die Erwartungen weit übertreffen.

Methodik

Einsonden-Zweischicht-Verfahren

Bei dieser Variante soll die Bohrung mittels künstlich erzeugter großflächiger Risse an wasserführende Kluftzonen, Störungen oder Schichten angeschlossen werden, um den Zulauf auf wirtschaftlich relevante Raten zu steigern. Das geförderte Thermalwasser wird nach der Nutzung über den Ringraum derselben Bohrung in einen höher liegenden Horizont reinjiziert (Abb. 31).

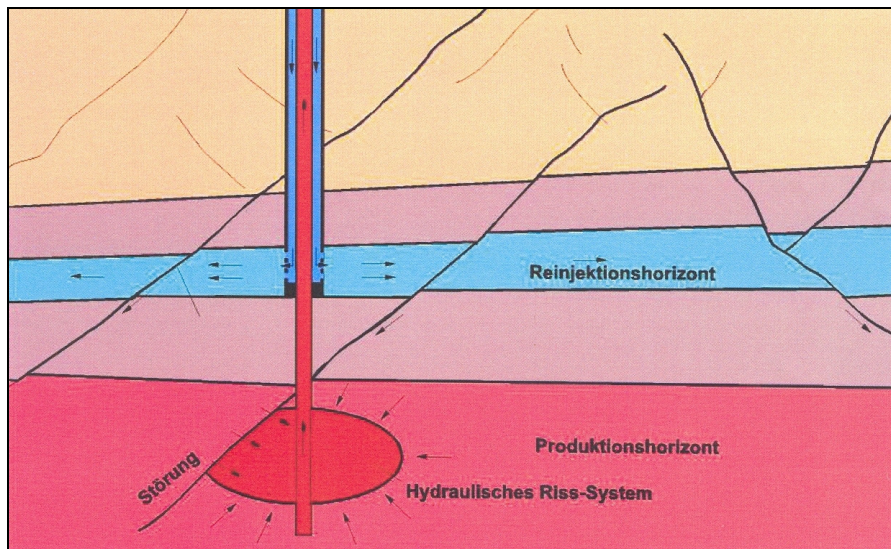


Abb. 31: Schematische Darstellung des Einsonden-Zweischicht-Verfahrens ([45]).

Bei moderaten Förderleistungen ist eine hydraulische Verbindung der beiden Horizonte nicht zwingend notwendig. Bei höheren Produktionsraten besteht allerdings die Gefahr, den Aquifer durch fehlende Regeneration langfristig zu schädigen. Der geplante Anschluss an einen deutlich höher gelegenen Reinjektionshorizont konnte in der Bohrung Horstberg nicht nachgewiesen werden. Bei der GeneSys-Bohrung in Hannover wurde, nach derzeitigem Kenntnisstand, kein nennenswerter Thermalwasserzutritt aus dem Mittleren Buntsandstein festgestellt. Das Einsonden-Zweischicht-Verfahren ist damit am Standort vermutlich nicht realisierbar.

Tiefenzirkulationsverfahren

Sollte sich diese Einschätzung bestätigen, kommt das Tiefenzirkulationsverfahren zur Anwendung, dass in der Bohrung Horstberg Z1 erfolgreich getestet wurde. Hierbei wird versucht, durch Wasserfracs eine Verbindung zwischen zwei oder mehreren durchlässigen Horizonten herzustellen. Nach erfolgreicher Stimulation wird kaltes Wasser über die Bohrung in den tieferen, wärmeren Horizont verpresst und nach Aufheizung im Rissystem aus dem zweiten Horizont gefördert. Abbildung 32 zeigt eine schematische Darstellung des Tiefenzirkulationsverfahrens.

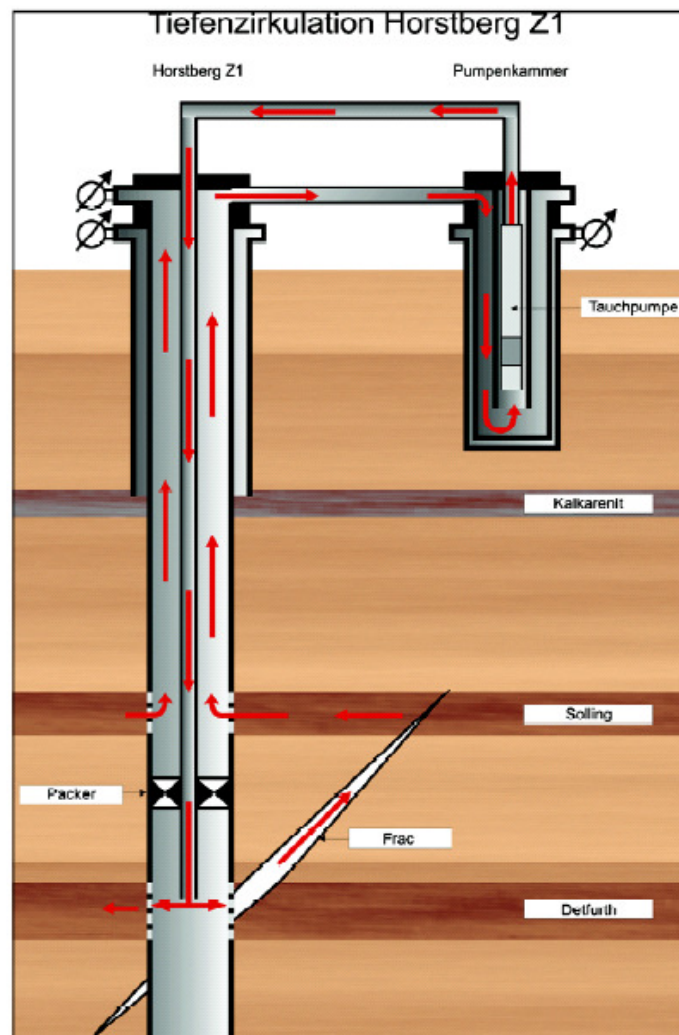


Abb. 32: Schematische Darstellung des Tiefenzirkulationsverfahrens ([45]).

In der Bohrung sind Vor- und Rücklauf durch ein isoliertes Innenrohr und Packersysteme voneinander getrennt. Bei der Bohrung auf dem Gelände des GEOZENTRUMS Hannover wird angestrebt, eine Verbindung zwischen den relevanten Sandsteinhorizonten (Detfurth und Solling) des Mittleren Buntsandsteins herzustellen.

Zyklisches Verfahren

Das zyklische Verfahren soll eingesetzt werden, wenn die vorher genannten Varianten nicht den gewünschten Erfolg zeigen. Es basiert ebenfalls auf der Erzeugung großflächiger Rissssysteme mit Anbindung an die Bohrung. Im Rahmen dieser Variante wird kaltes Wasser in die Risse injiziert und dort zur Erwärmung eingeschlossen. Nach der Aufwärmungsphase wird das unter Druck stehende Wasser gefördert und dem Wärmewandlungssystem unter Einsatz von Speichern zugeführt. Das abgekühlte Wasser wird an-

schließlich reinjiziert und der Kreislauf beginnt erneut. Das zyklische Verfahren wurde in der Bohrung Horstberg erfolgreich getestet. Es hat den Vorteil, dass es ohne kostspielige Unterwasserpumpe auskommt, und nicht auf das Vorhandensein permeabler Gesteine angewiesen ist. Nachteile liegen in relativ hohen Pumpleistungen für die Reinjektion und dem diskontinuierlichen Betrieb, der eine Zusatzheizung und Zwischenspeicher notwendig macht.

Möglichkeiten am Standort

Die in Kapitel 3.4 beschriebenen Verfahren können auch im Projektgebiet Anwendung finden. Im Falle unzureichender Fördermengen in einer hydrogeothermischen Explorationsbohrung kann diese zu einem Einbohrloch-Zirkulationssystem ausgebaut werden. Das Hauptziel einer tiefengeothermischen Erschließung ist jedoch immer eine Dublettener-schließung mit ausreichenden Volumenströmen.

Bei den Explorationszielen **Mittlerer Buntsandstein** und **Rhät** sind keine Störungen zu erwarten. Da die Einheiten sich aber aus verschiedenen Sandsteinhorizonten zusammensetzen, ist eine Anwendung des Tiefenzirkulationsverfahrens denkbar. Hierzu müssten die Sandsteinhorizonte durch künstliche Risserzeugung (Stimulation) miteinander verbunden werden. Anschließend wird Wasser in den wärmeren (tieferen) Horizont verpresst und aus dem höher liegenden Horizont gefördert. Das zyklische Verfahren ist ebenfalls für alle vorher genannten Varianten realisierbar, wenn zu wenig oder kein Thermalwasser angetroffen wird.

Generell werden die Einbohrloch-Zirkulationsverfahren beim derzeitigen Stand der Entwicklung und aufgrund der noch ausstehenden Erfahrungswerte als „Notlösung“ für eine unzureichende Dublettenbohrung angesehen. Sollte im Rahmen des GeneSys-Projektes die Machbarkeit und Wirtschaftlichkeit nachgewiesen werden können, stünde eine neue Erschließungsvariante für mittlere Abnahmestrukturen (**1 – 2 MW**) zur Verfügung. Falls keines der beschriebenen Einbohrloch-Zirkulationsverfahren technisch umsetzbar sein sollte, könnte jede gescheiterte Explorationsbohrung noch zu einer Tiefen Sonde ausgebaut werden.

3.5 Nachnutzung von Altbohrungen

Voraussetzungen für eine Nachnutzung von Altbohrungen

Die Nachnutzung einer Altbohrung zur geothermischen Energiegewinnung kann durch die Förderung von Thermalwasser in einem offenen System erfolgen (**hydrogeothermische Nutzung**). Auch ein Ausbau zu einem offenen **HDR-/HFR-System** ist denkbar. In beiden Fällen ist eine zweite Bohrung notwendig, die neu abgeteuft werden muss. Nur in Ausnahmefällen dürfte es möglich sein, zwei benachbarte Altbohrungen als Dublette nutzen zu können. Als Beispiele für eine geothermische Nachnutzung von Kohlenwasserstoff-Altbohrungen im offenen System sind die Bohrungen Horstberg Z1 (LIAG/BGR GeneSys-Projekt), Groß Schönebeck (GeoForschungszentrum Potsdam) und Erding zu nennen.

Eine attraktive Variante ist der Ausbau einer Altbohrung zu einer **Tiefen Erdwärmesonde**. Hierbei lässt sich zwar nur eine deutlich geringere thermische Leistung erzielen und eine Stromerzeugung ist ausgeschlossen, dafür ist das Risiko aber deutlich geringer. Ein ergiebiger Speicherhorizont wird nicht benötigt und teure Stimulationsmaßnahmen sind ebenfalls überflüssig. Bei einer geothermischen Nachnutzung in Form eines geschlossenen Systems sollten auch die haftungstechnischen Bedenken der Betreiberfirmen geringer sein.

Bei einer Evaluation des Nachnutzungspotenzials sind zunächst aktive Fördersonden und Altbohrungen zu identifizieren. Im nächsten Schritt werden Kriterien definiert, anhand derer sich die Möglichkeit einer Nutzung der Altbohrungen zur geothermischen Energieerzeugung ableiten lassen. Für die Beurteilung der einzelnen Bohrungen im Rahmen der Vorstudie wurden insbesondere die nachfolgenden Punkte berücksichtigt:

- Tiefe der Bohrung: > 500 m,
- Zustand der Bohrung: offen-teilverfüllt-verfüllt,
- Entfernung zu möglichen Wärmeabnahmestrukturen,
- Entfernung zu aktiven Produktionsbohrungen,
- erwartete Temperatur an der Bohrlochsohle,
- Gesteinsfolge im Bohrlochtiefsten.

Mögliche Nachnutzung im Raum Hodenhagen

In Anlage 1 sind die im Untersuchungsgebiet vorhandenen Tiefbohrungen dargestellt. Eine Abfrage beim Kohlenwasserstoffauskunftssystem des Landesamtes für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG) bezüglich des Zustandes der Bohrungen hat ergeben, dass die Bohrungen Büchten 2, Büchten 3A, Eickeloh K2, Hodenhagen, Hodenhagen-Süd 1, Krusenhausen T1 und Krusenhausen Z1 bereits wieder „verfüllt“, das heißt verschlossen sind. Für die Bohrung Büchten 1 liegen keine Informationen über den Lochstatus vor. Da diese Bohrung jedoch über 4 km vom Blumenviertel entfernt ist, wird eine Nachnutzung nicht in Betracht gezogen. Somit kommt im Raum Hodenhagen eine Nachnutzung von Altbohrungen nicht in Frage.

4 Möglichkeiten der „mitteltiefen“ geothermischen Erschließung

Besonders in der gewerblichen Nutzung und in der Bestandsanierung entwickelt sich derzeit eine verstärkte Nachfrage nach höheren Entzugsleistungen aus Sondenfeldern oder größeren Sondentiefen. Da Sondenfelder aufgrund des Platzbedarfs nur begrenzt installiert werden können, zeichnet sich eine deutliche Marktentwicklung in Richtung **Mitteltiefer Sonden** ab. Der nicht näher definierte Bereich der „mitteltiefen Geothermie“ umfasst hier den Tiefenabschnitt von einigen hundert Metern (bis ca. 1.000 m), der bislang kaum geothermisch genutzt wird. Das Potenzial dieses „mitteltiefen“ Bereiches wird als außerordentlich hoch eingeschätzt. Durch die größere Sondenlänge lassen sich höhere Temperaturbereiche erschließen. Zudem können bei Sondenlängen > 400 m Fördermittel aus dem Marktanreizprogramm (MAP, bzw. des Förderprogramms Erneuerbare Energien der KfW-Bank) beantragt werden, wodurch die höheren Bohrkosten gedämpft werden können.

4.1 Erdwärmesonden mit Flüssigkeitszirkulation

Methodik

Das mitteltiefe geothermische Potenzial kann mit **Koaxialsonden** erschlossen werden. Die Bohrung selbst besteht dabei (wie bei Tiefen Erdwärmesonden, vgl. Kap. 3.3) aus einem Stahlrohr (Casing), das durch einen hoch wärmeleitenden Zement mit dem umgebenden Gestein verbunden ist. Mittig im Casing befindet sich ein isoliertes Förderrohr. In Koaxialsonden zirkuliert eine Wärmeträgerflüssigkeit und entzieht den umgebenden Gesteinsschichten die Wärme. Nahe der Erdoberfläche sind die Sonden an eine Wärmepumpe angeschlossen. Die Anzahl der Bohrungen, ihr exakter Abstand, ihre Tiefe und Anordnung hängen weitestgehend von den standortspezifischen Untergrundverhältnissen bzw. der Wärmebedarfssituation und dem erforderlichen Temperaturniveau der zu versorgenden Gebäude ab.

Möglichkeiten am Standort

Im Rahmen des Projektes 0285091 wurde das Leistungspotenzial einer Mitteltiefen Erdwärmesonde für den Standort Hodenhagen ermittelt. Dabei wurde für die Erschließung eine Erdwärmesonde von 800 m Länge mit Koaxialausbau vorgeschlagen. Anhand von numerischen Berechnungen wurde die Entwicklung der Sondenkopftemperatur sowie der möglichen thermischen Entzugsleistung der Mitteltiefen Koaxialsonde im langfristigen Betrieb für die gegebenen (hydro-)geologischen, sondenspezifischen und gebäudetechnischen Rahmenbedingungen (in diesem Fall zur Wärmeversorgung des Kindergartens und der Schule) prognostiziert. Die Bedingungen für den Betrieb von Mitteltiefen Erdwärmesonden können als günstig angenommen werden. Im **Teil II der vorliegenden Studie** wird auf diese Option näher eingegangen.

4.2 Erdwärmesonden als Direktverdampfer (heat pipe)

Methodik

Direktverdampfersonden arbeiten mit einem Verdampferfluid (Kältemittel) in der Sonde und nutzen den Phasenwechsel des Arbeitsmediums. Als Kältemittel finden Ethan, Propan, Kohlendioxid und Ammoniak Verwendung. Durch die auf die Sonde einwirkende Gesteinswärme verdampft das Fluid und steigt in der Sonde auf. Am Sondenkopf wird die Wärme entzogen, das Arbeitsmedium kondensiert und fließt nach der Schwerkraft als Flüssigkeitsfilm an der Rohrwand wieder nach unten, womit sich der Kreislauf schließt. Hierbei ist der Sonden Durchmesser so zu wählen, dass eine gegenseitige Behinderung von aufsteigender gasförmiger Phase und herabströmender flüssiger Phase verhindert wird. Große Sondenlängen setzen daher auch große Rohrdurchmesser voraus. Im Vergleich zu Sonden mit Flüssigkeitszirkulation erfolgt der Wärmetransport ohne Hilfsmittel (Pumpen) und verbraucht damit keine Energie. In Abbildung 33 ist Prinzip einer Direktverdampfer-Sonde mit Kohlenstoffdioxid als Verdampferfluid dargestellt.

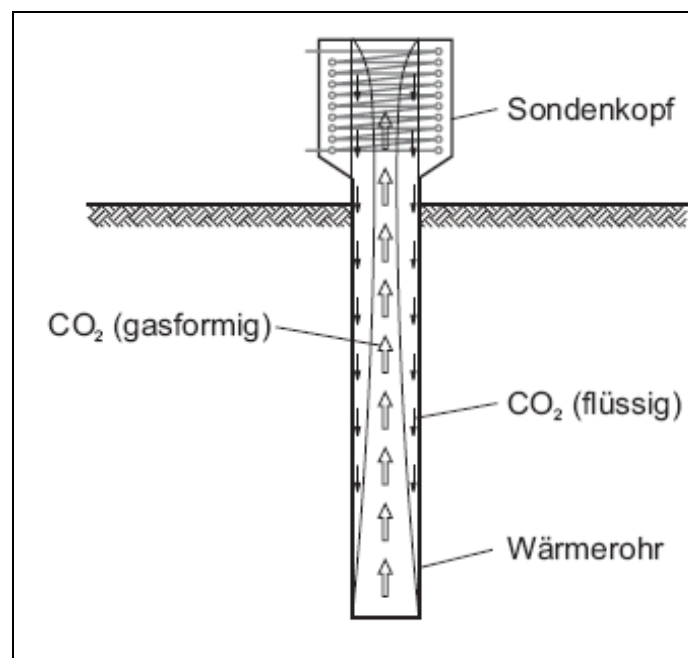


Abb. 33: Prinzip einer Direktverdampfersonde ([46]).

Möglichkeiten am Standort

Der Einsatz von Direktverdampfersonden ist grundsätzlich überall möglich. Bei der Verwendung von **Ammoniak NH₃** als Verdampferfluid sind jedoch aufgrund seiner Einstufung in die Wassergefährdungsklasse 2 genehmigungsrechtliche Auflagen und anlagentechnische Vorsichtsmaßnahmen zu berücksichtigen. Die Verwendung von **Kohlendioxid CO₂** als Verdampferfluid ist dagegen in Bezug auf den Grundwasserschutz unkritisch. Im Gegensatz zu Flüssigkeitszirkulationssonden ist kein Frostschutz notwendig. Aus thermo-

dynamischen Gründen dürfte bei CO₂ –Sonden die Einbautiefe allerdings auf 400 – 500 m begrenzt sein. Damit wäre eine Förderung aus dem Marktanreizprogramm praktisch ausgeschlossen. Anwendungsbeispiele liegen für Mitteltiefe Direktverdampfersonden noch nicht vor. Eine Umsetzung im Untersuchungsgebiet hätte somit einen hohen innovativen Charakter.

5 Möglichkeiten der oberflächennahen Erschließung

Zur Erschließung der Erdwärme aus dem oberflächennahen Untergrund haben sich verschiedene technische Varianten entwickelt, die in Abbildung 34 schematisch dargestellt sind. Bei einer oberflächennahen geothermischen Erschließung handelt es sich um den Entzug von geothermischer Energie aus dem Bereich bis maximal ca. 400 m.

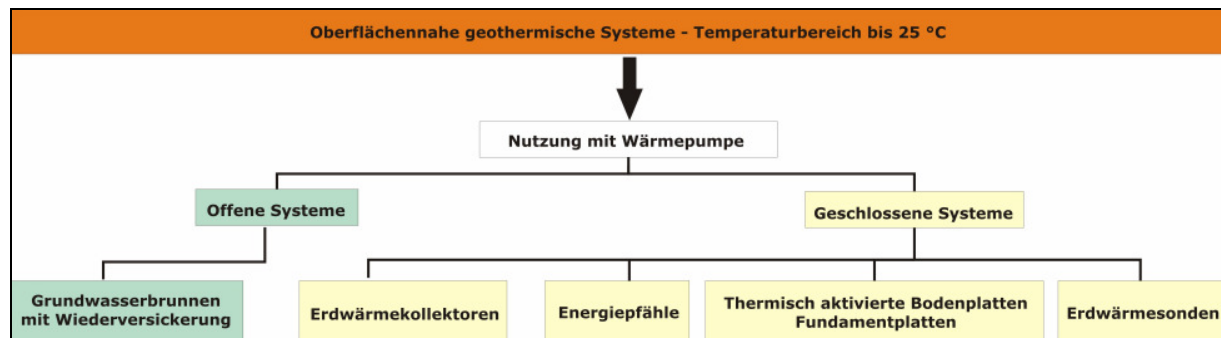


Abb. 34: Erschließungsmethoden oberflächennaher geothermischer Systeme.

Die Auswahl der Wärmequelle (offene oder geschlossene Systeme) bzw. die jeweilige technische Erschließungsvariante richten sich neben den örtlichen geologischen Untergrundverhältnissen bzw. der hydrogeologischen Situation nach dem oberirdischen Platzangebot und den anwendungsspezifischen Bedürfnissen.

Neben den oben genannten Erschließungsmethoden ist eine Nutzung von Roh- und Trinkwasser aus Wasserversorgungsnetzen sowie Abwasser zur Warmegewinnung möglich. Die Methoden werden in dieser Studie allerdings nicht genauer betrachtet, da sie erst bei Städten mit über 10.000 Einwohnern interessant sind.

5.1 Erdwärmesonden mit Flüssigkeitszirkulation

Methodik

Bei Erdwärmesonden handelt es sich um geschlossene Rohrsysteme, die meist **vertikal**, seltener in schräg angelegten in der Regel **ca. 100 m tiefen Bohrungen** installiert werden. Die Sonden bestehen oft aus paarweise gebündelten U-förmigen Kunststoffrohrschleifen (Abb. 35) oder sind als Koaxialsonden ausgebildet (vgl. Kap. 4.1), die nahe der Erdoberfläche über Sammelleitungen an einer Wärmepumpe angeschlossen sind. Nach dem Einbau der Sonde wird der zwischen der Sonde und der Bohrlochwand verbleibende Hohlraum mit einer Ton-Zement-Suspension hohlraumfrei verpresst, um einerseits eine durch die Bohrung ermöglichte hydraulische Verbindung zweier oder mehrerer Grundwasserstockwerke zu verhindern und um andererseits eine thermische Anbindung der Sonde an den Untergrund zu erreichen. Ein Vorteil dieser Erschließungstechnik ist der **geringe Flächenbedarf** sowie die Nutzung eines über das Jahr betrachtet nahezu **konstanten Temperaturniveaus**. Die Anzahl der Bohrungen, ihr exakter Abstand, ihre Tiefe und Anordnung hängen weitestgehend von den standortspezifischen Untergrundver-

hältnissen bzw. der Wärmebedarfssituation und dem erforderlichen Temperaturniveau der zu versorgenden Gebäude ab.

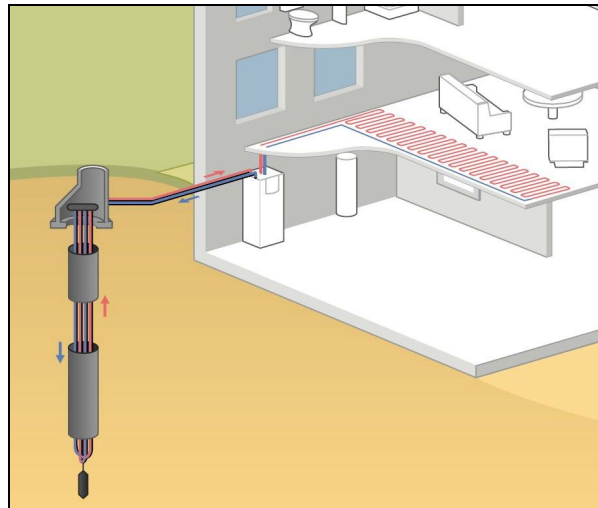


Abb. 35: Geothermische Erschließung mittels Doppel-U-Sonden ([47]).

Der Verein deutscher Ingenieure (VDI) und der Schweizerische Ingenieur- und Architekten-Verein (SIA) haben Regelwerke veröffentlicht, in denen für verschiedene Gesteinsarten spezifische Entzugsleistungen angegeben sind (z.B. VDI 4640 Blatt 2, [48]). Die Angaben beruhen auf langjährigen Erfahrungen und statistischen Auswertungen in Betrieb befindlicher Erdwärmesondenanlagen. In Tabelle 5 sind mögliche spezifische Entzugsleistungen für Erdwärmesonden angegeben. In Abhängigkeit von der Anzahl der Jahresbetriebsstunden (1.800 / 2.400 h) sind je nach Untergrundaufbau zwischen < 20–100 W/m realisierbar.

Tab. 5: Mögliche spezifische Entzugsleistungen für Erdwärmesonden ([48]).

Untergrund	Spezifische Entzugsleistung	
	für 1.800 h	für 2.400 h
<i>Allgemeine Richtwerte:</i>		
Schlechter Untergrund (trockenes Sediment) ($\lambda < 1,5 \text{ W/(m}^*\text{K)}$)	25 W/m	20 W/m
Normaler Festgesteins-Untergrund und wassergesättigtes Sediment ($\lambda < 1,5\text{-}3,0 \text{ W/(m}^*\text{K)}$)	60 W/m	50 W/m
Festgestein mit hoher Wärmeleitfähigkeit ($\lambda > 3,0 \text{ W/(m}^*\text{K)}$)	84 W/m	70 W/m
<i>Einzelne Gesteine:</i>		
Kies, Sand, trocken	< 25 W/m	< 20 W/m
Kies, Sand, wasserführend	65-80 W/m	55-65 W/m
Bei starkem Grundwasserfluss in Kies und Sand, für Einzellagen	80-100 W/m	80-100 W/m
Ton, Lehm, feucht	35-50 W/m	30-40 W/m
Kalkstein (massiv)	55-70 W/m	45-60 W/m
Sandstein	65-80 W/m	55-65 W/m
saure Magmatite (z.B. Granit)	65-85 W/m	55-70 W/m
basische Magmatite (z.B. Basalt)	40-65 W/m	35-55 W/m
Gneis	70-85 W/m	60-70 W/m

Die Werte können durch die Gesteinsausbildung wie Klüftung, Schieferung, Verwitterung erheblich schwanken.

Die Gültigkeit der Angaben beschränkt sich jedoch streng genommen nur auf kleinere Anlagen bis 30 kW Heizleistung, die nur im Heizbetrieb (ggf. Warmwasserbereitstellung) eingesetzt werden und auf die in der Tabelle angegebenen Betriebsstunden. Für größere Anlagen muss die Auslegung durch Berechnungen nachgewiesen werden. Hierzu werden verstärkt **Spezialsoftware (z.B. Earth Energy Designer)** eingesetzt, mit denen der Temperaturverlauf des Wärmeträgerfluids über längere Laufzeiten (z.B. 25 Jahre) in Abhängigkeit von den ermittelten Untergrundparametern, der Sondengeometrie und den Lastprofilen berechnet wird. Bei richtiger Auslegung der Anlage wird die entzogene thermische Energie durch die nachströmende Wärmeenergie aus dem Untergrund regeneriert.

Möglichkeiten am Standort

Die Entzugsleistungen der Sonden definieren sich durch die individuellen Standortbedingungen. Am Projektstandort stehen quartär- und tertiärzeitliche Lockersedimente bis in Tiefenlagen deutlich über 100 m an. In Abhängigkeit von der Lage der Grundwasseroberfläche (max. wenige Meter unter GOK) und vom Korngefüge sollten sich in der Regel Entzugsleistungen um 50 W/m realisieren lassen. **Demnach können die Bedingungen für den Betrieb von oberflächennahen Erdwärmesonden als günstig angenommen werden.**

5.2 Erdwärmesonden als Direktverdampfer (heat pipe)

Methodik

Das Prinzip von Direktverdampfersonden wurde bereits in Kapitel 4.2 erläutert.

Möglichkeiten am Standort

Der Einsatz von oberflächennahen Direktverdampfersonden ist im Projektgebiet grundsätzlich überall möglich. Bei der Verwendung von Ammoniak als Verdampferfluid sind jedoch gegebenenfalls die bereits erwähnten genehmigungsrechtliche Auflagen und anlagentechnische Vorsichtsmaßnahmen zu berücksichtigen. Für oberflächennahe Direktverdampfersonden liegen bereits ausreichend Anwendungsbeispiele und Erfahrungswerte vor.

5.3 Erdwärmekollektoren

Methodik

Als Erdwärmekollektoren werden **horizontal** unterhalb der Frostgrenze, in einer **Tiefe zwischen 1,2 und 2,0 m** und einem Abstand von 0,5 bis 1 m im Erdreich verlegte Kunststoff-Rohrsysteme (bis 40 mm) bezeichnet (Abb. 36). Durch dieses Rohrsystem strömt ein Wärmeträgerfluid und entzieht so dem Boden Wärme. Der Bedarf an möglichst nicht überbauter Fläche kann bei herkömmlichen Kollektoren in der Regel mit dem 1,5 bis 2-fachen der zu beheizenden Fläche abgeschätzt werden.

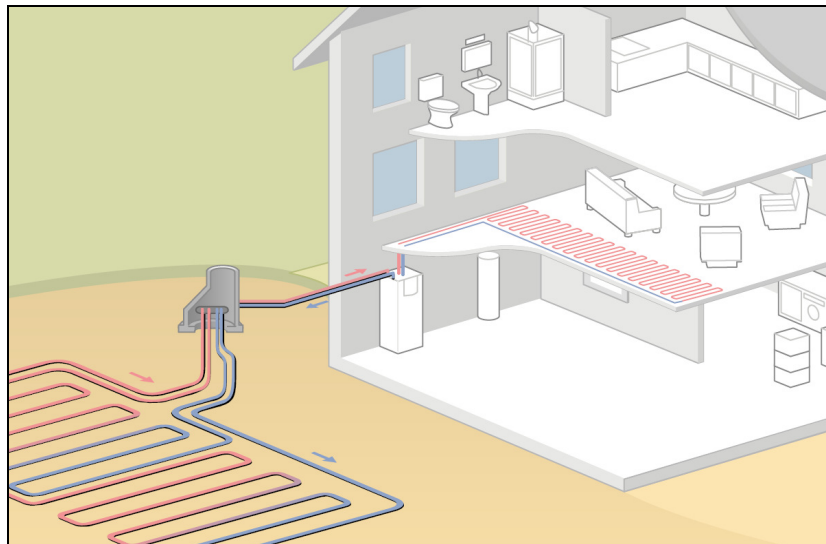


Abb. 36: Geothermische Erschließung mittels Erdkollektoren ([49]).

Die VDI-Richtlinie 4640 gibt für Erdwärmekollektoren in Abhängigkeit von der Bodenart die in Tabelle 6 dargestellten spezifischen Entzugsleistungen an. Die aufgeführten Werte gelten streng genommen nur unter folgenden Voraussetzungen:

- Keine Überbauung oder Versiegelung
- Nur Wärmeentzug (Volllaststunden nur Heizung)
- Temperatur im Kollektorrücklauf soll im Dauerbetrieb $\pm 12 \text{ K } \Delta T$ gegenüber der ungestörten Erdreichtemperatur nicht überschreiten (Spitzenlast $\pm 18 \text{ K}$).

Tab. 6: Mögliche spezifische Entzugsleistungen für Erdwärmekollektoren ([48]).

Untergrund	Spezifische Entzugsleistung	
	bei 1.800 h	bei 2.400 h
Trockener, nichtbindiger Boden	10 W/m ²	8 W/m ²
Bindiger Boden, feucht	20-30 W/m ²	16-24 W/m ²
Wassergesättigter Sand/Kies	40 W/m ²	32 W/m ²

In Abhängigkeit von der Anzahl der Jahresbetriebsstunden und dem Untergrundaufbau können zwischen 8 und 40 W/m² Fläche erreicht werden. Der Vorteil des Systems liegt in der vergleichsweise einfachen Umsetzung. Als Nachteile können der große Platzbedarf an nicht überbauter Fläche und besonders die ungünstige jahreszeitliche Klimabeeinflussung angesehen werden.

Möglichkeiten am Standort

Die thermischen Eigenschaften der sehr oberflächennahen Bereiche (bis 2 m) sind im Projektgebiet durch die Kornverteilung in den quartärzeitlichen Sedimenten und besonders durch den Flurabstand des Grundwassers bestimmt. Das Grundwasser hat hierbei eine herausragende Bedeutung, da seine Wärmekapazität wesentlich höher ist als die der festen Bodenbestandteile. Aufgrund der Standortgegebenheiten ergibt sich, dass das Blumenviertel und der größte Teil des Ortsbereiches von Hodenhagen für den Einsatz von Erdwärmekollektoren mit einer Einbautiefe von 1,2 bis 1,5 m u. GOK zur Beheizung von Gebäuden als **geeignet** eingestuft wird (Abb. 37).

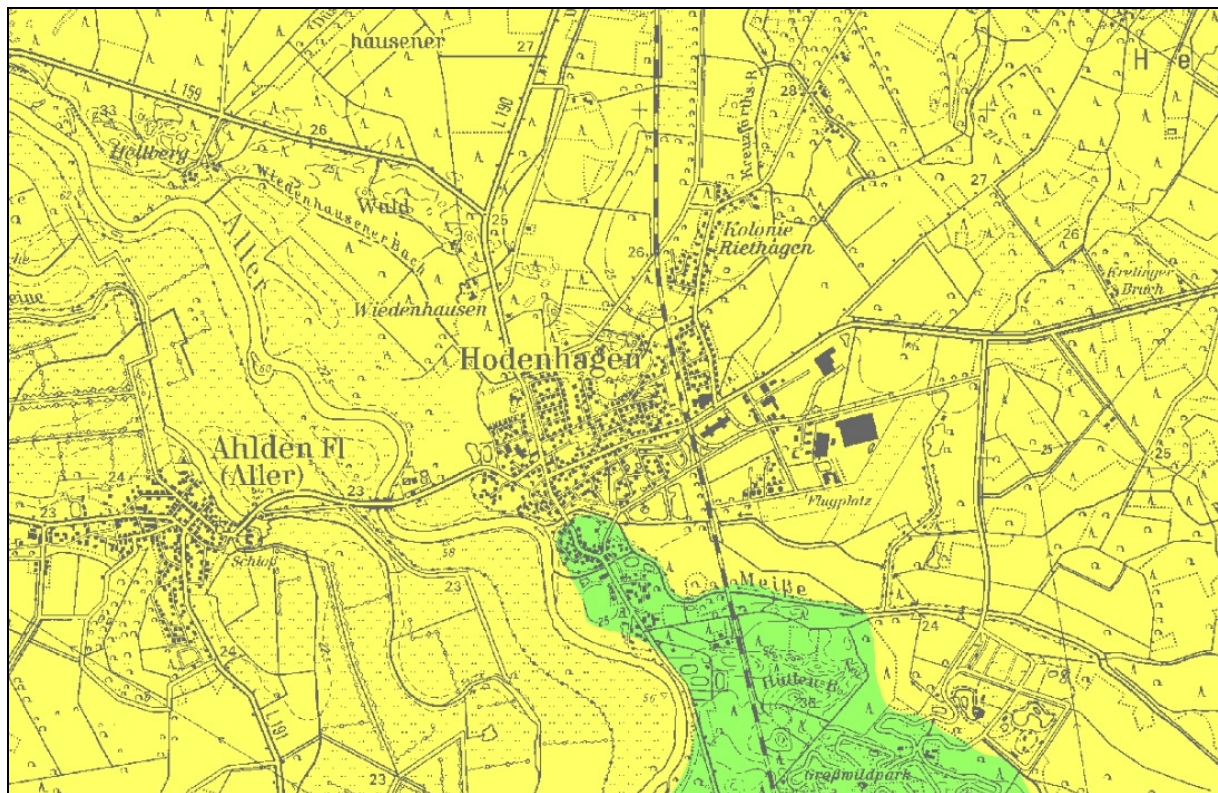


Abb. 37: Karte der potenziellen Standorteignung für den Einsatz von Erdwärmekollektoren mit einer Einbautiefe von 1,2 bis 1,5 m u. GOK zur Beheizung von Gebäuden; grün = gut geeignet, gelb = geeignet ([50]).

Eine neue Entwicklung sind schraubenförmige Helixsonden, die vertikal in einer Tiefe zwischen 3 und 5 m eingebracht werden und methodisch zwischen Sonden und Kollektoren eingestuft werden können (Abb. 38). Sie erreichen je nach Boden und Grundwasser Entzugsleistungen von 300 bis 800 W/Stück. Vorteil gegenüber Kollektoren ist der geringere Platzbedarf. Nachteil ist die geringe Einbautiefe und damit die negative jahreszeitliche Beeinflussung.

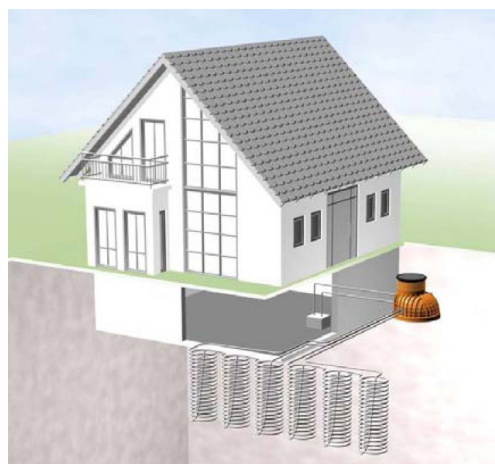


Abb. 38: Neue Entwicklung: Helixsonden ([51]).

5.4 Energiepfähle

Methodik

Bei Neubauten können statisch notwendige Bauteile und/oder Gründungspfähle bzw. Schlitzwände mit Wärmetauscherrohren ausgerüstet werden (Abb. 39).



Abb. 39: Geothermische Erschließung mittels Energiepfählen ([52]).

Es existieren zwei verschiedene Arten von Gründungspfählen. Die im Werk vorgefertigten **Fertigteilrammpfähle** werden auf der Baustelle in den Untergrund eingerammt. Bei der Herstellung von Fertigteilrammpfählen werden in die Armierungskörbe PE-Rohre eingebunden. Die Rohre werden mehrfach auf und ab geführt, so dass sich je nach Pfahllänge **ca. 50 bis 100 m Rohr pro Pfahl** ergeben. Eine wirtschaftliche energetische Nutzung beginnt ab einer Pfahllänge von etwa 6 m. Es können maximal 14 m lange Pfähle als „Energiepfähle“ genutzt werden.

Die zweite Variante von Energiepfählen sind **Ortbetonbohr- oder Ortbetonrammpfähle**, bei denen der Beton in vorbereitete Bohrungen mit Armierung gegossen wird. Aufgrund seiner Wärmeleitfähigkeit und Speicherkapazität stellt Beton ein ideales Material zur Wärmeabsorption dar. Die Belegung der Armierungskörbe mit PE-Rohren erfolgt analog zu den Fertigteilrammpfählen. Armierte Betonpfähle sollten einen Durchmesser zwischen 0,4 und 1,5 m und eine Länge in der Regel bis 30 m haben.

In dem geschlossenen Kreislauf zwischen den Rohrleitungen in den Pfählen und der Wärmepumpe zirkuliert eine Wärmeträgerflüssigkeit, um die Wärme oder Kälte mit dem Untergrund auszutauschen. Energiepfähle eignen sich als Wärmequelle für Wärmepumpen, aber auch als Erdreichwärmeüberträger für kombinierte Heiz- und Kühlanlagen. Die Auslegung von „Energiepfahl“-Anlagen erfolgt entsprechend der für die Erdwärmesonden-Anlagen (siehe

Tab. 5). Bei Energiepfählen mit einem Durchmesser größer 60 cm ist von spezifischen Entzugsleistungen von **30–70 W pro m²-Pfahloberfläche** auszugehen. Vorrangig bei der Auslegung sind jedoch immer die laut Statik geforderten Voraussetzungen. Ferner ist bei der Berechnung zu berücksichtigen, dass die Temperatur im Pfahl nie die Frostgrenze erreichen darf.

Möglichkeiten am Standort

Prinzipiell ist der Einsatz von Energiepfählen bei allen Neubaumaßnahmen im Untersuchungsgebiet möglich. Die möglichen Entzugsleistungen bzw. die Auslegung müssen projektbezogen ermittelt werden.

5.5 Thermisch aktivierte Boden-/Fundamentplatten

Methodik

Über großflächige horizontale und vertikale Betonbauteile kann einem Gebäude Energie aus dem Untergrund zugeführt oder in den Untergrund abgeführt werden. Fundament- bzw. Bodenplatten lassen sich beispielsweise mit geringem Zeitaufwand bei der Herstellung als thermisch aktivierte Fundamentplatten ausbilden. Dazu werden **wasserführende Rohrschlangen** aus Polyethylen in einem Abstand von ca. 20 cm ähnlich einer Fußbodenheizung vor der Erstellung der Sauberkeitsschicht auf dem Kies/Sand-Plenum verlegt und anschließend mit dem Beton der Sauberkeitsschicht vergossen (Abb. 40).



Abb. 40: Beispiel einer thermisch aktivierten Betonplatte ([53]).

Befindet sich die Unterkante der Boden- bzw. der Fundamentplatte unterhalb des Grundwasserniveaus, ist es vorteilhaft, die Polyethylenrohrschlangen nicht in der Sauberkeitsschicht, sondern in der darunter liegenden Sandschicht zu verlegen. Die Polyethylenrohrschlangen stehen so in einem direkten Kontakt mit dem Grundwasser, wodurch sich eine höhere Leistungsfähigkeit erzielen lässt.

Erdberührte Betonbauteile als Wärmeträger eignen sich besonders für die Vorwärmung der Ventilationsluft im Winter bzw. die Vorkühlung im Sommer. In den einschlägigen Richtlinien werden keine allgemeinen Richtwerte für die Auslegung von thermisch aktivierten Betonbauteilen angegeben, so dass eine Berechnung im Einzelfall erforderlich ist. Eine grundsätzliche Orientierung liefern die Angaben in Tabelle 6. Da die Kollektoren in der Winterperiode von den Witterungsbedingungen weitestgehend unbeeinflusst sind, führt dies insbesondere bei Temperaturen nahe bzw. unter dem Gefrierpunkt zu einem positiven Effekt bei den Entzugsleistungen. Die Herstellerangaben (z.B. ZENT-FRENGER) zur Entzugsleistung variieren zwischen **20–50 W/m²** und liegen somit rund 25% über den Angaben der VDI-Richtlinie ([47]).

Möglichkeiten am Standort

Auch für thermisch aktivierte Fundamentplatten gilt, dass ihr Einsatz bei allen Neubau-maßnahmen im Untersuchungsgebiet möglich ist. Die maximalen Entzugsleistungen bzw. die Auslegung der Anlage müssen projektbezogen ermittelt werden.

5.6 Grundwasserbrunnen

Methodik

Im Gegensatz zu den vorher beschriebenen Erschließungsmethoden wird im Rahmen dieser technischen Variante das Grundwasser direkt, d.h. in einem **offenen System**, über vertikal, selten auch horizontal abgeteufte Bohrbrunnen als Wärmequelle erschlossen. Das Grundwasser wird mittels einer Unterwassermotorpumpe gefördert, zur Wärmepumpe geleitet und anschließend wieder in den Untergrund eingeleitet. Es werden somit mindestens **zwei Brunnen (Förder- bzw. Entnahmebrunnen und Infiltrations- bzw. Schluckbrunnen)** errichtet (Abb. 41).

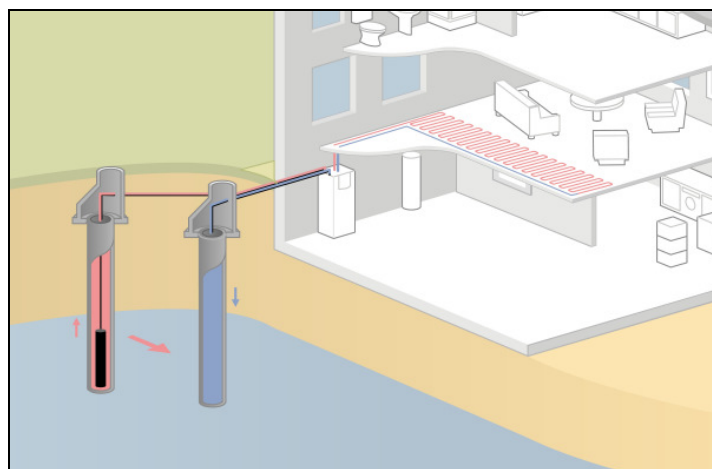


Abb. 41: Geothermische Erschließung mittels Grundwasserbrunnen ([54]).

Die Brunnen weisen oftmals eine **Tiefe von 4 bis 50 m** auf und müssen zueinander einen ausreichenden Abstand haben, um negative thermische Beeinflussungen zu verhindern. Die Entzugs- respektive Brunnenleistung hängt im Wesentlichen von den hydrogeologischen Gegebenheiten ab, die in einem Pumpversuch nachzuweisen sind. Die Brunnenleistung muss eine Dauerentnahme für den Nenndurchfluss der angeschlossenen Wärmepumpe gewährleisten. Dies entspricht etwa **0,25 m³/h für jedes Kilowatt** Verdampferleistung.

Bei dieser Erschließungsvariante ist die Beachtung der Hydrochemie wichtig. Aufgrund der teilweise hohen Mineralgehalte im Grundwasser besteht die Gefahr von Ausfällungen in der Brunnenanlage, die die Funktionsfähigkeit erheblich reduzieren können. Ferner müssen bei der Planung die hydrogeologischen Standortgegebenheiten, z.B. die Strömungsrichtung des Grundwassers, in ausreichendem Maße bekannt sein und die Dimensionierung der Ausbaumaterialien der Brunnen (Filterrohre, Filterkies) müssen an die Untergrundverhältnisse angepasst sein. Anders als bei geschlossenen Systemen können offene Kreisläufe somit nicht an jedem Standort errichtet werden. **Das Vorhandensein eines Grundwasserleiters mit ausreichender Ergiebigkeit und geeigneter Hydrochemie sowie die entsprechende Genehmigungsfähigkeit sind Voraussetzung.**

Möglichkeiten am Standort

Generell liegt mit der Entnahme und Wiedereinleitung eine Nutzung des Grundwassers vor, die in jedem Fall genehmigungspflichtig ist. Im Blumenviertel ist die **Nutzung von Grundwasserbrunnen möglich**. Die guten Entnahmebedingungen sind auf die hohe Durchlässigkeit der oberflächennahen (Locker-)Gesteine zurückzuführen. Es handelt sich dabei um quartärzeitliche Sande (Dünen und Flugsande). Die Aquiferbasis wird in etwa 65 m Tiefe erreicht, wobei ein Grundwasserhemmer zwischen 15 und 27 m u. NN (Geschiebemergel) eingeschaltet ist. Der Flurabstand sollte 2 bis 4 m betragen.

6 Generelle Möglichkeiten der Nutzung geothermischer Energie im Raum Hodenhagen

6.1 Generelle Aspekte der Nutzung geothermischer Energie

Unter den regenerativen Energien nimmt die Geothermie eine gewisse Sonderstellung ein, da sie ganzjährig und zu jeder Tageszeit zur Verfügung steht und damit „**grundlastfähig**“ ist. Generell sollte eine tiefengeothermische Anlage daher auf einen Grundlastbetrieb mit einer möglichst hohen Zahl an Jahresbetriebsstunden ausgelegt sein. Oberflächennahe geothermische Anlagen sollten hingegen eher im zyklischen Betrieb gefahren bzw. als kombinierte Anlage zum Heizen und Kühlen eingesetzt werden, um Regenerationsphasen zu gewährleisten.

Für die GEMEINDE HODENHAGEN werden durch die vorliegende Studie vorrangig die Möglichkeiten einer Nahwärmeversorgung aus Erdwärme für das Blumenviertel geprüft. Entsprechend der Beauftragung werden an dieser Stelle aber zunächst **alle theoretischen Möglichkeiten einer geothermischen Nutzung** aufgezeigt, auch wenn diese für den vorgegebenen Energiebedarf des Zielobjektes unter- oder überdimensioniert sind. Möglicherweise kommen diese Konzepte zu einem anderen Zeitpunkt, gegebenenfalls unter anderen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen (steigende Energiepreise, Rohstoffknappheit, Senkung der Erschließungskosten) oder für neue Zielobjekte im Ortsbereich zum Tragen. Aus diesen Vorschlägen wurde die Variante herausgefiltert, die für die Versorgung des Blumenviertels am besten geeignet erscheint. Hierzu wurde eine abgeschätzte **Heizwerksleistung** von etwa **1,8 MW** zu Grunde gelegt. Falls eine wirtschaftliche und risikofreie Bereitstellung der Grundlast aus Erdwärme im Direktwärmetausch nicht möglich sein sollte, ist vorgesehen, die Kapazitäten mit **540 kW auf erdgekoppelte Wärmepumpen** und mit **1.260 kW auf Gas-Brennwertkessel** zu verteilen. Nachfolgend werden also die generellen Möglichkeiten einer Strom- und/oder Wärmeerzeugung am Standort aufgezeigt und einige Rahmenbedingungen für eine Einbindung geothermischer Energie, unabhängig vom Objekt Blumenviertel, genannt. **Konkrete Konzepte einer energetischen Versorgung des Blumenviertels werden im zweiten Teil der Machbarkeitsstudie vertieft.**

Für die Wirtschaftlichkeit einer tiefengeothermischen Nutzung ist neben der Temperatur die maximale Förder- oder Zirkulationsleistung ausschlaggebend. Die Temperatur ist entsprechend der aufgezeigten Erschließungsvarianten über die Bohrtiefe und den angenommenen geothermischen Gradienten mehr oder weniger bestimmbar. Die Förder- oder Zirkulationsleistung ist von der gewählten Technik und den in der Bohrung angetroffenen Gesteinsparametern abhängig. Die Annahmen hierzu sind bei einer tiefengeothermischen Erschließung mit deutlichen Unsicherheiten behaftet. Aus den Faktoren Temperatur und Förderrate lassen sich auch die Möglichkeiten einer reinen Wärmegewinnung und/oder einer geothermischen Stromerzeugung im Projektgebiet ableiten.

6.2 Stromerzeugung

Moderne Wandlungstechniken, wie z.B. das ORC- oder das Kalina-Verfahren, ermöglichen heute eine Stromerzeugung bereits bei Temperaturen **ab ca. 100°C**, bei Vernachlässigung von wirtschaftlichen Aspekten auch darunter (Neustadt-Glewe: 97°C; Simbach-Braunau: ca. 80°C). Temperaturen > 100°C werden im Projektgebiet bei **ca. 3.100 m** Tiefe erreicht. Ohne Berücksichtigung von Erschließungsrisiken und Wirtschaftlichkeit kommen somit theoretisch folgende Erschließungsmodelle für eine Stromgewinnung im Bereich Hodenhagen in Frage: **Rotliegend-Vulkanite** (ggf. einschl. Oberkarbon) und **Mittlerer Buntsandstein** (vgl. Kap. 3.1 und 3.2).

Bei der Variante Mittlerer Buntsandstein liegt die Temperaturerwartung nur bei ca. 115°C. Da die Investitionskosten für die obertägigen Anlagenkomponenten bei einer Stromgewinnung aber erheblich höher sind, als bei einer reinen Ankopplung an eine vorhandene Wärmeabnahmestruktur, ist bei vergleichsweise geringer Stromleistung die Wirtschaftlichkeit unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen schwer darstellbar. Vor diesem Hintergrund wird eine Stromgewinnung für den Mittleren Buntsandstein nur unter Vorbehalt in Betracht gezogen. Unter veränderten wirtschaftlichen Rahmenbedingungen (bes. Energiepreise) kann sich diese Einschätzung allerdings ändern.

Die Rotliegend-Variante liegt mit über 155°C in einem Temperaturbereich, der für eine Stromgewinnung prädestiniert ist. Bei einer erzielbaren thermischen Leistung in der Größenordnung von ca. 13,2 – 21,9 MW_{th} ergeben sich vermutlich Überkapazitäten für eine reine Wärme-Grundlastversorgung, die eine Stromauskopplung (**1,4 – 2,2 MW_{el}**) zwangsläufig notwendig machen. In jedem Fall dürfte eine wirtschaftliche Umsetzung aufgrund der sehr hohen Investitionskosten nur über eine volle Nutzung der verfügbaren Wärme aus der Kraftwärmekopplung möglich sein. Dies bedeutet, dass das geothermische Kraftwerk in größtmöglicher Nähe zu einer oder mehreren vorhandenen oder noch zu schaffenden Wärmeabnahmestrukturen angesiedelt sein sollte, um auf der Wärmeseite die obertägigen Investitionskosten zu minimieren. Über diese Verbraucher muss eine **Wärme-Grundlastabnahme** aus dem Rücklauf der geothermischen Kraftwerks **in der Größenordnung von 2,5 bis 4,2 MW_{th}** gesichert sein. Wie bereits erwähnt ist ein derartiges Projekt durchführbar, allerdings mit sehr hohen Investitionskosten und hohem Risiko versehen. Auch müsste vorab geklärt werden, ob die Vulkanite über eine ausreichende Mächtigkeit verfügen.

6.3 Wärmenutzung

Für eine reine Wärmenutzung aus **tiefengeothermischer Energie** kommen praktisch alle Temperatur- und Tiefenbereiche in Frage. Von besonderer Effizienz sind Systeme, die auf den Einsatz einer Wärmepumpe verzichten können. In Abhängigkeit vom bestehenden Abnahmesystem werden für eine **Direktnutzung über Wärmetauscher** häufig Vorlauftemperaturen von mindestens **60 – 70°C** für die Wärmeversorgung im Bestand gefordert.

Im Projektgebiet werden das petrothermale Konzept und die hydrogeothermischen Erschließungsvarianten mit Ausnahme des Erschließungsmodells Unterkreide diesen Anfor-

derungen theoretisch gerecht. Wie oben erwähnt, werden bei einer erfolgreichen Erschließung des **Rotliegenden** ohne Stromauskopplung vermutlich deutliche Überkapazitäten zur Verfügung gestellt (**ca. 13,2 – 21,9 MW_{th}**). Bei einer Erschließung des **Mittleren Buntsandstein** ergeben sich **4,1 – 8,3 MW_{th}**, was für das Blumenviertel als alleinigen Abnehmer ebenfalls völlig überdimensioniert wäre. Für eine Direktwärmenutzung über Wärmetauscher würde nur die mit hohen Risiken behaftete **Variante Rhät** mit **2,0 bis 4,1 MW_{th}** Wärmeleistung in einer Größenordnung liefern, wie sie für das Blumenviertel gefordert wird. Bei einer erfolgreichen Realisierung einer Rhät-Dublette muss allerdings eine ganzjährige Grundlastabnahme gesichert sein, um das Projekt wirtschaftlich darstellen zu können. Dies ist bei einer Wärmeversorgung im privaten Wohnungsbau in der Regel nicht gegeben, da der Bedarf hier stark jahreszeitlich beeinflusst ist.

Besonders unter diesem Gesichtspunkt, aber auch unter Berücksichtigung von Investitionskosten, generellen Überkapazitäten und Risiken erscheint die Nutzung der **oberflächennahen oder mitteltiefen Geothermie die für den Standort Blumenviertel eindeutig bessere Option** zu sein. Die hierbei z.B. über geschlossene Sonden bereitgestellte Energie wird mit Hilfe von **Wärmepumpenanlagen** auf die benötigten Temperaturbereiche angehoben. Die geothermische Anlage wird abnahmebezogen ausgelegt, um Überkapazitäten zu vermeiden. Die notwendige Energie zur Erhöhung des Temperaturniveaus, ca. 25-30% der Gesamtheizlast, wird in Form von elektrischer Antriebsenergie zugeführt, die z.B. aus Solaranlagen generiert werden kann. Unter dem Gesichtspunkt der primärenergetischen Effizienz werden auch gasmotorische Wärmepumpen zunehmend interessanter und vermehrt auch in kompakter Bauweise sowie in niedrigen Leistungsbereichen eingesetzt. Als „mitteltiefe Option“ kann hierbei auch das Modell einer offenen Erschließung der **Unterkreide** mit in die Überlegungen einbezogen werden (Bohrung von 1.450 – 1.580 m Länge). Sollten hierbei, entgegen der oben gemachten Annahmen, ausreichende Mengen Thermalwasser angetroffen werden, würde dies die Effizienz der Anlage deutlich verbessern. Andernfalls erfolgt der Ausbau zur geschlossenen Mitteltiefen Sonde.

7 Genehmigungsrechtliche Rahmenbedingungen

7.1 Übersicht über genehmigungsrechtliche Grundlagen

Für den Bau und Betrieb von Anlagen zur Erdwärmenutzung bzw. zur Thermalwassergewinnung sind insbesondere die gesetzlichen Regelungen des Bundesberggesetzes (BBergG, [55]), des Wasserhaushaltsgesetzes (WHG, [56]) sowie des Niedersächsischen Wassergesetzes (NWG, [57]) und die dazu erlassenen Verwaltungsvorschriften zu beachten. Weitere für die Genehmigung der Erdwärmenutzung relevante gesetzliche Regelungen sind gegebenenfalls bauplanungs- und bauordnungsrechtliche Vorschriften, das Naturschutzrecht, das Raumordnungsgesetz, das Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung und das Immissionsschutzrecht. **Anhang 3** enthält eine Übersichtstabelle der genehmigungsrechtlichen Grundlagen. Welche Genehmigungen im Einzelfall erforderlich sind, richtet sich u.a. nach der Bohrtiefe, der Grundstücksbezogenheit der Erdwärmeererschließung und -nutzung und nach der Art des Erschließungskonzeptes (offenes/geschlossenes System).

Für das **Aufsuchen** und die **Gewinnung von Erdwärme** einschließlich der Weiterleitung des Thermalwassers bis zu einer geeigneten Schnittstelle, wie z.B. einem Wärmetauscher bedarf es einer **Aufsuchungserlaubnis** gemäß § 7 BBergG bzw. einer **Gewinnungsbewilligung** gemäß § 8 BBergG. Zur Errichtung und Führung des Aufsuchungs- bzw. Gewinnungsbetriebes (Genehmigung gemäß §§ 51, 52, 54-56 BBergG oder Planfeststellung gemäß §§ 51, 52a, 57 a-c BBergG) wird eine **Zulassung des Betriebsplanes** benötigt. Eine Aufsuchungserlaubnis bzw. Gewinnungsbewilligung für Erdwärme wird dabei unabhängig von den bereits bestehenden Aufsuchungs- und Bewilligungsfelder für Kohlenwasserstoffe vergeben. Für die oberirdischen Gebäude ist zusätzlich eine **Baugenehmigung** erforderlich ([58], [59]).

Eine **Ausnahmeregelung** von der grundsätzlichen Anwendbarkeit des Bundesberggesetzes beinhaltet § 4 Abs. 2 BBergG. Wenn die Erdwärme auf einem Grundstück aus dem Anlass oder im Zusammenhang mit dessen baulicher Nutzung z.B. für die Beheizung gelöst oder freigesetzt wird, liegt keine Gewinnung eines Bodenschatzes im bergrechtlichen Sinne vor (Abb. 42).

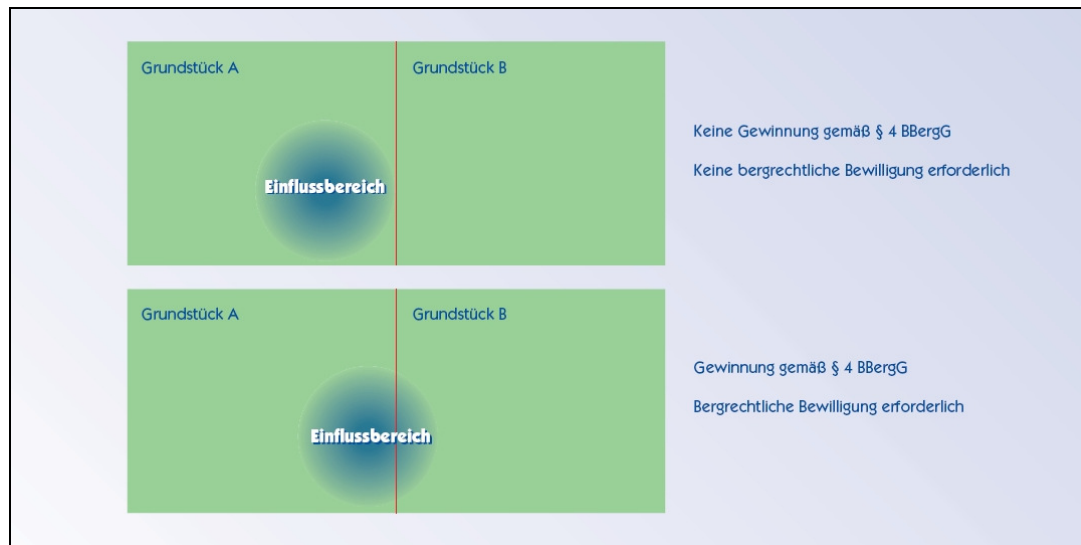


Abb. 42: Abhängigkeit der bergrechtlichen Genehmigung vom Einflussbereich ([60]).

Das Bergrecht findet in diesen Fällen somit keine Anwendung ([61]). Voraussetzung hierfür ist jedoch, dass keine (gewerbliche) Nutzung der Erdwärme über die Grenzen des Grundstücks, auf der das geothermische Nutzsystem installiert ist, hinaus erfolgt, z.B. für die Beheizung von Gebäuden auf anderen Grundstücken und dass die energetische Nutzung des Untergrundes (Abkühlung) die Temperaturverhältnisse auf einem Nachbargrundstück nicht beeinflusst ([61], [62]). Die Ausnahmeregelung greift ebenfalls, wenn die Erschließungsbohrungen eine **Teufe von weniger als 100 m** aufweisen (§ 127 BBergG). Bei der Verwendung einer **Wärmepumpe** zur Nutzung der Erdwärme sind grundsätzlich weder eine Aufsuchungs- noch eine Gewinnungsbewilligung erforderlich.

Bohrungen, die **tiefer als 100 m** in den Boden eindringen sollen, sind spätestens zwei Wochen vor Bohrbeginn vom Auftraggeber, dem beauftragten Planungsbüro oder dem Bohrunternehmen gemäß § 127 Abs. 1 BBergG der zuständigen Bergbehörde (LBEG) anzuzeigen. Entscheidend ist dabei nicht die Tiefe der Bohrung, sondern ihre Länge. Im Zusammenhang mit der Nutzung von Erdwärme fallen folglich insbesondere die Anlagen unter den Anwendungsbereich des § 127 BBergG, die aufgrund grundstücksbezogener Erdwärmennutzung gemäß § 4 Abs. 2 Nr. 1 BBergG nicht bereits als Gewinnung im bergrechtlichen Sinne zu qualifizieren sind. Die zuständige Bergbehörde entscheidet im Einzelfall, ob für die Bohrung, aus Rücksicht auf den Schutz Beschäftigter oder Dritter oder wegen der Bedeutung der Bohrung, ein Betriebsplan nach § 51 ff. BBergG erforderlich ist. Ein derartiger Betriebsplan bezieht sich nur auf die Niederbringung der Bohrung bzw. Bohrungen, nicht aber auf den Erdwärmeentzug aus dem Untergrund. Sollte kein Betriebsplan erforderlich sein, bestätigt die Bergbehörde lediglich die Bohranzeige ([58]).

Zusammenfassend betrachtet wird für die **Erkundung des tiefergeothermischen Potentials in Hodenhagen** eine Aufsuchungserlaubnis benötigt. Für die Realisierungsphase, z.B. die Niederbringung der ersten Bohrung etc., muss außerdem ein Betriebsplan von der Bergbehörde zugelassen werden. Für die anschließende Gewinnungsphase der Erdwärme sind eine Gewinnungsbewilligung sowie ein zugelassener Betriebsplan erforder-

derlich. Eine Bewilligung nach § 8 BbergG ist nicht erforderlich, wenn die Erdwärme mit Hilfe einer Wärmepumpe gewonnen wird. Dies gilt auch für Bohrungen über 100 m, die nach § 127 BbergG dem LBEG anzuzeigen sind. Das LBEG entscheidet dann im Einzelfall, ob ein Betriebsplan für den Bohrbetrieb erstellt werden muss. **Für die Erschließung und Nutzung der Erdwärme mittels Mitteltiefer Sonden und Wärmepumpe ist keine Erlaubnis oder Bewilligung erforderlich.**

7.2 Nutzungsbedingungen oberflächennaher Geothermie am Standort Hodenhagen

Die Zulässigkeit einer geplanten oberflächennahen Erdwärmennutzungsanlage richtet sich neben der Anlagenauslegung auch nach ihrem Standort bzw. den hydrogeologischen Standortbedingungen. Das Land Niedersachsen hat zu diesem Zweck eine landesweite Einteilung in **zulässige, bedingt zulässige und unzulässige Gebiete** vorgenommen. Die Flächenkategorien beziehen sich ausschließlich auf das dafür vorgesehene Zulassungsverfahren. Aussagen zu den technischen und wirtschaftlichen Erschließungsmöglichkeiten von Erdwärme in diesen Gebieten sind nicht enthalten. In zulässigen Gebieten sind die Errichtung und der Betrieb von Erdwärmesonden in der Regel erlaubnisfrei. In bedingt zulässigen Bereichen bedürfen die Errichtung und der Betrieb von Erdwärmesonden einer wasserrechtlichen Prüfung des Einzelfalls. Wenn die örtlichen hydrogeologischen bzw. geologischen Verhältnisse es erlauben, sind die Errichtung und der Betrieb von Erdwärmesonden zulässig. In den unzulässigen Gebieten ist die Errichtung und der Betrieb von Erdwärmesonden in der Regel verboten und nur im Ausnahmefall möglich ([63]).

Abbildung 43 zeigt die Nutzungsbedingungen der oberflächennahen Geothermie in der Region Hodenhagen. Im Stadtbereich ist die Nutzung von Erdwärme über **oberflächennahe Erdwärmesonden zulässig**. Eine Bohrung von **weniger als 100 m** muss folglich nur angezeigt werden. Bei **Bohrungen > 100 m Teufe** entscheidet die Bergbehörde über die Notwendigkeit eines Betriebsplans.

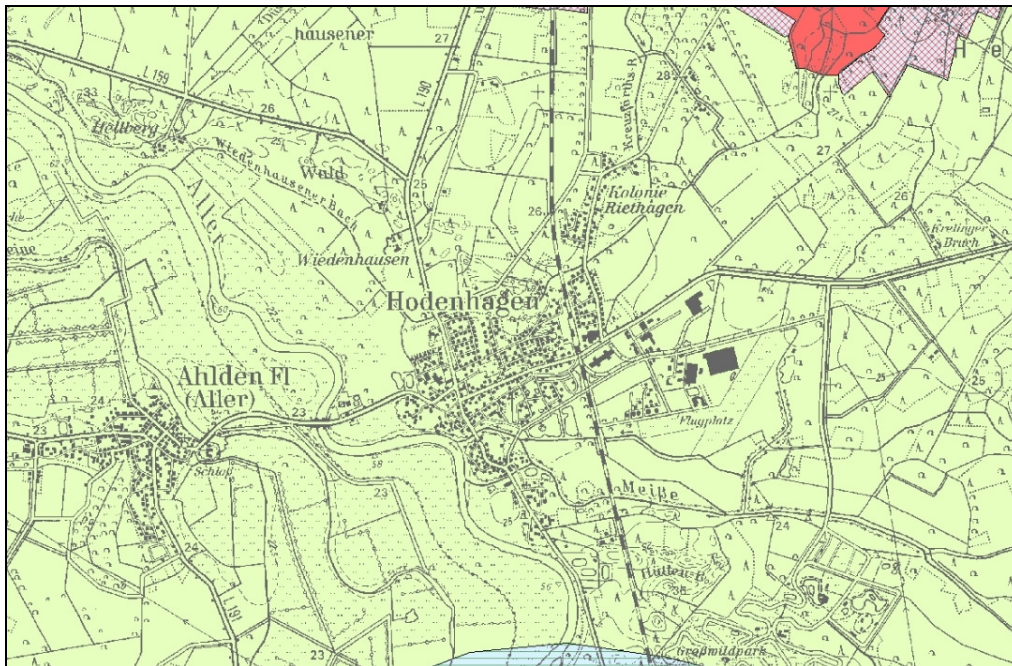


Abb. 43: Nutzungsbedingungen oberflächennaher Geothermie in Hodenhagen ([64]). Hellgrün: Erdwärmenutzung zulässig, rot schraffiert, blau gestreift: bedingt zulässig (Trinkwasserschutzgebiet Zone 3, Salzstruktur), rot: unzulässig (Trinkwasserschutzgebiet Zone 1 u. 2)

Grundsätzlich sollten die allgemeinen Anforderungen an die Errichtung und den Betrieb von Erdwärmesonden (z.B. Zertifizierung des ausführenden Bohrunternehmens nach DVGW W 120 ([65]) beachtet werden. Zudem ist auf eine ordnungsgemäße und dauerhafte Verpressung der Erdwärmesonden zu achten.

8 Fördermöglichkeiten

8.1 Vorbemerkungen

Im Interesse einer zukunftsfähigen und nachhaltigen Energieversorgung, angesichts der nur begrenzten Verfügbarkeit fossiler Energieressourcen sowie aus Gründen des Umwelt- und Klimaschutzes ist es erforderlich, den Anteil erneuerbarer Energien am gesamten Energieverbrauch in Deutschland weiter zu erhöhen (vgl. Kap. 1.1). Um dieses Ziel zu erreichen, existieren auf EU-, Bundes- und Länderebene zahlreiche Fördermöglichkeiten. Als Instrumente der Förderung stehen im Rahmen von öffentlichen Förderprogrammen sowie gesetzlichen Regelungen, z.B. dem Erneuerbare-Energien Gesetz (vgl. Kap. 1.1), Investitionszuschüsse, verbilligte Darlehen und/oder Betriebskostenzuschüsse bzw. Einspeisevergütungen zur Verfügung.

Zur Recherche und Auswertung der verschiedenen Förderprogramme mit ihren jeweiligen Richtlinien stehen die Förderdatenbank des Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (Stand April 2010, [66]), der Förderberater der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW, Stand April 2010 [67]), die Webseiten der Innovations- und Förderbank Niedersachsen (NBank [68]) sowie die vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) in Zusammenarbeit mit dem BINE-Informationsdienst herausgegebene Broschüre „Fördergeld für Energieeffizienz und erneuerbare Energien“ (Stand Mai 2009, [69]) zur Verfügung.

Vor jeder Antragstellung sind einige wichtige Aspekte zu beachten. So müssen **die Anträge rechtzeitig vor Beginn des Vorhabens** gestellt werden, d.h. auch die Bearbeitungszeit von Förderanträgen ist zu berücksichtigen. Da die Mittel zur Förderung in der Regel begrenzt sind, können sie bei starker Nachfrage vorzeitig erschöpft sein. Darüber hinaus besteht grundsätzlich kein Rechtsanspruch auf Gewährung von öffentlichen Fördermitteln. Eine **angemessene Eigenfinanzierung** des Vorhabens sollte nachweislich vorliegen. Ebenso sind die Bestimmungen der jeweiligen Programmrichtlinien zu erfüllen und die gewährten Fördermittel sind nur für den festgelegten Zweck zu verwenden (Erbringung eines Verwendungsnachweises).

Im Rahmen dieses Kapitels soll ein erster Überblick über einige der derzeit existierenden Förderprogramme in den Bereichen Energieeinsparung, Energieeffizienz und Einsatz von erneuerbaren Energien auf EU-, Bundes- und Länderebene gegeben werden. **Anhang 4** der vorliegenden Studie enthält eine Übersichtstabelle über die vorgestellten Förderprogramme. Ob ein konkretes Vorhaben im Rahmen der aufgezeigten Programme eine Förderung erhalten kann, muss im Einzelfall geprüft werden. Eine Übersicht über Institutionen, die weiterführende Auskünfte z.B. über aktuelle Konditionen oder über die Kumulierbarkeit von Fördermitteln erteilen können, befindet sich im **Anhang 5** der vorliegenden Studie.

8.2 Förderprogramme

5. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung

Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) fördert im Rahmen des **5. Energieforschungsprogramms der Bundesregierung** Forschungs- und Entwicklungsvorhaben u.a. im Bereich der tiefen Geothermie. Ziel der Förderung ist es hierbei, die kostengünstige Gewinnung und Nutzung von Wärme und Strom aus geothermischen Reservoiren zu unterstützen. Gegenstand der Förderung sind z.B. die Entwicklung und Verbesserung von Methoden und Verfahren, die das Lagerstättenmanagement optimieren und die Produktivität beeinflussen, z.B. Stimulationsverfahren, „Frac-Verfahren“ und Monitoring-Systeme.

Antragsberechtigt sind Unternehmen der gewerblichen Wirtschaft, Hochschulen und außeruniversitäre Forschungseinrichtungen mit Sitz und Arbeitsschwerpunkt in Deutschland sowie Einrichtungen der öffentlichen Verwaltung.

Förderfähige Vorhaben müssen den Stand der Technik fortentwickeln und mit einem hohen technischen und wirtschaftlichen Risiko verbunden sein. Ferner müssen die Antragsteller für die Durchführung der Forschungsaufgaben personell und materiell entsprechend gerüstet sein sowie die notwendige fachliche Qualifikation und eine ausreichende Kapazität zur Durchführung des Vorhabens besitzen. Bei Antragstellung ist eine genaue Darlegung der späteren Ergebnisverwertung in Form eines Verwertungsplans vorzusehen. Weiterhin sind Bezüge zu anderen Förderbereichen oder früheren Fördermaßnahmen des Bundes, der Länder oder der EU und deren Bedeutung für den geplanten Forschungsansatz bei Antragstellung anzugeben. Antragsteller sollten sich mit dem EU-Forschungsrahmenprogramm vertraut machen und prüfen, ob das beabsichtigte nationale Projekt spezifische europäische Komponenten aufweist und damit eine ausschließliche oder ergänzende EU-Förderung möglich ist.

Die Förderung erfolgt in Form eines **nicht rückzahlbaren Zuschusses** für einen Zeitraum von bis zu drei Jahren. Die Höhe der Förderung beträgt für Unternehmen der gewerblichen Wirtschaft i.d.R. bis zu 50% der zuwendungsfähigen Kosten. Das Förderverfahren ist zweistufig. Das 5. Energieforschungsprogramm wurde mit Bekanntmachung vom 05. Dezember 2008 um zwei Jahre bis zum 31. Dezember 2010 verlängert. In der ersten Stufe sind Projektskizzen bis spätestens **31. Dezember 2010** bei dem vom BMU beauftragten Projektträger (hier Projektträger Jülich) einzureichen ([70]).

Marktanreizprogramm bzw. KfW-Programm Erneuerbare Energien

Das „Marktanreizprogramm (MAP) zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien“ zielt darauf ab, erneuerbare Energien im **Wärmemarkt zu stärken**. Investitionsanreize sollen hauptsächlich Privatpersonen anregen, erneuerbare Energien im Gebäudebestand und in Neubauten zu nutzen.

Antragsberechtigt sind aber auch freiberuflich Tätige, kleine und mittelständische Unternehmen nach der Definition der Europäischen Gemeinschaft, Unternehmen, an denen

mehrheitlich Kommunen beteiligt sind sowie weitere juristische Personen des öffentlichen Rechts und gemeinnützige Investoren. Großunternehmen sind nur bei besonderer Förderwürdigkeit von Maßnahmen im Rahmen des KfW-Programms „Erneuerbare Energien“ antragsberechtigt. Der Antragsteller ist entweder Eigentümer, Pächter oder Mieter des Grundstücks, auf dem die Anlage errichtet werden soll. Die Anlagen müssen sich auf dem Gebiet der Bundesrepublik Deutschland befinden und sind mindestens sieben Jahre zweckentsprechend zu betreiben ([66], [67], [71]).

Nach der derzeit geltenden Richtlinienfassung vom 20. Februar 2009 ([70]) werden die Kosten für die Errichtung von Anlagen zur Erschließung und **Nutzung der Tiefengeothermie** (mehr als 400 m Bohrtiefe und ausschließlich thermische Nutzung) im Rahmen des **Programms „Erneuerbare Energien“ der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW)** mit den vier voneinander unabhängigen Bausteinen gefördert: **Tiefengeothermieranlagen, Tiefbohrungen, Mehraufwendungen** bei Tiefbohrungen ab 400 m Bohrtiefe und **Risikoabsicherung**. Außerdem wird die Errichtung bzw. Erweiterung von Nahwärmenetzen sowie die Errichtung der Hausübergabestationen in Wärmenetzen gefördert, wenn das Nahwärmenetz zu mindestens 50% mit Wärme aus erneuerbaren Energien gespeist wird.

Tabelle 7 enthält eine Übersicht über die Förderung im Rahmen des KfW-Programms „Erneuerbare Energien“.

Vor der Erteilung von Förderzusagen für Tiefengeothermieranlagen werden Bewertungsverfahren zur Prognose der Erfolgswahrscheinlichkeit des Gesamtvorhabens durch die KfW durchgeführt. Die Förderentscheidung bzw. die Entscheidung über die Darlehenshaftungsfreistellung erfolgt auf Grundlage des Bewertungsverfahrens sowie weiterer Förderbedingungen und Mindestanforderungen. Die Teilnahme am Bewertungsverfahren setzt einen detaillierten und dem Stand der Technik entsprechenden Planungsstand voraus (Machbarkeitsstudie).

Die **aufgezeigten Förderungen sind kumulierbar, maximal bis zu 80% der förderfähigen Kosten**. Die verbleibenden 20% dürfen nicht aus öffentlichen Mitteln finanziert werden. Der Antrag ist vor Beginn des Vorhabens (Realisierungsphase), d.h. vor Vergabe und Durchführung der Bohrarbeiten, bei der Hausbank zu stellen. Die Antragsformulare liegen den Kreditinstituten vor. Nach §13 EEWärmeG wird in den Jahren 2009 bis 2012 die Nutzung erneuerbarer Energien für die Erzeugung von Wärme bedarfsgerecht mit bis zu **500 Mio. €** pro Jahr gefördert ([70]).

Tab. 7: Förderung im Rahmen des KfW-Programms Erneuerbare Energien (Programmteil Premium) ([72]).

Tiefengeothermieranlagen (ab einer Bohrtiefe von 400 m)
• 200 € je kW errichteter oder erweiterter Nennwärmeleistung • max. 2.000.000 Mio. € je Einzelanlage
Tiefbohrungen
• ab 400 m bis 1000 m u. GOK Bohrtiefe: 375 EUR je m vertikale Tiefe (nicht Bohrstrecke) • 1.000 m bis 2.500 m u. GOK Bohrtiefe: 500 EUR je m vertikale Tiefe • 2.500 m Bohrtiefe u. GOK bis Endtiefe: 750 EUR je m vertikale Tiefe • max. 2.500.000 EUR je Bohrung, max. 2 Tiefbohrungen sind förderfähig • Erkundungsbohrungen sind nicht förderfähig
Mehraufwendungen bei Tiefbohrungen ab 400 m Bohrtiefe
• 50% des nachgewiesenen Mehrkostenaufwands • max. 50% der ursprünglichen Planungskosten • max. 1.250.000 € pro Bohrung
Risikoabsicherung (Fündigkeitsrisiko)
• förderfähig: Bohrprojekte mit mindestens zwei Tiefbohrungen (Förder- und Injektionsbohrung) • Finanzierungsanteil: beträgt bis zu 80% der förderfähigen Bohrkosten inklusive der geplanten Investitionskosten für Stimulationsmaßnahmen • Kreditbetrag: i.d.R. max. 16 Mio. € pro Bohrprojekt • Darlehen werden im Fall der Nichtfündigkeit haftungsfrei gestellt
Errichtung bzw. Erweiterung von Nahwärmenetzen
• förderfähig nur, sofern im Mittel über das gesamte Netz ein Mindestwärmeabsatz von 500 kWh pro Jahr und Meter Trasse nachgewiesen wird • bei erstmaliger Erschließung 60 € je neu errichtetem Meter Trassenlänge • ansonsten 80 EUR je neu errichtetem oder verstärktem Meter Trassenlänge • Förderhöchstbetrag: 1.000.000 € • Förderhöchstbetrag: 1.500.000 €, sofern Wärme aus rein thermischen Tiefengeothermieranlagen in das Wärmenetz eingespeist wird • Tilgungszuschuss je Hausübergabestation: 1.800 €

Umweltinnovationsprogramm

Im Rahmen des Umweltinnovationsprogramms werden Demonstrationsvorhaben in großtechnischem Maßstab gefördert, die aufzeigen, in welcher Weise fortschrittliche Verfahren und Verfahrenskombinationen zur Verminderung von Umweltbelastungen verwirklicht werden. Im Mittelpunkt stehen Demonstrationsvorhaben u.a. in den Bereichen Energieeinsparung, rationelle Energieverwendung und Nutzung erneuerbarer Energien.

Demonstrationscharakter hat ein Vorhaben dann, wenn die geplante Technik/Technologie großtechnisch in Deutschland noch nicht angewendet wird oder wenn bekannte Techniken erstmals in einer neuen verfahrenstechnischen Anordnung zum Einsatz kommen. Die gewonnenen Erkenntnisse sollen auf andere Anwender mit gleichen oder ähnlichen Anlagen mit vergleichbaren, umweltentlastenden Auswirkungen übertragen werden können. Es werden derzeit vor allem innovative Verfahren mit hoher Multiplikationswirkung in den ökologischen Schlüsselbereichen Klimaschutz, erneuerbare Energien und Verkehr unterstützt. Mit der verwaltungs- und finanztechnischen Abwicklung des Programms hat das BMU die KfW-Bankengruppe beauftragt ([66], [67]).

Gefördert werden in- und ausländische Unternehmen der gewerblichen Wirtschaft, sonstige natürliche und juristische Personen des privaten Rechts, Gemeinden, Kreise, Gemeindeverbände, Zweckverbände, sonstige Körperschaften des öffentlichen Rechts sowie rechtlich unselbstständige Eigenbetriebe kommunaler Gebietskörperschaften mit einem **Zinszuschuss** des BMU von **bis zu 70%** der förderfähigen Kosten zur Verbilligung eines KfW-Kredites. In begründeten Ausnahmefällen, z.B. bei hohem Bundesinteresse, kann ein **Investitionszuschuss bis zu 30 %** der förderfähigen Kosten gewährt werden. Kleine und mittlere Unternehmen werden dabei bevorzugt gefördert. Für zinsverbilligte Kredite beträgt die Laufzeit bis zu 30 Jahre. Die ersten fünf Jahre sind tilgungsfrei ([66], [73]).

Umweltschutzförderung der Deutschen Bundesstiftung Umwelt (DBU)

Ein zentrales Anliegen der im Jahre 1990 gegründeten Deutschen Bundesstiftung Umwelt ist es, die Entwicklung und Nutzung neuer umweltentlastender Technologien und Produkte im Sinne eines vorsorgenden integrierten Umweltschutzes intensiv voranzutreiben, das nationale Naturerbe zu bewahren bzw. wiederherzustellen und das Umweltbewusstsein der Menschen durch Maßnahmen der Umweltbildung mit dem Ziel der Verhaltensänderungen zu fördern. Schwerpunktmäßig werden u.a. die Optimierung von Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien sowie Pilotprojekte, Felderprobungen neuer Technologien und besonders vorbildliche Modellvorhaben gefördert ([66], [67], [74]).

Förderfähig sind Vorhaben, die sich klar vom gegenwärtigen Stand der Forschung und Technik abgrenzen und eine Weiterentwicklung darstellen (Innovation), für eine breite Anwendung geeignet sind und sich unter marktwirtschaftlichen Konditionen zeitnah umsetzen lassen (Modellcharakter), neue, ergänzende Umweltentlastungspotenziale erschließen (Umweltentlastung) und der Bewahrung und Wiederherstellung des nationalen Naturerbes dienen. Für die Förderentscheidung ist der Grad der Umweltentlastung maßgeblich.

Antragsberechtigt sind natürliche und juristische Personen des privaten und öffentlichen Rechts, wobei im Unternehmensbereich vorrangig kleine und mittlere Unternehmen gefördert werden (Mittelstandspriorität). Der Bewilligungsempfänger muss über die für die Projektdurchführung erforderlichen Voraussetzungen und Fähigkeiten verfügen.

Die Förderung wird grundsätzlich in Form eines zweckgebundenen, **nicht rückzahlbaren Zuschusses** gewährt, dessen Höhe sich nach Projekt und Antragsteller richtet. Der Zuschuss kann als Projektförderung in Form einer Anteils-, Festbetrags- oder Fehlbedarfsfinanzierung gewährt werden. In begründeten Ausnahmefällen kann die Förderung auch zweckgebunden als Darlehen oder Bürgschaft erfolgen. Der Antragsteller hat grundsätzlich einen Eigenanteil zu erbringen. Mit öffentlichen Mitteln bezuschusste Projekte sollen in der Regel nicht gefördert werden. In begründeten Fällen kann eine Kumulation zugelassen werden. Anträge auf Gewährung einer Förderung sind schriftlich an die Geschäftsstelle der Deutschen Bundesstiftung Umwelt in Osnabrück zu richten ([66], [67], [74]).

Niedersächsisches Innovationsförderprogramm

Zur Beschleunigung innovativer Entwicklungen und Prozesse sollen insbesondere für Unternehmen der gewerblichen Wirtschaft Anreize für Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten z.B. in den Bereichen erneuerbare Energien und innovative Energietechniken gegeben werden. Gefördert werden z.B. Vorhaben, die die Erforschung und Entwicklung neuer Technologien zur Energieerzeugung und von erneuerbaren Energien wie z.B. Geothermie zum Inhalt haben. Voraussetzung für die Förderung ist u.a., dass die Vorhaben in Niedersachsen durchgeführt werden, hinreichend konkretisiert sowie technologisch Erfolg versprechend sind. Sie müssen das für den Zuwendungsempfänger tragbare technische und wirtschaftliche Risiko überschreiten und einen Beitrag für den gesamtwirtschaftlichen Innovationsprozess leisten.

Antragsberechtigt sind Unternehmen der gewerblichen Wirtschaft, insbesondere kleine und mittlere Unternehmen (KMU), wirtschaftsnahe Forschungseinrichtungen sowie natürliche Personen mit Sitz oder Betriebsstätte bzw. Wohnsitz in Niedersachsen. Die Zuwendung wird als **nicht rückzahlbarer Zuschuss** in Form einer Anteilfinanzierung zur Projektförderung gewährt. Die Höhe der Zuwendungen, bezogen auf die förderfähigen Ausgaben, beträgt bis zu 35% für KMU, bis zu 45% für kleine Unternehmen, die jünger als 5 Jahre sind und bis zu 25% für Unternehmen, die nicht den KMU-Kriterien entsprechen. Bei Verbundvorhaben mit Beteiligung von mindestens einem KMU oder Kooperationsvorhaben mit mindestens einer Forschungseinrichtung kann der Fördersatz um 10% erhöht werden. Die Förderanträge sind in zweifacher Ausfertigung auf den vorgeschriebenen Vordrucken bei der NBank einzureichen. Eine Bewertung der technologischen Inhalte erfolgt durch die Innovationszentrum Niedersachsen GmbH ([75]).

9 Kostenabschätzung

9.1 Einflussfaktoren, Datengrundlage

In diesem Kapitel werden die Kosten für die beschriebenen Erschließungsvarianten abgeschätzt. Die angegebenen Zahlen sind bei einer oberflächennahen Erschließung relativ leicht über Bohrmeter bzw. Flächenmaße zu definieren und unterliegen derzeit keiner großen Veränderung. Das Investitionsvolumen einer tiefengeothermischen Erschließung unterliegt hingegen starken Preisschwankungen, die durch die Krisen auf den Finanzmärkten noch verstärkt worden sind. Die hier angegebenen Kosten wurden nach der aktuellen Marktsituation ermittelt und sollen bzw. können lediglich den Rahmen definieren (Richtwerte). Generell sind folgende Einflussgrößen bei einer Kostenkalkulation bzw. Wirtschaftlichkeitsanalyse von Geothermieranlagen zu berücksichtigen:

- **Geologie des Untergrundes** (Tiefe, Temperatur, Gesteinsausbildung, Volumenstrom),
- **Seismik** (falls erforderlich)
- **Bohrtechnik** (Bohrtiefe, Bohrdurchmesser, Richtbohren, Förderpumpen, usw.),
- **Stimulationsmaßnahmen** (falls erforderlich)
- **Anlagenkonfiguration** (Stromerzeuger, Wärmetauscher, Wärmepumpen, Grund- und Spitzenlast, usw.),
- **Verbraucherstruktur** (Strom, Wärme, Kühlung, Neu- bzw. Altbau),
- **Wärmebedarfsstruktur** (Ganglinien, Laststunden, Vorlauf- und Rücklauftemperatur),
- **Marktbedingungen** (bes. Preise für Bohranlagen und Stahlverrohrungen; Energiepreise, Zinssätze),
- **Fördermittel** (Verfügbarkeit)

Bei der Kostenabschätzung für die tiefengeothermischen Erschließungsvarianten werden hier nur die **Faktoren Geologie, Seismik, Bohrtechnik und Stimulationsmaßnahmen** berücksichtigt. Kosten für die Einbindung der geothermischen Energie in vorhandene bzw. noch zu erstellende Energieförder- und -wandlungssysteme (obertägige Anlageanteile) werden nicht aufgeführt. Auch die Möglichkeit einer Förderung durch staatliche Programme wurde bei der Kostenschätzung nicht berücksichtigt. Dies kann aber ein sehr wichtiger Faktor für die Projektkostenkalkulation sein, da besonders das **Marktanreizprogramm** zu einer **deutlichen Kostenreduzierung im Bereich der Tiefengeothermie** führt (vgl. Kap. 8.2). Für die **Stromerzeugung** aus geothermischer Energie greifen hingegen die Regelungen des **EEG** mit den deutlich verbesserten Einspeisevergütungen und der besonderen Berücksichtigung der Kraft-Wärme-Kopplung und der HDR-Technologie (vgl. Kap. 1.1).

Eine weiterführende **Wirtschaftlichkeitsanalyse** mit tagesaktuellen Preisangaben und

Berücksichtigung der Aspekte Anlagenkonfiguration, Verbrauchsstruktur, Wärmebedarfsstruktur und Marktbedingungen erfolgt im **Teil II der Machbarkeitsstudie** für das Erschließungskonzept mitteltiefe Geothermie und die Verbrauchsstruktur Blumenviertel.

Bei den unter Kapitel 3 aufgeführten möglichen Konzepten einer tiefeingeothermischen Erschließung sind die Bohrkosten der ausschlaggebende Faktor bei der Gesamtinvestition. Hier variieren die Preise in Abhängigkeit von der Wahl des Bohrunternehmens und der Vertragsgestaltung beträchtlich. Der Boom bei der Exploration von Kohlenwasserstoffen und auch die drastisch gestiegene Nachfrage nach großen Bohranlagen für Geothermiebohrungen haben in den letzten Jahren zu einem deutlichen Preisanstieg geführt. Als Auswirkung der Finanzkrisen sind augenscheinlich Kapazitäten frei geworden, was sich in günstigeren Bohrpreisen widerspiegelt. Auch bei den Stahlpreisen ist diese Entwicklung erkennbar, scheint sich aber langsam wieder umzukehren. Ob und wie lange diese Trends anhalten, kann leider nicht zuverlässig abgeschätzt werden.

9.2 Kostenabschätzung für mögliche tiefeingeothermische Erschließungsvarianten

Sollte, unabhängig von der Projektplanung Blumenviertel, zukünftig eine **tiefengeothermischen Erschließung im Raum Hodenhagen** in Betracht gezogen werden, muss zunächst ein **Aufsuchungsfeld für Erdwärme und Sole** gesichert werden. Die Kosten für die Erstellung der Antragsunterlagen, die Beantragung und die fälligen Gebühren liegen bei **ca. 8.000 – 10.000 €**. Die Aufsuchungserlaubnis ist die Voraussetzung für die Durchführung weiterführender Erkundungsmaßnahmen, z.B. dem Ankauf von seismischen Daten und dem Abteufen einer Erkundungsbohrung. Zudem sichert sich der Auftraggeber die alleinigen Rechte für die Aufsuchung von Erdwärme (tiefeingeothermische Erschließung), so dass auch eine Absicherung für die während der Machbarkeitsstudie anfallenden Kosten gegeben ist. Für eine mitteltiefe Erschließung im Bereich Blumenviertel ist, auch beim Bau mehrerer Sonden, nach abschließender Auskunft des Bergamtes keine Aufsuchungserlaubnis notwendig.

Für die Detailplanung einer tiefeingeothermischen Erschließung sollte eine Machbarkeitsstudie angefertigt werden. Hierfür werden geologische Schichtverzeichnisse, Temperaturmessungen und geophysikalische Daten aus vorhandenen Tiefbohrungen eingesehen. Wichtigste Informationsquelle für die weitere Projektplanung sind tiefenseismische Profile. Die Nutzung der genannten Daten ist in der Regel kostenpflichtig. Die Kosten für den Ankauf der seismischen Daten belaufen sich auf 1000 €/km. Hinzu kommen die Kosten für das **Reprocessing** von ca. 1.000 €/km sowie Bearbeitungs- und Planungskosten. Insgesamt würden für die Interpretation vorhandener 2D-seismischer Daten im Raum Hodenhagen Kosten in der Größenordnung von **50.000 bis 80.000 €** anfallen. Bei unzureichender Qualität der vorhandenen 2D-seismischen Daten wäre anstatt eines Reprocessings eine **neue 2D-seismische Messung** zu beauftragen. Die Kosten für diese Messung liegen, in Abhängigkeit von der gewählten Messstrecke, bei ca. **150.000 bis 250.000 €**.

Insgesamt können die Kosten für eine Machbarkeitsstudie zur Vorbereitung einer tiefeingeothermischen Erschließung im Raum Hodenhagen mit ca. 200.000

bis 230.000 € ohne neue 2D-Seismik und 300.000 bis 400.000 € mit neuer 2D-Seismik veranschlagt werden.

Für die sich anschließende **Realisierungsphase** sind die Kostenschätzungen für die möglichen tiefengeothermischen Erschließungsvarianten im Raum Hodenhagen in Tabelle 8 aufgeführt.

Tab. 8: Kostenschätzung für mögliche tiefengeothermische Erschließungsvarianten im Raum Hodenhagen. MD = Measured Depth: gemessene Bohrlochlänge, bei abgelenkten Bohrungen > vertikale Tiefe (TVD = Total Vertical Depth).

Erschließungsvariante	Schätzpreis	Bemerkungen
Petrothermal: HDR/HFR Erschließungsmodell Rotliegend- Vulkanite (2 x 5.000 m MD)	25 – 30 Mio. €	2 abgelenkte Bohrungen, Stimulationsmaßnahmen, seism. Beob.-Netz, ohne obertägige Anlagenteile
Hydrothermal/EGS Erschließungsmodell Buntsandstein (2 x ca. 3.700 m MD)	17 - 21 Mio. €	2 abgelenkte Bohrungen, Stimulationsmaßnahmen, seism. Beob.-Netz, ohne obertägige Anlagenteile
Hydrothermal/EGS Erschließungsmodell Rhät (2 x ca. 2.600 m MD)	12 – 15 Mio. €	2 abgelenkte Bohrungen, Stimulationsmaßnahmen, seism. Beob.-Netz, ohne obertägige Anlagenteile
Hydrothermal Erschließungsmodell Wealden (2 x ca. 1.700 m MD)	2 - 3 Mio. € (50 % bei 1 Bohrung)	2 (1)Bohrung(en); ohne obertägige Anlagenteile
Erschließungsmodell Tiefe Erdwärmesonde (Beispiel ca. 3.100 m)	4,5 Mio. €	1 Bohrung, coaxialer Ausbau, ohne obertägige Anlagenteile

Für die **Dublettenlösungen** (petrothermal und hydrothermal) gehen die Schätzungen von der Annahme aus, dass beide Bohrungen von einem Bohrplatz aus abgeteuft werden. Dabei werden **beide Bohrungen abgelenkt** abgeteuft (Ausnahme Wealden), um einen ausreichenden Abstand zwischen den Zielpunkten im Bohrlochtiefsten zu gewährleisten und eine Abkühlung der Förderbohrung zu vermeiden. Außerdem lassen sich mit einer schrägen Bohrung längere Strecken im Zielhorizont erschließen und bei Stimulationsmaßnahmen Kluft- oder Verwerfungsflächen besser anschließen. Der Speicherhorizont wird mit einem Enddurchmesser von ca. 7" erschlossen. Die Ankerrohrtour ist so zu dimensionieren, dass eine Tauchpumpe für einen ausreichenden Volumenstrom installiert werden kann. Die Schätzungen beinhalten die Einrichtung des Bohrplatzes, Bohrarbeiten, Bohrlochmessungen, Tests, Verrohrung, Zementation, Komplettierung der Bohrung, Ent-

sorgung von Bohrklein und Spülung sowie technische Serviceleistungen an der Bohrung und Schallschutzmaßnahmen. Kosten für notwendige Stimulationsmaßnahmen (vgl. Kap. 3.1 und 3.2) sowie die Einrichtung und der Betrieb eines seismischen Beobachtungsnetzes sind für die drei erstgenannten Varianten der Tabelle 8 in der Kostenschätzung enthalten.

Für das **Modell Tiefe Erdwärmesonde** wurde als Beispiel eine Erschließungstiefe von 3.100 m gewählt, um am Sondenfuß eine Temperatur von ca. 100°C zu erreichen. In der angegebenen Kostenschätzung sind die oben genannten Arbeiten für eine Bohrung und den Ausbau als coaxialer Sondentyp berücksichtigt. Hierbei ist zu beachten, dass bei einer Auslegung der Sonde für höhere oder geringere Leistungsbereiche die Kosten im Verhältnis zur Bohrtiefe deutlich abweichen werden.

In einer **zusammenfassenden Betrachtung** liegen die Investitionskosten, ohne Betrachtung der obertägigen Energiewandlungssysteme und ohne Berücksichtigung von Fördermitteln, bei den **tiefengeothermischen Varianten**, mit einigen Ausnahmen, im Bereich von **2.000 – 5.000 €/kW**, bezogen auf die angegebenen Schätzpreise und die aus Temperatur und Volumenstrom abgeleiteten thermischen Leistungen. Die Tiefe Erdwärmesonde schlägt hierbei mit deutlich > 10.000 €/kW zu Buche, ist aber, bezogen auf die Fündigkeit, die risikofreie Variante.

Bei den Kostenschätzungen Tiefe Geothermie wird generell davon ausgegangen, dass das Projekt- und Bohrmanagement seitens des Auftraggebers bzw. durch beauftragte Subunternehmen erfolgt und die Gewerke vom Management einzeln ausgeschrieben werden. Bei einer **Generalunternehmer-Vergabe („Turnkey“-Projekt)** können sich die angegebenen Kosten um bis zu 30% erhöhen. Sicherheitsrücklagen für unvorhergesehene Ereignisse und Prämien für eine Fündigkeitsversicherung wurden nicht berücksichtigt.

9.3 Kostenabschätzung für die verschiedenen Varianten einer oberflächennahen und mitteltiefen geothermischen Erschließung

Für die **oberflächennahe geothermische Erschließung** sind die Richtwerte in der Tabelle 7 in €/m bzw. €/m² angegeben. Für die **Bauteilaktivierung**, z.B. über die **Fundamentplatte** (vgl. Kap. 5.5), gilt die Preisspanne (nach Herstellerangabe) für m² Fläche einschließlich Montage. Die Gesamtpreise für eine mögliche Nutzung über **Sonden** (oder Kollektoren) sind abhängig von der gewünschten Entzugsleistung und addieren sich aus der Summe der Sondenmeter bezogen auf die Gesamtlänge der Bohrung bzw. Gesamtfläche von Kollektoren.

Der Bereich der **mitteltiefen Geothermie** befindet sich in der Entwicklung. Die genannten Investitionskosten beruhen auf eigenen Kalkulationen bezüglich der Materialkosten und auf den Angaben von drei verschiedenen Bohrunternehmen bezüglich der Bohrkosten. Einbautiefen von 700 - 800 m wurden bei Direktverdampfersonden bisher nicht realisiert (vgl. Kap. 5.2). Detaillierte Angaben zu den Kosten für das Erschließungskonzept Blumenviertel werden in Teil II der Studie gemacht.

Die **Investitionskosten für eine Wärmepumpe** sind von der Leistung abhängig. In der Tabelle 9 sind Richtwerte für 7 kW (eine Sonde), 50 kW, 100 kW und 250 kW (Mitteltiefe

Sonden bzw. Sondenfelder) beispielhaft aufgeführt.

Die Investitionskosten für eine gegebenenfalls notwendige **Wärmetrasse** richten sich vor allem nach der Länge der Leitung, dem notwendigen Rohrdurchmesser und dem Material. Die in Tabelle 9 angegebenen Investitionskosten sind lediglich Richtwerte und müssen bei weitergehenden Planungen den anlagenspezifischen Kennwerten angepasst werden. Die angegebenen Investitionskosten für Rohrleitungen beziehen sich auf isolierte flexible Kunststoffmediumrohre aus PE-X bzw. Doppelrohr Verbundsystem zum Einsatz in Grabenverlegung oder grabenlos im Spülbohrverfahren.

Tab. 9: Kostenschätzung für verschiedene Varianten einer oberflächennahen oder mitteltiefen Erschließung.

Erschließungsvariante		Schätzpreis	Bemerkungen
Modell oberflächennahe Erschließung	Bauteilaktivierung	20 – 30 €/m ²	nur bei Neubaumaßnahmen
	Kollektoren (1,2 – 2,0 m)	20 – 30 €/m ²	nur bei ausreichender nicht überbauter Fläche
	Sonden bis ca. 200 m 200 – 400 m	50 – 70 €/m 70 – 100 €/m	in der Regel als Doppel-U-Sonde PE-100
Modell mitteltiefe Erschließung	Sonden mit Flüssigkeitszirkulation z.B. ca. 700 - 800 m	250.000-350.000 €	1 vertikale Bohrung, ko-axialer Sondenausbau
	Direktverdampfersonde z.B. ca. 700 - 800 m	300.000-400.000 €	1 vertikale Bohrung, Sondenausbau
Sole/Wasser-Wärmepumpe			
7 kW		6.000 – 9.000 €	Wärmepumpe mit Soleverteiler, Steuerung, Ventile, Mischer, Verrohrung und Heizwasserspeicher
50 kW		17.000 – 22.000 €	
100 kW		28.000 – 33.000 €	
250 kW		75.000 - 86.000 €	
Wärmetrasse einschl. Erdarbeiten		200 – 300 €/m	abhängig von Rohrdurchmesser und Material

In einer **zusammenfassenden Betrachtung** liegen die Investitionskosten für die **oberflächennahe Erschließung** in der Größenordnung von **knapp über 1.000 €/kW**. Auch hier sind die obertägigen Anlagenteile zunächst nicht berücksichtigt. Bei der **mitteltiefen Geothermie** liegen die Investitionskosten pro kW derzeit noch in der Größenordnung einer tiefeingeothermischen Erschließung. Bei Inanspruchnahme der Fördermittel aus dem

Marktanreizprogramm wird etwa das Kostenniveau der oberflächennahen Erschließung erreicht oder sogar unterschritten.

10 Risikobetrachtung

In diesem Kapitel werden generelle **geologische und erschließungstechnische Risiken** (Geologie, Bohr- und Anlagentechnik) betrachtet. Risiken, die für die spezielle Projektplanung im Blumenviertel Hodenhagen relevant sind (bes. Anlagentechnik, Wirtschaftlichkeit, Projektfinanzierung) werden im **Teil II der Machbarkeitsstudie** berücksichtigt.

10.1 Risiken der tiefengeothermischen Erschließung

Eine tiefengeothermische Erschließung ist unabhängig vom Standort immer mit Risiken verbunden, da hierzu ein hoher technischer Aufwand notwendig ist und sich die tatsächlichen Untergrundverhältnisse erst mit der Erkundungsbohrung erschließen. Generell ist das **Risiko bei geschlossenen geothermischen Systemen (Sonden) gegenüber offenen Systemen deutlich geringer**. Eine tiefengeothermische Erschließung ist außerdem mit einem vergleichsweise hohen Investitionsrisiko behaftet. Derzeit haben Projekte der Tiefen Geothermie besonders in Norddeutschland noch **Pilotcharakter**, so dass in der Regel Fördermittel eingeworben werden können. Diese dämpfen das Risiko und führen zu einer deutlich positiven Beeinflussung der Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen.

Geologisches Risiko

Unter dem geologischen Risiko wird im Allgemeinen verstanden, dass die prognostizierten Parameter für den Erschließungshorizont nicht angetroffen werden. Im Falle einer **hydrogeothermischen Erschließung** wird von „**Fündigkeitsrisiko**“ gesprochen. Die Fündigkeit definiert sich aus der erwarteten Spanne für **Temperatur** und **Zuflussrate**, die letztendlich die erzielbare geothermische Leistung definieren. Liegen die Werte außerhalb dieser Spanne, gilt die Bohrung als „nicht fündig“ und die erwartete Produktivität (geothermische Leistung) wird nicht oder nicht im erwarteten Maße erreicht. Große Assuranzanzen haben sich den boomenden Markt der Geothermie erschlossen und versichern das Risiko durch eine **Fündigkeitsversicherung**. Hierzu wird eine kostenpflichtige **Abschätzung des Fündigkeitsrisikos** durch das LIAG in Hannover angefordert. Auf Grundlage dieser Abschätzung und unter Berücksichtigung einer vorhandenen **Machbarkeitsstudie** werden die Versicherungsprämien festgelegt. Unter der Programm-Nr. 228 bietet neuerdings auch die KfW-Bank Kredite mit Haftungsfreistellung für das Fündigkeitsrisiko an. Das Fündigkeitsrisiko ist stark standortabhängig.

Für den **Raum Hodenhagen** betrifft das Fündigkeitsrisiko alle hydrogeothermischen Erschließungsmodelle und beschränkt sich hierbei fast ausschließlich auf die erwarteten Fließraten. Bezüglich der Minimalanforderung für eine effiziente Nutzung von $50 \text{ m}^3/\text{h}$ wird das **Risiko**, auch bei einer Durchführung von flankierenden Maßnahmen (Stimulation), bei den Modellen Rhät und Wealden als **sehr hoch** eingestuft. Dies ist auch dadurch begründet, dass im Untergrund von Hodenhagen keine bedeutenden Verwerfungen oder Verwerfungszonen mit Dehnungscharakter identifiziert werden konnten. Die besten Aussichten werden diesbezüglich dem Doethlingen-Sandstein des Mittleren Buntsandstein zugeschrieben. Bei den prognostizierten Temperaturen werden die möglichen Abwei-

chungen als eher gering eingeschätzt. Die Annahmen können aber durch eine kostenpflichtige Temperaturstudie des LIAG verifiziert werden.

Bei einer **HDR-/HFR-Erschließung** besteht kein Fündigkeitsrisiko. Das Hauptrisiko liegt bei der erfolgreichen Durchführung der **Frac-Operationen**. Neben der rein technischen Durchführung liegt das Risiko auch hierbei in der Geologie, da durch die Frac-Maßnahmen in der Regel keine völlig neuen Rissmuster geschaffen werden, sondern bereits vorgezeichnete Systeme geöffnet bzw. reaktiviert werden. Führen normale Wasserfracs nicht zum Erfolg, ist der Einsatz von Stützmitteln möglich, um die Risse offen zu halten. Nur wenn der Nachweis eines ausreichend großen Wärmetauschersystems erbracht wurde, wird die zweite Bohrung realisiert.

Die bei den Stimulations-Maßnahmen erzeugte **Mikroseismizität** ist gewollt und notwendig, um die geöffneten Flächen im **seismischen Überwachungsnetz** zu erfassen und über 3D-Modellierung darstellen zu können. Dies ist die Voraussetzung für die Planung der zweiten Bohrung, die in diese Flächen hinein abgeteuft wird. Das die erzeugte Mikroseismizität an der Oberfläche deutlich wahrgenommen werden kann, wie es im Falle des Geothermieprojektes in Basel vorkam, ist nicht gewollt und nur unter besonderen geologischen Rahmenbedingungen denkbar. Diese sind im Bereich **Hodenhausen** nicht gegeben, so dass ein diesbezügliches **Risiko** als **gering** eingeschätzt wird. Aufgrund der Ereignisse in Basel besteht allerdings eine gewisse Sensibilität gegenüber dieser Technologie, auf die durch entsprechende Informationspolitik und Überwachungsmaßnahmen reagiert werden muss. Das Risiko, im Zuge der Frac-Maßnahmen keine oder zu geringe Wegsamkeiten zu erschließen, wird insgesamt als relativ hoch eingeschätzt.

Für das Erschließungsmodell der **Tiefen Erdwärmesonde** entfällt das Fündigkeitsrisiko (i.e.S.), da lediglich die Temperatur bzw. der Wärmefluss von Bedeutung sind. Dies gilt in gleicher Weise für jede Variante einer Direktverdampfer-sonde. Bei der Nutzung bestimmter Verdampfermedien (z.B. Ammoniak) müssen allerdings entsprechende behördliche Auflagen berücksichtigt werden.

Das geologische Risiko kann durch eine intensive Vorerkundung mit einer Auswertung aller verfügbarer Daten (bes. Seismik und Bohrdaten) minimiert werden.

Bohrtechnisches Risiko

Die Entwicklung der Tiefbohrtechnik wurde und wird besonders von der Erdöl- und Erdgasindustrie vorangetrieben und gilt als ausgereift. Trotzdem ist das Risiko von **technischen Havarien** auch bei modernen Rotary-Anlagen nicht auszuschließen, die dann zu kostenrelevanten Verzögerungen oder, im Extremfall, zur Aufgabe der Bohrung führen können.

Neben den materialbedingten Risiken spielt hierbei wiederum die Geologie eine große Rolle (siehe oben). Probleme treten z.B. häufig auf, wenn anlagentechnische Parameter (Meißeldrehzahl, Bohrspülung) nicht oder zu spät den wechselnden geologischen Verhältnissen angepasst werden. Im Falle einer hydrogeothermischen Bohrung kann eine falsche Wahl der Bohrspülung außerdem zu einer Schädigung des Thermalwasserhorizontes führen. Bei tieferen Bohrungen im Norddeutschen Becken muss auch der Gefahr von Gaszu-

treten durch geeignete Maßnahmen Rechnung getragen werden (Blowout Preventer).

Die bohrtechnischen Risiken lassen sich durch die Wahl eines erfahrenen Bohrunternehmens, erfahrener Servicefirmen (Logging- und Spülservice) und eine gute geologische Prognose aber weitgehend minimieren. Eine Versicherung des bohrtechnischen Risikos ist ebenfalls möglich. Bei einem rein technischen Defekt haftet das Bohrunternehmen. Im Versicherungsfall führt die Definition der Ursache der Havarie (Geologie oder Technik) allerdings häufig zu rechtlichen Auseinandersetzungen.

Anlagentechnisches Risiko

Neben den normalen technischen Risiken einer Heizungs- bzw. Stromerzeugungsanlage kann der Energieträger „Thermalwasser“, speziell Thermalwasser mit hohem Salzgehalt, besondere anlagenrelevante Probleme verursachen. Hohe Salzgehalte sind in Tiefenwässern des Norddeutschen Beckens die Regel (vgl. Kap. 2.7). In diesem Zusammenhang sind sowohl eine **Gasgefährdung** (z.B. CH₄) als auch mögliche **Ausfällungen** (Eisenhydroxide, Sulfate, Karbonate) und **Korrosion** zu nennen. Besonders bei Thermalwässern im niedrigen Temperaturbereich muss zudem der Gefahr einer unerwünschten **mikrobiologischen Verunreinigung** und einer **H₂S-Entwicklung** technisch entgegengetreten werden.

Die genannten Risiken sind durch die Wahl geeigneter Materialien z.B. den Einsatz korrosionsbeständiger Materialien, durch eine wirkungsvolle Druckhaltung des Systems, die Vermeidung von Sauerstoffzutritt, eine Inertgasbeaufschlagung und einen sachkundigen Betrieb der Anlage beherrschbar.

10.2 Risiken der oberflächennahen Erschließung

Die oberflächennahe Geothermie hat sich in den letzten Jahren sehr stark entwickelt, so dass die angewandten Methoden und Materialien einen hohen Standard erreicht haben. Das Risiko ist dadurch und aufgrund des in der Regel niedrigeren Investitionsvolumens vergleichsweise gering. Trotzdem können eine Nichtbeachtung insbesondere der hydrogeologischen Untergrundverhältnisse und/oder unsachgemäße Bohrausführung zur Schädigung eines vorhandenen Aquifers führen. Auch bodenmechanische Probleme können auftreten und im schlimmsten Fall massive Infrastrukturschäden verursachen, wie kürzlich im Stadtgebiet von Staufen, südlich Freiburg. Dies kann erhebliche Schadensersatzforderungen zur Folge haben. Durch eine gute geologische Voruntersuchung lassen sich derartige Risiken aber deutlich mindern.

Für eine planungssichere Berechnung der Anlagenauslegung sind bei Anlagengrößen ab ca. 30 kW (Sondenfelder) nach **VDI 4640** ([9]) Probebohrung(en) zur Durchführung und Auswertung eines **Thermal Response Tests** zwingend notwendig. Die Probebohrung(en) werden anschließend in das geplante Sondenfeld integriert. Erst mit den Ergebnissen des Thermal Response Tests stehen belastbare Daten zu den relevanten Untergrundparametern zur Verfügung. Auf Basis dieser Daten sollten eine Berechnung der erforderlichen Gesamtsondenlänge und eine Langzeitberechnung der Temperatur des Wärmeträgerfluids mittels Spezialsoftware erfolgen. Durch diese Vorgehensweise werden die

Risiken einer fehlerhaften Auslegung des Systems minimiert.

Eine schlechte Hinterfüllung der Sonden oder die Wahl ungeeigneter Sondenmaterialien können allerdings, trotz guten Anlagenplanung und -modellierung, zu mangelhafter Leistung oder, im Extremfall, zum Systemausfall führen. Durch die Wahl eines zertifizierten Bohrunternehmens und entsprechender Systemtechniker können diese Risiken aber weitgehend ausgeschaltet werden.

11 Bewertung des Projektgebietes und Empfehlungen zum weiteren Vorgehen

Im Rahmen der vorliegenden Machbarkeitsstudie wurden die geologischen Rahmenbedingungen für eine geothermische Erschließung überprüft und Konzepte für eine mögliche technische Umsetzung konzipiert. Grundsätzlich sind alle üblichen Erschließungskonzepte im betrachteten Projektgebiet anwendbar. In der abschließenden Bewertung wird zunächst auf die großtechnischen Konzepte der tiefen Geothermie eingegangen. Anschließend werden die Potenziale der mitteltiefen und oberflächennahen Geothermie angesprochen und abschließend eine zusammenfassende Bewertung gegeben. Die Bewertung der für das **Blumenviertel** vorgeschlagenen Erschließungsvariante erfolgt in **Teil II der Studie**.

11.1 Potenziale der tiefen Geothermie

In der nachfolgenden **Tabelle 10** sind die Erschließungskonzepte der tiefen Geothermie zusammengefasst, die für das Projektgebiet theoretisch möglich sind. Die abgeschätzten Investitionskosten sind hauptsächlich als Funktion der Erschließungstiefe, aber auch der erzielbaren thermischen Leistung zu sehen. Um wirtschaftlich darstellbar zu sein, sind tiefengeothermische Projekte in Norddeutschland, im Gegensatz zu den prädestinierten Gebieten im Oberrheingraben und im Raum München, derzeit in der Regel (noch) auf eine Unterstützung durch Fördermaßnahmen (vgl. Kap. 8) angewiesen. Dies gilt besonders für kostenintensive HDR-/HFR- bzw. EGS-Erschließungen, bei denen nach einschlägiger Expertenmeinung aber die Zukunft der tiefen Geothermie liegen wird. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt kann jede Realisierung eines tiefengeothermischen Projektes in Norddeutschland als Ausdruck einer weitsichtigen Planung der Energieversorgung angesehen werden und zeigt die Bereitschaft und den Willen der Akteure, einen substanziellen Beitrag zum Klimaschutz zu leisten.

Die in Tabelle 10 aufgeführten Erschließungsvarianten wurden einer Bewertung unterzogen, bei der die Kriterien Innovationsansatz, Kosten/Wirtschaftlichkeit, substanzieller Beitrag zur Energieversorgung („MW-Bereich“), Möglichkeit der Stromerzeugung, substanzieller Beitrag zur Minderung des CO₂-Ausstosses, bestehendes Risiko und Standortvorteil zur Anwendung kamen. Die Bewertungsmatrix für die möglichen Erschließungsvarianten im Projektgebiet ist in **Tabelle 11** dargestellt und versteht sich als eine subjektive Wertung.

Tab. 10: Mögliche tiefegeothermische (und mitteltiefe) Erschließungskonzepte im Projektgebiet.

Erschließungs- variante	HDR/HFR	Hydrogeo- thermie 1 (EGS)		Hydrogeo- thermie 2	Hydrogeo- thermie 3 (mitteltief)	Tiefe EWS	Mitteltiefe EWS
Stratigraphie	Rotliegend- Vulkanite	Buntsandstein		Rhät	Unterkreide (Wealden)	z.B. Buntsand- stein	z.B. Unterkreide
Tiefe [m]	2x ca. 5.000 (MD)	2x 3.700 (MD)		2x 2.600 (MD)	2x 1.700 (MD)	3.100	800
Temperatur [°C] (Bohrlochsoh- le)	> 155	116°C		> 80°C	ca. 55-60°C	ca. 100 am Sondekopf: ca. 50	Sondenkopf- temperatur 8,48 – 8,86
Leistung [MW]	30 l/s therm.: 13,2 el./th.: 1,4/2,5 50 l/s therm.: 21,9 el./th.: 2,2/4,2	15 l/s therm.: 4,1 el./th.: 0,3/1,3 30 l/s therm.: 8,3 el./th.: 0,5/2,5	2,0 – 4,1 MW _{th}		1,3 – 1,6 MW	0,25 – 0,35 MW	0,06 – 0,08 MW
Brutto CO ₂ - Äquivalente (8300 h/a)	24.100 – 40.000	7.500 – 14.800		3.600 – 7.500	2280 – 2850	457 – 639	110 – 1456
Kosten [Mio. €] (o. obertägige Anlagenteile)	25 – 30	17 – 21		12 – 15	2 – 3	4,5	0,25 – 0,35

Bei der Variante HDR-/HFR-Rotliegend-Vulkanite ist der **innovative Ansatz** insgesamt sehr hoch zu bewerten. Eine erfolgreiche HDR-/HFR-Erschließung der Rotliegend-Vulkanite (ggf. einschl. Oberkarbon) im Bereich Hodenhagen (vgl. Kap. 3.1) wäre ein Meilenstein in der Entwicklung dieser zukunftssträchtigen Technologie und hätte Pilotcharakter – auch bezüglich der Bohrtiefe - und dementsprechend ein **hohes Förderpotenzial**. Allerdings liegt hierfür mit dem Projekt Groß Schönebeck ein vergleichbares Beispiel vor (Erschließung der Rotliegend-Sedimente und -Vulkanite), dem auch bereits Fördermittel zugeflossen sind. Ähnliches gilt für die EGS-Erschließung des Buntsandstein. Die Frac-Technologie wurde in der Bohrung Horstberg bereits getestet, ein Beispiel einer funktionstüchtigen Dublette gibt es allerdings bisher nicht. Für die übrigen Erschließungsvarianten können innovative Ansätze zur Anhebung des Förderpotenzials höchstens durch technische Detaillösungen definiert werden.

Das **Kosten-/Wirtschaftlichkeits-Verhältnis** ist relativ schwer zu werten. Während die Kosten vergleichsweise gut abschätzbar sind, ergibt sich die Wirtschaftlichkeit insbesondere aus der erzielbaren thermischen Leistung und der Abnahmestruktur. Bei einem Abgleich der in Kapitel 4 angegebenen möglichen thermischen Leistungen und der in Kapitel 9 dargestellten Kostenschätzung ergeben sich leichte Vorteile für die investitionsintensive Rotliegend-Variante bei den reinen Herstellungskosten pro kW. Dies aber nur unter der Voraussetzung, dass keine bohrtechnischen Probleme auftreten, die die Kosten in die Höhe treiben. Unter der Maßgabe, dass die angenommenen Volumenströme erreicht werden, stellt sich das Kosten-/Wirtschaftlichkeits-Verhältnis bei anderen Dubletten-Varianten in einer vergleichbaren Größenordnung dar. Die Tiefe Erdwärmesonde schneidet bei diesem Bewertungspunkt schlecht ab.

Ein **substanzieller Beitrag zur Energieversorgung** wird in dieser Studie über eine Leistung im MW-Bereich definiert. Diesbezüglich werden alle tiefengeothermischen Varianten mit Ausnahme der Tiefen Erdwärmesonde positiv bewertet.

Die **Möglichkeit der Stromgewinnung** wird an dieser Stelle ohne Berücksichtigung der Wirtschaftlichkeit betrachtet. Damit kommen die beiden Varianten Rotliegend und Buntsandstein für eine Stromgewinnung in Frage.

Ein **Beitrag zur Minderung des CO₂-Ausstoßes** wird prinzipiell durch alle angeführten Systeme realisiert. Ein „substanzieller“ Beitrag wird wiederum über eine thermische Leistung im MW-Bereich definiert.

Tab. 11: Bewertungsmatrix für die möglichen tiefen und mitteltiefen Erschließungsvarianten im Projektgebiet.

Kriterien	HDR/HRF Rotliegend- Vulkanite	EGS Buntsandstein	EGS Rhät	Hydrothermal/ EGS Wealden	Tiefe EWS	Mitteltiefe EWS
Innovations- ansatz	+	+	+-	+-	+-	++
Kosten / Wirtschaft- lichkeit	+-	+-	+-	+-	-	+
substanzieller Beitrag zur Energieversor- gung	+	+	+	+	-	-
Stromgewinnung mög- lich	++	+	-	-	-	-
substanzieller Beitrag zur Minderung des CO ₂ -Ausstosses	+	+	+	+	-	-
Risiko	-	+-	-	-	++	++
Standortvorteil	-	+	-	-	-	-

Die Betrachtung des **Risikos** ist sicher einer der wichtigsten Punkte der Bewertungsmatrix. Dies betrifft insbesondere das geologische Risiko oder „Fündigkeitsrisiko“. Bei der HDR-/HFR-Variante besteht dieses Risiko zwar nicht, ein hohes Risiko liegt allerdings bei der Schaffung ausreichend großer Wärmetauscherflächen für den notwendigen Volumenstrom durch Stimulationsmaßnahmen. Dieses Risiko ist nicht zu unterschätzen, da für den geothermischen Erschließungshorizont (Rotliegend-Vulkanite) bisher noch keine ausreichenden Erfahrungswerte vorliegen und die Mächtigkeiten am Standort nicht zuverlässig ermittelt werden können. Auch für eine EGS-Erschließung des Mittleren Buntsandstein, des Rhät oder des Wealden wird das Risiko, unzureichende Volumenströme zu erzielen, als hoch eingeschätzt. Im Vergleich würde hierbei die Variante Buntsandstein etwas besser abschneiden, wenn von ausreichender Mächtigkeit des Doetlingen-Sandsteins ausgegangen werden kann. Eine an der Oberfläche spürbare induzierte Seismizität, wie sie beim Projekt Basel durch Stimulationsmaßnahmen aufgetreten ist, wird für den Standort hingegen als sehr unwahrscheinlich angesehen. Für die geschlossenen Sondensysteme (Tiefe oder Mitteltiefe Sonde) entfällt das Fündigkeitsrisiko ganz allgemein. Generell lässt sich das geologische Risiko durch intensive Vorplanung mindern, aber nicht ausschließen. Das Vorhandensein von Thermalwasser in den erhofften Mengen kann letztendlich für alle Varianten nur durch die erste Bohrung (Erkundungsbohrung) eindeutig nachgewiesen werden.

Ein eindeutiger **Standortvorteil** ist für keine der beschriebenen tiefengeothermischen Erschließungsvarianten erkennbar. Das Fehlen von größeren Störungssystemen am Standort muss eher negativ bewertet werden. Lediglich für den Mittleren Buntsandstein kann das Auftreten des Doetlingen-Sandsteins im Großraum Hodenhagen als standortspezifischer Vorteil angesehen werden.

Zusammenfassend kann keine der berücksichtigten tiefengeothermischen Varianten eindeutig empfohlen werden. Für eine reine saisonale Wärmeversorgung des Blumenviertels ist eine tiefengeothermische Erschließung nicht geeignet. Nur unter veränderten Rahmenbedingungen (Energiebedarf, Erschließungskosten und Energiepreise) könnte eine weiterführende tiefengeothermische Erkundung befürwortet werden. Diese sollte auf den Doetlingen-Sandstein ausgerichtet sein. Für den Standort Hodenhagen können die Möglichkeiten einer tiefengeothermischen Erschließung zum gegenwärtigen Zeitpunkt insgesamt als investitionsintensiv und risikobehaftet bezeichnet werden.

11.2 Potenziale der oberflächennahen und mitteltiefen Geothermie

Im Gegensatz zu den tiefengeothermischen Erschließungsvarianten werden der **mitteltiefen und oberflächennahen Geothermie für Hodenhagen** auch unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen **sehr gute Entwicklungsmöglichkeiten** zugeschrieben. Von besonderem Vorteil ist hierbei, dass die Investitionen insgesamt deutlich niedriger sind und der Bau einer größeren Anlage bedarfsangepasst in Teilabschnitten erfolgen kann. Auf diese Art und Weise lassen sich intelligente mitwachsende Versorgungsstrukturen schaffen. Bei Bohrtiefen bis ca. 1.000 m sind die Bohrkosten noch moderat und lassen sich für den Bereich ab 400 m durch die Bohrkostenvergütung des MAP weiter sen-

ken. **Unabhängig von der Betrachtung des Blumenviertels können die Bedingungen für eine oberflächennahe oder mitteltiefe geothermische Erschließung mittels geschlossener SONDENSYSTEME im gesamten Gemeindegebiet von Hodenhagen als gut angesehen werden. Auf die spezielle Situation im Blumenviertel wird im Teil II der Machbarkeitsstudie eingegangen.**