

**Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des  
Erfahrungsberichts 2014  
gemäß § 65 EEG**

im Auftrag des  
**Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie**

**Vorhaben IIb  
Stromerzeugung aus Geothermie**

***Wissenschaftlicher Bericht***

**Projektleitung:**

**Martin Kaltschmitt**

**Technische Universität Hamburg-Harburg  
Institut für Umwelttechnik und Energiewirtschaft**

Institut für Umwelttechnik  
und Energiewirtschaft  
**THE FIVE**

**GFZ**  
Helmholtz-Zentrum  
**POTSDAM**

**Juli 2014**



Technische Universität Hamburg-Harburg  
Institut für Umwelttechnik und Energiewirtschaft  
Eißendorferstrasse 40  
D-21073 Hamburg

Sebastian Janczik  
E-Mail: [sebastian.janczik@tuhh.de](mailto:sebastian.janczik@tuhh.de)  
Telefon: 040 42878 3322

Helmholtz-Zentrum Potsdam  
Deutsches GeoForschungsZentrum – GFZ  
Sektion 4.1 Reservoirtechnologien

Gina Andrea Kupfermann  
E-Mail: [a.kupfermann@gfz-potsdam.de](mailto:a.kupfermann@gfz-potsdam.de)  
Telefon: 0331 288 28624

**Hamburg, Juli 2014**

## Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis .....	V
Tabellenverzeichnis .....	VII
<b>Vorbemerkungen .....</b>	<b>9</b>
<b>1 Spartenspezifische Einführung .....</b>	<b>10</b>
1.1 Stand der Technik .....	10
1.1.1 Einzelkomponenten .....	10
1.1.1.1 Untertägige Komponenten .....	10
1.1.1.1.1 Bohrtechnik .....	10
1.1.1.1.2 Verrohrung und Komplettierung .....	17
1.1.1.2 Übertägige Komponenten .....	18
1.1.1.2.1 Heizwerke .....	19
1.1.1.2.2 Kraft- und Heizkraftwerke .....	21
1.1.2 Anlagen- und Betriebskonzepte .....	26
1.1.2.1 Anlagenkonzepte .....	26
1.1.2.2 Betriebskonzepte .....	27
1.2 Rechtliche Rahmenbedingungen .....	29
1.3 Herausforderungen und Entwicklungstendenzen .....	31
1.3.1 Herausforderungen .....	31
1.3.2 Entwicklungstendenzen .....	37
1.4 Sparte im Kontext des EEG .....	39
1.4.1 Aktuelle Vergütungsvoraussetzungen und -struktur .....	39
1.4.2 Darstellung der Vergütungsentwicklung .....	39
<b>2 Stand der Markteinführung .....</b>	<b>40</b>
2.1 Entwicklung der Anlagenkapazität .....	40
2.1.1 Geothermische Strom- bzw. kombinierte Strom- und Wärmebereitstellung .....	40
2.1.2 Darstellung der Anlagen außerhalb des EEG – Geothermische Wärmebereitstellung .....	43
2.2 Entwicklung der Stromerzeugung .....	45
2.3 Marktanalyse .....	47
2.3.1 Differenzierte Darstellung der aus dem Anlagenzubau resultierenden Entwicklung in Deutschland .....	47
2.3.1.1 Durchschnittsvergütung der Neuanlagen .....	47
2.3.1.2 Gesamtvergütung .....	47
2.3.2 Entwicklung der Anlagenhersteller in Deutschland .....	48
2.3.3 Internationale Märkte .....	49
2.3.4 Vermarktungsstrategien .....	51
2.4 Ausbauziele und realisierter Ausbau im Vergleich .....	52
<b>3 Ökonomische Aspekte .....</b>	<b>53</b>
3.1 Analyse und transparente Darstellung der Kostenseite .....	53
3.1.1 Referenzanlagen .....	53
3.1.2 Investitionen und Betriebskosten .....	55



3.1.3	Berechnung der Stromgestehungskosten.....	58
3.1.4	Berechnung der Stromgestehungskosten bei einer Berücksichtigung der KfW-Programme .....	58
3.1.4.1	Berechnung der Stromgestehungskosten bei einer Berücksichtigung des KfW-Programms Erneuerbare Energien – Standard (270) .....	59
3.1.4.2	Berechnung der Stromgestehungskosten bei einer Berücksichtigung des KfW-Programms Erneuerbare Energien – Premium – Tiefengeothermie (272/282) für geothermische Kraftwerke und „stromgeführte“ geothermische KWK-Anlagen .....	59
3.1.4.3	Berechnung der Stromgestehungskosten bei einer Berücksichtigung des KfW-Programms Erneuerbare Energien – Premium – Tiefengeothermie (272/282) für „wärmegeführte“ geothermische KWK-Anlagen .....	61
3.1.5	Parametervariation.....	63
3.2	Analyse der EEG-Vergütungsstruktur.....	65
3.3	Zusammenfassung und Handlungsempfehlungen.....	66
3.4	Kostenreduktionspotentiale .....	69
3.4.1	Untertage .....	69
3.4.2	Übertage .....	70
3.4.3	Senkung der Stromgestehungskosten.....	71
<b>4.</b>	<b>Ökologische Aspekte.....</b>	<b>72</b>
4.1	Spartenspezifische Analyse der Auswirkungen auf Ökologie, Natur und Landschaft .....	72
4.2	Handlungsempfehlungen .....	81
	Literaturverzeichnis .....	82



## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Aufbau Rotary Bohranlage [1].....	11
Abbildung 2: Spülungskreislauf [1], [2].....	13
Abbildung 3: Meißeldirektantriebe (links Bohrturbine; rechts Verdrängermotor) [1], [2]..	15
Abbildung 4: Beispielhaftes Verrohrungsschema [1], [2].....	17
Abbildung 5: Arten der Komplettierung (Open-Hole links; Cased Hole rechts) [1], [2]....	18
Abbildung 6: Prinzip eines Thermalwasserkreislaufes [1], [2].....	19
Abbildung 7: Prinzip Nass- (links) und Trockenkühlturm (rechts) [1], [2].....	22
Abbildung 8: Vereinfachtes Schema eines ORC (Organic Rankine Cycle) (nach[1]) .....	24
Abbildung 9: Nettostromwirkungsgrade verschiedener wassergekühlter ORC-Systeme (Organic Rankine Cycle, unterkritisch, einstufig) bei einer Förderrate von 70 l/s (ohne Berücksichtigung der Förderenergie; Referenztemperatur 15 °C; R600a Isobutan; RC318 Octafluorocyclobutan; R134a 1,1,1,2-Tetrafluorethan; R600 n-Butan; R245fa 1,1,1,3,3-Pentafluorpropan; R245cb 1,1,1,2,2-Pentafluorpropan; R124 2-Chlor-1,1,1,2-Tetrafluorethan; R152a 1,1-Difluorethan; R601 n- Pentan; nach [1]) .....	24
Abbildung 10: Vereinfachtes Schema eines Kalina-Prozesses [1] .....	25
Abbildung 11: Nettostromwirkungsgrade verschiedener wassergekühlter Kalina- Systeme bei einer Förderrate von 70 l/s (ohne Berücksichtigung der Förderenergie; Referenztemperatur 15 °C) [1],[ 9].....	25
Abbildung 12: Konzept einer kombinierten geothermischen Strom- und Wärmebereitstellung [1].....	26
Abbildung 13: Konzept einer kombinierten geothermischen Strom- und Wärmebereitstellung mit Bypass.....	28
Abbildung 14: Typischer Verfahrensablauf bei Geothermieprojekten (Bergrecht).....	30
Abbildung 15: Erwartete Entwicklung der geothermischen Stromerzeugung in Deutschland.....	43
Abbildung 16: Bereitgestellter Strom aus tiefer Geothermie [13], [14], [15], [16], [17], [18] .....	46
Abbildung 17: Wärme aus geothermischen Heiz- und Heizkraftwerken [13], [14], [15], [16], [17], [18].....	46
Abbildung 18: Konzept der geothermischen Referenzanlage .....	55
Abbildung 19: Parametervariation für die Referenzanlage C3 (süddeutsches Molassebecken mit Berücksichtigung der KfW-Förderprogramme).....	64
Abbildung 20: Parametervariation für die Referenzanlage C3 für den Fall einer Regelenergiebereitstellung (süddeutsches Molassebecken, mit Berücksichtigung der KfW-Förderprogramme).....	64

<i>Abbildung 21: Stromgestehungskosten der untersuchten Anlagenkonfigurationen bei einer Bruttostromeinspeisung (A – Ausschließliche Strombereitstellung; B und C – Kombinierte Strom- und Wärmebereitstellung, A1, B1 und C1 mit KfW-Programm 270, A2, B2 und C2 mit KfW-Programm 272/282, B3 und C3 mit KfW-Programm 272/282 für bisher „wärmegeführte“ KWK-Anlagen) .....</i>	<i>65</i>
<i>Abbildung 22: ORC-Kraftwerk mit zwei Druckstufen [35] .....</i>	<i>70</i>
<i>Abbildung 23: Überkritisches ORC-Kraftwerk [35] .....</i>	<i>71</i>
<i>Abbildung 24: Aufteilung des kumulierten fossilen Energieaufwandes im Lebensweg für den Referenzfall B (kombinierte Strom- und Wärmebereitstellung im Oberrheingraben) .....</i>	<i>74</i>



## Tabellenverzeichnis

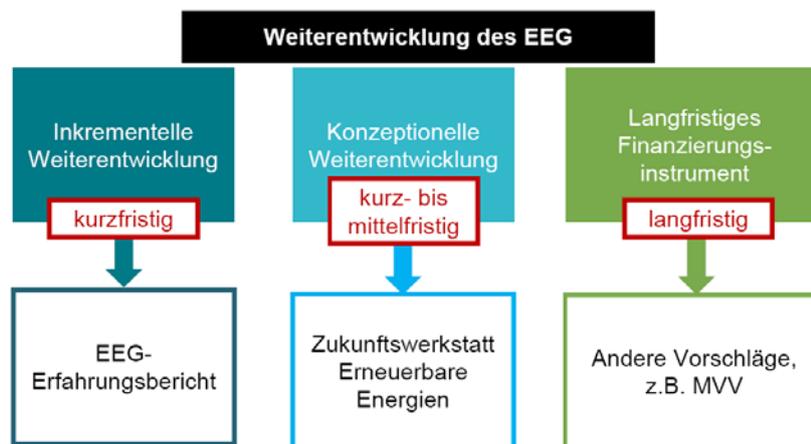
Tabelle 1:	Entwicklung der Vergütung Tiefe Geothermie in Ct/kWh.....	40
Tabelle 2:	Geothermische Heizkraftwerke in Deutschland (Auswahl) [], [], [], [], [], [], [], [].....	41
Tabelle 3:	Geothermische Heizwerke mit einer thermischen Leistung von über 1 MW (Auswahl) [16], [17], [18], [19], [21]. .....	45
Tabelle 4:	Durchschnittsvergütung der Geothermieanlagen in Deutschland.....	47
Tabelle 5:	Gesamtvergütung der Geothermieanlagen in Deutschland.....	48
Tabelle 6:	Ausbauziele der Leitstudie im Basisszenario 2011 A und realisierter Ausbau im Vergleich [36].....	52
Tabelle 7:	Referenzstandorte der geothermischen Kraft- bzw. Heizkraftwerke .....	53
Tabelle 8:	Kenngößen der geothermischen Referenzanlagen zur Strom- bzw. gekoppelten Wärme- und Stromerzeugung (S – Ausschließliche Strombereitstellung; S, W – Kombinierte Strom- und Wärmebereitstellung).....	54
Tabelle 9:	Investitionen und Betriebskosten sowie Stromgestehungskosten der untersuchten Referenzfälle (S – Ausschließliche Strombereitstellung; S, W – Kombinierte Strom- und Wärmebereitstellung).....	57
Tabelle 10:	Stromgestehungskosten der untersuchten Referenzfälle bei einer Berücksichtigung des KfW-Programms Erneuerbare Energien – Premium – Tiefengeothermie für Kraftwerke und stromgeführte KWK-Anlagen (A, B, C – Referenzanlagen ohne Berücksichtigung der KfW-Förderprogramme; A2, B2, C2 – Referenzanlagen mit Berücksichtigung der KfW-Förderprogramme; S – Ausschließliche Strombereitstellung; S,W – Kombinierte Strom- und Wärmebereitstellung ) .....	61
Tabelle 11:	Stromgestehungskosten der untersuchten Referenzfälle bei Anwendung des KfW-Programms Erneuerbare Energien – Premium – Tiefengeothermie für „wärmegeführte„ KWK-Anlagen (B, C – Referenzanlagen ohne Berücksichtigung der KfW-Förderprogramme; B3, C3 - Referenzanlagen mit Berücksichtigung der KfW-Förderprogramme).....	63
Tabelle 12:	Kostenreduktionspotentiale der geothermischen Stromerzeugung in Deutschland [34].....	72
Tabelle 13:	Energie- und Emissionsbilanzen einer geothermischen Strom- bzw. kombinierten Strom- und Wärmeerzeugung für die definierten Referenzfälle (Nettostromeinspeisung, S – Ausschließliche Strombereitstellung; S, W – Kombinierte Strom- und Wärmebereitstellung).....	73





## Vorbemerkungen

Im Hinblick auf die Weiterentwicklung des EEG wurde und wird in der öffentlichen Diskussion die Zukunftsfähigkeit des bestehenden Fördersystems grundlegend in Frage gestellt. Es mehren sich die Stimmen, die einen Übergang zu einem marktorientierteren Förderrahmen ohne administrative Preisbestimmung fordern. Hier wurden von verschiedener Seite die unterschiedlichsten Vorschläge für die zukünftige Ausgestaltung der Förderung der erneuerbaren Energien eingebracht.



Eine Analyse der möglichen Optionen der Weiterentwicklung des Förderinstrumentariums für die erneuerbaren Energien ebenso wie dessen Auswirkungen auf das Gesamtsystem aus den verschiedensten Blickwinkeln ist Gegenstand des vom Bundesumweltministerium (jetzt BMWi) in Auftrag gegebenen Vorhabens „Zukunftswerkstatt Erneuerbare Energien“. Hierin werden Weiterentwicklungsvorschläge für sämtliche Zeithorizonte und auch Vorschläge anderer entsprechend untersucht und bewertet.

Im Rahmen der wissenschaftlichen Arbeiten zur Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 liegt der Schwerpunkt dagegen auf der Entwicklung konkreter Handlungsempfehlungen zur inkrementellen Weiterentwicklung des bestehenden Förderinstrumentariums. Hier ist zu berücksichtigen, dass der Bedarf für inkrementelle Anpassungen auch bestehen bleiben dürfte, wenn im weiteren Verlauf des Prozesses eine umfassendere Reform beschlossen wird, wofür Anpassungen des bestehenden Systems, insbesondere der Vergütungsvorschriften, übergangsweise oder auch zur Ausgestaltung und Einführung neuer Instrumentarien benötigt wird.

Der nachfolgend dargestellte Bericht hat dabei einen vorläufigen Charakter.

## 1 Spartenspezifische Einführung

### 1.1 Stand der Technik

Nachfolgend werden Verfahren und Techniken zur Nutzbarmachung des tiefen Untergrundes für eine kombinierte Strom- und Wärmebereitstellung diskutiert. Dabei wird zwischen den Untertage- und Übertagekomponenten unterschieden. Zusätzlich wird auf den Speicheraufschluss (d. h. Bohrtechnik, Stimulation) eingegangen.

#### 1.1.1 Einzelkomponenten

Im Folgenden werden die Einzelkomponenten zunächst für Untertage und anschließend für Übertage diskutiert.

##### 1.1.1.1 Untertägige Komponenten

Die entsprechenden untertägigen Komponenten gliedern sich dabei in die zur Erschließung der Lagerstätte notwendigen Bohrtechnik und die Techniken zur Verrohrung und Komplettierung der Bohrung.

###### 1.1.1.1.1 Bohrtechnik

Die Bohrtechnik beinhaltet alle Komponenten, die an der Erschließung des tiefen Untergrundes beteiligt sind. Deshalb erfolgt zunächst ein Überblick über die Tiefbohranlage und die zugehörigen Komponenten und anschließend eine detaillierte Beschreibung von Bohrstrang, Bohrwerkzeug, Meißeldirektantrieb und Bohrspülung.

**Tiefbohranlage.** Die zur Erschließung geothermischer Lagerstätten eingesetzte Anlagentechnik gleicht, mit wenigen Ausnahmen abgesehen (z. B. hohe Bohrlochtemperaturen, eventuell mineralhaltige und aggressive Dämpfe), den Komponenten, die auch zur Erschließung von Erdöl- und Erdgasvorkommen zur Anwendung kommen. Diese werden nachfolgend kurz diskutiert.

Der Aufschluss der Lagerstätte erfolgt im Regelfall mit dem Rotary-Bohrverfahren (Abbildung 1). Dabei erfährt der Bohrmeißel, der sich am Ende eines Bohrgestänges befindet, eine kontinuierliche Drehbewegung, die durch den Drehtisch über die sogenannte Kellystange in den Bohrstrang eingebracht wird. Weitere Möglichkeiten, den Bohrmeißel anzutreiben, sind der Topdrive und der Bohrlochsohlenantrieb; bei erster Möglichkeit erfolgt die Übertragung der Drehbewegung am Ende des Bohrstrangs (d. h. Übertage) und bei letzterer Option kurz vor dem Meißel nahe dem Bohrlochtiefsten.

Der Bohrstrang kann aufgrund seines modularen Aufbaus beliebig verlängert werden. Der für den Bohrfortschritt erforderliche Anpressdruck des Bohrmeißels wird primär durch die über dem Bohrwerkzeug angeordneten Schwerstangen erzeugt. Zur Kühlung des Bohrgeräts und zum Abtransport des Bohrkleins aus dem Bohrlochtiefsten wird ein Spülstrom mit Bohrspülung aufrechterhalten. Dieser wird im Bohrgestänge nach unten gepresst und beladen mit Bohrklein im Ringraum der Bohrung wieder zutage gefördert [1], [2].



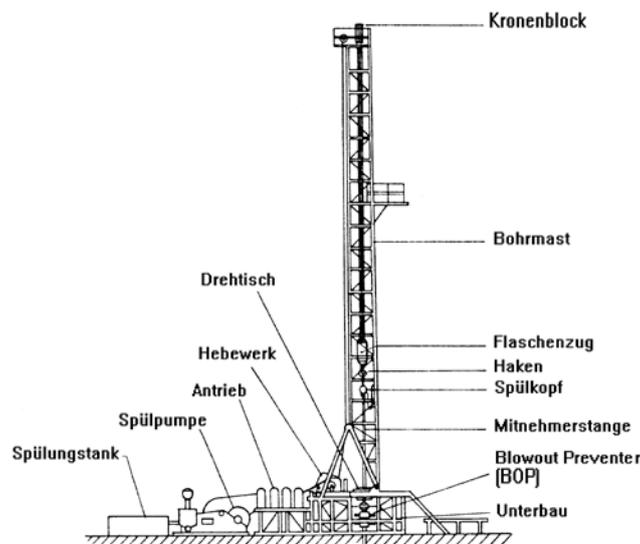


Abbildung 1: Aufbau Rotary Bohranlage [1]

Die Auslegung einer Standard-Tiefbohranlage erfolgt im Wesentlichen anhand der geplanten Endteufe und des Bohrlochenddurchmessers. Dieser im Trägergestein zu erreichende Bohrlochdurchmesser wird i. Allg. in Hinblick auf die erwartete Förderrate unter ökonomischen Aspekten festgelegt (d. h. geringe Durchmesser schränken die Förderrate und damit die erreichbare thermische Leistung der Anlage ein, große Durchmesser sind kostenintensiv).

Nach Fertigstellung der Bohrung, Komplettierung und Umrüstung auf den Förderbetrieb wird die Anlage zu einer anderen Lokation transportiert.

Die Bestandteile einer Tiefbohranlage lassen sich in folgende Komponenten gliedern und werden der Reihe nach diskutiert:

- Bohrplatz,
- Bohrmast,
- Hebesystem,
- Pipehandling-System,
- Drehtisch,
- Topdrive (Kraftdrehkopf),
- Spülungskreislauf und Spülpumpen,
- Blow Out Preventer [1], [2].

**Bohrplatz.** Ist die Bohrlokation festgelegt, wird der Anschluss an die vorhandene Infrastruktur (u. a. Zufahrtswege, Versorgungsleitungen für Energie und Wasser) sichergestellt.

Die Bohrplatzgröße umfasst meist eine standardisierte Fläche, die abhängig ist von Bohrtiefe und der Auslegung der Bohranlage. Der Untergrund dieser Fläche muss durch Aus-



hub und Aufschüttung einer etwa 30 cm mächtigen Kiesschicht vorbereitet werden, wovon der innere Bereich (d. h. Fundamentbereich der Bohranlage einschließlich des gefährdeten Bereichs für Kontamination mit Treibstoffen, Ölen, Spülung, Lagerstättenwasser) zusätzlich mit Beton oder Bitumen versiegelt wird, um ein mögliches Eindringen kontaminierter Fluide in den Untergrund sicher zu verhindern [1], [2].

*Bohrmast.* Der Bohrmast ist auf einem Unterbau angeordnet, dessen Höhe sich nach dem Blow Out Preventer richtet. Der Bohrmast dient u. a. dazu, den Bohrstrang im Verlauf der Bohrung zu fixieren und bei einem Meißelaustausch zu "ziehen". Heute werden Masthöhen von bis zu 40 m bevorzugt, da diese es erlauben, bei einem Roundtrip (d. h. Ausbau des Bohrgestänges, Austausch den Bohrmeißels, erneuter Einbau des Gestänges) drei Bohrstrangen mit je 9 m Länge in einem Stück zu "ziehen", zu entschauben und im Turm abzustellen; dies reduziert die für das Ein- und Ausbauen der Rohrtouren benötigte Zeit [1], [2].

*Hebesystem.* Das Hebesystem einer Tiefbohranlage besteht aus Hebewerk, Kronenblock, Flaschenzug und dem Bohrhaken. Die Leistung des Hebesystemantriebes steigt mit zunehmender Teufe, da die Dimensionierung dieser Systemkomponente in Bezug auf die zu hebenden Lasten anhand der schwersten Verrohrungstour erfolgt [1], [2].

*Pipehandling-System.* Mit dem Pipehandling-System kann der Bohrstrang beim Meißelwechsel teil- oder vollmechanisiert ein- bzw. ausgebaut werden. Das Ent- und Verschrauben der einzelnen Bohrstrangen übernehmen dabei entsprechende Manipulatoren, die das damit betraute Personal von schwerer körperlicher Arbeit entlasten [1], [2].

*Drehtisch.* Der Drehtisch überträgt die Drehbewegung auf den Bohrstrang und ermöglicht es gleichzeitig, dass der Bohrstrang dem Bohrfortschritt folgen kann (d. h. der Bohrstrang muss sich trotz der Übertragung einer Drehbewegung vertikal bewegen können). Realisiert wird diese formschlüssige Übertragung der Drehbewegung auf den Bohrstrang unter gleichzeitiger Ermöglichung eines vertikalen Vortriebs – und damit eines Bohrfortschritts – durch die Kellystange (d. h. Vier- oder Sechskantstange), welche die Verbindung zwischen Bohrstrang und Drehtisch darstellt. Ein maximaler Bohrfortschritt ohne Veränderung am Bohrstrang ist begrenzt auf die Länge der Kellystange, die üblicherweise bei maximal 12 m liegt. Zur Absorption von Meißelstößen im kristallinen Grundgebirge und der Dämpfung von Relativbewegungen zwischen Antrieb und Drehtisch kommt meist eine Flüssigkeitskupplung zum Einsatz. Zudem müssen beim Bohren die Zahnräder, Ketten, Wellen und Kupplungen auf hohe Belastungen durch starke Stöße und Drehmomentschwankungen ausgelegt sein [1], [2].

*Topdrive-System (Kraftdrehkopf).* Das Topdrive-System stellt eine Alternative zum Drehtisch mit Kellystange dar. Unter einem Topdrive wird ein elektrisch oder hydraulisch betriebener Motor verstanden, der in Kombination mit dem Bohrhaken an einer Lafette im Bohrmast montiert ist. Durch die Verbindung mit dem oberen Ende des Bohrstranges wird es möglich, die Drehbewegung des Bohrstranges und die Vertikalbewegung über die gesamte Fahrhöhe der Lafette zu kombinieren. Dies erlaubt ein deutlich verbessertes bohrtechnisches Vorgehen insbesondere bei gebirgsbedingten Schwierigkeiten im Bohrloch. Die Länge einer Lafette umfasst üblicherweise 3 Bohrstrangen (etwa 30 m); d. h. es



können rund 30 m – was einer konventionellen Bohrmastlänge entspricht – gebohrt werden, ohne dass eine Veränderung am Bohrstrang vorgenommen werden muss. Gegenüber „klassischen“ Anlagen mit Drehtisch können durch den Topdrive die Rüstzeiten dadurch deutlich verkürzt werden; dies ist i. Allg. mit einer Kostenreduktion verbunden [1], [2].

*Spülungskreislauf und Spülpumpen.* Die Bohrspülung wird durch die Spülpumpen über die Steigleitung und den Rotaryschlauch durch den Spülkopf in den als Hohlbohrstange ausgelegten Bohrstrang gedrückt, darin zur Bohrlochsohle gefördert und durch Düsen am Bohrmeißel – und damit im Bohrlochtieftsten – mit Spülungsgeschwindigkeiten von 20 bis 40 m/s ausgespritzt (Abbildung 2). Dort kühlt und schmiert sie das Bohrwerkzeug unter gleichzeitigem Austrag des Bohrkleins. Anschließend steigt sie mit dem Bohrklein beladen im Ringraum auf und tritt über Tage drucklos aus dem Bohrloch aus. Vor der Konditionierung und der erneuten Verpressung in den Bohrstrang wird das Bohrklein durch Siebe, Desander, Desilter, Zyklone u. ä. aus der Spülung entfernt. Der notwendige Pumpendruck, mit der die Spülung in den Bohrstrang verpresst wird, variiert in Abhängigkeit von Durchmesser und Tiefe der Bohrung, dem Bohrkleinmaterial und den im Kreislauf auftretenden Druckverlusten. Hohe Leistungen werden den Pumpen besonders bei einem großen Durchmesser der Bohrung und hohen Spülungstemperaturen abverlangt, da dann hohe Volumenströme benötigt werden, damit die Temperatur begrenzt werden kann, da viele Spülungen bei höheren Temperaturen die gewünschten Eigenschaften verlieren [1], [2].

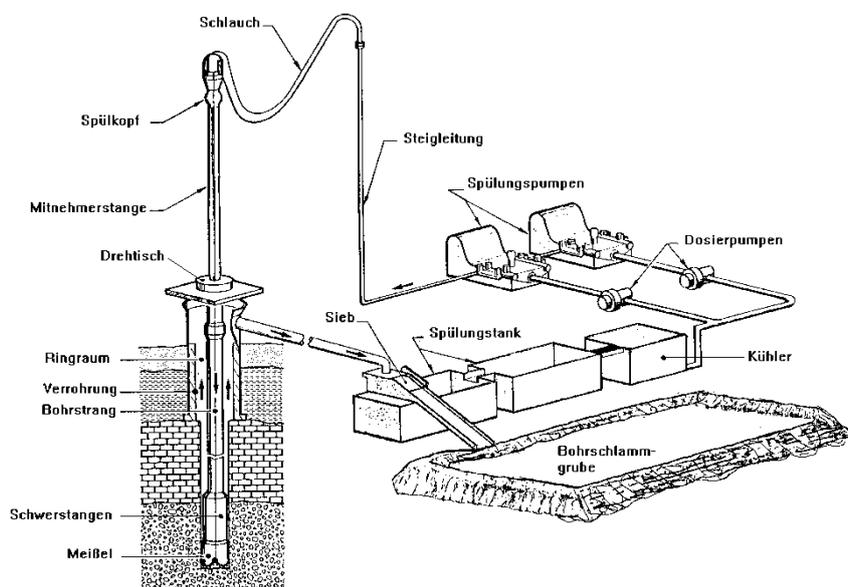


Abbildung 2: Spülungskreislauf [1], [2]

*Blow Out Preventer.* Der Blow Out Preventer (BOP) ist die wichtigste Sicherheitseinrichtung, die ein unkontrolliertes Austreten von Lagerstätteninhalt unter hohem Druck sicher verhindern soll. Der Blow Out Preventer (BOP) ist in Deutschland bergbehördlich für Bohrlöcher tiefer als 100 m zwingend vorgeschrieben und stellt den Abschluss der unter-

tägigen Einrichtungen dar. Er wird als Ring- und Backenpreventer ausgeführt und besteht aus mindestens drei unabhängigen Schließorganen, wodurch das Bohrloch in jeder Betriebsphase sicher abgesperrt werden kann [1], [2].

**Bohrstrang.** Die Teilkomponenten Mitnehmerstange (beim Rotarybohren), Bohrgestänge, Schwerstangen und weiteren Bohrstrangelementen wie Stabilisatoren, Stoßdämpfern, Schlagschere werden als Bohrstrang zusammengefasst [1], [2].

*Bohrgestänge.* Das Bohrgestänge besteht aus ca. 9 m langen miteinander verschraubten Stahlrohren, die mit dem Bohrfortschritt jeweils zwischen der Mitnehmerstange und der obersten Bohrstange nachgesetzt werden. Im unteren Teil des Bohrstrangsystems sind besonders dickwandige Schwerstangen angeordnet. Sie geben dem Meißel eine definierte Auflast und halten den Bohrstrang in Zugspannung. Die Stabilisatoren und Räumler, die in den Bohrstrang integriert werden, sichern die Richtungsstabilität des Bohrstranges. Die Stoßdämpfer dienen dabei zur Dämpfung von Schlägen auf die Bohrstange. Die Schlagschere soll helfen, einen eventuell festgesetzten Schwerstangenstrang zu lösen. Stoßdämpfer und Schlagschere müssen auf die Temperaturen der Geothermalbohrung angepasst werden [1], [2].

**Bohrwerkzeug.** Als Bohrwerkzeuge kommen Rollenmeißel und Diamantmeißel zum Einsatz. Sie müssen stets optimal auf die Gesteinsbeschaffenheit, die Bohrlochsohlentemperatur und die sonstigen beeinflussenden Faktoren angepasst werden. Da bei Bohrwerkzeugwechsel der gesamte Bohrstrang aus- und wieder eingebaut werden muss haben die Standzeiten des Bohrmeißels einen starken Einfluss auf die Kosten.

Rollenmeißel werden meist als Drei-Kegel-Rollenmeißel mit gehärteten Stahlzähnen oder Warzenmeißel mit Wolframkarbideinsätzen ausgeführt. Die Kegelrollen laufen während der Drehung des Bohrstranges selbständig auf der Bohrlochsohle ab. Dadurch werden Druck- und Scherkräfte im Gebirge wirksam und dadurch brechen Gesteinsteilchen aus dem Verband heraus. Der Einsatz der Rollenmeißel ist aber bis in einen Temperaturbereich von 200 bis 250 °C begrenzt; höhere Temperaturen bewirken einen schnellen Verschleiß der Lager und der Stahlzähne bzw. der Wolframkarbideinsätze. Die Schmierung der Rollen- und Kugellager der Kegelrollen erfolgt durch die direkt durchtretende Spülung. Alternativ dazu können sich auch in gekapselter Form zwangsgeschmiert werden.

Diamantbohrwerkzeuge halten Temperatur von bis zu 500 °C stand. Sie zeigen i. Allg. längere Standzeiten im Vergleich zu Rollenmeißeln. Die Anpassung an die zu bohrende Formation erfolgt durch die Form der Diamantmeißel, die Anordnung und den Querschnitt der Wasserwege, den Überstand der Diamanten (Exposure) sowie die Qualität und Größe der Diamanten. Der höhere Preis von Diamantmeißeln im Vergleich zu Rollenmeißeln steht höheren Drehzahlen und der Einsparung von Roundtrips (d. h. Meißelwechsel einschließlich dem vollständigen Aus- und Einbau des Bohrgestänges) gegenüber; dies gilt insbesondere bei zunehmenden Teufen, da dann die Kosten für Roundtrips deutlich zunehmen [1]. Bei Temperatur bis 700 °C und in weichen bis mittelharten Gesteinen können polykristalline Diamantmeißel (PCD-Meißel) eingesetzt werden. Diese Meißel bestehen aus qualitativ hochwertigen synthetischen Diamantplättchen, die auf Hartmetallzylinder angebracht werden [1], [2].



**Meißeldirektantriebe.** Neben dem „klassischen“ Rotary-Antrieb mit Kelly und Drehtisch kann die Meißeldrehbewegung auch durch einen Meißeldirektantrieb realisiert werden, der in unmittelbarer Nähe des Bohrmeißels angebracht ist und i. Allg. mithilfe der Bohrspülung betrieben wird. Dadurch kann der gesamte Bohrstrang in Ruhe verbleiben (d. h. wesentlicher Unterschied zu dem Rotary-Bohrverfahren) mit der Folge, dass die Reibungsverluste zwischen Gebirge und Bohrstrang deutlich reduziert werden und ein gerichtetes Bohren ermöglicht wird. Derartige Meißeldirektantriebe werden als Bohrturbinen und Verdrängermotoren realisiert. Der Einsatz von Verdrängermotoren überwiegt derzeit den der Bohrturbine, da sich die Drehzahl / Drehmomentcharakteristik (niedrige Drehzahl / hohes Drehmoment) besser für den Betrieb der klassischen Bohrmeißel eignet. Beide Varianten werden nachfolgend kurz diskutiert [1], [2].

**Bohrturbinen.** In einer Bohrturbine sind mehrere Stufen von Leit- und Laufrädern hintereinander geschaltet. Die Leiträder sind am Turbinengehäuse fixiert, während Laufräder durch die hindurchtretende Spülung bewegt werden und über eine Welle das Drehmoment auf das Bohrwerkzeug übertragen (Abbildung 3, links). Da i. Allg. beim Einsatz von Bohrturbinen hohe Drehzahlen vorliegen kommen bevorzugt Diamantmeißel zum Einsatz [1], [2].

**Verdrängermotoren.** Verdrängermotoren arbeiten nach dem Moineau-Pumpenprinzip (Abbildung 3, rechts). Das Drehmoment an der Antriebswelle wird durch das zwischen Ein- und Ausgangsseite des Motors vorliegende Druckgefälle erzeugt. Die Bohrspülung wird durch die zwischen Rotor und Stator gebildeten Kammern gedrängt, was ein spiralförmiger Vollstahlrotor in elliptischen Bahnen in einem mit Kunststoff ausgekleideten Motorgehäuse mit spiralförmigen Vertiefungen bewegt. Die gegenüber dem Turbinenantrieb eher moderaten Drehzahlen sind für alle Meißelarten geeignet. Trotz der relativ niedrigen Drehzahlen werden vergleichsweise hohe Drehmomente erzeugt, die über den Spülungsstrom gesteuert werden können. Der Stator ist unempfindlich gegen Verschmutzungen. Bis zu Temperaturen von 140 °C kann der Stator aus Gummi gefertigt werden; für höhere Temperaturen wird er aus Keramik oder Porzellan hergestellt [1], [2].

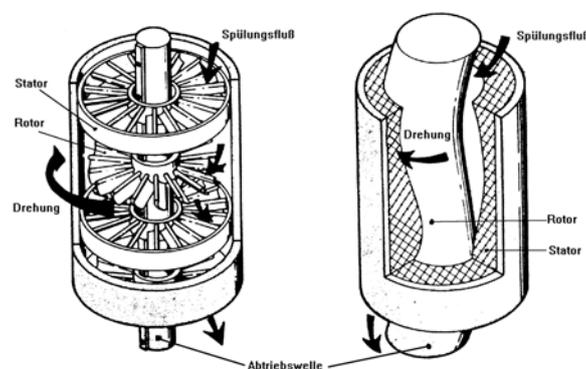


Abbildung 3: Meißeldirektantriebe (links Bohrturbine; rechts Verdrängermotor) [1], [2]

**Bohrspülungen.** Die Aufgaben der Bohrspülung können nachfolgend wie folgt zusammengefasst werden:

- Kühlung und Schmierung von Bohrwerkzeug und Bohrstrang,
- Reinigung der Bohrlochsohle und Abtransport des Bohrkleins zur Oberfläche mit Ringraumgeschwindigkeiten von 0,6 bis 1,0 m/s,
- thixotropes Verhalten, um im Ruhezustand (z. B. bei einem Roundtrip) ein Absinken des Bohrkleins sicher zu verhindern,
- Minimierung von Spülungsverlusten durch Abdichtung bzw. Abstützung von nicht standfesten Gesteinen durch Bildung eines Filterkuchens an der Bohrlochwand,
- hydraulische oder pneumatische Kraftübertragung bei Meißeldirektantrieb,
- Beherrschung des Lagerstättendrucks durch den hydrostatischen Druck der Spülungssäule.

Bei Temperaturen bis 150 °C wird i. Allg. eine Tonspülung als selbstgehende Ton-Süßwasserspülung infolge des Durchteufens tonhaltiger Formationen oder als Bentonit-Wasser-Suspension eingesetzt. Um den Sauerstoffeintrag in die Spülung zu verringern und zur Verminderung der Korrosion werden Wärmeübertrager genutzt. Um Spülungsverluste in zerklüfteten Horizonten zu verhindern werden je nach Ausmaß Quellstoffe (z. B. zermahlene Nussschalen, Cellophane, Baumwolle, Holzspäne, Torf) beigegeben. Sollten diese Additive die absorbierenden Schichten nicht schließen, wird eine Zementation im Niveau der undichten Formation notwendig. Bei sehr stark zerklüfteten Schichten, bei denen die genannten Maßnahmen nicht mehr wirtschaftlich vertretbar sind, muss ohne zurückkehrende Spülung gebohrt werden. Dabei wird, solange die niedrige Viskosität und Dichte ausreichen, Wasser eingesetzt; ansonsten muss bis zum Zielhorizont eine kostenintensive Tonspülung und im Zielhorizont eine säurebare (d. h. mit Marmorlauge versetzte) Spülung verwendet werden. Beim Einsatz von Bohrspülungen auf Basis von Bentonit-Wasser-Suspension kommt es beim Durchteufen von elektrolytabgebenden Formationen (Gips, Salz) und insbesondere bei steigenden Temperaturen zu einem instabilen Zustand (d. h. Ausflockung des Bentonits und damit die Trennung der Spülung in eine flüssige und in eine feste Phase). Um einer solchen Ausflockung entgegenzuwirken und zusätzlich die Fließigenschaften und den Wasserverlust günstig zu beeinflussen werden als Additive Schutzkolloide wie z. B. Stärke und Stärkederivate, Celluloseäther (z. B. Carboxymethylcellulose (CMC), Carboxymethylhydroxyethylcellulose (CMHEC), Biopolymere, Acrylat/Acrylamid-Polymere, Vinylsulfonat/Vinylamid-Polymere) beigemischt. Beispielsweise haben Stärke und Stärkederivate eine stabilisierende Wirkung bis ca. 120 °C; danach werden sie wirkungslos. CMC und CMHEC werden demgegenüber erst bei Temperaturen von 140 bis 160 °C wirksam. Zur Senkung der Spülungstemperatur und um ein damit verbundenes Vergeelen der Spülungen im Temperaturbereich über 150 °C zu verhindern, können obertägige Kühltürme oder andere Kühlaggregate installiert werden. Bei hohen Bohrlochtemperaturen und elektrolytabgebenden Formationen werden auch Sepiolith- und Attapulgit-Spülungen eingesetzt. Dabei handelt es sich um nicht quellfähige Salzwassertonen, die bei hohen Temperaturen nicht ausflocken. Dann sind jedoch teure, hochleistungsfähige Ausrüstungen erforderlich, um eine genügende Viskosität und Feststoffkontrolle zu erhalten [1]. Eine Alternative gegenüber den wasserbasierten Spülungen



ist der Einsatz von Öl- oder Formiatpülungen. Ölspülungen können die wasserführenden Schichten stark verunreinigen und auch die Produktivität der Lagerstätte einschränken; daher ist deren Einsatz mit umfangreichen Umweltauflagen verbunden. Der Vorteil der Ölspülungen ist, dass sie Temperaturen von bis zu 250 °C widerstehen und stabiler als wasserbasierte Suspensionen sind. Formiatpülungen weisen bereits ohne Beschwerungsmittel hohe Dichten auf und können soweit notwendig im Zielhorizont eingesetzt werden [1], [2].

#### 1.1.1.1.2 Verrohrung und Komplettierung

Die Stabilität eines Bohrlochs wird durch die Verrohrung (d. h. das Setzen von Futterrohren (Casings) mit anschließender Zementation) und die Komplettierung bestimmt.

Die Verrohrung wird in einzelnen Abschnitten schon während der Herstellung des Bohrlochs eingebracht und bestimmt die technische Lebensdauer einer Bohrung. Sie stützt die Bohrlochwand, dichtet das Bohrloch gegen flüssigkeitsführende Schichten ab, verhindert Gesteinsnachfall und bietet später die Möglichkeit, technische Hilfsgeräte für die Förderung einfacher einzubauen. Die genormten Casingrohre sind von 4½" bis 20" Außendurchmesser verfügbar. Der gewünschte Enddurchmesser einer Bohrung bestimmt die Durchmesser der einzelnen einzubauenden Rohrtouren. Das Standrohr als die erste einzubringende Rohrtour wird bis zu 30 m tief eingebaut und hat die Aufgabe, den oberen Teil des Bohrlochs zu stabilisieren. Die daran anschließende Leitrohrtour dient als Befestigung für die Sondenkopfarmaturen. Die Verrohrung schließt mit der technischen Rohrtour ab, mit der Porenräume mit unterschiedlichen fluiden Medien voneinander getrennt werden. Ggf. kann zur Vervollständigung bis zur Endteufe eine Zwischenrohrtour eingebracht werden. Um die Verrohrung fest mit dem Gebirge zu verbinden, wird zwischen der Bohrlochwand und der Verrohrung gleichmäßig eine Zementsuspension eingebracht, der zusätzlich den Fluss zwischen den unterschiedlichen Formationen verhindert (d. h. keine Fließverbindung zwischen unterschiedlichen Schichten) und in axiale und radiale Richtungen Lasten aufnimmt [1], [2], [3].

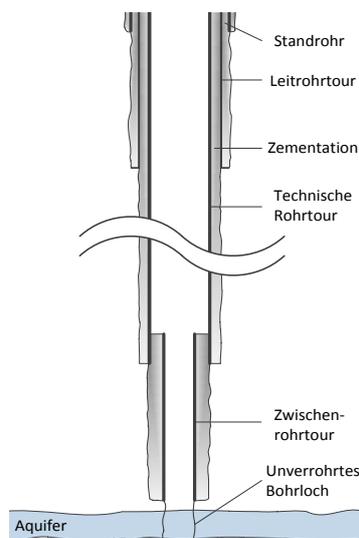


Abbildung 4: Beispielhaftes Verrohrungsschema [1], [2]

Alle technischen Installationen, die zur Instandhaltung und zur Förderung benötigt werden (u. a. Förderrohrstrang, Bohrlochsohlensrüstung, Erschließungstechniken in der Lagerstätte), werden als Komplettierung bezeichnet. Kernstück der Komplettierung ist der Anschluss des Nutzhorizonts an das Bohrloch, der je nach Standfestigkeit des Gebirges als Open Hole oder Cased Hole Komplettierung erfolgt (Abbildung 5). Bei standfestem Gebirge kann der Speicherbereich unverrohrt bleiben (d. h. Open Hole Komplettierung). Im gegenteiligen Fall muss die Bohrung auch im Speicherbereich verrohrt werden und anschließend müssen erneut Fließwege zwischen dem Gebirge und der Bohrung geschaffen werden (d. h. Cased Hole Komplettierung). Bei der Schaffung der Fließwege in einer Cased Hole Komplettierung kann unterschieden werden zwischen punktierter und schlitzförmigen Öffnungen im Speicherbereich (d. h. Loch- oder Schlitzliner). Durch den zusätzlichen Einbau eines Filterrohres mit Kiesschüttung kann ein Austrag von Feststoffen aus dem Nutzhorizont verhindert werden; dann spricht man von einer Gravel Pack Komplettierung. Vor dem Einbau des Filterrohres und dem Einbringen des Filterkieses wird dazu der Speicherbereich unterschnitten und gereinigt. Werden im Bereich des Nutzhorizonts nicht standfeste Sandsteinschichten vorgefunden, kann es bei hohen Förderraten zur Einbringung von Sand aus der Formation ins Bohrloch kommen. Unter diesen Bedingungen kann zur Stabilisierung im Sondenbereich, um dieses "Absanden" und ggf. Kornumlagerungen zu verhindern, Kies in die Speicherschicht verpresst werden und mit gleichzeitigem Auffracen des Gebirges und der Injektion eines Kies-Kunstharz-Gemisches auf der Basis eines Epoxidharz/Härter-Systems dieses stabilisiert werden [1], [2].

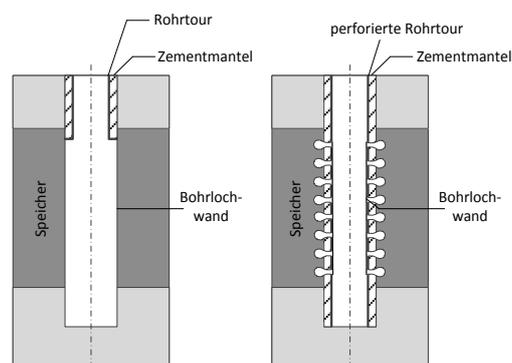


Abbildung 5: Arten der Komplettierung (Open-Hole links; Cased Hole rechts) [1], [2]

### 1.1.1.2 Übertägige Komponenten

In Abhängigkeit der Eigenschaften des Wärmeträgermediums (beispielsweise Temperaturprofil, Förderrate, Salinität) sowie der Art der bereitzustellenden Endenergie (d. h. Strom, Wärme, Strom und Wärme) kann eine Vielzahl von übertägigen Systemkomponenten eingesetzt werden. Nachfolgend wird zunächst die Systemtechnik zur ausschließlichen Wärmebereitstellung durch geothermische Heizwerke und anschließend zusätzli-

che Komponenten, die für eine kombinierte Strom- und Wärmebereitstellung in Heizkraftwerken benötigt werden, diskutiert.

### 1.1.1.2.1 Heizwerke

Für eine geothermische Wärmebereitstellung, wie sie mittels geothermischer Heizzentralen realisiert werden kann, wird eine Reihe von Systemkomponenten benötigt. Darunter fallen der Thermalwasserkreislauf, Spitzenlastaggregate und Systeme zur Wärmedistribution; sie werden im Folgenden diskutiert.

**Thermalwasserkreislauf.** Der Thermalwasserkreislauf ist das Bindeglied zwischen der zeitlich sowie örtlich variablen Wärmenachfrage Übertage (d. h. Heizungs-, Brauchwarmwasser- und ggf. Prozesswärmenachfrage) und der Untertage vorhandenen geothermischen Energie (bzw. Wärme). Dieser Kreislauf muss verschiedenen Anforderungen gerecht werden. Hierzu zählen:

- Förderung bzw. Injektion der Tiefenwässer sowie deren Transport,
- Wärmeübertragung an ein Sekundärsystem (d. h. Heizzentrale oder Konversionskreislauf),
- Thermalwasseraufbereitung zur Sicherung der Injektionswasserqualität,
- ggf. Druckerhöhung vor der Injektion (falls aus lagerstättentechnischen Gründen notwendig),
- Gewährleistung der Verfahrenssicherheit.

Abbildung 6 zeigt die entsprechenden Bauteilgruppen eines Thermalwasserkreislaufs, der diesen Anforderungen Rechnung trägt. Deshalb werden nachfolgend für wichtige Bauteile bzw. Bauteilgruppen spezifische Aspekte diskutiert. Die tatsächlich realisierte Systemauslegung wird aber letztlich von den Charakteristika der geothermischen Lagerstätte und der Nachfragecharakteristik der Verbraucher – und das unter den jeweiligen ökonomischen Constraints – bestimmt und kann deshalb im Einzelfall z. T. signifikant abweichen [1], [2].

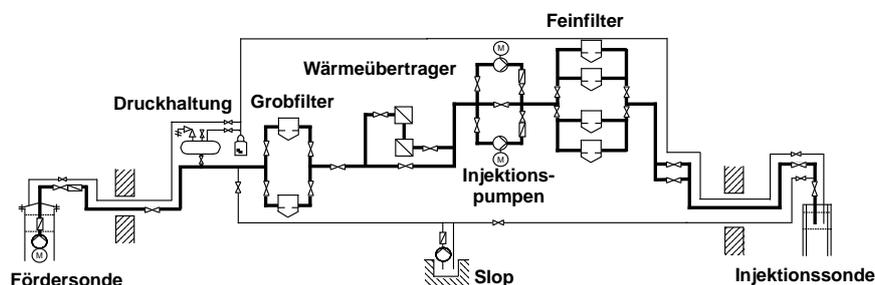


Abbildung 6: Prinzip eines Thermalwasserkreislaufes [1], [2]

**Thermalwasserförderung.** Aufgrund der geologischen Bedingungen, wie sie in Deutschland in den für eine geothermische Nutzung in Frage kommenden Regionen vorzufinden sind, ist eine Förderung von Thermalwasser immer an den Einsatz mechanischer Pumpen gebunden. Prinzipiell können hierfür sogenannte Gestängepumpen (LSP) und Un-



terwassermotorpumpen (ESP) eingesetzt werden. Vorteile der Gestängepumpen sind beispielsweise die im Vergleich zur Unterwassermotorpumpen höhere Effizienz und die in der Regel bessere Beständigkeit gegenüber korrosiven und abrasiven Medien sowie hohen Fluidtemperaturen. Entscheidender Nachteile derartiger Förderpumpen sind die Restriktionen eines Einsatzes in gekrümmten Bohrungen und eine bestimmte Tiefenlimitierung. Die deshalb oft eingesetzte Unterwassermotorpumpe setzt sich aus den Hauptbaugruppen Pumpe, Protaktor sowie Motor zusammen und wird an einer im Bohrlochkopf abgehängten Steigleitung unterhalb des Thermalwasserspiegels installiert. Die zum Betrieb notwendige elektrische Energie wird über ein Kabel im Ringraum zwischen der zementierten Rohrtour und der Pumpensteigleitung zugeführt [1], [2], [4], [5].

*Rohrleitungen.* Der Thermalwassertransport zwischen der Förder- und Schluckbohrung wird i. Allg. mit Hilfe erdverlegter wärmeisolierter Rohre durchgeführt. Seltener wird eine Verlegung oberhalb der Erdoberfläche durchgeführt, da in diesem Fall das Landschaftsbild visuell beeinträchtigt wird und die Rohrleitungen wetterbedingten Umwelteinflüssen sowie ggf. mechanischen Beschädigungen ausgesetzt werden. Mit dem Ziel eines technisch sicheren, umweltfreundlichen und wirtschaftlichen Betriebes derartiger Anlagen müssen korrosiv bedingte Wandungsbrüche (z. B. durch hochmineralisierte Tiefenwässer) zwingend verhindert werden. Im Wesentlichen sind die dabei in Frage kommenden Korrosionsschutzmaßnahmen auf die Materialauswahl und/oder auf Beschichtungen beschränkt. In der Vergangenheit haben sich in diesem Zusammenhang glasfaserverstärkte Kunststoffe sowie beschichtete metallische Werkstoffe bewährt [1], [2], [4].

*Wärmeübertragung.* Die thermische Energie des Thermalwassers muss energetisch effizient und möglichst kostengünstig in der Heizzentrale auf ein Sekundärmedium übertragen werden. Dazu kommen vorwiegend geschraubte und bei hochkorrosiven Medien verschweißte Plattenwärmeübertrager zum Einsatz. Mit dieser Wärmeübertragertechnik können geringe Temperaturdifferenzen (bis zu 1 K zwischen den Medien), hohe Wärmeübergangskoeffizienten, geringe Bauvolumen bzw. -geometrien sowie eine ausreichende Druckstabilität gewährleistet werden. Geschraubte bzw. halbverschweißte Plattenwärmeübertrager zeichnen sich zudem durch ein gutes Revisionsvermögen durch einfache Demontage bzw. Montage aus [1], [2], [6].

*Slopsystem.* Zum Aufnehmen der außerhalb der Rohrleitungen anfallenden Thermalwässer und zur anschließenden aufbereiteten Rückführung oder ggf. Aufbereitung für den Abtransport zur Deponie dient das Slopsystem. Entsprechende Slopwässer können dabei im Rahmen der Erstinbetriebnahme der Anlagen bzw. nach längeren Stillstandszeiten beim Spülen der Förderbohrung und des Thermalwasserkreislaufes, bei einem Filterwechsel, bei Reparaturen, beim Entleeren des Leistungssystems und bei Leckagen im System anfallen. I. Allg. wird der Hauptslopbehälter direkt nach der Injektionsbohrung verbaut. Weitere kleiner dimensionierte Slopbehälter sind zudem an jedem weiteren Betriebspunkt angeordnet [1], [2].

*Filter.* Mit dem Ziel einen sicheren Betrieb der Geothermieanlage zu gewährleisten, müssen obertägig Filter im Thermalwasserkreislauf installiert werden. Deshalb werden einerseits Filteranlagen unmittelbar nach der Förderbohrung eingebaut, um die Anlagenkom-



ponenten beispielsweise vor Sedimentation zu schützen. Die hier potenziell abgeschiedenen Partikel stammen direkt aus dem Förderhorizont oder aus vorgelagerten Anlagenkomponenten (d. h. Korrosionspartikel aus Pumpen oder der Verrohrung). Zusätzlich dazu werden engmaschige Filter direkt vor der Schluckbohrung installiert. Dies dient dazu, einen Eintrag feinsten Partikel aus dem Förderhorizont sowie potenziell zwischenzeitlich entstandener chemischer Fällungsprodukte (beispielsweise infolge einer Abkühlung der Tiefenwässer) in die Injektionssonde zu vermeiden. Dadurch soll eine Verschlechterung der Verpresseigenschaften sicher ausgeschlossen bzw. möglichst lange verzögert werden, damit eine langfristige Nutzung des Aquifers sichergestellt ist [1], [2].

**Spitzenlast- und Redundanzaggregate.** In Heizzentralen zur Bereitstellung von Nah- und Fernwärme wird i. Allg. zum Ausgleich saisonaler und täglicher Leistungsspitzen sowie zum Auffangen eines störungsbedingten Ausfalls zusätzlich eine mit fossilen oder biogenen Brennstoffen gefeuerte Kesselanlage verbaut. Die entsprechende Anlage muss dann ausreichend dimensioniert werden, so dass diese im Havariefall die vollständige Wärmenachfrage aller angeschlossenen Verbraucher sicher decken kann [1], [2].

**Fernwärmenetz.** Mit dem Ziel, die geothermisch bereitgestellte Niedertemperaturwärme an in der Fläche verteilte Verbraucher (z. B. Haushalte, GHD) zu transportieren und die dort gegebene Niedertemperaturwärmenachfrage zu decken, werden in Deutschland in der Regel wasserbetriebene Verteilungssysteme eingesetzt. Diese können prinzipiell als Ein-, Zwei-, Drei- oder Vierleitersystem ausgelegt werden. Bisher haben sich aber fast ausschließlich Zweileitersysteme durchgesetzt. Sie dienen in der Regel zur Versorgung der angeschlossenen Verbraucher mit Raumwärme und Brauchwarmwasser. Derzeit werden primär Kunststoffmantelrohre mit einem Stahlmediumrohr verbaut. Als Unterverteilung und Hausanschlussleitungen können sehr flexible Metall- oder Kunststoffmediumrohre eingesetzt werden. Als Bindeglied zwischen dem Nah- bzw. Fernwärmenetz und der Hausanlage (d. h. Heizungsanlage) werden Hausübergabestationen installiert, welche standardisiert und vormontiert inklusive aller Anlagenkomponenten geliefert und dann vor Ort als Fertigbauteil verbaut werden. Diese Hausübergabestationen können als direkte und indirekte Systeme ausgeführt werden. Um das Korrosionsrisiko und somit potenzielle Ablagerungen in den Rohrleitungen weitgehend auszuschließen bzw. zu minimieren, ist das verwendete Wasser zu entsalzen, von mechanischen Verunreinigungen zu befreien und mit geeigneten Chemikalien zu alkalisieren [1], [2].

#### 1.1.1.2.2 Kraft- und Heizkraftwerke

Für eine kombinierte Strom- und Wärmebereitstellung muss neben den bisher diskutierten Systemkomponenten ein Kraftwerk zur Stromerzeugung verbaut werden. Es werden nachfolgend zunächst die dafür benötigten Anlagenkomponenten und dann entsprechende Kraftwerksprozesse diskutiert.

**Einzelkomponenten.** Im Wesentlichen setzt sich der Kraftwerksprozess aus Verdampfer, Turbine, Kondensator, ggf. Rekuperator und Speisepumpen zusammen. Entsprechende Einzelkomponenten werden nachstehend diskutiert.



**Verdampfer.** Im Kraftwerksprozess überführen die Verdampfer das zirkulierende Kreislaufmedium mithilfe der geothermischen Wärme in die Gasphase. Um einen technisch effizienten und wirtschaftlichen Betrieb zu erreichen, sollten derartige Wärmeübertrager eine möglichst geringe Grädigkeit zwischen Thermalwasser und Kreislaufmedium gewährleisten. I. Allg. werden hierzu ebenfalls Plattenwärmeübertrager verbaut, die semi- und vollverschweißt ausgeführt werden können. So werden beispielsweise in Kalina-Anlagen wegen der erhöhten Betriebsdrücke und der Toxizität des Arbeitsmittelgemischs vollverschweißte Plattenwärmeübertrager eingesetzt. Aufgrund der relativ geringen Betriebsdrücke in ORC-Anlagen können hier dagegen semiverschweißte Wärmeübertrager genutzt werden [1], [2]. Parallel dazu werden auch in einigen Kraftwerken Rohrbündelverdampfer eingesetzt.

**Turbine.** Als Strömungskraftmaschinen wandeln Turbinen die Strömungsenergie von Gasen oder Flüssigkeiten in Bewegungsenergie um und übertragen diese an die Turbinenwelle. Die in den in Frage kommenden Kraftwerksprozessen eingesetzten Turbinen können nach der Form des Laufrades in Axial- und Radialturbinen unterschieden werden. So durchströmt bei Axialturbinen das gasförmige Kreislaufmedium das Aggregat parallel zu ihrer Achse. Derartige Strömungsmaschinen werden i. Allg. für große Volumenströme und vergleichsweise geringe Drücke ausgelegt. Bei Radialturbinen hingegen erfolgt die Durchströmung des Kreislaufmediums zentripetal oder häufiger zentrifugal. Bei letzterem tritt der Dampf somit axial in die Turbine ein und verlässt diese dann radial [1], [2].

**Generator.** I. Allg. wird ein handelsüblicher Generator an die Turbinenwelle installiert. Dieser wandelt die Rotationsenergie der Turbinenwelle in elektrische Energie um [1], [2].

**Kondensator.** Ziel der Kondensation ist es, das aus der Turbine austretende dampfförmige Arbeitsfluid erneut in einen flüssigen Zustand zu überführen. Hierzu wird das Kreislaufmedium ggf. enthitzt und die dabei abführbare Wärme des Arbeitsmitteldampfes aus dem Kreisprozess ausgeschleust. Prinzipiell ist eine derartige Wärmeabfuhr durch eine Frischwasser-, Verdunstungs- sowie einer Trockenkühlung möglich. Bei der Verdunstungskühlung kann weiter zwischen Nass-, Trocken- und Hybridkühltürmen unterschieden werden. Abbildung 7 zeigt beispielhaft entsprechende Kühlungssysteme [1], [2].

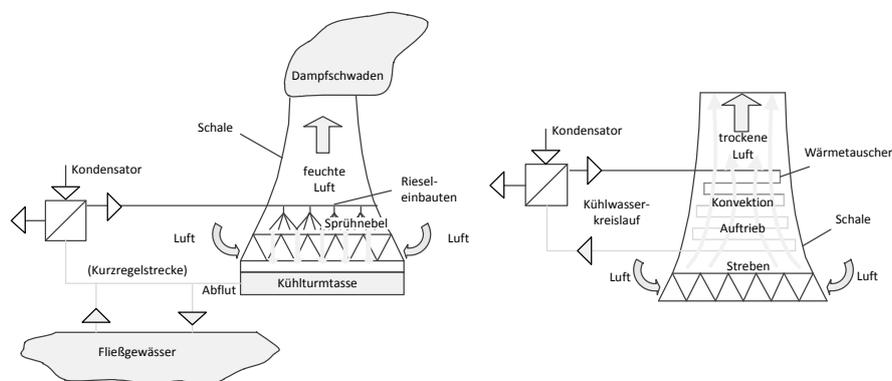


Abbildung 7: Prinzip Nass- (links) und Trockenkühlturm (rechts) [1], [2]

*Speisepumpe.* Die Speisepumpe erhöht den Druck des Kreislaufmediums vor dem Verdampfer bzw. ggf. dem Rekuperator. Hierzu kann eine radial bzw. halbaxial durchströmte drehzahlvariable Kreiselpumpe und in einigen Anwendungsfällen alternativ dazu ebenso eine Kolbenpumpe verbaut werden. Der Antrieb erfolgt jeweils durch einen entsprechenden Elektromotor [1], [2].

*Kreislaufmedium.* In geothermischen Kraftwerken werden als Arbeitsfluide in erster Linie organische Kreislaufmedien (d. h. Organic Rankine Cycle) bzw. Zweistoffmischungen (Kalina Cycle) eingesetzt. Die entsprechenden Kreislaufmedien sollten dabei eine möglichst niedrige kritische Temperatur und einen geringen kritischen Druck (d. h. niedrigsiedend), ein geringes spezifisches Volumen, eine hohe Wärmeleitfähigkeit, kein oder nur ein sehr geringes Ozonabbau- (ODP) bzw. Treibhauspotenzial (GWP) besitzen und zudem nicht korrosiv, ungiftig und nicht brennbar sein. Vor diesem Hintergrund eignen sich für Kreisprozesse mit Reinstoffen vorwiegend Alkane, Aromate, chlorierte oder fluorierte Kohlenwasserstoffe und Siloxane. Doch ist ein Einsatz vieler chlorierter oder fluoriertes Kohlenwasserstoffe bereits heute bzw. in naher Zukunft verboten bzw. nur sehr eingeschränkt zulässig, so dass zunehmend auch innovative Kreislaufmedien diskutiert werden. Repräsentativ für eine Nutzung in mit Erdwärme betriebenen Organic-Rankine-Cycles (ORC) sind aktuell beispielsweise Isobutan (R600a) und Isopentan (R600). Im Gegensatz dazu wird in einem Kalina-Cycle eine Mischung aus Wasser und Ammoniak als Kreislaufmedium eingesetzt. Vorteil derartiger Fluide ist, dass sowohl die Verdampfung als auch die Kondensation des Arbeitsmediums nicht isotherm, wie bei Reinstoffen (d. h. organische Arbeitsmittel, Wasser) verlaufen, sondern bei gleitenden Temperaturen ablaufen können [1], [2], [7].

**Kraftwerksprozesse.** Die bisher dargelegten Einzelkomponenten können zu einem Gesamtsystem, dem Kraftwerksprozess, zusammengeführt werden. Da das Primärmedium (d. h. das Thermalwasser) unter deutschen geologischen Bedingungen nicht heiß genug ist bzw. sein Druck zu niedrig ist, um ausreichend Dampf für eine direkte Entspannung zu erzeugen, werden für eine Stromerzeugung aus geothermischer Wärme der Rankine-Prozess mit organischen Arbeitsmitteln (Organic, Rankine Cycle, ORC) und der Kalina-Prozess eingesetzt. Diese werden nachfolgend dargestellt.

*Rankine-Prozess mit organischen Arbeitsmitteln.* Ähnlich wie in konventionellen Kraftwerken wird das Wärmeträgermedium vorgewärmt, verdampft, entspannt, ggf. in einem Rekuperator entthitzt (das Medium ist im Gegensatz zur Wasserdampfentspannung noch überhitzt), kondensiert und durch eine Pumpe wiederum auf Verdampfendruck befördert. Im Gegensatz zu fossilen Kraftwerken wird hier allerdings die Verdampfungswärme nicht aus der Verbrennung, sondern aus dem Thermalwasser gewonnen. Eine entsprechende Schaltung eines derartigen Kreisprozesses zeigt Abbildung 8 [1], [2].



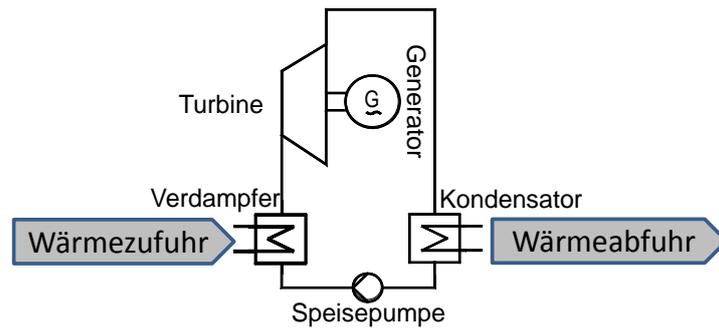


Abbildung 8: Vereinfachtes Schema eines ORC (Organic Rankine Cycle) (nach [8])

Vor dem Hintergrund der großen Bandbreite der natürlicherweise vorkommenden Thermalwassertemperaturen können ORC-Anlagen mit verschiedenen Kreislaufmedien gefahren werden. Abbildung 9 zeigt hierzu beispielhaft Nettostromwirkungsgrade für wassergekühlte ORC-Systeme mit einer Förderrate von 70 l/s mit ausgewählten Arbeitsfluiden. Demnach liegen die maximalen Nettokonversionswirkungsgrade des Kreisprozesses zwischen rund 5,5 % bei etwa 100 °C und ca. 11 % bei 170 °C Thermalwassertemperatur.

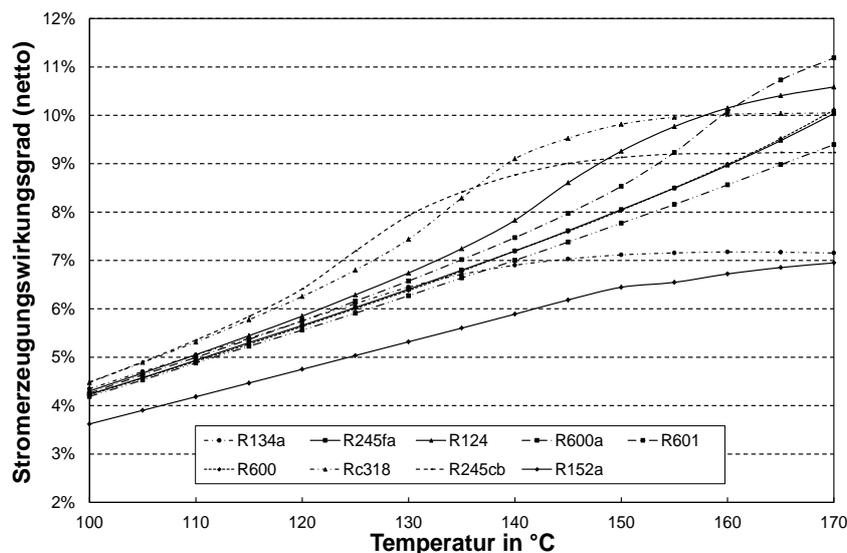


Abbildung 9: Nettostromwirkungsgrade verschiedener wassergekühlter ORC-Systeme (Organic Rankine Cycle, unterkritisch, einstufig) bei einer Förderrate von 70 l/s (ohne Berücksichtigung der Förderenergie; Referenztemperatur 15 °C; R600a Isobutan; Rc318 Octafluorocyclobutan; R134a 1,1,1,2-Tetrafluorethan; R600 n-Butan; R245fa 1,1,1,3,3-Pentafluorpropan; R245cb 1,1,1,2,2-Pentafluorpropan; R124 2-Chlor-1,1,1,2-Tetrafluorethan; R152a 1,1-Difluorethan; R601 n-Pentan; nach [9])

**Kalina-Prozess.** Ähnlich wie der ORC-Prozess wird im Kalina-Cycle ein Arbeitsmittel in einem vom Thermalfluid abgeschlossenen Kreislauf zirkuliert. Allerdings wird hier im Gegensatz zum klassischen ORC ein Stoffgemisch aus Ammoniak und Wasser eingesetzt.



Die entsprechende Verschaltung des Kalina-Prozesses zeigt Abbildung 10 in seiner einfachsten Form.

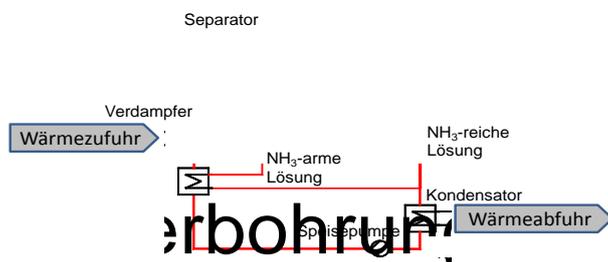


Abbildung 10: Vereinfachtes Schema eines Kalina-Prozesses [1]

Das Stoffgemisch wird dabei in einem Wärmeübertrager durch das Thermalwasser vorgewärmt und anschließend verdampft. Wegen der Siedepunktstände der beiden Komponenten, aus denen das als Kreislaufmedium eingesetzte Stoffgemisch besteht, entstehen dabei ein Ammoniak-reicher Dampf und eine Ammoniak-arme Flüssigkeit. Diese werden anschließend in einem Separator voneinander getrennt. Der Dampf wird dann in der Turbine unter Abgabe von Arbeit entspannt. Danach werden beide Phasen wieder zusammengeführt und gemeinsam dem Kondensator erneut zugeführt. Dort wird das Stoffgemisch wieder vollständig in die Flüssigphase überführt und danach auf den Verdampferdruck gebracht. Für derartige Kraftwerksprozesse liegen die erreichbaren Nettowirkungsgrade zwischen ca. 5,0 % bei rund 120 °C und etwa 8,5 % bei rund 180 °C Thermalwassertemperatur (Abbildung 11) [1], [2].

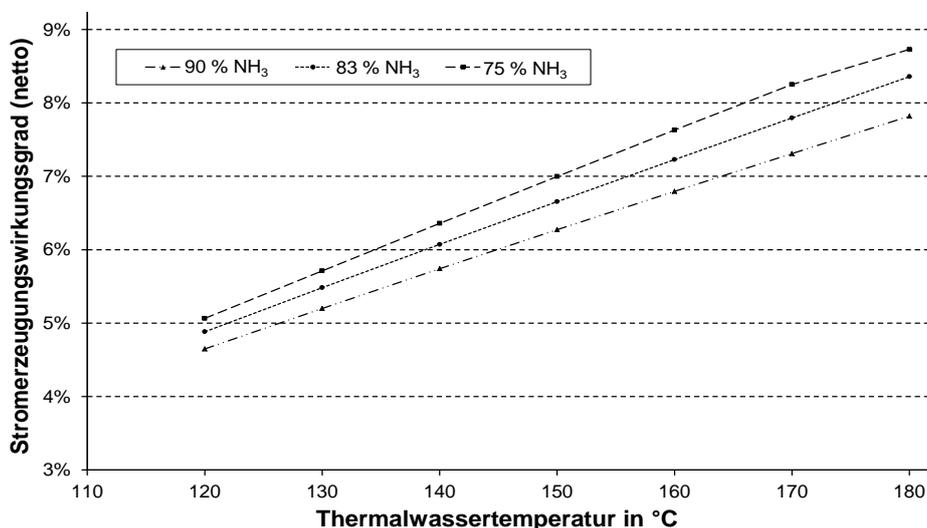


Abbildung 11: Nettostromwirkungsgrade verschiedener wassergekühlter Kalina-Systeme bei einer Förderrate von 70 l/s (ohne Berücksichtigung der Förderenergie; Referenztemperatur 15 °C) [1],[ 9]



## 1.1.2 Anlagen- und Betriebskonzepte

### 1.1.2.1 Anlagenkonzepte

Neben Konzepten zur ausschließlichen Wärmebereitstellung werden in den letzten Jahren vermehrt Konzepte zur Strom bzw. zur kombinierten Strom- und Wärmebereitstellung realisiert.

Ein vereinfachtes Konzept zur kombinierten Strom- und Wärmebereitstellung aus tiefer Geothermie mit einem ORC zeigt Abbildung 12. Das Thermalfluid wird hier durch die Förderbohrung aus dem tiefen Untergrund gefördert und anschließend im Thermalwasserkreislauf aufbereitet. Die thermische Energie des Thermalwassers wird dann über mehrere Wärmeübertrager an einen binären Kreislauf (d. h. ORC) übertragen. Das organische Arbeitsfluid des ORC wird dabei vorgewärmt, verdampft und anschließend unter Abgabe von Arbeit in der Turbine entspannt. Anschließend wird es im Kondensator verflüssigt und durch die Speisepumpe wieder auf den Verdampferdruck gebracht. Die dann noch im Thermalwasser verbleibende Restenergie wird nun über einen Wärmeübertrager an ein Nah- oder Fernwärmenetz abgegeben. Die abgekühlten Tiefenwässer werden abschließend über die Schluckbohrung – nach einer entsprechenden Filterung – wieder in den tiefen Untergrund verpresst.

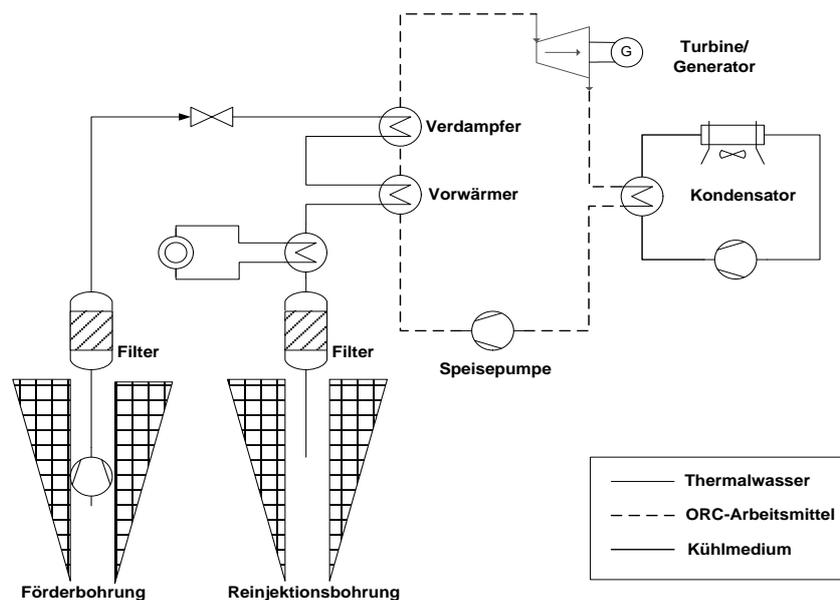


Abbildung 12: Konzept einer kombinierten geothermischen Strom- und Wärmebereitstellung [1]

Entsprechend der in Deutschland sehr unterschiedlichen Thermalwasserparameter sind die potenziell erreichbaren Stromerzeugungswirkungsgrade einer sehr großen Bandbreite unterworfen. So liegen sie bei einer ausschließlichen Strombereitstellung grob zwischen 3 und 8 % bei elektrischen Leistungen von rund 1 bis 5 MW. Wird dagegen eine kombinierte Strom- und Wärmebereitstellung realisiert (d. h. thermischen Leistungen von

rund 5 bis 20 MW), können die Gesamtwirkungs- bzw. -nutzungsgrade entsprechender Anlagen deutlich höher liegen [1], [2].

### 1.1.2.2 Betriebskonzepte

Geothermische Kraft- bzw. Heizkraftwerke können klimaverträglich Strom und Wärme nachfrageorientiert erzeugen. Vor dem Hintergrund der derzeit in Deutschland geltenden energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen werden geothermische Kraft- und Heizkraftwerke mit einer möglichst hohen Volllaststundenzahl betrieben.

Allerdings werden sich die Struktur der Stromerzeugung und der Strommarkt in Zukunft stark verändern, wenn fluktuierende Erneuerbare Energien das System dominieren. So wird als Folge des hohen Anteils der fluktuierenden Erneuerbaren Energien und somit im Falle eines Unter- oder Überangebots an Strom zukünftig deutlich mehr Regelenergie bzw. Regelleistung benötigt, um eine sichere Stromversorgung im Stromnetz zu gewährleisten. Regelenergie ist dabei die benötigte Reserve, um innerhalb von Sekunden (Primärreserve), fünf Minuten (Sekundärreserve) oder Viertelstunden (Minutenreserve) die Schwankungen im Stromnetz auszugleichen. Bei dem Ausgleich von plötzlich erhöhter Nachfrage bei nicht ausreichendem Angebot spricht man von "positiver Regelenergie" und der Ausgleich von erhöhtem Angebot sowie plötzlich schwacher Nachfrage wird hingegen "negative Regelenergie" genannt.

Regelenergie wird über eine Marktplattform gehandelt, die unterschiedliche Regelenergiearten (Primär- und Sekundärregelleistung sowie Minutenreserveleistung) über Ausschreibungsverfahren vergeben. Die Teilnahme an diesen Ausschreibungsverfahren setzt eine erfolgreiche Präqualifikation voraus. Im Präqualifikationsverfahren müssen die potenziellen Anbieter der verschiedenen Regelenergiearten technische Kompetenz, ordnungsgemäße Erbringung der Regelleistung unter betrieblichen Bedingungen sowie ihre wirtschaftliche Leistungsfähigkeit nachweisen. Es ist nicht bekannt, dass bis heute ein Betreiber eines geothermischen (Heiz-)Kraftwerkes an einem Präqualifizierungsverfahren teilgenommen hat.

Derzeit sind sieben geothermische Kraft- bzw. Heizkraftwerke mit einer elektrischen Leistung von rund 30 MW am Netz, dies entspricht einem Anteil an der in Deutschland derzeit im Regelfall genutzten Regelleistung von ca. 0,4 %<sup>1</sup>. Bei angenommenen 6 000 Volllaststunden können damit rund 180 GWh Strom produziert werden. Basierend auf der gegenwärtigen Kraftwerkskapazität kann die Geothermie damit keine signifikante Regelleistung für das gesamte deutsche Stromnetz zur Verfügung stellen, um zu Netzstabilität und Sicherheit beizutragen.

Geothermie kann jedoch im Rahmen von lokalen und regionalen Stromversorgungsaufgaben zukünftig eine Rolle spielen. Dafür sind zwei Voraussetzungen notwendig: Zum einen wird ein lokales Verbundnetz bzw. ein virtuelles Kraftwerk benötigt, zum anderen

---

<sup>1</sup> Bezogen auf eine in Deutschland installierte elektrische Regelleistung von 7,4 GW.



ist ein erweiterter Ausbau geothermischer Stromerzeugungsanlagen auf lokaler Ebene in Form von Geothermiefeldern und Kraftwerksverbänden erforderlich. Ein virtuelles Kraftwerk ist der Zusammenschluss dezentraler Erzeugungseinheiten, Speicher und lastverschiebbarer Verbraucher zu einem steuerbaren und vermarktbar Verbund. Bei intelligenten Stromnetzen (d. h. Smart Grids) spielen virtuelle Kraftwerke eine tragende Rolle, da sie für eine bessere Integration der erneuerbaren Energieerzeugung in die Netze und in den Energiemarkt sorgen. Das Prognoserisiko, das durch die Volatilität der erneuerbaren Energien entsteht, kann im Verbund durch kurzfristig steuerbare Anlagen oder Lastverschiebungen des Verbrauchs reduziert werden. Aufgrund der vergleichsweise geringen Anlagengröße von geothermischen Kraftwerken ist in absehbarer Zukunft nur eine Teilnahme am Regelenergiemarkt über Poolbildung, z. B. im Rahmen solcher virtuellen Kraftwerke, denkbar, über die auch Kleinlieferanten an den Ausschreibungen teilnehmen können.

Im Rahmen solcher Konzepte können Geothermieanlagen somit zu einer system- und bedarfsgerechten Stromlieferung beitragen. Technische Lösungen hierfür sind auch heute schon vorhanden. So kann beispielsweise ein geregelter Bypass um die Stromerzeugungsanlage herum genutzt werden, um Thermalwasserkreislauf und Stromproduktion voneinander zu entkoppeln (Abbildung 13).

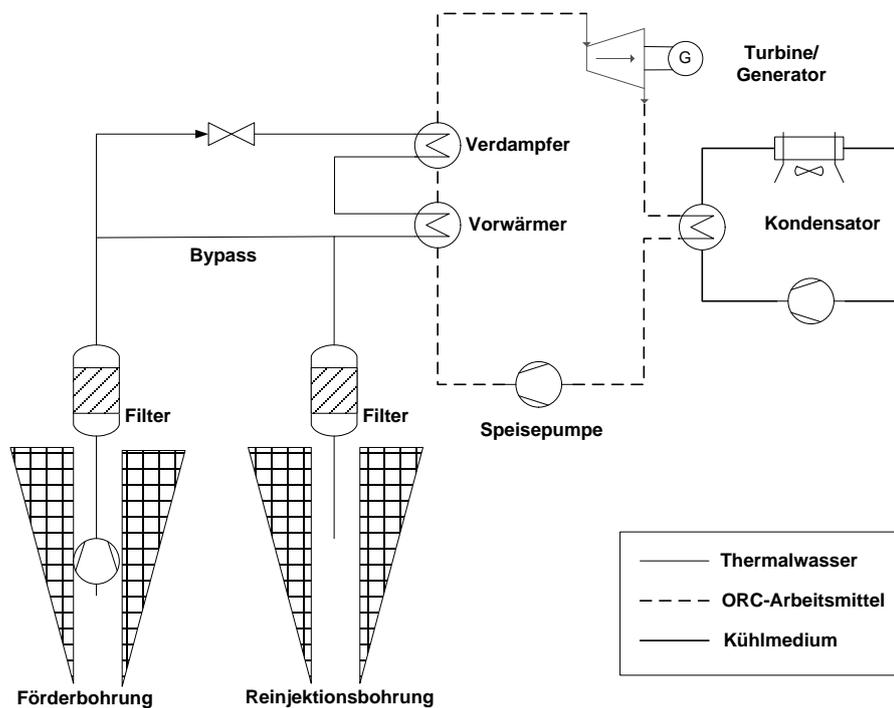


Abbildung 13: Konzept einer kombinierten geothermischen Strom- und Wärmebereitstellung mit Bypass

Solch ein Entkopplungsprozess ermöglicht es, bei wechselnden Anforderungen Strom flexibel bereit zu stellen. Die Stromerzeugungsanlage kann damit innerhalb von Sekunden abgekoppelt (negative Regelenergie) und innerhalb von Minuten wieder hochgefah-



ren werden (positive Regelenergie). Die geothermische Wärme kann im Falle der Entkopplung der Stromerzeugung verstärkt zur Wärmelieferung an Verbraucher oder Speicher genutzt werden. Ist dies nicht möglich, kann der Thermalwasserkreislauf selbst entsprechend reguliert werden. Aus technischer Sicht ist es generell möglich, die Leistung der Tiefpumpe zu reduzieren und innerhalb von Minuten auf höchste Leistung zu fahren. Wird die Tiefpumpe abgeschaltet, wird zum Schutz der Pumpe in der Regel eine 30 minütige bis einstündige Wartezeit vor dem Wiederaufstart empfohlen. Bis auf den letzten Fall und unter der Voraussetzung, dass die Stromerzeugungsanlage zumindest in Teillast in Betrieb ist, können also geothermische Stromerzeugungsanlagen unter den genannten Voraussetzungen schon heute als Sekundärreserve oder Minutenreserve genutzt werden. Um das Teillastverhalten von Pumpen und die Auswirkungen auf geothermische Systeme genauer zu quantifizieren, besteht noch Forschungsbedarf.

Es ist jedoch anzumerken, dass der Betrieb der Stromerzeugungsanlage außerhalb der Volllast zu Einbußen in Effizienz und insbesondere Wirtschaftlichkeit führt; eine Analyse der damit verbundenen Stromgestehungskosten wird in Kapitel 3.1.5 durchgeführt. Wie bei jeder energietechnischen Anlage ist damit nach wie vor der Volllastbetrieb erstrebenswert. Kann die geothermische Wärme bei der Entkopplung der Stromerzeugung nicht anderweitig genutzt werden, sind mit Blick auf die hohen Anfangsinvestitionen geothermischer Anlagen zusätzliche, weitaus größere wirtschaftliche Einbußen zu erwarten. Aus technischer Sicht muss zudem auf den Handlungsbedarf in der Tiefpumpentechnik hingewiesen werden, da eine Steigerung der Verlässlichkeit dieser Komponente eine entscheidende Voraussetzung für die notwendige Anlagenverfügbarkeit darstellt.

## 1.2 Rechtliche Rahmenbedingungen

Das Bundesberggesetz (BBergG) regelt - neben anderen Gesetzen - wesentliche Belange für tiefengeothermische Anlagen. So definiert es bspw. Erdwärme als bergfreien Bodenschatz und beschreibt, dass im Regelfall von der Aufsuchung bis zum Beginn der Gewinnung vier Arten von bergrechtlichen Zulassungen notwendig sind:

- Aufsuchungserlaubnis (§ 7 BBergG),
- Aufsuchungsbetriebsplan (Hauptbetriebsplan Aufsuchung, § 52 ff. BBergG),
- Gewinnungsbewilligung (§ 8, 9 BBergG),
- sowie Gewinnungsbetriebsplan (§ 52 ff. BBergG).

Die Aufsuchung ist dabei die Tätigkeit, die mittelbar oder unmittelbar auf die Entdeckung oder Feststellung der Ausdehnung von Bodenschätzen gerichtet ist. Die Gewinnung ist das Lösen oder Freisetzen von Bodenschätzen (einschließlich der damit zusammenhängenden vorbereitenden, begleitenden und nachfolgenden Tätigkeiten).

Abbildung 14 zeigt einen typischen Verfahrensablauf bei Geothermieprojekten.



Schon die Erteilung einer Aufsuchungserlaubnis setzt u.a. die genaue Darstellung der Ausdehnung des beantragten Erlaubnisfeldes, die Vorlage eines Arbeitsprogramms, den Nachweis einer gesicherten Finanzierung sowie die Zuverlässigkeit des Antragstellers voraus. Im Rahmen dieser Erlaubnis können Erkundungsmaßnahmen erfolgen, die eine geologische Beurteilung hinsichtlich der späteren Produktivität erlauben. Ausschlaggebend für die Gewährung eines Rechtsanspruchs auf eine bestimmte Höhe der EEG-Vergütung sollte jedoch die dokumentierte Absicht sein, Erdwärme auch tatsächlich zu gewinnen. Ausdruck dieser Absicht ist die Erstellung eines Gewinnungsbetriebsplans gem. § 52 ff. BBergG sowie seine Genehmigung. Dieser umfasst jeweils den Umfang der geplanten Arbeiten und die Vorhabensdauer sowie eine Beschreibung der technischen Durchführung, der ordnungsgemäßen Abfallbeseitigung und der Vermeidung gemeinschädlicher Einwirkungen, aber auch Nachweise über den Schutz von Leben und Gesundheit Dritter. Eine Voraussetzung für die Erteilung einer Bewilligung ist auch der Nachweis einer gesicherten Gesamtfinanzierung.

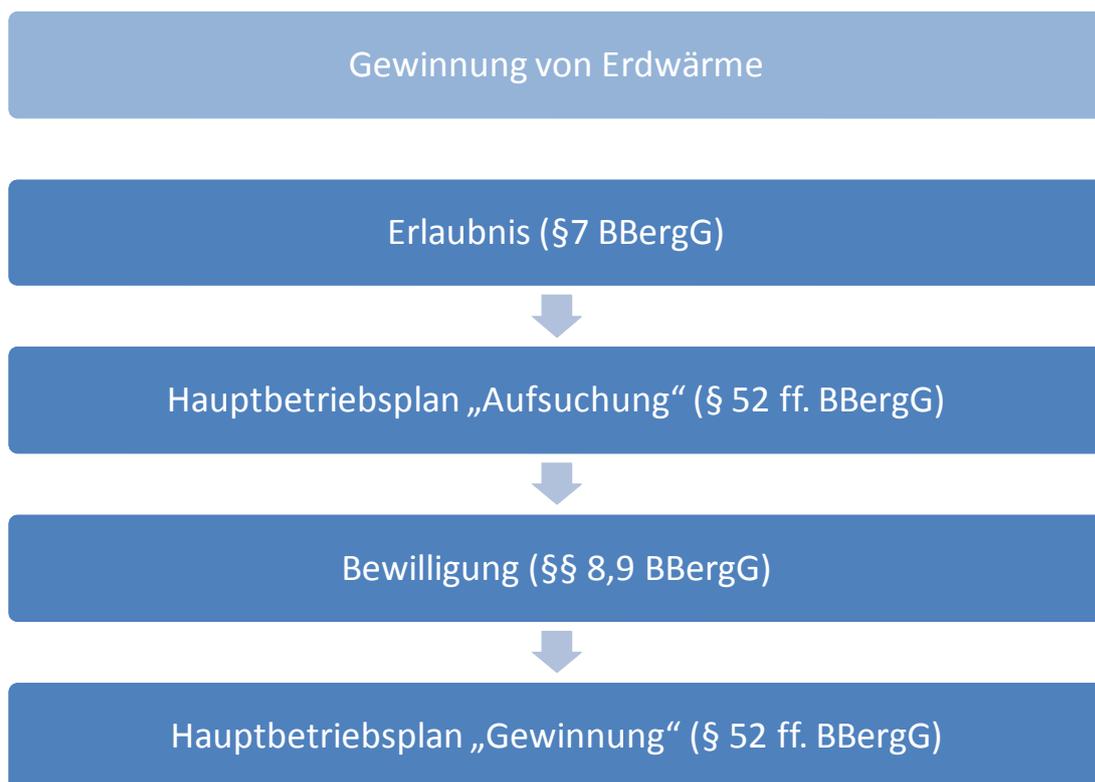


Abbildung 14: Typischer Verfahrensablauf bei Geothermieprojekten (Bergrecht)

Auf Basis eines genehmigten Gewinnungsbetriebsplans können die Arbeiten erfolgen, die für die Nutzung und Wandlung geothermischer Wärme in Strom notwendig sind. Der Zeitpunkt der Genehmigung des Gewinnungsbetriebsplans stellt damit sowohl aus juristischer, aber auch aus technischer und finanzieller Sicht einen geeigneten Meilenstein dar, ab dem auf Antrag ein Rechtsanspruch auf die zu diesem Zeitpunkt geltenden EEG-Vergütungssätze für fünf Jahre gewährt werden sollte.

### 1.3 Herausforderungen und Entwicklungstendenzen

Nachfolgend werden zunächst die mit einer Nutzung des tiefen Untergrundes noch gegebenen Herausforderungen und anschließend beobachtete Entwicklungstendenzen diskutiert.

#### 1.3.1 Herausforderungen

Eine Strom- und Wärmebereitstellung aus tiefer Geothermie ist in der Regel auf Grund der geologischen Gegebenheiten in Deutschland noch immer technisch sehr anspruchsvoll. Es resultiert daraus eine Reihe von Herausforderungen, welche für die untertägige Reservoirerschließung und die obertägigen Kraftwerkseinrichtungen nachstehend kurz diskutiert werden [1], [2].

*Untertage.* Technische Herausforderungen zur Verfügbarmachung geothermischer Reservoirs treten vorwiegend bei der Lagerstättensuche, der Bohrungsniederbringung und der Stimulation auf. Entsprechende Aspekte werden im Folgenden kurz diskutiert.

- Im Rahmen der Reservoirerkundung können im günstigsten Fall erste Informationen aus bestehenden Daten vorheriger Explorations der Erdgas- und Erdölindustrie gewonnen werden. Doch anders als in den meisten anderen Industrienationen sind Explorationsdaten der Industrie in Deutschland unbefristet Eigentum der privaten Unternehmen. Sie gelten als Betriebsgeheimnisse, können jedoch bei den geologischen Diensten mit Zustimmung eingesehen werden. Bei einer Nutzung bzw. Interpretation derartiger Daten bedarf es eines kostenpflichtigen Erwerbs. Dies hat mögliche Investitionshemmnisse zur Folge, welche durch eine Freigabe diesbezüglicher Daten nach einigen Jahren vermieden werden könnten. Hier müssen in Zukunft innovative Vorschläge erarbeitet werden, um einen barrierefreien Zugang auf entsprechende Daten gewährleisten zu können.
- Bei der Suche nach potenziell förderbaren Thermalwässern im Untergrund muss durch moderne Erkundungsmethoden das Fündigkeitsrisiko (d. h. das Risiko, keine ausreichend hohen Temperaturen und Fließraten vorzufinden) weitestgehend minimiert werden. Die für einen wirtschaftlichen Kraftwerksbetrieb relevanten Thermalwasserparameter (d.h. Fördermenge, -temperatur und -druck) müssen möglichst genau vorausgesagt werden können. Dabei stellt zunächst eine Optimierung der vorhandenen geophysikalischen Explorationsmethode eine wesentliche Aufgabe der kommenden Jahre dar. Insbesondere gilt dies für eine belastbare Vorhersage der zu erwartenden Aquiferdurchlässigkeit. Jüngst zeigt sich zudem ein Trend dahin, dass die verschiedenen bereits vorhandenen geophysikalischen Verfahren vermehrt intelligent miteinander kombiniert und an die spezifischen Untergrundbedingungen der jeweiligen Standorte angepasst werden [10], [1], [2].
- I. Allg. werden die Gesamtkosten eines Geothermieprojektes durch die Niederbringung der meist mindestens zwei Bohrungen dominiert (bis zu zwei Drittel der Gesamtinvestitionen). Deshalb hat die Entwicklung effizienterer und an die Bedin-



gungen der Geothermienutzung optimal angepasster Bohrverfahren höchste Priorität. Es zeigt sich, dass einzelne Innovationen in den vergangenen Jahren bzw. Monaten erfolgreich am Markt implementiert werden konnten. So wurden in der jüngeren Vergangenheit niedergebrachte Bohrungen mit Hilfe eines Einsatzes optimierter Bohrverfahren mit einem deutlichen höheren Bohrfortschritt (d.h. niedergebrachte Bohrmeter pro Zeiteinheit) sowie einem deutlich geringeren Material- und Energieverbrauch realisiert. Dies führte insgesamt zu kostengünstigeren Bohrungen. Entsprechende Ansätze müssen zukünftig weiter perfektioniert und insbesondere auf andere Standorte sowie auf die Erschließung petrothermaler Lagerstätten – da hier ein weitaus größeres Potenzial als bei den hydrothermalen Lagerstätten liegt – überführt werden [1], [2], [10].

- Für einen wirtschaftlich effizienten Betrieb geothermischer Anlagen spielen nicht zuletzt hohe Thermalwasserfließraten eine entscheidende Rolle. Dafür muss der Tiefe Untergrund in der Regel stimuliert werden. Ziel derartiger Verfahren ist es, auf Grund einer geringeren Aquiferdurchlässigkeit, die Fließwege der Tiefenwässer auszubauen. Obwohl in den letzten Jahren hierbei für die unterschiedlichen Gesteinsformationen der verschiedenen geothermisch relevanten Regionen viele Erfahrungen gesammelt wurden, kann auch mit den heute vorhandenen fortschrittlichen Verfahren nach wie vor nicht immer eine Erfolgsgarantie gegeben werden. Neue Wege stellen beispielsweise derzeit gezielte Mehrfachstimulation in einer Bohrung dar [11]. Derartige Verfahren müssen aber weiter verfeinert und in die Praxis überführt werden [1], [2], [10].
- Wurde das untertägige Reservoir erfolgreich bohrtechnisch erschlossen und stimuliert, so schließt ein an die Umgebungsbedingungen perfekt angepasstes Injektionskonzept die Reservoirerschließung ab. Beispielsweise können dadurch Risiken seismischer Aktivitäten reduziert, die Effizienz der Anlage durch eine maximale Nutzung der förderbaren Tiefenwässer und die Lebensdauer des genutzten untertägigen Reservoirs gesteigert werden. In diesem Zusammenhang haben eine Anwendung von Multi-Well Konfigurationen und Multilateral Komplettierungen erste Erfolge gezeigt. Weiterhin gilt es den Einsatz von Hochtemperaturtracern weiter zu entwickeln und zu erproben, um entsprechende Förderhorizonte effizienter charakterisieren zu können [1], [2], [10].
- Im Rahmen der Speicherstimulation und/oder durch den Anlagenbetrieb (d.h. beim Fördern und Verpressen von Thermalwässern) ist es in den vergangenen Jahren immer wieder zu einigen mikroseismischen Ereignissen gekommen [13]. Auch wenn kaum relevante Schäden an Gebäuden festgestellt werden konnten, so haben diese mikroseismischen Aktivitäten zur Folge, dass die Akzeptanz der Bevölkerung für eine geothermische Energiebereitstellung lokal sehr stark gesunken ist. Mit dem Ziel eines mittelfristigen Ausbaus der geothermischen Nutzung des tiefen Untergrundes, muss die derzeitige überregionale Akzeptanz erhalten bzw. verbessert werden. Zu diesem Zweck wurden verschiedene Konzepte erarbeitet, verifiziert und implementiert mit denen die Wahrscheinlichkeiten des Auftretens solcher Ereignisse reduziert werden können. Eine wesentliche Grundlage



spielt dabei beispielsweise die Ermittlung des Gebirgsspannungsfeldes entsprechender, für eine geothermische Nutzung in Frage kommender, Regionen. Erste Forschungsprojekte (d.h. nationale und internationale) zur Begrenzung mikro-seismischer Aktivitäten bei einer geothermischen Nutzung des tiefen Untergrundes werden voraussichtlich Ende 2013 abgeschlossen sein [1], [2], [10].

*Übertage.* Neben den bisher diskutierten Herausforderungen beim Untertage Teil sind auch bei den Komponenten des Übertage Teils noch offene Optimierungspotenziale gegeben. Diese werden nachstehend erläutert.

- Noch immer entsprechen die in Deutschland eingesetzten Förderpumpen nicht den technischen Anforderungen. Insbesondere wurden Hemmnisse in folgenden Bereichen identifiziert:

*Materialforschung.* Auf Grund der in Deutschland örtlich sehr unterschiedlichen Geologie können die aus dem tiefen Untergrund geförderten Tiefenwässer hoch mineralisiert und damit sehr salzhaltig sein. U. U. können weiterhin z. T. sehr hohe Mengen an gelösten Gasen nach Übertage mit dem Thermalwasser gefördert werden. Zudem hat sich in der Vergangenheit gezeigt, dass insbesondere kurz nach der Inbetriebnahme (d. h. dem erstmaligen Fördern des Thermalfluids) der Förderpumpen größere Mengen an Feststoffen (bis zu 40 bis 60 t Sand) gefördert werden können. Aus diesem Grund müssen die eingesetzten Aggregate eine hohe Toleranz gegenüber korrosiven Thermalwässern und darin gelöste abrasiven Stoffen bzw. Gasen aufweisen und sehr robust gefertigt werden. Je nach eingesetztem Aggregattyp konnte dies allerdings in der Vergangenheit nicht immer sichergestellt werden. Jüngste Erfahrungsberichte zeigen, dass das Gesamtsystem Tiefpumpe deutschlandweit noch immer keine hohe Toleranz gegenüber korrosiven Thermalwässern und abrasiven Stoffen besitzt. Bisher wurden keine geeigneten Materialien identifiziert bzw. Verfahren zu Identifikation von Materialien entwickelt bzw. in der Praxis angewandt. Vor diesem Hintergrund ist es eine wesentliche Herausforderung, unter Kostengesichtspunkten mit Hilfe eines standardisierbaren Verfahrens Materialien zu identifizieren, welche eine möglichst lange technische Lebensdauer unter den vorherrschenden Gegebenheiten in der Thermalwasserbohrung sicherstellen. Dazu ist es notwendig einen detaillierten Nutzungskatalog zu entwerfen und diesen quartalsweise mit neuen Daten aus weiteren Projekten zu aktualisieren. Die dabei noch offenen Fragen müssen durch entsprechende Materialforschungen gelöst werden.

*Eigenbedarf.* Förderpumpen der tiefen Geothermie besitzen insbesondere bei kleinen Bohrlochgeometrien eine geringe Effizienz. Auch auf Grund des daraus resultierenden hohen Eigenverbrauchs der Gesamtanlage werden in der Regel besonders bei Kraft- bzw. Heizkraftwerken bisher nur geringe Anlagenwirkungsgrade erreicht. Deshalb ist es zwingend erforderlich, effiziente Pumpen (d. h. mit einer geringen Leistungsaufnahme) zu entwickeln. Dies gilt sowohl für große Rohrdurchmesser mit großen Förderraten als auch für geringe Rohrdurchmesser mit vergleichsweise kleinen Förderraten.



*Messtechnik.* Für eine detaillierte Überwachung der eingesetzten Tiefpumpen werden bisher sehr sensible Messtechniken eingesetzt (d. h. die messtechnischen Geräte halten selten dem hochkorrosiven Milieu auf Dauer stand); so waren eingesetzte Kabel in einigen Fällen schon bei weniger als einem Jahr durch Korrosion beschädigt und mussten ersetzt werden (z. B. Bruchsal). Erfahrungen haben gezeigt, dass die Förderpumpen z. T. mit derartigen Instrumenten zudem überladen sind (d. h. es werden mit anfälligen Messinstrumenten Größen gemessen, die man nicht zwingend sinnvoll auswerten kann). Aus diesem Grund müssen entsprechende Systeme sowohl in Bezug auf die wirklich sinnvoll zu messenden Größen als auch hinsichtlich des Einsatzes im jeweiligen Milieu optimiert werden. Weiterhin sollte eine standardisierte Methodik entwickelt werden, um auf Grundlage der erhobenen Daten und deren Auswertung eingesetzte Förderaggregate der jeweiligen geothermiefähigen Region bewerten und vergleichen zu können. Dadurch könnte ein maximaler Erkenntnisgewinn für die eingesetzten Förderpumpen in Deutschland erreicht werden.

*Pumpenauslegung.* Für eine optimale Pumpenauslegung müssen dem Pumpenhersteller die Auslegungsparameter in einem hohen Umfang und Qualität zur Verfügung gestellt werden. Dabei setzt allerdings die korrekte Bestimmung der Auslegungsparameter detaillierte Kenntnisse über die Geologie, Reservoir- und Bohrungshydraulik, Thermalwasserchemie und der Obertagehydraulik voraus. Diese detaillierten Kenntnisse stehen allerdings nur in seltenen Fällen in einer solchen frühen Planungsphase zur Verfügung, an der die Auslegungskriterien für die Pumpe aufgrund der langen Bestellzeiträume festgelegt werden müssen. Weiterhin stellen sich im Bohrloch quasi-stationäre Bedingungen erst nach einem längeren Betrieb ein, so dass der Betriebspunkt einer anfangs optimal ausgelegten Förderpumpe nach mehreren Betriebsmonaten außerhalb des Arbeitskennfeldes liegen kann. In diesem Fall würde dies beispielsweise zu einem verminderten Wirkungsgrad, einem hohen Verschleiß der Pumpe und einer hohen Motorlast (und damit einem entsprechend ineffizienten Betrieb) führen. Aus diesem Grund ist es für einen langfristigen und hocheffizienten Pumpenbetrieb notwendig, Methoden für eine optimale Pumpenauslegung zu entwickeln, die ggf. ein "Nachjustieren" entsprechend der sich verändernden Reservoirkenngrößen ermöglichen. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund der zeitlich veränderlichen Reservoircharakteristik einerseits und der ggf. schwankenden Nachfragecharakteristik andererseits.

*Wartungskonzepte.* Mit dem Ziel einer möglichst hohen Lebensdauer der eingesetzten Tiefpumpen müssen auf Grund der z. T. hochmineralisierten Thermalwässer in Deutschland neben dem Einsatz korrosionsbeständiger Materialien effiziente und nachhaltig wirksame Wartungskonzepte entwickelt werden. Hierfür können beispielsweise Standardisierungskonzepte beitragen. Werden an mehreren Standorten – beispielsweise regional – standardisierte Aggregate eingesetzt, können diese bei Ausfall oder Revision einfach ausgetauscht und im "Roll Over Verfahren" mehrfach genutzt werden. Ein weiterer Lösungsansatz könnte eine



Definition von regional-spezifischen Standards in der Wartung und Instandhaltung kombiniert mit einer technischen Dokumentation darstellen. Auf Basis dessen kann dann ein regional begrenztes und langfristig orientiertes Wartungskonzept einen reibungslosen Betrieb der Förderpumpen sicherstellen. Ziel muss es sein, sich realitätsnahe Wartungskonzepte zu überlegen, um die Wartungskosten zu minimieren und gleichzeitig die Verfügbarkeit zu maximieren.

*Pumpenkonzepte.* Für die Förderung der heißen Tiefenwässer nach Übertage werden derzeit Gestängepumpen (LSP) und Unterwassermotorpumpen (ESP) eingesetzt. Vorteile der Gestängepumpen (LSP) sind beispielsweise die im Vergleich zu den Unterwassermotorpumpen (ESP) höhere Effizienz, die in der Regel bessere Beständigkeit gegenüber korrosiven und abrasiven Medien sowie hohen Fluidtemperaturen. Entscheidender Nachteile derartiger Förderpumpen sind Restriktionen hinsichtlich der Einbautiefe von ca. 650 m und einem Einsatz in gekrümmten Bohrungen. Diese Einschränkungen gelten nicht für die Unterwassermotorpumpen (ESP); doch besitzen Unterwassermotorpumpen eine vergleichsweise geringere Effizienz und begrenzte Beständigkeit gegenüber korrosiven und abrasiven Medien sowie hohen Fluidtemperaturen. Damit liegt ein optimal auf die Anforderungen der Geothermienutzung in Deutschland abgestimmtes Pumpenkonzept bisher noch nicht vor. Deshalb sollte darüber nachgedacht werden, welche innovativen Konzepte zur Förderung der heißen Tiefenwässer verfügbar gemacht werden könnten, um einen kostengünstigeren, sichereren und vor allem wartungsärmeren Betrieb zu ermöglichen. Im Mittelpunkt derartiger Überlegungen sollte insbesondere die Kraftübertragung stehen.

- In Deutschland können mit derzeitiger verfügbarer Bohrtechnik Tiefenwässer mit Temperaturen von bis zu 160 °C erschlossen werden. Auf Grund physikalischer Restriktionen sind bei diesen Temperaturniveaus entsprechende Stromerzeugungswirkungsgrade der eingesetzten binären Kraftwerksprozesse in der Regel vergleichsweise gering. Deshalb ist es ein Ziel der nächsten Jahre die eingesetzten ORC- und Kalina-Anlagen hinsichtlich ihrer Stromwirkungsgrade im Rahmen des physikalisch-technisch Machbaren zu optimieren. Dabei können verschiedene Optionen eine zukunftsweisende Rolle spielen. Einerseits besteht durch angepasste Prozessschaltungen, wie Mehrdruckprozesse, überkritischen Betrieb des Kreisprozesses oder dem Einsatz alternativer Arbeitsmittel die Möglichkeit den Gesamtwirkungsgrad durch eine effektivere Ausnutzung der im Thermalwasser enthaltenen Wärme zur Stromproduktionen zu steigern [1], [2], [10].

Alternativ oder additiv können durch eine Kombination mit anderen regenerativen und ggf. fossilen Energien unter bestimmten ortsspezifischen Randbedingungen Synergieeffekte resultieren. So kann unter Umständen aus einer Einspeisung von sonst ungenutzter Wärme bzw. Abwärme aus anderen Prozessen eine wesentliche Effizienzsteigerung im technischen und ökonomischen Sinne erreicht werden [12]. In der Praxis setzt sich der bisherige Trend der vergangenen Jahre fort, vermehrt ORC-basierte Kraftwerke zu verbauen. Insbesondere zeigen sich Tendenzen, dass die modernen, bisher ausschließlich nur theoretisch untersuchte, Kon-



zepte in den kommenden Jahren auf ihre Praxistauglichkeit hin analysiert werden. Aktuelles Beispiel stellt hier das Forschungskraftwerk in Groß-Schönebeck dar. Hier wird die bereits installierte ORC-Dreidruckanlage zeitnah eingesetzt. Weiterhin lassen verschiedene in naher Zukunft fertiggestellte geothermische Kraftwerke darauf schließen, dass diese mit entsprechend größerer Leistung (d.h. bis zu 5 MW) dimensioniert werden [1], [2], [10].

- Weiterhin ist es für einen technisch effizienten und wirtschaftlichen Betrieb geothermischer Anlagen oft wesentlich, die für eine Stromproduktion nicht mehr nutzbare Wärme in nach geschalteten Prozessen weiter zu nutzen - bei den heute üblicherweise realisierten geothermischen Kraftwerkskonzepten wird das Thermalwasser mit Temperaturen von rund 60 bis 80 °C erneut in den Untergrund verpresst. Erste Option ist dabei oft eine Nahwärmebereitstellung. In den meisten Fällen steht jedoch für eine solche Alternative kein Nahwärmenetz zur Verfügung und ein eigener Aufbau kann auf Grund der hohen zusätzlichen Investitionen nicht realisiert werden. Deshalb gewinnt im Sinne einer technischen und damit letztendlich auch ökonomischen und ökologischen Optimierung derartiger Anlagen ein innovatives Wärmenutzungskonzept, mit dem eine deutlich weitergehende Wärmenutzung realisiert werden kann, immer mehr an Bedeutung. Alternativen hierfür können beispielsweise verschiedene Trocknungsprozesse sein. Auch hier haben Untersuchungen gezeigt, dass entsprechende Nachnutzungen der „geothermischen Abwärme“ Systemvorteile gegenüber „konventionellen“ Geothermiekraftwerken darstellen können. Die Überführung in die Praxis sollen hier innovative Demonstrationsvorhaben in naher Zukunft übernehmen [1], [2], [10]
- Insbesondere im Rheintalgraben und im Norddeutschen Becken können die aus dem tiefen Untergrund geförderten Thermalwasser radioaktive Verbindungen enthalten. Diese schlagen sich an den Über Tage-Komponenten nieder und/oder werden über die, in den Thermalwasserkreislauf integrierten, Filtersystemen abgeschieden. Um die damit potenziell verbundenen Probleme möglichst zu minimieren bzw. zu vermeiden, werden derzeit entsprechende Konzepte entwickelt. Dies gilt für den Umgang mit den radioaktiv beaufschlagten Anlagenkomponenten sowie dem Handling und der Entsorgung der ggf. kontaminierten Filterschlämme. Entsprechende Abfälle aus geothermischen Anlagen müssen in die Strahlenschutzverordnung eingegliedert werden [1], [2], [10].

Mit dem Ziel einer weitergehenden geothermischen Strom- und/oder Wärmebereitstellung in Deutschland müssen neben technischen auch nicht technische Fragestellungen gelöst werden. Im Folgenden werden derartige Aspekte diskutiert.

- Im Gegensatz zu repräsentativen Umfragen, welche von einer grundsätzlichen Unterstützung der erneuerbaren Energien i. Allg. und der Geothermie im Speziallem berichten, sehen viele Bürger örtlich Ihre Lebensqualität in Gefahr, sofern geothermische Heiz- bzw. Heizkraftwerke in ihrer unmittelbaren Umgebung errichtet werden. Insbesondere im Zuge der mikroseismischen Ereignisse in Landau und Unterhaching 2009 sowie der Förderung geringer Mengen natürlicher radioaktiver



Nuklide nach Übertage wurden jüngst lokal sehr emotionale Diskussionen über die Vor- und Nachteile einer energetischen Nutzung des tiefen Untergrundes diskutiert. Aus diesem Grund formierten sich Proteste auf lokaler Ebene, was letztlich auch überregional zu einer merklichen Abnahme der Akzeptanz führte. Deshalb ist es für den weiteren Ausbau der geothermischen Nutzung des tiefen Untergrundes wesentlich, dass entsprechende Kommunikationsstrategien entwickelt und umgesetzt werden.

- Verschiedene Akteure haben bereits eine Vielzahl von detaillierten Informationen und Erfahrungen gesammelt und verschiedene Lösungsansätze erfolgreich in die Praxis überführt. In der Vergangenheit wurde dieses Wissen allerdings auf Grund einer unzureichenden Kommunikation der Akteure untereinander nicht optimal genutzt. Mit dem Ziel eines effizienten Erfahrungsaustausches ist deshalb eine moderierte Kommunikation sinnvoll und zwingend notwendig. Auch für einen effizienten Erfahrungsaustausch können standardisierte Methoden zur Identifikation der Fehlerquellen bzw. Ausfallursachen (siehe Messtechnik) einen wesentlichen Beitrag leisten.
- Vor dem Hintergrund der mit einer Errichtung geothermischer Anlagen verbundenen Unsicherheiten (u. a. Fündigkeitsrisiko, ungeplante Mehrinvestitionen während der Bohrungsabteufung) und der jüngsten energiepolitischen Diskussionen im Hinblick auf die Vergütungsstrukturen für den einzuspeisenden geothermischen Strom besteht für potenzielle Initiatoren geothermischer Projekte oft das Problem der Kapitalbeschaffung. Insbesondere Banken tragen dem oben beschriebenen Risiken Rechnung und gewähren entsprechende Kredite nur bei einem sehr hohen Eigenkapitalanteil. Aus diesem Grund muss es das Ziel sein, entsprechende Konzepte zu entwerfen, die ggf. auch durch staatliche Unterstützung in Form von Bürgschaften etc. eine Kapitalbeschaffung für geothermische Projekte erleichtert.

### 1.3.2 Entwicklungstendenzen

Zwar ist der Bau und Betrieb geothermischer Anlagen noch immer mit einigen Herausforderungen verbunden, doch zeigen die bisherigen Entwicklungen, dass erste Erfahrungen aus bereits betriebenen Anlagen auf derzeit im Bau befindliche Anlagen übertragen wurden und insgesamt ein Lernprozess stattgefunden hat. Folgende Entwicklungstendenzen werden diskutiert und wurden z.T. schon umgesetzt.

- Die Investitionen für die Verfügbarmachung des tiefen Untergrundes dominieren zwar noch immer die Gesamtinvestitionen, doch wurden einige jüngst niedergebrachte Bohrungen durch einen Einsatz von optimierten Bohrverfahren (beispielsweise optimiertes Richtbohren anstatt konventionellem Richtbohren) mit einem deutlich höheren Bohrfortschritt (d. h. verbohrte Meter pro Zeiteinheit) niedergebracht. Daraus resultierten insgesamt geringere Kosten für die Bohrung [13].



- Zusätzlich dazu ist zu beobachten, dass diskutiert wird, für die Erschließung des tiefen Untergrundes vermehrt Mehrfachdubletten (d. h. 2 Produktions- und 2 Injektionsbohrungen) bzw. Triplettten (d. h. 2 Produktions- und 1 Injektionsbohrung oder 1 Produktionsbohrung und 2 Injektionsbohrungen) einzusetzen. Es wird erwartet, dass dadurch zusätzlich Kostenreduktionspotentiale bei der Bohrungsabteufung erschlossen werden können. Aktuelles Beispiel ist hier das Heizwerk Unterföhring.
- Verbunden mit einer Erschließung der geothermischen Reservoire durch Mehrfachdubletten geht ein Up-Scaling geothermischer Kraftwerke einher. Werden mehr Bohrungen für eine Anlage abgeteuft, so kann durch höhere Förderraten mehr Wärme nach Übertage gefördert und das Kraft- bzw. Heizkraftwerk insgesamt größer dimensioniert werden. Dies hat eine Effizienzsteigerung und Kostenreduktion für die bereitgestellte Energie zur Folge. Bisher sind derartige Projekte allerdings noch nicht umgesetzt.
- Weiterhin werden jüngst Wärmeversorgungsverbünde mit mehreren Geothermieanlagen realisiert. Dadurch ist es möglich, die bereitgestellte Wärme effizienter zu verteilen bzw. zu vermarkten. Die Bohrungen der einzelnen Anlagen werden besser ausgenutzt. Reduziert sich beispielsweise die Wärmenachfrage im Wärmenetz der Anlage 1 und erhöht sich die Wärmenachfrage im Wärmenetz der Anlage 2, so wird die überschüssige Wärme von Anlage 1 zu Anlage 2 übertragen. Zusätzlich dazu kann überschüssige Wärme auch für eine Strombereitstellung zwischen den einzelnen Anlagen übertragen werden. Dadurch ist es insgesamt möglich, die an dem Verbund beteiligten Kraft- bzw. Heizkraftwerke maximal auszulasten. Dies führt dann insgesamt zu einer Kostenreduktion.
- In den vergangenen Jahren hat sich gezeigt, dass die Öffentlichkeitsarbeit und die damit verbundenen Kommunikationsmaßnahmen für ein Geothermieprojekt sehr wichtig sein können. Jüngst wird beobachtet, dass vermehrt Kommunikationsmaßnahmen mit dem Ziel einer besseren Informationsweitergabe an die Öffentlichkeit angewandt werden. Die Vernetzung der einzelnen Anlagenbetreiber wird zunehmend auch durch den Geothermieverband vorangetrieben.
- Zusammengenommen ist ein Einsatz effizienterer und flexiblerer Kraftwerkstechnologie in geothermischen Kraftwerken zu beobachten. So wurden beispielsweise bei den in 2013 fertiggestellten Kraftwerken in Sauerlach, Kirchstockach und Dürrnhaar ORC-Mehrdruckanlagen verbaut. Dies führt durch eine Minimierung der exergetischen Verluste zu einer deutlich effizienteren Umwandlung der geothermischen Wärme in elektrischen Strom. Damit verbunden ist oft die Möglichkeit, mehr geothermische Wärme für die Strombereitstellung zu nutzen; in den ORC-Mehrdruckkraftwerken kann eine geringere Rücklauftemperatur des Thermalwassers aus dem Kraftwerk realisiert werden. Zudem zeigen entsprechende in



2013 ans Netz gegangene und in naher Zukunft fertig gestellte Projekte, dass die ORC-Kraftwerke insgesamt mit einer deutlich größeren Leistung dimensioniert werden. Zusätzlich dazu sollen in einigen von den vorrausichtlich in den nächsten 1 bis 2 Jahren fertiggestellten Kraft- bzw. Heizkraftwerken überkritische ORC-Kraftwerke verbaut werden. Dadurch wird es möglich sein, die Strombereitstellung durch tiefe Geothermie noch effizienter realisieren zu können. Zwar werden somit nach wie vor vorwiegend ORC-Systeme in neuen Geothermiekraftwerken verbaut, doch soll auch bei einigen neuen Anlagen die, in den letzten Jahren in den Hintergrund getretene Kalina-Technologie wieder eingesetzt werden.

- Auch ist zu beobachten, dass – vorwiegend aus ökonomischen Gründen – zunehmend eine Kaskadennutzung nach der Geothermieanlage realisiert wird. Beispiele hierfür sind das Heizkraftwerk Insheim und Kirchweidach. Bei der erstgenannten Anlage wird das nach dem Kraftwerk noch mit einer Temperatur von rund 70 °C zur Verfügung stehende Thermalwasser für die Trocknung von Trester genutzt. Im Heizkraftwerk in Kirchweidach wird neben der Strombereitstellung und einer Fernwärmeeinspeisung zusätzlich ein großer Gewächshauskomplex zur Tomatenproduktion beheizt werden.
- Insgesamt zeigt sich der Trend, dass erste Betreiber geothermischer Kraft- bzw. Heizkraftwerke den Eintritt in die Direktvermarktung beabsichtigen bzw. bereits realisieren. Beispiele sind hier die Anlagen in Landau und Unterhaching.
- Als Folge des hohen Anteils der fluktuierenden Erneuerbaren Energien und somit im Falle eines Unter- oder Überangebots an Strom wird zukünftig deutlich mehr Regelenergie bzw. Regelleistung benötigt, um eine sichere Stromversorgung im Stromnetz zu gewährleisten. Hier werden derzeit erste Konzepte zur Regelbarkeit geothermischer Kraftwerke untersucht. Geothermische Kraft- bzw. Heizkraftwerke können hier zukünftig einen Beitrag leisten (Kapitel 1.1.2.2).

## 1.4 Sparte im Kontext des EEG

Zunächst werden nachfolgend die aktuellen Vergütungsvoraussetzungen und –struktur für die geothermische Stromerzeugung dargestellt. Abschließend erfolgt die Diskussion der Vergütungsentwicklung.

### 1.4.1 Aktuelle Vergütungsvoraussetzungen und -struktur

Die Vergütung für Strom aus Geothermie beträgt 25 Ct/kWh. Diese Vergütung erhöht sich um 5 Ct/kWh für Strom, der durch die Nutzung petrothermaler Technik erzeugt wird. Die Degression beginnt 2018 und beträgt 5 %.

### 1.4.2 Darstellung der Vergütungsentwicklung

Tabelle 1 zeigt die Vergütungsentwicklung für geothermische Kraft- bzw. Heizkraftwerke.



In 2004 betrug die Grundvergütung für Anlagen bis 5 MW<sub>el</sub> 15 Ct/kWh, bis 10 MW<sub>el</sub> 14 Ct/kWh, bis 20 MW<sub>el</sub> 8,95 Ct/kWh und für Anlagen ab 20 MW<sub>el</sub> 7,16 Ct/kWh.

In 2009 wurde die Grundvergütung vereinfacht. Es wurde für Anlagen bis 10 MW<sub>el</sub> eine Vergütung von 16 Ct/kWh und ab 10 MW<sub>el</sub> eine Vergütung von 10,50 Ct/kWh gewährt. Zusätzlich dazu wurden für Anlagen bis 10 MW<sub>el</sub> ein Frühstarterbonus (d.h. Inbetriebnahme bis 31.12.15) in einer Höhe von 4 Ct/kWh, ein Wärmenutzungsbonus in einer Höhe von 3 Ct/kWh und ein Technologiebonus (d. h. bei der Nutzung petrothermaler Technik) in einer Höhe von 4 Ct/kWh gewährt.

Die Vergütungsstruktur wurde in 2012 ein weiteres Mal vereinfacht. Die Grundvergütung wurde auf 25 Ct/kWh angehoben und der Technologiebonus von 5 Ct/kWh beibehalten.

Tabelle 1: Entwicklung der Vergütung Tiefe Geothermie in Ct/kWh

Inst. el. Leistung <sup>1</sup>	2004		2009			2012	
	Grundvergütung	Grundvergütung	Frühstarterbonus <sup>2</sup>	Wärmenutzungsbonus	Technologiebonus	Grundvergütung	Technologiebonus
<b>Bis 5 MW</b>	15,00						
<b>Bis 10 MW</b>	14,00	16,00	4,00	3,00	4,00		
<b>Bis 20 MW</b>	8,95					25,00	5,00
<b>Ab 20 MW</b>	7,16	10,50					

<sup>1</sup> Installierte elektrische Leistung in MW<sub>el</sub>, <sup>2</sup> Frühstarterbonus bis 31.12.2015,

## 2 Stand der Markteinführung

Nachfolgend wird der Stand der Markteinführung diskutiert.

### 2.1 Entwicklung der Anlagenkapazität

Im Folgenden wird die Entwicklung der Anlagenkapazität für eine geothermische Strom- bzw. kombinierte Strom- und Wärmebereitstellung dargestellt. Abschließend wird die geothermische Wärmebereitstellung diskutiert.

#### 2.1.1 Geothermische Strom- bzw. kombinierte Strom- und Wärmebereitstellung

Geothermische Anlagen zur Bereitstellung von Strom bzw. zur kombinierten Bereitstellung von Strom und Wärme befinden sich wie in den vergangenen Jahren auch in Landau (Oberrheingraben), in Unterhaching (süddeutsches Molassebecken), in Bruchsal und in Insheim (beide Oberrheingraben, Tabelle 2). Zusätzlich dazu sind in 2013 die Geothermiekraft- bzw. Heizkraftwerke in Sauerlach, Kirchstockach und Dürrnhaar (alle süddeutsches Molassebecken) in Betrieb genommen. Zusammengenommen befinden sich somit sieben geothermische Kraft- bzw. Heizkraftwerke in Deutschland am Netz.

Auf Grund der geologischen Bedingungen werden somit geothermische Kraft- bzw. Heizkraftwerke derzeit ausschließlich im Oberrheingraben und im süddeutschen Molassebe-



cken realisiert; im norddeutschen Becken wird der tiefe Untergrund derzeit nur für eine geothermische Wärmebereitstellung genutzt.

In dem in Deutschland vorhandenen geothermischen Kraftwerkspark sind insgesamt rund 32 MW elektrische Leistung installiert.

Tabelle 2: Geothermische Heizkraftwerke in Deutschland (Auswahl) [14], [15], [16], [17], [18], [19], [20], [21]

	Bohrloch-konzept	Installierte elektrische Leistung	Förder-temperatur	Förder-rate	Bohr-tiefe <sup>a</sup>	Konver-sionstechnik	Inbetrieb-nahme
	-	in MW <sub>el</sub>	in °C	in l/s	in m	-	-
<b>Norddeutsches Becken</b>							
<b>Groß Schönebeck</b>	Dublette	> 0,75 <sup>b</sup>	ca. 150	20 <sup>b</sup>	4 400	ORC	k. A.
<b>Oberrhingraben</b>							
<b>Bruchsal</b>	Dublette	0,55	ca. 120	24	2 500	Kalina	2009
<b>Landau</b>	Dublette	3,80	ca. 160	70	3 300	ORC	2007
<b>Insheim</b>	Dublette	4,80	ca. 165	80	3 800	ORC	2012
<b>Süddeutsches Molassebecken</b>							
<b>Unterhaching</b>	Dublette	3,36	ca. 120	150	3 400	Kalina	2009
<b>Sauerlach</b>	Dublette	ca. 5,00	ca. 140	110	5 600	ORC	2013
<b>Aying-Dürrnhaar</b>	Dublette	ca. 7,00	ca. 135 <sup>b</sup>	k.A.	3 700	ORC	2013
<b>Kirchstock-ach</b>	Dublette	ca. 7,00	ca. 140 <sup>b</sup>	150 <sup>b</sup>	3 800	ORC	2013

<sup>a</sup> Förderbohrung (Angaben gerundet), <sup>b</sup> geplant,

Insgesamt gingen somit 2013 drei weitere geothermische Kraft- bzw. Heizkraftwerk in Deutschland ans Netz.

Zusätzlich dazu ist aber durch die jüngst gewonnenen Erfahrungen zur Nutzbarmachung des tiefen Untergrundes mit hoher Wahrscheinlichkeit zu erwarten, dass weitere geothermische Kraft- bzw. Heizkraftwerke in den nächsten Jahren ans Netz gehen. Einige Entwicklungen werden nachfolgend exemplarisch diskutiert [19] [20], [21].

- Im Geothermieprojekt Taufkirchen (Großraum München, Molassebecken) wurde 2013 der Pumpstest der zweiten Bohrung erfolgreich abgeschlossen und der Bohrplatz zurückgebaut. Im März 2014 wurde mit dem Bau des Kraftwerks begonnen. Aus heutiger Sicht wird erwartet, dass Ende 2014 / Anfang 2015 dieses Heizkraftwerk im Regelbetrieb gefahren werden kann. Die geothermische Wärmeversorgung für die Gemeinde Taufkirchen wird bereits seit Ende letzten Jahres durch das Heizwerk in Oberhaching realisiert [19].
- In Kirchweidach (Molassebecken) wurden die Bohrungen bereits in 2011 abgeteuft und 2013 erfolgreich die Pumpstests abgeschlossen. Die bereits jetzt produ-



zierte geothermische Wärme (d. h. die Anlage wird derzeit als Heizwerk betrieben) wird schon zur Beheizung eines 9,5 ha großen Gewächshauskomplexes genutzt. Der zusätzlich geplante Kraftwerksbau soll nach Betreiberangaben schnellstmöglich realisiert werden; Schätzungen gehen von einer Inbetriebnahme des Kraftwerksteils der Geothermieanlage im Jahr 2015 aus. Zusätzlich dazu soll in dem Wärmeversorgungssystem eine Biogasanlage integriert werden. Außerdem sollen ausgewählte Teile der Gemeinde über ein geplantes Wärmenetz mit Heizwärme versorgt werden [19].

- Auch für das Heizkraftwerk in Traunreut (Molassebecken) wurde 2013 das untertägige Reservoir erfolgreich erschlossen. Bereits seit März 2014 wird hier eine geothermische Wärmeversorgung realisiert; bei maximaler Förderrate beträgt die thermische Leistung dieses Heizwerks 12 MW. Ende 2014 soll der Kraftwerksteil dieser Anlage gebaut werden; eine Inbetriebnahme ist dann für 2015 geplant [19].
- Bereits seit 2012 wird in Oberhaching-Laufzorn (Grünwald) (Großraum München, Molassebecken) erfolgreich geothermische Wärme produziert. Seit Ende 2013 wird ein Teil dieser geothermischen Wärme im Rahmen einer engen Kooperation nach Unterhaching geliefert. Ende 2013 wurde der Grundstein für die zusätzliche Strombereitstellung (d. h. den Kraftwerksteil der Anlage) gelegt; dieses Geothermiekraftwerk soll Ende 2014 / Anfang 2015 fertiggestellt sein und über eine elektrische Leistung von 4,3 MW verfügen [19].

Zusätzlich zu den genannten fortgeschrittenen Projekten konnten 2013 / 14 weitere Projektentwicklungsaktivitäten beobachtet werden. So sind in Neuried, Traunstein, Geretsried, Holzkirchen, Königsdorf und Groß-Gerau geothermische Kraft- und Heizkraftwerke weiterhin in der Planung. Aber auch in anderen deutschen, für eine geothermische Stromerzeugung geeigneten, Regionen sind zunehmend entsprechende Projektaktivitätsentwicklungen zu beobachten. Beispielsweise gibt es in Schneeberg (Erzgebirge, Sachsen) weiterhin Planungen, den tiefen Untergrund für eine geothermische Stromerzeugung zu nutzen. Aber auch in Norddeutschland wird der Bau von Geothermieanlagen angedacht. Beispielsweise soll in Münster-Bispingen (Niedersachsen), in Hamburg und in Lohmen (Mecklenburg-Vorpommern) zukünftig geothermisch Strom erzeugt werden [19,] [20].

Auf der Forschungsplattform Groß Schönebeck im Norddeutschen Becken wurde bei Langzeitpumptests eine abnehmende Produktivität festgestellt, die u.a. auf Ablagerungen von Feststoffen im Bohrloch zurück zu führen war. Mittlerweile wurden die Feststoffe ausgetragen und untersucht, die Hauptzuflusshorizonte wurden nachperforiert. Dennoch konnte bisher kein nachhaltig umsetzbares Konzept zur geothermischen Energiegewinnung demonstriert werden, das auf das gesamte Norddeutsche Becken übertragbar wäre. Für das In-situ-Labor in Groß Schönebeck werden momentan weitere Erschließungsmaßnahmen und -strategien untersucht, um die langfristige Nutzung tiefengeothermischer Reservoirs im Rotliegend exemplarisch zu demonstrieren.

Nichts desto trotz gab es aber auch einige Rückschläge. So wurde im März 2014 das Geothermiekraftwerk in Landau wegen Bodenhebungen um die Anlage herum vorüber-



gehend still gelegt. Nach entsprechenden Untersuchungen war hierfür eine Leckage an der Bohrlochkopfdichtung der Verpressbohrung in einer Tiefe von 3 m verantwortlich. Zusammen mit dem Landesamt für Geologie und Bergbau Rheinland Pfalz bereiten die Betreiber aber bereits die Inbetriebnahme voraussichtlich für den Spätsommer 2014 vor. Die Schäden an der Injektionsbohrung sollen kurzfristig behoben und zusätzlich dazu weitere Mess- und Meldetechniksysteme am Kraftwerk installiert werden. Parallel dazu ist angedacht, weitere Erkundungsbohrungen um die Anlage herum abzuteufen, um den verursachten Schaden vollständig quantifizieren zu können [20],

Derzeit sind in Deutschland zusammengenommen mindestens geschätzte 10 Geothermieprojekte mit dem Ziel einer Strom- bzw. kombinierten Strom- und Wärmebereitstellung im Bau bzw. in einer fortgeschrittenen Planungsphase. Die Mehrzahl der Anlagen wird dabei in Bayern (d. h. Molassebecken) errichtet [19].

Ausgehend von den beschriebenen Projektentwicklungsaktivitäten wird nach gegenwärtigem Kenntnisstand erwartet, dass bis 2020 die geothermische Kraftwerkskapazität auf rund 80 bis 120 MW ausgebaut werden kann. Mit dem unterstellten Kraftwerkspark können dann rund 550 bis 650 GWh/a Strom bereitgestellt werden (Abbildung 15).

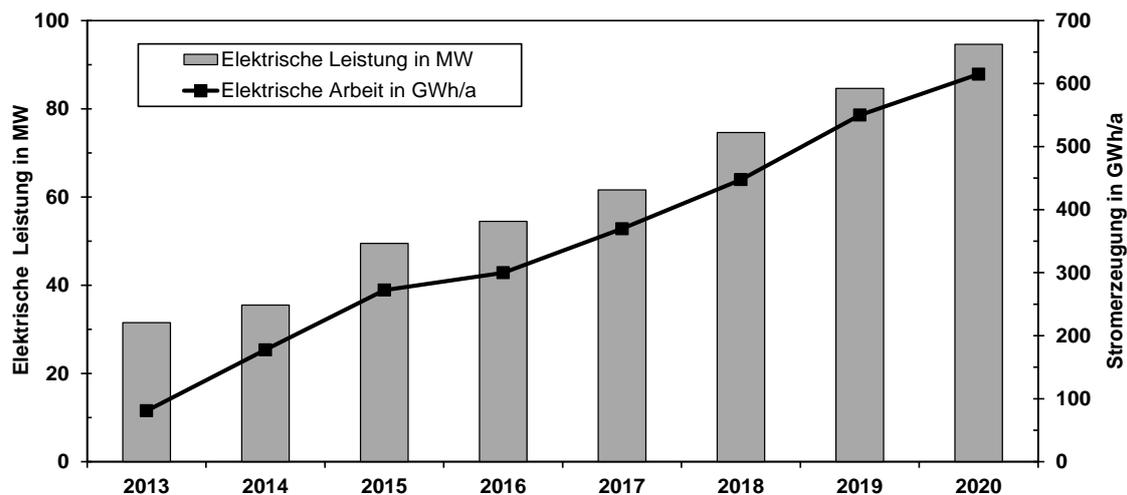


Abbildung 15: Erwartete Entwicklung der geothermischen Stromerzeugung in Deutschland

### 2.1.2 Darstellung der Anlagen außerhalb des EEG – Geothermische Wärmebereitstellung

Bei einer geschätzten Gesamtkapazität von bis zu 210 MW liegt der Anlagenbestand für eine ausschließliche geothermische Nah- und Fernwärmebereitstellung 2013 in Deutschland unverändert bei rund 20 bis 30 Anlagen. Die geothermischen Heizwerke haben dabei rund 0,95 PJ (rund 260 GWh) an Wärme bereitgestellt (Tabelle 3) [16], [17], [18], [19], [20].

Im vergangenen Jahr sind einige Anlagen fertig gestellt worden. Ein Beispiel dafür ist das Heizwerk in Poing, welches Ende 2012 ans Netz ging. Es werden dort bei einer Förderra-



te von 80 l/s und einer Fördertemperatur von rund 75 °C ca. 330 Haushalte mit umweltfreundlicher geothermischer Wärme versorgt. Zusätzlich dazu wurde auch in 2012 die Heizzentrale in Waldkraiburg fertiggestellt und die Tiefpumpen installiert. Das Fernwärmenetz wird nun weiter ausgebaut [22]. Weiterhin wird seit 2013 eine geothermische Wärmebereitstellung mit einer Förderrate von 85 l/s bei einer Temperatur von 78 °C in Ismaning realisiert; das entsprechende Wärmenetz wird abschnittsweise ausgebaut [19].

Zusätzlich dazu befinden sich mehrere geothermische Heizwerke in fortgeschrittenen Realisierungsphasen. Nachstehend werden exemplarisch verschiedene Beispiele vorgestellt [20], [21]:

- München-Freiham soll zukünftig durch eine geothermische Heizzentrale mit Wärme versorgt werden. Hierzu haben zur Heizperiode 2012 / 2013 erdgasbefeuerte Heizkessel bereits den Betrieb aufgenommen. Aller Voraussicht nach sollen 2014 / 2015 die Bohrungen abgeteuft und dann mit der geförderten geothermischen Wärme die Wärmegrundlast gedeckt werden [19].
- Das bereits bestehende geothermische Heizwerk in Unterföhring (Großraum München, Molassebecken) soll um eine zweite Dublette erweitert werden. Die erste Bohrung wurde Anfang 2014 niedergebracht und die Abteufung der zweiten Bohrung soll Mitte 2014 beginnen [19].
- Im baden-württembergischen Pfullendorf wird zukünftig der örtliche Bundeswehr-Komplex mit geothermischer Wärme versorgt. Anfang 2013 haben dazu die Bohrarbeiten begonnen.

Darüber hinaus beabsichtigen eine Reihe von Gemeinden und Projektgesellschaften weiterführende Aktivitäten. So haben Anfang 2013 die Gemeinden Grasbrunn, Vaterstetten und Zorneding auf einer gemeinsamen Gemeinderatssitzung den Bau einer geothermischen Heizzentrale beschlossen. Weitere Untersuchungen sollen folgen. In Trostberg (Bayern) wurden die seismischen Messungen 2012 beendet. Ausgehend von den Ergebnissen wird die weitere Vorgehensweise geplant. Wie in den vergangenen Jahren soll auch weiterhin in bisher wenig geothermisch erschlossenen Regionen wie z. B. in Schleswig-Holstein und in Mecklenburg-Vorpommern der tiefe Untergrund vermehrt für eine geothermische Wärmeversorgung genutzt werden [20], [21]. So werden zusammen mit Dänemark die geothermischen Ressourcen im Raum Flensburg und Süddänemark detailliert untersucht. Ziel dieses internationalen Projektes (GeoPower) soll es sein, durch die daraus gewonnenen Daten entsprechenden Kommunen und anderen potentiellen Akteuren die Anfertigung von Machbarkeitsstudien zu erleichtern und das Risiko einer Nichtfündigkeit zu reduzieren. Weiterhin erfährt auch in Niedersachsen die tiefe Geothermie zunehmend politische Unterstützung. So hat das Land einen Fond in einer Höhe von 1 Mio. € eingerichtet, um die Erstellung von Machbarkeitsstudien für mittel- und tiefe Geothermieprojekte zu fördern [23].



**Tabelle 3:** Geothermische Heizwerke mit einer thermischen Leistung von über 1 MW (Auswahl) [17], [18], [19], [20]

	geoth. Leistung <sup>1</sup>	Temperatur <sup>1</sup>	Förderrate <sup>1</sup>	Bohrtiefe <sup>1</sup>
	in MW <sub>th</sub>	in °C	in l/s	in m
<b>Aschheim, Feldkirchen, Kirchheim</b>	ca. 9,0	84	75	2 600
<b>Erding</b>	10,0	65	55	2 350
<b>Garching</b>	6,0	74	55	1 700
<b>Ismaning</b>	6,7	78	85	2 500
<b>München-Riem</b>	10,0	99	75	2 800
<b>Neubrandenburg</b>	3,8	54	28	1 250
<b>Neuruppin</b>	1,25	64	14	1 900
<b>Neustadt-Glewe</b>	7,0	97	35	2 250
<b>Oberhaching-Laufzorn</b>	40	130	138	3 300
<b>Pullach</b>	6,0	107	43	3 500
<b>Poing</b>	8,0	80	100	3 000
<b>Simbach-Braunau (A/D)</b>	7,0	80	80	1 940
<b>Straubing</b>	4,1	36	45	830
<b>Unterföhring</b>	9,0	86	47	2 500
<b>Unterschleißheim</b>	13,0	81	90	1 960
<b>Waldkraiburg</b>	13,5	108	65	2 650
<b>Waren-Müritz</b>	1,3	63	17	1 570

<sup>1</sup>Angaben gerundet

Parallel dazu mussten in wenigen Projekten allerdings auch im vergangenen Jahr Rückschlüsse verkräftet werden. So werden beispielsweise für das Projekt in Altdorf die bisherigen Aktivitäten eingestellt und nun neue Wege für eine günstige und unabhängige Wärmeversorgung analysiert [24]. Aus gegenwärtiger Sicht kann die geplante Anlage nicht wirtschaftlich betrieben werden.

## 2.2 Entwicklung der Stromerzeugung

In Landau darf wegen der seismischen Aktivitäten im Jahre 2009/10 noch immer die KWK-Anlage nicht mit dem optimalen Betriebsdruck betrieben werden. Hier wird abgeschätzt, dass wie in den vergangenen Jahren in 2013 rund 13,5 GWh/a elektrischer Strom bereitgestellt werden [15]. Die Anlage in Unterhaching wird wärmegeführt gefahren, so dass die Stromproduktion auch 2013 nicht mit maximaler Volllaststundenzahl betrieben wurde; die Stromeinspeisung wird für 2013 mit 8,95 GWh/a abgeschätzt [16]. Die Kraftwerke in Bruchsal, Sauerlach, Kirchstockach und Dürrnharr gingen erst im Laufe des Jahres 2013 in Betrieb; hier werden nur 1/3 der möglichen Volllaststunden unterstellt. Das Kraftwerk in Insheim wurde ganzjährig betrieben.



In dem in Deutschland vorhandenen geothermischen Kraftwerkspark sind insgesamt 32 MW elektrische Leistung installiert. In 2013 wird die eingespeiste Strommenge dabei zusammengenommen geschätzte 76 GWh/a betragen (2012, 25 GWh/a; Abbildung 16) [13], [15], [16], [17], [18], [19].

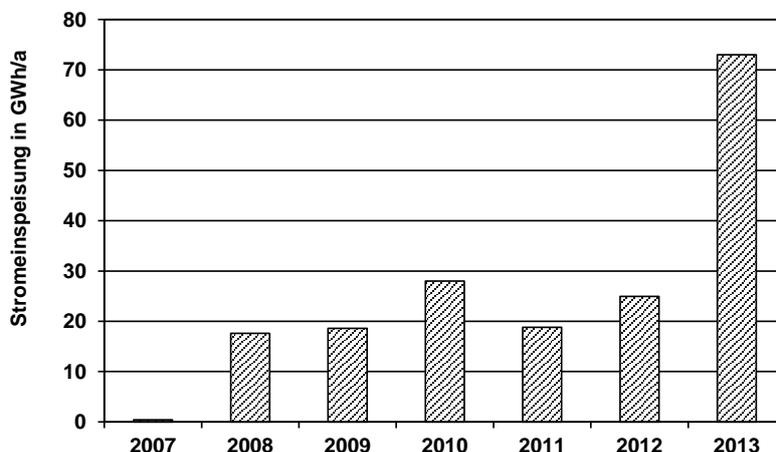


Abbildung 16: Bereitgestellter Strom aus tiefer Geothermie [13], [15], [16], [17], [18], [19]

Die dabei in 2013 realisierte gekoppelte geothermische Wärmeeinspeisung wird mit rund 0,33 PJ abgeschätzt (2012, 0,32 PJ; Abbildung 17) [13], [15], [16], [17], [18], [19].

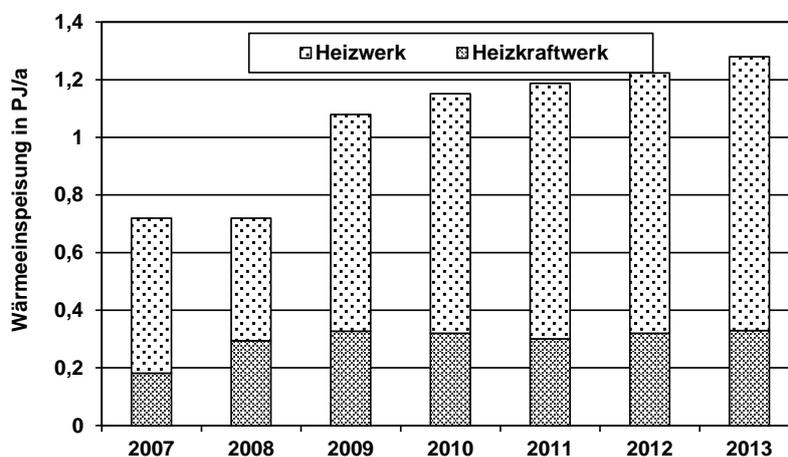


Abbildung 17: Wärme aus geothermischen Heiz- und Heizkraftwerken [13], [15], [16], [17], [18], [19]



## 2.3 Marktanalyse

### 2.3.1 Differenzierte Darstellung der aus dem Anlagenzubau resultierenden Entwicklung in Deutschland

#### 2.3.1.1 Durchschnittsvergütung der Neuanlagen

Die Geothermieranlagen in Landau, Bruchsal und Unterhaching gingen im Jahr 2007 bzw. 2009 in Betrieb. In Insheim wurde der Betrieb 2012 sowie in Sauerlach, Kirchstockach und Dürrnhaar 2013 aufgenommen. Ausgehend davon wird die in Tabelle 4 aufgeführte Durchschnittsvergütung gezahlt.

Tabelle 4: Durchschnittsvergütung der Geothermieranlagen in Deutschland

Anlage	Jahr der Inbetriebnahme	Durchschnittsvergütung in €/kWh
Bruchsal	2009	0,20
Landau	2007	0,19 <sup>2</sup>
Unterhaching	2009	0,23
Insheim	2012	0,25
Sauerlach	2013	0,25
Kirchstockach	2013	0,25
Dürrnhaar	2013	0,25

#### 2.3.1.2 Gesamtvergütung

Tabelle 5 zeigt die Gesamtvergütung für die in Deutschland installierten Geothermieranlagen. Insgesamt wurden durch den vorhandenen geothermischen Anlagenpark rund 167 GWh an elektrischen Strom erzeugt. Dies entspricht einer Gesamtvergütung von insgesamt rund 36,5 Mio. €.

<sup>2</sup> Die Anlage in Landau erhält eine Grundvergütung von 0,15 €/kWh (EEG 2004) und einen Frühstarterbonus von 0,04 €/kWh (EEG 2009). Zusätzlich dazu wird bis zu 1 MW Wärme ausgekoppelt. Diese wird hier nicht berücksichtigt, da diese Wärmeauskopplung sehr unregelmäßig realisiert wird.



Tabelle 5: Gesamtvergütung der Geothermieanlagen in Deutschland

Anlage	2009	2010	2011	2012	2013 <sup>3</sup>	Gesamt
<b>Strommenge im GWh/a</b>	18,6	27,6	18,8	24,9	<b>76,7</b>	<b>166,6</b>
<b>Vergütung in Mio. €/a</b>	3,7	5,7	3,9	5,3	18,0	36,5

### 2.3.2 Entwicklung der Anlagenhersteller in Deutschland

Die Teilmärkte, welche von der geothermischen Strom- und Wärmeerzeugung tangiert werden, betreffen im Wesentlichen den Markt für die Bohrgeräte, die übertägigen Kraftwerke und die Tiefpumpen. Die entsprechenden Teilmärkte werden nachstehend untersucht.

**Bohrtechnik.** Nachstehend wird eine Auswahl der beauftragten Bohrfirmen für die in Deutschland fertiggestellten bzw. kurz vor der Inbetriebnahme befindlichen geothermischen Kraft- bzw. Heizkraftwerke dargestellt. Demnach haben die Unternehmen

- H. Anger`s Söhne GmbH beispielsweise die Bohrungen für die Kraftwerke in Dürrnharr, Unterhaching, Traunreut, Kirchweidach, Unterföhring und Hannover,
- Itag Tiefbohr GmbH & Co. KG die Tiefbohrungen in Sauerlach,
- Herrenknecht Vertical GmbH die Bohrungen in Kirchstockach, Kirchweidach und Mauerstetten,
- Daldrup & Söhne AG die Bohrungen für die Wärmeprojekte in Garching, Aschheim, Oberhaching sowie für die Kraftwerke in Taufkirchen und Waldkraiburg und
- Jaslo Polska die Bohrungen in Insheim abgeteuft.

Der drastische Anstieg des Ölpreises in den letzten Jahren hat zu einem erheblichen Nachfragesog für Tiefbohranlagen insbesondere in Mitteleuropa geführt. Demgegenüber wurden allerdings in den vergangenen 20 Jahren sukzessive Bohrkapazitäten abgebaut. So sind beispielsweise allein in Deutschland im entsprechenden Zeitraum von ehemals 60 aktiven Bohranlagen mehr als 50 vom Markt genommen worden. Somit waren bzw. sind derzeit die Bohrkosten außerordentlich stark von der Verfügbarkeit an Bohrgeräten abhängig und deshalb sehr starken Schwankungen unterworfen.

**Kraftwerke.** Als Hersteller/Lieferanten für die geothermischen Kraftwerke sind in erster Linie Turboden, Ormat und Siemens auf dem dt. Markt aktiv. Siemens hat die Kalina-Kraftwerke für Unterhaching und Bruchal geliefert bzw. installiert, sich aber mittlerweile aus dem Kalina-Geschäftsbereich zurückgezogen. Das Unternehmen vertreibt aber immer noch ORC-Turbosätze. Die Turbinen kommen dabei aus eigenem Hause; Siemens

<sup>3</sup> Die Daten für 2013 entsprechen Abschätzungen.



hat 2006 u. a. den Turbinenhersteller Kühnle, Kopp & Kausch (KK&K) übernommen. Turboden liefert bzw. lieferte die Kraftwerke für Sauerlach, Dürrnhaar und Simbach-Braunau. Auch Turboden fertigt seine Turbinen betriebsintern. Für das HKW Landau lieferte Igatec bzw. Ormat das ORC-Kraftwerk.

**Tiefpumpen.** Bei den derzeit in Deutschland am Netz stehenden Geothermiekraftwerken sind Pumpaggregate von Schlumberger (Soulz, Frankreich, hier sind deutsche Forschungsinstitute beteiligt), Frost Consulting (Insheim und Landau) und Centrilit (Unterhaching) verbaut. Mit beispielsweise Flowserve Hamburg GmbH sind weitere Hersteller potenziell am deutschen Markt verfügbar.

### 2.3.3 Internationale Märkte

Zusammengenommen wurden in 2013 rund 500 MW elektrische Leistung in geothermischen Kraftwerken neu installiert. Ausgehend davon lag Ende 2013 die weltweit installierte Kapazität in geothermischen Kraftwerken bei rund 12 GW [20], [21], [25], [26]. Insgesamt konnten mit dem daraus resultierenden Anlagenpark bis zu 73 TWh an elektrischer Energie erzeugt werden. Wie in den vergangenen Jahren auch, ist die energetische Nutzung des tiefen Untergrundes weltweit bestimmt durch das Vorhandensein vielversprechender geologischer Bedingungen (d. h. bisher werden primär einfach erschließbare Hochenthalpievorkommen genutzt) und durch die meist deutlich, insbesondere in ländlichen Regionen, steigende Stromnachfrage. Eine kombinierte Strom- und Wärmebereitstellung wird dabei nur sehr eingeschränkt realisiert [19].

Begünstigt durch die besonders günstigen geologischen Parameter im pazifischen Feuerring sind wie in den letzten Jahren allein dreiviertel dieser global vorhandenen Gesamtkapazität in nur fünf Ländern installiert. Auf die USA entfallen dabei rund 3,6 GW (31 %), auf die Philippinen ca. 1,9 GW (16 %), auf Indonesien rund 1,3 GW (11 %), auf Mexiko ca. 1,0 GW (9%) und auf Italien ca. 0,9 GW (8%). Weitere Staaten mit einer vergleichsweise überdurchschnittlich hohen elektrischen Kapazität sind mit rund 0,9 GW Neuseeland, mit 0,7 GW Island und Japan mit rund 0,5 GW [27], [28].

Für 2013 werden nachfolgend exemplarisch einige bekanntgewordene Projektentwicklungsaktivitäten diskutiert [19], [20], [21], [29]:

- Auf dem afrikanischen Kontinent sind in Ostafrika mit rund 220 MW (Kenia: 210 MW; Äthiopien: 10 MW) die größten Kraftwerksleistungen installiert. Für die nächsten Jahre wird hier auch der höchste Zubau an geothermischer Leistung erwartet. Seit der kenianische Staat eine Bürgschaft für nichtfündige Bohrungen übernimmt, scheint der Ausbau der geothermischen Stromerzeugung deutlich zuzunehmen; schon in fünf Jahren soll die Hälfte des kenianischen Stromverbrauchs durch tiefe Geothermie gedeckt werden. In Kenia und auch in Äthiopien sind mehrere Geothermiekraftwerke mit einer Nennleistung von je 100 MW im Bau. Aktuelle Beispiele für kurzfristig an Netz gehende Kraftwerke sind die Anla-



gen Olkaria 3 (16 MW) und Olkaria 4 (140 MW). Auch wurden entlang des ostafrikanischen Grabens weitere 13 Standorte erkundet. Damit soll der tiefe Untergrund zukünftig auch in den an Kenia grenzenden Nachbarländern weitergehend genutzt werden; beispielsweise soll in Ruanda das örtlich vorhandene geothermische Potenzial von geschätzten 700 MW erschlossen werden. Auch Tansania und Uganda planen eine Nutzung ihres geothermischen Potentials [19].

- In Asien befinden sich die größten elektrischen Gesamtkapazitäten auf den Philippinen (1,9 GW) und in Indonesien (1,3 GW). Eine geothermische Stromproduktion wird auch in Japan, China (Tibet) und Thailand mit einer elektrischen Leistung von jeweils rund 540, ca. 24 und rund 0,3 MW realisiert. Die mit Abstand höchste Dichte an neuen Projektaktivitäten befindet sich auf den Philippinen, in Japan und in Indonesien. Allein in Indonesien sind geschätzte 60 Projekte in der Entwicklung und rund 860 MW an Kraftwerkskapazität im Bau. Aktuelle Beispiele sind die Kraftwerke in Lumat Balai 1 & 2 und Lumat Balai 3 & 4 in Südsumatra mit jeweils 110 MW elektrischer Leistung [19].
- In Europa sind in Italien mit rund 880 MW, in Island mit ca. 600 MW, in der Türkei mit rund 180 MW und in Russland (Kamtschatka) mit rund 80 MW nach wie vor die mit Abstand größten geothermischen Kraftwerkskapazitäten vorhanden. In Deutschland (knapp 32 MW), in Portugal (23 MW), in Frankreich (17 MW) und in Österreich (1,5 MW) spielt die geothermische Stromerzeugung dagegen eine eher untergeordnete Rolle. Zusammengenommen wurden 2013 rund 8 Kraftwerke mit einer installierten elektrischen Leistung von rund 140 MW in Europa fertiggestellt. Beispiele hierfür sind die deutschen Kraftwerke in Kirchstockach, Dürrnhaar und Sauerlach (insgesamt 15 MW) sowie das türkische Kraftwerk Kizildere II (80 MW). Auch in Europa wird die Stromerzeugung auf tiefer Geothermie weiter ausgebaut. Die bereits in den Vorjahren in Italien initiierten Aktivitäten (Rancia 2-Kraftwerk, Bagnore 4-Kraftwerk) werden fortgeführt. Auch sollen im Elsass (Frankreich) und der Türkei neue geothermische Kraftwerke errichtet werden. Zusätzlich dazu sind Projekte in Ungarn, Irland, UK und Österreich geplant [19].
- In Nord- und Mittelamerika sind mit einer elektrischen Leistung von rund 3,6 GW in den USA noch immer die größten Anlagenkapazitäten installiert. In Mexiko waren rund 1 GW, in El Salvador ca. 205 MW und in Costa Rica ca. 170 MW installiert. Mit 90 MW und knapp 50 MW elektrischer Leistung spielte auch 2013 in Nicaragua und in Guatemala die geo-thermische Stromerzeugung eine wichtige Rolle im nationalen Energiemix. Im Unterschied zu den Vorjahren wurden in den USA allerdings lediglich rund 90 MW an neuer Kapazität zugebaut (2012: 150 MW); Grund hierfür waren regionale politische Unsicherheiten und der sehr niedrige Gaspreis infolge des Shalegas-Booms. Trotzdem dürften in den kommenden Jahren in den USA neue geothermische Kraftwerke ans Netz gehen; so sind al-



lein in Kalifornien und Nevada rund 600 und 180 MW an elektrischer Kapazität im Bau [19].

- In Südamerika sind – aufgrund der geologischen Lage vieler Länder am sogenannten "ring of fire" – zwar z. T. sehr vielversprechende geothermische Vorkommen bekannt. Diese wurden aber bisher für eine geothermische Stromerzeugung noch nicht erschlossen. Gründe dafür sind neben den zu Beginn eines derartigen Projekts anfallenden hohen Explorations- und Erschließungskosten, die z. T. gegebenen politischen Unsicherheit, die mangelnde Kapitalverfügbarkeit und die z. T. sehr isolierte Lage. Hinzu kommen teilweise fehlende infrastrukturelle Voraussetzungen; in den für eine geothermische Stromerzeugung bevorzugten Regionen sind die Stromverteilungsnetze bisher oft unzureichend ausgebaut. Trotzdem beabsichtigen weiterhin eine Reihe von Staaten bzw. Regionen, geothermische Kraftwerke zu errichten bzw. geothermische Reservoirs zu erschließen. Dazu sollen zunächst – aufgrund der bisher beschränkten Datenlage – vielfach die Potenziale weiter untersucht und sukzessive probeweise erschlossen werden [19].
- In Neuseeland lag 2013 die installierte Kapazität in geothermischen Kraftwerken bei rund 850 MW. Gegenüber dem Vorjahr hat sie sich um rund 100 MW erhöht (Ngatamariki Kraftwerk 100 MW). Dabei konnte allein durch mit diesem Geothermiekraftwerk mindestens 10 % des nationalen Stromverbrauchs gedeckt werden. In Papua-Neuguinea und in Australien spielt die tiefe Geothermie dagegen weiterhin mit einer installierten elektrischen Leistung von rund 60 und 0,12 MW nur eine vergleichsweise geringe Rolle [19].

Weltweit wurde und wird somit die Nutzung des tiefen Untergrundes zur Stromerzeugung verstärkt ausgebaut. Parallel dazu haben auch die bekannt gewordenen Projektentwicklungsaktivitäten deutlich zugenommen. In mehr als 76 Staaten sind geschätzte 700 Projekte mit dem Ziel einer geothermischen Stromerzeugung in der Entwicklung. Ausgehend davon wird auch in den kommenden Jahren die Nutzung der tiefen Geothermie zur Stromerzeugung insbesondere in Ländern mit geologischen Anomalien weiter ausgebaut werden [19].

#### **2.3.4 Vermarktungsstrategien**

Prinzipiell ist es möglich geothermische Anlagen als Kraft- bzw. Heizkraftwerke zu betreiben. Zwar besteht in der Regel ein Hemmnis ausreichende Wärmeabnehmer für die bereitgestellte Wärme zu finden. Doch wird aus gegenwärtiger Sicht die Mehrzahl der Anlagen als geothermische Heizkraftwerke betrieben, da der erzielte Wärmeerlös zur Wirtschaftlichkeit der entsprechenden Anlagen beiträgt.

Ausgehend davon werden bei den untersuchten Referenzfällen der ökonomischen Analyse primär geothermische KWK-Anlagen untersucht.



## 2.4 Ausbauziele und realisierter Ausbau im Vergleich

Nach der Leitstudie 2011 (Szenario 2011 A, Stand März 2012, [30]) ist es das Ziel, für 2020 eine elektrische Kapazität von 300 MW und bis 2030 von 1 000 MW zu installieren (Tabelle 6). Die Ende 2013 installierte elektrische Leistung in geothermischen Kraftwerken beträgt rund 32 MW (Kapitel 2.1.1). Ausgehend von den bisher beobachteten Projektentwicklungsaktivitäten ist zu erwarten, dass die installierte elektrische Kapazität in 2020 rund 100 MW betragen kann (Abbildung 15). Die entsprechenden Ausbauziele werden damit aller Voraussicht nach nicht erreicht.

*Tabelle 6: Ausbauziele der Leitstudie im Basisszenario 2011 A und realisierter Ausbau im Vergleich [30]*

Jahr	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025	2030
<b>Gepl. el. Kapazität in MW</b>	7	10	17	27	40	57	79	300	650	1 000
<b>Tats. Ausbau in MW</b>	7,5	7,5	7,5	12	32	-	-	-	-	-



### 3 Ökonomische Aspekte

Im Folgenden werden die mit einer geothermischen Strombereitstellung bzw. gekoppelten Wärme- und Strombereitstellung verbundenen Investitionen und Betriebskosten sowie die Stromgestehungskosten exemplarisch untersucht.

Grundlage der nachfolgenden Untersuchung sind Modellrechnungen und Abschätzungen. Primärdaten konnten in der benötigten Detailgenauigkeit nicht erhoben werden; die entsprechenden Ergebnisse aus der durchgeführten Primärdatenerhebung dienen lediglich der internen Plausibilitätsprüfung.

#### 3.1 Analyse und transparente Darstellung der Kostenseite

Nachfolgend werden zunächst die untersuchten Referenzanlagen definiert.

##### 3.1.1 Referenzanlagen

Untersucht werden aus dem Oberrheingraben und süddeutschen Molassebecken jeweils ein Referenzstandort. Im Oberrheingraben wird dabei eine ausschließliche Strombereitstellung und eine kombinierte Strom- und Wärmebereitstellung untersucht. Im süddeutschen Molassebecken wird eine kombinierte Strom- und Wärmebereitstellung unterstellt (Tabelle 7).

Dabei wird von einer erfolgreichen Erschließung des geothermischen Reservoirs durch eine Dublette ausgegangen, welche von einem Bohrplatz abgeteuft wird (d. h. eine gerade und eine abgelenkte Bohrungen).

Tabelle 7: Referenzstandorte der geothermischen Kraft- bzw. Heizkraftwerke

Standort		Oberrheingraben	Süddeutsches Molassebecken
<b>Bohrlochtiefe</b>	in m	3 200	3 500
<b>Thermalwassertemperatur</b>	in °C	150	120
<b>Förderrate</b>	in l/s	70	110

Mithilfe einer elektrisch betriebenen Tiefpumpe wird das heiße Tiefenwasser nach Über-tage gefördert und durch die in Abbildung 18 dargestellte luftgekühlte ORC-Anlage verstromt. Durch eine in Reihe geschaltete Wärmeauskopplung ist es möglich, zusätzlich Wärme bereitzustellen (Tabelle 8). Dabei wird die Strombereitstellung mit 6 400 und die Wärmebereitstellung mit 2 000 Volllaststunden realisiert. Die Wärmeabgabe erfolgt an ein Niedertemperaturwärmeverteilnetz, welches mit einer Vorlauftemperatur von 70 und einer Rücklauftemperatur von 50 °C gefahren wird.



**Tabelle 8:** *Kenngößen der geothermischen Referenzanlagen zur Strom- bzw. gekoppelten Wärme- und Stromerzeugung (S – Ausschließliche Strombereitstellung; S, W – Kombinierte Strom- und Wärmebereitstellung)*

Referenzanlage		Oberrheingraben		Süddeutsches Molassebecken
		A	B	C
		S	S, W	S, W
<b>Elektrische Leistung (brutto)</b>	in MW	3,5	3,2	3,3
<b>Elektrische Arbeit (brutto)</b>	in GWh/a	21,0	19,2	19,8
<b>Thermische Leistung (Geothermie)</b>	in MW	-	5,3	9,4
<b>Thermische Arbeit</b>	in TJ/a	-	38	68
<b>Volllaststunden (Wärme)</b>	in h/a	-	2 000	2 000
<b>Volllaststunden (Strom)</b>	in h/a	6 400	6 400	6 400

Ausgehend davon werden die nachfolgend kurz beschriebenen Anlagenkonfigurationen untersucht (Tabelle 8).

**Oberrheingraben.** Für diesen Referenzfall wird ein hydrothermales Vorkommen im Oberrheingraben in einer Tiefe von rund 3 200 m mit einer Temperatur von ca. 150 °C und einer Förderrate von durchschnittlich 70 l/s unterstellt. Ausgehend davon besitzt das Kraftwerk bei der ausschließlichen Strombereitstellung eine elektrische Kapazität von ca. 3,5 MW (Referenzfall A). Bei der in Reihe realisierten gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung beziffert sich die elektrische Kapazität des Kraftwerkes auf rund 3,2 MW (Referenzfall B). Zusätzlich dazu wird durch die Heizzentrale mit einer thermischen Leistung von 5,3 MW (geothermisch, die Gesamtlänge des Wärmenetzes beträgt 6 000 m) Wärme bereitgestellt.

**Süddeutsches Molassebecken.** Für den hier untersuchten Fall wird ein Vorkommen im süddeutschen Molassebecken in einer Tiefe von rund 3 500 m genutzt. Dieses Reservoir zeigt eine Temperatur von 120 °C und eine Thermalwasserförderrate von durchschnittlich 110 l/s. Bei einem Netto-Stromwirkungsgrad von rund 4 % kann eine elektrische Leistung von ca. 3,3 MW und mit rund 9,4 MW thermischer Leistung zusätzlich dazu eine Wärmeversorgung realisiert werden (Referenzfall C). Die Länge des Wärmenetzes beträgt 12 000 m.



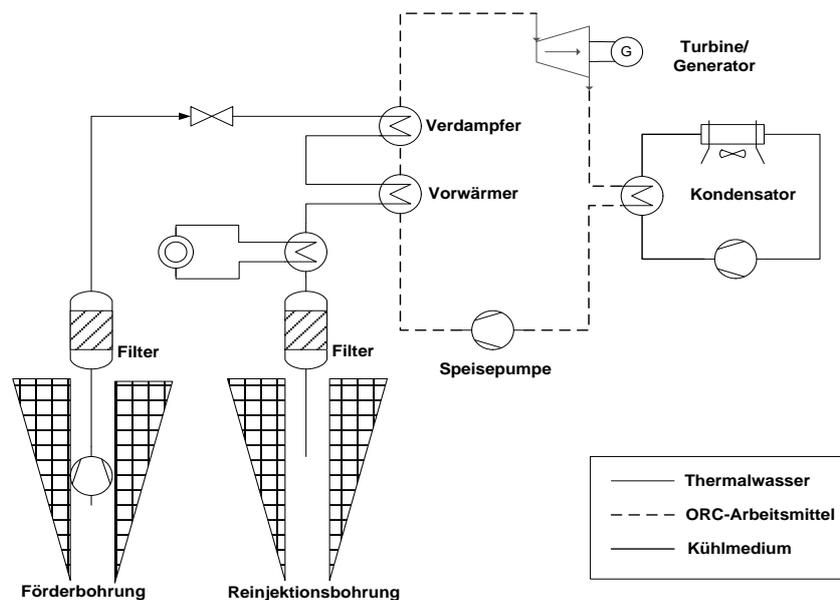


Abbildung 18: Konzept der geothermischen Referenzanlage

### 3.1.2 Investitionen und Betriebskosten

Zur Abschätzung der mit einer geothermischen gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung verbundenen Kosten werden die variablen und fixen Kosten der definierten Anlagenkonfigurationen diskutiert.

Im Rahmen der nachfolgenden Analyse werden folgende finanzmathematische Annahmen für alle Referenzfälle unterstellt.

- Die Anlagennutzungsdauer beträgt 20 Jahre.
- Für den Strombezug werden Kosten von 0,13 €/kWh<sup>4</sup> unterstellt [31].
- Die Zusatzeinnahmen durch die in Koppelproduktion bereitgestellte Wärme werden mit 0,07 bis 0,08 €/kWh berücksichtigt.
- Der Eigenkapitalanteil wird zu 41 % und der Fremdkapitalanteil zu 59 % festgelegt. Die Eigenkapitalrendite wird dabei zu 13,1 % und der Fremdkapitalzins zu 6 % festgelegt. Zusammengenommen ergibt sich dadurch ein Kalkulationszinssatz von 8,9 %.
- Es wird ein Instandhaltungsfaktor von 2 %/a der Investition festgelegt.
- Die allgemeine Preis- und Strompreisänderungsrate wird auf 2 % festgelegt.

**Investitionen.** Die Aufwendungen zur Errichtung von geothermischen Anlagen für eine Strom- bzw. kombinierte Strom- und Wärmebereitstellung setzen sich im Wesentlichen aus den Investitionen für die Herstellung der Bohrung (u. a. Bohrkosten, Einrichten des

<sup>4</sup> Nettostrombezugskosten



Bohrplatzes, Bohrlochvermessung, Produktionstests, Stimulation, Unvorhergesehenes), des Thermalwasserkreislaufs (u. a. Slop- und Filtersysteme, Rohrleitungen, Förderpumpe), der Energiebereitstellungsanlage (u. a. Konversionsanlage, ggf. Spitzenlastkessel, Wärmeauskopplung, Anbindung ans Netz) und sonstigen Aufwendungen (Gebäude, Planung) zusammen. Bei der unterstellten kombinierten Strom- und Wärmebereitstellung sind zusätzlich die Aufwendungen für das Wärmenetz zu berücksichtigen [1].

Die Aufwendungen geothermischer Tiefbohrung werden im Wesentlichen bestimmt durch die:

- Bohranlagenmiete (d. h. Bohranlage inklusive Personal- und Energiekosten),
- Materialkosten,
- zeitvariablen Servicekosten und
- mengenvariablen Servicekosten.

Die Kosten für die Miete der Bohranlage betragen durchschnittlich rund 36 % der Gesamtkosten einer Geothermiebohrung und werden dabei von der erforderlichen Bohrdauer bestimmt. 32 % der Gesamtkosten entfallen auf die Materialkosten. Besonders dominant sind dabei die Kosten für die Verrohrung (10 %), die Spülung (9 %) und die Entsorgung der anfallenden Rest- und Abfallstoffe (4 %). Für die zeitvariablen Servicekosten fallen rund 25 % an. Dabei entfallen beispielsweise rund 10 % auf den Richtbohrservice, ca. 4 % auf Testarbeiten sowie etwa 5 % für die Energieversorgung. Die restlichen 7 % fallen dabei auf die mengenvariablen Servicekosten. Je nach den lokalen Gegebenheiten können sich diese Anteile aber z. T. merklich verschieben.

Ausgehend davon fallen für die unterstellten Anlagen Investitionen von rund 21,7 bis 22,2 Mio. € an (Tabelle 9).

Noch unsicherer sind die verfügbaren Kostenangaben für die Stimulation, da hier je nach den Gegebenheiten vor Ort u. a. mit unterschiedlichen Techniken, Drücken, Materialien und Verpressmengen gearbeitet werden muss. Außerdem sind die angedachten Verfahren zwar Stand der Technik in der Erdöl- und Erdgasindustrie, jedoch nicht im Bereich der Geothermie. Deswegen werden hier die Kosten für die Stimulation pauschal mit rund 1,3 Mio. € abgeschätzt. Hinzu kommen die Aufwendungen für Exploration von hier pauschal unterstellten 0,75 Mio. €.

Zusammengenommen errechnen sich für die diskutierten Anlagen somit Gesamtinvestitionen für die Erschließung der untertägigen Lagerstätten von ca. 23,8 bis 24,2 Mio. €.

Die Investitionen für den Thermalwasserkreislauf setzen sich aus einer Vielzahl unterschiedlicher Komponenten zusammen. Für die zu verlegenden Rohrleitungen sowie Slop- und Filtersysteme sind Kosten von rund 0,95 bis 1,15 Mio. € zu veranschlagen. Die Aufwendungen (d.h. Aufwendungen für ein einzelnes Aggregat; ein entsprechender Austausch wird über Ersatzinvestitionen über die Anlagenbetriebsdauer berücksichtigt) der



Tiefpumpen werden primär durch die geologischen Parameter bestimmt. Für die diskutierten Anlagen fallen Investitionen zwischen 0,8 und 1,1 Mio. € für die Tiefpumpen an.

Die Kosten für die luftgekühlten Kraftwerksanlagen auf Basis eines Organic Rankine Cycle (ORC) werden mit 7,6 bis 8,0 Mio. € abgeschätzt. Dabei resultieren die Unterschiede maßgeblich aus der installierten elektrischen Leistung. Für die erforderliche Netzanbindung fallen Kosten in Höhe von 0,46 bis 0,48 Mio. € an. Die Investitionen des Nahwärmenetzes betragen 3,6 bzw. 7,2 Mio. €. Für den Spitzenlast- bzw. Redundanzkessel belaufen sich die Investitionen auf 0,3 bis 0,5 Mio. €.

Weiterhin sind Kosten für die Planung und alle weiteren notwendigen Vorarbeiten (z. B. geologische Gutachten, Gebühren für Bergämter), die Bauausführung und zusätzliche Gebäude zu berücksichtigen. Hier wird von sonstigen Aufwendungen von rund 2,1 bis 2,3 Mio. € ausgegangen.

*Tabelle 9: Investitionen und Betriebskosten sowie Stromgestehungskosten der untersuchten Referenzfälle (S – Ausschließliche Strombereitstellung; S, W – Kombinierte Strom- und Wärmebereitstellung)*

Referenzanlage		Oberrheingraben		Süddeutsches Molassebecken
		A	B	C
		S	S, W	S, W
<b>Exploration</b>	in Mio. €	0,75	0,75	0,75
<b>Stimulation</b>	in Mio. €	1,30	1,30	1,30
<b>Summe Bohrung</b>	in Mio. €	21,71	21,71	22,15
<b>Summe Untertage</b>	in Mio. €	23,76	23,76	24,20
<b>Thermalwasserkreislauf</b>	in Mio. €	0,95	0,95	1,15
<b>Förderpumpe</b>	in Mio. €	0,76	0,76	1,09
<b>Kraftwerk</b>	in Mio. €	8,03	7,61	7,75
<b>Elektroanbindung</b>	in Mio. €	0,48	0,46	0,47
<b>Gebäude</b>	in Mio. €	1,00	1,00	1,00
<b>FW-Netz</b>	in Mio. €	-	3,60	7,20
<b>Spitzenlastkessel</b>	in Mio. €	-	0,29	0,45
<b>Summe Übertage</b>	in Mio. €	11,21	14,66	19,10
<b>Planung bzw. Projektmanagement</b>	in Mio. €	1,05	1,15	1,30
<b>Anfangsinvestitionen</b>	in Mio. €	36,02	39,57	44,60
<b>Summe Betriebskosten</b>	in Mio. €/a	2,12	2,17	2,58
<b>Levelized Cost of Electricity</b>	in €/kWh	0,29	0,28	0,29



Ausgehend von den diskutierten Annahmen ergeben sich für die untersuchten Konfigurationen somit gesamte Anlageninvestitionen in der Größenordnung zwischen ca. 36 bis 45 Mio. € (Tabelle 9).

**Betriebskosten.** Die jährlichen Betriebskosten setzen sich aus den Aufwendungen für Versicherung, Wartung und Verwaltung sowie Personal zusammen. Wird für die Anlagenkonfigurationen eine Einspeisung der Bruttostromerzeugung ins Netz der öffentlichen Erzeugung unterstellt, muss zusätzlich der Eigenstrombedarf, der dann aus dem öffentlichen Stromnetz bezogen werden muss, berücksichtigt werden.

Die Instandhaltungskosten für die einzelnen Anlagenteile werden mit durchschnittlichen 2 % der Investitionen pro Jahr unterstellt.

Insgesamt errechnen sich daraus für die diskutierten Anlagenkonfigurationen jährliche Betriebskosten von 2,1 bis 2,6 Mio. € (Tabelle 9).

### 3.1.3 Berechnung der Stromgestehungskosten

Unter den dargestellten Randbedingungen errechnen sich für die untersuchten Anlagenkonfigurationen die ebenfalls in Tabelle 9 dargestellten Stromgestehungskosten. Sie liegen demnach im Oberrheingraben für eine ausschließliche Strombereitstellung bei einer Einspeisung der Bruttostromerzeugung bei knapp 0,29 €/kWh (bei einer Netzeinspeisung der Nettostromerzeugung bei rund 0,36 €/kWh). Wird eine gekoppelte Strom- und Wärmebereitstellung realisiert reduzieren sich die Stromgestehungskosten für die Bruttostromeinspeisung auf rund 0,28 €/kWh (bei einer Nettostromeinspeisung auf rund 0,34 €/kWh). Für die gekoppelte Strom- und Wärmebereitstellung im süddeutschen Molassebecken berechnen sich die Stromgestehungskosten für eine Bruttostromeinspeisung zu rund 0,29 €/kWh (für eine Nettostromeinspeisung zu ca. 0,37 €/kWh).

Da bei einer Bruttostromeinspeisung der Eigenstrom vergleichsweise kostengünstig aus dem Netz der öffentlichen Versorgung entnommen werden kann und sich somit die jährlichen Kosten auf eine deutlich größere Menge an eingespeistem Strom pro Jahr verteilen, ist eine Bruttoeinspeisung für die diskutierten Anlagenkonfigurationen durch deutlich geringere Stromgestehungskosten gekennzeichnet.

### 3.1.4 Berechnung der Stromgestehungskosten bei einer Berücksichtigung der KfW-Programme

Nachfolgend werden für die diskutierten Referenzfälle die Stromgestehungskosten unter Berücksichtigung einer Inanspruchnahme der KfW-Programme berechnet. Es wird nachfolgend unterschieden zwischen dem [32]:

- Programm Erneuerbare Energien – Standard (270) und dem
- Programm Erneuerbare Energien – Premium – Tiefengeothermie (272/282). Bei dem Programm Erneuerbare Energien – Premium – Tiefengeothermie (272/282)



wird weiter zwischen den MAP-Förderbausteinen für geothermische Kraftwerke bzw. stromgeführte Heizkraftwerke (d.h. bei einem Strom-Wärmeverhältnis von über  $0,15 \text{ kW}_{el}/\text{kW}_{th}$ ) und den MAP-Förderbausteinen die für „wärmegeführte“ geothermische Heizkraftwerke (d.h. bei einem Strom-Wärmeverhältnis von max.  $0,15 \text{ kW}_{el}/\text{kW}_{th}$ ) gelten, unterschieden.

#### **3.1.4.1 Berechnung der Stromgestehungskosten bei einer Berücksichtigung des KfW-Programms Erneuerbare Energien – Standard (270)**

Nachfolgend werden für die diskutierten Referenzfälle (Tabelle 8) die Stromgestehungskosten bei einer Anwendung des KfW-Programms Erneuerbare Energien – Standard berechnet. Dabei gelten folgende Randbedingungen:

- Darlehen bis zu max. 25 Mio. € pro Vorhaben.
- Darlehen bis zu 100 % der Investitionen.
- Der Zinssatz beträgt 5,5 % [33].

Insgesamt reduzieren sich ausgehend von den oben aufgeführten Rahmenannahmen bei Inanspruchnahme der zinsverbilligten Darlehen die Stromgestehungskosten für eine ausschließliche Strombereitstellung bzw. für eine kombinierte Strom- und Wärmebereitstellung im Oberrheingraben auf 0,29 bzw. 0,28 €/kWh bei einer Bruttostromeinspeisung (0,35 bzw. 0,34 €/kWh bei einer Nettostromeinspeisung). Auch für die Referenzanlage im süddeutschen Molassebecken (d.h. kombinierte Strom- und Wärmebereitstellung) berechnen sich leicht reduzierte Stromgestehungskosten zu 0,29 €/kWh bei einer Bruttostromeinspeisung (0,36 €/kWh bei einer Nettostromeinspeisung).

#### **3.1.4.2 Berechnung der Stromgestehungskosten bei einer Berücksichtigung des KfW-Programms Erneuerbare Energien – Premium – Tiefengeothermie (272/282) für geothermische Kraftwerke und „stromgeführte“ geothermische KWK-Anlagen**

Im Weiteren werden für die in Tabelle 8 aufgeführten Referenzfälle die Stromgestehungskosten unter Berücksichtigung der aktuell gültigen MAP-Förderbausteine für Kraftwerke und stromgeführte KWK-Anlagen berechnet. Im Einzelnen werden dabei folgende Förderbausteine berücksichtigt:

- **Tiefengeothermieanlage.** Für KWK-Anlagen über dem Strom-Wärmeverhältnis von  $0,15 \text{ kW}_{el}/\text{kW}_{th}$  ist kein Tilgungszuschuss möglich.
- **Tiefenbohrung.** Tilgungszuschuss für Bohrungen ab 400 m: 400 bis 1 000 m unter Geländeoberkante 375 € je m vertikale Tiefe (keine Bohrstrecke), 1 000 bis 2 500 m unter Geländeoberkante 500 € je m vertikaler Tiefe, ab 2 500 m keine Förderung. Höchstens 1,95 Mio. € pro Projekt; nur Dubletten oder Tripletten.



- **Mehraufwendungen.** Bei besonders technischen Bohrrisiken kann zur Abdeckung der Mehraufwendungen gegenüber der Planungen eine Förderung gewährt werden; max. 50 % des nachgewiesenen Mehrkostenaufwands; jedoch max. 50 % der ursprünglichen Plankosten; max. 1,25 Mio. € pro Bohrung.
- **Wärmenetze.** 60 € je m Trassenlänge; Förderhöchstbetrag 1,5 Mio. € für Tiefengeothermie; es wird unterstellt, dass ausschließlich Bestandsbauten mit Wärme versorgt werden [32].

Zusätzlich dazu wird unterstellt, dass von der KfW zinsgünstige Darlehen in Anspruch genommen werden können. Hierzu werden folgende Konditionen definiert:

- Der Antragsteller ist ein mittleres Unternehmen.
- Der Zinssatz beträgt 5 %.
- Darlehen bis zu 10 Mio. € pro Vorhaben.
- Darlehen bis zu 80 % der Investitionskosten [32].

Ausgehend von den aufgeführten Randbedingungen ergeben sich für die unterstellten Referenzanlagen geringere Investitionen und Stromgestehungskosten (Tabelle 10). Zusammengenommen werden dabei neben den zinsverbilligten Darlehen Tilgungszuschüsse von rund 3,2 bis 3,9 Mio. € berücksichtigt. Insgesamt führt dies zu einer Reduktion der Investitionen auf rund 32,8 bis 40,7 Mio. € und der Stromgestehungskosten auf knapp 0,26 bis rund 0,28 €/kWh bei einer Bruttostromeinspeisung. Wird eine Nettostromeinspeisung unterstellt, so betragen die Stromgestehungskosten rund 0,31 bis 0,34 €/kWh.



**Tabelle 10:** *Stromgestehungskosten der untersuchten Referenzfälle bei einer Berücksichtigung des KfW-Programms Erneuerbare Energien – Premium – Tiefengeothermie für Kraftwerke und stromgeführte KWK-Anlagen (A, B, C – Referenzanlagen ohne Berücksichtigung der KfW-Förderprogramme; A2, B2, C2 – Referenzanlagen mit Berücksichtigung der KfW-Förderprogramme; S – Ausschließliche Strombereitstellung; S, W – Kombinierte Strom- und Wärmebereitstellung )*

Referenzanlage		Oberrheingraben				Süddeutsches Molassebecken	
		A	A2	B	B2	C	C2
		S	S	S, W	S, W	S, W	S, W
<b>Förderbaustein Anlagenförderung</b>	in Mio. €	-	-	-	-	-	-
<b>Förderbaustein Tiefenbohrung</b>	in Mio. €	-	1,95	-	1,95	-	1,95
<b>Förderbaustein Mehraufwendungen</b>	in Mio. €	-	1,25	-	1,25	-	1,25
<b>Förderbaustein Wärmenetz</b>	in Mio. €	-	-	-	0,36	-	0,72
<b>Summe Tilgungszuschuss</b>	in Mio. €	-	3,20	-	3,56	-	3,92
<b>Anfangsinvestitionen</b>	in Mio. €	36,02	32,81	39,57	36,00	44,60	40,68
<b>Summe Betriebskosten</b>	in Mio. €/a	2,12	2,12	2,17	2,17	2,58	2,58
<b>Levelized Cost of Electricity</b>	in €/kWh	0,29	0,28	0,28	0,26	0,29	0,27

### 3.1.4.3 Berechnung der Stromgestehungskosten bei einer Berücksichtigung des KfW-Programms Erneuerbare Energien – Premium – Tiefengeothermie (272/282) für „wärmegeführte“ geothermische KWK-Anlagen

Nachstehend werden die Referenzfälle mit kombinierter Strom- und Wärmebereitstellung (Referenzanlage B und C, Tabelle 8) für den Fall einer Inanspruchnahme des KfW-Programms Erneuerbare Energien – Premium – Tiefengeothermie (272/282) für „wärmegeführte“ geothermische KWK-Anlagen (d.h. für das Strom-Wärme-Verhältnis von max. 0,15 kW<sub>el</sub>/kW<sub>th</sub>) analysiert. Dabei wird folgendes berücksichtigt:

- **Tiefengeothermieanlage.** Tilgungszuschuss in Höhe von 200 € je kW errichteter bzw. erweiterter Nennwärmeleistung; höchstens aber 2 Mio. €
- **Tiefenbohrung.** Tilgungszuschuss für Bohrungen ab 400 m: 400 bis 1 000 m unter Geländeoberkante 375 € je m vertikale Tiefe (keine Bohrstrecke), 1 000 bis 2 500 m unter Geländeoberkante 500 € je m vertikaler Tiefe, ab 2 500 m unter Geländeoberkante 750 € je m vertikaler Tiefe, höchstens 2,5 Mio. € pro Bohrung; nur Dubletten, d. h. max. 5 Mio. €



- **Mehraufwendungen.** Bei besonders technischen Bohrrisiken kann zur Abdeckung der Mehraufwendungen gegenüber der Planungen eine Förderung gewährt werden; max. 50 % des nachgewiesenen Mehrkostenaufwand; jedoch max. 50 % der ursprünglichen Plankosten; max. 1,25 Mio. € pro Bohrung.
- **Wärmenetze.** 60 € je m Trassenlänge; Förderhöchstbetrag 1,5 Mio. € für Tiefengeothermie; es wird unterstellt, dass ausschließlich Bestandsbauten mit Wärme versorgt werden [32].

Zusätzlich dazu wird unterstellt dass von der KfW zinsgünstige Darlehen in Anspruch genommen werden können. Hierzu werden folgende Konditionen unterstellt:

- Der Zinssatz beträgt 5 %.
- Darlehen bis zu 10 Mio. € pro Vorhaben.
- Darlehen zu 80 % Investitionskosten [32].

Für die unterstellten Referenzfälle ergeben sich unter Berücksichtigung der oben aufgeführten Rahmenbedingungen geringere Investitionen und Stromgestehungskosten. Zusammen mit den zinsverbilligten Darlehen und den Tilgungszuschüssen von zusammengekommen 5,7 bis 7,3 Mio. € reduzieren sich die Investitionen auf ca. 33,9 bis 37,3 Mio. €. Ausgehend davon berechnen sich dann für die diskutierten Referenzfälle Stromgestehungskosten von jeweils rund 0,25 €/kWh bei einer Bruttostromeinspeisung (0,30 bis 0,31 €/kWh bei einer Nettostromeinspeisung, Tabelle 11).



**Tabelle 11:** *Stromgestehungskosten der untersuchten Referenzfälle bei Anwendung des KfW-Programms Erneuerbare Energien – Premium – Tiefengeothermie für „wärmegeführte“, KWK-Anlagen (B, C – Referenzanlagen ohne Berücksichtigung der KfW-Förderprogramme; B3, C3 - Referenzanlagen mit Berücksichtigung der KfW-Förderprogramme)*

Referenzanlage		Oberrheingraben		Süddeutsches Molassebecken	
		B	B3	C	C3
<b>Förderbaustein Anlagenförderung</b>	in Mio. €	-	1,06	-	1,88
<b>Förderbaustein Tiefenbohrung</b>	in Mio. €	-	3,00	-	3,45
<b>Förderbaustein Mehraufwendungen</b>	in Mio. €	-	1,25	-	1,25
<b>Förderbaustein Wärmenetz</b>	in Mio. €	-	0,36	-	0,72
<b>Summe Tilgungszuschuss</b>	in Mio. €	-	5,67	-	7,33
<b>Anfangsinvestitionen</b>	in Mio. €	39,57	33,90	44,60	37,30
<b>Summe Betriebskosten</b>	in Mio. €/a	2,17	2,17	2,58	2,58
<b>Levelized Cost of Electricity</b>	in €/kWh	0,28	0,25	0,29	0,25

### 3.1.5 Parametervariation

Im Einzelfall können die Stromgestehungskosten erheblich von den oben diskutierten abweichen. Für eine Abschätzung der Bedeutung bestimmter Einflüsse zeigt Abbildung 19 eine Variation wesentlicher sensitiver Parameter am Beispiel der kombinierten Strom- und Wärmebereitstellung im süddeutschen Molassebecken (Referenzanlagen C3) bei einer Netzeinspeisung der Bruttostromerzeugung.

Demnach haben die Volllaststunden und der damit verbundene Jahresertrag den größten Einfluss auf die spezifischen Stromgestehungskosten. Erhöhen sich die Stillstandszeiten des Kraftwerks, kann weniger Strom erzeugt werden und die Stromgestehungskosten steigen. Umgekehrt sind bei einer maximalen Auslastung der Anlagen deutlich geringere spezifische Stromgestehungskosten möglich. Weiterhin dominieren auch die Investitionen die Stromgestehungskosten. Können beispielsweise die Bohrkosten reduziert werden, wären deutlich geringere Stromgestehungskosten möglich. Im Vergleich dazu sind beispielsweise der Zinssatz und der Preis für den aus dem Netz bezogenen Strom in Bezug auf die Gestehungskosten für den hier untersuchten Fall nur von untergeordneter Bedeutung.



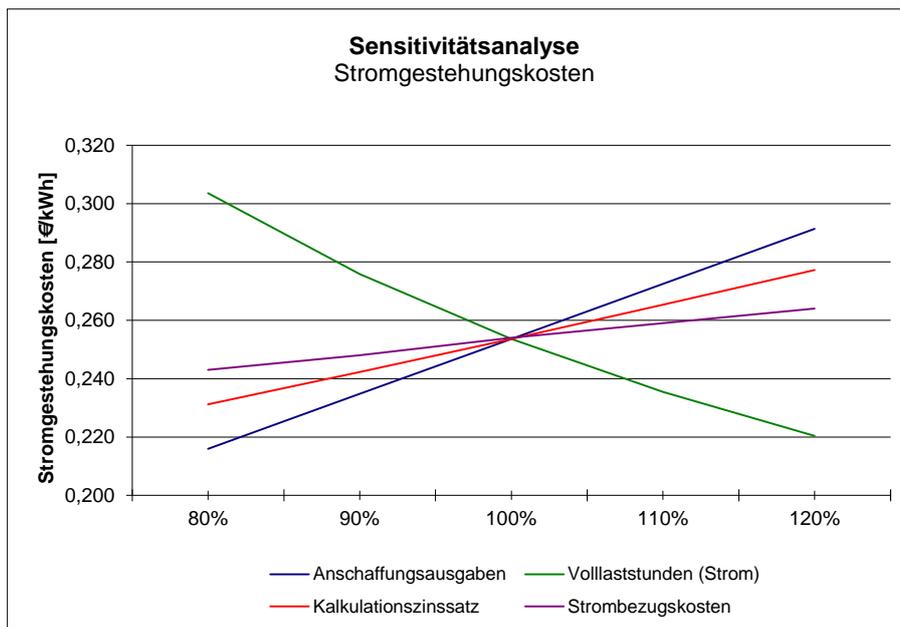


Abbildung 19: Parametervariation für die Referenzanlage C3 (süddeutsches Molassebecken mit Berücksichtigung der KfW-Förderprogramme)

In Deutschland werden sich die Struktur der Stromerzeugung und der Strommarkt zukünftig stark verändern, wenn fluktuierende Erneuerbare Energien das System dominieren.

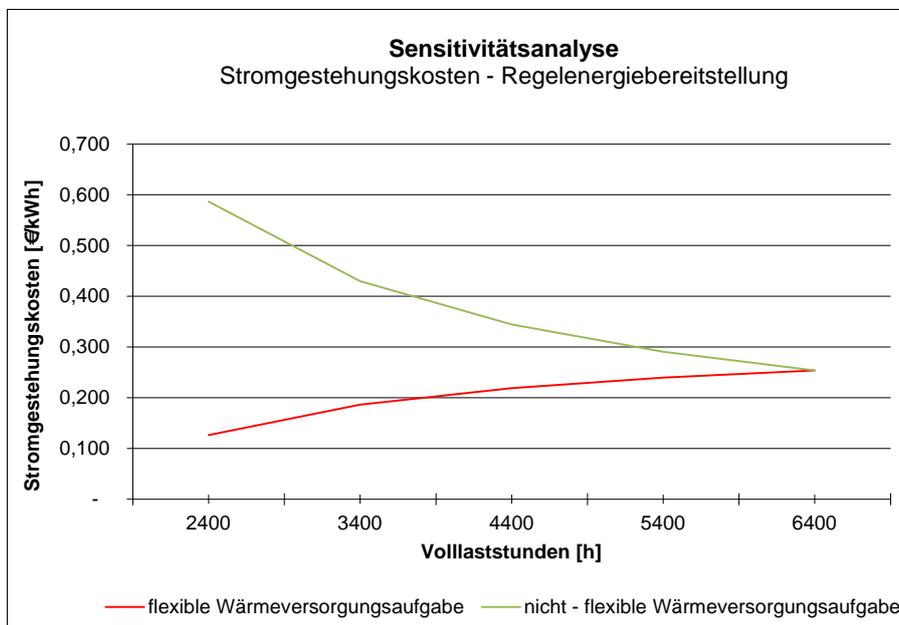


Abbildung 20: Parametervariation für die Referenzanlage C3 für den Fall einer Regelenergiebereitstellung (süddeutsches Molassebecken, mit Berücksichtigung der KfW-Förderprogramme)

Für diesen Fall wurden in Kapitel 1.1.2.2 Anlagen- bzw. Betriebskonzepte für eine Regelenergiebereitstellung durch geothermische Kraft- und Heizkraftwerke diskutiert, Hierzu zeigt Abbildung 20 die damit verbundenen Stromgestehungskosten für eine kombinierte

Strom- und Wärmebereitstellung im süddeutschen Molassebecken für die Referenzanlage C3.

Es zeigt sich, dass im Fall einer unflexiblen Wärmeversorgungsaufgabe (d. h. die Volllaststunden für die Wärmeversorgung bleiben unverändert bei 2 000 h/a) bei einer Reduzierung der Volllaststunden für die Stromerzeugung die Stromgestehungskosten zu rund 0,60 €/kWh ansteigen können. Kann dem gegenüber eine flexible Wärmeversorgungsaufgabe bedient werden (d. h. die für die Strombereitstellung reduzierten Volllaststunden werden zu den Volllaststunden der Wärmeversorgung addiert), so kommt es bei der hier untersuchten Referenzanlage zu einer Reduzierung der Stromgestehungskosten.

### 3.2 Analyse der EEG-Vergütungsstruktur

Unter den dargestellten Randbedingungen errechnen sich für die untersuchten Anlagenkonfigurationen die in Abbildung 21 dargestellten Stromgestehungskosten.

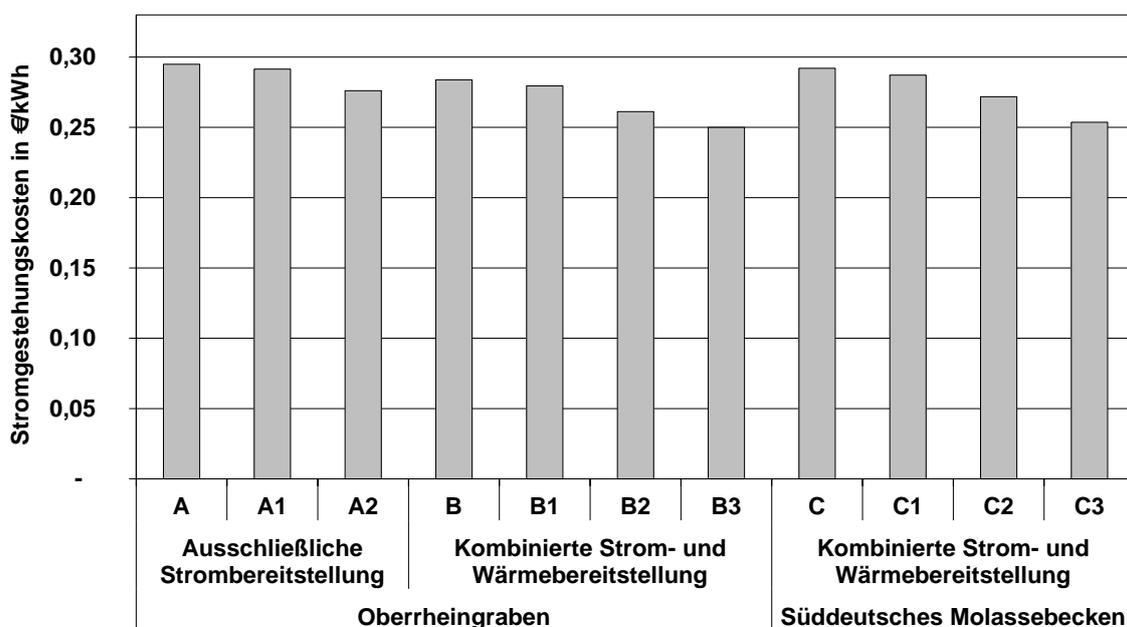


Abbildung 21: Stromgestehungskosten der untersuchten Anlagenkonfigurationen bei einer Bruttostromeinspeisung (A – Ausschließliche Strombereitstellung; B und C – Kombinierte Strom- und Wärmebereitstellung, A1, B1 und C1 mit KfW-Programm 270, A2, B2 und C2 mit KfW-Programm 272/282, B3 und C3 mit KfW-Programm 272/282 für bisher „wärmegeführte“ KWK-Anlagen)

Sie liegen demnach bei einer ausschließlichen Strombereitstellung im Oberrheingraben (Referenzfall A) bei einer Bruttostromerzeugung frei Netzkopplung bei knapp 0,29 €/kWh (Nettostromerzeugung rund 0,36 €/kWh). Wird eine gekoppelte Strom- und Wärmebereitstellung im Oberrheingraben (Referenzfall B) realisiert, reduzieren sich die Stromgestehungskosten für die Bruttostromeinspeisung auf rund 0,28 €/kWh (Nettostromeinspeisung rund 0,34 €/kWh). Für eine gekoppelte Strom- und Wärmebereitstellung im süddeutschen



Molassebecken (Referenzfall C) berechnen sich Stromgestehungskosten für eine Bruttostromeinspeisung von rund 0,29 €/kWh (Nettostromeinspeisung ca. 0,37 €/kWh). Sie übersteigen damit in allen Fällen die derzeitige Einspeisevergütung des EEG; dies ist mit einer der Gründe für die bisher nur verhaltene Marktentwicklung der geothermischen Stromerzeugung in Deutschland.

Ist es möglich, über das Programm Erneuerbare Energien-Standard (270) der KfW zinsgünstige Darlehen in Anspruch zu nehmen, berechnen sich Stromgestehungskosten im Oberrheingraben für eine ausschließliche Strombereitstellung von rund 0,29 €/kWh und für eine kombinierte Strom- und Wärmebereitstellung von rund 0,28 €/kWh. Für die kombinierte Strom- und Wärmebereitstellung im süddeutschen Molassebecken betragen die Stromgestehungskosten rund 0,29 €/kWh (Bruttostromeinspeisung, A1, B1 und C1, Abbildung 21). Wird in der Berechnung der Stromgestehungskosten demgegenüber das KfW-Programm Erneuerbare Energien – Premium – Tiefengeothermie (272/282) berücksichtigt, reduzieren sie sich weiter. Für die ausschließliche Strombereitstellung bzw. kombinierte Strom- und Wärmebereitstellung im Oberrheingraben liegen sie dann bei 0,28 bzw. 0,26 €/kWh und für die kombinierte Strom- und Wärmebereitstellung im süddeutschen Molassebecken bei rund 0,27 €/kWh (Bruttostromeinspeisung, A2, B2 und C2, Abbildung 21). Werden zusätzlich dazu hypothetisch als Add-on die Förderbausteine des KfW-Programms Erneuerbare Energien – Premium – Tiefengeothermie (272/282), die derzeit nur für „wärmegeführte“ KWK-Anlagen gelten (d. h. Strom-Wärme-Verhältnisses von max.  $0,15 \text{ kW}_{\text{th}}/\text{kW}_{\text{el}}$ ) für die kombinierte Strom- und Wärmebereitstellung berücksichtigt, reduzieren sich die Stromgestehungskosten für die Heizkraftwerke jeweils auf rund 0,25 €/kWh (Bruttostromeinspeisung, B3 und C3, Abbildung 21).

### 3.3 Zusammenfassung und Handlungsempfehlungen

Geothermische Kraft- bzw. Heizkraftwerke können umweltfreundlich und klimaverträglich Strom und Wärme nachfrageorientiert erzeugen – und das insbesondere in den Regionen, in denen in den kommenden Jahren ein Defizit an Kraftwerkskapazität erwartet wird (d. h. Süddeutschland und hier insbesondere Bayern und Baden-Württemberg); aus heutiger Sicht muss davon ausgegangen werden, dass in 15 Jahren die Bruttostromerzeugung in Deutschland im Wesentlichen in Norddeutschland stattfinden wird. Im Süden Deutschlands wird demgegenüber deutlich weniger Strom produziert – bei sich aber nicht signifikant ändernder Nachfragestruktur, die hier bereits heute überdurchschnittlich hoch ist. Damit könnte in Süddeutschland, das durch ein großes geothermisches Potenzial (d. h. Molasse, Oberrheingraben) und zukünftig durch ein potenzielles Defizit an Kraftwerkskapazität gekennzeichnet ist, die tiefe Geothermie wesentlich dazu beitragen, lokal Strom ggf. als Regelenergie zu erzeugen (und damit den Netzausbau entlasten) und gleichzeitig zu einer umweltfreundlichen und klimaneutralen Deckung der Wärmenachfrage beitragen.



Ausgehend davon muss es das Ziel der kommenden Jahre sein, die Rahmenbedingungen so zu setzen, dass die Nutzung der tiefen Geothermie für eine Strom- bzw. kombinierte Strom- und Wärmebereitstellung in Deutschland weiter ausgebaut werden kann. Nur dann kann die Lernkurve erfolgreich durchlaufen und die noch gegebenen Kostenreduktionspotenziale mittelfristig erfolgreich erschlossen werden.

Derzeit ist aber der Bau und Betrieb von geothermischen Anlagen zur Bereitstellung von Strom bzw. zur kombinierten Bereitstellung von Strom und Wärme mit einer Vielzahl von Risiken behaftet. Die wesentlichen werden nachfolgend kurz adressiert.

- Ein wesentliches Hemmnis zum Beginn eines Geothermieprojektes ist das Problem der Kapitalbeschaffung. Zum Zeitpunkt der Bohrungsniederbringung ist der Kapitaleinsatz bzw. -bedarf am höchsten. Gleichzeitig besteht hier das größte technische Risiko und die Höhe des letztlich benötigten Kapitals ist aufgrund der oft ungenügenden Kenntnis der geologischen Verhältnisse meist nur unscharf abschätzbar. Dieses Problem kann vor dem Hintergrund der immer gegebenen geologischen Risiken dann entschärft werden, wenn (a) eine ausreichende und sichere Vergütung der erzeugten Energie sichergestellt wird, (b) das Risiko der Nicht-Fündigkeit abgedeckt (z. B. durch eine Versicherung) und (c) der Eigenkapitalbedarf durch Zuschüsse bzw. Kreditzusagen begrenzt werden kann.
- Ein weiteres Hemmnis im Betrieb sind die Tiefpumpen, mit denen die geothermischen Tiefenwässer nach Übertage gepumpt werden und die damit einen Betrieb derartiger Anlagen erst ermöglichen. Sie entsprechen bisher noch immer nicht den technischen und ökonomischen Anforderungen; deshalb laufen auch entsprechende technische Entwicklungen, von denen aber noch nicht abschätzbar ist, ob sie erfolgreich am Markt implementiert werden. Im Unterschied zu dem erstgenannten Hemmnis ist aber der Kapitaleinsatz für die Pumpe geringer und das technische Risiko verringert sich mit zunehmender Betriebsdauer.

Um eine weitere Marktentwicklung der geothermischen Stromerzeugung in Deutschland zu ermöglichen und damit die Voraussetzungen zu schaffen, dass die Geothermie mittelfristig merklich zur Versorgungssicherheit durch die Erbringung von Regelleistung – und das bei gleichzeitig klimaneutraler Bereitstellung großer Mengen an Niedertemperaturwärme – beitragen kann, wird hier eine weitere Öffnung für „stromgeführte“ geothermische KWK-Anlagen über das Strom-Wärme-Verhältnis von  $0,15 \text{ kW}_{\text{el}}/\text{kW}_{\text{th}}$ , wie es im KfW-Programm Erneuerbare Energien – Premium – Tiefengeothermie (272/282) verankert ist, vorgeschlagen. Dadurch kann das Risiko finanzieller Engpässe zwischen Bohrungsniederbringung und Anlageninstallation und damit das Problem der Fremdkapitalbeschaffung reduziert werden. Durch eine derartige Maßnahme ist zu erwarten, dass deutlich mehr Geothermieanlagen in Deutschland installiert werden könnten und dadurch ein merklicher Einfluss auf das Durchlaufen der Lernkurve realisiert werden kann.



Diese Maßnahme kann jedoch nur erfolgreich sein, wenn zusätzlich die EEG-Grundvergütung in Höhe von 0,25 €/kWh beibehalten wird. Auch die Beibehaltung des Technologiebonus von 0,05 €/kWh wird empfohlen, um den Transformationsprozess von der hydrothermalen hin zur petrothermalen Geothermie weiter zu forcieren. Zwar sind noch eine Reihe von F & E Defizite zu lösen, doch lassen erste Projekte vielversprechende Ergebnisse erwarten. Werden diese Projektentwicklungsaktivitäten weiter unterstützt, erscheint aus gegenwärtiger Sicht der Übergang von einer standortgebundenen Nutzung (d. h. hydrothermale Geothermie) hin zu einer standortunabhängigen Nutzung des tiefen Untergrundes (d. h. petrothermale Geothermie) in den nächsten Jahren möglich.

Es ist energiewirtschaftlich vorteilhaft und aus Umweltsicht wünschenswert, kombiniert Strom und Wärme aus tiefer Geothermie bereitzustellen; die bisherige Marktentwicklung zeigt auch diesen Trend. Der Standort geothermischer Kraft- bzw. Heizkraftwerke wird primär aber durch die geologischen Gegebenheiten vor Ort (d. h. die Geothermielagerstätte) und nicht durch das Vorhandensein von Wärmesenken bestimmt. Würde deshalb ein verpflichtender Wärmeabsatz eingeführt, würde dies für eine geothermische Strombereitstellung besonders geeignete Standorte ggf. ausschließen.

Lern- und Skaleneffekte – und die damit verbundenen Kostenreduktionseffekte – dürften aus gegenwärtiger Sicht bei einer kumulierten elektrischen Kraftwerkskapazität von rund 100 bis 120 MW einsetzen; dann sollte das Erfahrungspotenzial so groß und die geothermiespezifische Technik so optimiert sein, dass merkliche Kostenreduktionen am Markt realisiert werden können. Deshalb sollte die Degression, anders als in der bisherigen EEG-Regelung vorgesehen, für die Grundvergütung und den Technologiebonus bis dahin ausgesetzt werden.

Geothermieanlagen sind durch eine lange Projektentwicklungszeit von der ersten bergrechtlichen Erlaubnis bis zum Zeitpunkt der Netzeinspeisung von Strom (und ggf. Wärmelieferung) gekennzeichnet. Üblicherweise wird für die Realisierung geothermischer Projekte von bis zu sieben Jahren ausgegangen. Dabei liegt der mit Abstand höchste Kapitalbedarf in einer frühen Projektphase. Um den weiteren Ausbau der Geothermie zu ermöglichen, ist es damit erforderlich einen Investitionsschutz durch belastbare Abschätzungen der Erlöse aus dem Energieverkauf zu bieten, indem frühzeitig die Höhe der EEG-Vergütung zugesichert wird. Nach Kapitel 1.2 kann erst auf Basis eines genehmigten Gewinnungsbetriebsplans die untertägige Erschließung einschließlich Niederbringung von Förder- und Injektionsbohrung erfolgen, genauso wie die genaue Reservoircharakterisierung mit hydraulischen Tests und die anschließende Installation des Thermalwasserkreislaufs sowie des geothermischen (Heiz-)Kraftwerks. Auch wenn neben der bergrechtlichen Genehmigung noch weitere gesetzliche Regelungen zu beachten sind, wie Wassergesetze und das Baugesetzbuch, stellt der Zeitpunkt der Genehmigung des Gewinnungsbetriebsplans sowohl aus juristischer, aber auch aus technischer und finanzieller



Sicht einen geeigneten Meilenstein dar, ab dem auf Antrag ein Rechtsanspruch auf die zu diesem Zeitpunkt geltenden EEG-Vergütungssätze für fünf Jahre gewährt werden sollte.

Werden diese Maßnahmen umgesetzt, ist aus heutiger Sicht zu erwarten, dass die geothermische Strom- und Wärmeerzeugung weitergehend im Energiesystem genutzt werden kann und dadurch die eher verhaltene Entwicklung der letzten Jahre an Fahrt gewinnt. Sollen die unstrittigen Vorteile dieser Technologie in einem zukünftig nachhaltigeren Energiesystem in Deutschland zum Tragen kommen, ist dies auch dringend erforderlich, damit die Lernkurve durchschritten werden kann und eine Technologie marktverfügbar und exportfähig wird, die eine sichere, umweltfreundliche und kostengünstige Nutzung der Energie des tiefen Untergrundes ermöglicht und wesentlich zur Versorgungssicherheit beitragen kann.

### **3.4 Kostenreduktionspotentiale**

Aus gegenwärtiger Sicht ist zu erwarten, dass Lern- und Skaleneffekte sowie die damit einhergehenden Kostenreduktionseffekte bei einer kumulierten elektrischen Kraftwerkskapazität von rund 80 bis 120 MW einsetzen. Erst bei einer deutlich höheren Marktdurchdringung wird die geothermiespezifische Technik so optimiert bzw. die Herstellung der Einzelkomponenten ausreichend standardisiert sein, dass merkliche Kostenreduktionen am Markt umgesetzt werden können.

Nachfolgend werden die mit einem weiteren Ausbau denkbaren Kostenreduktionspotentiale diskutiert. Grundlage dabei stellt der prognostizierte Ausbau der geothermischen Stromerzeugung aus Kapitel 2.1.1.

#### **3.4.1 Untertage**

Bei einer besseren Kenntnis des tiefen Untergrundes und zunehmender Erfahrung wird aus gegenwärtiger Sicht erwartet, dass in Zukunft die Geothermiebohrungen effizienter und damit schneller niedergebracht werden können. Realisiert werden kann dies durch einen Einsatz verbesserter Bohrverfahren und Spülungssysteme. Eine wesentliche Rolle wird dabei in Zukunft die Reduzierung der Non-Productivity-Time (d. h. die Zeit ohne aktive Bohrung) und die noch stärkere Automatisierung des Bohrvorgangs (u. a. verbesserter "iron roughneck" bzw. schnellerer Ein- und Ausbau des Bohrgestänges) spielen. Zusätzlich dazu werden sich aller Voraussicht nach Zeit- und Materialeinsparungen bei der Zementation und Verrohrung realisieren lassen; mögliche Optionen stellen dabei beispielsweise innovative Zementmischungen dar, welche besser kontrollierbar sind und dadurch helfen, den Komplettierungsvorgang zu beschleunigen [34].

Mit dem Ziel insgesamt weniger Volumen zu erbohren und damit den Energieaufwand bei der Bohrung deutlich zu reduzieren, könnten zusätzlich in Zukunft monobore Verrohrungskonzepte Praxisrelevanz erlangen. Bei diesem Konzept werden Meißel genutzt, die



sich nach dem Niederbringen und Durchfahren einer bereits abgeteuften Rohrtour auf eine größere Geometrie ausdehnen. Nach dem Verbohren werden die Bohrstrecken dann mit ausdehnbaren Rohren gleichen Durchmessers verrohrt [34].

Zusätzlich dazu wird durch die Entwicklung und den Einsatz innovativer bzw. verbesserter Materialien die Standzeit der Bohrwerkzeuge erhöht werden können. Hier tragen beispielsweise intelligente Softwarelösungen bei, durch welche der komplexe Steuerungsvorgang zur Bohrungsabteufung mit Hilfe mehrerer verbesserter Sensoren besser gesteuert werden kann. Dadurch wird dann beispielsweise ein "Hüpfen" des Bohrmeißels an der Sole sicher verhindert; dies resultiert dann in höhere Standzeiten des Bohrwerkzeugs [34].

Zusammengenommen könnte ein Einsatz der beschriebenen Techniken bzw. Konzepte dann zu einer Reduktion der Aufwendungen für die Bohrungsniederbringung von bis zu 15 % bis 2020 führen [34].

### 3.4.2 Übertage

Mit dem Ziel einer Kostenreduktion müssen auch die geothermischen Kraftwerke zunehmend effizienter werden; damit einher geht eine sukzessive höhere Erzeugung der Strommenge bei gleichbleibenden Lagerstättenverhältnissen. Vor diesem Hintergrund wurden deshalb bereits bei den im letzten Jahr in Deutschland installierten geothermischen Kraftwerken ORC-Mehrdruckkraftwerke verbaut. Ein Schaltbild und den Prozess im T-s-Diagramm für ein derartiges Konzept zeigt exemplarisch Abbildung 22.

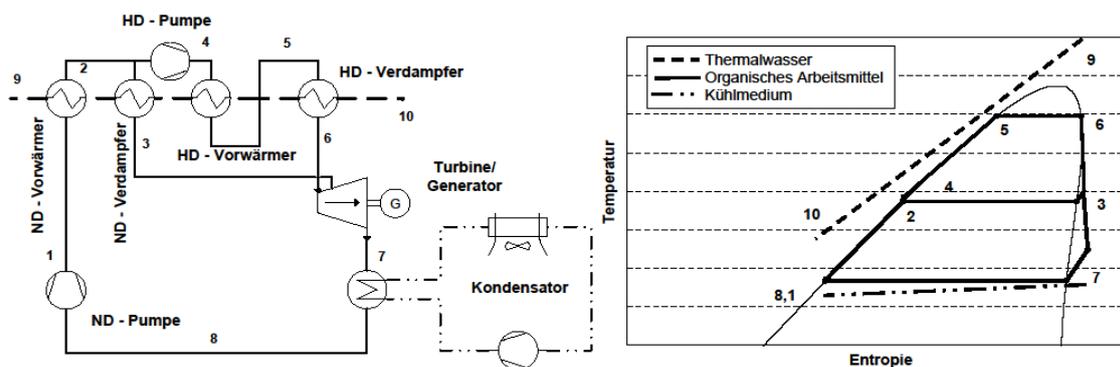


Abbildung 22: ORC-Kraftwerk mit zwei Druckstufen [35]

Bei diesem innovativen Konzept erfolgt anders als beim ORC-Standardkonzept (Kapitel 1.1.1.2.2) nach dem Vorwärmer eine Aufteilung des organischen Arbeitsfluids. Ein Teil des Kreislaufmediums wird dabei dem Niederdruck-Verdampfer zugeführt und anschließend im Niederdruckteil der Turbine entspannt. Der verbleibende Arbeitsfluidstrom wird auf einen noch höheren Verdampfungsdruck gebracht, weiter vorgewärmt, verdampft und im Hochdruckteil der Turbine entspannt. Nach der Turbine werden beide Arbeitsmittel-massenströme zusammengeführt und dann im Kondensator kondensiert. Durch die Ver-



dampfung des organischen Arbeitsmittels auf mindestens zwei Druckstufen erfolgt bei derartigen Konzepten eine bessere Angleichung der Temperaturprofile von Thermalfluid (d. h. der Erdwärme) und organischen Arbeitsfluid. Dadurch ist es dann möglich, die exergetischen Verluste bei der Wärmeübertragung deutlich zu reduzieren [34].

Eine weitere Möglichkeit zur Effizienzsteigerung in geothermischen Kraftwerken bieten überkritische ORC-Konzepte. Hier wird das organische Fluid über den kritischen Druck hinaus verdichtet. Dadurch ist eine noch bessere Angleichung der Temperaturprofile des Thermalwassers und des organischen Arbeitsfluids möglich; dadurch kann eine noch effizientere Wärmeübertragung realisiert werden (Abbildung 23) [34].

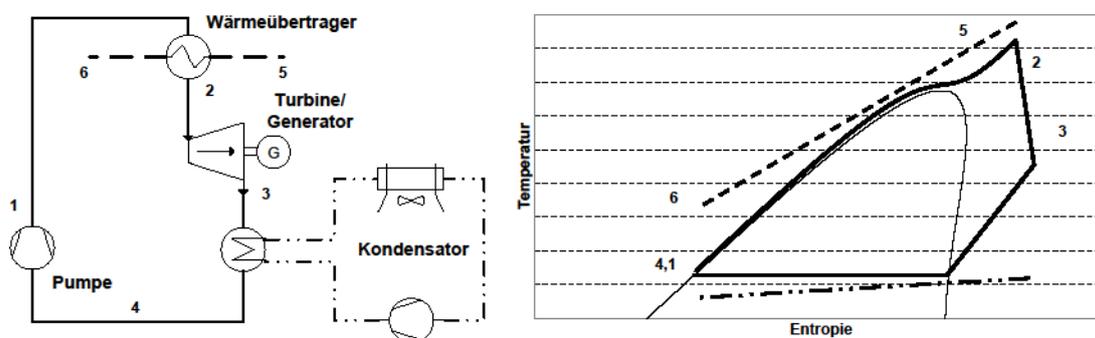


Abbildung 23: Überkritisches ORC-Kraftwerk [35]

Im Vergleich zum ORC-Standardkonzept muss zwar bei den genannten Kraftwerkskonzepten wegen der insgesamt höheren Betriebsdrücke jeweils ein höherer elektrischer Eigenbedarf berücksichtigt werden. Doch kommt dieser wegen der deutlichen höheren Stromerzeugung kaum negativ zum Tragen [34].

Zusammengenommen sind durch derartige innovative Stromwandlungskonzepte Wirkungsgradverbesserungen von bis zu 15 % bis 2020 zu erwarten.

### 3.4.3 Senkung der Stromgestehungskosten

Ausgehend von den diskutierten Entwicklungstendenzen zeigt Tabelle 12 die Kostensenkungspotenziale für die geothermische Strombereitstellung in Deutschland. Unter den diskutierten Randbedingungen erscheint demnach eine Bandbreite möglicher Kostenreduktionen für die Stromgestehungskosten in einem Bereich von rund 5 bis 15 % bis zum Jahr 2020 realistisch; diese können aber nur dann realisiert werden, wenn bis dahin die entsprechenden Erfahrungen gesammelt und damit die Lernkurve weitergehend durchlaufen werden kann (d. h. Installation von rund 50 bis 90 MW zusätzlicher Leistung bis 2020, Abbildung 15); wesentliche Voraussetzung dafür ist, dass die vorgeschlagenen Handlungsempfehlungen für das EEG angenommen werden (Kapitel 3.3) [34].



*Tabelle 12: Kostenreduktionspotentiale der geothermischen Stromerzeugung in Deutschland [34]*

Kostenreduktion Bohrung	Wirkungsgradsteigerung Kraftwerk	Reduktion der Stromge- stehungskosten
in %	in %	in %
5	5	5,3
	10	9,4
	15	12,4
10	5	6,6
	10	11,3
	15	13,5
15	5	8,9
	10	11,4
	15	14,7

## 4. Ökologische Aspekte

### 4.1 Spartenspezifische Analyse der Auswirkungen auf Ökologie, Natur und Landschaft

Für die diskutierten geothermischen Anlagen werden nachfolgend ausgewählte Umweltkenngrößen im Verlauf des gesamten Lebensweges bilanziert. Anschließend werden mit einer Energiebereitstellung aus derartigen Systemen verbundene Umwelteffekte diskutiert. Die entsprechenden Untersuchungen sind angelehnt an [1].

**Lebenszyklusanalyse.** Im Folgenden werden als Maß für den Beitrag zum anthropogenen Treibhauseffekt die CO<sub>2</sub>-Äquivalent-Emissionen, für Emissionen mit versauernder Wirkung die SO<sub>2</sub>-Äquivalent-Emissionen und unter dem Aspekt human- und ökotoxikologischer Wirkungen die Emissionen an SO<sub>2</sub> und NO<sub>x</sub> bilanziert.

Aufgrund der Vielzahl möglicher Einflussfaktoren auf die technische Umsetzung von Anlagen zur geothermischen Stromerzeugung (u. a. geologische Bedingungen am potenziellen Standort) sind die hierbei untersuchten Referenzanlagen nur als Beispiele zu sehen.

Bei den geothermischen KWK-Konzepten werden die beiden Produkte Strom und Wärme in Koppelproduktion bereitgestellt. Zur Ermittlung der Energie- und Emissionsströme der diskutierten KWK-Konzepte wird eine Wärmegutschrift für die produzierte Wärme berücksichtigt.



**Tabelle 13:** Energie- und Emissionsbilanzen einer geothermischen Strom- bzw. - kombinierten Strom- und Wärmeerzeugung für die definierten Referenzfälle (Nettostromeinspeisung, S – Ausschließliche Strombereitstellung; S, W – Kombinierte Strom- und Wärmebereitstellung)

Referenzanlagen		Oberrheingraben		Süddeutsches Molassebecken
		A	B	C
		S	S, W	S, W
<b>Energie<sup>a</sup></b>	in GJ/GWh	973	-3.446	-7.756
<b>SO<sub>2</sub></b>	in kg/GWh	197	-41	-232
<b>NO<sub>x</sub></b>	in kg/GWh	459	229	50
<b>CO<sub>2</sub>-Äquivalente</b>	in t/GWh	80	-310	-691
<b>SO<sub>2</sub>-Äquivalente</b>	in kg/GWh	523	129	-415

<sup>a</sup> kumulierter fossiler Energieaufwand

Tabelle 13 zeigt die untersuchten Umweltkenngößen für die untersuchten Anlagen für eine Nettostrombetrachtung (d. h. nur die Nettostromerzeugung wird ins Netz der öffentlichen Versorgung eingespeist). So ergeben sich beispielsweise für die CO<sub>2</sub>-Äquivalent-Emissionen bei den Anlagen für eine kombinierte Strom- und Wärmebereitstellung zwischen -310 und -691 t/GWh. Die dabei berücksichtigte Wärmegutschrift für die bereitgestellte Wärme hat damit einen erheblichen Einfluss auf die Gesamtemissionen bzw. auf den Verbrauch erschöpflicher Energieträger. Durch die in Koppelproduktion erzeugte Wärme wird die Nutzung fossiler Energieträger zur Bereitstellung der gleichen Wärmemenge vermieden. Diese vermiedenen Primärenergie- bzw. Emissionsströme werden dann der geothermischen Stromerzeugung gutgeschrieben; daraus resultiert hier ein Minuszeichen (d. h. der Prozess ist eine Netto-Emissionssenke).

Wird für die untersuchten Anlagen eine Netzeinspeisung der Bruttostromerzeugung unterstellt, sind i. Allg. höhere Emissionen festzustellen. Dann muss die über das öffentliche Netz bezogene elektrische Energie zur Abdeckung der elektrischen Eigenenergienachfrage der geothermischen Anlage zusätzlich berücksichtigt werden. Diese ist in Abhängigkeit des unterstellten Strommixes mit einem vergleichsweise höheren kumulierten fossilen Energieaufwand sowie höheren Emissionen verbunden.

Abbildung 24 zeigt beispielhaft die Aufteilung des kumulierten fossilen Energieaufwandes im Lebensweg des geothermischen Heizkraftwerks im Oberrheingraben (Referenzfall B). Demnach wird der überwiegende Anteil der fossilen Energie für die Bohrungsniederbringung (ca. 71 %) benötigt. Dabei dominiert hier mit einem Anteil von mehr als 45 % die für die Bohrungsabteufung benötigte Energie (im Wesentlichen Dieselmotoren für den Betrieb der Bohranlage). Die Bohrungsverrohrung (d. h. Energieaufwand zu Herstellung der Stahlrohre) trägt mit ca. 33 % und der Einsatz der Bohrspülung mit etwa 16 % bei. Stimulation und Zementierung haben verglichen damit einen nur geringen Einfluss. Erschöpfli-



che Energie wird Übertage primär durch den Bau der Konversionsanlage und den Thermalwasserkreislauf benötigt; dies trägt mit 13 % zu dem Verbrauch fossiler Energieresourcen bei. Für den Bau des Fernwärmenetzes werden rund 6 % berücksichtigt. Weiterhin fallen Aufwendungen für den Betrieb (rund 11 %) (u. a. Kühlwasseraufbereitung, Ersatzteilbeschaffungen) und den Rückbau (0,1 %) der Anlage an. Insgesamt sind damit die kumulierten primären Energieaufwendungen für Betrieb und Rückbau im Vergleich zum Bau der Anlage gering.

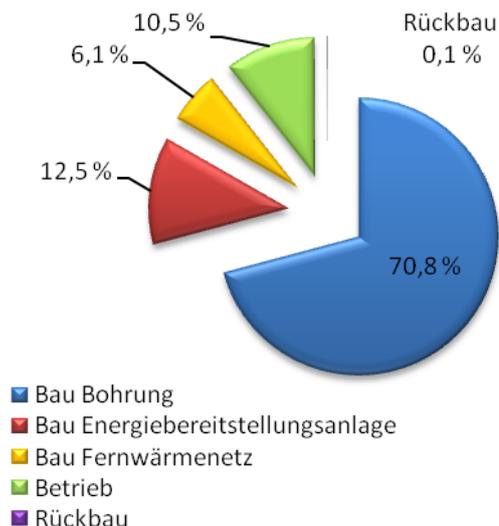


Abbildung 24: Aufteilung des kumulierten fossilen Energieaufwandes im Lebensweg für den Referenzfall B (kombinierte Strom- und Wärmebereitstellung im Oberrheingraben)

**Weitere Umwelteffekte.** Die hydrothermale Energiegewinnung stellt – wie jede andere Form der geothermischen Nutzung auch – einen Eingriff in das natürliche Gleichgewicht der oberen Erdkruste dar. Dieser Eingriff wird hervorgerufen durch energetische und stoffliche Veränderungen, Bruchvorgänge sowie im geringeren Maße auch durch Massenverlagerungen. Da die hydrogeothermische Nutzung jedoch keine Hohlräume hinterlässt, ist der Umfang der Wirkungen im Vergleich z. B. zu bergbaulichen Eingriffen signifikant geringer. Ausgehend davon lassen sich für die hydrothermale Erdwärmennutzung folgende Umwelteffekte identifizieren, die nicht im Rahmen einer Lebensweganalyse abgeschätzt werden können. Dabei wird unterschieden zwischen der Errichtung der geothermischen Heizkraftwerke, dem Normalbetrieb und möglichen Störfällen sowie dem Betriebsende.

*Herstellung (Anlagenerrichtung).* Für das Abteufen der Bohrungen werden die aus der Erdöl- und Erdgasexploration sowie z. T. der Wassergewinnung aus tieferen Erdschichten bekannten Verfahren eingesetzt. Dies ist aber bei der Errichtung einer hydrothermalen Anlage der Arbeitsschritt, von dem die größten potenziellen Umweltgefahren ausgehen. Durch Bohrtiefen von bis zu 3 000 m und ggf. mehr besteht die Gefahr z. B. eines hydraulischen Kurzschlusses unterschiedlicher Schichten im Untergrund; die diesbezüg-



lichen Umweltbeeinträchtigungen lassen sich jedoch durch die Einhaltung der entsprechenden berggesetzlichen Bestimmungen minimieren. Die z. T. merklichen Lärmwirkungen durch das Abteufen der Bohrung beschränken sich auf den Zeitraum der Bohrungsabteufung. Die zusätzlich auftretende Beeinflussung der Umwelt durch Geräteeinsatz, Spülungszwischenlagerung, Flächenbelegung usw. ist kurz und lokal begrenzt. Nach dem Abteufen und der Komplettierung der Bohrung wird auf dem Gelände um den Sondenkopf der ursprüngliche Zustand wieder hergestellt.

Zusätzlich kann es beim Aufschluss eines geothermischen Reservoirs zu seismischen Ereignissen kommen. Dabei kann unterschieden werden zwischen dem bohrtechnischen und den reservoirtechnischen Aufschluss.

Beim bohrtechnischen Aufschluss eines geothermischen Speichers (z. B. Aquifers) im tiefen Untergrund wurden bisher keine seismischen Aktivitäten nachgewiesen. Bei den über 1 000 ausgeführten Kohlenwasserstoffbohrungen im Oberrheingraben – welche vom Prinzip denen einer geothermischen Erschließung entsprechen – wurden bislang keine seismischen Ereignisse festgestellt. Vermutlich ist die Störung des Untergrunds durch die Bohrung und die damit einhergehenden Aktivitäten nicht ausreichend, um seismische Ereignisse zu induzieren. Dies muss aber nicht zwingend für Gebiete gelten, in denen bereits eine hohe Spannung im Untergrund vorhanden ist und deren Ausgleich theoretisch durch eine Bohrung induziert werden könnte; dies ist aber zumindest in Deutschland noch nicht aufgetreten.

Im Gegensatz dazu ist es während der Stimulation des geothermischen Reservoirs zu fühlbaren seismischen Ereignissen gekommen; bei der geothermischen Energiegewinnung unter deutschen geologischen Bedingungen nimmt die Stimulation des Tiefengesteins eine Schlüsselrolle ein, da i. Allg. erst dadurch Fließraten realisiert werden können, die einen wirtschaftlichen Betrieb ermöglichen. Bei einer solchen Stimulation werden sehr große Wassermengen unter sehr hohem Druck (bis 500 bar) in das Speichergestein verpresst. Dadurch wird das Gestein im Untergrund aufgebrochen und dadurch die Permeabilität erhöht. Damit werden durch derartige Maßnahmen gewollt genau solche Ereignisse ausgelöst, die in Form von Erdbeben wahrgenommen werden. Beispielsweise kam es 2003 in Soultz-sous-Forêts (Elsass) zu derartigen seismischen Ereignissen. Hier wurden im Verlauf von 11 Tagen 40 000 m<sup>3</sup> Wasser mit maximal 80 l/s in den Untergrund gepresst. Dadurch wurden mehrere seismische Ereignisse mit einer maximalen Stärke von 2,9 ausgelöst.

Neben einer thermo-elastischen Beanspruchung des warmen bzw. heißen Untergrunds durch kalte Fluide und einer chemisch bedingten Änderung der Kluftoberfläche im stimulierten Speicher – beiden Ursachen kann durch Spülungszusätze vorgebeugt werden – wird die injektionsinduzierte Seismizität vorwiegend durch die Erhöhung des Flüssigkeitsdrucks auf existierenden Kluftflächen verursacht. Dafür müssen im Untergrund zusammenhängende natürliche Kluftflächen in einer ausreichenden Größe mit zumindest



geringer hydraulischer Durchlässigkeit vorhanden sein. Zudem müssen die Klufflächen ausreichend hart sein und tektonische Scherspannungen auf diese wirken. Seismizität tritt somit immer dann auf, wenn das Verhältnis von Scherspannung zur effektiven Normalspannung den Reibungskoeffizienten auf einer Kluffläche überschreitet.

Hinzu kommt, dass durch eine derartige Stimulation bereits im Untergrund vorhandene Spannung abgebaut und dadurch natürliche seismische Ereignisse vorfristig ausgelöst werden können. Dieser Fall ist mit hoher Wahrscheinlichkeit beispielsweise in Basel/Schweiz 2006 aufgetreten. Hier wurde der geothermische Speicher bei 296 bar mit maximal 63 l/s stimuliert und dadurch ein Erdbeben der Stärke 3,4 auf der Richterskala ausgelöst. Da Basel am Rande des Rheintalgrabens liegt, der traditionell tektonisch aktiv ist (in der Region um Basel wurden 2007 531 seismische Ereignisse unterschiedlicher Stärke registriert), liegt die Vermutung nahe, dass die, bei dem 2006 stattgefundenen Beben, freigesetzte Energie bereits zum überwiegenden Teil im Untergrund vorhanden war und durch die Stimulation lediglich ausgelöst wurde, was natürlicherweise zu einem späteren Zeitpunkt vermutlich mit einer größeren Stärke stattgefunden hätte. Dennoch spricht man hier nicht von einem "getriggerten" Ereignis, da die Bruchfläche wahrscheinlich die Dimension des Reservoirs nicht überschritten hat.

Damit sind an der Oberfläche spürbare seismische Ereignisse insbesondere bei der Stimulation des geothermischen Reservoirs nicht mit Sicherheit zu vermeiden. Speziell bei der Stimulation ist es ja gerade das Ziel, das Gestein im Untergrund aufzubrechen und dadurch Fließwege zu schaffen. In der Regel finden geothermisch induzierte seismische Ereignisse aber in wenigen Kilometern Tiefe statt. Sie haben meist nur geringe Amplituden und bisher keine (anerkannten) Schäden ausgelöst.

*Normalbetrieb.* Im ordnungsgemäßen Betrieb kommt es durch den geothermischen Anlagenteil eines Erdwärmeheizwerks zu keinen direkten Freisetzungen von Stoffen oder Partikeln. Mögliche während des Betriebs einer Heizzentrale freigesetzte Emissionen stammen ausschließlich aus dem mit fossilen Brennstoffen befeuerten Zusatz- bzw. Spitzenlastanlagen.

Während des Betriebs einer geothermischen Heizanlage kann es theoretisch bei nicht sachgemäßer Reinjektion zu einer möglichen Störung des Wasserhaushalts im Untergrund und als denkbare Folge zu möglichen Veränderungen des Porendrucks und damit verbunden zu mikroseismischen Ereignissen kommen. Derartige Effekte wurden jedoch bisher nur selten beobachtet.

Auch kann eine Abkühlung des Untergrunds zu möglichen Veränderungen der Chemie im Reservoir – mit allen damit verbundenen Effekten – führen. Da das Aquifer sich jedoch in entsprechender Tiefe befindet und i. Allg. mit der Biosphäre keine Verbindung hat, sind mögliche Umwelteffekte auf Flora und Fauna bisher nicht bekannt geworden.



Weiterhin kann es zu Emissionen von Gasen ( $\text{CH}_4$ ,  $\text{NH}_3$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{CO}_2$  usw.) und zu Freisetzungen von z. T. radioaktiven Mineralien kommen, die im Untergrund bei der Wasserzirkulation gelöst werden. Da jedoch das Thermalwasser z. B. bei geothermischen Heizzentralen in einem geschlossenen Kreislauf geführt wird, kommt es im Normalbetrieb nicht zu derartigen Stofffreisetzungen in die Biosphäre. Dies könnte bei einer balneologischen Nutzung ggf. anders sein; aber auch dies wäre durch entsprechende technische Maßnahmen grundsätzlich vermeidbar.

Auch müssen die in den Filtern abgeschiedenen festen und z. T. radioaktiv belasteten Ausfällungen ordnungsgemäß entsorgt werden; damit bewegen sich die hier möglichen Umweltauswirkungen in den gesetzlich vorgegebenen Grenzen, da eine Entsorgung derartiger Stoffe administrativ geregelt ist.

Die Umweltwirkungen im Normalbetrieb konzentrieren sich damit im Wesentlichen auf die thermische Beeinflussung der Hängend- und Liegendsschichten (d. h. die Gesteinsschichten im Untergrund, die sich oberhalb und unterhalb des genutzten Aquifers befinden) sowie der Bohrungsumgebung und auf geomechanische Einflüsse während des Langzeitbetriebes.

- Thermische Beeinflussung des Aquifers. Durch die systembedingte Injektion des abgekühlten Wassers in das Aquifer kommt es im Betriebsverlauf einer hydrogeothermalen Anlage zu einer kontinuierlichen Abnahme der initialen Speichertemperaturen und somit zu einem zeitlich variierenden Temperaturgradienten zwischen dem Speicher und dessen Umgebungsschichten. Das hat einen konduktiven Wärmefluss aus den Deckschichten in das Reservoir zur Folge, der zu einer teilweisen Wiedererwärmung der injizierten Wässer und gleichzeitig zu einer Abkühlung der Deckschichten führt. Die analytische Berechnung von Eindringtiefen in die Umgebungsschichten im Rahmen eines "Worst-Case" Szenario zeigt, dass nach 30 Betriebsjahren maximal 160 m thermisch beeinflusst werden und Temperaturabnahmen von mehr als 10 K lediglich in Eindringtiefen von weniger als 70 m auftreten. Außerdem sind bisher keine direkten Umwelteffekte auf die Biosphäre aufgetreten, die aus der Abkühlung des tiefen Untergrunds resultieren. Auch ist bisher kein organisches Leben, das unter diesen Lagerstättenbedingungen existieren und dadurch geschädigt werden kann, bekannt geworden.
- Thermische Beeinflussung der Bohrungsumgebung. Die eigentliche Bohrung gibt Wärme an die Umgebung ab und beeinflusst diese thermisch. Beispielhaft für die Bohrung "GHZ Neustadt-Glewe" wurde aufgezeigt, dass im Maximalfall zum Betriebsbeginn 230 kW und im 30. Betriebsjahr 180 kW an die unmittelbare Bohrungsumgebung abgegeben werden. Nach 30 Betriebsjahren und ununterbrochener Erwärmung würde dies zu einer thermischen Beeinflussung, die durch das Verhältnis der Fluidtemperatur zur ungestörten Gebirgstemperatur charakterisiert wird, von 60 m um die Bohrung kommen. Die thermische Störung wäre in einem



Abstand von 10 m auf ca. 56 % und in einem Abstand von 20 m bereits auf ca. 34 % abgeklungen. Damit ist eine weitreichende thermische Beeinflussung durch geothermische Förder- oder Reinjektionsbohrungen nicht gegeben. Außerdem könnte dies nur in der Kreisfläche in unmittelbarer Umgebung um die Bohrung mögliche – geringe – Auswirkungen auf Flora und Fauna haben, die bisher jedoch nicht beobachtet wurden.

- Geomechanische Einflüsse. Um das Injektionsbohrloch herum breitet sich im Aquifer mit zunehmender Injektionsdauer ein Kaltwasserbereich aus, der zur Kontraktion der Speicherschichten führt. In dessen Folge kann es theoretisch zu einer Reduzierung der Schichtmächtigkeit kommen; eine Absenkung der Erdoberfläche wäre die Folge. Simulationen zeigen jedoch, dass solche Absenkungen, wenn sie überhaupt auftreten, nur sehr gering und nur innerhalb sehr langer Zeiträume gegeben sind. Sie liegen bei maximal wenigen Zentimetern bei Neigungen von ca. 1 bis 3 mm/100 m Aquifermächtigkeit. Verglichen mit Absenkungen, wie sie aus dem Steinkohle-, Erz- und Kalibergbau bzw. aus der Erdöl- und Erdgasförderung bekannt sind bzw. im Zusammenhang mit Baugrundsetzungen auftreten, sind diese Auswirkungen vernachlässigbar. Auch sind gebirgsmechanisch verursachte Folgeerscheinungen in der Nachbetriebsphase nicht zu erwarten. Aufgrund des angestrebten Bilanzausgleichs im Dublettenbetrieb sind geomechanisch bedingte Auswirkungen auf die Oberfläche damit meist vernachlässigbar gering. Eine Beeinflussung der Erdoberfläche, die sich beispielsweise in einer Schädigung der Gebäudeinfrastruktur bemerkbar machen könnte, ist damit sehr unwahrscheinlich.
- Schwach radioaktive Filtrerrückstände. Mit dem Thermalwasser können radioaktive Stoffe aus dem Untergrund nach Übertage transportiert werden. Hier können diese in Form von Ablagerungen (Scales) in den überirdischen Rohrleitungen und als Filtrerrückstände anfallen. Sie müssen dann ordnungsgemäß entsorgt werden. Diesem Problem kann durch den Einsatz von auf das Thermalwasser abgestimmten Materialien sowie einer an die jeweilige Zusammensetzung angepassten Thermalwasserführung (z. B. führen kleine Radien in der Thermalwasserleitung zu Turbulenzen und damit zu Entgasung und Ausfällungen) entgegengewirkt werden. Die entsprechenden Entsorgungswege für derartiges Material sind aber aus der Erdöl- und Erdgasindustrie bekannt.
- Thermischer Eintrag in Oberflächenwässer. Bei einer Kühlung geothermischer Kraftwerke mit Durchlaufsystemen kann das genutzte Fließgewässer durch das Kühlwasser aufgeheizt werden. Durch eine derartige Aufwärmung des Fließgewässers kann sich der Lebensraum von Fischen und anderen Wasserlebewesen verändern. Deshalb ist die Erwärmung von Fließgewässern durch die EU-Fischgewässerrichtlinie (RL 2006/44/EG; d. h. Richtlinie für maximale Fließwas-



sertemperatur) geregelt. Deshalb ist i. Allg. eine weitergehende Nutzung der Fließgewässer (d. h. zusätzlich zu der gegenwärtig bereits realisierten Nutzung) heute kaum noch möglich. Auch sind die Erdwärmeanlagen aufgrund der geothermischen Randbedingungen an spezielle Standortbedingungen gebunden, so dass eine Frischwasserkühlung bei geothermischen Kraftanlagen i. Allg. von untergeordneter Bedeutung ist.

- Beeinflussung des Mikroklimas. Durch einen lokalen thermischen Wärmeeintrag durch Kühltürme und zusätzlich einer Erhöhung der Luftfeuchtigkeit bei Nasskühltürmen kann lokal das Mikroklima beeinflusst werden. In Abhängigkeit der meteorologischen Gegebenheiten (z. B. Lufttemperatur und -feuchte, Inversionsbildung) kann es dadurch zu Bildung von Dampfschwaden am Kühlturm, zu ggf. lokal erhöhten Niederschlägen und zu einer Verringerung der jährlichen Sonneneinstrahlung kommen. Die Auswirkungen der genannten Umwelteffekte liegen allerdings innerhalb der gesetzlich festgelegten Grenzen und werden im Vorfeld der Anlagenerrichtung i. Allg. detailliert untersucht, damit die Einhaltung der gesetzlichen Vorgaben sichergestellt werden kann.
- Seismische Ereignisse. Während des Betriebs einer geothermischen Anlage, bei der durch die Zirkulation des heißen Tiefenwassers, die Abkühlung an der Tagesoberfläche und das Rückverpressen in den Nutzungshorizont der Untergrund thermisch beeinflusst wird, kann es zu induzierten seismischen Ereignissen kommen. Beispielsweise wurden in der Nähe der Anlage in Unterhaching im süddeutschen Molassebecken 2009 zwei Erdstöße mit einer Stärke von 1,7 und 2,2 aufgezeichnet. Bei diesem geothermischen Heizkraftwerk werden die Tiefenwässer mit einer Temperatur von ca. 120 °C und einer Fließrate von ca. 540 m<sup>3</sup>/h aus dem tiefen Untergrund gefördert und anschließend nach dem übertägigen Wärmeentzug wieder mit einer Temperatur von ca. 60 °C in die Tiefe verpresst. Ähnliche Probleme gab es auch in der Umgebung der Geothermieanlage in Landau im Rheintalgraben. Hier wurden Mitte September 2009 seismische Ereignisse von 2,7 und 1,6 beobachtet. Bei dieser Anlage wurden ca. 250 m<sup>3</sup> Wasser pro Stunde bei einer Fördertemperatur von ca. 150 °C gefördert und anschließend abgekühlt erneut in den Untergrund verpresst. Die Ursache der induzierten Seismizität während des ordnungsgemäßen Zirkulationsbetriebes dürfte dem gegenwärtigen Kenntnisstand zufolge – wie bei einer Stimulation – in der Erhöhung des Flüssigkeitsdrucks auf bestehende Klufflächen mit geringer hydraulischer Durchlässigkeit im Reservoir liegen. Besitzen diese Klufflächen eine hinreichende Gesteins Härte und wirken auf diese auf Grund des erhöhten Flüssigkeitsdrucks Scherspannungen, können sie seismisch versagen. Dieses Versagen kann an der Erdoberfläche durch Erdstöße wahrgenommen werden. Demzufolge kann, je nach der Beschaffenheit des Tiefengesteins, eine Druckerhöhung auch im laufenden Betrieb (d. h. bei der Reinjektion des Thermalwassers) auftreten. Auch bei einem



ausgewogenen Zirkulationsbetrieb (d. h. Förderrate gleich Injektionsrate) und bei, an der Oberfläche, stationär erscheinenden hydraulischen Druckbedingungen kann es somit im Reservoir lokal zu einem Druckanstieg kommen und dies zu Seismizität führen. Diese induzierte Seismizität – und das gilt sowohl beim Speicheraufschluss als auch beim Betrieb – bezieht damit ihre Energie aus dem vorhandenen Spannungsfeld im Speicher. Da jedoch die derzeit genutzten geothermischen Reservoirs in vergleichsweise geringen Tiefen liegen (2 500 bis 4 500 m) und dort die im Spannungsfeld gespeicherte Energie sehr klein ist, sind geothermisch induzierte Ereignisse meist sehr gering und selten an der Oberfläche spürbar. Aber abhängig von den, den genutzten Speicher umschließenden, Gesteinsformationen können durch derartige geothermisch induzierte (Klein-)Ereignisse natürliche Ereignisse begünstigt und die statistische Verteilung der Ereignisstärke verändert werden (d. h. viele kleine induzierte anstatt eines großen Bebens).

- Wasserverbrauch. Der Wasserbedarf der obertägigen Anlagenkomponenten eines Geothermiekraftwerks wird durch die Kühlung dominiert. Dabei kommt es – mit Ausnahme einer Durchlaufkühlung – bei Nass- und Hybridkühltürmen zu einer teilweisen Verdunstung des im Kreis geführten Kühlwassers. Es muss durch die Entnahme von sogenanntem Zusatzwasser aus Grund- und Oberflächengewässern ersetzt werden. Diese notwendige Wasserentnahme bzw. Wassernutzung muss allerdings gemäß Wasserhaushaltsgesetz gesondert genehmigt werden. Damit bewegen sich die resultierenden Umwelteffekte innerhalb der gesetzlich geregelten Grenzen.
- Lärmwirkung. Der auftretende Lärm wird vorwiegend durch den Betrieb des Transformators, des Generators und insbesondere der Ventilatoren, mit denen die Kühlung sichergestellt wird, verursacht. Auch hier müssen zwingend gesetzlich definierte Grenzwerte eingehalten werden, so dass die potenziell daraus resultierenden Umweltauswirkungen sich in den administrativ festgelegten Grenzen bewegen.

Zusammengenommen sind die Umweltauswirkungen im Normalbetrieb gering und liegen deutlich unter denen bzw. im Bereich der mit fossilen Energieträgern befeuerter Anlagen (u. a. in Bezug auf eine visuelle Beeinflussung des Landschaftsbildes, Flächenverbrauch).

*Störfall.* Im Störfall kann es zu einem Austreten der heißen Tiefenwässer an der Erdoberfläche kommen. Wegen der z. B. im norddeutschen Becken meist hohen Salinität kann dies bei einer Einleitung in Oberflächengewässer zu einer Schädigung der dortigen Flora und Fauna führen. Durch entsprechende Planungen und Überwachungsmaßnahmen (Leckageüberwachungssysteme, Druckbilanzierung, Slopsystem usw.) lassen sich derartige Gefährdungen jedoch deutlich einschränken.



Umweltbeeinflussungen sind außerdem denkbar, wenn aufgrund hoher Mineralgehalte des geförderten Wassers zur Beseitigung der Ausfällungen und Verstopfungen der Rohrleistungssysteme umweltschädigende Chemikalien eingesetzt werden müssen. Da diese dann i. Allg. wieder mit dem abgekühlten Thermalwasser in den Untergrund verpresst werden, halten sich die damit verbundenen Umweltauswirkungen jedoch in Grenzen.

Weiterhin kann es durch Brände an den elektrischen Anlagenteilen (z. B. Kabel) zu begrenzten Stofffreisetzungen an die Umwelt kommen, die allerdings nicht spezifisch für geothermische Anlagen sind und bei einer Einhaltung der Brandschutzvorgaben weitgehend vermeidbar sind.

Bei einer geothermischen Stromerzeugung kann es zusätzlich zu den für eine geothermische Wärmebereitstellung bereits genannten weiteren Umwelteffekten zu einem Austritt von Arbeitsmittel und anderen Betriebsstoffen kommen. Da es sich jedoch bei ORC- bzw. Kalina-Kraftwerken um überwachungsbedürftige Anlagen handelt, sind entsprechende gesetzliche Vorschriften zu beachten. Damit bewegen sich die potenziellen Umwelteffekte innerhalb der durch den Gesetzgeber definierten Vorgaben.

*Betriebsende.* Zur Vermeidung von negativen Umweltwirkungen im Zusammenhang mit dem Betriebsende kommt der ordnungsgemäßen Bohrabdichtung eine besondere Bedeutung zu. Diese muss so erfolgen, dass Schadstoffeinträge von der Erdoberfläche her in die Bohrung dauerhaft ausgeschlossen werden können und ein hydraulischer Kurzschluss unterschiedlicher Schichten im Untergrund vermieden werden kann. Die Entsorgung der eingesetzten Anlagenkomponenten ist mit keinen größeren Umweltproblemen verbunden; hier sind einer Entsorgung konventioneller Maschinenteile vergleichbare Umweltauswirkungen gegeben, die sich infolge der weitgehenden gesetzlichen Vorgaben auf einem vergleichsweise geringen Niveau bewegen.

## 4.2 Handlungsempfehlungen

Es hat sich gezeigt, dass geothermische Kraft- und Heizkraftwerke einen wesentlichen Beitrag zur Reduktion von klimaschädlichen Treibhausgasen leisten können.

Aus ökologischer Sicht wird empfohlen, die unter Kapitel 3.3 (Ökonomische Analyse) verfassten Handlungsempfehlungen anzunehmen. Dadurch ist dann zu erwarten, dass eine höhere Anzahl der entsprechenden Anlagen realisiert bzw. verbaut wird und damit in Zukunft durch den damit verbundenen Erfahrungsgewinn der Bau und Betrieb der Anlagen noch effizienter ausgeführt werden kann. Dies führt dann insgesamt dazu, dass die mit dem Bau und Betrieb geothermischer Anlagen verbundenen Umwelteffekte in Zukunft weiter reduziert werden können.



## Literaturverzeichnis

- [1] Kaltschmitt, M.; Streicher, W.; Wiese, A. (Hrsg.): Erneuerbare Energien, Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte. 5. Auflage. Springer Berlin 2013
- [2] Boettcher, J. (Hrsg.): Geothermie – Recht, Technik und Wirtschaftlichkeit, 1. Auflage, Oldenbourg Wissenschaftsverlag 2014
- [3] Janczik, S.; Kock, N.; Kaltschmitt, M.: Geothermische Stromerzeugung; In: Finanzierung Erneuerbarer Energien, 1. Auflage 2011, Gerhard M., Rüschen Th., Sandhövel A. (Hrg.), Frankfurt School Verlag GmbH, ISBN 978-3-940913-24-1, S. 325 - 348
- [4] Kabus, F.; Möllmann, G.: Gestaltung übertägiger Thermalwasserkreisläufe – Lösung für verschiedene geologische Bedingungen; 3. Fachtagung Geothermische Technologien 2010; VDI-Berichte Nr. 2082, S.121 – 139
- [5] Seiberth, W.: Förderpumpen in der Geothermie; 4. Fachtagung Geothermische Technologien 2012; VDI-Berichte Nr. 2167, S. 45 – 54
- [6] Peschel, J.: Plattenwärmetauscher für Tiefen- geothermische Anwendungen; 3. Fachtagung Geothermische Technologien 2010; VDI-Berichte Nr. 2082, S.141 - 151
- [7] Drescher, U.: Optimierungspotenzial des Organic Rankine Cycle für biomassebeheizte und geothermische Wärmequellen; Lehrstuhl für Technische Thermodynamik und Transportprozesse, Universität Bayreuth 2008
- [8] Kaltschmitt, M.; Huenges, E.; Wolff, H. (Hrsg.): Energie aus Erdwärme; Deutscher Verlag für Grundstoffindustrie, Stuttgart, 1999
- [9] Aspen Plus, [www.aspen.com](http://www.aspen.com)
- [10] Janczik, S.; Kaltschmitt, M.: Statusreport 2010: Nutzung der Tiefen Geothermie, Erdöl, Erdgas, Kohle 126 (2010), 7/8, S. 285 bis 290
- [11] Baumgärtner, J.; Teza, D.; Hettkamp, T.: Stimulierung tiefer geothermischer Systeme; Fachmagazin für Brunnen- und Leitungsbau – Tiefe Geothermie Sonderheft 2010, S. 14 – 23
- [12] Janczik, S.; Kaltschmitt, M.: Kombinierte Nutzung von Geothermie und Klärschlamm – Möglichkeiten und Grenzen, VGB Powertech 90 (2010), 7, S. 84 – 91
- [13] Baasch, R.; Lentsch, D.: Effizientes Tiefbohren in der Geothermie, Ingenieurspiegel 4 (2011), S. 66 – 67
- [14] persönliche Information: Benz, J.; Geothermie-Gesellschaft Bruchsal GmbH, 17.04.2013
- [15] persönliche Information: Szablinski, D.; Pfalzwerke Geofuture GmbH, 16.04.2013
- [16] persönliche Information: Geisinger, W.; Geothermie Unterhaching GmbH, 15.04.2013
- [17] Bundesverband Geothermie: Geothermie in Zahlen, [www.geothermie.de](http://www.geothermie.de), Stand 2014



- [18] Pester, S.; Schellschmidt, R.; Schulz, R.: Verzeichnis geothermischer Standorte - Geothermische Anlagen in Deutschland auf einen Blick. Geothermische Energie 56/57: 4 - 8. 2007
- [19] Janczik, S.; Kaltschmitt, M.: Nutzung der Tiefen Geothermie in Deutschland und Weltweit- Statusreport 2014; Erdöl, Erdgas, Kohle 130 (2014), 7/8, S. 298 – 303
- [20] Bundesverband Geothermie: [www.geothermie.de](http://www.geothermie.de), Aktuelles (Zugriff: 14.06.2014)
- [21] Informationsportal Tiefe Geothermie: [www.tiefegeothermie.de](http://www.tiefegeothermie.de), News; (Zugriff: 14.06.2014)
- [22] <http://www.waldkraiburg.de/de/energiezentrale-1>, (Zugriff: 14.06.2014)
- [23] Erdöl, Erdgas, Kohle 128 (2012), 11, News
- [24] <http://www.altdorf-geothermie.de/aktuelles.html>, (Zugriff: 14.06.2014)
- [25] Proceedings in World Geothermal Congress 2010, Bali, Indonesia, 25-29 April 2010
- [26] Geothermal Energy Association: Annual U.S Geothermal Power Production and Development Report, April 2012
- [27] Proceedings in World Geothermal Congress 2010, Bali, Indonesia, 25-29 April 2010
- [28] Geothermal Energy Association: Annual U.S Geothermal Power Production and Development Report, April 2012
- [29] REN 21, Steering Committee: Renewables 2014 – Global Status
- [30] Nitsch, J., et al: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und Global, 29. März 2012
- [31] BDEW: BDEW Strompreisanalyse Mai 2013; [www.bdew.de](http://www.bdew.de) (Zugriff: 02.12.2013)
- [32] [www.kfw.de](http://www.kfw.de)
- [33] [www.kfw.de](http://www.kfw.de)
- [34] Janczik, S.; Kaltschmitt, M.: Geothermische Strom- und Wärmeerzeugung in Deutschland – Stand, Rahmenbedingungen und Herausforderungen, 5. VDI-Fachtagung Geothermische Technologien 2014, Hannover, März 2014
- [35] Janczik, S.: Tiefe Geothermie in Deutschland – Eine energiewirtschaftliche Analyse des Standes und möglicher Entwicklungen, eingereichte Dissertation, Technische Universität Hamburg-Harburg, 2014

