

Stand und Potenziale der geothermischen Stromerzeugung in Europa

Diplomarbeit
vorgelegt von
Thomas Kirchner

Betreuer:
Ass.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Udo Bachhiesl

Begutachter:
Univ.-Prof. Mag. Dipl.-Ing. Dr.techn. Heinz Stigler

eingereicht am
Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation
der Technischen Universität Graz

Graz, April 2011

Statutory Declaration

I declare that I have authored this thesis independently, that I have not used other than the declared sources / resources, and that I have explicitly marked all material which has been quoted either literally or by content from the used sources.

Graz, _____
Place, Date

Signature

Eidesstattliche Erklärung

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt, und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe.

Graz, _____
Ort, Datum

Unterschrift

Danksagung

An dieser Stelle möchte ich mich bei Herrn Univ.-Prof. Mag. Dipl.-Ing. Dr.techn. Heinz Stigler für die Ermöglichung und bei meinem Betreuer Dr. Udo Bachhiesl für die Unterstützung bei der Erstellung meiner Diplomarbeit danken. Ein Dank geht auch an die Mitarbeiter des Instituts für Energiewirtschaft und an meine KollengInnen im Diplomandenraum für die angenehme Arbeitsatmosphäre.

Ein ganz besonderer Dank gebührt meinen Eltern Georg und Johanna, die mir ein sorgenfreies Studium ermöglicht haben.

Danken möchte ich Kathi und Hannes fürs Korrekturlesen meiner Arbeit.

Vielen Dank auch an meine langjährigen Freunde und WG-Kollegen Wu, Gasti, Tofi, Lu und Robert.

Kurzfassung

Aufgrund der hohen Importabhängigkeit der Europäischen Union haben sich die Mitgliedsstaaten auf eine stärkere Nutzung heimischer, erneuerbarer Energien geeinigt. Die Nutzung der Erdwärme zu Wärmezwecken hat in den letzten Jahren einen großen Aufschwung erfahren, die geothermische Stromerzeugung steht hingegen erst am Anfang ihrer Nutzung in Europa. Nennenswerte installierte Leistungen findet man bisher nur in Italien und Island. Mit der Entwicklung von Enhanced Geothermal Systems (EGS) ergeben sich für viele Länder Europas große Potenziale für die Stromerzeugung aus Geothermie. Diese Technologie macht durch Stimulationsverfahren auch eine Nutzung des trockenen, heißen Gesteins in bis zu 6 km Tiefe und hydrothermalen Reservoiren mit sonst zu geringer Porosität möglich. Aufgrund der mäßigen Temperaturgradienten in großen Teilen Europas sind für die geothermische Stromerzeugung Binäranlagen mit ORC- oder Kalina-Prozess erforderlich, die das Geofluid im Primärkreislauf für die Verdampfung eines Arbeitsmittels im Sekundärkreislauf nutzen, das dann in einer Turbine entspannt wird und so einen Generator antreibt.

Im Rahmen der Diplomarbeit werden die Länder der EU hinsichtlich des Standes, der Potenziale sowie der Fördersystemen zur geothermischen Stromerzeugung detailliert analysiert. Basierend auf den Untersuchungsergebnissen wird ein geothermisches Stromerzeugungsszenario für Europa für die Jahre 2020 und 2030 erstellt. Im Jahr 2020 werden voraussichtlich nur in Italien, Island, Deutschland, Griechenland und den Überseegebieten Frankreichs und Spaniens größere elektrische Leistungen mit Geothermie installiert sein. Mit fortschreitender Marktreife von EGS könnten bis zum Jahr 2030 in großen Teilen Europas geothermische Stromerzeugungsanlagen realisiert sein. Längerfristig könnte in Europa ein beachtlicher Anteil der Grundlast durch Geothermie gedeckt werden.

Die geothermische Stromerzeugung wird in Bezug auf Investitionskosten, Betriebskosten und Stromerzeugungskosten untersucht.

Abstract

Due to European Union's high dependence on fossil fuels, the members came to an agreement to develop the use of domestic, renewable energies. Direct uses of geothermal heat received a substantial boost in the last years, however, geothermal electricity generation is still in its early stages in Europe. Noteworthy installed capacities can be found only in Italy and Iceland. The development of Enhanced Geothermal Systems (EGS) makes the geothermal electricity production all over Europe possible. This technology uses stimulation processes to fracture the hot, dry rocks in depths up to 6 km to generate an artificial heat exchanger or to heighten the production rate of hydrothermal reservoirs. Because of the moderate temperature gradients in most areas of Europe only binary power plants with ORC- or Kalina-process are reasonable. These plants use the heat of the geothermal fluid in the primary loop to evaporate a working fluid in the secondary loop, which is expanded in a turbine.

The countries of the EU are analysed concerning state, potential and promotion of geothermal electricity generation. Based on these factors a scenario of geothermal electricity generation for Europe in the years 2020 and 2030 has been built. In the year 2020 substantial geothermal electricity capacities can only be expected in Italy, Iceland, Germany, Greece and the overseas islands of Spain, France and Portugal. With the progressive marketability of EGS, geothermal power plants all over Europe are possible.

Abkürzungsverzeichnis

CR	Clausius-Rankine
ct	Eurocent
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EGEC	European Geothermal Energy Council
EGS	Enhanced Geothermal Systems
EJ	Exajoule
ETH	Eidgenössische Technische Hochschule
EU	Europäische Union
EW	Einwohner
GW	Gigawatt
HDR	Hot Dry Rock
HT	Hoch-Temperatur
k.A.	keine Angabe
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MW	Megawatt
MW_e	Megawatt elektrisch
NT	Nieder-Temperatur
ORC	Organic Rankine Cycle
PV	Photovoltaik
s	Entropie
StrEG	Stromeinspeisegesetz
T	Temperatur

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
1.1	Ziel und Aufbau der Arbeit	1
1.2	Ausgangslage der EU	2
1.3	Energiepolitik der EU	4
1.3.1	Das „20-20-20“-Ziel	4
1.3.2	Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen	4
2	Allgemeine Grundlagen zur Geothermie	7
2.1	Einleitung	7
2.2	Einteilung der Geothermie	7
2.2.1	Oberflächennahe und tiefe Geothermie	7
2.2.2	Hydrothermale und petrothermale Geothermie	8
2.2.3	Konzepte zur geothermischen Stromerzeugung	8
2.3	Enhanced Geothermal Systems (EGS)	9
2.3.1	Voraussetzungen für HDR-Systeme	10
2.3.2	Vorerkundungen	11
2.4	Vergleich Geothermie mit anderen erneuerbaren Energiequellen	11
2.4.1	Energieangebot	11
2.4.1.1	Zeitliche Angebotsvariation	12
2.4.1.2	Räumliche Angebotsvariation	13
2.4.2	Systemtechnische Parameter	13
2.4.2.1	Anlagenleistung	14
2.4.2.2	Wirkungs- und Systemnutzungsgrade	14
2.4.2.3	Verfügbarkeit	15
2.4.2.4	Volllaststunden	15
2.5	Vorteile der Geothermie	16
2.5.1	Bandlastenergie	16
2.5.2	CO ₂ -freie Energieerzeugung	16
2.5.3	Unerschöpfliche einheimische Energieform	17
2.5.4	Geringer Platzbedarf	17
2.5.5	Geringer Energieaufwand	19
2.5.6	Möglichkeit der Kraft-Wärme-Kopplung	19
2.5.7	Geringe Umweltauswirkungen	19

2.6	Nachteile und Hemmnisse der Geothermie	19
2.6.1	Geringer Wirkungsgrad	19
2.6.2	Hoher Eigenbedarf	19
2.6.3	Fündigkeitsrisiko und Explorationskosten	21
2.6.4	Induzierte Seismizität	22
2.6.5	Ausbaugrad von Wärmenetzen	24
3	Technische Konzepte	25
3.1	Direkte Nutzung	25
3.1.1	Direkte Dampfentspannung	26
3.1.2	Single-Flash	27
3.1.3	Double-Flash	29
3.2	Binärprinzip	30
3.2.1	ORC-Prozess	30
3.2.1.1	Aufbau und Funktionsweise	31
3.2.1.2	Optimierung des ORC-Prozesses	33
3.2.2	Kalina-Prozess	34
3.2.2.1	Aufbau und Funktionsweise	35
3.2.2.2	Optimierung des Kalina-Prozesses	37
3.2.3	Wirkungsgradbetrachtung	38
4	Stand und Potenziale der Stromerzeugung mit Geothermie	41
4.1	Definition Potenziale	41
4.2	Geothermie weltweit	42
4.2.1	Stand der geothermischen Stromerzeugung	42
4.2.2	Geothermisches Potenzial weltweit	46
4.2.3	Wirtschaftliches Potenzial: Ausblick bis 2050	46
4.2.4	Klassifizierung der Anlagen weltweit	47
4.3	Geothermische Potenziale in Europa	49
4.4	Deutschland	51
4.4.1	Geothermisches Potenzial	51
4.4.2	Kraftwerke	54
4.4.3	Geplante und im Bau befindliche Anlagen	57
4.4.4	Ökonomische Rahmenbedingungen	59
4.5	Österreich	60
4.5.1	Geothermisches Potenzial	61

4.5.2	Kraftwerke	62
4.5.3	Geplante und im Bau befindliche Anlagen	63
4.5.4	Ökonomische Rahmenbedingungen	63
4.6	Schweiz	64
4.6.1	Geothermisches Potenzial	64
4.6.2	Kraftwerke	65
4.6.3	Geplante und im Bau befindliche Anlagen	65
4.6.4	Ökonomische Rahmenbedingungen	65
4.7	Italien	66
4.7.1	Geothermisches Potenzial	66
4.7.2	Kraftwerke	68
4.7.3	Geplante und im Bau befindliche Anlagen	71
4.7.4	Ökonomische Rahmenbedingungen	72
4.8	Frankreich	73
4.8.1	Geothermisches Potenzial	73
4.8.2	Kraftwerke	74
4.8.3	Geplante und im Bau befindliche Anlagen	74
4.8.4	Ökonomische Rahmenbedingungen	76
4.9	Spanien	77
4.10	Island	78
4.11	Griechenland	80
4.12	Ungarn	81
4.13	Portugal	83
4.14	Rumänien	84
4.15	Slowakei	85
4.16	Großbritannien	86
4.17	Weitere Länder in Europa	87
4.18	Zusammenfassung europäischer Fördersysteme	89
4.19	Geothermisches Stromerzeugungs-Szenario für Europa	92
5	Ökonomische Betrachtung	102
5.1	Investitionskosten	102
5.1.1	Vorerkundung	103
5.1.2	Bohrung und Stimulation	103
5.1.3	Übertägige Anlagen	104
5.2	Betriebskosten	105

5.3	Stromerzeugungskosten	105
5.4	Kostenbeispiele	107
5.5	Referenzfall	108
5.5.1	Rahmenbedingungen	108
5.5.2	Investitions- und Betriebskosten	109
5.5.3	Stromerzeugungskosten	110
6	Zusammenfassung	116
7	Ausblick	119
A	Anhang	122

1 Einleitung

1.1 Ziel und Aufbau der Arbeit

Diese Arbeit befasst sich mit dem Thema der Stromerzeugung aus Geothermie in der Europäischen Union. Es wird zunächst die Ausgangslage der EU im Bereich der Energieversorgung und Energiepolitik betrachtet. Die europäische Energieversorgung ist stark abhängig von fossilen Energieträgern, vor allem Erdöl und Erdgas müssen zum Großteil importiert werden. Um dieser Abhängigkeit entgegenzuwirken, hat sich die EU auf die *20-20-20-Initiative* verständigt um unter anderem den Anteil der erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2020 auf 20 % zu erhöhen. Jedes Land trägt mit der Festlegung von nationalen Zielen zum Erreichen des EU-Zieles bei.

Die Geothermie ist neben der Wasserkraft, Windkraft, Photovoltaik und anderen erneuerbaren Energien eine auch in Europa nutzbare Form der regenerativen Energiegewinnung. Es wird eine Einteilung der Geothermie nach verschiedenen Gesichtspunkten vorgenommen. Diese Arbeit konzentriert sich im Speziellen auf die Möglichkeiten der Stromerzeugung der tiefen Geothermie. Dabei können Heißwasseraquifere, Störungzonen oder die im kristallinen Gestein gespeicherte Wärme genutzt werden. Letzteres ist nur mit sogenannten EGS möglich, die durch verschiedene Stimulationsverfahren die Durchlässigkeit des Untergrundgesteins erhöhen und somit ausreichende Förderraten ermöglichen.

Die Geothermie unterscheidet sich in vielerlei Hinsicht zu anderen erneuerbaren Energien, zum einen in der zeitlichen und räumlichen Energieangebotsvariation und zum anderen auch bei systemtechnischen Parametern wie der Anlagenleistung, dem Wirkungsgrad, der Verfügbarkeit und den Volllaststunden.

Je nachdem in welchem Aggregatzustand (rein flüssig, rein dampfförmig oder ein Wasser/Dampf-Gemisch) und welchem Druck/welcher Temperatur das Geofluid vorliegt, können unterschiedliche Kraftwerkskonzepte zur Stromerzeugung angewendet werden. In Europa sind mit wenigen Ausnahmen (Italien, Island, Überseegebiete von Frankreich) die Temperaturen in erreichbaren Tiefen für eine direkte Nutzung des Thermalwassers nicht ausreichend. Anwendung kann hier das Binärprinzip finden, bei denen die Wärmeenergie des Geofluids ein Arbeitsmittel im Sekundärkreislauf verdampft. Der ORC- und der Kalina-Prozess werden hinsichtlich Aufbau, Funktionsweise, Wirkungsgrad und Optimierungsmöglichkeiten untersucht.

Die Vorteile der geothermischen Stromerzeugung sowie Kritikpunkte und mögliche Hemmnisse im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energien, aber auch zur konventionellen Energieerzeugung, werden erläutert.

1 Einleitung

Der Hauptteil der Diplomarbeit beschäftigt sich mit dem momentanen Stand und den Potenzialen der geothermischen Stromerzeugung weltweit, in Europa und schließlich in jedem EU-Land. Für jedes EU-Land werden die geothermischen Potenziale untersucht, bereits bestehende und geplante Anlagen aufgelistet und die ökonomischen Rahmenbedingungen und Fördermöglichkeiten beschrieben. Aus den Kraftwerksdaten bestehender und geplanter Anlagen, den geothermischen Potenzialen und den ökonomischen Rahmenbedingungen des Landes werden für ausgesuchte Länder Szenarios für die geothermische Stromerzeugung erstellt. Diese Szenarios werden zu einem Gesamtszenario für Europa zusammengefügt.

Neben den technischen Aspekten einer geothermischen Anlage werden auch die wirtschaftlichen betrachtet. Bei einer geothermischen Kraftwerksanlage teilen sich die Investitionskosten in die Kosten für Exploration, Bohrung, Stimulation und die übertägigen Anlagen auf. Die Bohrkosten machen dabei den größten Anteil aus. Da geothermische Anlagen keinen Brennstoff benötigen, sind die Betriebskosten relativ gering. Die Stromerzeugungskosten werden im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energien dargestellt. Zum Abschluss der ökonomischen Betrachtungen finden sich zwei Kostenbeispiele geothermischer Stromerzeugungsanlagen.

1.2 Ausgangslage der EU

Der Energiebedarf der EU wird nach wie vor hauptsächlich durch Kohlenwasserstoffe gedeckt. Öl ist mit 36,4 % der am meisten verwendete Energieträger in der EU, aufgrund der noch mangelhaft vorhandenen Alternativen im Transportsektor. Es lässt sich allerdings ein leicht rückläufiger Trend erkennen.

Ähnlich wie beim Öl kann auch bei Gas, dem zweitwichtigsten Energieträger, und bei der Kernenergie im Jahr 2007 ein leichter Rückgang festgestellt werden. 24 % des Endenergieverbrauchs werden momentan (2008) mit Gas gedeckt. Der Erdgasverbrauch bei der Stromerzeugung hat sich in den zehn Jahren von 1998 bis 2008 allerdings nahezu verdoppelt, bedingt durch das Erreichen hoher Wirkungsgrade in GuD-Kraftwerken.

Kohle wurde seit 1990 schrittweise durch Erdgas ersetzt, seit 2005 ist der Kohleverbrauch allerdings wieder ansteigend. Derzeit werden 18,3 % des Energieverbrauchs durch Kohle gedeckt [17].

Europa wird immer mehr abhängig von importierten Kohlenwasserstoffen. Die Energieimporte der EU haben sich von den Jahren 1999 bis 2008 von 45,2 % auf 54,8 % erhöht. Werden keinerlei Maßnahmen gesetzt, wird die Abhängigkeit der EU von Energieimporten bis zum Jahr 2030 auf etwa 65 % steigen. Die Abhängigkeit von Gasimporten wird sich bis 2030 voraussichtlich von 59,5 % auf 84 % erhöhen, die Abhängigkeit von Ölimporten

1 Einleitung

von 82 % auf 93 % [7].

Die Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien hat sich seit 1990 fast verdoppelt, trotzdem bleibt der Anteil am Gesamtenergieverbrauch mit 7,8 % gering [17]. Abbildung 1.1 zeigt den Brutto-Inlandsverbrauch der 27 EU-Staaten im Jahr 2007 nach Energieträger.

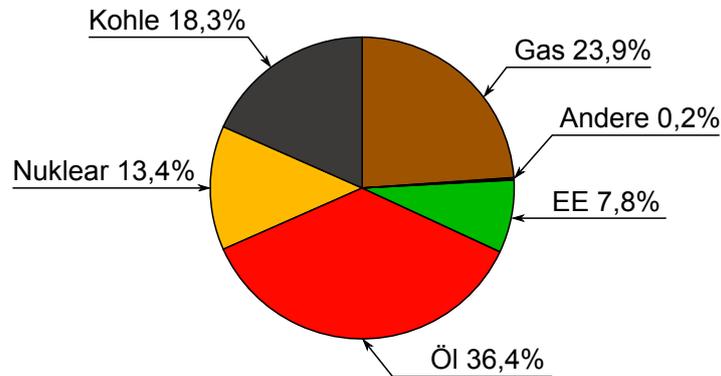


Abbildung 1.1: Brutto-Inlandsverbrauch der EU-27 nach Energieträger (2007) [17, S. 8]

Bei der Stromerzeugung lag der Anteil der erneuerbaren Energiequellen im Jahr 2007 bei 15,6 %. Fast $\frac{2}{3}$ davon werden mit Wasserkraft, jeweils etwa 20 % aus Biomasse und Windenergie, erzeugt. Photovoltaik mit 0,7 % und Geothermie mit 1,1 % spielen dabei eine untergeordnete Rolle. Abbildung 1.2 spiegelt dies grafisch wider.

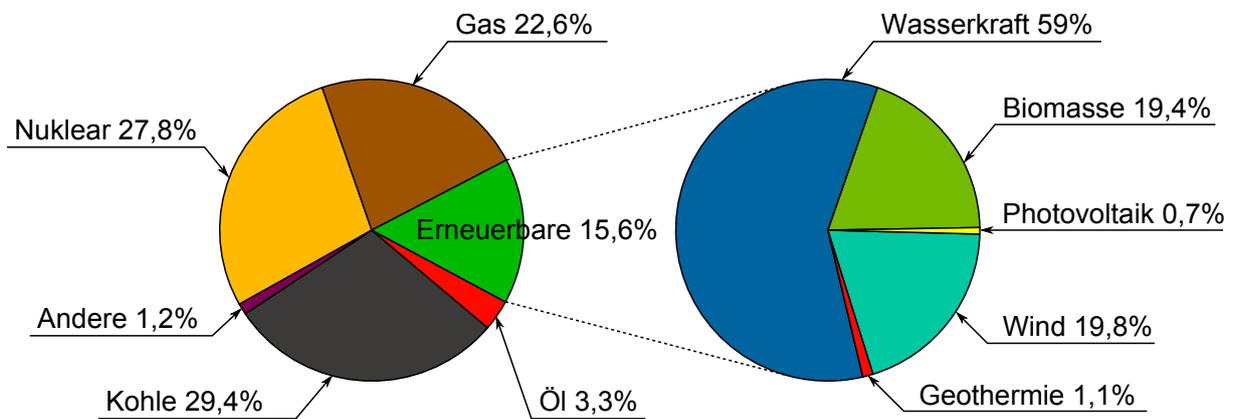


Abbildung 1.2: Stromerzeugung der EU-27 nach Energieträger (links) und Erzeugungsmix der erneuerbaren Energien (rechts), Zahlen von 2007 [17, S. 16f]

Die neuesten Zahlen für das Jahr 2009 zeigen eine Steigerung des Anteils der erneuerbaren Energien beim Gesamtenergieverbrauch der EU-27 auf 9,4 %, bei der Stromerzeugung beträgt dieser Anteil 18,2 %.

1.3 Energiepolitik der EU

1.3.1 Das „20-20-20“-Ziel

Die EU steht bei Fragen der Energieversorgung vor großen Herausforderungen. Der Klimawandel und die im Kyoto-Protokoll festgelegten Ziele der Treibhausgasreduktion und die steigende Importabhängigkeit der EU von fossilen Energieträgern macht ein Umdenken in der Energiepolitik nötig [6, S. 3]. Deshalb hat die EU im Rahmen der neuen Energie- und Umweltpolitik ein Programm zur Verwirklichung der Ziele im Energiebereich, in der Nachhaltigkeit, der Wettbewerbsfähigkeit und der Versorgungssicherheit erstellt. Um diese Ziele zu erreichen, hat sich die EU auf die „20-20-20-Initiative“ verpflichtet: bis zum Jahr 2020 soll der Anteil erneuerbarer Energien auf 20 % gesteigert, die Treibhausgasemissionen um 20 % gesenkt und die Energieeffizienz um 20 % erhöht werden [9, S. 2].

Der Anteil erneuerbarer Energien von 20 % bezieht sich hierbei auf den Gesamtenergieverbrauch. Für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen besteht eine Zielvorgabe von 21 % für das Jahr 2010. Die Schätzungen der Europäischen Kommission gehen davon aus, dass ein Anteil von 20 % am Gesamtenergieverbrauch im Jahr 2020 einen Anteil erneuerbarer Energien von etwa 33 % im Elektrizitätssektor erfordert [12, S. 3].

Die EU erzeugt momentan 46 % der benötigten Energie selber. Wird die neue Energiepolitik durchgeführt, kann bis 2020 ein Wert von 44 % gehalten werden, ohne die Initiative „20-20-20“ würde dieser Wert auf 36 % sinken [9, S. 15].

Die Europäische Kommission hält in ihrem Aktionsplan für Energieversorgungssicherheit und -solidarität fest, dass die Nutzung erneuerbarer Quellen wie Wasserkraft, Windkraft, Solarenergie, Biomasse, Geothermie und Meeresenergie als die potentiell wichtigste einheimische Energiequelle der EU angesehen wird. Heute werden ca. 9 % des Endenergieverbrauchs der EU mit diesen erneuerbaren Energiequellen gedeckt, für 2020 wurde ein Anteil von 20 % als Ziel vereinbart. Zur Erreichung dieses Ziels hat die EU eine Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen herausgegeben [9, S. 16]. In dieser Richtlinie wird die Geothermie zum ersten mal offiziell in einem Gesetzestext angeführt und stellt somit eine gleichberechtigte Technologie neben den bereits etablierten Technologien der Wind- und Solarnutzung dar [15, S. 7], [75, S. 4].

1.3.2 Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen

Mit dieser Richtlinie wird ein gemeinsamer Rahmen für die Förderung der Energienutzung aus erneuerbaren Quellen vorgeschrieben. In der Richtlinie werden verbindliche nationale Ziele für den Gesamtanteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch und für den Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen im Verkehrssektor

1 Einleitung

festgelegt.

Jeder Mitgliedstaat ist verpflichtet einen Aktionsplan für erneuerbare Energie zu verabschieden. Die nationalen Aktionspläne für erneuerbare Energiequellen enthalten unter anderem die nationalen Gesamtziele der Mitgliedstaaten für die verbrauchte Energie aus erneuerbaren Quellen im Jahr 2020 und die für das Erreichen dieser nationalen Gesamtziele zu ergreifenden angemessenen Maßnahmen. Die nationalen Aktionspläne werden der Europäischen Kommission zur Beurteilung vorgelegt.

Des Weiteren müssen die Mitgliedstaaten der Kommission alle zwei Jahre die Erfüllung der Teilziele bestätigen. Ein Mitgliedstaat, dessen Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen in dem unmittelbar vorhergehenden Zweijahreszeitraum unter dem Zielwert liegt, muss der Kommission sechs Monate später einen geänderten Aktionsplan vorlegen, in dem Maßnahmen festgelegt sind, die die Einhaltung der Ziele innerhalb einer angemessenen Zeitspanne ermöglichen.

Zur Erfüllung der festgesetzten Ziele können die Mitgliedstaaten unter anderem Maßnahmen zur Förderregelungen treffen, oder Maßnahmen zur Kooperation zwischen verschiedenen Mitgliedstaaten und mit Drittländern. Mögliche Förderregelungen sind unter anderem Investitionsbeihilfen, Steuerbefreiungen oder -erleichterungen, Steuererstattungen, Förderregelungen, die zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen verpflichten, sowie direkte Preisstützungssysteme einschließlich Einspeisetarife und Prämienzahlungen.

Übersteigt der Anteil der Energie aus erneuerbaren Quellen eines Mitgliedstaates seine festgelegten Ziele, so kann Energie zu einem anderen Mitgliedstaat transferiert werden (Statistischer Transfer). Die transferierte Energiemenge wird zur Menge an erneuerbaren Energien vom akzeptierenden Mitgliedstaat addiert.

Weiters besteht laut der Richtlinie die Möglichkeit, dass sich zwei oder mehr Mitgliedstaaten zur Durchführung gemeinsamer Projekte zur Erzeugung von Elektrizität, Wärme oder Kälte aus erneuerbaren Quellen zusammenschließen. Die Teilnehmer solcher Kooperationen teilen der Kommission den Prozentsatz oder die Menge der Energie mit, der bzw. die bei dem gemeinsamen Projekt auf ihrem Hoheitsgebiet erzeugt wird.

Mitgliedstaaten können auch mit Drittstaaten bei Projekten zur Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen zusammenarbeiten. Aus erneuerbaren Energiequellen in einem Drittland erzeugte Elektrizität wird bei der Bewertung der Erfüllung der nationalen Gesamtziele unter bestimmten Bedingungen berücksichtigt:

- Die Elektrizität wird in der Gemeinschaft verbraucht.
- Die Elektrizität wird im Rahmen eines gemeinsamen Projektes in einer neu gebauten Anlage erzeugt.

1 Einleitung

- Für die erzeugte und exportierte Elektrizitätsmenge wurden außer Investitionsbeihilfen für die Anlage keine Beihilfen aus einer Förderregelung eines Drittlandes gewährt.

Die Mitgliedstaaten sollen geeignete Maßnahmen ergreifen, um die Übertragungs- und Verteilnetzinfrastuktur, intelligente Netze, Speichieranlagen und das Elektrizitätssystem auszubauen, um bei der Weiterentwicklung der Energieerzeugung aus erneuerbaren Quellen weiterhin den sicheren Betrieb des Elektrizitätssystems zu ermöglichen.

Die Mitgliedstaaten müssen sicherstellen, dass die Betreiber der Übertragungs- und Verteilnetze die Übertragung und Verteilung von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen gewährleisten. Die Mitgliedstaaten sehen außerdem einen vorrangigen Netzzugang oder garantierten Netzzugang für Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen vor und stellen sicher, dass die Betreiber der Übertragungsnetze beim Abrufen von Elektrizitätserzeugungsanlagen jenen Anlagen Vorrang gewähren, in denen erneuerbare Energiequellen eingesetzt werden, soweit der sichere Betrieb des nationalen Elektrizitätssystems das zulässt [13].

2 Allgemeine Grundlagen zur Geothermie

2.1 Einleitung

Unter Geothermie versteht man die Nutzung der in der Erde gespeicherten thermischen Energie zur Gebäudebeheizung, zur Trinkwassererwärmung und als Prozesswärme für gewerbliche und industrielle Zwecke. Die Erdwärme kann bei ausreichender Temperatur durch Zwischenschaltung eines thermodynamischen Kraft-Wärme-Prozesses auch zur Stromerzeugung genutzt werden [86, S. 255].

Erdwärme steht prinzipiell überall und jederzeit zur Verfügung [81, S. 7]. Sie entsteht einerseits durch den Zerfall von radioaktiven Isotopen, die im Kern ablaufen und andererseits ist in der Erde immer noch Energie gespeichert, die bei der Erdentstehung freigesetzt wurde [8, S. 7].

Die Temperaturzunahme von der Erdoberfläche zum Erdkern beträgt im Mittel etwa drei Kelvin pro 100 Meter, es gibt allerdings Gegenden mit Wärmeanomalien, wo Temperaturgradienten von über zehn Kelvin pro 100 Meter auftreten, oder wo heißes Wasser oder Heißdampf an der Erdoberfläche austritt. Der Grund für diese Unterschiede liegt in den geologischen Bedingungen: an den Grenzen der Kontinentalplatten kann die Wärme z. B. leichter an die Oberfläche kommen. Diese Gebiete sind für die geothermische Nutzung von Vorteil, da, bedingt durch den hohen Temperaturgradienten, die gewünschte Temperatur bereits in geringerer Tiefe erreicht wird [81, S. 7].

2.2 Einteilung der Geothermie

Geothermische Systeme lassen sich unter verschiedenen Gesichtspunkten einteilen. Mögliche Unterscheidungen können in oberflächennaher und tiefer Geothermie getroffen werden, in hydrothermalen und petrothermalen Geothermie oder nach dem Konzept der geothermischen Stromerzeugung, wobei bei letzterer Niedrigenthalpielagerstätten mit $<100\text{ °C}$ nicht in Frage kommen [81, S. 7ff].

2.2.1 Oberflächennahe und tiefe Geothermie

Die Trennung zwischen oberflächennaher Erdwärmennutzung und tiefer Geothermie ist nicht eindeutig festgelegt, da keine besonderen physikalischen oder gesetzlichen Gründe für eine Grenzfestlegung existieren. Meist wird der Übergang bei einer Tiefe von 150-400 m festgelegt.

Die Temperaturen in den Bodenschichten bis etwa 400 m überschreiten aber kaum eine

2 Allgemeine Grundlagen zur Geothermie

Höhe von 25 °C, deshalb kann hier eine energetische Nutzung nur über Wärmepumpen erfolgen. Erst ab Tiefen über 1000 m erreichen die Temperaturen 50 °C und mehr, was eine direkte Raumheizung oder Trinkwassererwärmung ermöglicht [86, S. 255].

2.2.2 Hydrothermale und petrothermale Geothermie

Unter hydrothermalen Geothermie versteht man die Energiegewinnung von Grundwasser aus oberflächennahen Bereichen und tiefliegender Wasserleiter (Aquifere). Aquifere sind Wasser führende Gesteine in größeren Tiefen. Hier kann aufgrund der Enthalpie eine weitere Unterteilung erfolgen:

- Hydrothermale Systeme mit niedriger Enthalpie: Solche Systeme werden meist zur Speisung von Nah- und Fernwärmenetzen genutzt, ab etwa 100 °C ist auch eine Verstromung denkbar.
- Hydrothermale Systeme mit hoher Enthalpie: Hierbei handelt es sich um Dampf- oder Zweiphasensysteme (Mischung aus Wasser und Dampf, Nassdampf) zur Stromerzeugung.

Bei petrothermalen Geothermie wird die in Gesteinsschichten gespeicherte Energie genutzt. Hierbei ist kein Grundwasser oder Aquifere nötig, der Wärmeträger (Wasser oder CO_2) wird künstlich eingebracht. Dazu gehören das HDR-Verfahren (Hot-Dry-Rock) und tiefe Erdwärmesonden [81, S. 9].

2.2.3 Konzepte zur geothermischen Stromerzeugung

Eine Einteilung der Geothermie kann auch durch die unterschiedlichen Konzepte zur geothermischen Stromerzeugung erfolgen, wobei hier nur Hochenthalpielagerstätten mit Temperaturen über 100 °C sinnvoll sind. Aus aktueller Sicht bieten sich hierbei drei Konzepte an:

- Stromerzeugung aus Heißwasseraquiferen. Diese Aquifere werden durch Errichtung einer Dublette (Zwei Bohrungen, eine für die Entnahme und eine für die Reinjektion des Thermalwassers) erschlossen. Liegen eine genügend hohe Temperatur und eine ausreichende Förderrate vor, eignen sich Heißwasseraquifere sowohl für die reine Stromerzeugung als auch für KWK-Anlagen.
- Stromerzeugung aus Störungszonen. Störungszonen sind Gesteinsbereiche, die ein gutes hydraulisches Leitvermögen aufweisen, da sie von zahlreichen Bruchzonen

durchzogen sind. Sie können ähnlich wie Heißwasserquifere mit einer Bohrloch-Dublette erschlossen werden.

- Stromerzeugung aus kristallinem Tiefengestein. Die Nutzung erfolgt mit dem Hot-Dry-Rock-Verfahren. Bei dieser Technologie werden im Gestein künstliche Risse erzeugt um die darin gespeicherte hydrothermale Energie nutzbar zu machen. In diese Risse wird Wasser gepumpt und so erwärmt [45, S. 502f].

2.3 Enhanced Geothermal Systems (EGS)

In ausreichenden Tiefen erreichen die Temperaturen beinahe überall ein für die Stromerzeugung erforderliches Niveau. Bohrtiefen von 5-7 km sind Stand der Technik. Auch bei unterdurchschnittlichen Temperaturgradienten findet man in diesen Tiefen Temperaturen vor, die sich für die geothermische Stromerzeugung eignen. Probleme ergeben sich aber dadurch, dass mit zunehmender Tiefe das Gestein eine geringere hydraulische Durchlässigkeit (Permeabilität) besitzt. Nur ein geringer Anteil geothermischer Reservoirs weist sowohl eine ausreichende Temperatur als auch genügende Förderraten auf, sogenannte Heißwasseraquifere. Um auch Reservoirs mit ausreichender Temperatur, aber einer zu geringen Permeabilität nutzbar zu machen, werden unterschiedliche Verfahren zur Stimulation (Säuerung und hydraulische Rissbildung) eingesetzt. Damit können die Förderraten von tiefliegenden Aquifere verbessert (stimulierte hydrothermale Geothermie) und kristalline, heiße Gesteinsschichten für die Stromerzeugung nutzbar gemacht werden (Hot-Dry-Rock-Verfahren). Beide Erschließungsmethoden werden mit dem Begriff EGS zusammengefasst [45, S. 502f], [49, S. 12f].

Der Begriff „Hot-Dry-Rock“ ist etwas irreführend, da in diesen großen Tiefen keine trockenen Gesteinsschichten vorzufinden sind. Deshalb werden auch die Begriffe „Deep Heat Mining“, „Hot Wet Rock“, „Hot Fractured Rock“ oder „Stimulated Geothermal System“ verwendet.

Beim HDR-Verfahren wird im kristallinen Tiefengestein mit geringer Permeabilität durch Einpressen von Wasser mit etwa 150 bar das natürliche vorhandene Riss-System erweitert (Hydraulisches Spalten). Über eine Bohrlochdublette wird kaltes Wasser in dieses Riss-System eingebracht (Injektionsbohrung), erwärmt und über die zweite Bohrung wieder entnommen. Das Riss-System muss dabei ein Mindestvolumen, die beiden Tiefenbohrungen einen genügend großen Abstand aufweisen.

Das so geförderte Fluid wird mithilfe eines ORC-Prozesses (Abschnitt 3.2.1) oder eines Kalina-Prozesses (Abschnitt 3.2.2) zur Stromerzeugung genutzt [81, S. 23f].

2 Allgemeine Grundlagen zur Geothermie

Abbildung 2.1 zeigt die prinzipielle Nutzung von heißem Tiefengestein zur geothermischen Stromerzeugung mit Fernwärmeauskopplung. In das künstlich aufgeweitete Kluftsystem wird über die Injektionsbohrung kaltes Wasser gepumpt und über (in diesem Fall) zwei Produktionsbohrungen heißes Wasser wieder entnommen. Der Wasserspeicher ist nötig, da ein Teil des in die Erde gepumpten Wassers verloren geht.

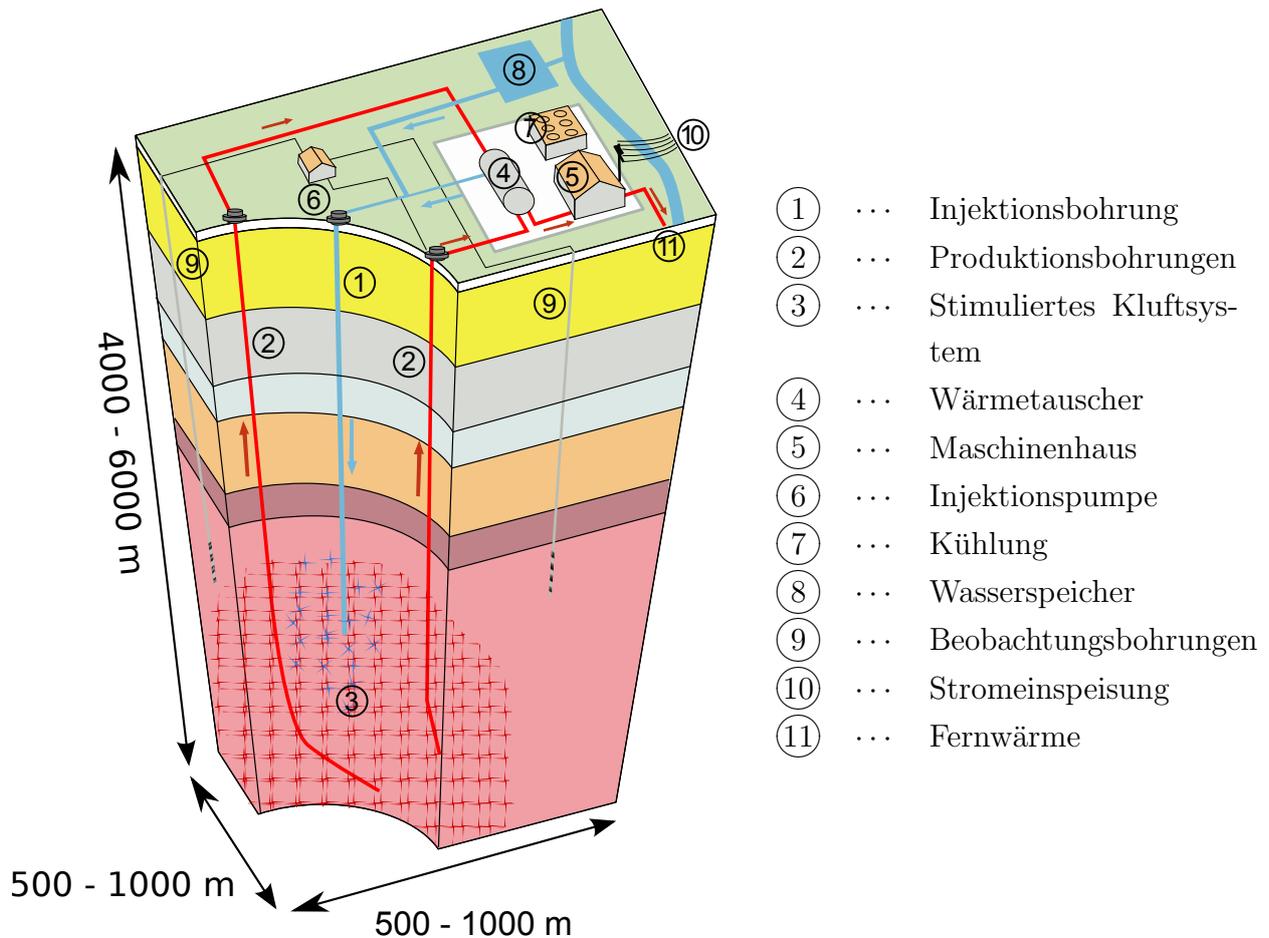


Abbildung 2.1: Prinzipielle Nutzung von heißem Gestein zur Stromerzeugung [81, S. 23]

2.3.1 Voraussetzungen für HDR-Systeme

Bei HDR-Systemen wird eine Temperatur von etwa 200 °C bei akzeptabler Bohrtiefe angestrebt, Standorte mit erhöhtem Temperaturgradienten sind dabei von größerem Interesse. Wichtig ist auch die Standfestigkeit des Gebirges, stark gestörte Bereiche eignen sich nicht für ein HDR-System. Flüssigkeitsverluste lassen sich bei HDR-Systemen nicht ganz vermeiden. Sie führen zu einer größeren benötigten Pumpleistung, da Ersatzflüssigkeit in den Kreislauf gebracht werden muss. Im Langzeitbetrieb sollte der Flüssigkeitsverlust

2 Allgemeine Grundlagen zur Geothermie

daher nicht größer als 10 % sein. Das als Wärmetauscher verwendete Reservoir sollte mindestens eine Fläche von 2 km^2 , und ein Volumen von $0,2 \text{ km}^3$ aufweisen. Die Stimulation soll zu einer ausreichenden Permeabilität führen, zu hohe Durchlässigkeit bewirkt allerdings eine zu geringe Wärmeübertragung durch hydraulische Kurzschlüsse [81, S. 23f].

2.3.2 Vorerkundungen

Zu Beginn der Voruntersuchungen sollte eine Aufnahme von Störungen im kristallinen Grundgebirge erfolgen. Hierzu wird eine eventuell vorhandene Projektions-Seismik der Erdöl-/Erdgasindustrie geologisch interpretiert und über möglicherweise notwendige Nachuntersuchungen entschieden.

Um Aussagen zur Durchlässigkeit und zum Speichervermögen des kristallinen Tiefengesteins machen zu können, wird zunächst eine Probebohrung errichtet, die es zudem ermöglicht, seismische Signale bei der Stimulation aufzuzeichnen. Durch Auswertung dieser Signale kann der optimale Punkt für die Förderbohrung bestimmt werden. Aufgrund der hohen Kosten der Probebohrung wird diese meist auch als Produktionsbohrung genutzt, in der die Stimulationsmaßnahmen durchgeführt werden.

Bei der Durchführung der Stimulationsmaßnahmen kann es unter Umständen zu Erschütterungen kommen, die an der Erdoberfläche wahrnehmbar sind (auch für Menschen). Man spricht von induzierter Seismizität; sie ist bis zu einem gewissen Grad prognostizierbar und beeinflussbar und abhängig von der Beschaffenheit des geologischen Untergrundes, den tektonischen Spannungen, Injektionsdrücken und der Größe des stimulierten Rissystems [81, S. 26], [88, S. 336].

2.4 Vergleich Geothermie mit anderen erneuerbaren Energiequellen

Die Energienutzung mit geothermischen Quellen unterscheidet sich teilweise stark von anderen erneuerbaren Quellen. Diese Unterschiede werden nachfolgend herausgearbeitet und sind [45, S. 534ff] entnommen.

2.4.1 Energieangebot

Die Stromerzeugung mit Photovoltaik, Wind- und Wasserkraft ist hauptsächlich abhängig vom meteorologischen Energieangebot und unterscheidet sich bei der zeitlichen Angebotscharakteristik und der regionalen Verteilung sowohl untereinander als auch im Vergleich zur Geothermie.

2.4.1.1 Zeitliche Angebotsvariation

Bei der Betrachtung der zeitlichen Angebotsvariation müssen Jahres-, Monats- und Tagesverlauf unterschieden werden.

Bei der Variation im Jahresverlauf tritt bei der Solarstrahlung das Maximum im Sommer auf, die Strahlung im Winter ist deutlich geringer, die Windkraft verhält sich gegenteilig, mit den höchsten mittleren Windgeschwindigkeiten im Winter und Frühjahr. Die Laufwasserkraft weist die höchsten Abflüsse im Frühjahr und Sommer auf, bedingt durch die Schneeschmelze. Bei der Geothermie treten hingegen keine zeitlichen Unterschiede im Jahresverlauf auf, sie steht ganzjährig zur Verfügung. Daher eignet sie sich für eine Stromerzeugung in Grundlast.

Sehr hohe Schwankungen im Verlauf eines Monats können bei der Solarstrahlung und der Windkraft auftreten, bei der Wasserkraft sind diese monatlichen Schwankungen schon deutlich geringer (größere Schwankungen nur bei Hochwasser), bei der Geothermie treten keine monatlichen Schwankungen auf.

Beim tageszeitlichen Verlauf des Energieangebots von Sonne und Wind liegen ähnliche Verhältnisse wie im monatlichen vor, die Schwankungen des Abflusses sind noch etwas geringer. Bei der Geothermie treten auch keine kurzfristigen Fluktuationen auf.

Diese Feststellungen sind in Tabelle 2.1 zusammengefasst.

2 Allgemeine Grundlagen zur Geothermie

	Photovoltaik	Windkraft	Wasserkraft	Biomasse	Geothermie
kurzfristige Fluktuationen	hoch	extrem hoch	kaum	keine	keine
mittelfristige Fluktuationen	sehr hoch	extrem hoch	gering	keine	keine
langfristige Fluktuationen	hoch	sehr hoch	meist gering	keine	keine
Variationen Jahresstromerzeugung	gering	hoch	hoch	keine	keine
Tagesgang	sehr ausgeprägt	wenig ausgeprägt	kein	kein	kein
Jahresgang	sehr ausgeprägt	ausgeprägt	teilweise ausgeprägt	sehr gering	gering

Tabelle 2.1: Vergleich der zeitlichen Charakteristika regenerativer Energiequellen für die Stromerzeugung [45, S. 547]

2.4.1.2 Räumliche Angebotsvariation

Die regionale Schwankung bei der Solarstrahlung ist eher gering, naturgemäß steigt das Solarangebot mit der Nähe zum Äquator. Höhere Schwankungen treten bei der Windkraft auf, die höchsten Durchschnittsgeschwindigkeiten sind an den Küsten und an exponierten Berg- und Kammlagen zu finden. Die Laufwasserkraft variiert lokal sehr stark, da im Wesentlichen nur vorhandene Flüsse genutzt werden können. Geothermische Energie ist prinzipiell überall vorhanden, allerdings gibt es Gebiete mit Wärmeanomalien, die für geothermische Nutzung besser geeignet sind.

2.4.2 Systemtechnische Parameter

Nicht nur bei der regionalen und zeitlichen Angebotscharakteristik treten zum Teil merkliche Unterschiede bei erneuerbaren Energiequellen auf, sondern auch bei systemtechnischen Parametern wie Anlagenleistung, Wirkungs- und Systemnutzungsgrade, Verfügbarkeit und Volllaststunden.

2 Allgemeine Grundlagen zur Geothermie

	Photovoltaik	Windkraft	Wasserkraft	Geothermie
Leistung in kW ¹	1-3.000	100-5.000	10-100.000	100-5.000
Nutzungsgrad ² in %	10-15	25-35	ca. 70	max. 12-15 ³
Verfügbarkeit in %	96-98	97-99	>99	⁴
Volllaststunden in h/a	800-1.020	1.400-3.200 ⁵	4.500-6.500	max. 8.760

Tabelle 2.2: Vergleich technischer Parameter bei der Stromerzeugung mit verschiedenen erneuerbaren Energiequellen [45, S. 537]

¹ Jeweils bezogen auf eine Anlage zur Stromerzeugung (kein Windpark oder die Zusammenschaltung mehrerer Photovoltaikanlagen)

² Der Nutzungsgrad ist das Verhältnis von nutzbar gemachter Energie zu zugeführter Energie in einem betrachteten Zeitraum und ist somit kleiner als der Wirkungsgrad, der für den optimalen Betriebspunkt angegeben ist. Der Nutzungsgrad wird üblicherweise bei KWK-Anlagen angegeben.

³ Nur Stromerzeugung, keine KWK

⁴ Darüber kann aufgrund mangelnder Erfahrung noch keine Aussage getroffen werden

⁵ Bei Offshore-Anlagen teilweise noch höher

2.4.2.1 Anlagenleistung

Die Anlagenleistung von PV-Anlagen reicht von etwa 1 kW bei Dachinstallationen auf Einfamilienhäusern bis zu mehreren Megawatt bei PV-Kraftwerken. Die derzeit installierten Windkraftanlagen liegen größtenteils im Bereich von 500 kW bis 1,5 MW, die neueste Generation weist eine Leistung von 5 MW auf. Wasserkraftanlagen bewegen sich in einem Bereich von etwa 10 kW bei Kleinstwasserkraftanlagen bis über 100 MW bei Großanlagen. Auch Geothermieanlagen sind durch eine große Bandbreite der installierbaren elektrischen Leistung gekennzeichnet, die Anlagenleistungen bewegen sich zwischen etwa 100 kW und einigen MW (Binär-Anlagen in Europa ohne Italien und Island).

Über die Entwicklung bei der Anlagenleistung geothermischer Kraftwerke lässt sich momentan noch keine verlässliche Aussage treffen, da die Technologie der geothermischen Stromerzeugung noch am Anfang steht. Die erreichbare Bohrtiefe und die Anzahl der Bohrungen pro Geothermieanlage geben allerdings einen ökonomischen Rahmen für solche Anlagen vor. Es ist daher nicht zu erwarten, dass die Blockleistungen den unteren zweistelligen MW-Bereich überschreiten werden.

2.4.2.2 Wirkungs- und Systemnutzungsgrade

Die großen Unterschiede bei den Wirkungsgraden (siehe Tabelle 2.1) liegen in den voneinander abweichenden theoretisch maximalen Wirkungsgraden begründet.

2 Allgemeine Grundlagen zur Geothermie

Dieser liegt bei einfachen Siliciumzellen bei etwa 28 %, im praktischen Betrieb sinkt der Gesamtwirkungsgrad einer Photovoltaikanlage durch die Verluste in den Zellen, dem Wechselrichter und sonstigen Komponenten auf maximal 15 %. Durch die Verluste im Rotor, Getriebe und im Generator, sowie aufgrund des Eigenverbrauchs sinkt der Wirkungsgrad von Windkraftanlagen von theoretisch etwa 60 % auf praktisch 25-35 %. Im Gegensatz dazu ist die im Wasser enthaltene Energie theoretisch gänzlich in elektrische Energie umzuwandeln, wegen Verluste durch Wasserverwirbelungen und Reibung in den Anlagenteilen ergibt sich ein Gesamtwirkungsgrad von 60-80 %.

Die Energieumwandlung in geothermischen Kraftwerken erfolgt mit einem thermodynamischen Kreisprozess und unterliegt somit dem Carnot-Wirkungsgrad (begrenzt durch die nutzbare Temperaturdifferenz). Berücksichtigt man bei nutzbaren Temperaturen von etwa 150-200 °C noch auftretende Verluste und den Anlageneigenbedarf, so ergeben sich technisch realisierbare Nutzungsgrade von 10-12 % für die Stromerzeugung. Allerdings eignen sich Geothermieanlagen im Gegensatz zu Wasserkraft-, Windkraft- und Photovoltaikanlagen zur Wärmeauskoppelung, der Gesamtwirkungsgrad von Geothermieanlagen steigt dadurch bedeutend an. Da die kommerzielle Nutzung der Geothermie zur Stromerzeugung noch nicht sehr lange existiert, gibt es bei der Anlagentechnik durchaus noch Optimierungspotential. Durch Verbesserung des ORC-Verfahrens oder Weiterentwicklung des Kalina-Prozesses sind weitere Wirkungsgradsteigerungen zu erwarten.

2.4.2.3 Verfügbarkeit

Die Verfügbarkeit von Wasserkraft-, Windkraft- und Photovoltaikanlagen ist gegenwärtig bereits schon sehr hoch, bei Wasserkraft bedingt durch die lange Entwicklungsgeschichte, bei Windkraft und Photovoltaik durch die gewonnene Erfahrung der zahlreich installierten Anlagen in den letzten Jahren. Eine seriöse Aussage über die Verfügbarkeit von geothermischen Kraftwerken zur Stromerzeugung kann momentan nicht gemacht werden, da noch zu wenige Anlagen existieren. Erfahrungen wurden allerdings bereits mit geothermischen Anlagen für die Wärmebereitstellung gemacht. Es darf angenommen werden, dass sich die Verfügbarkeit von geothermischen Kraftwerken mit steigender Marktdurchdringung weiter erhöhen wird.

2.4.2.4 Volllaststunden

Die Volllaststunden sind bei Photovoltaikanlagen naturgemäß am geringsten, da ein Betrieb in der Nacht nicht möglich ist. Stromerzeugung mit Windkraftanlagen ist theoretisch zu jeder Stunde des Jahres möglich, allerdings existiert durch stark schwankende Windgeschwindigkeiten, einer gewissen Flautenwahrscheinlichkeit und der Tatsache, dass

2 Allgemeine Grundlagen zur Geothermie

Windkraftkonverter erst ab einer Mindestwindgeschwindigkeit anlaufen, eine maximale Obergrenze. Die Schwankungen des Energieangebots für Wasserkraftanlagen ist deutlich geringer, die Volllaststunden dementsprechend mit 4.500 Stunden/Jahr und mehr deutlich höher als bei Windkraft- und Photovoltaikanlagen.

Wie aus Tabelle 2.1 ersichtlich, existieren beim geothermischen Energieangebot keinerlei Fluktuationen, daher ist theoretisch eine Volllaststundenanzahl von 8760 Stunden möglich, praktisch werden es etwa 6.500-8.000 Stunden/Jahr sein.

2.5 Vorteile der Geothermie

2.5.1 Bandlastenergie

Wie bereits in Abschnitt 2.4.1.1 angeführt, weist die geothermische Stromproduktion im Tages- Wochen- oder Jahresverlauf keine zeitliche Abhängigkeit auf. Sie ist unabhängig von klimatischen Bedingungen und Wetterlagen [43, S. 19]. Sie eignet sich daher im Gegensatz zu Windkraft und Photovoltaik für eine Grundlastbereitstellung.

2.5.2 CO₂-freie Energieerzeugung

Geothermische Binärkraftwerke emittieren aufgrund des geschlossenen Geofluidkreislaufes (Primärkreislauf) keinerlei CO₂, SO₂ oder NO_x während des Betriebes. Die geringen Emissionen bei Flash-Kraftwerken entstehen durch die Abtrennung von nicht kondensierbaren Gasen aus dem Geofluid. Aber auch bei diesem Kraftwerkstyp sind die Emissionen weit unter jenen von fossil befeuerten Kraftwerken [82, S. 260f]. Tabelle 2.3 zeigt Emissionswerte unterschiedlicher Kraftwerkstechnologien.

Kraftwerkstyp	CO ₂ kg/MWh	SO ₂ kg/MWh	NO _x kg/MWh	Partikel kg/MWh
Kohlekraftwerk	994	4,71	1,96	1,01
Ölkraftwerk	758	5,44	1,81	n.v.
Gaskraftwerk	550	0,0998	1,34	0,064
Hydrothermal Nassdampf	27,2	0,159	0	0
Hydrothermal trockener Dampf	40,3	0,000098	0,000458	vernachlässigbar
Geothermisches Binärkraftwerk	0	0	0	vernachlässigbar

Tabelle 2.3: Gas- und Partikelemissionen unterschiedlicher Kraftwerkstechnologien [82, S. 261]

2.5.3 Unerschöpfliche einheimische Energieform

Wie auch bei anderen erneuerbaren Energien gibt es auch bei der Geothermie Gebiete, die sich besser für eine Nutzung eignen, prinzipiell kann die Erdwärme aber überall in Europa und der Welt mit EGS genutzt werden. Bei der Nutzung von Geothermie entstehen keinerlei Importabhängigkeiten wie dies bei der Stromerzeugung in fossil befeuerten Kraftwerken der Fall ist.

Bei längerer Nutzung der Geothermie an einem Standort kann es zu einer geringfügigen lokalen Abkühlung des Untergrundes kommen. Wird die Produktion eingestellt, erwärmt sich das Reservoir durch die Wärmeleitung aus dem Erdinneren wieder [43, S. 20]. Die geothermischen Reservoirs in Larderello in Italien, „The Geysirs“ in Kalifornien und Wairakei in Neuseeland sind die am längsten genutzten der Welt. Bei diesen Anlagen kann kein Temperaturrückgang festgestellt werden, lediglich eine Druckreduktion. Um dem entgegenzuwirken, wird Wasser in das System injiziert [43, S. 40].

Die Geothermie ist somit eine für menschliche Maßstäbe unerschöpfliche Energiequelle.

2.5.4 Geringer Platzbedarf

Geothermieranlagen weisen im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energietechnologien den geringsten spezifischen Platzbedarf pro installierter Leistung auf. Abbildung 2.2 zeigt den spezifischen Platzbedarf unterschiedlicher Kraftwerkstechnologien [43, S. 20], die Angaben sind als grobe Richtwerte zu verstehen. Das Massachusetts Institute of Technology (MIT) gibt teilweise davon abweichende Werte an (siehe Tabelle 2.4).

2 Allgemeine Grundlagen zur Geothermie

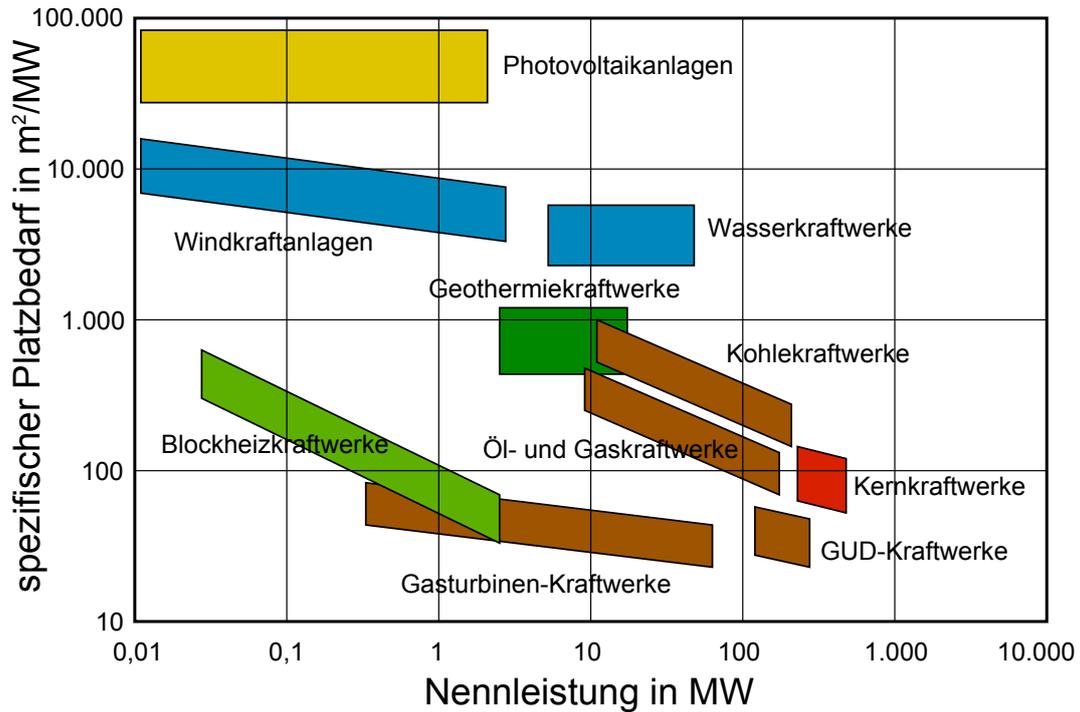


Abbildung 2.2: Spezifischer Platzbedarf unterschiedlicher Kraftwerkstechnologien [43, S. 20]

Leistung	Technologie	Platzbedarf in m^2/MW
110 MW	geothermisches Flash-Kraftwerk (ohne Bohrlöcher)	1.260
20 MW	geothermisches Binär-Kraftwerk (ohne Bohrlöcher)	1.415
56 MW	geothermisches Flash-Kraftwerk (inkl. Bohrlöcher, Rohrleitungen)	7.460
2258 MW	Kohle-Kraftwerk (inkl. Tagebaubetrieb)	40.000
670 MW	Kernkraftwerk	10.000
10 MW	Solkraftwerk	66.000

Tabelle 2.4: Spezifischer Platzbedarf unterschiedlicher Kraftwerkstechnologien [82, S. 262]

Die meisten neuen geothermischen Kraftwerke in Europa werden als Binärkraftwerke mit Leistungen von 5-10 MW/Block ausgeführt werden. Hier kann mit einem Platzbedarf von etwa $1.500 m^2/MW$ (ohne Bohrlöcher und Rohrleitungen) gerechnet werden.

2.5.5 Geringer Energieaufwand

Laut einer Studie der ETH Lausanne liegt die energetische Amortisationszeit von geothermischen Anlagen bei reiner Stromerzeugung bei 3,2 Jahre. Wird die Anlage als KWK-Anlage ausgeführt, fällt die Amortisationszeit noch kürzer aus [43, S. 19].

2.5.6 Möglichkeit der Kraft-Wärme-Kopplung

Bei der geothermischen Stromerzeugung kann im Gegensatz zu den erneuerbaren Energien der Wasserkraft, Windkraft und Photovoltaik auch die Abwärme als Fernwärme genutzt werden, was den Gesamtnutzungsgrad der Anlage deutlich erhöht. Neueste Konzepte erreichen sogar einen Gesamtnutzungsgrad von bis zu 99 % (LOW-BIN-Project) [69, S. 4].

2.5.7 Geringe Umweltauswirkungen

Neben den geringen Gasemissionen bei Flashanlagen bzw. keinen Gasemissionen bei Binäranlagen sind auch andere Umweltauswirkungen wie Wasserverschmutzung und Lärmbelastigung gering.

Das geförderte Geofluid kann giftige Stoffe wie Bor oder Arsen enthalten, Leckagen können zu einer Grundwasserverschmutzung oder zu Schäden der Vegetation führen. Aus diesem Grund wird das geförderte Fluid meist in die Erde reinjiziert.

Die größten Lärmbelastigungen bei geothermischen Projekten treten während der Bohrarbeiten und der Stimulation auf (etwa 80 bis 115 Dezibel). Im Normalbetrieb liegt der Lärmpegel zwischen 71 und 83 Dezibel in einer Entfernung von 900 m [82, S. 261].

2.6 Nachteile und Hemmnisse der Geothermie

2.6.1 Geringer Wirkungsgrad

Wie in Abschnitt 3.2.3 ausgeführt, liegt der Gesamtwirkungsgrad geothermisch angetriebener Binärkraftwerke bei etwa 6-10 %. Damit weist die Geothermie unter den erneuerbaren Energietechnologien den schlechtesten Wirkungsgrad auf. Allerdings eignen sich geothermische Kraftwerke im Gegensatz zu anderen erneuerbaren Energien zur Wärmeauskopplung, was den Gesamtwirkungsgrad deutlich erhöht.

2.6.2 Hoher Eigenbedarf

Ein Teil der vom Generator erzeugten Leistung wird von der Förderpumpe, Speisepumpe und Kühlwasserpumpe (bei Wasserkühlung) bzw. Ventilatoren (bei Luftkühlung) benötigt

2 Allgemeine Grundlagen zur Geothermie

(Eigenbedarf). Je höher die Temperatur des Geofluids, desto höher auch der thermische Wirkungsgrad und desto geringer der Eigenbedarf (in Prozent der Generatorleistung). Beim Eigenbedarf ergeben sich bei ORC- und Kalina-Prozess sowie bei Wasser- und Luftkühlung erhebliche Unterschiede.

Bei wassergekühlten ORC-Anlagen liegt der Eigenbedarf zwischen 12 % (200°C heißes Geofluid) und 48 % (100 °C heißes Geofluid) der Generatorleistung. Luftgekühlte Anlagen weisen einen deutlich höheren Eigenbedarf auf und werden hier nicht berücksichtigt. Kalina-Anlagen haben prinzipiell einen geringeren Eigenbedarf als ORC-Anlagen [49, S. 110ff].

Abbildung 3.1 zeigt den Eigenbedarf von ORC- und Kalina-Anlagen bei unterschiedlichen Temperaturen.

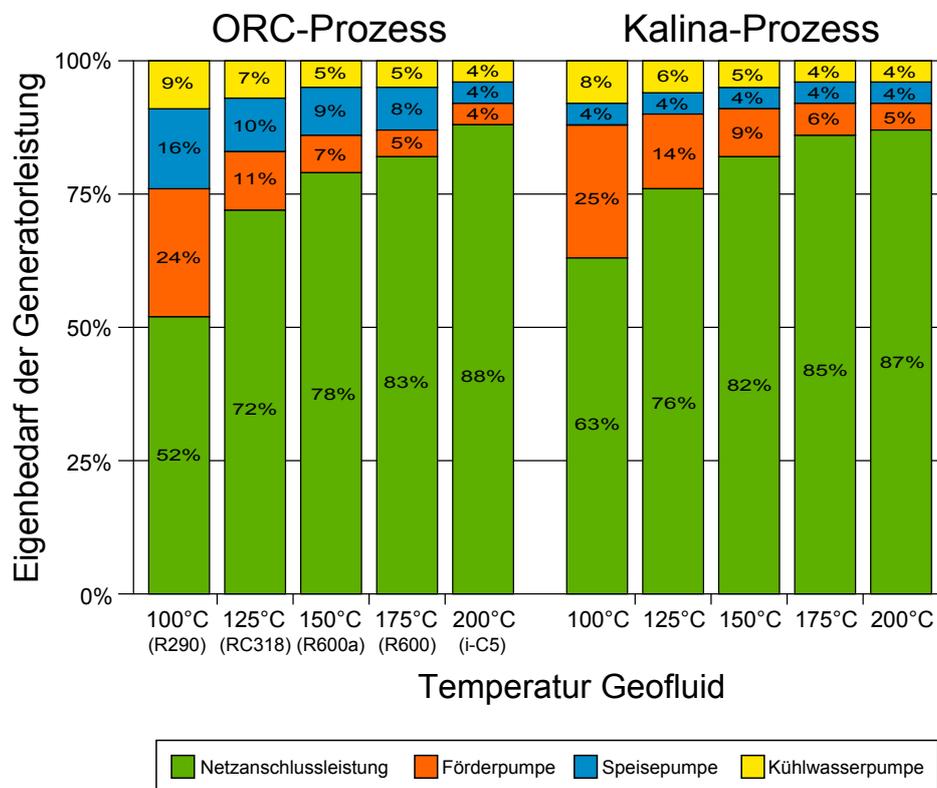


Abbildung 2.3: Eigenbedarf (Bedarf von Förderpumpe, Speisepumpe und Kühlwasserpumpe) und Netzanschlussleistung von ORC- und Kalina-Anlagen für unterschiedliche Temperaturen des Geofluids bei Wasserkühlung [49, S. 114]

2.6.3 Fündigkeitsrisiko und Explorationskosten

Die Zieltiefen für geothermische Projekte liegen im Bereich von 3-5 km, die Bedingungen, die dort vorzufinden sind, sind im Vorfeld meist nicht bekannt.

Die wichtigsten Eigenschaften von hydrothermalen Reservoirs sind zum einen die Temperatur und zum anderen die Förderrate. Die Temperaturverteilung im Untergrund ist in den meisten Ländern Europas bereits relativ gut bekannt. Auf die Förderrate kann durch Parameter geschlossen werden, die sich durch seismische Untersuchungen bestimmen lassen (Schichtenlagerung, Störungen, Porosität). Aber auch diese Untersuchungen können keine exakte Aussage über Förderraten garantieren, erst Zirkulations- und Produktionstests lassen schlüssige Aussagen zu [43]. Diese Problematik wird mit dem Begriff Fündigkeitsrisiko zusammengefasst.

Das Fündigkeitsrisiko bei geothermischen Bohrungen beschreibt somit das Risiko, dass das Reservoir in Quantität und Qualität nicht genügend erschlossen werden kann. Unter Quantität versteht man hierbei die thermische Leistung, die nach Formel 2 beschrieben werden kann. Die Zusammensetzung und der Gasgehalt bestimmen die Qualität des Geofluids [77, S. 10]. Wichtige gelöste Stoffe in einem Geofluid sind Natrium (Na), Kalium (K), Calcium (Ca), Magnesium (Mg), Eisen (Fe), Chlorid (Cl), Fluorid (Fl) und andere. Neben diesen Stoffen sind für thermodynamische Berechnungen auch Spurenstoffe wie Aluminium (Al), Blei (Pb) und Quecksilber (Hg) zu berücksichtigen.

Es gibt unterschiedliche Wasser-Gas-Gemische (in der Natur findet man hauptsächlich Gemische mit CO_2), es kommen aber auch Gemische mit Stickstoff, Methan, Schwefelwasserstoff und anderen Gasen vor. Ein im Geofluid gelöstes Gas wird bei Kontakt des Geofluids mit atmosphärischer Luft an die Umgebung abgegeben, dabei kann Argonit in großen Mengen entstehen. Aus diesem Grund wird das Geofluid in einem geschlossenen Kreislauf geführt, der mit Drücken von etwa 10 bar beaufschlagt wird [81, S. 46-48].

Das Fündigkeitsrisiko kann durch genaue Explorationsverfahren (2D- und 3D-Seismik), eine Verbesserung der Datenbasis (Archiv seismischer Profile, Temperaturdatenbank) und durch eine Fündigkeitsabsicherung (erstmal abgeschlossen beim Geothermieprojekt Unterhaching [38, S. 22]) vermindert werden [71, S. 38ff.]. Viele Gebiete wurden bereits von Erdöl- und Erdgasexplorationsfirmen untersucht, ein Erwerb der Nutzungsrechte dieser Daten kann die Kosten für weitere Voruntersuchungen erheblich verringern. Sind in einem Gebiet kaum seismische Daten vorhanden, muss eine seismische Neuvermessung durchgeführt werden. Heute zunehmend eingesetzte 3D-Seismikverfahren ermöglichen eine gute Abbildung des Untergrundes [38, S. 22].

2.6.4 Induzierte Seismizität

Unter induzierter Seismizität versteht man ein Phänomen, das üblicherweise bei der Stimulation des Untergrundes bei petrothermalen Geothermieprojekten auftritt. Um die für einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb nötige Permeabilität des kristallinen Gesteins zu erzeugen, wird Wasser mit hohem Druck in das Kluftsystem gepumpt und dadurch eine Vielzahl von Mikroerdbeben erzeugt. Die damit verbundenen Deformationsprozesse des Gesteins erhöhen die Wasserleitfähigkeit des Reservoirs und ermöglichen so ausreichend hohe Förderraten. Üblicherweise sind diese Mikroerdbeben zu schwach, um vom Menschen wahrgenommen zu werden, dazu werden hochempfindliche Messinstrumente benötigt. Allerdings sind bei vergangenen Stimulationsprozessen auch Magnituden erreicht worden, die sogar zu leichten Gebäudeschäden geführt haben. Beim EGS-Projekt in Basel führte die große Verunsicherung in der Bevölkerung zu einer Stilllegung des Projektes. Tabelle 2.5 zeigt die maximal gemessenen Magnituden bei hydraulischer Stimulation [23, S. 1f].

Projekt	Land	max. Magnitude
Soultz-sous-Forêts	Frankreich	2,9
Basel	Schweiz	3,4
Cooper Basin	Australien	3,7

Tabelle 2.5: Maximale Erdbebenstärke, die bei petrothermalen Projekte gemessen wurden. Bei den Projekten in Soultz-sous-Forêts und Basel traten die maximalen Magnituden erst nach Beendigung der hydraulischen Stimulation auf [23, S. 2].

Induzierte Seismizität wird meist nur mit der petrothermalen Geothermie in Verbindung gebracht, sie kann aber auch bei der hydrothermalen Geothermie durch die Erhöhung des Flüssigkeitsdrucks beim Zirkulationsbetrieb auftreten [23, S. 1f].

Der physikalische Mechanismus hinter der induzierten Seismizität wird nachfolgend kurz beschrieben und erläutert.

Die Erdkruste befindet sich ständig in Bewegung, die entlang von Klüften und Rissen erfolgt. Wenn die Rauigkeit dieser Klüfte und Risse zu groß ist, können sich die Gesteinsmassen nicht verschieben und es werden Scherspannungen aufgebaut. Bei Überschreitung eines Grenzwertes (hauptsächlich abhängig von der Rauigkeit an der Kluft) dieser Scherspannungen verschieben sich die Gebirgsblöcke ruckartig gegeneinander, was als Erdbeben wahrgenommen wird. Stimulationsprozesse können so Erdbeben direkt verursachen, oder Erdbeben, die auch ohne Stimulation aufgetreten wären, vorzeitig auslösen. [70, S. 21].

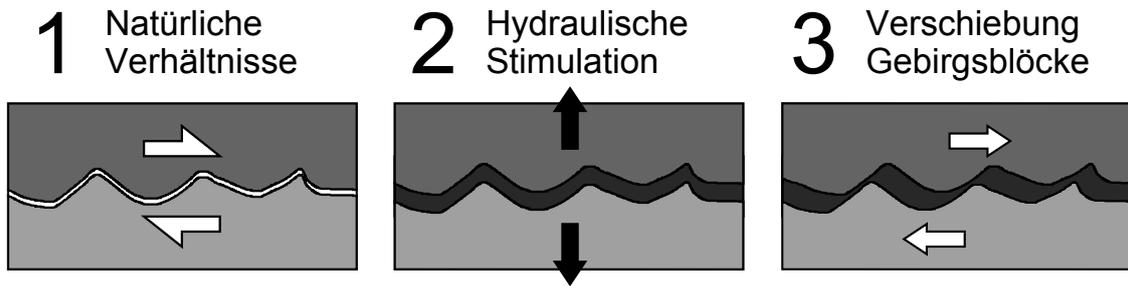


Abbildung 2.4: Physikalischer Mechanismus der induzierten Seismizität bei hydraulischer Stimulation [23, S. 3]

Abbildung 2.4 stellt schematisch den Ablauf eines induzierten Mikroerdbebens dar.

- Links: geklüftete Gesteinsmassen unter tektonischer Spannung bei natürlichen Verhältnissen.
- Mitte: Durch die hydraulische Stimulation wird der Riss aufgeweitet.
- Rechts: Verschiebung der Rissoberflächen aufgrund der Scherspannungen.

Die Wahrscheinlichkeit, dass bei der hydraulischen Stimulation ein größeres Beben ausgelöst wird, ist äußerst gering. Dazu muss eine Kette von Ereignissen eintreten. Die Wasserinjektion muss auf eine natürliche Kluft treffen, die seismisch aufgeladen ist, die dadurch entstehende Reibungsminderung muss ein lokales Ereignis auszulösen, dessen Energie wiederum ausreichen muss, um in einer genügend seismisch aufgeladenen tiefer liegenden Schwächezone ein Beben auszulösen. [70] gibt die Gesamtwahrscheinlichkeit für ein größeres Beben mit $10 \cdot 10^{-13}$ an, diese Zahl kann aber aufgrund der unterschiedlichen lokalen Gegebenheiten variieren. Fakt bleibt jedoch, dass die Wahrscheinlichkeit für ein größeres Beben äußerst gering ist [70, S. 22f].

Da das seismische Risiko im Vorfeld eines geothermischen Projektes nicht ausreichend genau eingeschätzt werden kann (erst eine hydraulische Stimulation macht dies möglich), ist eine Beobachtung der seismischen Aktivitäten ein wichtiger Teil des Projektes. Messungen in der frühen Projektphase lassen auf ein eventuell vorhandenes seismisches Risiko schließen. Diese Messdaten können auch für Simulationsrechnungen zur Bestimmung der zukünftig möglichen Stärke der induzierten Seismizität herangezogen werden. Dazu ist die Erstellung eines physikalischen Reservoirmodells vonnöten. Mit dieser seismischen und hydraulischen Überwachung ist eine Minimierung des Risikos der induzierten Seismizität möglich [23, S. 7f]

2.6.5 Ausbaugrad von Wärmenetzen

Aufgrund der geringen Wirkungsgrade der geothermischen Stromerzeugung ist eine Fernwärmeauskopplung sinnvoll. Für den Transport der Wärme zum Kunden ist ein entsprechendes Verteilnetz notwendig, was mit hohen Kosten verbunden ist. Der Bau eines Fernwärmenetzes ist nur bei Siedlungsstrukturen mit einer entsprechenden Wärmenachfragedichte wirtschaftlich vertretbar [45, S. 531].

3 Technische Konzepte

Die zur Stromerzeugung nutzbare geothermische Energie kann in unterschiedlicher Form vorliegen:

- Nassdampffelder: Es liegt ein Wasser/Dampf-Gemisch mit Temperaturen über 100 °C vor.
- Heißdampffelder: Es kann überhitzter Dampf gewonnen werden.
- Geokomprimierte Heißwasserfelder: Es liegt heißes Wasser unter hohem Druck vor.
- Heiße Gesteinsschichten: Die Nutzung erfolgt mit dem HDR-Verfahren. [88, S. 327]

Je nachdem in welcher Form die geothermische Energie vorliegt, können unterschiedliche Konzepte zur Verstromung angewandt werden. Generell kann zwischen der direkten Nutzung des geothermischen Fluids ohne Wärmetauscher und dem Binärprinzip, bei dem das geothermische Fluid seine Wärme in einem Dampferzeuger abgibt, unterschieden werden.

3.1 Direkte Nutzung

Bei der direkten Nutzung erfolgt die Verstromung durch direkte Entspannung des geothermischen Fluids in einer Turbine. Für dieses Prinzip sind nur Nassdampf- und Heißdampffelder mit Temperaturen über 160°C und Dampfgehalten über 30-40 % geeignet. Es werden die direkte Dampfentspannung und das Flash-Prinzip unterschieden [86, S. 283], [88, S. 329ff].

Die Effizienz einer geothermischen Anlage ist neben der oberen und unteren Prozesstemperatur (Reservoirtemperatur, Kühlwassertemperatur) erheblich von der Menge der nicht kondensierbaren Gase abhängig. Die an die Turbine abgegebene Leistung ist umso größer, je geringer Druck und Temperatur nach der Turbine sind. Diese beiden Größen werden vom im Kondensator herrschenden Zustand bestimmt. Die Kondensatortemperatur ist dabei durch die verfügbare Menge und Temperatur des Kühlwassers nach unten begrenzt, der Kondensatordruck wird durch die nicht kondensierbaren Gase im geothermischen Fluid erhöht. Um den Kondensatordruck möglichst niedrig zu halten, müssen die Gase abgetrennt werden, was mit technischem und finanziellem Aufwand verbunden ist.

Bei sehr hohem Gasgehalt kann der Aufwand der Gasabtrennung höher sein als die dadurch erreichbaren Vorteile. In diesem Fall verwendet man Gegendruckturbinen, bei denen die Entspannung nur bis auf Umgebungsdruck erfolgt [50, S. 17].

3.1.1 Direkte Dampfentspannung

An manchen Gebieten mit besonderer Wärmeanomalie (zB bei „The Geysirs“ in den USA) tritt Sattedampf mit Drücken von etwa 30 bar an die Oberfläche, der direkt in einer Dampfturbine entspannt werden kann [88, S. 329f].

Abbildung 3.1 zeigt den thermodynamischen Prozessablauf. Zunächst werden die mitgeführten Feststoffe im Sandfilter und die Wassertropfen im Tropfenabscheider vom Dampf getrennt. Die Entspannung des Dampfes in der Turbine erfolgt bis weit unter den Umgebungsdruck. Die nicht kondensierbaren Gase werden mithilfe eines Gasejektors aus dem Kondensator entfernt. Das kondensierte geothermische Fluid kann nach der Entspannung wieder in die Erde reinjiziert (bezüglich Druckhaltung im Reservoir empfehlenswert) oder in ein Oberflächengewässer geleitet werden, wenn die Mineralbelastung das erlaubt [50, S. 18].

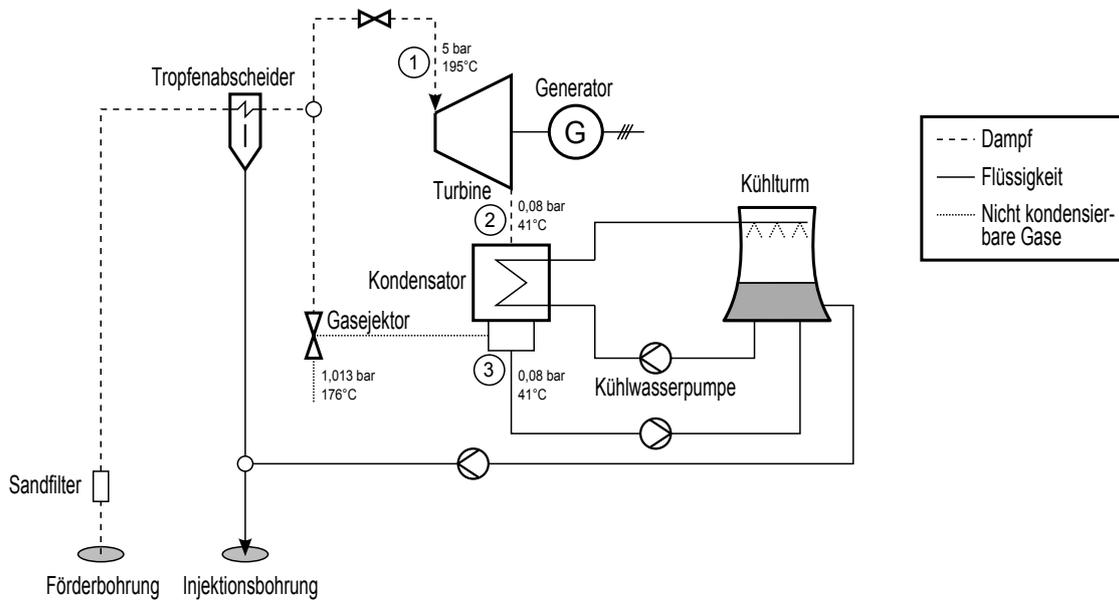


Abbildung 3.1: Direkte Dampfentspannung zur geothermischen Stromerzeugung [50, S. 18, abgeändert].

Abbildung 3.2 zeigt das dazugehörige T-s-Diagramm.

3 Technische Konzepte

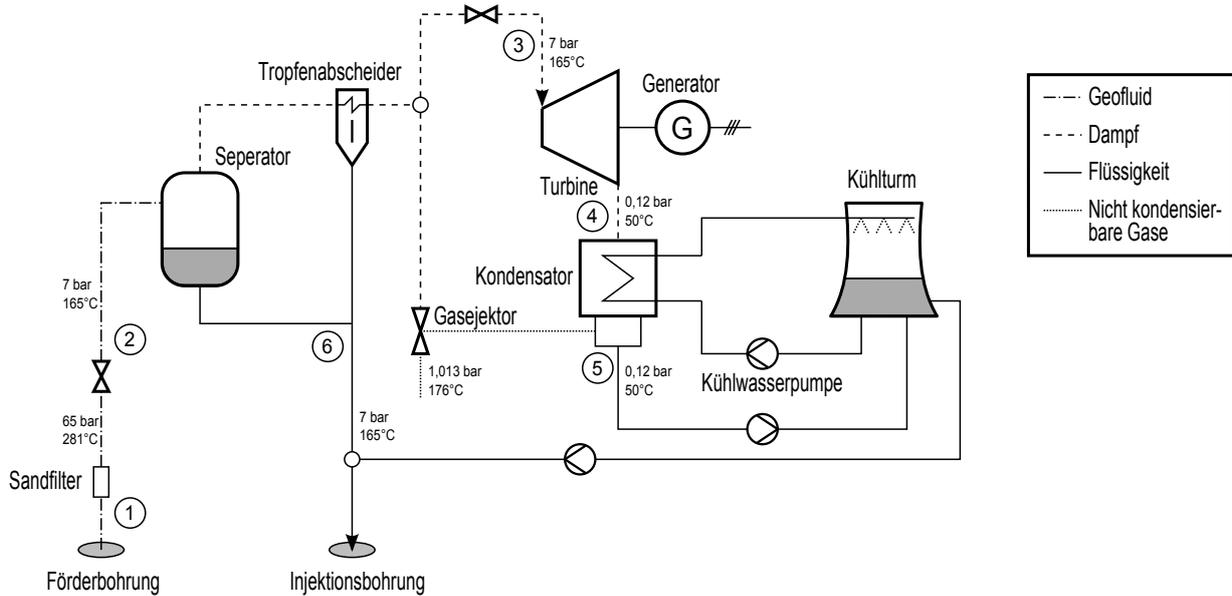


Abbildung 3.3: Geothermische Stromerzeugung mit Single-Flash-System [50, S. 19, abgeändert].

Das geförderte Geofluid wird zunächst teilentspannt, wodurch ein Teil des Wassers verdampft. Im Seperator wird der Dampf vom Wasser getrennt und nach dem Tropfenabscheider in der Turbine entspannt. Das Wasser wird direkt an die Reinjektionsbohrung weitergeleitet. Der restliche Anlagenteil entspricht dem der direkten Dampfnutzung (Abb. 3.1).

Abbildung 3.4 zeigt das dazugehörige T-s-Diagramm.

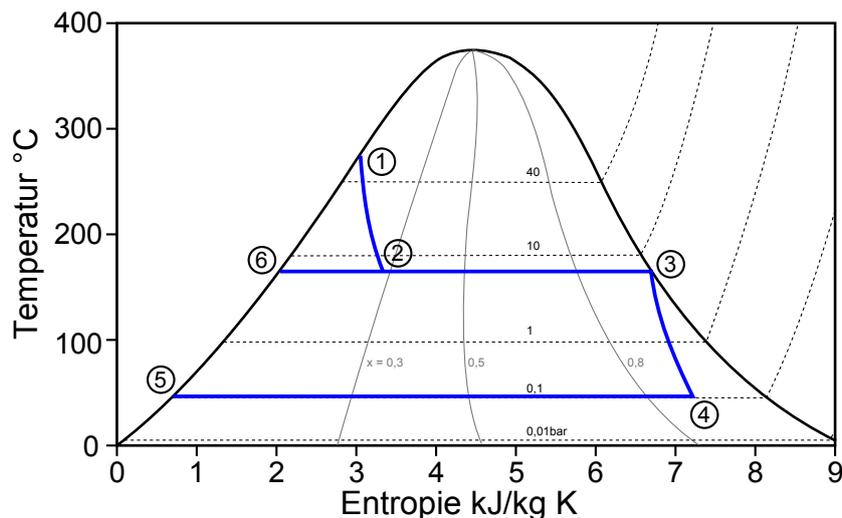


Abbildung 3.4: T-s-Diagramm des Single-Flash-Prinzips [50, S. 18].

3.1.3 Double-Flash

Dabei wird das Single-Flash-System um eine Drossel und einen Flash-Tank erweitert. Das abgetrennte Wasser des ersten Separators wird weiter entspannt und verdampft dadurch teilweise. Die dampfförmige Phase wird wiederum von der flüssigen getrennt und im Niederdruckteil der Turbine entspannt [50, S. 20].

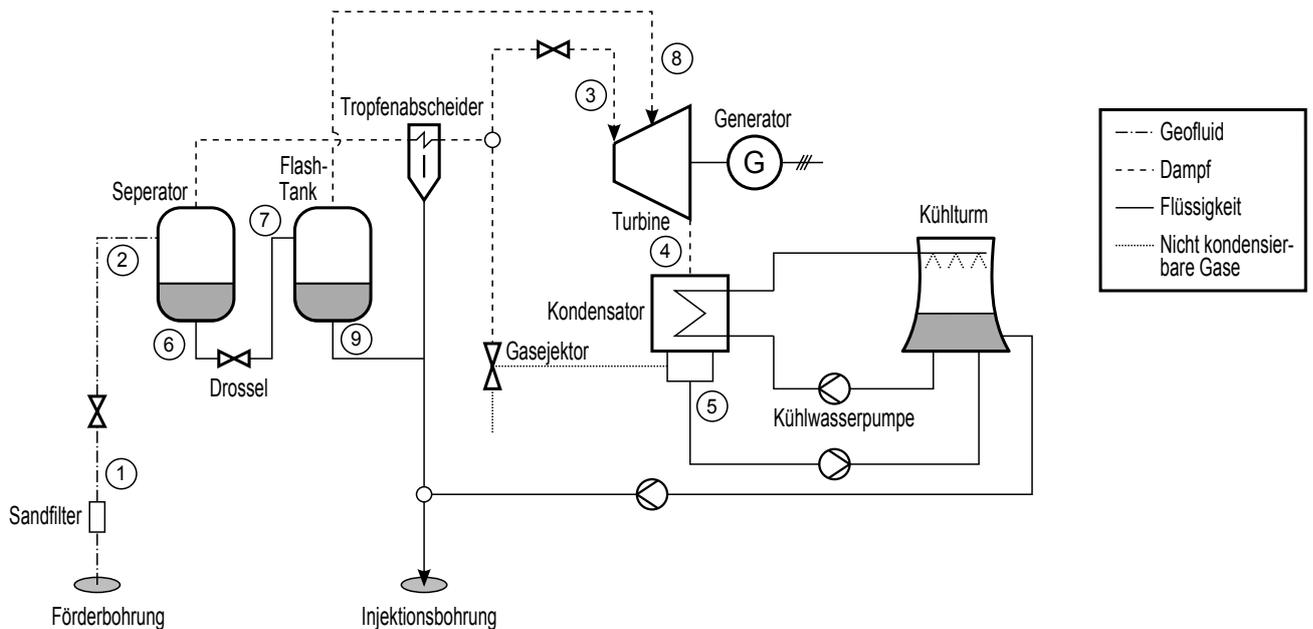


Abbildung 3.5: Geothermische Stromerzeugung mit dem Double-Flash-Prinzip [50, S. 21, abgeändert]

Abbildung 3.6 zeigt das dazugehörige T-s-Diagramm.

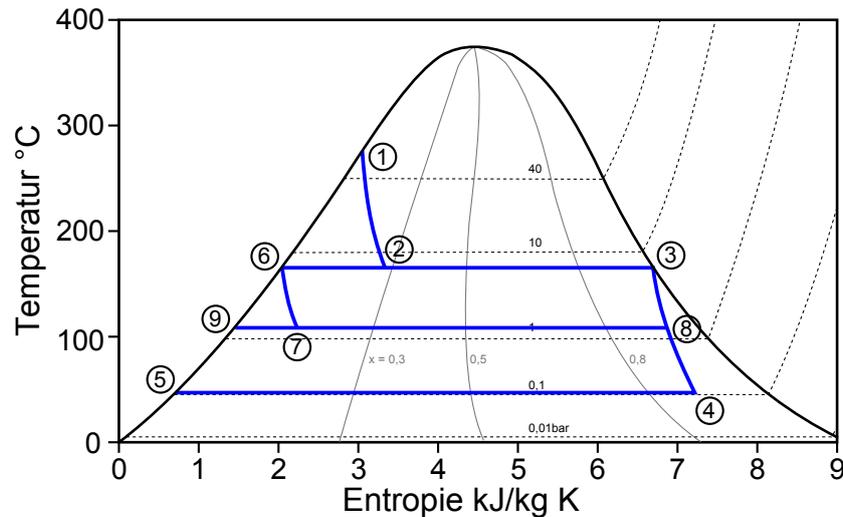


Abbildung 3.6: T-s-Diagramm des Double-Flash-Prinzips [50, S. 18].

3.2 Binärprinzip

Bei konventionellen Kraftwerken werden Sattdampftemperaturen von über 540 °C bei Drücken von über 250 bar erreicht. Die derzeit sinnvoll erschließbaren geothermischen Lagerstätten weisen hingegen nur Temperaturen von 100 bis 150 °C auf. Bei diesen geringen Temperaturen ist es thermodynamisch nicht zweckdienlich, Wasser als Arbeitsmittel zu verwenden. Stattdessen wird das geothermische Fluid eingesetzt, um auf der Sekundärseite eines Wärmeübertragers ein spezielles Arbeitsmedium zu verdampfen. Der auf der Sekundärseite mit dem speziellen Arbeitsmedium geschlossene Kreisprozess (ORC-Prozess) entspricht weitgehend dem konventionellen Kraftwerksprozess nach Clausius-Rankine [86, S. 284]. Systeme mit Sekundärkreislauf sind außerdem sinnvoll, wenn im geothermischen Fluid große Mengen an nicht kondensierbaren Gasen enthalten sind (Turbinenauslegung und -betrieb komplex) oder das Thermalfluid aggressive Bestandteile enthält [49, S. 20].

3.2.1 ORC-Prozess

Die Gründe für die Verwendung eines organischen Arbeitsmediums werden bei der Betrachtung der T-s-Diagramme von Wasser und organischen Arbeitsmitteln sichtbar. Der Dampfgehalt bei der Entspannung des Arbeitsmittels in Turbinen darf einen gewissen Mindestdampfgehalt x_{min} nicht unterschreiten, um die Turbine durch kondensierende Flüssigkeitströpfchen nicht zu beschädigen. Bei Wasser als Arbeitsmittel sind dafür, aufgrund des flachen Verlaufs der Taulinie bei hohen Drücken, auch hohe Überhitzungstemperaturen nötig, die geothermische Lagerstätten nicht erreichen.

3 Technische Konzepte

②p) und eine dampfförmige ①p) Phase getrennt. Der Dampf aus dem Thermalwasser wird zur Verdampfung des Arbeitsfluids verwendet und danach mit dem Kondensat aus dem Seperator zusammengeführt. Diese Flüssigkeit gibt im Vorwärmer Wärme an das Arbeitsmittel ab und wird anschließend wieder über die Injektionsbohrung in die Erde rückgeführt ③p). Das Arbeitsmittel liegt nach dem Verdampfer als Satttdampf ③ vor und wird in der Turbine abgearbeitet. Mit der internen Wärmeübertragung wird das flüssige Arbeitsmittel nach der Speisepumpe ② vorgewärmt. Nach dem Kondensator mit Wärmesenke liegt das Arbeitsmittel wieder vollständig flüssig vor ① und wird mit der Speisepumpe wieder auf ein höheres Druckniveau gebracht [86, S. 285ff].

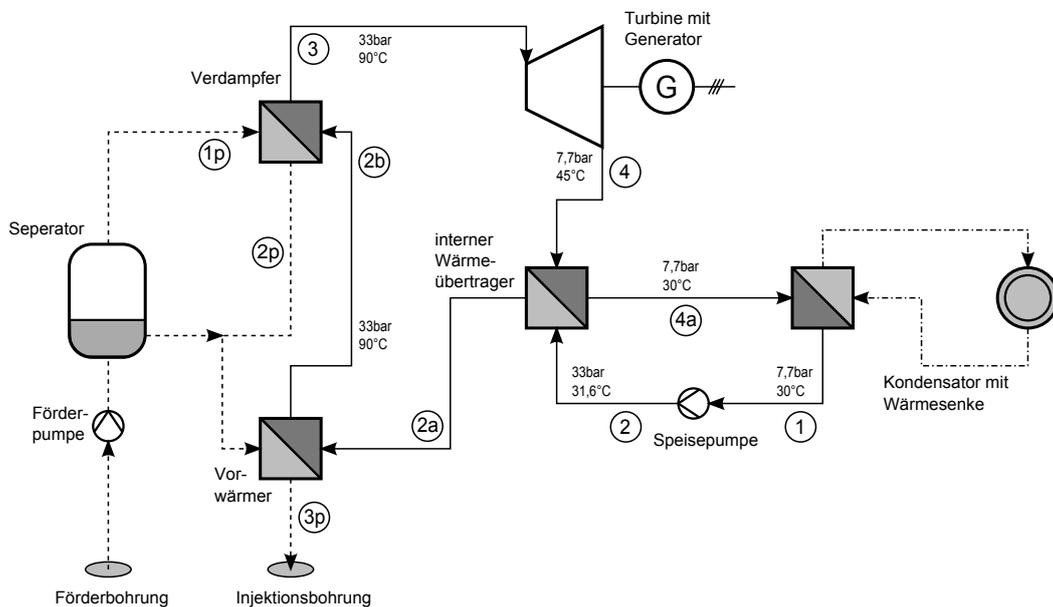


Abbildung 3.8: Aufbau eines ORC-Prozesses mit geothermischen Primärkreislauf [86, S. 287]

Abbildung 3.9 zeigt das T-s-Diagramm eines ORC-Prozesses mit retrogradem Arbeitsmittel. Das Arbeitsmittel wird zunächst durch die Speisepumpe auf ein höheres Druckniveau gebracht ① → ②, vorgewärmt ② → ③ und verdampft ③ → ④. Die Entspannung des Dampfes in der Turbine ④ → ⑤ verläuft bei retrograden Arbeitsmitteln außerhalb der Taulinie, die Überhitzung nimmt dabei zu. Daher muss diese Wärme zunächst entlang der Isobaren abgeführt werden ⑤ → ⑥, erst dann kondensiert das Arbeitsmittel ⑥ → ①.

3 Technische Konzepte

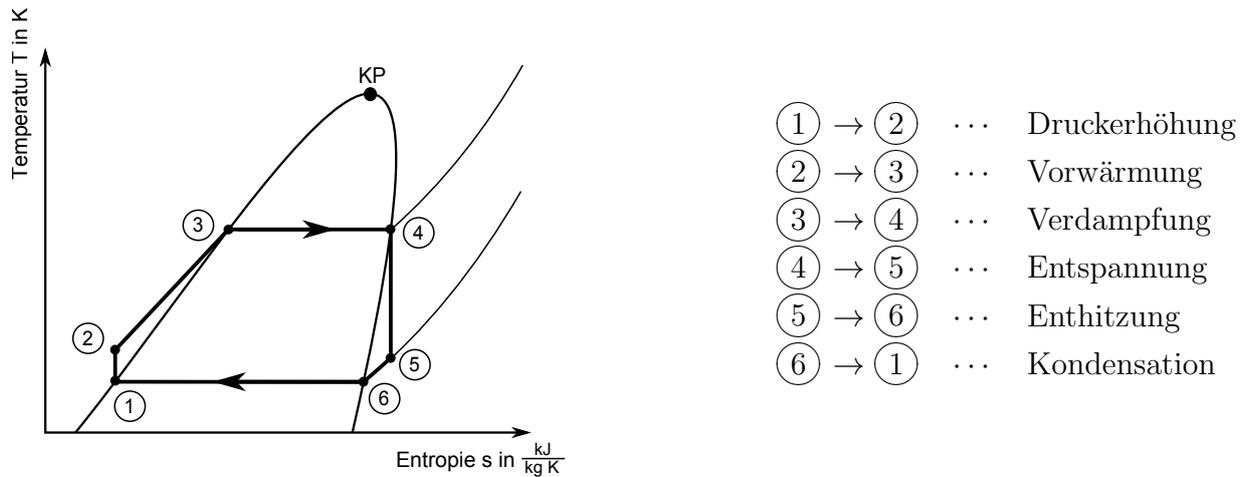


Abbildung 3.9: T-s-Diagramm eines ORC-Prozesses mit retrogradem Arbeitsmittel [49, S. 44]

3.2.1.2 Optimierung des ORC-Prozesses

Da der ORC-Prozess prinzipiell gleich aufgebaut ist wie ein konventioneller CR-Prozess, sind die Möglichkeiten zur Optimierung ähnlich: Anheben des oberen bzw. Absenken des unteren Prozessdruckes, Überhitzung und regenerative Speisewasservorwärmung. Zusätzlich kann man den ORC-Prozess auch noch durch die Auswahl des Arbeitsmittels optimieren.

- *Anhebung des oberen Prozessdruckes (Frischdampfdruck).* Dadurch ergibt sich aber eine höhere Verdampfungstemperatur und eine höhere minimale Rücklaufstemperatur des geothermischen Fluids, was eine Erhöhung des Primärvolumenstroms nötig macht und dadurch den Hilfsenergiebedarf erhöht. Die optimalen Wertepaare für Rücklaufstemperatur und Prozessdruck können rechnerisch bestimmt werden [86, S. 286f].
- *Absenken des unteren Prozessdruckes (Kondensatordruck).* Dadurch wird im T-s-Diagramm die Fläche innerhalb der Prozesskurve (entspricht der Nutzarbeit) größer. Diese Maßnahme führt aber auch zu einem geringeren Dampfgehalt des Arbeitsmittels nach der Entspannung. Diesem Problem kann durch Überhitzung entgegengewirkt werden [49, S. 36].
- *Überhitzung.* Bei konventionellen Kraftwerken erreicht man durch Überhitzung höhere Wirkungsgrade. Beim ORC-Prozess macht diese Maßnahme nur bei nicht-retrograden Arbeitsmitteln Sinn. Bei retrograden Arbeitsmitteln stellt sich keine Wirkungsgraderhöhung ein, da das entspannte Arbeitsmittel nach der Turbine im weit überhitzten, enthalpiereichen Zustand vorliegt und die Arbeitsentnahme nicht optimal wäre (siehe dazu Abb. 3.7 und Abb. 3.9) [86, S. 286f].

3 Technische Konzepte

- *Regenerative Speisewasservorwärmung.* Dabei wird der entspannte, aber noch überhitzte Dampf zur Vorwärmung des kondensierten Arbeitsmittels nach der Speisepumpe verwendet. Dies macht gerade bei trockenen Arbeitsmitteln Sinn, da die erforderliche Enthitzung des Arbeitsmittels vor der Kondensation den thermischen Wirkungsgrad verschlechtert [86, S. 287].
- *Auswahl des Arbeitsmittels.* Mit der Wahl des Arbeitsmittels kann der ORC-Prozess an die Wärmequelle angepasst werden. Es erweist sich als günstig, wenn die kritische Temperatur¹ des Arbeitsmittels etwas über der oberen Prozesstemperatur liegt (die kritische Temperatur soll dicht bei der Temperatur der Wärmequelle liegen) [49, S. 45ff].

3.2.2 Kalina-Prozess

Dieser Prozess ist nach seinem russischen Erfinder Alexander Kalina benannt und ermöglicht eine effizientere Nutzung von Niedrigenthalpiequellen als der ORC-Prozess. Dabei wird im Gegensatz zum konventionellen Wasserdampf- und auch dem ORC-Prozess ein Wasser-Ammoniak-Gemisch als Arbeitsmittel verwendet [86, S. 291]. Wasser wird dabei als Lösungsmittel verwendet, Ammoniak, da es leichter flüchtig ist, wird vom Wasser absorbiert. Das Arbeitsgemisch weist dabei weder eine isotherme Verdampfung noch eine isotherme Kondensation auf, da das verdampfende bzw. kondensierende Gemisch seine Zusammensetzung ändert. Die Temperatur nimmt bei der Verdampfung zu, bei der Kondensation ab. Dadurch erreicht man beim Kalina-Prozess eine größere spezifische Arbeit und damit einen höheren Wirkungsgrad unter vergleichbaren Bedingungen. Die Verdampfung beginnt beim Kalina-Prozess bei geringerer Temperatur als beim ORC-Prozess, deshalb kann dem geothermischen Fluid noch mehr Wärme entzogen werden. Auch die Kühlung ist aus analogem Grund effizienter.

Abbildung 3.10 zeigt einen vereinfachten Vergleich des T-s-Diagramms von ORC- und Kalina-Prozess. Dabei wird die Annahme eines gleichen Phasendiagramms getroffen. Aus der Abbildung ist gut ersichtlich, dass die eingeschlossene Fläche vom Kalina-Prozess größer ist als die vom ORC-Prozess (die eingeschlossene Fläche entspricht der gewonnenen Arbeit) [88, S. 333].

¹ Die kritische Temperatur bezeichnet die Temperatur eines Stoffes im kritischen Punkt, wo Siede- und Taulinie im Zustandsdiagramm zusammenlaufen. Oberhalb des kritischen Punktes sind Flüssigkeit und Dampf nicht mehr eindeutig voneinander zu unterscheiden [80, S. 180].

3 Technische Konzepte

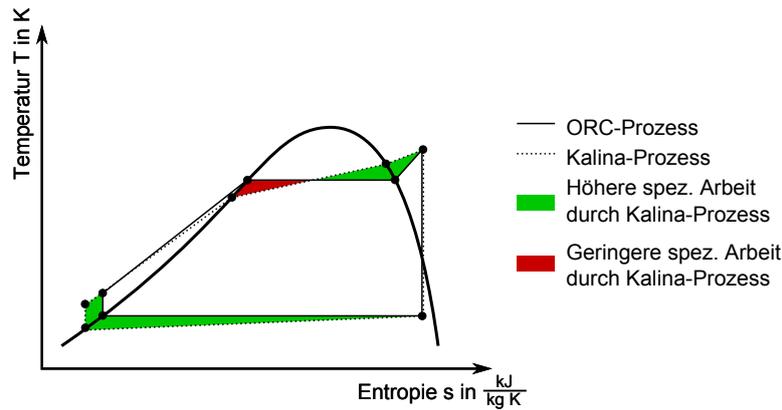


Abbildung 3.10: Vergleich ORC-Prozess mit Kalina-Prozess (vereinfachte Annahme eines gleichen Phasendiagramms) [88, S. 334]

Verdampfung bzw. Kondensation werden beim Kalina-Prozess auch als Desorption bzw. Absorption bezeichnet. Der Verdampfer wird daher auch Desorber, der Kondensator auch Absorber genannt. Im Desorber (Verdampfer bei Einstoffarbeitsmitteln) wird das Ammoniak durch Erhitzen zum Großteil vom Wasser getrennt, im Absorber (Kondensator) wieder im Wasser gelöst (absorbiert) [49, S. 71].

3.2.2.1 Aufbau und Funktionsweise

Abbildung 3.11 zeigt den typischen Aufbau eines Kalina-Prozesses mit geothermischem Primärkreislauf. Er besteht aus fünf getrennten Kreisläufen: dem geothermischen Primärkreislauf, der Grundlösung, der ammoniakarmen Flüssigkeit, dem ammoniakreichen Dampf und dem Kühlmittelkreislauf.

Die Grundlösung besteht typischerweise aus etwa 70 % Ammoniak und 30 % Wasser als Flüssigkeit. Der ammoniakreiche Dampf enthält etwa 95 % Ammoniak, der Rest ist Wasserdampf. Die ammoniakarme Flüssigkeit besteht hauptsächlich aus Wasser. Die jeweiligen Anteile von Wasser und Ammoniak in der Grundlösung können dabei variieren, siehe dazu 3.2.2.2 [86, S. 292].

3 Technische Konzepte

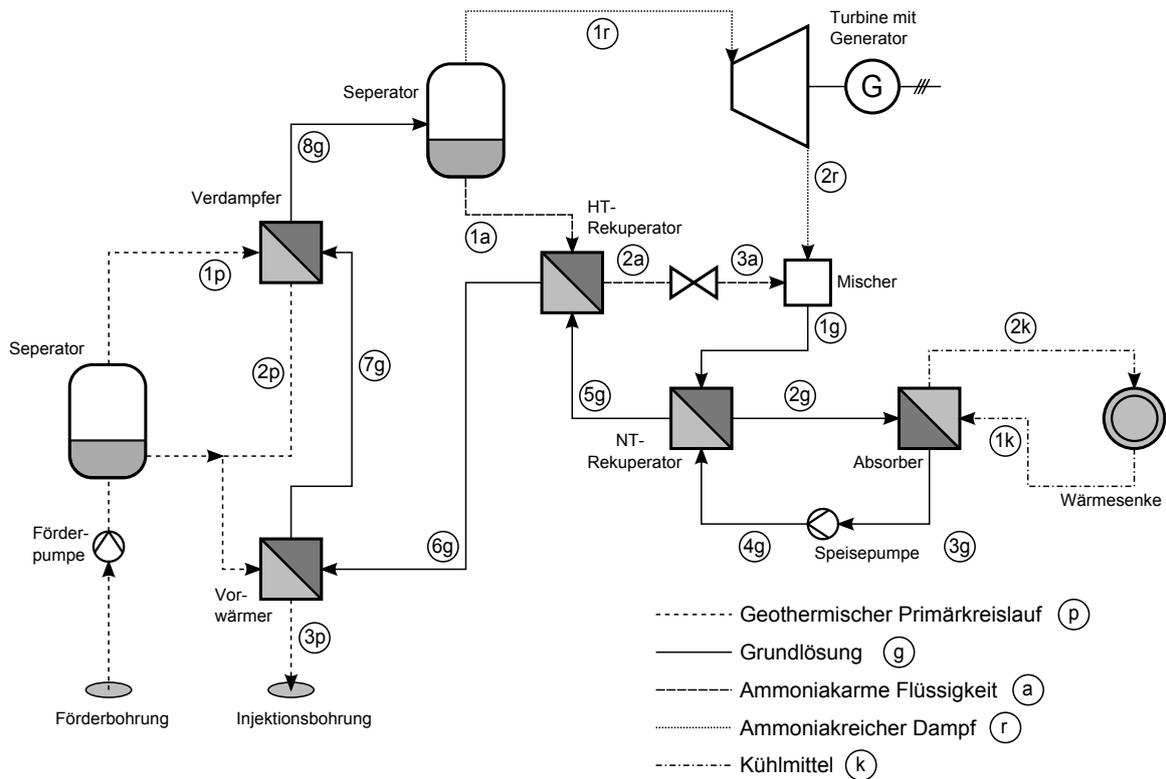


Abbildung 3.11: Aufbau eines Kalina-Prozesses mit fünf getrennten Kreisläufen [86, S. 291]

Der geothermische Primärkreislauf ist gleich aufgebaut wie beim ORC-Prozess.

Die Grundlösung wird durch die Speisepumpe auf ein hohes Druckniveau (etwa 50 bar) gebracht (3g) → (4g). Danach wird die Grundlösung zunächst im NT-Rekuperator (4g) → (5g) und danach im HT-Rekuperator vorgewärmt (5g) → (6g) und wird schließlich im Vorwärmer mit dem geothermischen Primärfluid nahe an den Siedepunkt gebracht (6g) → (7g). Im Separator wird die im Verdampfer zum Großteil verdampfte Grundlösung (7g) → (8g) in einen ammoniakreichen Dampf und eine ammoniakarme Flüssigkeit getrennt (8g) → (1r)+(1a). Der ammoniakreiche Dampf wird in der Turbine entspannt (1r) → (2r) und danach im Mischer mit der ammoniakarmen Flüssigkeit wieder zur Grundlösung vermengt (2g)+(3a) → (1g). Die ammoniakarme, siedende Flüssigkeit, die dem Separator entnommen wird (1a), gibt im HT-Rekuperator einen Teil ihrer Wärmeenergie ab (1a) → (2a), wird dann auf etwa 15bar entspannt (2a) → (3a) und schließlich mit dem aus der Turbine austretenden überhitzten, ammoniakreichen Dampf im Mischer wieder zur Grundlösung (1g) zusammengeführt. Die Grundlösung nach dem Mischer (1g) besteht aus einer gasförmigen und einer flüssigen Phase. Sie wird im NT-Rekuperator weiter abgekühlt (1g) → (2g) und dann im Absorber vollständig kondensiert bzw. das Ammoniak wieder

vollständig vom Wasser absorbiert [86, S. 292].

3.2.2.2 Optimierung des Kalina-Prozesses

Die Möglichkeiten zur Optimierung des Kalina-Prozesses unterscheiden sich prinzipiell nicht von denen des ORC-Prozesses. Nur bei der Anhebung des oberen bzw. Absenkung des unteren Prozessdruckes treten aufgrund der Verwendung eines Zweistoffgemisches beim Kalina-Prozess Unterschiede bei der Optimierung auf, da bei einem Zweistoffgemisch Druck und Temperatur im Nassdampfgebiet nicht mehr miteinander gekoppelt sind.

Beim Kalina-Prozess ist zwar das Arbeitsmittel mit dem Wasser-Ammoniak-Gemisch vorgegeben, durch die Zusammensetzung der Grundlösung ergibt sich aber auch hier ein Optimierungsparameter.

Die genauen Hintergründe und thermodynamischen Zusammenhänge sind bei der Optimierung des Kalina-Prozesses (und damit Verwendung von Zweistoffgemischen) sehr komplex und nur unter Zuhilfenahme von Temperatur-Entropie- und Enthalpie-Entropie-Diagrammen sowie Ammoniak-Wasser-Phasendiagrammen verständlich zu erklären. Daher wird hier auf weiterführende Erklärungen verzichtet und diesbezüglich auf [49, S. 75ff] verwiesen.

- *Anheben des oberen Prozessdruckes (Desorptionsdruck, Frischdampfdruck)*. Ein Anheben des Desorptionsdruckes führt zu einem höheren Ammoniakgehalt des Dampfes, was zwar zu einer geringeren spezifischen Enthalpie führt, aber die Enthalpiedifferenz in der Turbine (Enthalpiegefälle) vergrößert. Die Turbinenleistung berechnet sich aus dem Produkt von Dampfmassenstrom und Enthalpiedifferenz, der Desorptionsdruck kann daher im Hinblick auf eine Maximierung der Turbinenleistung optimiert werden.
- *Absenken des unteren Prozessdruckes (Absorberdruck)*. Das Absenken des unteren Prozessdruckes führt wie bei Einstoffprozessen zu einer höheren Turbinenleistung. Beim Kalina-Prozess besteht zusätzlich noch die Möglichkeit, den unteren Prozessdruck durch eine Verringerung der Ammoniakkonzentration in der Grundlösung abzusenken.
- *Überhitzung des Frischdampfes*. Dabei sind zwei Möglichkeiten denkbar: das Arbeitsmittel vollständig zu verdampfen und anschließend zu überhitzen (es liegt ein einfacher CR-Prozess mit zeotropen² Arbeitsmittel vor) oder nur den im Separator abgetrennten ammoniakreichen Dampf zu überhitzen. Weiteres wird in der Literatur

² Zeotrope Arbeitsmittel verdampfen und kondensieren im Gegensatz zu azeotropen Arbeitsmitteln nicht bei konstanten Temperaturen, sondern innerhalb eines Temperaturbereichs.

3 Technische Konzepte

nur für Wärmequellen von mehr als 500 °C diskutiert und ist daher für geothermische Quellen ungeeignet. Bei ersterem kann die Überhitzung zu höheren Wirkungsgraden führen und ist außerdem sinnvoll, wenn der Dampfgehalt nach der Entspannung zu gering ist.

- *Regenerative Speisewasservorwärmung (Rekuperation)*. Die Vorwärmung erfolgt beim Kalina-Prozess im HT- und NT-Rekuperator³. Mit dieser Maßnahme wird zwar die Nutzarbeit des Kreisprozesses nicht erhöht, wohl aber der thermische Wirkungsgrad.
- *Zusammensetzung des Arbeitsmittels in der Grundlösung*. Die jeweiligen Anteile von Ammoniak und Wasser in der Grundlösung bieten eine weitere Optimierungsmöglichkeit des Kalinaprozesses. Wird bei konstantem oberen und unteren Prozessdruck und konstanter Austrittstemperatur am Desorber der Ammoniakgehalt der Grundlösung erhöht, nimmt auch der Dampfmassenstrom durch die Turbine bei gleichbleibendem spezifischen Enthalpiegefälle zu (da der Absorptionsdruck konstant ist). Dies führt einerseits zu einem Anstieg der Generatorleistung und andererseits zu einer Verringerung der Temperatur am Absorberaustritt, was größere Wärmetauscherflächen erforderlich macht. Die optimale Zusammensetzung der Grundlösung ist somit eine ökonomische Fragestellung (Kompromiss von Generatorleistung und erforderlicher Wärmeübertragerfläche).

3.2.3 Wirkungsgradbetrachtung

Wirkungsgradbetrachtungen werden hier nur für Binärkraftwerke durchgeführt. Beim Wirkungsgrad muss zwischen dem thermischen Wirkungsgrad und dem Systemwirkungsgrad (Gesamtwirkungsgrad) unterschieden werden.

Nach [82, S. 229] kann der thermische Wirkungsgrad mit der Näherungsformel

$$\eta_{th} = 0.0935 \cdot T_i - 2.3266 \quad (1)$$

berechnet werden. Er steigt somit linear mit der Temperatur T_i des Geofluids.

Der thermische Wirkungsgrad von Kalina-Anlagen liegt etwas über denen von ORC-Anlagen, die lineare Annäherung gilt bei ORC-Anlagen bis etwa 200 °C, bei Kalina-Anlagen nur bis etwa 150 °C [49, S. 109ff].

Nach [77, S. 10] berechnet sich die thermische Leistung des geförderten Geofluids zu

$$P_{th} = \rho_F \cdot c_F \cdot Q \cdot (T_i - T_o) \quad (2)$$

³ Ein Rekuperator ist ein Wärmeübertrager, dessen Trennwände zwischen Primär- und Sekundärseite stoffundurchlässig sind [86, S. 292]

3 Technische Konzepte

P_{th}	...	thermische Leistung	in W
ρ_F	...	Dichte des Fluids	in kgm^{-3}
c_F	...	spezifische Wärmekapazität	in $Jkg^{-1}K^{-1}$
Q	...	Förderrate	in m^3s^{-1}
T_i	...	Inputtemperatur	in °C
T_o	...	Outputtemperatur	in °C

Die elektrische Leistung des Kraftwerks berechnet sich aus der geförderten thermischen Leistung und dem thermischen Wirkungsgrad.

$$P_{el} = P_{th} \cdot \eta_{th} \quad (3)$$

P_{el}	...	Generatorleistung	in W
P_{th}	...	thermische Leistung	in W
η_{th}	...	thermischer Wirkungsgrad	

Der Systemwirkungsgrad ergibt sich aus dem thermischen Wirkungsgrad und der Generatorleistung abzüglich des Eigenbedarfs des Kraftwerks.

$$\eta_{ges} = \frac{P_{el} - P_{EB}}{P_{el}} \cdot \eta_{th} \quad (4)$$

$$= \frac{P_{Netz}}{P_{el}} \cdot \eta_{th} \quad (5)$$

P_{EB}	...	Eigenbedarf	in W
η_{ges}	...	Gesamtwirkungsgrad	

Der Systemwirkungsgrad steigt sowohl bei ORC- als auch bei Kalina-Anlagen linear mit der Temperatur des Geofluids an. Kalina-Anlagen weisen dabei nur im Bereich von 100 °C Thermalwassertemperatur einen besseren Wirkungsgrad als ORC-Anlagen auf, dabei wird allerdings eine gleiche Ammoniakkonzentration in der Grundlösung vorausgesetzt. Bei Anpassung der Ammoniakkonzentration wird auch eine höhere Generatorleistung erwartet [49, S. 115f].

Abbildung 3.12 zeigt Systemnutzungsgrade von ORC- und Kalina-Anlagen bei Thermalwassertemperaturen von 100 °C bis 200 °C.

3 Technische Konzepte

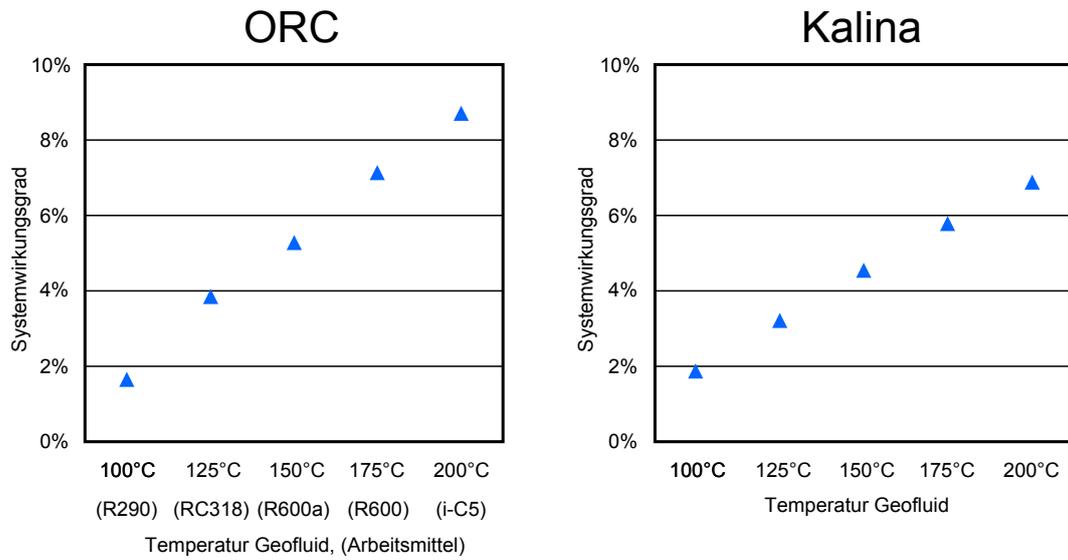


Abbildung 3.12: Systemwirkungsgrad (Gesamtwirkungsgrad) von ORC- und Kalina-Prozess bei einer Geofluid-Temperatur von 100 °C bis 200 °C [49, S. 115].

4 Stand und Potenziale der Stromerzeugung mit Geothermie

In diesem Kapitel werden zunächst die unterschiedlichen Potenziale (theoretisch, technisch, wirtschaftlich) definiert. Es wird der Stand und die Potenziale der geothermischen Stromerzeugung weltweit und im Speziellen für Europa behandelt. Die Länder Deutschland, Österreich, Schweiz, Italien und Frankreich werden detailliert hinsichtlich geothermischen Potenzialen, Kraftwerken in Betrieb, geplanten Kraftwerken und den ökonomischen Rahmenbedingungen untersucht. Länder, in denen mittelfristig zumindest geothermischen Demonstrationsanlagen zu erwarten sind, werden weniger ausführlich beschrieben. Die restlichen EU-Staaten mit geringeren Potenzialen bzw. mit wenig Ambitionen zum Ausbau geothermischer Stromerzeugung werden der Vollständigkeit halber kurz erwähnt. Aus den Länderanalysen wird dann ein geothermisches Stromerzeugungsszenario für einzelne Länder und für ganz Europa entwickelt.

4.1 Definition Potenziale

Bei Potenzialen unterscheidet man zwischen dem theoretischen, dem technischen und dem wirtschaftlichen Potenzial ([45, S. 20ff.] et al.):

- *Theoretisches Potenzial.* Das theoretische Energiepotenzial stellt die maximale Obergrenze des Angebots aus einer bestimmten Energiequelle dar (z. B. eingestrahelte Energie der Sonne während eines Jahres). Wegen verschiedenster Schranken kann meist nur ein sehr geringer Teil des theoretischen Potenzials auch genutzt werden, die praktische Relevanz theoretischer Potenziale ist daher gering.
- *Technisches Potenzial.* Unter dem technischen Potenzial versteht man den Teil des theoretischen Potenzials, der mit den verfügbaren technischen Möglichkeiten genutzt werden kann. Neben den rein technischen Restriktionen (verfügbare Nutzungstechnik, Wirkungsgrad der Umwandlung) werden auch strukturelle und ökologische Einschränkungen, sowie gesetzliche Vorgaben berücksichtigt, da auch diese die Nutzung des theoretischen Potenzials einschränken. Beim technischen Potenzial kann zusätzlich noch unterschieden werden zwischen:
 - *technischen Angebotspotenzialen*, die die bereitstellbare Energie unter Berücksichtigung technischer Einschränkungen beschreiben und den
 - *technischen Nachfragepotenzialen*, die zusätzlich noch nachfrageseitige Einschränkungen berücksichtigen

4 Stand und Potenziale der Stromerzeugung mit Geothermie

- *Wirtschaftliches Potenzial.* Das wirtschaftliche Potenzial beschreibt den Anteil des technischen Potenzials, der unter Berücksichtigung der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen konkurrenzfähig ist. Das wirtschaftliche Potenzial einer Energiequelle ist daher stark abhängig von den verfügbaren Vergleichssystemen.

4.2 Geothermie weltweit

4.2.1 Stand der geothermischen Stromerzeugung

Weltweit bestehen in über 70 Ländern Anlagen zur Nutzung geothermischer Energie, in 24 Ländern wird die Erdwärme auch verstromt. In Ländern wie den Philippinen, Island, Kenia, Nicaragua und Neuseeland beträgt der Anteil der geothermischen Stromerzeugung bereits zwischen 5 und 15 % der Gesamtstromerzeugung [58, S. 4].

Abbildung 4.1 zeigt die momentan installierte Leistung geothermischer Anlagen weltweit.

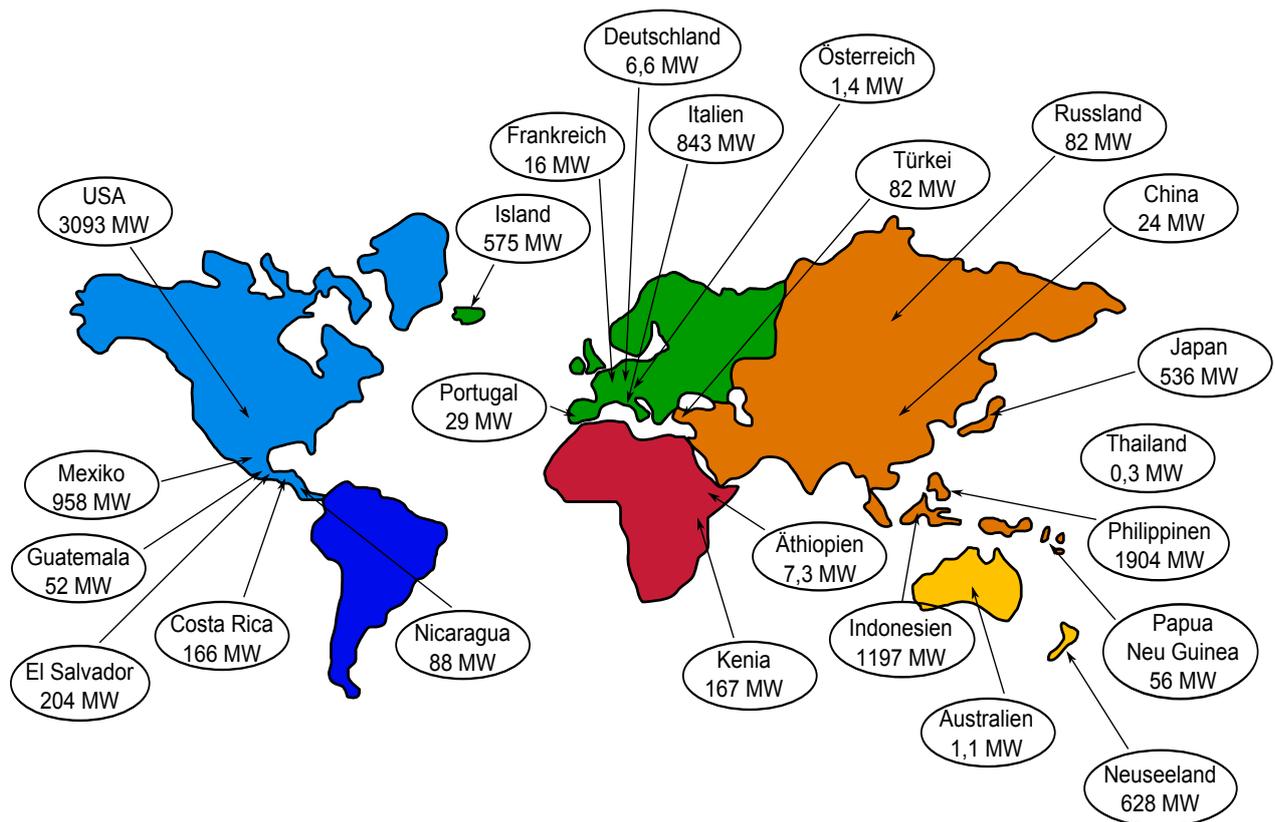


Abbildung 4.1: Weltweit installierte elektrische Leistung mit Geothermie (2010) [24, S. 2]

Abbildung 4.2 zeigt die weltweit installierte Leistung und die erzeugte Energie aus Geothermie von 1950 bis 2010, mit einem Ausblick auf 2015. Betrachtet man die installierte

4 Stand und Potenziale der Stromerzeugung mit Geothermie

Leistung geothermischer Anlagen im Jahr 2015, basierend auf einer Berücksichtigung aller momentan in Planungs- oder Bauphase befindlicher Projekte, ist eine eindeutige Veränderung der bisher beobachtbaren linearen Wachstumsrate erkennbar.

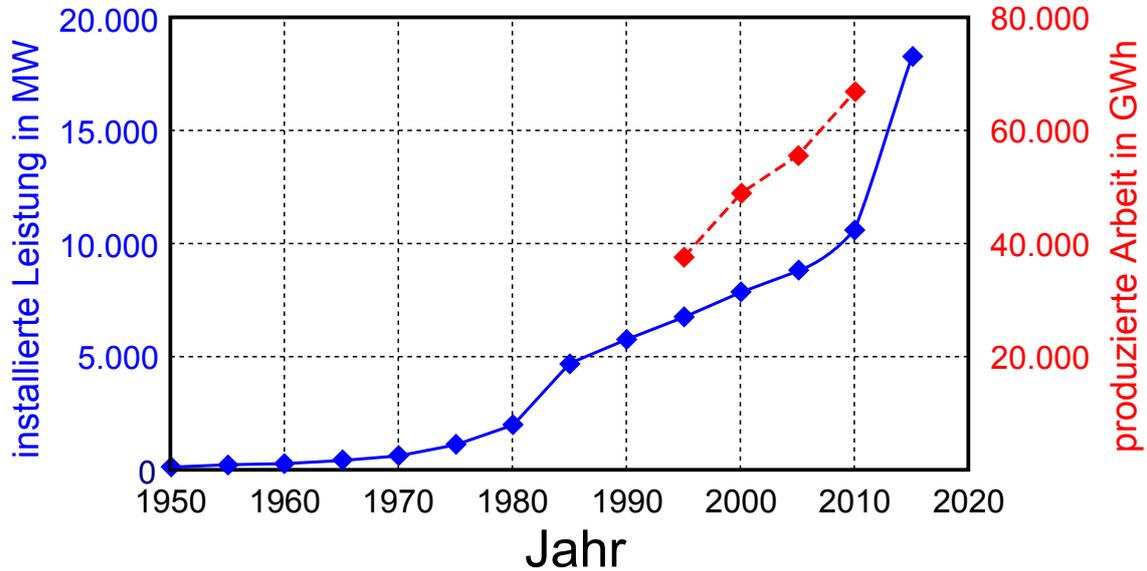


Abbildung 4.2: Installierte geothermische Leistung weltweit von 1950-2010, mit Ausblick auf 2015 und produzierte Arbeit (strichliert) von 1995-2010 [24, S. 9]

Tabelle 4.6 zeigt eine Liste aller Ländern, die bereits Strom aus Geothermie produzieren, die installierte Leistung im Jahr 2005 und 2010 und der Steigerung der installierten Leistung von 2005 auf 2010 in absoluten Werten und als Angabe in Prozent.

4 Stand und Potenziale der Stromerzeugung mit Geothermie

Land	Installiert		Ausblick	Erhöhung seit 2005	
	2005 MW	2010 MW	2015 MW	MW	in %
Argentinien	0	0	30	0	-
Australien	0,2	1,1	40	1	633
Österreich	1,1	1,4	5	0,3	27
Kanada	0	0	20	0	-
Chile	0	0	150	0	-
China	28	24	60	-4	-13
Costa Rica	163	166	200	3	2
El Salvador	151	204	290	53	35
Äthiopien	7,3	7,3	45	0	0
Frankreich	15	16	35	2	10
Deutschland	0,2	6,6	15	6	2774
Griechenland	0	0	30	0	-
Guatemala	33	52	120	19	58
Honduras	0	0	35	0	-
Ungarn	0	0	5	0	-
Island	202	575	800	373	184
Indonesien	797	1197	3500	400	50
Italien	791	843	920	52	7
Japan	535	536	535	1	0
Kenia	129	167	530	38	29
Mexiko	953	958	1140	5	1
Nevis	0	0	35	0	-
Neuseeland	435	628	1240	193	44
Nicaragua	77	88	240	11	14
Papua-Neu Guinea	6	56	75	50	833
Philippinen	1930	1904	2500	-26	-1
Portugal	16	29	60	13	78
Rumänien	0	0	5	0	-
Russland	79	82	190	3	4
Spanien	0	0	40	0	-
Slowakei	0	0	5	0	-
Thailand	0,3	0,3	1	0	0
Niederlande	0	0	5	0	-
Türkei	20	82	200	62	308
USA	2564	3093	5400	530	21
Gesamt	8933	10715	18500	1783	20

Tabelle 4.6: Tabelle aller Länder weltweit, in denen bereits Anlagen zur Stromerzeugung aus geothermischen Quellen vorhanden sind, oder bis 2015 vorhanden sein werden [24, S. 3].

4 Stand und Potenziale der Stromerzeugung mit Geothermie

Tabelle 4.7 zeigt die fünf Länder mit der größten installierten Leistung geothermischer Anlagen.

Land	installierte Leistung			produzierte Energie	
	2005	2010	Steigerung	2005	2010
	MW	MW	MW	GWh	GWh
USA	2564	3060	496	16840	14533
Philippinen	1930	1904	-26	9253	10311
Indonesien	797	1197	400	6085	9600
Mexiko	953	958	5	6282	7047
Italien	791	843	52	5340	5520

Tabelle 4.7: Länder mit der größten installierten Leistung geothermischer Anlagen [24, S. 28]

Bei der absoluten Erhöhung der installierten Leistung von 2005 auf 2010 finden sich neben den in Tabelle 4.7 angeführten USA und Indonesien auch Island (373 MW), Neuseeland (193 MW) und die Türkei (62 MW) unter den Top5-Ländern. Mit einer prozentuellen Steigerung von etwa 300 % bzw. 200 % sind die Türkei bzw. Island die aktivsten Länder im Bereich der Geothermie der vergangenen Jahre.

Nachfolgend eine kurze Beschreibung der geothermisch aktivsten Länder weltweit (Island siehe Abschnitt 4.10, Italien Abschnitt 4.7).

- USA

Die USA ist mit einer installierten Gesamtleistung von 3093 MW_e im Jahr 2010 Weltführender bei der Erzeugung von Strom aus Geothermie. Etwa fünf Sechstel der Kraftwerke befinden sich in Kalifornien (2553 MW_e), die restlichen in Nevada (442 MW_e), Utah (46 MW_e), Hawaii (35 MW_e) und Idaho (16 MW_e). In Kalifornien befindet sich mit „The Geysirs“ auch das größte geothermische Feld der Erde. Bis 2015 sind etliche neue Anlagen mit einer Gesamtleistung von etwa 2,4 GW_e in Planung [24, S. 21ff].

- Philippinen

Die Philippinen sind mit einer installierten Gesamtleistung von etwa 1,9 GW_e der zweitgrößte Produzent von geothermischem Strom. 17 % des nationalen Strombedarfs werden mit geothermischen Quellen gedeckt. Die installierte Leistung hat sich in den letzten zehn Jahren kaum erhöht, bis 2015 sollen allerdings zusätzliche Kraftwerke mit 600 MW_e entstehen [24, S. 17ff].

4 Stand und Potenziale der Stromerzeugung mit Geothermie

- Indonesien

In Indonesien befinden sich momentan eine Vielzahl von Projekten in Bau- oder Planungsphase, bis 2015 soll sich die installierte Gesamtleistung von etwa 1.000 MW_e auf 3.500 MW_e mehr als verdreifachen. Ob dieses ehrgeizige Ziel erreicht werden kann, bleibt abzuwarten [24, S. 10f].

- Mexiko

In Mexiko sind momentan 37 geothermischen Anlagen mit einer Gesamtleistung von 958 MW_e (etwa 3 % des nationalen Stromverbrauchs) in Betrieb. Seit 2005 sind allerdings keine nennenswerten neuen Anlagen mehr dazugekommen. Bis 2015 soll der geothermische Kraftwerkspark um 160 MW_e erweitert werden [24, S. 14f].

- Türkei

Die Nutzung geothermischer Energie hat in der Türkei in den letzten Jahren einen starken Aufschwung erfahren. Die installierte Leistung hat sich von 2005 von etwa 20 MW_e auf etwa 80 MW_e vervierfacht. Das Ziel für 2015 liegt bei einer Leistung von 200 MW_e [24, S. 20f].

4.2.2 Geothermisches Potenzial weltweit

Unterschiedliche Autoren haben bereits versucht das geothermische Potenzial weltweit zu quantifizieren. Die Angaben unterscheiden sich teilweise eklatant (zwischen 46 und 8.930 GW_e), je nachdem, welche Nutzungsmöglichkeiten berücksichtigt werden. Beispielsweise macht die Entwicklung von Binäranlagen eine geothermische Stromerzeugung auch in Ländern möglich, in denen nur Niedrigenthalpie-Reservoirs existieren.

Ganz entscheidend hängt das weltweite geothermische Potenzial jedoch von der Entwicklung von Enhanced Geothermal Systems (EGS) ab. Kann diese Technologie die kommerzielle Marktreife erreichen, bedeutet dies in vielen Ländern weltweit ein enorm hohes geothermisches Potenzial. Das technische Potenzial zur Stromerzeugung hydrothermaler Ressourcen wird auf 200 GW_e geschätzt, dazu kommen etwa 1.000 GW_e durch EGS [24, S. 25f].

4.2.3 Wirtschaftliches Potenzial: Ausblick bis 2050

Das hydrothermale wirtschaftliche Potenzial für 2050 wird auf etwa 70 GW_e geschätzt. Die Abschätzung des Potenzials für EGS ist aufgrund der fehlenden kommerziellen Erfahrung dieser Technologie schwer möglich. Aber auch wenn noch etliche Probleme in diesem Zusammenhang zu lösen sind, kann davon ausgegangen werden, dass sich die EGS-Technologie in

4 Stand und Potenziale der Stromerzeugung mit Geothermie

den kommenden Jahren zu einer Schlüsseltechnologie der geothermischen Stromerzeugung entwickeln wird, die die Erschließung von Reservoirs mit zumindest 200 °C in erreichbaren Tiefen in weiten Teilen der Erde ermöglicht. Bis zum Jahr 2050 sind zumindest 70 GW_e mit EGS-Technologie vorstellbar (siehe Abbildung 4.3).

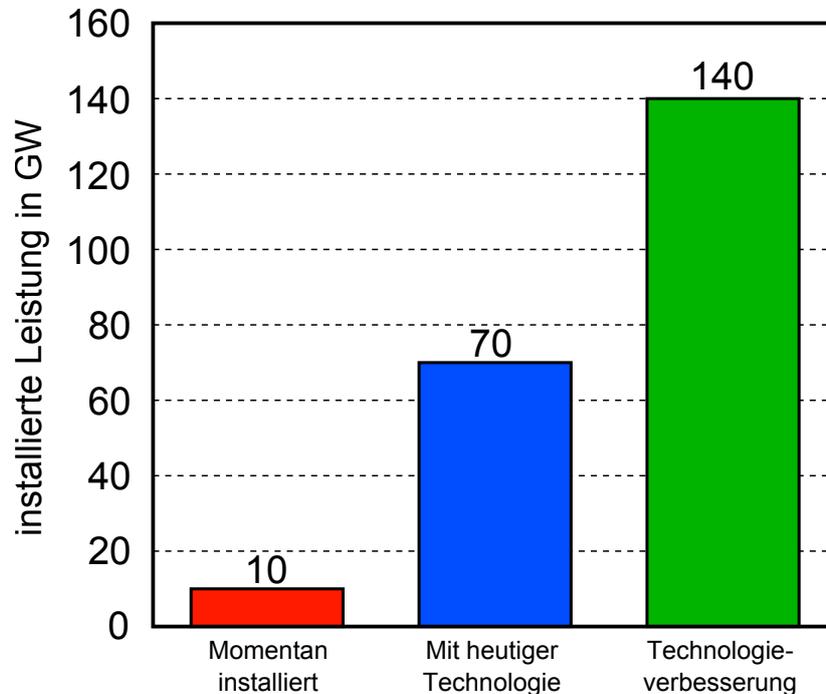


Abbildung 4.3: Momentan installierte geothermische Leistung weltweit (rot), Ausblick auf 2050 mit heutiger Technologie (blau) und mit Berücksichtigung von EGS (grün) [24, S. 9].

Es wäre möglich, bis zu 8,3 % der weltweiten Stromproduktion mit Geothermie zu erzeugen, 40 Länder (die meisten in Afrika, Zentral-/Südamerika) könnten ihren gesamten Energiebedarf mit Geothermie decken. Wird das Ziel von 140 GW bis 2050 erreicht, können damit etwa 1.000 Millionen Tonnen CO_2 pro Jahr eingespart werden [24, S. 27].

4.2.4 Klassifizierung der Anlagen weltweit

Die installierten Anlagen weltweit reichen von Binär-, Gegendruck-, Single/Double-Flash- und Sattdampfanlagen, je nach Reservoirtemperatur und Form des vorliegenden Geofluids. Einige wenige Anlagen sind auch als Hybridanlagen ausgeführt, einer Mischung aus zwei verschiedenen Technologien, beispielsweise eine Flash/ORC-Anlage.

Die Unterteilung der Größe kann in drei Klassen erfolgen:

- Klein (Binär- und Gegendruckanlagen), etwa 5 MW pro Einheit

4 Stand und Potenziale der Stromerzeugung mit Geothermie

- Mittel (Flash-Anlagen), etwa 30 MW pro Einheit
- Groß (Satttdampf-Anlagen), etwa 45 MW pro Einheit [24, S. 29]

Tabelle 4.8 zeigt die durchschnittliche erzeugte Energie und installierte Leistung der verschiedenen geothermischen Kraftwerkstechnologien.

Anlagentyp	Ø Energie GWh/Einheit	Ø Leistung MW/Einheit
Binär	27	5
Gegendruck	96	6
Single-Flash	199	31
Double-Flash	236	34
Satttdampf	260	46

Tabelle 4.8: Durchschnittliche erzeugte Energie und installierte Leistung verschiedener geothermischer Kraftwerkstypen [24, S. 32].

Abbildung 4.4 zeigt die Klassifizierung und die installierte Leistung der verschiedenen Anlagenkonzepte weltweit.

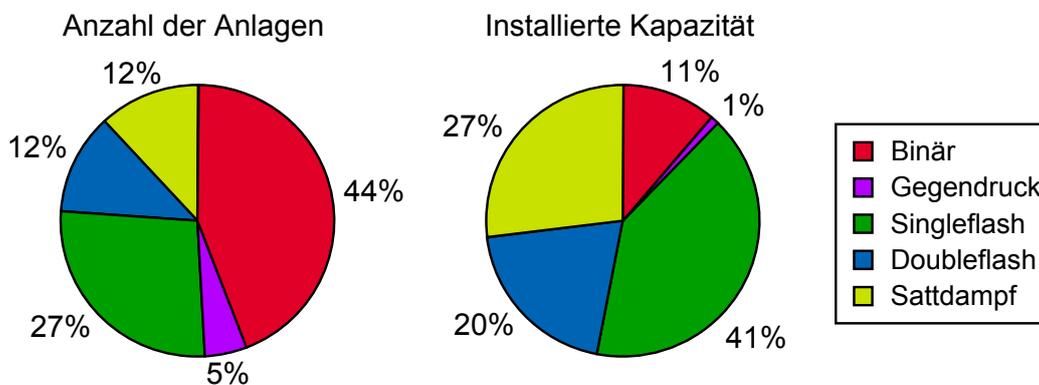


Abbildung 4.4: Klassifizierung und installierte Leistung der verschiedenen Anlagentechnologien weltweit [24, S. 29]

Tabelle 4.9 zeigt eine Liste mit den größten geothermischen Anlagen weltweit.

4 Stand und Potenziale der Stromerzeugung mit Geothermie

Land	Anlage	Inbetriebnahme	Leistung in MW	Typ
Indonesien	Wayang Windu	2009	117	Single-Flash
USA	Socrates	1983	113	Sattdampf
USA	Quicksilver	1985	113	Sattdampf
USA	Lake View	1985	113	Sattdampf
USA	Grant	1985	113	Sattdampf
Mexiko	Cerro Prieto III	1986	110	Double-Flash
USA	Cobb Creek	1979	110	Sattdampf
USA	Eagle Rock	1975	110	Sattdampf
Mexiko	Cerro Prieto II	1987	110	Double-Flash

Tabelle 4.9: Die größten geothermischen Stromerzeugungsanlagen weltweit [24, S. 30].

4.3 Geothermische Potenziale in Europa

Der europäische Kontinent ist gekennzeichnet durch niedrige bis mäßige Wärmeflusswerte. Sie liegen im Bereich von 30-40 mW/m^2 bis 60-80 mW/m^2 . Relativ hohe Wärmeflusswerte von etwa 100 mW/m^2 treten nur im Süden Europas, aber auch im oberen Rheingraben oder im Pannonischen Becken auf.

Europa besitzt hauptsächlich Niedrigenthalpie-Lagerstätten (<150 °C), die großteils in Sedimentformationen gefunden werden können. In manchen europäischen Gebieten existieren in erreichbaren Tiefen aber auch Hochenthalpie-Lagerstätten (>150 °C), wie etwa in Island, Italien (Larderello), Türkei, Griechenland, Portugal (Azoren) oder Spanien (Kanarische Inseln).

Abbildung 4.5 zeigt die bedeutendsten geothermischen Lagerstätten in Europa. Die roten Felder kennzeichnen dabei Hochenthalpie-Lagerstätten mit vulkanischer Tätigkeit mit Temperaturen von 250 °C und darüber (z. B. Island oder Italien). Orange Bereiche weisen Temperaturen bis etwa 200 °C auf. Die Temperaturen der hellgrünen Bereiche sind auch noch für eine geothermische Stromerzeugung ausreichend. Die Nutzung der Erdwärme mit Enhanced Geothermal Systems (EGS, siehe Abschnitt 2.3) ist überall in Europa möglich, da man in ausreichender Tiefe genügend hohe Temperaturen vorfindet [47, S. 1f.]

4 Stand und Potenziale der Stromerzeugung mit Geothermie

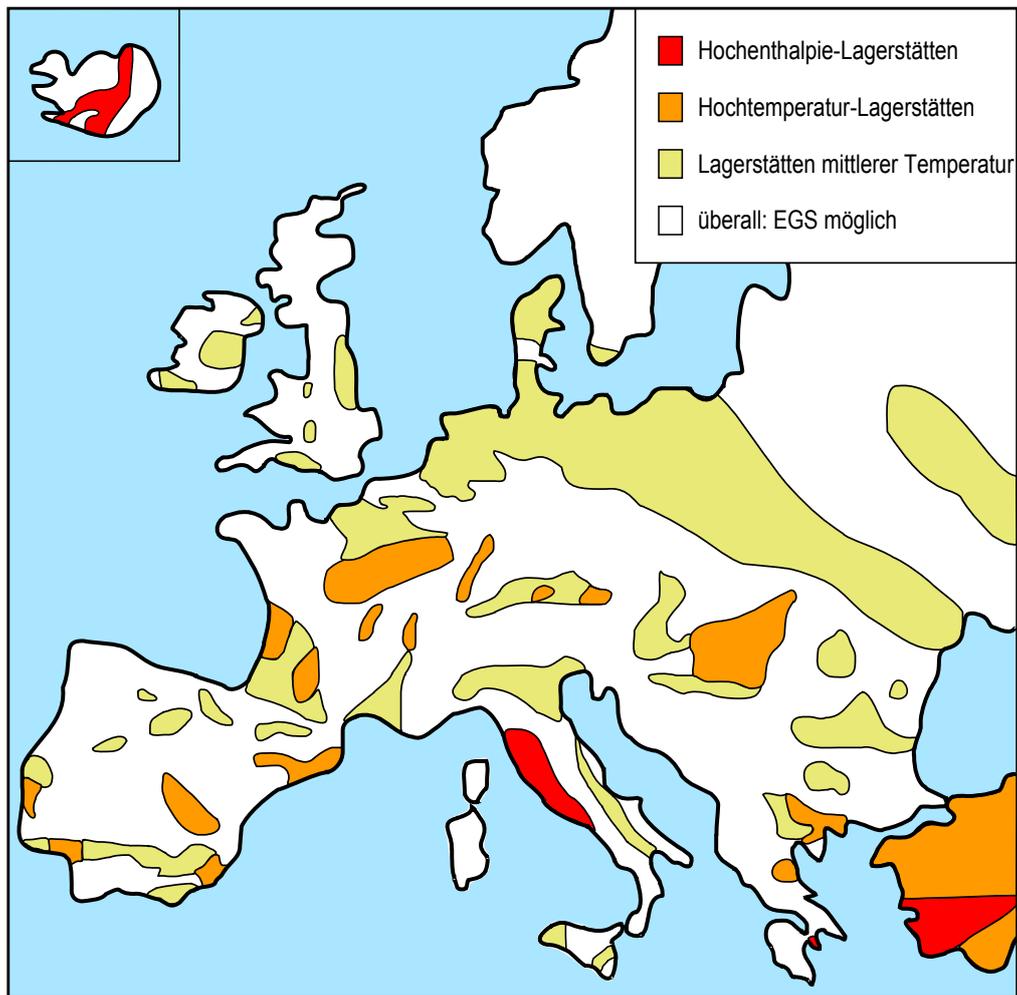


Abbildung 4.5: Geothermische Lagerstätten in Europa [47, S. 2]

Die größten geothermischen Felder Europas sind [46, S. 2]:

- Pariser Becken (Frankreich)
- Larderello Region (Italien)
- Pannonisches Becken (Ungarn, Slowakei, Serbien, Slowenien, Rumänien)
- Teile des europäischen Tieflandes (Deutschland, Polen)
- Aquitanien (Südwesten Frankreich)
- Karpaten (Polen, Slowakei)
- Andere alpine und ältere Strukturen in Südeuropa (Bulgarien, Rumänien, Türkei)

4 Stand und Potenziale der Stromerzeugung mit Geothermie

Eine genauere Analyse der europäischen geothermischen Potenziale erfolgt in den einzelnen Länderanalysen. Auf Deutschland, Österreich, Schweiz, Italien und Frankreich wird dabei näher eingegangen. Für Deutschland existieren bereits sehr detaillierte Potenzialstudien, die die Potenziale von Heißwasseraquifere, Störungszonen und des kristallinen Gesteins unterscheiden. Deswegen wird diese Unterscheidung bei Deutschland exemplarisch angeführt, bei den restlichen Ländern wird darauf verzichtet. Die Potenzialverhältnisse der unterschiedlichen Reservoirtypen werden überall in Europa in einem ähnlichen Verhältnis wie in Deutschland stehen.

4.4 Deutschland

In Deutschland existieren drei Gebiete mit aussichtsreichen geologischen Bedingungen zur geothermischen Stromerzeugung. Es sind dies das norddeutsche Becken, der Oberrheingraben und das süddeutsche Molassebecken. Nutzbare Reservoirtypen sind dabei Heißwasseraquifere, Störungen und kristalline Gesteine.

4.4.1 Geothermisches Potenzial

- Heißwasseraquifere

Aquifere sind stark zerklüftete Gesteinsschichten, die ausreichend förderbares Wasser enthalten. Sie kommen im Vergleich zu anderen bohrtechnisch erreichbaren Festgesteinen viel seltener vor.

Das gesamte technische Potenzial der Heißwasser-Aquifere für Deutschland für die Stromerzeugung beträgt etwa 9,4 EJ (300 GWa), was etwa dem Fünffachen des Jahresstromverbrauchs in Deutschland entspricht. Der Großteil (etwa zwei Drittel) der Heißwasseraquifere in Deutschland liegt im Temperaturbereich von 130-160 °C. Heißwasseraquifere mit Temperaturen über 190 °C kommen nicht vor [62, S. 37].

Abbildung 4.6 zeigt Heißwasseraquifere in Deutschland. Gelbe Flächen kennzeichnen dabei Heißwasseraquifere mit Temperaturen über 60 °C, rote Flächen Heißwasseraquifere mit Temperaturen über 100 °C.

- Kristallines Gestein

Hierbei handelt es sich in Deutschland meist um Granit und Gneis [62, S. 38]. Die Nutzung der gespeicherten thermischen Energie erfolgt mit dem Hot-Dry-Rock-Verfahren (siehe Abschnitt 2.3). Der Oberrheingraben eignet sich aufgrund der geologischen Besonderheit als Grabenzone (hohe Temperaturen, große Anzahl tektonischer Störungen, geringe Drücke zur Spalterzeugung notwendig) dabei am besten.

4 Stand und Potenziale der Stromerzeugung mit Geothermie

Hier arbeitet auch das erste Kraftwerk nach dem HDR-Verfahren, in Soultz-sous-Forêts auf dem französischen Teil des Oberrheingrabens. Das gesamte technische Potenzial des kristallinen Gesteins für Deutschland für die Stromerzeugung beträgt knapp 1100 EJ.

Über die Stromerzeugung im mittel- und süddeutschen Gebiet und dem norddeutschen Becken mit dem HDR-Verfahren lässt sich momentan noch keine zuverlässige Aussage treffen. Projekte in diesen Gebieten befinden sich erst in der Entwicklung [62, S. 44].

Abbildung 4.7 zeigt kristallines Gestein für die geothermische Stromerzeugung in Deutschland. Hellrot: Kristallines Gestein mit einer mittleren Temperatur von 100 °C in 3 km Tiefe. Dunkelrot: Kristallines Gestein im Oberrheingraben mit einer mittleren Temperatur von 130 °C in 3 km Tiefe. Orange: Vulkanisches Gestein mit Temperaturen über 100 °C (Rotliegend). Auch der Rest Deutschlands (weiß) eignet sich für HDR-Systeme, allerdings erst in größeren Tiefen.

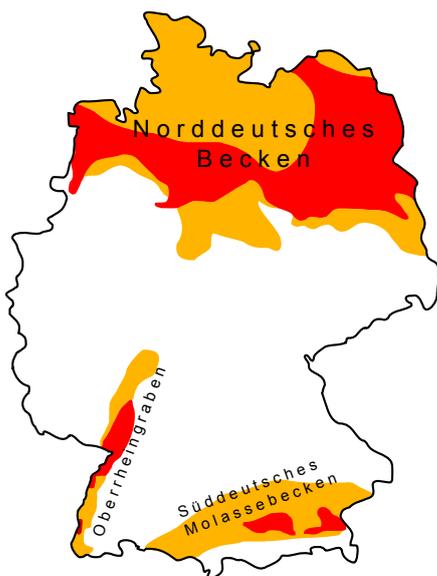


Abbildung 4.6: Aquifertemperaturen in Deutschland. Rote Bereiche eignen sich zur Stromerzeugung [78, S. 2].

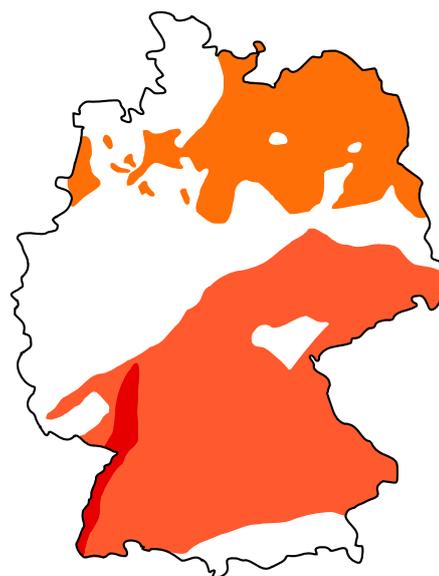


Abbildung 4.7: Kristallines Gestein für die geothermische Stromerzeugung in Deutschland (Tiefe von 3 km) [78, S. 2].

- Störungszonen

Störungszonen sind Bruchzonen oder Bruchflächen, die das hydraulische Leitvermögen der Gesteinsschichten beträchtlich erhöhen. Sie können sowohl im Sediment- als auch im kristallinen Gestein auftreten und durchziehen das ganze Gebiet von Deutschland

4 Stand und Potenziale der Stromerzeugung mit Geothermie

[62, S. 45]. Das gesamte technische Potenzial der Störungszonen für Deutschland für die Stromerzeugung beträgt etwa 45 EJ [62, S. 47].

In Tabelle 4.10 sind die geothermischen Potenziale der unterschiedlichen Reservoirtypen zur Stromerzeugung in Deutschland aufgelistet. Da Störungszonen im kompletten Gebiet Deutschlands auftreten, wird in Tabelle 4.10 keine geographische Unterscheidung durchgeführt.

Heißwasseraquifere		
	in EJ	in GWa
Norddeutsches Becken	6,8	
Oberrheingraben	2	
Süddeutsches Molassebecken	0,6	
Kristallines Gestein		
Norddeutsches Becken	66	
Oberrheingraben	62	
mittel- und süddt. Kristallgebiet	940	
Störungszonen		
Gesamt	45	1400

Tabelle 4.10: Geothermische Potentiale in Deutschland von Heißwasseraquiferen, kristallinem Gestein und Störungszonen [62, S. 26ff].

Das technische Gesamtpotenzial zur geothermischen Stromerzeugung beträgt in Deutschland etwa 1200 EJ, was dem 600-fachen des deutschen Stromverbrauchs entspricht. Der Großteil des Potenzials liegt im kristallinen Gestein (etwa 95 %), auf die Heißwasseraquifere (etwa 1 %) und Störungszonen (etwa 4 %) entfallen nur geringe Teile [62, S. 48]. Tabelle 4.11 zeigt die geothermischen Gesamtpotentiale in Deutschland.

4 Stand und Potenziale der Stromerzeugung mit Geothermie

	in EJ	in GWa	in %
Heißwasseraquifere	9	300	0,8
Kristallines Gestein	1.068	35.000	95,2
Störungszonen	45	1.400	4,0
Summe	1.122	36.700	100

Tabelle 4.11: Gesamtpotenziale zur geothermischen Stromerzeugung in Deutschland [62].

Das technische Gesamtpotenzial zur geothermischen Stromerzeugung für Deutschland von etwa 1200 EJ (ca. 300.000 TWh) sollte aufgrund der langen Regenerationszeiten eines Reservoirs (einige 100 Jahre bei vollständiger Abkühlung) nur innerhalb eines langen Zeitraums erschlossen werden. Bei der Ermittlung des technischen Angebotspotenzials wird unter Nachhaltigkeitsaspekten ein Nutzungszeitraum von 1.000 Jahren angenommen. Es ergibt sich dadurch ein nachhaltiges technisches Angebotspotenzial von etwa 300 TWh/a für Deutschland [62, S. 53],[45, S. 527].

Bei der ausschließlichen geothermischen Stromproduktion ergibt sich ein technisches Nachfragepotential von etwa 290 TWh/a (Annahme, dass nur die Grundlast mit Geothermie gedeckt wird).

Reine Stromproduktion aus geothermischen Quellen wäre aus ökonomischer Sicht nicht sinnvoll, daher werden bei der Analyse des technischen Nachfragepotenzials KWK-Anlagen unterstellt. Deswegen begrenzt die maximal ins deutsche Energiesystem integrierbare Wärmemenge die maximal produzierbare Strommenge. Würde die komplette in Deutschland nachgefragte Wärmemenge aus geothermischen Quellen kommen, würde dies eine theoretische Obergrenze für die geothermische Stromerzeugung von 140 TWh/a (entspricht 25 % der Bruttostromerzeugung Deutschlands) bedeuten (Wirkungsgrad für die Stromerzeugung von 10 % angenommen). Dieser Wert wird durch die Notwendigkeit der Existenz von Fernwärmenetzen auf etwa 10 TWh/a (beim aktuellen Wärmenetzausbau-grad) eingeschränkt. Durch einen sinnvollen Ausbau des Fernwärmenetzes (genügend hohe Wärmenachfragedichte) ließe sich dieser Wert auf 66 TWh/a erhöhen [62, S. 53ff.],[45, S. 527ff].

4.4.2 Kraftwerke

Die meisten geothermischen Anlagen in Deutschland werden ausschließlich zu Wärmeezwecken (Gebäudeheizung, Fernwärme, Balneologie) genutzt. Erst 2003 wurde mit der Erweiterung der Anlage in Neustadt-Glewe um einen ORC-Prozess die erste Anlage

4 Stand und Potenziale der Stromerzeugung mit Geothermie

zur Stromerzeugung in Betrieb genommen. Momentan (Stand 02/2011) arbeiten fünf geothermische Stromerzeugungsanlagen in Deutschland, etliche sind in Planungs- oder Bauphase. Die bereits stromerzeugenden Anlagen befinden sich in Neustadt-Glewe, Unterhaching, Landau, Simbach am Inn und Bruchsal. Abbildung 4.8 zeigt geothermische Kraftwerksprojekte in Deutschland.

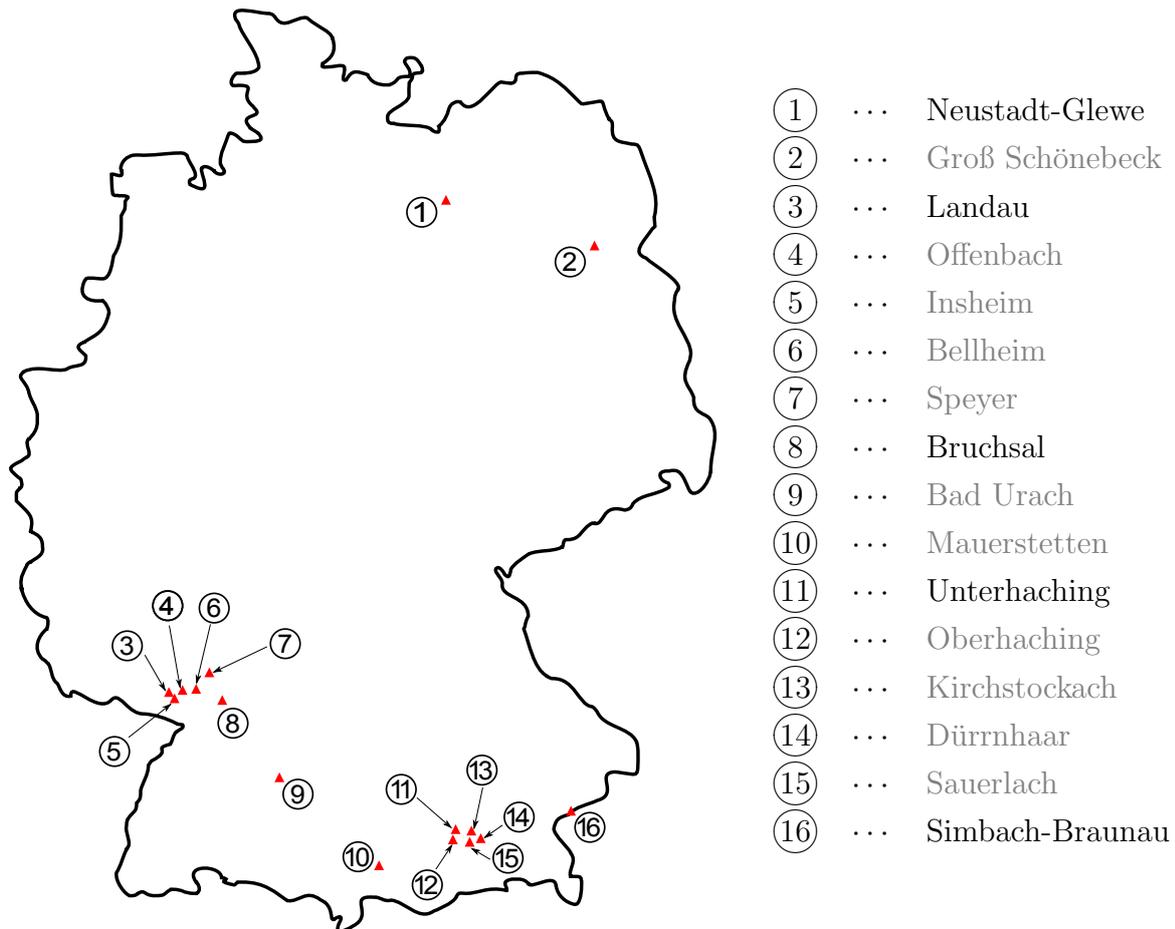


Abbildung 4.8: Geothermische Anlagen zur Stromerzeugung in Deutschland in Betrieb (schwarz geschrieben), Planungs- oder Bauphase (grau geschrieben) [64, S. 4-8]

Nachfolgend werden die Anlagen, die bereits Strom ins Netz einspeisen, kurz dargestellt.

Neustadt-Glewe

Das Kraftwerk in Neustadt-Glewe ist eigentlich als reines Heizwerk konzipiert worden. Da der Wärmebedarf in den Sommermonaten allerdings sehr gering ist, wurde die Anlage um einen ORC-Prozess erweitert, der mit der weltweit niedrigsten Primärkreislauftemperatur von 98 °C arbeitet. Als geothermische Lagerstätte dient dabei ein Heißwasseraquifer, der

4 Stand und Potenziale der Stromerzeugung mit Geothermie

mit einer Bohrlochdublette erschlossen wird. Die Nennleistung der Stromerzeugung beträgt 230 kW [8, S. 31f].

Unterhaching

Die Anlage in Unterhaching ist das erste geothermische Kraftwerk mit Kalina-Technik in Deutschland. Seit Mai 2008 wird damit Strom aus Geothermie erzeugt. Es wird ein Heißwasseraquifer mit einer Bohrlochdublette genutzt. Die erste Bohrung wurde dabei erstmals durch eine privatwirtschaftliche Fündigkeitsversicherung abgesichert. Die beiden Bohrungen im Malmkarst mussten mit verdünnter Salzsäure stimuliert werden um genügende Förderraten zu erreichen. Die geothermale Leistung beträgt maximal 38 MW, die installierte elektrische Leistung $3,36 MW_e$ [8, S. 32f].

Landau

In Landau wird ebenfalls ein Heißwasseraquifer über eine Bohrlochdublette erschlossen. Die Anlage ist seit November 2007 in Betrieb, die Stromerzeugung erfolgt mit einem ORC-Prozess. Als geothermisches Reservoir nutzt man einen Heißwasseraquifer im Oberrheingraben. Temperaturen von etwa 160 °C und Förderraten von 50-70 l/s machen eine Stromproduktion von 3 MW und eine thermische Leistung von 3-6 MW möglich [8, S. 33].

Simbach am Inn

In Simbach arbeitet in Kooperation mit Braunau (Österreich) das erste grenzüberschreitende Geothermieprojekt Europas. Das Fernwärmenetz nimmt 2003 seinen Betrieb auf, 2009 geht auch die nachträglich erweiterte ORC-Anlage ans Netz. Die Fördertemperatur beträgt nur etwa 80 °C, die Anlage dient daher auch zur Demonstration der technischen und wirtschaftlichen Machbarkeit von geothermischen Stromerzeugungsanlagen mit Vorlauftemperaturen <100 °C [40, Heft 64, S. 14].

Bruchsal

Bereits 1985 wird in Bruchsal eine Bohrung bis in eine Tiefe von etwa 2500 m abgeteuft, in den 90er Jahren wird das Projekt jedoch aufgrund fallender Ölpreise wirtschaftlich unrentabel und daher eingestellt. Mit dem Inkrafttreten des Erneuerbare-Energien-Gesetz werden die Arbeiten am Projekt wieder aufgenommen. Ende 2009 speist die Anlage mit Kalina-Verfahren erstmal Strom ins öffentliche Netz ein [35, Heft 68, S. 11ff].

Eckdaten der Kraftwerke in Betrieb

In Tabelle 4.12 sind die wichtigsten Daten der bereits in Betrieb befindlichen geothermischen

4 Stand und Potenziale der Stromerzeugung mit Geothermie

Kraftwerke angeführt.

Die gesamte installierte elektrische Leistung geothermischer Anlagen beträgt Ende 2010 in Deutschland 7,34 MW_e .

Eckdaten	Neustadt-Glewe	Unterhaching	Landau	Simbach	Bruchsal
Lagerstätte	Aquifer	Aquifer	Aquifer	Aquifer	Aquifer
Temperatur	99 °C	122 °C	155 °C	80 °C	135 °C
Fließrate	35 l/s	150 l/s	80 l/s	80 l/s	24 l/s
Bohrtiefe	2335 m	3580 m	3340 m	1900 m	2542 m
Erschließungskonzept	Dublette	Dublette, EGS	Dublette	Dublette	Dublette
Hauptnutzung	Fernwärme	Fernwärme	Stromerz.	Fernwärme	Stromerz.
Nebennutzung	Stromerz.	Stromerz.	Fernwärme	Stromerz.	Fernwärme
elektrische Leistung	230 kW_{el}	3,36 MW_e	3 MW_e	200 kW_{el}	550 kW_{el}
thermische Leistung	7 MW_{th}	38 MW_{th}	6 MW_{th}	7 MW_{th}	5,5 MW_{th}
Stromerzeugungsprozess	ORC	Kalina	ORC	ORC	Kalina
Betrieb seit	2003	2009	2007	2009	2009

Tabelle 4.12: Eckdaten der geothermischen Kraftwerke zur Stromerzeugung in Deutschland (bereits in Betrieb) [64, S. 4-8]

4.4.3 Geplante und im Bau befindliche Anlagen

Es befinden sich momentan etwa 20 geothermische Kraftwerke im Bau bzw. in Planung, der Großteil davon im Bereich des Oberrheingraben und südlich von München im süddeutschen Molassebecken (siehe Abbildung 4.8). Teilweise befinden sich diese Projekte erst in der Erkundungs- oder Bohrphase; hier kann noch keine genaue Aussage über installierte elektrische Leistungen getroffen werden. Dies ist erst bei bekannter Reservoirtemperatur und Förderrate möglich.

Die elektrische Gesamtleistung dieser geplanten Kraftwerke beläuft sich auf 82,85 MW_e (Projekte in Erkundungsphase nicht berücksichtigt), zusammen mit den bereits in Betrieb befindlichen Anlagen ergibt sich eine installierte Leistung von 90,19 MW_e im Jahr 2014.

Anlage	Temp. °C	Fließrate l/s	Tiefe(max) m	Hauptnutzung	Nebennutzung	installierte Leistung MW_e	Leistung MW_{th}	Stromerzeugung ORC/Kalina	Zustand geplante Inbetriebnahme
Altdorf	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	5	k.A.	k.A.	Ende 2012
Bad Urach	176	k.A.	4444	Stromerz.	Fernwärme	k.A.	k.A.	ORC	k.A.
Bellheim	k.A.	k.A.	2850	Stromerz.	Fernwärme	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Bernried	150	250	5000	Stromerz.	Fernwärme	10	14	ORC	2013
Brühl	169	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	4,5	k.A.	ORC	2013
Dürrnhaar	122	k.A.	3940	Stromerz.	k.A.	4,5	k.A.	ORC	in Bau (2011)
Groß-Gerau	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	3	5	k.A.	2013
Groß Schönebeck	150	20	4310	Forschung	Stromerz.	0,75	10	ORC	in Bau (2011)
Insheim	165	40	3300	Stromerz.	Fernwärme	4,5	k.A.	ORC oder Kalina	in Bau (2011)
Kirchstockach	140	150	4452	Stromerz.	k.A.	5	k.A.	k.A.	k.A.
Mauerstetten	130	k.A.	4000	Stromerz.	k.A.	5	k.A.	k.A.	k.A.
Neuried	115	70	3000	Stromerz.	Fernwärme	2,3	k.A.	Kalina	2010
Oberhaching	130	140	k.A.	Fernwärme	Stromerz.	k.A.	k.A.	k.A.	in Bau
Offenbach	165	k.A.	k.A.	Stromerz.	Fernwärme	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Riedstadt	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	3,5	k.A.	k.A.	Erkundungen laufen
Rülzheim	160	60	k.A.	k.A.	k.A.	4,5	k.A.	k.A.	2014
Sauerlach	140	120	4230	Stromerz.	Fernwärme	5	4	ORC	in Bau (Ende 2011)
Schaidt	140	k.A.	k.A.	Stromerz.	Fernwärme	4,5	k.A.	ORC	2013
Speyer	150	160	2900	Stromerz.	Fernwärme	5,4	24	ORC	k.A.
Utting	120	k.A.	3300	k.A.	k.A.	10,4	100	k.A.	Ende 2010
Wolfratshausen	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	5	k.A.	k.A.	Bohrstart 2010

Tabelle 4.13: Geplante geothermische Anlagen in Deutschland [64, S. 4-8]

4 Stand und Potenziale der Stromerzeugung mit Geothermie

Eine Sonderrolle nimmt hierbei die Anlage Groß Schönebeck ein, die hauptsächlich zu Forschungszwecken genutzt werden wird. In Groß Schönebeck wird ein Technologieentwicklungsprojekt vom GeoForschungsZentrum Potsdam betrieben. Dieser Standort weist ähnliche geologische Bedingungen auf wie große Teile Europas, die gewonnenen Erfahrungen können also auf andere Gebiete übertragen werden [8, S. 36f]. Ursprünglich sollte das Kraftwerk 2008 in Betrieb gehen, ungewollte Verzögerungen (auch finanzielle) führten allerdings dazu, dass die Untertagearbeiten erst 2010 abgeschlossen werden konnten [36]. Im nächsten Schritt soll die Anlage um einen ORC-Prozess mit $750 kW_{el}$ erweitert werden, bei einer geothermischen Leistung von etwa $10 MW_{th}$. Neben Demonstrationszwecken soll die Anlage vor allem betriebstechnischen und energiewirtschaftlichen Optimierungszwecken dienen [8, S. 36f].

Eckdaten Groß Schönebeck	
Lagerstätte	Aquifer
Temperatur	150 °C
Fließrate	20 l/s
Tiefe Bohrung	4310m
Erschließungskonzept	Dublette, EGS
Hauptnutzung	Forschung
Nebennutzung	Stromerzeugung
elektrische Leistung	$750 kW_{el}$
thermische Leistung	$10 MW_{th}$
Stromerzeugungsprozess	ORC

Tabelle 4.14: Eckdaten des Geothermie-Kraftwerks in Groß Schönebeck [64, S. 4-8]

4.4.4 Ökonomische Rahmenbedingungen

In Deutschland wird der Einsatz erneuerbarer Energien hauptsächlich durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) geprägt. Bereits 1991 tritt der Vorgänger des EEG, das Stromeinspeisegesetz (StrEG), in Kraft und führt zu einer merklichen Steigerung der Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien. Im Jahr 2000 wird das StrEG vom EEG abgelöst, die darin festgelegten Vorrang- und Vergütungsregelung fördern den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien. Aufgrund der Marktentwicklung wird das EEG 2004 und 2009 novelliert und die Einspeisevergütung den Marktverhältnissen angepasst [87, S. 13ff].

Die momentan gültige zweite Novellierung des EEG tritt am 1.1.2009 in Kraft und regelt unter anderem den Netzanschluss, die Abnahme und das Einspeisemanagement sowie die

4 Stand und Potenziale der Stromerzeugung mit Geothermie

Vergütung des eingespeisten Stromes.

- *Netzanschluss.* Netzbetreiber sind verpflichtet, Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien ans Netz anzuschließen. Anlagen mit einer Anschlussleistung von mehr als 100 kW müssen dabei mit einer Einrichtung ausgestattet werden, die es dem Netzbetreiber ermöglicht, die jeweilige Ist-Einspeisung abzurufen und die Einspeiseleistung bei Überlastung ferngesteuert zu reduzieren. Die Kosten des Netzanschlusses hat der Anlagenbetreiber, Kosten für eine notwendige Verstärkung und den Ausbau des Netzes der Netzbetreiber zu tragen.
- *Abnahme und Einspeisemanagement.* Die Abnahmepflicht korrespondiert unmittelbar mit der Anschlusspflicht. Netzbetreiber sind demnach verpflichtet, den gesamten Strom aus erneuerbaren Energien abzunehmen, zu übertragen und zu verteilen. Die Abnahmepflicht besteht jedoch nicht uneingeschränkt. Der Netzbetreiber ist berechtigt, angeschlossene Anlagen über 100 kW zu regeln, wenn die Gefahr einer Netzüberlastung besteht.
- *Vergütung.* Die Vergütung für Strom aus Geothermie ist abhängig von der Anlagenleistung; bis einschließlich 10 MW beträgt die Vergütung 16 ct/kWh, darüber 10,5 ct/kWh. Diese Grundvergütung erhöht sich um 4 ct/kWh, wenn die Anlage vor dem 1.1.2016 in Betrieb genommen wird. Für Anlagen, die mindestens $\frac{1}{5}$ der gewonnenen Wärmeenergie auskoppeln, erhöht sich die Vergütung um 3 ct/kWh. Strom, der auch durch Nutzung petrothermaler Techniken (HDR) erzeugt wird, wird um weitere 4 ct/kWh zusätzlich vergütet. Für geothermische Anlagen, die nach dem 1. Jänner 2010 in Betrieb genommen werden, sinkt die Vergütung jährlich um 1%. Die Vergütung wird ab dem Zeitpunkt, an dem der Generator zum ersten Mal Strom produziert, 20 volle Jahre lang bezahlt [56, S. 3ff], [10].

4.5 Österreich

In Österreich eignen sich das Oberösterreichische Molassebecken, das Wiener Becken und das Steirische Becken für geothermische Zwecke. Allerdings sind in den Jahren von 2005 bis 2009 nur sieben tiefe Bohrlöcher abgeteuft worden, alle für balneologische Zwecke. Seit 2005 wurde kein geothermisches Projekt für die Wärme- oder Stromversorgung mehr gestartet. Der Grund liegt in der kaum vorhandenen öffentlichen Unterstützung und in der geringen Einspeisevergütung für geothermischen Strom von 7,5 ct/kWh. In der näheren Zukunft können allerdings tiefe geothermische Projekte im Wiener Becken erwartet werden, da dort Reservoirs mit Temperaturen von etwa 200 °C existieren [41, S. 1].

4.5.1 Geothermisches Potenzial

Das theoretische Potenzial aller Reservoirs mit Temperaturen über 100 °C in Österreich beträgt etwa 9000 EJ (Wärmeinhalt „Heat in place“). Bei einem Nutzungszeitraum von 1000 Jahren ergibt sich dabei ein regeneratives Potenzial von rund 9 EJ/a. Etwa die Hälfte davon befindet sich im Oberösterreichischen Molassebecken, je ein Fünftel im Steirischen Becken und Wiener Becken, der Rest im Vorarlberger Becken.

Abbildung 4.9 zeigt die wichtigsten geothermischen Lagerstätten in Österreich.

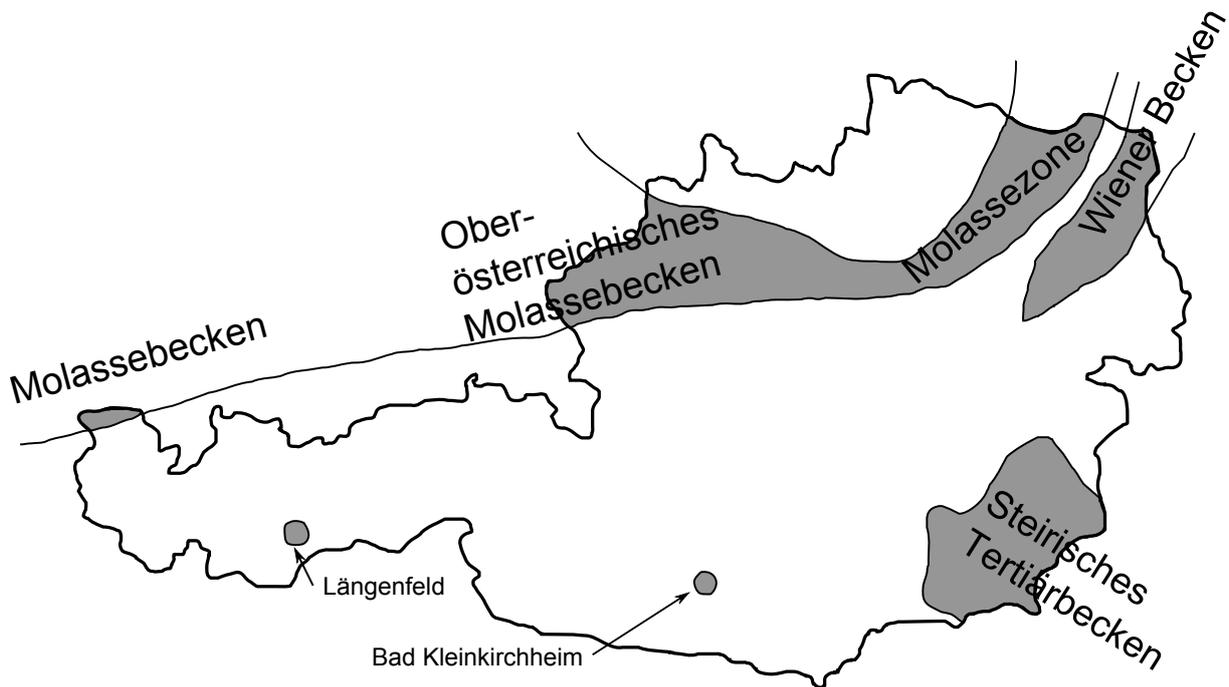


Abbildung 4.9: Österreich-Karte mit den größten geothermischen Lagerstätten ([44, S. 287], abgeändert)

Bei einem angenommenen Umwandlungsgrad von geothermischen Stromerzeugungsanlagen von 10 % resultiert daraus ein technisches Stromerzeugungspotenzial von etwa 30 TWh/a, unter der Annahme, dass die Geothermieanlagen im stromgeführten KWK-Betrieb arbeiten. Dies entspricht knapp 50 % der Nettostromerzeugung in Österreich, das Energieangebot des technischen Angebotspotenzials könnte theoretisch also komplett in das österreichische Energiesystem eingebunden werden. Geothermische Anlagen werden aber häufig mit Stromerzeugung als Nebennutzung und Wärmeengewinnung als Hauptnutzung ausgelegt. Unter diesen Voraussetzung sinkt das technische Nachfragepotenzial der geothermischen Stromerzeugung erheblich, da solche Anlagen nur in Gebieten mit hoher Wärmenachfragedichte sinnvoll sind. Setzt man einen ähnlichen Ausbaugrad des österrei-

4 Stand und Potenziale der Stromerzeugung mit Geothermie

chischen Fernwärmenetzes wie jenes in Deutschland vorraus, ergibt sich ein technisches Nachfragepotenzial von etwa 1 TWh/a für Österreich (wärmegeführter KWK-Betrieb angenommen) [44, S. 331ff].

4.5.2 Kraftwerke

Altheim

Altheim liegt im oberösterreichischen Molassebecken, bereits 1989 wird mit dem Bau eines geothermischen Heizwerkes begonnen, ursprünglich ohne Zweitbohrung zur Reinjektion. Wasserwirtschaftliche Gründe machen eine zweite Bohrung notwendig. Dabei wird das Heizwerk um einen ORC-Prozess mit 1 MW erweitert, die Stromeinspeiseerlöse sollen diese Investition ermöglichen. Das geförderte Thermalwasser weist eine Temperatur von 106 °C auf, nach dem ORC-Prozess steht immer noch Wasser mit 70 °C für die Fernwärmeversorgung zur Verfügung [63, S. 2ff].

Bad Blumau

Bad Blumau liegt im steirischen Becken, ca. 45 km östlich von Graz. Hier wurde 2001 die zweite geothermische Stromerzeugungsanlage Österreichs (ORC-Prozess) in Betrieb genommen. Das Thermalwasser wird zudem für die Balneologie und für die Fernwärme genutzt, das Begleitgas (hauptsächlich CO_2) wird ebenfalls verwertet [39, S. 26].

Eckdaten der Kraftwerke in Betrieb

Tabelle 4.15 zeigt die Eckdaten der beiden geothermischen Stromerzeugungsanlagen in Österreich, die bereits Strom produzieren. Die gesamte elektrische Leistung aus Geothermie beträgt Ende 2010 in Österreich 1,18 MW_e . Die E-Control gibt in der neuesten Ausgabe des Ökostromberichts (September 2010) die Engpassleistung geothermischer Kraftwerke in Österreich mit 0,92 MW_e an [18, S. 168].

4 Stand und Potenziale der Stromerzeugung mit Geothermie

Eckdaten	Altheim	Bad Blumau
Lagerstätte	Aquifer	Aquifer
Temperatur	106 °C	107 °C
Fließrate	81,7 l/s	30 l/s
Bohrtiefe	2306 m	2600 m
Erschließungskonzept	Dublette	Dublette
Hauptnutzung	Fernwärme	Fernwärme
Nebennutzung	Stromerz.	Stromerz.
elektrische Leistung	1 MW_e	0,18 MW_e
thermische Leistung	12,4 MW_{th}	7,6 MW_{th}
Stromerzeugungsprozess	ORC	ORC
Betrieb seit	2000	2001

Tabelle 4.15: Eckdaten der geothermischen Kraftwerke zur Stromerzeugung in Österreich (bereits in Betrieb)

4.5.3 Geplante und im Bau befindliche Anlagen

Momentan befinden sich keine Projekte in Planung oder Bau, der Grund liegt in der geringen finanziellen Förderung von Geothermie und anderen Hemmnissen. Neue Anlagen werden am wahrscheinlichsten im Wiener Becken entstehen, dort vor allem am Rand von Wien. Im Oberösterreichischen Molassebecken kann ein leichter Anstieg von geothermischen Projekten erwartet werden, einige bestehende Anlagen zur Wärmeversorgung werden eventuell durch zusätzliche Bohrungen vergrößert. Weitere geothermische Anlagen zur Stromproduktion sind in Österreich kurz- und mittelfristig nicht zu erwarten [41, S. 8].

4.5.4 Ökonomische Rahmenbedingungen

In Österreich wird die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Quellen durch das Ökostromgesetz geregelt. Dieses Gesetz sieht vor, dass die Ökostromabwicklungsstelle Strom von Ökostromanlagen zu einem festgelegten Tarif abnimmt und den einzelnen Stromhändlern zuweist. Die Menge des zugewiesenen Stromes hängt davon ab, wie viel Strom der Händler insgesamt an den Endverbraucher liefert. Förderfähig sind dabei nur geothermische Anlagen mit einem Gesamtnutzungsgrad von mindestens 60 % (dh. nur effiziente KWK-Anlagen). Der Einspeisetarif für Ökostrom aus Geothermie beträgt 7,5 ct/kWh (bei einer Laufzeit von 13 Jahren). Die Stromlieferanten bezahlen an die Ökostromabwicklungsstelle einen jährlich per Verordnung festgesetzten Verrechnungspreis (2010:

4 Stand und Potenziale der Stromerzeugung mit Geothermie

12,42 ct/kWh für Ökostrom, der nicht aus Kleinwasserkraft stammt) [18, S. 27ff].

Abbildung 4.10 verdeutlicht die Rahmenbedingungen zur Förderung von Ökostrom in Österreich.

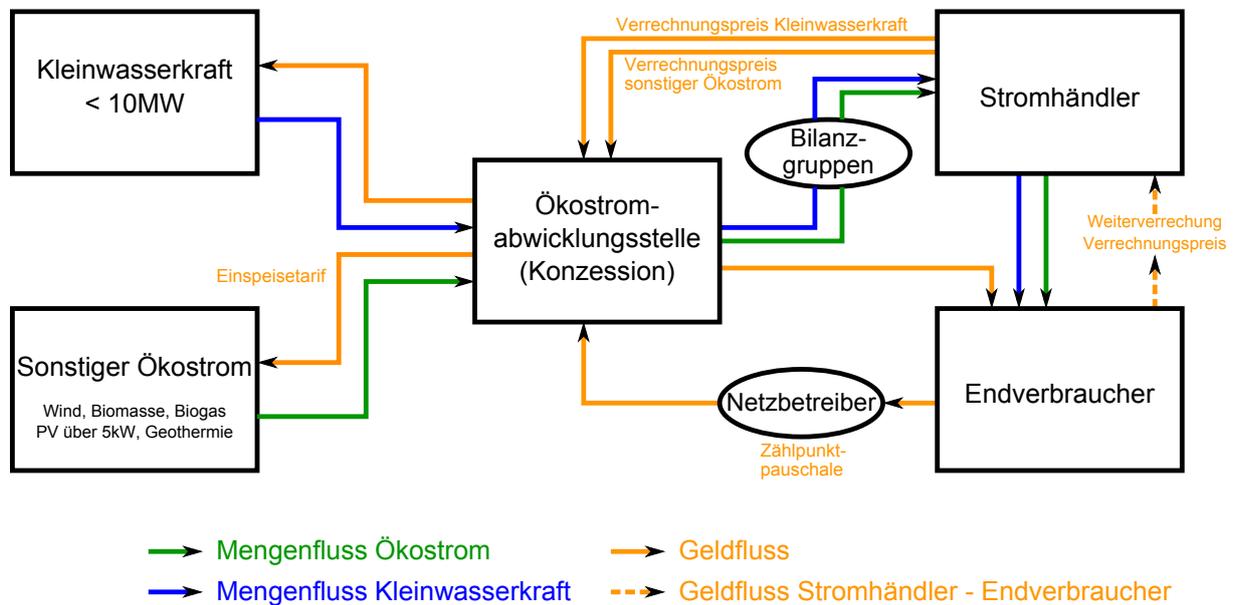


Abbildung 4.10: Zur Verdeutlichung des Fördersystems für Strom aus erneuerbaren Quellen in Österreich [18, S. 27].

4.6 Schweiz

In der Schweiz sind bis jetzt noch keine geothermischen Anlagen zur Stromproduktion in Betrieb, es existieren jedoch schon etliche Anlagen zur direkten Nutzung der geothermischen Energie. Der Wärmepumpenmarkt verzeichnet in der Schweiz jährliche Wachstumsraten von bis zu 17 % [73, S. 1].

4.6.1 Geothermisches Potenzial

In der Schweiz wird das theoretische geothermische Potenzial in einer Tiefe von 3-7 km auf etwa 57.000 EJ geschätzt. Unterstellt man einen Gewinnungsfaktor von 4 % und einen Wirkungsgrad der Stromerzeugung von 10 % ergibt sich eine potenzielle totale Elektrizitätsgewinnung von 63.700 TWh_{el} . Bei einer längerfristigen, nachhaltigen Erschließung dieses Potenzials (Nutzungszeitraum mehr als 1.000 Jahre) kann mit etwa 17 TWh_{el} pro Jahr (ca. 30 % des schweizerischen Elektrizitätsverbrauch) gerechnet werden. Dieses Potenzial stellt das größte der erneuerbaren Energien in der Schweiz dar, die technische Nutzbarkeit ist allerdings noch nicht gesichert [4, S. 2f].

4 Stand und Potenziale der Stromerzeugung mit Geothermie

An einem geothermischen Atlas zur genaueren Erhebung des Potenzials wird gearbeitet. Für einige Kantone im Norden und Westen der Schweiz existieren bereits 3D-Modelle des Untergrundes, weitere Kantone folgen. Damit wird das Potenzial noch besser abschätzbar sein.

4.6.2 Kraftwerke

Momentan existieren keine geothermischen Kraftwerke zur Stromerzeugung in der Schweiz.

4.6.3 Geplante und im Bau befindliche Anlagen

In der Schweiz befinden sich etwa ein halbes Dutzend Projekte der tiefen Geothermie im Entwicklungsstatus. Die Inbetriebnahme dieser Anlagen ist für 2012 bzw. 2013 vorgesehen. Neben dem gescheiterten Projekt in Basel ist ein ähnliches Projekt nach dem HDR-Verfahren in der Nähe von Genf in Planung. Anlagen zur Erschließung hydrothermalen Vorkommen sind in Thônex, Neuchâtel, Lavey, Lausanne, La Côte und Brigerbad geplant [73, S. 7]. Diese Projekte befinden sich teilweise noch in der Machbarkeitsstudie, genauere Leistungsangaben können erst bei abgeschlossenen Bohrarbeiten gemacht werden.

Auf das Projekt in Basel wird näher eingegangen, weil es das weltweit erste kommerziell genutzte geothermische Heizkraftwerk mit HDR-Technologie gewesen wäre.

Basel liegt am südöstlichen Ende des Oberrheingraben und wird daher als Standort für ein EGS-Projekt ausgewählt. In etwa 5.000 m Tiefe werden dort Temperaturen von 200 °C erwartet. Die geplante Leistung soll den Wärmebedarf von 2.700 Haushalten und den Strombedarf von 10.000 Haushalten decken [2]. Im Zuge der Risserzeugung durch Einpressen von Wasser mit hohem Druck treten allerdings Ende 2006 bzw. Anfang 2007 mehrere Erdstöße mit einer maximalen Magnitude von 3,4 auf. Dies führt zu großen Verunsicherungen in der Bevölkerung und zu einem sofortigen Stopp der Stimulation. Eine seismische Risikostudie soll klären, ob und unter welchen Bedingungen das Projekt in Basel weitergeführt werden kann [73, S. 7]. Die Studie kommt zu dem Schluss, dass eine Weiterführung des Projektes für die Stadt Basel ein zu großes Risiko darstellt und stellt zudem fest, dass andere Standorte in der Schweiz ein deutlich geringeres Risiko zu seismologischen Aktivitäten aufweisen [14].

4.6.4 Ökonomische Rahmenbedingungen

Die Vergütung für Strom aus geothermischen Anlagen ist in der Schweiz abhängig von der elektrischen Nettonennleistung der Anlage. Die Vergütungsdauer beträgt 20 Jahre. Ab 2018 sinken die Vergütungssätze für Neuanlagen um 0,5 % pro Jahr [16, S. 39].

4 Stand und Potenziale der Stromerzeugung mit Geothermie

Tabelle 4.16 zeigt die Vergütungssätze der Leistungsklassen.

Nennleistung in MW_e	Einspeisevergütung in ct/kWh
≤ 5	29,53
≤ 10	26,58
≤ 20	20,67
≥ 20	16,76

Tabelle 4.16: Einspeisevergütung für Strom aus Geothermie in der Schweiz [16, S. 39]. Die Kommastellen kommen durch die Umrechnung von Schweizer Rappen in Eurocent zustande ($1 Rp = 0,738 ct$).

4.7 Italien

In Italien werden die geothermischen Ressourcen hauptsächlich zur Stromerzeugung genutzt. Alle geothermischen Anlagen befinden sich in der Toskana, in den Gebieten Larderello und Mount Amiata. Im Jahr 2009 liegt die installierte Leistung aus Geothermie bei 842,5 MW_e .

In Larderello ermöglichen neue durchgeführte Tiefenbohrungen in den Jahren 2005 bis 2009 vier zusätzliche Anlagen mit einer Gesamtkapazität von 100 MW. In diesem Gebiet wird 2008 nach vier Jahren auch ein Tiefenerkundungsprogramm (seismische 3D-Modelle und 11 Erkundungsbohrungen in einer Tiefe von 3000-4000 m) positiv abgeschlossen.

Im Gebiet Mount Amiata können trotz des riesigen geothermischen Potenzials aufgrund von Widerständen der lokalen Gemeinden momentan keine neuen Bohrungen durchgeführt oder Kraftwerksanlagen gebaut werden. Um diese Akzeptanzprobleme beseitigen zu können, wird ein Abkommen zwischen Enel und den lokalen Behörden unterzeichnet, die Umweltauswirkungen geothermischer Anlagen besser zu untersuchen [32, S. 1].

4.7.1 Geothermisches Potenzial

Italien stellt bei den geothermischen Potenzialen in Kontinentaleuropa eine Ausnahmererscheinung dar. Aufgrund der Hebung des Erdmantels und der dünnen Erdkruste in großen Teilen Mittelitaliens finden sich dort teilweise in nur 2 km Tiefe bereits Temperaturen von über 200 °C. Viele Gebiete weisen Wärmeflusswerte von 100-250 mW/m^2 auf, die Spitzenwerte betragen sogar bis 450 mW/m^2 (entspricht dem Achtfachen des weltweiten Durchschnitts). Abbildung 4.11 zeigt wichtige Aquifervorkommen in Italien mit

4 Stand und Potenziale der Stromerzeugung mit Geothermie

für eine Stromerzeugung ausreichende Temperatur. Es existieren noch weitere Aquifere mit Temperaturen bis 150 °C (vor allem in der Po-Ebene), allerdings mit geringerer Nutzbarkeit wie die eingezeichneten. In mehr als 50 % des italienischen Staatsgebietes finden sich geothermische Lagerstätten mit Temperaturen von 50-150 °C in einer Tiefe von 3 km. Hoch-Temperatur-Ressourcen (> 150 °C) in wirtschaftlich erreichbaren Tiefen erstrecken sich in Italien über ein Gebiet von etwa 1500 km². Zudem weist Italien auch unkonventionelle geothermische Ressourcen wie heißes kristallines Gestein, superkritische Fluide und Magmasysteme in Tiefen von 3-4 km auf [29, S. 3ff].

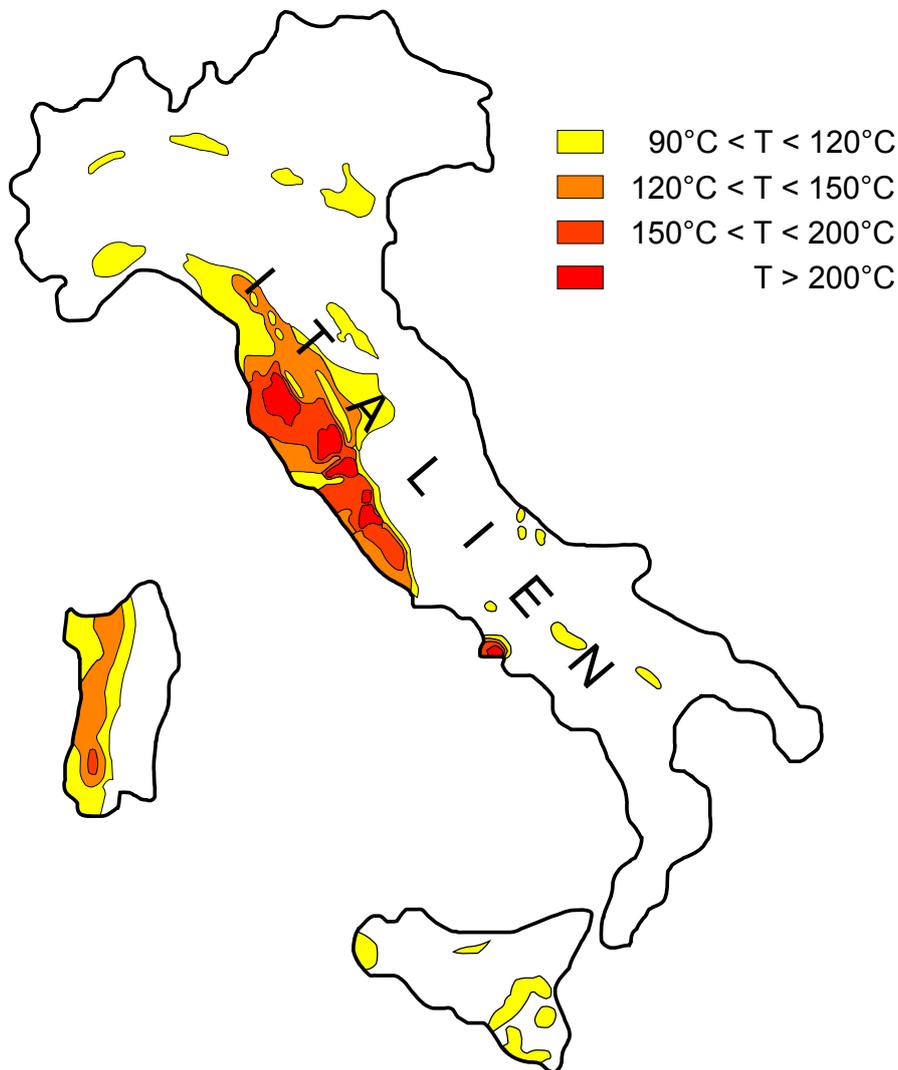


Abbildung 4.11: Gebiete mit wichtigen Aquifervorkommen in Italien mit Temperaturen von mehr als 90 °C in einer Tiefe von 3 km [30, S. 5, abgeändert].

4.7.2 Kraftwerke

Alle in Italien geothermisch genutzten Gebiete zur Stromerzeugung befinden sich in der Toskana: Larderello, Travale/Radicondoli, Bagnore und Piancastagnaio (die zwei letzteren befinden sich im Mount Amiata Gebiet). Die Hauptaktivität hat sich in den letzten fünf Jahren auf Larderello und Travale/Radicondoli konzentriert, aufgrund der Widerstände im Mount Amiata Gebiet [32, S. 3].

- *Larderello*. Das erkundete und genutzte Gebiet erstreckt sich über ca. 250 km^2 , 200 Bohrungen bringen überhitzten Dampf mit Drücken zwischen 2 und 18 bar und Temperaturen zwischen $150 \text{ }^\circ\text{C}$ und $270 \text{ }^\circ\text{C}$ an die Erdoberfläche. Im Dezember 2009 beträgt die installierte Leistung 594,5 MW bei 22 Kraftwerksanlagen. Das kürzlich durchgeführte tiefe Erkundungsprogramm zeigt noch Reservoirs mit Temperaturen bis $350 \text{ }^\circ\text{C}$ in Tiefen von 3-4 km.
- *Travale/Radicondoli*. Das geothermisch genutzte Gebiet hat eine Größe von etwa 50 km^2 , 27 Bohrungen produzieren überhitzten Dampf mit Temperaturen von bis zu $250 \text{ }^\circ\text{C}$. Es sind sechs geothermische Anlagen mit einer installierten Gesamtleistung von 160 MW in Betrieb. Bis Ende 2011 sollen zwei zusätzliche Anlagen mit je 20 MW dazukommen.
- *Mount Amiata*. In diesem Gebiet befinden sich zwei geothermische Felder: Bagnore und Piancastagnaio. Die dort vorhandenen Reservoirs sind wasser-dominiert, mit Drücken bis zu 200 bar und Temperaturen von $300\text{-}350 \text{ }^\circ\text{C}$ in einer Tiefe von 3000 m. Momentan befinden sich fünf Anlagen mit einer Gesamtleistung von 88 MW in Betrieb. Das noch reichlich vorhandene geothermische Potenzial kann momentan aufgrund lokaler Widerstände nicht weiter erschlossen werden [32, S. 3].

4 Stand und Potenziale der Stromerzeugung mit Geothermie

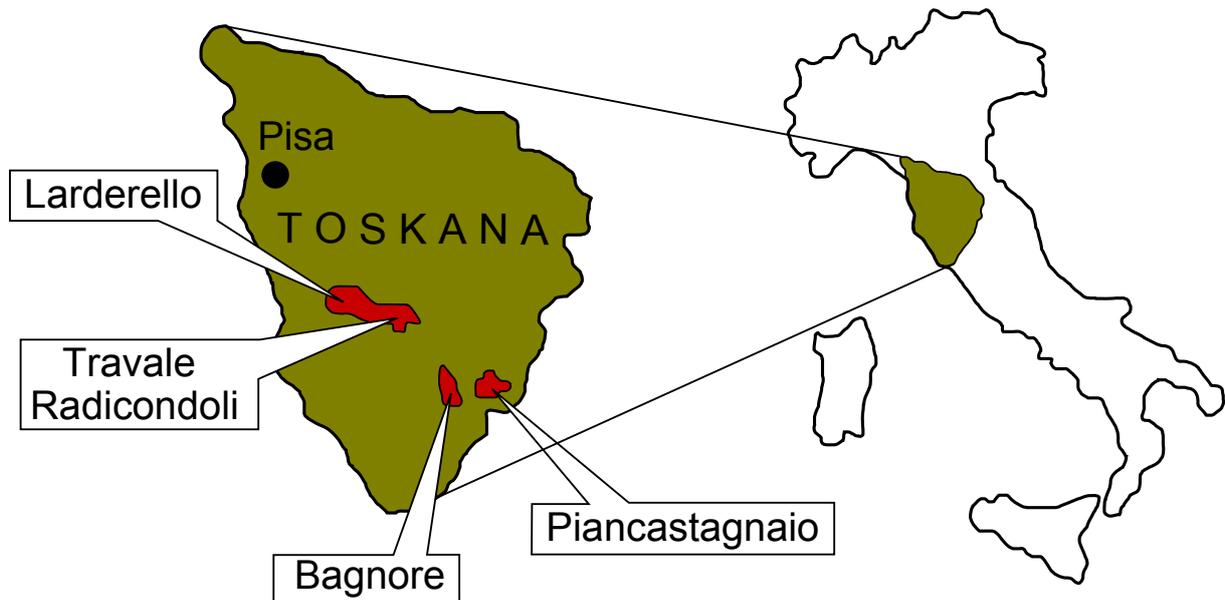


Abbildung 4.12: Lage der großen geothermischen Kraftwerksparks in Italien ([32, S. 5], abgeändert)

Tabelle 4.17 zeigt eine Liste mit den in Betrieb befindlichen Kraftwerken in Italien (geplante Kraftwerke sind grau geschrieben). Aufgrund der hohen Temperaturen des geothermischen Reservoirs wird bei den meisten Bohrlöchern trockener Dampf gefördert, der direkt entspannt werden kann (kein Binärprinzip notwendig). Nur in den Anlagen Piancastagnaio 3-5 wird neben Dampf auch Wasser gefördert, das vor der Entspannung in der Turbine vom Dampf getrennt wird. Die Anlage Bagnore 3 ist als Single-Flash-Kraftwerk ausgeführt [32, S. 6].

4 Stand und Potenziale der Stromerzeugung mit Geothermie

	Name	install. Leistung MW_e	Betrieb seit
<i>Larderello</i>	Valle Secolo	120	1991
	Farinello	60	1995
	Nuova Larderello	20	2005
	Nuova Gabbro	20	2002
	Nuova Castelnuovo	14,5	2000
	Nuova Serrazzano	60	2002
	Nuova Sasso	20	1996
	Sasso 2	20	2009
	Le Prata	20	1996
	Nuova Monterotondo	10	2002
	Nuova San Martino	40	2005
	Nuova Lago	10	2002
	Nuova Lagoni Rossi	20	2009
	Cornia 2	20	1994
	Nuova Molinetto	20	2002
	Carboli 1	20	1998
	Carboli 2	20	1997
	Selva	20	1997
	Monteverdi 1	20	1997
	Monteverdi 2	20	1997
Sesta	20	2002	
Zwischensumme		594.5	
<i>Travale-Radi.</i>	Nuova Radicondoli	40	2002
	Nuova Radicondoli 2	20	geplant
	Pianacce	20	1987
	Rancia	20	1986
	Rancia 2	20	1988
	Travale 3	20	2000
	Travale 4	40	2002
	Chiusdino 1	20	geplant
Zwischensumme		160	
<i>Mt. Amiata</i>	Bagnore 3	20	1998
	Bagnore 4	40	geplant
	Piancastagnaio 2	8	1969
	Piancastagnaio 3	20	1990
	Piancastagnaio 4	20	1991
	Piancastagnaio 5	20	1994
Zwischensumme		88	
Summe		842,5(922,5)	

Tabelle 4.17: Geothermische Anlagen zur Stromerzeugung in Italien in Betrieb [32, S. 6]

4.7.3 Geplante und im Bau befindliche Anlagen

Für die Entwicklung der geothermischen Stromerzeugung in Italien bis 2020 existieren zwei Szenarien mit unterschiedlichen Rahmenbedingungen.

Szenario 1 basiert auf der jetzigen Situation am Energiemarkt, mit der Verwendung der momentan verfügbaren Technologie und der Annahme, dass Unternehmen in der Geothermie-Branche Maßnahmen ergreifen, die Geothermie-Projekte in vielversprechenden Gebieten vorantreiben.

Szenario 2 geht von einer Intensivierung der Nutzung von geothermischer Energie aus, einer Energiepolitik mit ökologischem Schwerpunkt und der Entwicklung und Anwendung innovativer Technologien (z. B. EGS und Stromerzeugung mit Binärprozess).

Der Ausblick bis 2020 kann in zwei zeitliche Abschnitte gegliedert werden:

- Im ersten Abschnitt, bis Dezember 2012, werden die geplanten Projekte in Lardello, Travale-Radicondoli, Bagnore und Piancastagnaio umgesetzt. Dabei werden alte Anlagen modernisiert und einige Anlagen neu errichtet, was eine zusätzliche installierte Leistung von etwa 110 MW_e bedeutet. Im Dezember 2012 wird somit eine Gesamtleistung von ca. 960 MW_e installiert sein.
- Im zweiten Abschnitt, von 2013 bis 2020, werden in einigen vielversprechenden Gebieten in der Toskana und anderen Hochtemperatur-Reservoirs in Mittel- und Süditalien Erkundungen und neue Bohrungen durchgeführt. Legt man dabei Szenario 1 zugrunde, werden 2020 etwa 1.200 MW_e installiert sein, bei Szenario 2 etwa 1.500 MW_e [30, S. 3].

Abbildung 4.13 zeigt die Entwicklung der geothermischen Stromerzeugung in Italien seit 1900. Dabei wird nicht die installierte Leistung, sondern die Netzanschlussleistung (Nettoleistung) der Anlagen berücksichtigt. Die möglichen Szenarien nach 2006 sind in grün bzw. blau eingezeichnet.

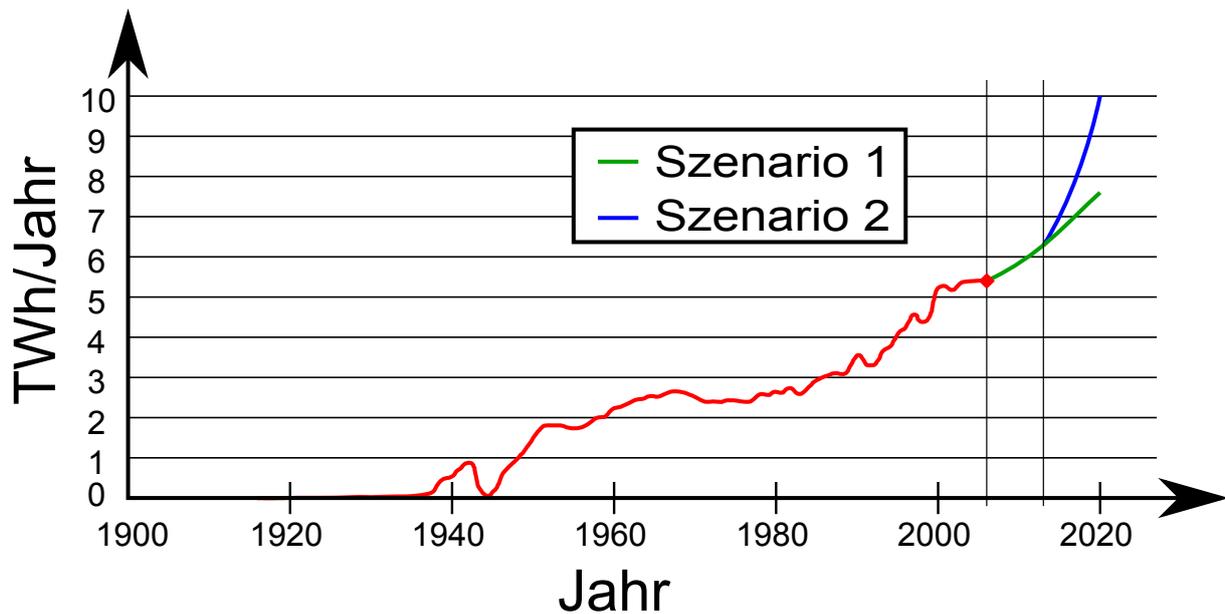


Abbildung 4.13: Jährliche Stromerzeugung aus Geothermie in Italien seit 1900. Die möglichen Szenarien bis 2020 sind in Grün bzw. Blau dargestellt [30, S. 6].

4.7.4 Ökonomische Rahmenbedingungen

Die Förderung von Strom aus erneuerbaren Quellen erfolgt in Italien seit 2002 vor allem durch die Verpflichtung von Stromproduzenten (über 100 GWh), einen bestimmten Anteil des produzierten Stromes aus erneuerbaren Quellen zu erzeugen. Die aktuelle Produktionsquote von erneuerbaren Energien liegt bei 5,3 % pro 100 GWh und steigt jährlich um 0,75 Prozentpunkte. Der Stromproduzent hat dabei die Möglichkeit, den Strom aus erneuerbaren Quellen selbst zu erzeugen, wofür er grüne Zertifikate erhält, oder die Zertifikate zuzukaufen (auch aus der EU). Die Ausstellung der Zertifikate und die Überwachung des Zertifikatsystems erfolgt durch GSE⁴. Anlagen, die seit 2008 in Betrieb sind, erhalten Zertifikate für 15 Jahre (der Wert eines Zertifikates entspricht seit 2008 1 MWh) im Ausmaß der letztjährigen Nettoproduktion, multipliziert mit einem Koeffizienten (für die Geothermie beträgt dieser Koeffizient 0,9). Die zusätzlichen Kosten, die dem Stromproduzenten durch den Ankauf der Zertifikate entstehen, spiegeln sich letztendlich im Preis am Strommarkt wider.

Des Weiteren existiert eine Preisregelung, mit der kleine Anlagen unter 1 MW gefördert werden. Für alle erneuerbaren Energieträger ist ein fester Vergütungssatz festgelegt, für Geothermie beträgt dieser 20 ct/kWh. Der Vergütungsanspruch besteht 15 Jahre ab der

⁴Gestore dei Servizi Elettrici, Behörde des italienischen Wirtschafts- und Finanzministerium

Inbetriebnahme der Anlage. Allerdings sind in Italien momentan keine geothermischen Anlagen zur Stromerzeugung kleiner 1 MW vorhanden [3].

4.8 Frankreich

4.8.1 Geothermisches Potenzial

In Frankreich finden sich hauptsächlich Niedrigenthalpie-Lagerstätten, die zu Wärmezwecken und für Wärmepumpen genutzt werden (die zwei Hauptsedimentbecken sind das Pariser Becken und das Aquitanische Becken im Südwesten Frankreichs). Andere französische Gebiete weisen ebenfalls großes Potenzial im Bereich der Niedrigenthalpie-Nutzung auf, jedoch sind ihre geologischen Strukturen komplexer [28, S. 1ff].

Die Potenziale, die in Frankreich mit EGS genutzt werden könnten, sind riesig. Einer vom französischen Büro für Geologie und Bergbauforschung durchgeführten Untersuchung im Jahr 2004 zufolge, sind die Potenziale für EGS die zweitgrößten in der EU nach Ungarn. Sie entsprechen etwa dem siebenfachen der Potenziale in Deutschland. In der Theorie bedeutet dies auch bei einer Nutzung von nur 2 % der gesamten Kapazität eine installierte Leistung von 10 GW_e .

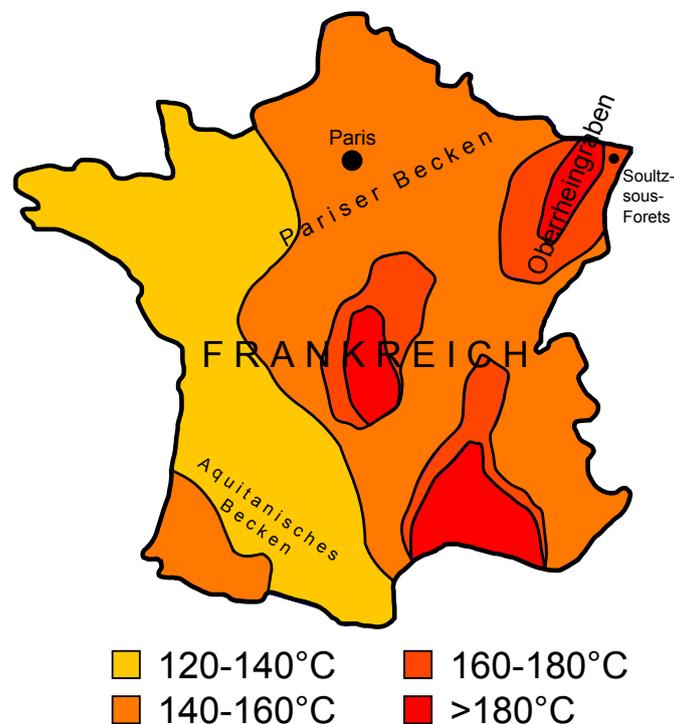


Abbildung 4.14: Temperaturverteilung in Frankreich in einer Tiefe von 5 km [5, vereinfacht].

4 Stand und Potenziale der Stromerzeugung mit Geothermie

In französischen Überseegebieten (Vulkanische Inseln der Antillen: Guadeloupe und Martinique, La Réunion im indischen Ozean) existieren aber auch Hochenthalpie-Reservoirs, die sich zur Stromerzeugung eignen, allerdings nicht an das europäische Stromnetz angeschlossen sind.

Das Gemeinschaftsprojekt für EGS „Soulz-sous-Forêts“ befindet sich auf der französischen Seite des Oberrheingraben, welches ein Referenzprojekt dieser Technologie weltweit darstellt. Begleitend zu diesem Projekt soll ein Forschungs- und Entwicklungsprogramm für die Nutzung von EGS gestartet werden [28, S. 1ff].

4.8.2 Kraftwerke

Momentan erzeugen nur das Kraftwerk in Guadeloupe ($15 MW_e$) und das HDR-Projekt in Soulz-sous-Forêts ($2,2 MW_e$) Strom aus geothermischen Quellen.

4.8.3 Geplante und im Bau befindliche Anlagen

Bis 2020 sollen auch in Martinique und La Réunion geothermische Anlagen mit $40 MW_e$ bzw. $60 MW_e$ entstehen, zusätzlich soll die Anlage in Guadeloupe auf $90 MW_e$ erweitert werden (installierte Gesamtleistung von $190 MW_e$ 2020) [28, S. 5]. Auf die Anlagen in Übersee wird hier nicht näher eingegangen, da der Strom nicht ins europäische Netz eingespeist wird.

In naher Zukunft konzentriert sich die Entwicklung geothermischer Stromerzeugungsanlagen auf das Gebiet des Oberrheingraben (Limagne und Alsace), wo an etwa zehn Projekten vom Typ Landau-Soulz gearbeitet wird [27, S. 3]. Die installierte Netzleistung dieser Anlagen kann durchaus $50 MW_e$ erreichen.

Die Anlage in Soulz-sous-Forêts im französischen Elsass (etwa 50 km nordöstlich von Strasbourg) ist das weltweit erste funktionsfähige Projekt mit dem HDR-Verfahren. Die ersten Arbeiten beginnen bereits 1988. Zu dieser Zeit existieren zwar schon HDR-Pilotanlagen in den USA, Japan und Deutschland, allerdings mit mäßigem Erfolg.

Im Sommer 2008 nimmt das von Frankreich, Deutschland und der EU (und Anfangs auch Großbritannien) geförderte Forschungsprojekt den Probetrieb auf. Der Standort wurde ausgewählt, da er sich selbst im geothermisch außergewöhnlichen Gebiet des Oberrheingraben durch einen besonders hohen Temperaturgradienten auszeichnet. Bereits in einer Tiefe von etwa 1.000 m wird die Temperatur von 100 °C überschritten. Danach kann allerdings eine Abflachung des Temperaturgradienten festgestellt werden (siehe Abbildung 4.15).

Der Untertagebau besteht unter anderem aus drei Bohrungen mit Tiefen von etwa 5.000

4 Stand und Potenziale der Stromerzeugung mit Geothermie

m. Zwei der drei Tiefenbohrungen dienen zur Förderung des heißen Tiefenwassers, die Re-Injektion erfolgt über die dritte Bohrung. Dabei wird ein spezielles Bohrverfahren verwendet, das es ermöglicht, dass die Bohrungen an der Oberfläche nur 6 m, in der Tiefe aber 600 m voneinander entfernt sind. Bis zu einer Tiefe von 4.500 m sind die Bohrungen verrohrt, darunter sind sie offen.

Die Stimulation des kristallinen Gesteins (Granit) erfolgt mit unterschiedlichen Verfahren. Zunächst wird beim hydraulischen Verfahren Wasser mit hohem Druck in die Bohrlöcher gepresst. Bei zwei Bohrungen kann durch die hydraulische Stimulation die Produktivität auf das 20-fache erhöht werden, die dritte Bohrung weist bereits ohne Stimulation eine hohe Permeabilität auf. Mithilfe der chemischen Stimulation sollen durch Zugabe verschiedener Säuren zum verpressten Wasser unterschiedliche Mineralien (z. B. Dolomit, Feldspäte, Calcit) gelöst werden. Beide Stimulationsverfahren bewirken zusammen eine Steigerung der Produktivität um den Faktor 50.

Das geförderte Wasser enthält ca. 100 g/l gelöste Salze und außerdem Gase (N_2 und CO_2). Das heiße geothermische Fluid mit einer Temperatur von ungefähr 175 °C gibt seine Wärmeenergie über einen Röhrenwärmetauscher an das Arbeitsmittel (Isobutan) ab, das dann in einer ORC-Anlage, wie in Abschnitt 3.2.1 beschrieben, zur Stromerzeugung genutzt wird.

Am Projekt in Soultz-sous-Forêts sind vor allem Energieversorgungsunternehmen aus Frankreich und Deutschland, aber auch aus anderen Staaten, beteiligt. Man erhofft sich mit diesem Projekt wertvolle Erfahrungen und Informationen für die Stimulation tiefliegender Gesteinsformationen, die für HDR-Projekte in der ganzen Welt, aber auch für die Verbesserung der Leitfähigkeit von Aquiferen, hilfreich sein werden [59, S. 1ff].

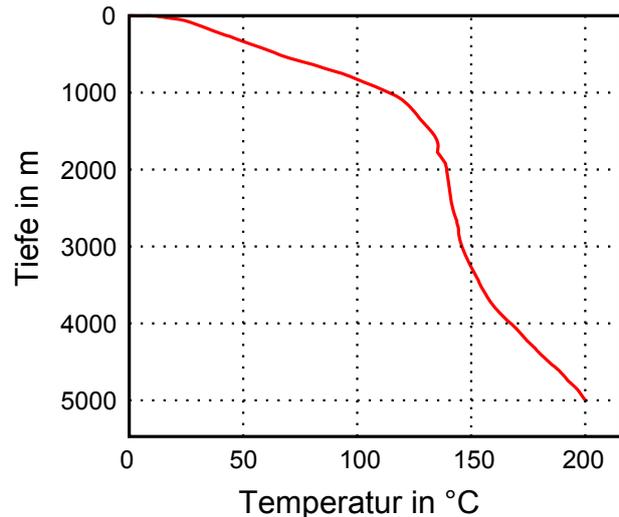


Abbildung 4.15: Temperaturgradient beim EGS-Projekt in Soultz-sous-Forêts [59, S. 2].

4 Stand und Potenziale der Stromerzeugung mit Geothermie

Eckdaten	Soultz-sous-Forêts
Lagerstätte	HDR
Temperatur Reservoir	200 °C
Temperatur gef. Dampf	175 °C
Fließrate	35 l/s
Bohrtiefe	5000 m
Erschließungskonzept	3 Bohrungen
Hauptnutzung	Forschung
Nebennutzung	Strom/Wärme
elektrische Leistung (brutto)	2,1 MW_e
elektrische Leistung (netto)	1,5 MW_e
Eigenverbrauch	600 kW
Geförderte Wärme	13 MW_{th}
Stromerzeugungsprozess	ORC
Betrieb seit	2008

Tabelle 4.18: Eckdaten der geothermischen Kraftwerks in Soultz-sous-Forêts [59, S. 3]

4.8.4 Ökonomische Rahmenbedingungen

In Frankreich erfolgt die Förderung von Strom aus erneuerbaren Quellen durch eine feste Einspeisevergütung. Netzbetreiber müssen Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen Netzzugang ermöglichen und den Strom zu einem durch Verordnung festgelegten Preis vergüten (Kontrahierungszwang).

Die Dauer und die Höhe der Vergütung ist abhängig von der jeweiligen Technologie, Geothermie wird für einen Zeitraum von 15 Jahren mit einem Tarif von 20 ct/kWh (+max. 8 ct/kWh Energieeffizienzprämie) gefördert. Dies gilt für Kontinentalfrankreich, in den Überseeregionen ist die Förderung der Geothermie mit 13 ct/kWh (+max. 3 ct/kWh Energieeffizienzprämie) deutlich geringer. Es werden nur Anlagen mit einer Leistung bis maximal 12 MW gefördert.

Um die gesetzten Ziele für Strom aus erneuerbaren Energien zu erreichen, finden in unregelmäßigen Abständen Ausschreibungen für Anlagen aus erneuerbaren Energien statt. Dem Gewinner der Ausschreibung wird der Strom mit der im jeweiligen Angebot angeführten Höhe über einen Zeitraum, der ebenfalls im Angebot enthalten ist, vergütet. Die Höhe und Dauer der Vergütung können von den oben angegebenen 20 ct/kWh bzw. 15 Jahren abweichen.

Die Kosten der geförderten Vergütung werden vom Endkunden getragen [3].

4.9 Spanien

Auf der iberischen Halbinsel wurden bereits in den 90er-Jahren Untersuchungen zu geothermischen Wärmeflüssen gemacht. Als Ergebnis dieser Studien kann ein durchschnittlicher Wärmeflusswert von 60 mW/m^2 festgestellt werden, in einigen anomalen Gebieten (Katalonien, Galicien, Andalusien) erreicht der Wärmefluss auch Werte bis 150 mW/m^2 .

Die Aktivitäten im Bereich Geothermie haben in den letzten Jahren in Spanien in allen Temperaturbereichen stark zugenommen. 2005 startet das spanische Elektrizitätsversorgungsunternehmen ENDESA Erkundungen in geothermisch vielversprechenden Gebieten Spaniens, dabei kristallisieren sich die Gebiete Katalonien und Galicien als besonders günstig für die Nutzung der geothermischen Energie mit EGS heraus.

In Katalonien existieren etliche Gräben, die sich für eine geothermische Nutzung eignen, am weitesten fortgeschritten sind die Erkundungsarbeiten im El Vallés Graben, der eine ähnliche geologische Struktur und einen ähnlichen Temperaturgradienten ($90 \text{ }^\circ\text{C}$ in einer Tiefe von 1000 m) wie das Gebiet bei Soultz-sous-Forêts aufweist. Der El Vallés Graben wäre demnach für die Nutzung mit dem HDR-Verfahren prädestiniert. Momentan versucht die Firma Petrathern España die am besten geeignete Stelle im El Vallés Graben für eine EGS-Nutzung zu lokalisieren.

Die einzigen hydrothermalen Hochtemperaturreservoirs in Spanien können auf den Kanarischen Inseln erwartet werden. Kürzlich durchgeführte Erkundungen lassen auf Reservoirs mit Temperaturen über $200 \text{ }^\circ\text{C}$ hoffen.

Auf dem spanischen Festland findet man auch Reservoirs mit Temperaturen im Bereich von $140 \text{ }^\circ\text{C}$ bis $180 \text{ }^\circ\text{C}$:

- Pyrenäen. Temperaturen von $150\text{-}170 \text{ }^\circ\text{C}$ im Gebiet Jaca/Sabiñánigo (2800-3500 m Tiefe)
- Betische Kordillere. An der Grenze von Sevilla und Cádiz Temperaturen von $150\text{-}160 \text{ }^\circ\text{C}$ (3200-3500 m Tiefe)
- Betische Kordillere. Im Süden der Provinz Almería Temperaturen von $170\text{-}180 \text{ }^\circ\text{C}$ (2500-2700 m Tiefe)
- Madrider Becken. Im Gebiet nördlich von Madrid Temperaturen von $140\text{-}160 \text{ }^\circ\text{C}$ (3400 m Tiefe)

4 Stand und Potenziale der Stromerzeugung mit Geothermie

Die Pyrenäen und das Madrider Becken werden momentan von verschiedenen Firmen mit geothermischen Interessen untersucht [74, S. 1ff]

In Spanien wird die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien durch eine Preisregelung gefördert. Betreiber von Anlagen bis 50 MW (in diese Kategorie werden die meisten Geothermieanlagen fallen) haben dabei die Möglichkeit, zwischen einem staatlich regulierten Mindesttarif oder einem Bonus zusätzlich zum freien Marktpreis zu wählen. Beim Bonus wird zwischen einem festen Bonus (wird zusätzlich zum variierenden Marktpreis bezahlt) und einem variablen Bonus (für Geothermieanlagen allerdings nicht möglich) unterschieden. Die Einspeisevergütung startet mit der Inbetriebnahme der Anlage und wird für die Dauer des Betriebs bezahlt, allerdings wird die Vergütung nach einer gesetzlich festgelegten Betriebsdauer (bei Geothermieanlagen 20 Jahre) verringert. Für Geothermie beträgt die Einspeisevergütung für die ersten 20 Betriebsjahre 6,89 ct/kWh, danach 6,51 ct/kWh.

4.10 Island

Aufgrund seiner Lage in einer der größten Störungszonen der Erde, dem mittelatlantischen Meeresrücken, verfügt Island über riesige geothermische Ressourcen. Bereits jetzt wird 62 % des Primärenergiebedarfs durch Geothermie gedeckt, 89 % der Heizwärme stammt aus geothermischen Quellen. Auch die Nutzung der Erdwärme zur Stromproduktion hat in den letzten Jahren einen massiven Schub erfahren, mit einer installierten Leistung von 573 MW_e wird bereits etwa ein Viertel des Gesamtstromverbrauchs aus geothermischen Quellen erzeugt [66, S. 1].

Abbildung 4.16 zeigt die Entwicklung der geothermischen Stromerzeugung in Island seit 1970. Vor allem in den letzten fünf Jahren wurde die geothermische Stromproduktion stark ausgebaut, die jährliche Energieerzeugung wurde auf 4.400 GWh/Jahr (etwa 575 MW) fast verdreifacht, Anlagen mit weiteren 230 MW_e sind bereits im Bau.

4 Stand und Potenziale der Stromerzeugung mit Geothermie

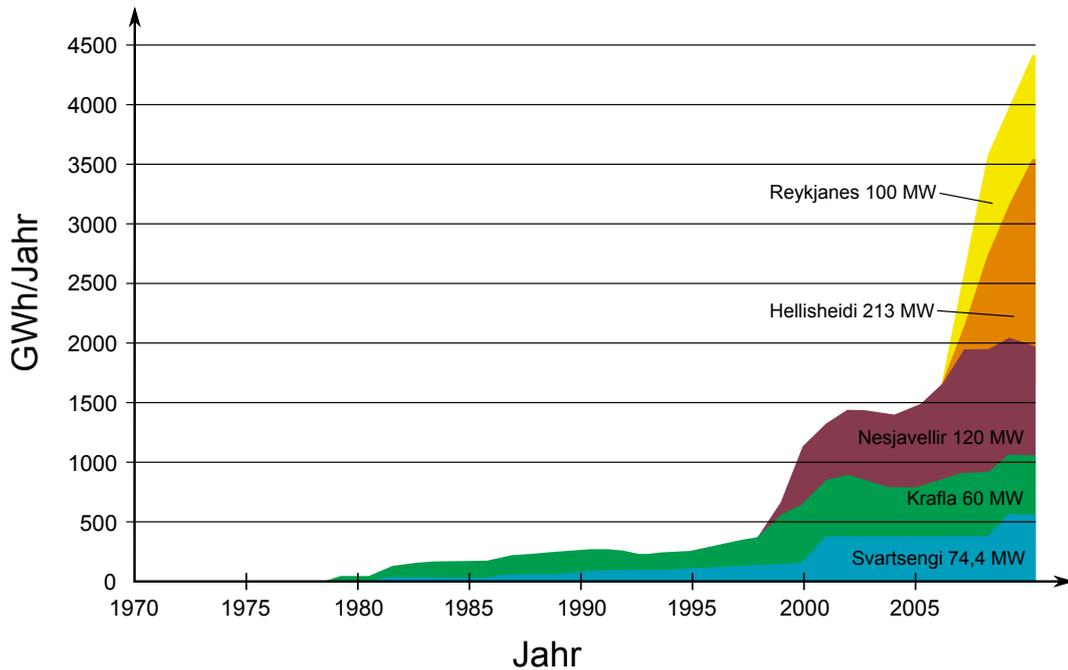


Abbildung 4.16: Stromerzeugung aus Geothermie in Island 1970-2010 [66, S. 4].

Bis zum Jahr 2015 soll die installierte Leistung auf etwa 1120 MW_e , bis 2018 auf etwa 1600 MW_e erhöht werden [68, S. 23]. Die noch nutzbaren geothermischen Ressourcen sind riesig, die nationale Energie Agentur (NEA, National Energy Authority) schätzt das geothermische Potenzial auf etwa 30 GW. Davon können etwa 7 GW nutzbar gemacht werden, das Potential zur geothermischen Stromerzeugung liegt bei ungefähr 4,3 GW [68, S. 14, S. 24].

Neben der Stromerzeugung und der Raumwärmebereitstellung wird in Island an einigen neuen Entwicklungen gearbeitet.

- CarbFix Projekt

Es wird untersucht, inwieweit sich CO_2 in basaltischem Gestein speichern lässt. Dabei wird das CO_2 in Wasser gelöst und in Tiefen von etwa 400 bis 800 m gepumpt. Dort reagiert die Flüssigkeit mit dem Kalzium im Gestein und bildet Kalzit, der über Tausende Jahre stabil bleibt.

- Methanol Produktion

Die isländisch-amerikanische Firma Carbon Recycling International hat eine Anlage entwickelt, die aus CO_2 -Emissionen und elektrischer Energie Methanol produziert. Die Anlage soll im März 2011 den Probetrieb aufnehmen.

4 Stand und Potenziale der Stromerzeugung mit Geothermie

- Iceland Deep Drilling Project (IDDP)

Beim IDDP werden in Hochenthalpie-Lagerstätten etwa 4-5 km tiefe Bohrungen erstellt, um 400-600 °C heiße superkritische Fluide zu erreichen. Man will dabei untersuchen, ob es wirtschaftlich sinnvoll ist, Fluide im superkritischen Zustand aus geothermischen Reservoirs zu entnehmen [66, S. 6].

Momentan werden Überlegungen angestellt, den in Island produzierten Strom (aus Geothermie und Wasserkraft) mittels Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) nach Kontinentaleuropa zu transportieren. Die Distanzen liegen zwischen 1.170 km (Island-Schottland) und 1.900 km (Island-Deutschland) und wären technisch durchaus machbar. Die Stromproduktion in Island besteht zu 100 % aus den erneuerbaren Energien Wasserkraft und Geothermie und ist daher günstiger zu erzeugen, als der Strom in Kontinentaleuropa. Mit der steigenden Strompreisdifferenz wird die HGÜ-Verbindung auch wirtschaftlich interessanter. Die geschätzten Kosten belaufen sich auf etwa 1,5 Mrd. Euro (250 Mio. Euro für Umrichterstationen, Kabelverlegung 1 Mio. Euro/km) [72].

4.11 Griechenland

Obwohl Griechenland im Vergleich zu vielen anderen europäischen Länder aufgrund der Lage in einem geodynamisch sehr aktiven Gebiet ein relativ hohes Potenzial geothermischer Energie aufweist, hat die Nutzung der Erdwärme bisher weder von der Regierung noch von der lokalen Bevölkerung Unterstützung erfahren. Eine kleine 2-MW-Anlage auf der Insel Milos, die 1987 installiert wurde, ist mittlerweile außer Betrieb gesetzt worden [24, S. 8].

Seit den frühen 1970er-Jahren werden verschiedene geothermische Hoch- und Niedertemperaturfelder untersucht. Bei den Hochenthalpie-Reservoirs der Inseln Milos und Nisyros wurde bereits ein Stromerzeugungspotenzial von 25 MW_e nachgewiesen, das mögliche Potenzial übersteigt 400 MW_e [22, S. 1]. Auf diesen Inseln findet man bereits in Tiefen von maximal 2 km Temperaturen bis 350 °C vor. Aber auch die Inseln Santorini, Lesbos und Samothraki weisen teils hohe Temperaturgradienten von bis zu 16 °C/100m auf [57, S. 2ff].

Auch auf dem griechischen Festland finden sich in einigen Becken gute Bedingungen für eine geothermische Stromerzeugung mit Temperaturen von 100 °C-200 °C in Tiefen von 2-4 km [57, S. 13].

Einige Projekte befinden sich momentan in der Beurteilungsphase, aber die langwierigen Bewilligungsverfahren verzögern die Entwicklung. Das am weitesten fortgeschrittenen Projekt, ein 8-MW-Binärkraftwerk, befindet sich in Lesbos, wo bereits einige Bohrungen in einem vielversprechenden Gebiet abgeteuft worden sind [24, S. 8].

4 Stand und Potenziale der Stromerzeugung mit Geothermie

Die Förderung von Strom aus erneuerbarer Energien erfolgt in Griechenland zum einen durch einen einmaligen Investitionszuschuss und zum anderen durch eine feste Einspeisevergütung. Der Investitionszuschuss bewegt sich im Bereich von 20 % bis 40 % der Investitionssumme. Die Einspeisevergütung für Strom aus Geothermie liegt zwischen 7,3-8,46 ct/kWh, abhängig vom Standort der Anlage, und ist auf einen Zeitraum von zehn Jahren befristet, mit der Möglichkeit auf eine Verlängerung um weitere zehn Jahre [3].

4.12 Ungarn

In Ungarn sind die geothermischen Ressourcen relativ ergiebig, obwohl nur wenige Hochenthalpie-Lagerstätten vorhanden sind. Dass sie vorhanden sind, wurde bereits 1985 erwiesen, als beim Bohrloch Fábíansebestyén Dampf mit einer Temperatur von 189 °C und einem Druck von 360 bar gefördert wurde. Momentan laufen Untersuchungen zur Bestimmung der Dimensionen und des geothermischen Potenzials dieses Reservoirs.

Es existieren in Ungarn bereits etliche Bohrungen des staatlichen Öl-Unternehmens MOL Plc., davon könnten einige zur geothermischen Stromproduktion herangezogen werden. In den letzten Jahren wurden verstärkt im Südosten Ungarns Probebohrungen durchgeführt, dabei wurden Temperaturen von 252 °C in einer Tiefe von 6000 m festgestellt. Dieses Gebiet ist möglicherweise vielversprechend für zukünftige EGS-Projekte [83, S. 1]. Zur Zeit sind noch keine geothermischen Kraftwerke in Betrieb, es ist allerdings ein 5-MW-Pilotprojekt mit dem Kalina-Prinzip in Ortaháza im Westen Ungarns geplant [24, S. 9].

Strom aus erneuerbaren Energien wird in Ungarn in Form einer festen Einspeisevergütung gefördert. Die Höhe der Einspeisevergütung ist unter anderem von der durchschnittlichen Amortisationsdauer der verwendeten Technologie und der Auswirkung auf das Elektrizitätsnetz sowie von der installierten Leistung abhängig. Anlagen unter 20 MW (in diese Kategorie werden Geothermiekraftwerke hauptsächlich fallen) erhalten eine Einspeisevergütung zwischen 11,37-31,13 HUF/kWh (4,06-11,11 ct/kWh). Elektrizitätshändler sind verpflichtet, Strom aus erneuerbaren Quellen abzunehmen, die zusätzlichen Kosten werden im Endeffekt vom Verbraucher getragen [3].

Für die geothermische Stromerzeugung in Ungarn kommen nur Binärkraftwerke in Frage, die direkte Nutzung des Geofluids ist aufgrund der zu geringen Temperaturen nicht möglich. Nur mit EGS-Technologie können Reservoirs mit Temperaturen über 200 °C erschlossen werden. Für die Szenarioerstellung werden drei mögliche Kraftwerksmodelle (max. 2 MW_e , 2-5 MW_e und 5-12 MW_e) betrachtet, abhängig von Reservoirtemperatur und Förderrate.

Basierend auf diesen Kraftwerksmodellen wird die geothermische Stromerzeugung in

4 Stand und Potenziale der Stromerzeugung mit Geothermie

Ungarn bis zum Jahr 2020 mit drei Szenarios abgeschätzt.

Kraftwerksmodell MW_e	Reservoirtemperatur $^{\circ}C$	Durchschnittliche Leistung MW_e	Anzahl Kraftwerke -	Gesamtleistung MW_e
5 - 12	160 - 200	6	2	12
2 - 5	120 - 160	2,5	4	10
max. 2	<120	0,75	8	6
Gesamt		2	14	28

Tabelle 4.19: Pessimistisches Szenario für die Stromerzeugung in Ungarn 2020 [52, S. 4].

Kraftwerksmodell MW_e	Reservoirtemperatur $^{\circ}C$	Durchschnittliche Leistung MW_e	Anzahl Kraftwerke -	Gesamtleistung MW_e
5 - 12	160 - 200	8	3	24
2 - 5	120 - 160	3	8	24
max. 2	<120	1	12	12
Gesamt		2,6	23	60

Tabelle 4.20: Normales Szenario für die Stromerzeugung in Ungarn 2020 [52, S. 4].

Kraftwerksmodell MW_e	Reservoirtemperatur $^{\circ}C$	Durchschnittliche Leistung MW_e	Anzahl Kraftwerke -	Gesamtleistung MW_e
EGS	160-300	6	6	36
5 - 12	160 - 200	8	5	40
2 - 5	120 - 160	3	12	36
max. 2	<120	1	18	18
Gesamt		3,2	41	130

Tabelle 4.21: Optimistisches Szenario für die Stromerzeugung in Ungarn 2020 [52, S. 4].

Welches der Szenarios eintritt, hängt weniger von technischen Gesichtspunkten, sondern eher vom ökonomischen Hintergrund, von Rechtsvorschriften, EU-Fördermittel und

Investoren ab [52, S. 4].

4.13 Portugal

Geothermische Hochenthalpie-Reservoirs findet man in Portugal nur auf den vulkanischen Inseln der Azoren, wo seit 1980 Strom aus geothermischen Quellen erzeugt wird. In den letzten Jahren wurde die dortige Anlage von 16 MW auf 23 MW erweitert, der Strombedarf der größten Insel der Azoren (São Miguel) wird jetzt zu etwa 39 % aus geothermischen Ressourcen gedeckt. Aufgrund der erfolgreichen Umsetzung dieses Projektes sollen in den nächsten Jahren auch in anderen bereits erkundeten Gebieten der Azoren Anlagen installiert werden, mit dem Ziel im Jahr 2018 75 % (etwa 60 MW) des Strombedarfs mit Geothermie zu erzeugen [31, S. 1].

Auf dem portugiesischen Festland sind die geothermischen Ressourcen hingegen eher mäßig. Der durchschnittliche geothermische Gradient liegt nur bei etwa $2,1 \text{ }^\circ\text{C}/100\text{m}$, die Wärmeflussdichte (heat flow density, HFD) zwischen $40\text{-}90 \text{ mW}/\text{m}^2$. Seit 2008 untersuchen zwei portugiesische Privatfirmen (Geovita S.A. und Gesto-Energia S.A.) die Möglichkeiten zur Entwicklung von EGS-Projekten auf dem portugiesischen Festland, als längerfristiges Ziel ist momentan eine installierte Leistung von 12 MW_e vorgesehen [31, S. 3f].

Als Fördermaßnahmen von Strom aus erneuerbaren Quellen existieren in Portugal steuerliche Regulierungsmaßnahmen in Form einer Umsatzsteuerreduktion (12 % statt 21 %) und feste Einspeisetarife für regenerativen Strom in Verbindung mit einem Kontrahierungszwang für Netzbetreiber. Die Höhe der Einspeisevergütung wird mithilfe einer Formel berechnet, die die verwendete Technologie, die Art der Energiequelle und die Umweltschutzz Vorteile der verwendeten Technologie berücksichtigt. Geothermie wird über einen Zeitraum von zwölf Jahren gefördert [3].

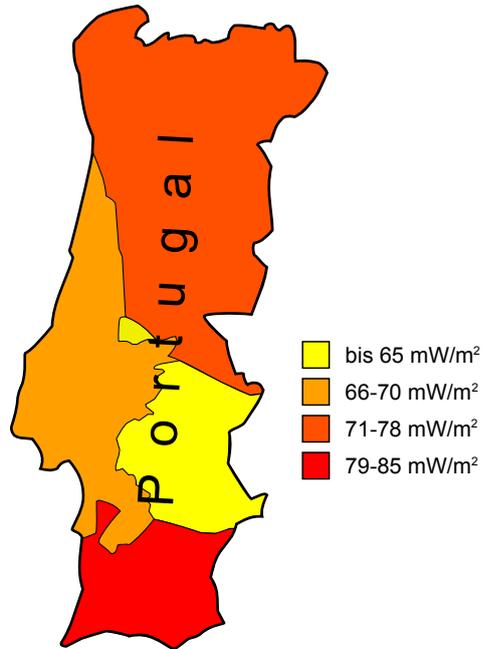


Abbildung 4.17: Wärmeflusswerte in Portugal (ohne Azoren) [33, S. 6].

4.14 Rumänien

Die Untersuchung geothermischer Ressourcen begann in Rumänien bereits in den 1960er-Jahren, durch über 250 Bohrungen in Tiefen bis 3500 m konnten die Existenz von Niedrigenthalpie-Reservoirs bis 120 °C nachgewiesen werden. Vor 20 Jahren startete die Universität von Oradea ein Forschungsprogramm zur Stromerzeugung aus Niedrigenthalpie-Ressourcen, einige Demonstrationsanlagen arbeiteten auch bereits kurz im Testbetrieb. Doch seitdem steht die Entwicklung geothermischer Anlagen still, es wird heute keinerlei Strom mit Geothermie in Rumänien produziert. Das soll sich aber in nächster Zukunft ändern: Rumänien zeigt starke Bestrebungen, Strom aus erneuerbaren Quellen, vor allem Geothermie, zu erzeugen [69, S. 1].

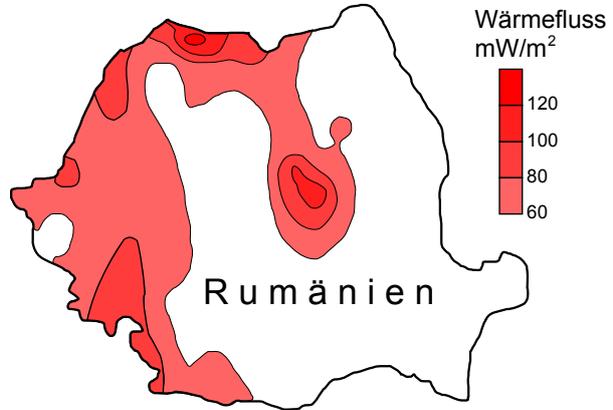


Abbildung 4.18: Wärmefluss in Rumänien [69, S. 3].

Die größten geothermischen Reservoirs sind im Westen Rumäniens an der Grenze zu Ungarn und Serbien zu finden. Der Temperaturgradient liegt etwa zwischen 45 und 55 °C/km, die Temperaturen erreichen teilweise über 130 °C in Tiefen von knapp 3 km.

2005 wurde von der Europäischen Kommission die finanzielle Unterstützung des Projektes „Efficient Low Temperature Geothermal Power Plant (LOW-BIN)“ bestätigt, mit dem Ziel, zwei unterschiedliche Konzepte für ORC-Anlagen zu entwickeln, umzusetzen und das Betriebsverhalten zu untersuchen: eines für Niedrigenthalpie-Reservoirs mit Temperaturen von 65-90 °C und eines für einen KWK-Betrieb mit Temperaturen von 120-150 °C. Geplant wurden zwei Demonstrationsanlagen in Simbach/Deutschland und Oradea/Rumänien, aus verschiedenen Gründen wurde allerdings nur die Anlage in Simbach realisiert.

Momentan verfügbare geothermische KWK-Anlagen weisen zwar bereits Gesamtwirkungsgrade von 35-60 % auf, geben aber immer noch einen großen Teil der Energie ungenutzt über den Kühlwasserkreislauf an die Umgebung ab. Aus diesem Grund wurde ein zweiter LOW-BIN Prototyp entwickelt, der durch eine Erhöhung der Kühlwassertemperatur von 10-25 °C auf 60-80 °C eine Nutzung der Wärme des Kühlwassers ermöglicht. Der Gesamtnutzungsgrad solcher Anlagen erreicht 98-99 %. Die ORC-Einheit wird dabei in Serie mit der Wärmeversorgung betrieben. Ein Teil des rücklaufenden Wassers der Wärmeversorgung wird im Kondensator der ORC-Einheit auf 80 °C erwärmt, der andere Teil in

4 Stand und Potenziale der Stromerzeugung mit Geothermie

einem Wärmetauscher mithilfe des geothermischen Fluids nach dem ORC-Verdampfer. Für den Fall, dass nur wenig Wärme nachgefragt wird, kann die Anlage auch im reinen Stromerzeugungsbetrieb arbeiten [69, S. 4].

Abbildung 4.19 zeigt den Energiefluss einer solchen geothermischen KWK-Anlage.

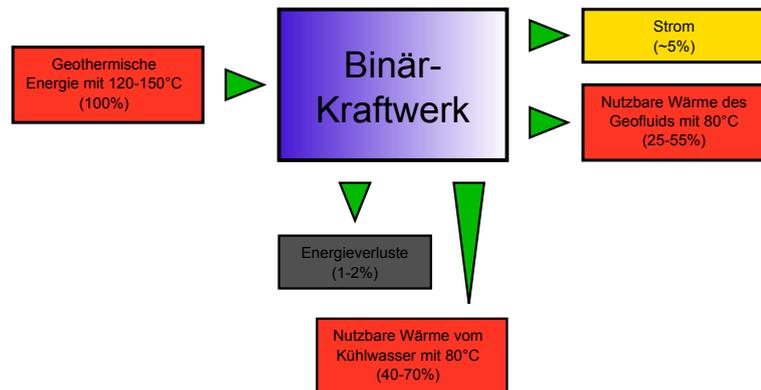


Abbildung 4.19: Energieflussbild der geothermischen KWK-Anlage des LOW-BIN-Projektes [69, S. 4].

Setzt man die Umwandlungseffizienz der im LOW-BIN-Projekt entwickelten Technologie voraus, ergibt sich ein Gesamtpotenzial der bis jetzt untersuchten Reservoirs für die geothermische Stromerzeugung in Rumänien von etwa 880 MW [69, S. 5].

Die Förderung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen erfolgt in Rumänien über eine Mengenregelung in Verbindung mit einem Zertifikatshandel. Stromerzeuger aus erneuerbaren Energien erhalten handelbare Zertifikate, der von Stromhändler gelieferte Strom muss zu einer bestimmten Quote aus erneuerbaren Quellen stammen, was durch die Grünen Zertifikate belegt wird. Die Höhe der Quote steigt von 2008 bis 2020 von 5,26 % auf 16,8 % der gesamten Energieverkaufsmenge des Stromhändlers. Abhängig von der Technologie erhalten die Stromerzeuger 0,5-4 Grüne Zertifikate pro MWh (der Wert eines Zertifikats liegt zwischen 27 und 55 Euro). Geothermische Anlagen werden für einen Zeitraum von 15 Jahren gefördert, größere Anlagen mit 10 MW oder mehr nur für zehn Jahre [3].

4.15 Slowakei

Geothermische Energie wird in der Slowakei bislang nur für Raumwärme, Gewächshäuser und für die Fischzucht genutzt. Erste geothermische Potenzialuntersuchungen in der Slowakei werden in den 1970er-Jahren gestartet, 2002 wird eine Karte mit den größten geothermischen Aquiferen und deren Potenzial veröffentlicht. Das Gesamtpotenzial der

4 Stand und Potenziale der Stromerzeugung mit Geothermie

slowakischen Aquifere beläuft sich demnach auf 708 MW_{th} Ressourcen und 5945 MW_{th} Reserven.

Momentan wird noch kein Strom aus geothermischen Quellen erzeugt, es laufen allerdings Untersuchungen südlich von Kosice, in einem vielversprechenden Gebiet mit genügend hohen Temperaturen zur Stromerzeugung. Verlaufen diese Studien positiv, ist ein 5 MW_e Binärkraftwerk geplant [37, S. 1ff].

Strom aus erneuerbaren Quellen wird in der Slowakei durch einen festen Einspeisetarif und einem Kontrahierungszwang gefördert. Der Einspeisetarif für Strom aus Geothermie beträgt 19,584 ct/kWh und ist auf 15 Jahre ab dem Jahr der Inbetriebnahme befristet. Zudem wird Strom aus erneuerbaren Energien von einer Verbrauchssteuer befreit, die für konventionellen Strom zu entrichten ist. Außerdem können Projekte im Bereich erneuerbarer Energien mit Investitionszuschüssen bis zu 6 Mio. Euro unterstützt werden [3].

4.16 Großbritannien

Geothermische Untersuchungen in Großbritannien sind bereits in den 70er-Jahren des vorigen Jahrhunderts gestartet worden. 1991 wurden diese eingestellt, erst seit 2005 gibt es in diese Bereichen wieder Bemühungen aufgrund des Klimawandels, der Energieversorgungssicherheit und dem Bestreben der EU, erneuerbare Energien zu fördern. 2008 wurde eine geologische Studie mit dem Ziel, das am besten geeignetste Gebiet für eine 10 MW-Anlage (und 50 MW thermisch) zu lokalisieren, gestartet und mittlerweile auch abgeschlossen. Diese Anlage soll nicht als Forschungsprojekt entwickelt werden, sondern wirtschaftlich Strom erzeugen. Als Standort wurde ein Gebiet in der Nähe von Redruth in der Grafschaft Cornwall im Südwesten Englands ausgewählt. Die Bohrarbeiten sollen Anfang 2011 beginnen, 2013 soll die Anlage ans Netz gehen [54, S. 2].

Die Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien erfolgt in Großbritannien über eine Mengenregelung in Verbindung mit einem Zertifikatshandel. Erzeuger von Strom aus erneuerbaren Quellen erhalten pro erzeugter MWh Grüne Zertifikate, Stromhändler müssen mit diesen Zertifikaten nachweisen, dass ein bestimmter Teil der von ihnen gehandelter Energie aus erneuerbaren Quellen stammt. Die Höhe der Quote steigt bis 2016 von derzeit 9,7 % auf 15,4 %, danach bleibt sie bis 2027 konstant. Die Höhe der Förderung setzt sich aus dem Marktpreis für Strom und dem Zertifikatspreis zusammen und kann sich daher täglich ändern.

Neben der Förderung der erneuerbaren Energietechnologien mit der Mengenregelung existiert auch ein steuerlicher Regulierungsmechanismus. Stromerzeugungsanlagen aus erneuerbaren Quellen sind von der Klimaschutzabgabe befreit. Des Weiteren wird die

4 Stand und Potenziale der Stromerzeugung mit Geothermie

Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien durch Subventionen gefördert, 25-50 % der Gesamtkosten eines Projektes können vom ETF (Environmental Transformation Fund) übernommen werden [3].

4.17 Weitere Länder in Europa

In den bereits analysierten Ländern existieren bis 2015 zumindest geothermische Demonstrationsanlagen. Zur Vollständigkeit halber werden auch die restlichen Länder der EU kurz behandelt.

In *Dänemark* wird an Konzepten gearbeitet, geothermische Anlagen zur Langzeitspeicherung von Wärme zu nutzen. Die Wärme kann beispielsweise von Müllverbrennungsanlagen stammen, die im Sommer einen Wärmeüberschuss produzieren, oder von Wärmepumpen, die in Schwachlastzeiten mit überschüssigem Windstrom betrieben werden [55, S. 7f].

In *Irland* sind die geothermischen Ressourcen eher gering, hauptsächlich aufgrund der Lage außerhalb tektonisch aktiver Gebiete. Der geothermische Temperaturgradient liegt meist unter 25 °C/km und damit unter dem europäischen Durchschnitt, trotzdem hat der Wärmepumpenmarkt in den letzten Jahren einen großen Aufschwung erfahren. Die größeren geplanten Geothermieprojekte in Irland sind zwei 1 MW-Anlagen zu Heiz- und Kühlzwecken [21, S. 1ff].

In *Finnland* reichen die Wärmeflusswerte von sehr niedrig ($< 15\text{ mW/m}^2$) bis mittel (ca. 70 mW/m^2). Um Temperaturen von 100 °C und mehr zu erreichen, sind Tiefen von 6-8 km erforderlich. Finnland ist somit kein geeigneter Kandidat für einen Ausbau der Stromerzeugung mit HDR-Anlagen. Die wenigen auftretenden Wärmeanomalien sollten allerdings noch näher untersucht werden [53, S. 1].

In *Litauen* liegen die geothermisch vielversprechenden Gebiete im Westen mit Wärmeflusswerten bis 90 mW/m^2 . Hier wären prinzipiell HDR-Anlagen zur Stromerzeugung denkbar, in etwa 4,5-5 km Tiefe erreichen die Temperaturen 150 °C (Abbildung 4.20 zeigt die geeignetsten Reservoirs (rot) und geeignete Reservoirs (grün). Der Rest Litauens ist eher ungeeignet für eine geothermische Stromerzeugung.) [89, S. 4].

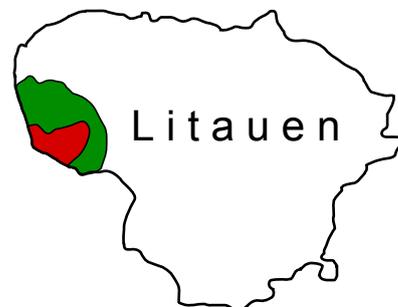


Abbildung 4.20: Potenzielle Gebiete für HDR-Anlagen in Litauen [79, S. 14].

4 Stand und Potenziale der Stromerzeugung mit Geothermie

Die Temperaturen in 5km Tiefe liegen in den *Niederlanden* fast überall über 150 °C und eignen sich somit zur Stromerzeugung. Teilweise erreichen die Temperaturen sogar bis zu 220 °C, trotzdem existieren noch keinerlei geothermische Stromerzeugungsanlagen. Durch zahlreicher Bohrungen der Öl- und Gasindustrie in den letzten 30 Jahren ist die Temperaturverteilung im Untergrund in den Niederlanden recht genau bekannt, auch aufgrund der Tatsache, dass in den Niederlanden bohrtechnische und seismologische Daten nach fünf Jahren öffentlich zugänglich sind [42, S. 2f]. Am besten für eine geothermische Stromerzeugung eignen würde sich Roer Valley Graben im Südosten der Niederlande, der Ähnlichkeiten zum Oberrheingraben aufweist [85, S. 4].

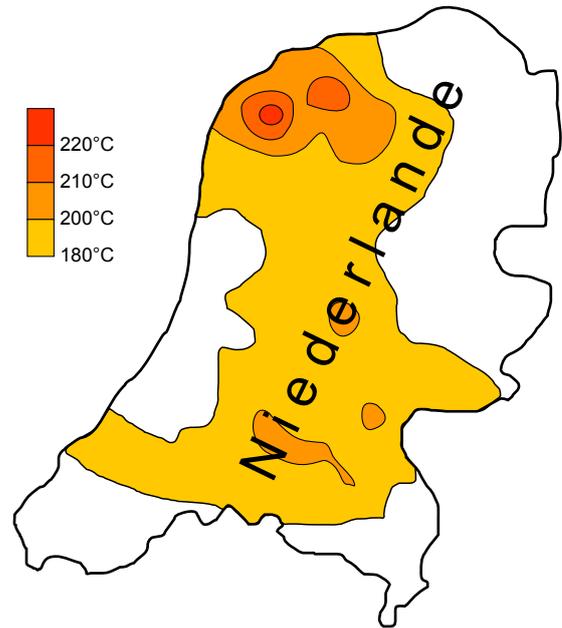


Abbildung 4.21: Temperatur in 5 km Tiefe in den Niederlanden [85, S. 4, vereinfacht].

Polen weist niedrige bis mäßige Wärmeflusswerte auf (20 bis 90 mW/m^2), der geothermische Temperaturgradient liegt zwischen 10 und 40 °C/km. Trotz dieser nicht besonders hohen Werte besitzt Polen eines der reichsten geothermischen Niedrigenthalpie-Ressourcen in Europa. Bei den erneuerbaren Energien in Polen hat die Geothermie mit 90 % das weitaus größte Potenzial. Untersuchungen für eine mögliche Stromproduktion mit Binäranlagen sind geplant [48].

Schweden ist weltweit einer der Führungsländer bei der Nutzung von geothermischer Wärmepumpen. Etwa 12 % des Wärmebedarfs wird mit Wärmepumpen gedeckt. Allerdings existiert erst ein größeres geothermisches Heizwerk, Untersuchungsbohrungen für weitere werden durchgeführt. Bestrebungen für eine geothermische Stromerzeugung gibt es aber bisher kaum [26, S. 1ff].

Das geothermische Potenzial in *Slowenien* ist eher gering, eine geothermische Stromerzeugung in Binäranlagen ist zum gegenwärtigen Zeitpunkt noch fragwürdig. Untersuchungen über die Möglichkeiten für solche Anlagen werden im Nordosten Sloweniens (Pannonisches Becken) durchgeführt, wo die höchsten Temperaturen in einer Tiefe von 3,5 bis 4,5 km auftreten [67].

Das geothermische Potenzial in *Tschechien* wurde in den letzten zehn Jahren detailliert untersucht. Teilweise erreichen die Wärmeflusswerte bis zu 115 mW/m^2 . Die erfolgversprechendsten Gebiete liegen dabei an den Verbindungsstellen von Nord-Süd- und

West-Ost-Störungen. Das Potenzial von hydrothermalen Ressourcen mit Temperaturen über 130 °C wird auf 10 MW geschätzt. Gebiete mit über 130 °C, die sich zur Nutzung mit dem HDR-Verfahren eignen, weisen ein Potenzial von etwa 3400 MW auf [60].

4.18 Zusammenfassung europäischer Fördersysteme

In Europa werden im wesentlichen zwei unterschiedliche Förderinstrumente zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien angewendet, zum einen eine Preisregelung durch einen garantierten Einspeisetarif und zum anderen eine Mengenregelung, meist in Verbindung mit einem Zertifikathandel. Daneben existieren noch andere Fördermethoden wie Subvention und Steuerreduktion bzw. Steuerbefreiung. In manchen europäischen Ländern wie Dänemark, Irland, Lettland und andere wird die geothermische Stromerzeugung (noch) nicht gefördert.

Beim Förderinstrument der Preisregelung sind Stromhändler/Stromversorger verpflichtet, den Strom aus erneuerbaren Energien zu einem gesetzlich festgelegten Preis zu vergüten. Der Anlagenbetreiber hat dabei Anspruch gegenüber dem Netzbetreiber auf Abnahme und Übertragung des produzierten Stromes. Diese Art der Förderung wird unter anderem in Österreich, Deutschland, Frankreich und Spanien angewendet.

Bei der Förderung mithilfe einer Mengenregelung müssen Stromhändler/Stromlieferanten einen Mindestanteil von Strom aus erneuerbaren Energien des gesamten von ihnen gehandelten Stromes nachweisen. Die Höhe der Quote wird meist jährlich erhöht. Die Mengenregelung funktioniert üblicherweise in Verbindung mit einem Zertifikathandel. Stromerzeuger aus erneuerbaren Energien werden pro erzeugter Energieeinheit Zertifikate zugeteilt, Stromhändler erhalten bei Abnahme des Stromes eine entsprechende Anzahl dieser Zertifikate, mit denen sie die Erfüllung der Quotenverpflichtung nachweisen können. Die Mengenregelung findet unter anderem in Italien, Belgien, Polen und in Großbritannien Anwendung [3].

Tabelle 4.22 zeigt eine Zusammenfassung der Fördersysteme für geothermischen Strom in der EU. Genaue Analysen der Fördersysteme finden sich in den Länderanalysen.

Land	Fördermöglichkeiten	Vergütung ct/kWh	Dauer Jahre	Bemerkung
Belgien	Mengenregelung, Einkommenssteuerreduktion	-		Zertifikathandel
Bulgarien	Preisregelung		25	Vergütung wird jährlich neu berechnet
Dänemark	keine Förderung	-	-	-
Deutschland	Preisregelung	16 (<10MW) bzw. 10,5 (>10MW)	20	Frühstarterbonus 4, Wärmenutzungsbonus 3, Petrothermalbonus 3, jährliche Degression 1%
Estland	Preisregelung	7,35	12	
Finnland	Subvention (max. 40%)	-	-	
Frankreich	Preisregelung	20	15	Energieeffizienzprämie +max. 8 ct/kWh, bei Ausschreibungen andere Vergütungssätze möglich
Griechenland	Preisregelung, Subvention	7,3-8,46	10+10	regional abhängiger Investitionszuschuss
Irland	keine Förderung	-	-	
Italien	Mengenregelung	-	15	Zertifikathandel
Lettland	keine Förderung	-	-	
Litauen	Subvention (max. 70%)	-	-	
Luxemburg	keine Förderung	-	-	
Malta	keine Förderung	-	-	
Niederlande	Subvention (max. 40%)	-	-	
Österreich	Preisregelung	7,5	13	Gesamtnutzungsgrad muss >60% sein
Polen	Mengenregelung, Steuerbefreiung	-	-	Zertifikathandel

Fortsetzung auf der nächsten Seite

Land	Fördermöglichkeiten	Vergütung ct/kWh	Dauer Jahre	Bemerkung
Portugal	Preisregelung, Umsatzsteuerreduktion	Formel	12	Umsatzsteuersatz 12% statt 21%
Rumänien	Mengenregelung	-	15 (10)	Zertifikathandel, Dauer abhängig von Anlagengröße (10 MW)
Schweden	Mengenregelung	-	15	Zertifikathandel
Schweiz	Preisregelung	29,53 ($\leq 5MW$) 26,58 ($\leq 10MW$) 20,67 ($\leq 20MW$) 16,76 ($\geq 20MW$)	20	ab 2018 jährliche Degression von 0,5%
Slowakei	Preisregelung, Subvention, Verbrauchersteuerbefreiung	19,584	15	bei zusätzlicher Subvention Degression des Einspeisetarifs
Slowenien	Preisregelung, Subvention (max 60%)	15,247	15	
Spanien	Preisregelung	6,89	20	
Tschechien	Preisregelung, Subvention, Einkommenssteuerbefreiung	18	20	
Ungarn	Preisregelung	4,06-11,11		Vergütungsdauer darf Amortisierungsdauer nicht übersteigen
Großbritannien	Mengenregelung, Subvention (max. 50%)	-	-	
Zypern	keine Förderung	-	-	

Tabelle 4.22: Überblick über die Fördersysteme für Geothermie in Europa [3]

4.19 Geothermisches Stromerzeugungs-Szenario für Europa

Von den im Jahr 2010 weltweit installierten geothermischen Stromerzeugungsanlagen mit einer Leistung von etwa 10.700 MW entfallen 1.550 MW auf Europa (inkl. Island und der Türkei) [24, S. 1], hauptsächlich auf Italien und Island. EGEC (European Geothermal Energy Council) hat die Ziele der geothermischen Stromerzeugung für 2020 auf 5 GW_{el} und für 2030 auf 15 GW_{el} festgelegt. Die installierte Wärmeleistung soll dabei etwa das fünffache der installierten elektrischen Leistung betragen (siehe Abbildung 4.22) [84, S. 1].

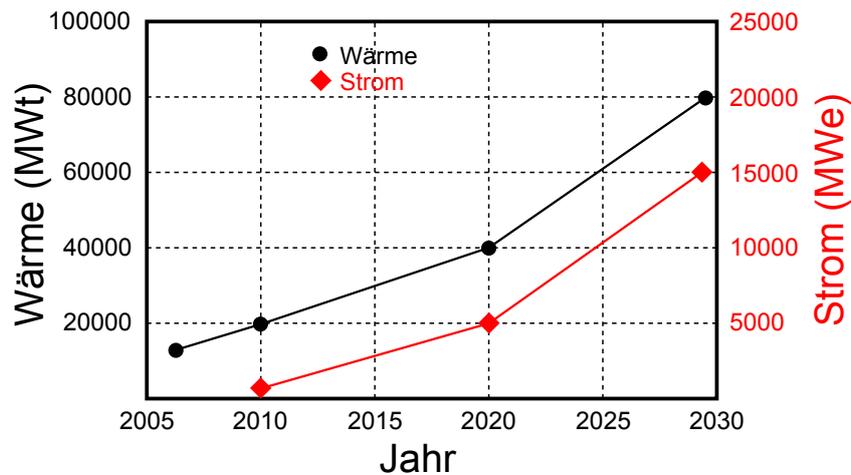


Abbildung 4.22: Von der EGEC festgelegte Ziele für 2020/2030 für Strom und Wärme aus Geothermie [84, S. 9].

Um diese ehrgeizigen Ziele zu erreichen, müssen unter anderem neue geothermische Reservoirs untersucht und erschlossen, effiziente Produktions- und Umwandlungstechnologien entworfen, die Lebenszeit bestehender und zukünftiger Anlagen erhöht und die Marktreife von EGS demonstriert werden [84, S. 1].

Basierend auf den einzelnen Länderanalysen wird eine Aufteilung der installierten geothermischen Leistung in der EU auf die einzelnen Länder zur Erreichung der gesteckten Ziele versucht. In wenigen Fällen existieren dabei schon Szenarien für einzelne Länder (z. B. Italien und Ungarn bis 2020), in den restlichen Ländern wird die installierte Leistung für 2020/2030 aufgrund der geothermischen Potenziale und wirtschaftlichen Bedingungen (Fördermittel für Geothermie) der jeweiligen Länder abgeschätzt. Da die geothermische Stromerzeugung noch am Beginn ihrer Nutzung steht und noch große Potenziale bestehen, werden bei der Szenarioerstellung bis 2030 keine Sättigungseffekte berücksichtigt (ausgenommen Island).

Die geothermischen Potenziale in Deutschland sind bereits gut untersucht, etwa die Hälfte des derzeitigen Stromverbrauchs könnte mit Geothermie gedeckt werden. Die

4 Stand und Potenziale der Stromerzeugung mit Geothermie

Förderung der geothermischen Stromerzeugung in Deutschland ist eine der höchsten in Europa. Die Vergütung von Strom aus Anlagen, die vor 2015 in Betrieb genommen werden, von mindestens 20 ct/kWh ermöglicht einen kommerziellen Betrieb in vielen Gebieten Deutschlands. Diese attraktiven Marktbedingungen sind für eine erfolgreiche Markteinführung geothermischer Pilotprojekte von großer Bedeutung, die Vielzahl an Projekten in Bau- und Planungsphase belegt dies in Deutschland eindrucksvoll. Abbildung 4.23 zeigt die geplante installierte elektrische Leistung in Deutschland bis 2015. Hierbei sind alle Projekte berücksichtigt, die einen geplanten Betriebsbeginn vor 2015 haben.

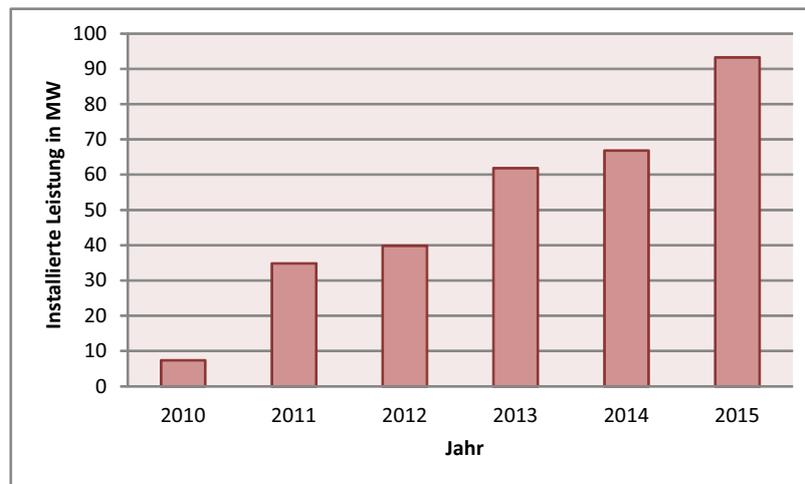


Abbildung 4.23: Geplante installierte elektrische Leistung aus Geothermie in Deutschland bis 2015 auf Basis der in Bau oder Planung befindlichen Projekte.

Bei einigen dieser Projekte ist die tatsächliche Realisierung noch nicht gesichert. Erst Produktionstests nach erfolgreicher Stimulation lassen schlüssige Aussagen über eine technische Umsetzbarkeit zu. Aber selbst dann können Probleme bei der Finanzierung, der Genehmigungen o.ä. zu einem Scheitern des Projektes führen. Die Daten aus Abbildung 4.23 (und daher auch die Szenarioerstellung) sind daher Unsicherheiten unterworfen.

Die Szenariorechnung ist in Abbildung 4.24 in rot dargestellt. Zum Vergleich sind die Ausbauziele von [51] in grün und die Szenariorechnung von [61] in blau dargestellt. Die *Leitstudie 2010* unterstellt dabei in ihrem *Basisszenario 2010 A* keine Laufzeitverlängerung der Kernenergie und einen Anteil der Elektromobilität im Jahr 2050 von 33 % im Individualverkehr. Die im Zuge dieser Diplomarbeit durchgeführte Szenarioerstellung liegt im ähnlichen Bereich wie das Szenario der *Leitstudie 2010*. Demnach liegt die installierte Leistung in Deutschland im Jahr 2020 bei etwa 300 MW, im Jahr 2030 bei etwa 1.000 MW. Die Ausbauziele von [51] sind optimistischer angesetzt.

4 Stand und Potenziale der Stromerzeugung mit Geothermie

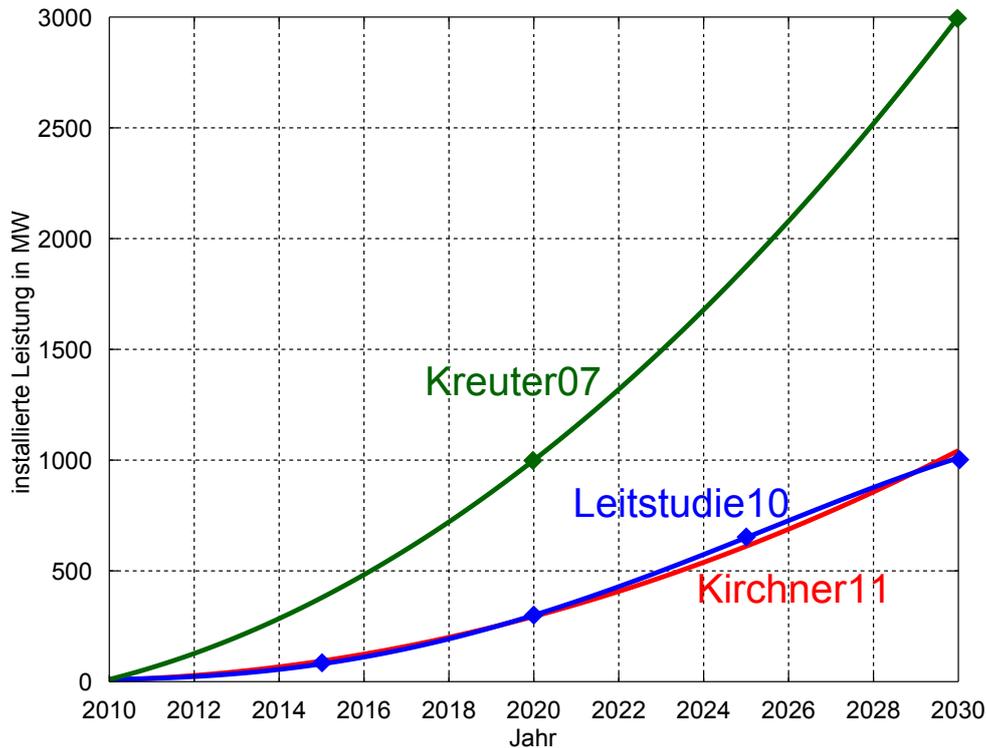


Abbildung 4.24: Szenarios für die geothermische Stromerzeugung in Deutschland bis zum Jahr 2030.

Die geothermische Stromerzeugung in Italien nimmt innerhalb Europas eine Sonderstellung, aufgrund der vulkanischen Gebiete und der damit vorhandenen Hochenthalpielagerstätten, ein. Geringe Bohrtiefen von 500-2.500m sind meist ausreichend um Sattedampf zu fördern. Ende 2009 sind bereits 842,5 MW_e installiert, die noch nutzbaren Potenziale sind riesig.

Wie in Abschnitt 4.7.3 beschrieben, existieren für die geothermische Stromerzeugung in Italien bereits Szenarien bis 2020. Ende 2012 werden demnach etwa 960 MW installiert sein. Im Jahr 2020 soll die installierte Leistung zwischen 1.200 MW und 1.500 MW betragen, zweiteres soll durch Anwendung innovativer Technologien wie EGS und Stromerzeugung mit Binärprozess ermöglicht werden [30, S. 3] (Szenario 2, Abbildung 4.25). Im Jahr 2030 werden in diesem Szenario etwa 3.000 MW installiert sein.

Bei Szenario 1 wird eine Intensivierung der geothermischen Stromerzeugung erst ab dem Jahr 2020 unterstellt. Bis 2020 steigt die installierte Leistung annähernd linear mit zusätzlich installierten Leistungen von etwa 35 MW pro Jahr. Im Jahr 2030 werden bei Szenario 1 knapp 2.000 MW installiert sein.

Abbildung 4.25 zeigt Stromerzeugungsszenarios für Italien bis zum Jahr 2030.

4 Stand und Potenziale der Stromerzeugung mit Geothermie

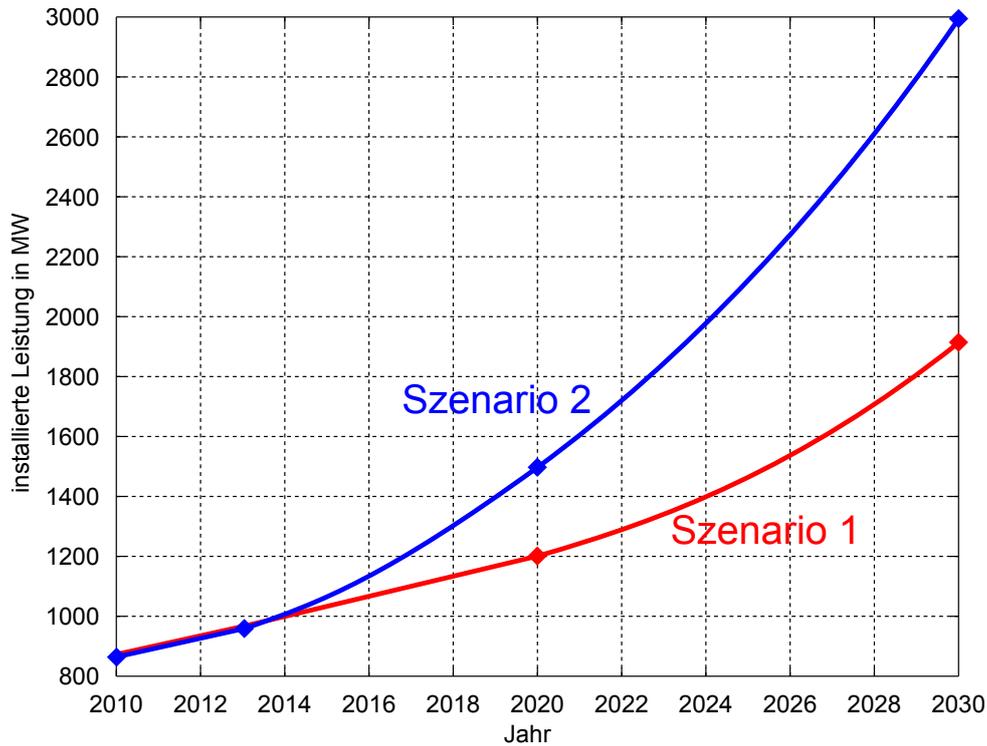


Abbildung 4.25: Szenarios für die geothermische Stromerzeugung in Italien bis zum Jahr 2030.

Aufgrund der Überlegungen, Island elektrisch an Kontinentaleuropa anzubinden, um den in Island billig zu produzierenden Strom aus den erneuerbaren Energien Wasserkraft und Geothermie nach Europa zu transportieren, wird Island auch bei den Szenariorechnungen berücksichtigt.

Ende 2009 beträgt die installierte elektrische Leistung aus Geothermie in Island etwa 575 MW. Bis 2017 sind mehrere neue Projekte geplant, die Leistung soll dann knapp 1.700 MW betragen. Die Zahlen der geplanten neuen Kraftwerke stammen von [68, S. 23]. Das nachhaltige Stromerzeugungspotenzial mit Geothermie wurde auf etwa $4,3 \text{ GW}_e$ geschätzt, deshalb wird mit einem geringeren Wachstum der neu installierten Kraftwerksanlagen nach 2020 gerechnet. Im Jahr 2020 wird die installierte Leistung zwischen 2.000 und 2.500 MW betragen, im Jahr 2030 zwischen 2.500 MW und 3.500 MW. Abbildung 4.26 zeigt Stromerzeugungsszenarios für Island bis 2030.

4 Stand und Potenziale der Stromerzeugung mit Geothermie

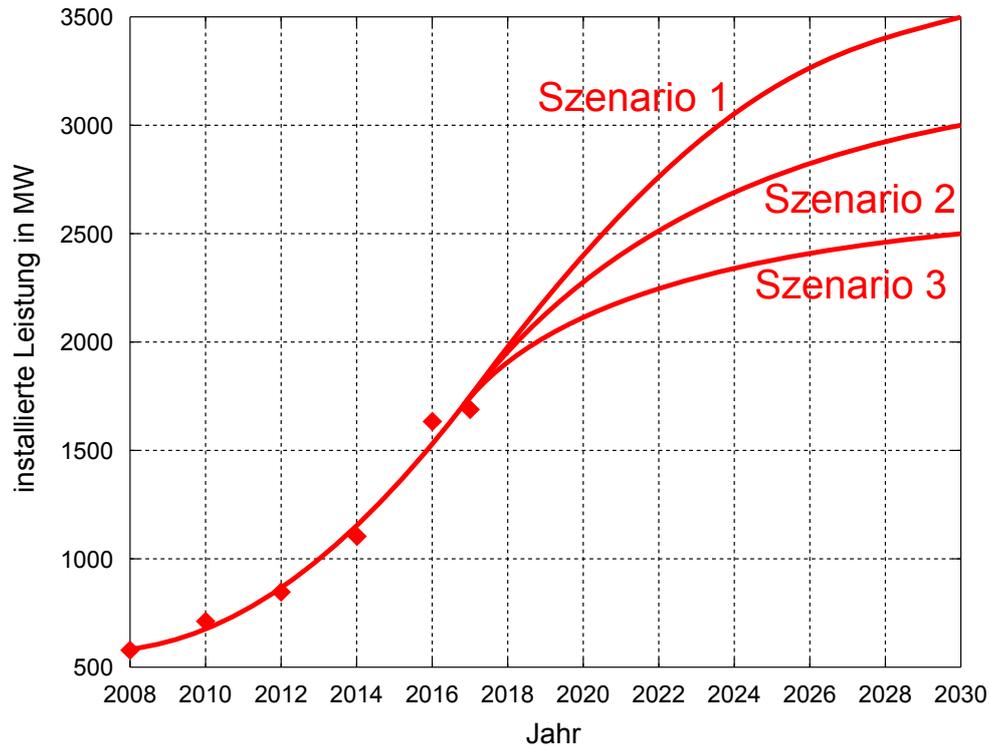


Abbildung 4.26: Szenarios für die geothermische Stromerzeugung in Island bis zum Jahr 2030.

Frankreich besitzt riesige Potenziale, die mit EGS genutzt werden können. Seit kurzem speist auch das erste erfolgreiche Pilot-Projekt mit HDR-Technologie weltweit in Frankreich Strom ins öffentliche Netz ein. Am besten geeignet für eine geothermische Stromerzeugung in Frankreich ist der Oberrheingraben mit seiner Wärmeanomalie. In diesem Gebiet sind etwa zehn Projekte, die eine Gesamtkapazität von ungefähr $50 MW_e$ erreichen können, geplant. Aber auch das Pariser Becken und der Südwesten Frankreich eignen sich gut für eine geothermische Stromerzeugung. Die Einspeisetarife für Strom aus Geothermie wurden im Jahr 2010 von 12 ct/kWh um 70 % auf 20 ct/kWh erhöht, was den wirtschaftlichen Betrieb geothermischer Kraftwerke in vielen Gebieten Frankreichs ermöglicht. Aus diesen Gründen kann in Frankreich mit einem ähnlichen Aufschwung der geothermischen Stromerzeugung wie in Deutschland gerechnet werden.

Abbildung 4.27 zeigt mögliche installierte Leistungen in Frankreich bis 2030. Dabei werden die Anlagen auf den Überseegebieten von Frankreich nicht berücksichtigt (geplante $190 MW_e$ im Jahr 2020), da sie nicht ins europäische Verbundnetz einspeisen. Die installierte Leistung im Jahr 2020 liegt zwischen 50 und $100 MW_e$, im Jahr 2030 zwischen 300 und $500 MW_e$.

4 Stand und Potenziale der Stromerzeugung mit Geothermie

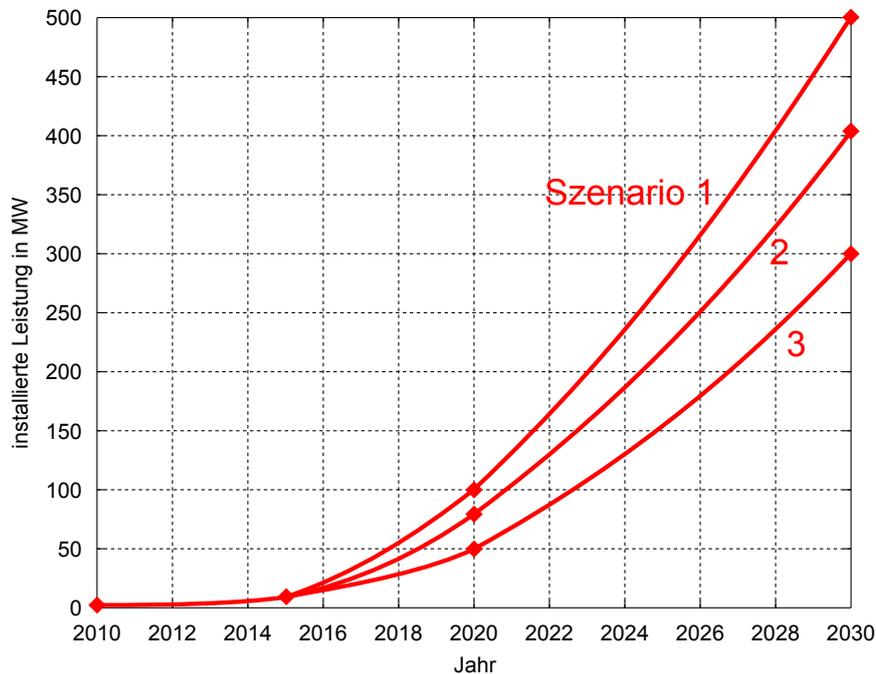


Abbildung 4.27: Szenarios für die geothermische Stromerzeugung in Frankreich bis zum Jahr 2030.

Eine kürzlich in Spanien durchgeführte Studie zu möglichen installierten geothermischen Leistungen kommt zu dem Schluss, dass unter geeigneten Bedingungen (Treffen von Maßnahmen zum besseren Verständnis tiefer geothermischer Reservoirs, Erhöhung des Einspeisetarifs für geothermischen Strom) bis 2020 eine installierte Leistung von 1.000 MW_e mögliche wäre. Bis 2030 soll durch eine signifikante Senkung der geothermischen Stromerzeugungskosten eine installierte Leistung von 3.000 MW_e möglich sein [20, S. 45].

Aufgrund der Tatsache, dass in Spanien genauere Potenzialanalysen zur geothermischen Stromerzeugung erst seit kurzem durchgeführt werden und Projekte von geothermischen Anlagen mehrere Jahre zur Umsetzung benötigen, sind diese angegebenen installierten Leistungen für 2020/2030 nicht realistisch.

[25] gibt für die installierte Leistung aus Geothermie für Spanien im Jahr 2020 einen Wert von 50 MW_e an. Eine Erhöhung des Einspeisetarifs in naher Zukunft ist aber wahrscheinlich, dies würde eine höhere installierte Leistung für 2020 mit sich bringen. Abbildung 4.28 zeigt mögliche installierte Leistungen in Spanien für 2020/2030. Szenario 1 geht dabei von einer Erhöhung der Einspeisetarife innerhalb der nächsten drei Jahre aus.

4 Stand und Potenziale der Stromerzeugung mit Geothermie

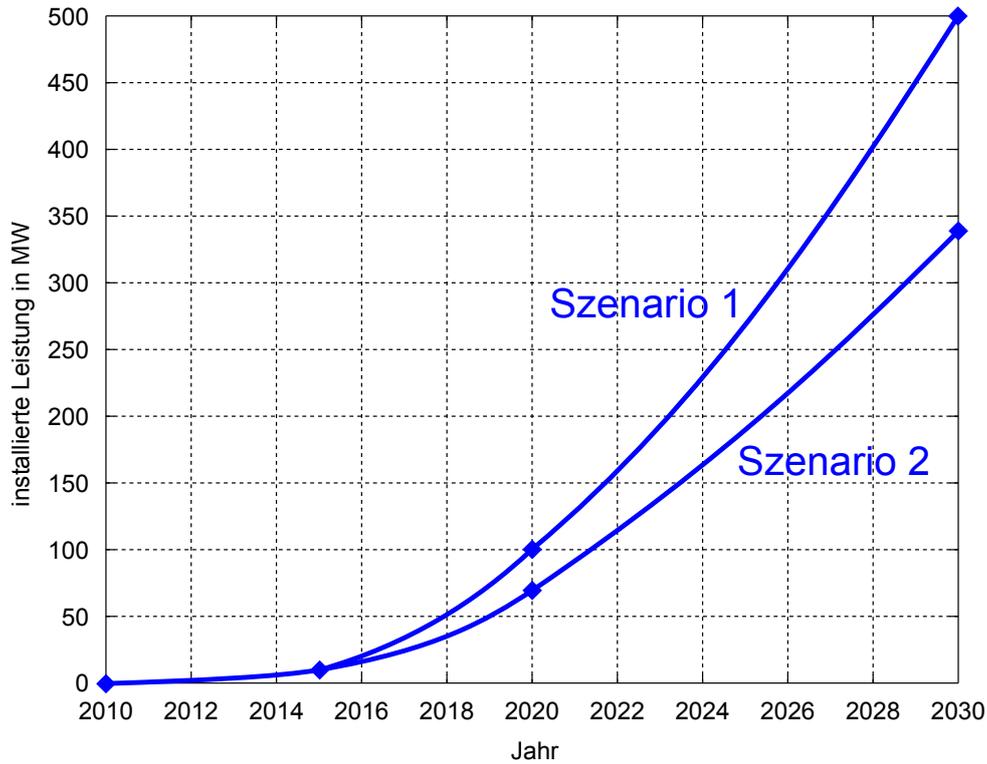


Abbildung 4.28: Szenarios für die geothermische Stromerzeugung in Spanien bis zum Jahr 2030.

Aufgrund der vorhandenen Hochenthalpie-Reservoirs auf den griechischen Inseln Milos und Nisyros und auch guten Bedingungen für die geothermische Stromerzeugung auf dem Festland Griechenlands, ist ein Bau geothermischer Kraftwerke in naher Zukunft erstrebenswert. [24] schätzt die installierte Leistung 2015 auf 30 MW_e , [25] gibt für 2015 eine Leistung von 20 MW_e und 2020 von 120 MW_e an. Mit diesen Werten wird die Leistung im Jahr 2030 abgeschätzt.

4 Stand und Potenziale der Stromerzeugung mit Geothermie

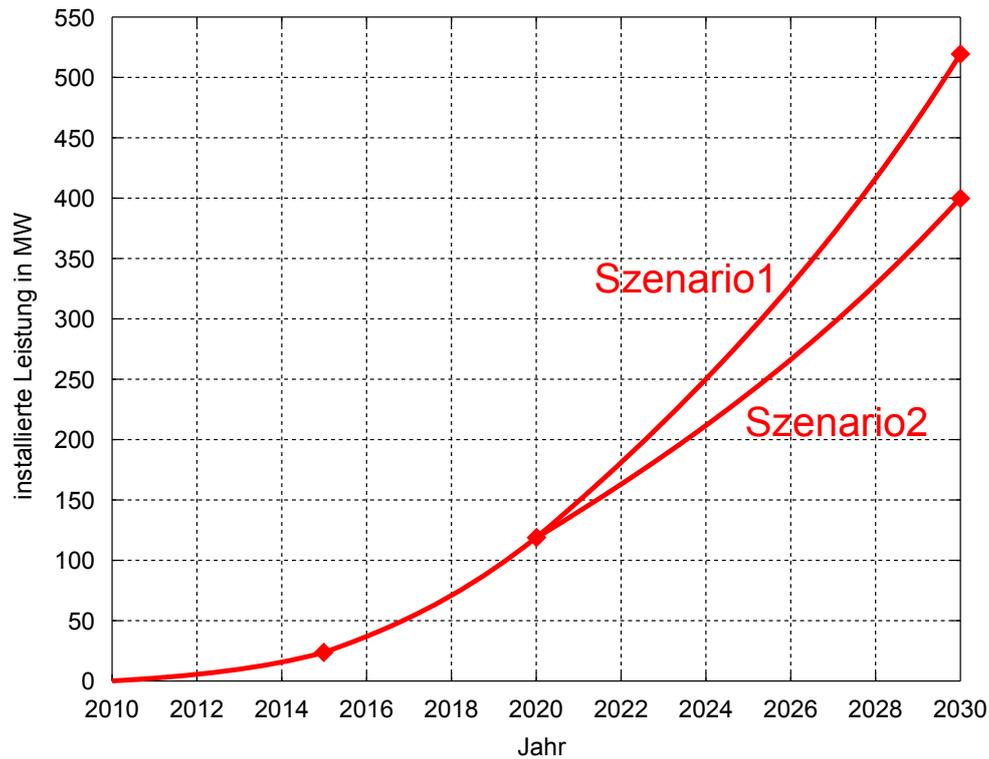


Abbildung 4.29: Szenarios für die geothermische Stromerzeugung in Griechenland bis zum Jahr 2030.

Für Ungarn wurden Szenarios bis 2020 bereits in Abschnitt 4.12 diskutiert. Die installierte Leistung im Jahr 2020 liegt demnach in Ungarn zwischen $28 MW_e$ und $130 MW_e$. Basierend auf diesen Werten wird die installierte Leistung im Jahr 2030 abgeschätzt. Abbildung 4.30 zeigt die drei diskutierten Szenarios. Im Jahr 2030 liegt die installierte Leistung der geothermischen Stromerzeugung zwischen $72 MW_e$ und $340 MW_e$.

4 Stand und Potenziale der Stromerzeugung mit Geothermie

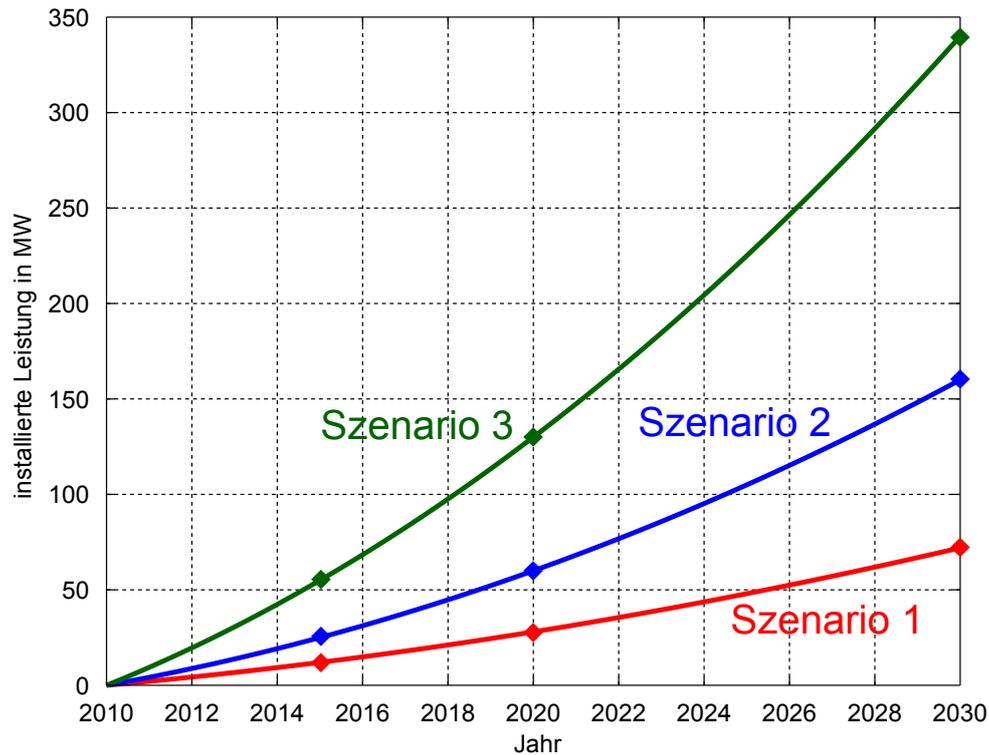


Abbildung 4.30: Szenarios für die geothermische Stromerzeugung in Ungarn bis zum Jahr 2030.

Aus den Szenarios für Deutschland, Italien, Island, Frankreich, Spanien, Griechenland und Ungarn wird ein Gesamtszenario für Europa (ohne Türkei) erstellt (Abbildung 4.31). Im optimistischen Fall (blau) beträgt die installierte Leistung für 2020/2030 in Europa etwa 4.700/9.400 MW_e , im pessimistischen Fall (rot) 3.900/6.500 MW_e . Dabei sind allerdings nur die genannten Länder berücksichtigt. Für das Jahr 2030 können auch in weiteren Ländern wie Polen, Slowakei, Rumänien, Tschechien und andere größere installierte Leistungen mit Geothermie erwartet werden. Eine installierte Leistung von mehr als 10 GW_e ist durchaus realistisch, trotzdem würde das von der EGEC festgelegte Ziel von 15 GW_e für 2030 nicht erreicht werden.

4 Stand und Potenziale der Stromerzeugung mit Geothermie

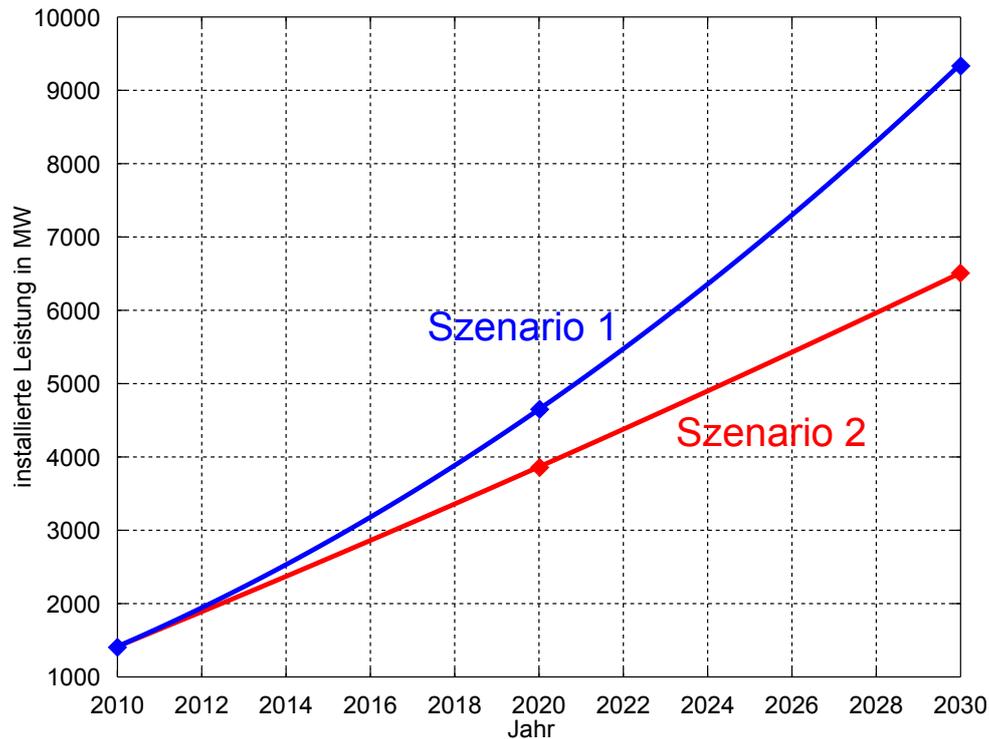


Abbildung 4.31: Szenarios für die geothermische Stromerzeugung in Europa bis zum Jahr 2030.

Geht man vom optimistischen Szenario für Europa für 2030 aus und rechnet die installierten Leistungen in Italien und Island weg, so bleiben 2.900 MW_e , die in den restlichen europäischen Ländern installiert werden müssen. Diese Leistung muss mithilfe von Binäranlagen erreicht werden, da nur in Italien und Island Anlagen mit direkter Nutzung oder Flash-Anlagen möglich sind. Bei einer angenommenen Kraftwerksleistung von 5 MW_e pro Anlage bedeutet dies eine Errichtung von 580 Anlagen (bei mehreren Blöcken je Anlage entsprechend weniger). Bei Kosten von etwa 40 Millionen Euro pro geothermischem Kraftwerk (Tabelle 5.27) muss eine Summe von 23,2 Milliarden Euro investiert werden (keine Kostenreduktion durch Lernkurven berücksichtigt). Nimmt man eine Jahresvolllaststundenzahl von 6000 an, so produzieren diese Kraftwerke $17,4 \text{ TWh/Jahr}$. Bei einer durchschnittlich angenommenen Vergütung von 20 ct/kWh bedeutet dies eine Einspeisevergütung von 3,48 Milliarden Euro pro Jahr für geothermischen Strom.

5 **Ökonomische Betrachtung**

Die Kosten eines geothermischen Projektes sind von vielen Faktoren abhängig: Standort, Erschließungstechnik, geologischen Begebenheiten, Exploration, Bohrtiefe, Stimulation, Verstromungsanlage, Kraft-Wärme-Kopplung und Abnehmerstruktur. Wegen dieser Unsicherheitsfaktoren und aufgrund der Tatsache, dass noch wenige Binäranlagen zur Stromerzeugung aus Geothermie existieren, ist es schwierig, Pauschalaussagen für anfallende Kosten eines Geothermieprojektes zu treffen.

Anders als bei der Strom-/Wärmeerzeugung aus fossilen Energieträgern, wo die Brennstoffkosten eine maßgebliche Rolle bei der Kostenzusammensetzung spielen, ist die geothermische Energieerzeugung, ähnlich wie die Wasserkraft, durch einen relativ hohen Investitionskostenanteil und geringe Betriebskosten gekennzeichnet.

Nachstehend werden die Investitionskosten (Kosten für Vorerkundung, Bohrung, Stimulation und übertägige Anlagen), Betriebskosten und Stromerzeugungskosten erörtert. Im Abschnitt 5.5 wird die Kostenstruktur geothermischer Anlagen mit typischen Randbedingungen für Europa diskutiert.

5.1 **Investitionskosten**

Die Investitionskosten beinhalten die Kosten für die Exploration, Bohr- und Komplettierungskosten, Kosten für die Stimulation und die Kosten für die übertägigen Anlagen. Den größten Anteil der Investitionskosten machen dabei die Bohrkosten aus. Eine genaue Exploration des Untergrundes mit moderner Technik (3D-Seismik) ist daher von großer Bedeutung [8, S. 20].

Abbildung 5.1 zeigt die Aufteilung der Investitionskosten bei Geothermieprojekten. In der rechten Grafik sind dabei auch Kosten für Exploration und Fündigkeitsversicherung berücksichtigt. Aus diesem Grund ist der Anteil der Bohrkosten mit 58 % an den Gesamtinvestitionen etwas geringer als in der linken Grafik mit 70 %, trotzdem machen bei beiden Kostenbetrachtungen die Bohrkosten mit etwa $\frac{2}{3}$ der Gesamtinvestition den größten Anteil aus.

5 Ökonomische Betrachtung

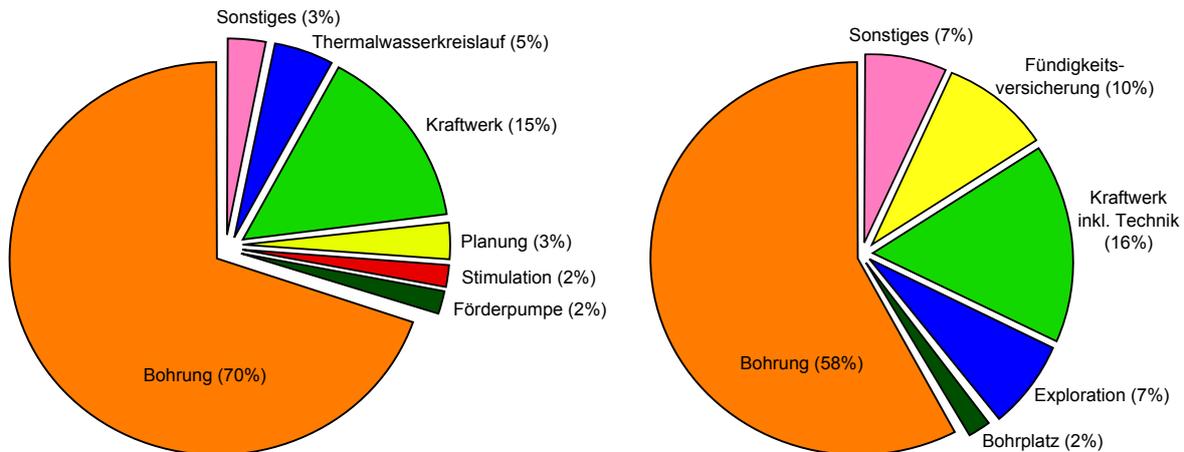


Abbildung 5.1: Aufteilung der Investitionskosten bei Geothermieprojekten zur Stromerzeugung [8, S. 21], [34, S. 14].

5.1.1 Vorerkundung

Bei der Vorerkundung kann man, wenn vorhanden, auf bereits vorhandene Gutachten (z. B. von der Erdölindustrie) zurückgreifen. Existieren noch keine ausreichend genauen Daten des Untergrundes, geben durchzuführende seismische Untersuchungen Aufschluss darüber, ob sich eine Bohrung in einem Gebiet lohnt. Die Höhe der Kosten der Exploration sind stark vom betriebenen Aufwand abhängig. Allerdings kann ein höherer Aufwand für die Erkundung geringere Bohrkosten bzw. auch eine höhere Wirtschaftlichkeit der Stromerzeugungsanlage (optimale Platzierung der Bohrungen) bedeuten [8, S. 20].

5.1.2 Bohrung und Stimulation

Die Kosten für die Bohrung inklusive Komplettierung sind stark abhängig von der Bohrtiefe und den geologischen Bedingungen des Untergrundes. Der größte Anteil der Bohrung macht dabei die Bohranlagenmiete inklusive Personal- und Energiekosten aus. Zudem fallen Kosten für die Bohrplatzeinrichtung, für Meißel und Richtbohrservice, Spülungs- und Zementationsservice, Verrohrung und Sondenkopfkomplettierung an.

Noch schwieriger sind Kosteneinschätzungen für die Stimulation. Je nach Untergrundbeschaffenheit wird mit unterschiedlichen Techniken, Drücken, Materialien und Verpressmengen gearbeitet [45, S. 519f].

Wegen des großen Anteils der Bohrkosten an den Gesamtkosten liegt auch hier das größte Kostensenkungspotenzial, hauptsächlich aufgrund fortschreitender Automatisierung und einer Verkürzung der Bohrdauer. Da die Bohrindustrie schon eine lange Tradition hat (Erdölbohrungen), sind massive Bohrkostenreduzierungen nicht zu erwarten. Eine

5 Ökonomische Betrachtung

Halbierung der Bohrkosten in den nächsten zehn Jahren ist aber durchaus realistisch [43, S. 24f].

Abbildung 5.2 zeigt die Bohrkosten in Abhängigkeit der Bohrtiefe.

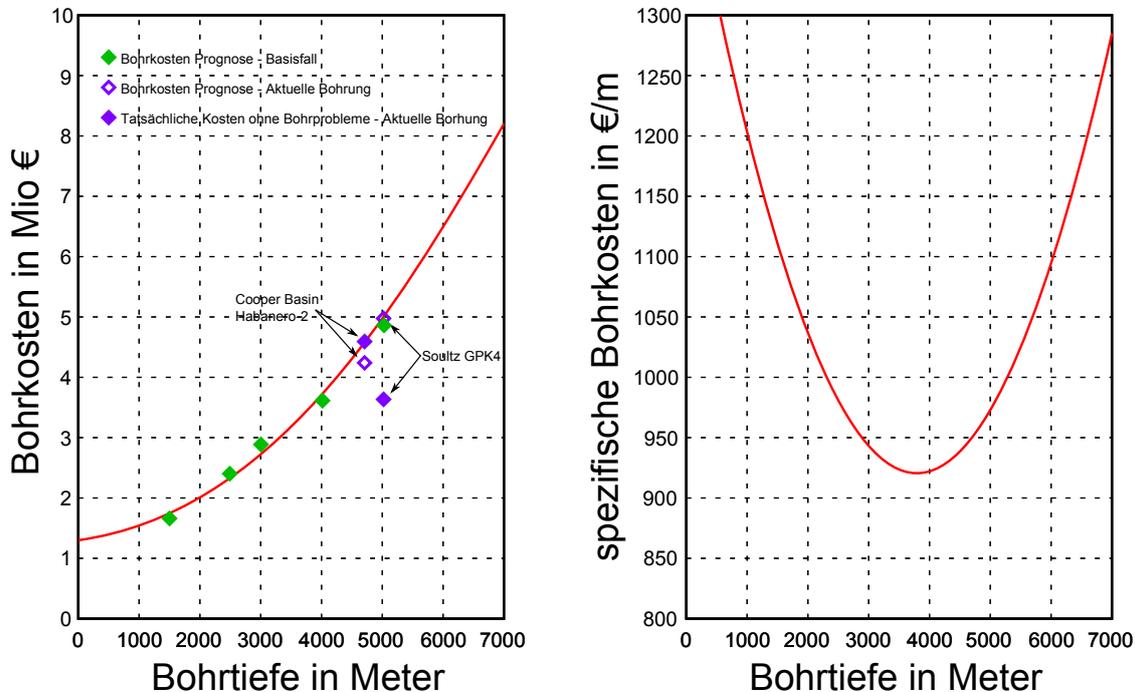


Abbildung 5.2: Bohrkosten in Millionen Euro und spezifische Bohrkosten in Euro/Meter in Abhängigkeit der Bohrtiefe. Die Daten sind [82, S. 195] entnommen und wurden mit einer quadratischen Funktion angenähert. In Violett sind die Kosten zweier aktueller Bohrungen eingetragen, die prognostizierten Kosten und die tatsächlichen Kosten (volle Quadrate).

5.1.3 Übertägige Anlagen

Die Kosten der übertägigen Anlagen bestehen aus den Kosten der Komponenten Wärmeübertrager, Kondensatpumpe, Kühlwasserpumpe und den Kosten des Turbosatzes, bestehend aus Turbine und Generator. Zusätzlich kommen noch die Kosten für die Verrohrung (66 % der Komponentenkosten) und für Mess-, Steuerungs- und Regelungstechnik (10 % der Komponentenkosten) hinzu. Neben diesen direkten Kosten müssen auch die Kosten für die Planung (8 % der direkten Kosten), Montage (15 % der direkten Kosten) und Inbetriebnahme der Anlage (pauschal 20.000 Euro) berücksichtigt werden.

Abbildung 5.3 zeigt die spezifischen Investitionskosten für ORC- und Kalinaanlagen in Abhängigkeit der Generatorleistung bei Thermalwassertemperaturen von 100 °C, 150 °C und 200 °C.

5 Ökonomische Betrachtung

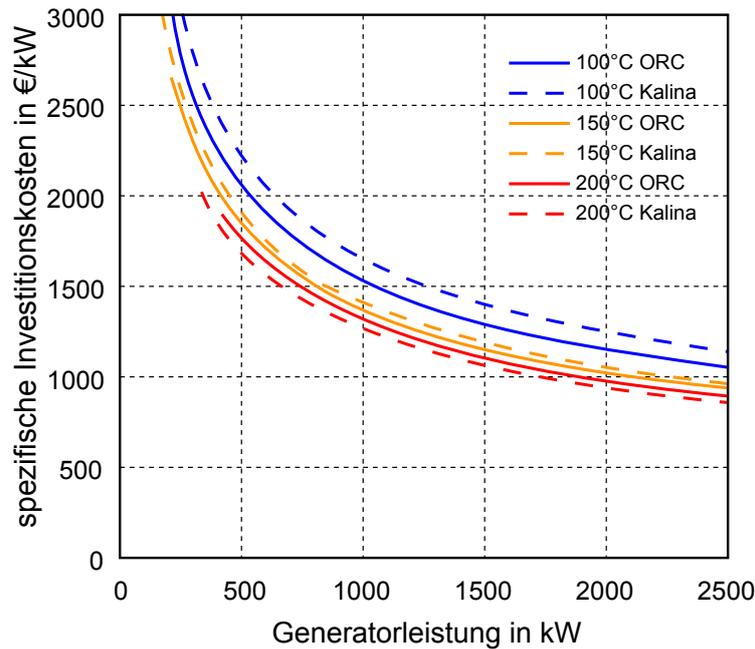


Abbildung 5.3: Spezifische Investitionskosten geothermischer Binärkraftwerke mit Wasserkühlung [49, S. 123].

Die spezifischen Investitionskosten sinken mit größerer Generatorleistung und höherer Temperatur des Geofluids. Mit einer Stimulation des Untergrundes zur Erhöhung der Förderrate erreicht man daher neben einer Erhöhung der elektrischen Leistung des Kraftwerks auch eine Verringerung der spezifischen Investitionskosten.

5.2 Betriebskosten

Die Betriebskosten einer geothermischen Anlage sind vergleichsweise gering, sie beinhalten die Kosten für Personal, Instandhaltung, Wartung und allgemeine Geschäftsführungskosten (Verwaltung und Versicherungen). Bei einer KWK-Anlage müssen noch eventuelle Brennstoffkosten für den Spitzenlastkessel berücksichtigt werden [45, S. 520], [8, S. 22].

5.3 Stromerzeugungskosten

Die Stromerzeugungskosten sind stark abhängig von der Temperatur des Geofluids (und der Förderrate). Abbildung 5.4 zeigt Stromerzeugungskosten geothermischer Anlagen im Norddeutschen Becken und im Oberrheingraben. In vielen Gebieten Europas ist mit ähnlichen Stromerzeugungskosten wie im Norddeutschen Becken zu rechnen, der Oberrheingraben stellt mit seiner Wärmeanomalie eher die untere Grenze der Stromerzeugungskosten dar.

5 Ökonomische Betrachtung

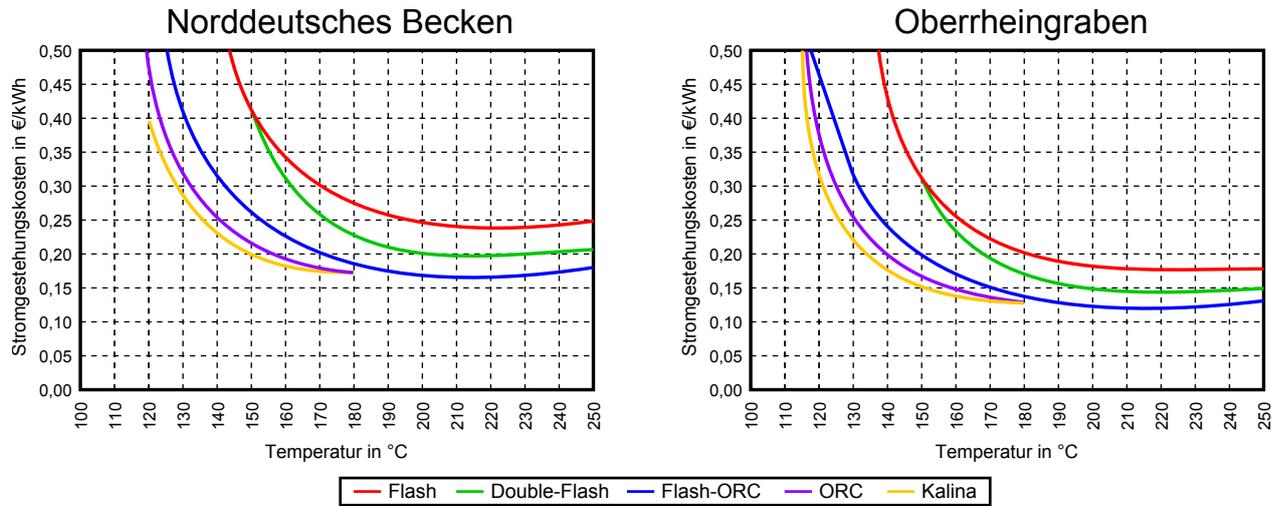


Abbildung 5.4: Stromerzeugungskosten für geothermische Anlagen im Norddeutschen Becken bzw. im Oberrheingraben in Abhängigkeit der Thermalwassertemperatur bei einer Förderrate von $100 \text{ m}^3/\text{h}$ [45, S. 522f].

Ab einer gewissen Temperatur steigen die spezifischen Stromerzeugungskosten an. Dies ist durch den hohen Anteil der Bohrkosten an den Gesamtkosten begründet. Der bessere Wirkungsgrad aufgrund der höheren Temperaturen in größeren Tiefen wird durch die nichtlineare Zunahme der Bohrkosten mit der Tiefe mehr als aufgewogen. Die Stromerzeugungskosten können aber auch durch eine Erhöhung des Fördervolumens (z. B. durch Stimulation) reduziert werden [45, S. 521].

Abbildung 5.5 zeigt Stromerzeugungskosten erneuerbarer Energien, Erdgas und Steinkohle im Vergleich. Aus der Grafik ist ersichtlich, dass die geothermische Stromerzeugung im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energiequellen (ausgenommen die weitaus teurere Photovoltaik) eine teure Option darstellt.

5 Ökonomische Betrachtung

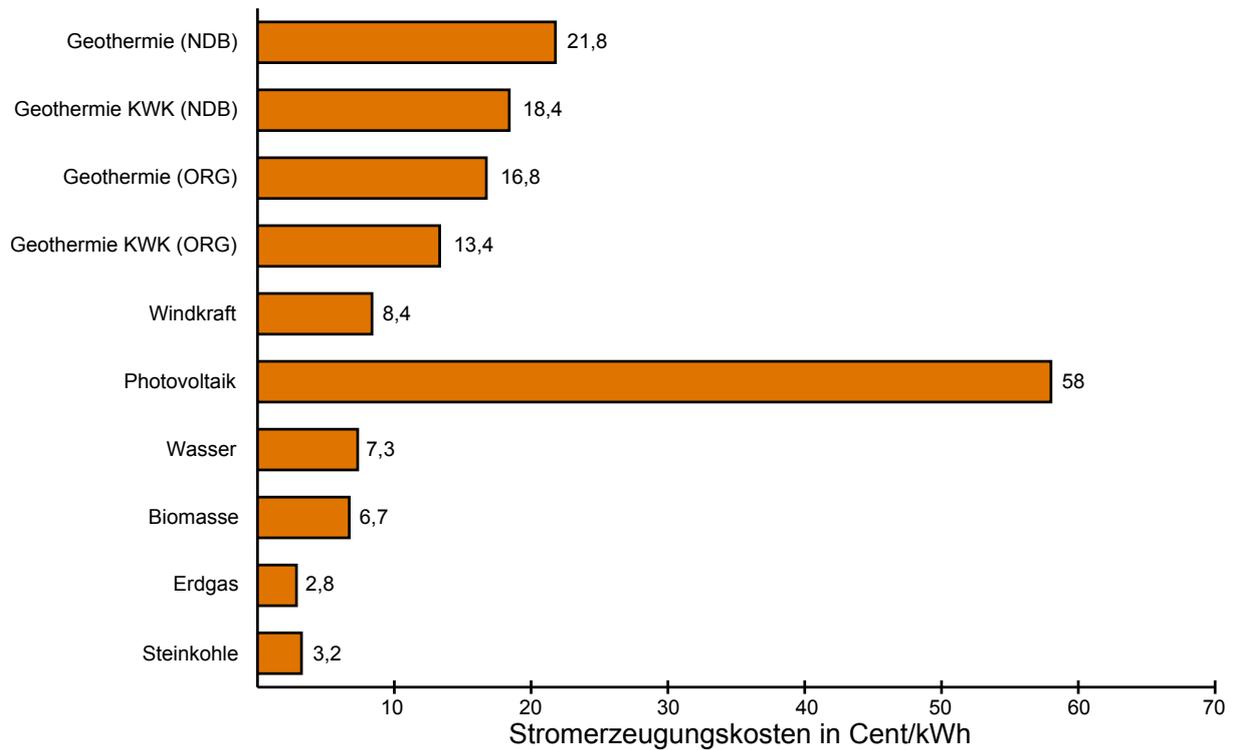


Abbildung 5.5: Stromerzeugungskosten erneuerbarer Energien, Erdgas und Steinkohle (NDB=Norddeutsches Becken, ORG=Oberheingraben) [62, S. 80].

Die Kosten der Stromerzeugung aus Geothermie lassen sich aber in Gebieten mit hohem Temperaturgradienten (z. B. Oberheingraben) und bei gleichzeitiger Nutzung der Wärme erheblich reduzieren. Weiters muss berücksichtigt werden, dass sich bei den erneuerbaren Quellen neben der Laufwasserkraft nur die Geothermie zur Deckung der Grundlast eignet.

5.4 Kostenbeispiele

Nachfolgend werden Kostenangaben unterschiedlicher Quellen angeführt.

Tabelle 5.23 zeigt Bohr- und Stimulationskosten, Kosten für die Kraftwerkstechnik und Betriebskosten der Firma GeothermEx Inc., USA. Die Angaben beziehen sich auf das Desert Peak Projekt in Nevada, sollten aber zumindest qualitativ auf beliebige EGS-Projekte angewendet werden können.

5 Ökonomische Betrachtung

Kostenpunkt		Min	Typ	Max
Bohrkosten pro Bohrloch	Mio EUR	3,6	4	4,4
Stimulationskosten pro Bohrloch	Mio EUR	0,36	0,54	0,72
Kraftwerk und andere obertägige Anlagen	EUR/kW	1300	1450	1600
Jährliche Betriebs- und Wartungskosten	ct/kWh	1,5-2,5	1,5-2,5	1,5-2,5

Tabelle 5.23: Kostenangaben für geothermische EGS-Anlagen von GeothermEx Inc. [76, S. 3]

Abbildung 5.6 zeigt die Kostenangaben für geothermische KWK-Projekte nach [34]. Die Gesamtkosten für ein Geothermieprojekt mit KWK werden auf 50 Mio. EUR oder mehr für 4 MW_e und Wärmeverteilung geschätzt.

<div style="background-color: cyan; padding: 2px; font-weight: bold; font-size: small;">Exploration</div> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; font-weight: bold; font-size: small;">1-3 Mio €</div>	<div style="background-color: cyan; padding: 2px; font-weight: bold; font-size: small;">Bohrung (Dublette)</div> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; font-weight: bold; font-size: small;">12-25 Mio €</div>	<div style="background-color: cyan; padding: 2px; font-weight: bold; font-size: small;">Versicherungen</div> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; font-weight: bold; font-size: small;">0,5-5 Mio €</div>
<div style="background-color: orange; padding: 2px; font-weight: bold; font-size: small;">Kraftwerk (4-5 MW)</div> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; font-weight: bold; font-size: small;">10-15 Mio €</div>	<div style="background-color: orange; padding: 2px; font-weight: bold; font-size: small;">Energie-/Heizzentrale</div> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; font-weight: bold; font-size: small;">5-10 Mio €</div>	<div style="background-color: orange; padding: 2px; font-weight: bold; font-size: small;">Netz (10000EW)</div> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; font-weight: bold; font-size: small;">20-30 Mio €</div>

Abbildung 5.6: Kostenangaben für geothermische KWK-Anlagen [34, S. 6].

5.5 Referenzfall

Es werden die Kosten geothermischer Stromerzeugung für einen Referenzfall untersucht, unter Bedingungen, die in vielen Gebieten Europas zu finden sind. Die Kosten für Exploration, Versicherungen, Netzanschluss und Netzausbau (Strom- und Wärmenetz) werden hier nicht berücksichtigt.

5.5.1 Rahmenbedingungen

In Tabelle 5.24 finden sich die angenommenen Rahmenbedingungen für den Referenzfall.

5 Ökonomische Betrachtung

Standort	Norddeutsches Becken
Erschließungstechnik	HDR-Verfahren, Dublette
Geothermischer Gradient	35 °C/km
Bohrtiefe	4500 m
Temperatur Geofluid	150 °C
Rücklauftemperatur	70 °C
Förderrate	100 m ³ /h
Stromerzeugungsanlage	ORC
Generatorleistung	850 kW
Wirkungsgrad brutto/netto	11%/8,5%
Volllaststunden/Jahr	7500 h
Jährliche Energieerzeugung	4950 MWh
Lebensdauer der Anlage	30 Jahre

Tabelle 5.24: Annahmen für einen Referenzfall der geothermischen Stromerzeugung

Es wird eine Anlage zur reinen Stromproduktion und eine KWK-Anlage betrachtet. Bei einer KWK-Anlage müssen noch zusätzliche Rahmenbedingungen festgelegt werden (Tabelle 5.25). Dabei wird der Einfachheit halber angenommen, dass trotz Wärmeauskopplung die elektrische Leistung der Anlage konstant bleibt.

Volllaststunden Wärme	1900 h/a
Wärmeproduktion	13500 MWh
Wärmevergütung	0,02 EUR/kWh

Tabelle 5.25: Zusätzliche Annahmen für einen Referenzfall der geothermischen Strom- und Wärmeproduktion

5.5.2 Investitions- und Betriebskosten

Für die 4500m tiefe Dublette fallen Kosten von etwa 10,4 Mio. EUR (1150 EUR/m) und weitere 150.000 EUR für die benötigten Tiefenpumpen an. Die Kosten für die Stimulation belaufen sich auf etwa 360.000 EUR, für den Thermalwasserkreislauf (Rohre, Ventile, Regelung) auf 390.000 EUR. Zudem müssen für weitere Elemente im Zusammenhang mit der Thermalwasserleitung (z. B. Filter) 25 EUR/kW geothermischer Leistung berücksichtigt werden. Für die 850kW-ORC-Anlage werden Kosten von 1,5 Mio. EUR, für die benötigten Wärmeübertrager 10 EUR/kW, angenommen. Die Gebäudekosten belaufen sich inklusive

5 Ökonomische Betrachtung

der Kosten für das Grundstück auf 150.000 EUR. Für Planung und Vorarbeiten (z. B. geologische Gutachten) werden Pauschalkosten von 500.000 EUR veranschlagt [45, S. 519f].

Tabelle 5.26 fasst die Investitionskosten der Referenzanlage zusammen.

Kostenpunkt	spez. Kosten	Kosten
Bohrung (Dublette)	1150 EUR/m	10.400.000 EUR
Tiefenpumpen		150.000 EUR
Stimulation		360.000 EUR
Thermalwasserkreislauf		390.000 EUR
weitere Systemelemente	25 EUR/kW _{geoth}	230.000 EUR
ORC-Kraftwerksanlage	1750 EUR/kW	1.500.000 EUR
Grundstück und Gebäude		150.000 EUR
Planung		500.000 EUR
Gesamtkosten		13.680.000 EUR

Tabelle 5.26: Investitionskosten der geothermischen Referenzanlage

5.5.3 Stromerzeugungskosten

Für die angenommene Referenzanlage ergeben sich Stromerzeugungskosten von etwa 22 ct/kWh (nur Stromerzeugung) und etwa 18 ct/kWh (KWK-Betrieb). Abbildung 5.7 zeigt die Stromerzeugungskosten der Referenzanlage im Norddeutschen Becken bei reiner Stromerzeugung und KWK-Betrieb. Wie bereits erwähnt, sind die Stromerzeugungskosten stark abhängig von der Temperatur des Geofluids und der Förderrate.

Betrachtet man die angenommene Anlage in einem Gebiet mit geothermischer Anomalie (z. B. Oberrheingraben), so können die Stromerzeugungskosten aufgrund der geringeren Bohrtiefe auf 17 ct/kWh (reine Stromproduktion) verringert werden (bei gleicher Förderrate). Wird zusätzlich noch die Förderrate von 100 auf 200 m³/h erhöht (Geofluidtemperatur 180 °C), so ergeben sich Stromerzeugungskosten von ca. 8 ct/kWh [45, S. 521f]. Bei diesen Angaben ist zu beachten, dass sich die geothermische Stromproduktion mit EGS noch im Forschungs- und Entwicklungsstadium befindet, die Kostenangaben sind daher noch starken Schwankungen unterworfen [62, S. 78].

5 Ökonomische Betrachtung

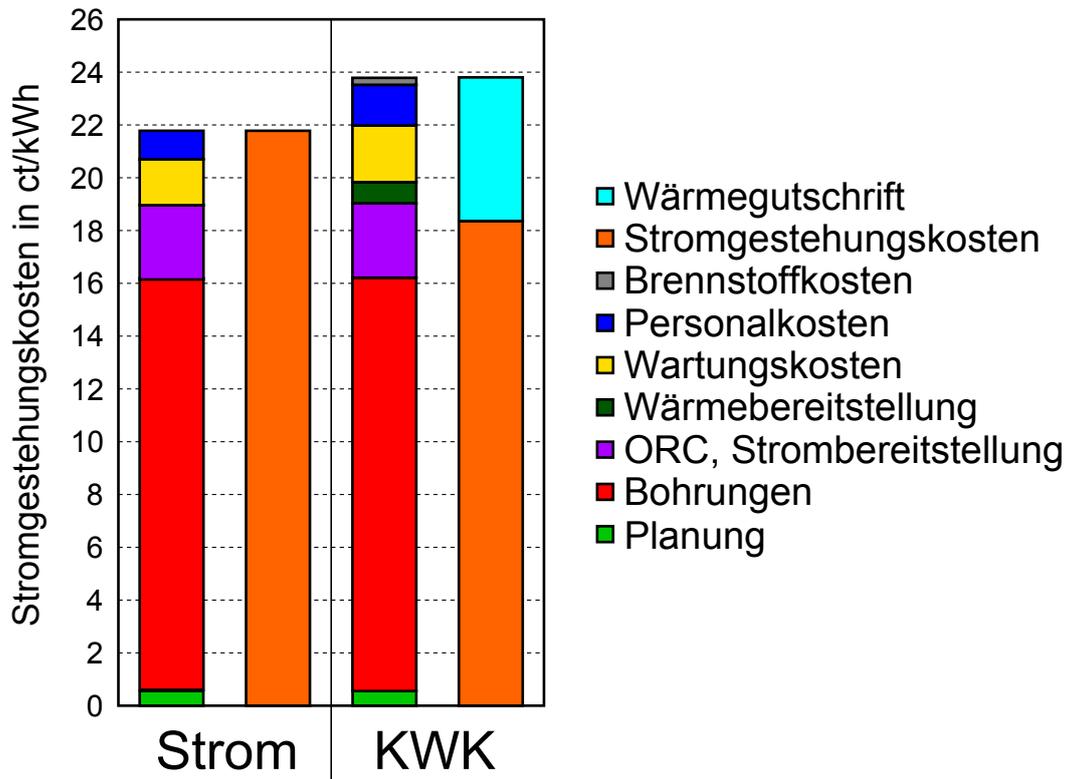


Abbildung 5.7: Stromerzeugungskosten der Referenzanlage im Norddeutschen Becken bei reiner Stromerzeugung und KWK [45, S. 521].

Wie groß die Schwankungsbreite von ökonomischen Betrachtungen einer geothermischen Stromerzeugung ist, soll ein weiteres Kostenbeispiel verdeutlichen. Es wird ein 4 MW-Kraftwerk mit ORC (Wirkungsgrad 11,5 %) betrachtet. Die Fördertemperatur beträgt 140 °C (Rücklauftemperatur 70 °C) bei einer Förderrate von 120 l/s.

Die Investitionen erfolgen in einem Zeitraum von drei Jahren. Im ersten Jahr wird das Grundstück erworben, die Exploration des Untergrundes durchgeführt, der Bohrplatz vorbereitet und eine Fündigkeitsversicherung abgeschlossen. Im zweiten Jahr werden die Bohrungen durchgeführt und mit dem Kraftwerksbau begonnen. Im dritten Jahr folgen weitere Systemelemente wie Förderpumpe, Schaltanlagen und Netzanschluss, der Kraftwerksbau wird abgeschlossen.

Tabelle 5.27 listet die Investitionen auf.

5 Ökonomische Betrachtung

Kostenpunkt	2009	2010	2011	
Grundstück	500.000	0	0	
Exploration	3.000.000	0	0	
Bohrplatz	1.000.000	0	0	
Bohrungen	0	24.000.000	0	
Stimulation	0	1.000.000	0	
Fündigkeitsversicherung	4.200.000	0	0	
Kraftwerk (inkl. Technik)	0	2.000.000	2.000.000	
Förderpumpe	0	0	600.000	
Pumpenelektrik	0	0	400.000	
Netzanschluss/Infrastruktur	0	0	300.000	
Bau-/Außenanlagen	0	0	500.000	
Kraftwerksgebäude	0	0	500.000	
Schaltanlagen	0	0	200.000	
Wärmeübergabe	0	0	500.000	
SUMME	8.700.000	26.000.000	5.000.000	40.700.000

Tabelle 5.27: Investitionen einer geothermischer KWK-Anlage nach [34, S. 13], Kosten für Stimulation nach [76], Kosten für Kraftwerk nach [49].

Die großen Unterschiede der Investitionssumme dieses Beispiels und des Referenzkraftwerks (Abschnitt 5.5.2) kommen aus folgenden Gründen zustande:

- Berücksichtigung von Explorationskosten
- Abschluss einer Fündigkeitsversicherung
- Fünffache Generatorleistung
- Hohe Annahme der Bohrkosten durch Auftreten typischer Schwierigkeiten
- Höhere Kosten für Systemelemente

Als Zielwert für die Investition wird ein Wert möglichst unter 11 *MioEUR/MW_e* angestrebt [34, S. 13].

Für dieses Projekt werden nachfolgend die nominellen Stromerzeugungskosten mit der Annuitätenmethode berechnet. Der Einfachheit halber wird angenommen, dass alle Investitionen innerhalb eines Jahres getätigt werden. Tabelle 5.28 listet die zusätzlichen Annahmen für die Berechnung der Stromerzeugungskosten auf.

5 Ökonomische Betrachtung

spez. Betriebskosten	2	ct/kWh
Jahresvolllaststunden	6000	h
erzeugte Jahresarbeit	24000	MWh
Nutzungsdauer	25	Jahre
Zinssatz (nominell)	5	%
Inflation	2	%

Tabelle 5.28: Zusätzliche Annahmen für die Berechnung der Stromerzeugungskosten eines 4 MW Geothermiekraftwerk.

Das gebundene Kapital zu Beginn des ersten Jahres beträgt 40.700.000 EUR und verringert sich jährlich um die Abschreibung. Das Grundstück wird dabei nicht abgeschrieben, am Ende der Nutzungsdauer entspricht das gebundene Kapital somit dem Grundstückspreis von 500.000 EUR.

Bei der Annuitätenmethode werden alle zukünftigen Kosten für jedes Jahr mit dem Barwertfaktor auf den Zeitpunkt $t=0$ abgezinst.

$$BWF = \frac{1}{(1+i)^n} \quad i \dots \text{Zinssatz}, n \dots \text{Nutzungsdauer} \quad (6)$$

Durch die Aufsummierung aller Barwerte erhält man den Kapitalwert. Für die Berechnung der Annuität wird dieser mit dem Annuitätenfaktor multipliziert [65, S. 77].

$$A = C_0 \cdot KWF = C_0 \cdot \frac{(1+i)^n \cdot i}{(1+i)^n - 1} \quad (7)$$

Für ein geothermisches (Heiz-)Kraftwerk fallen Kosten für die Abschreibung, Zinsen und Betrieb an. Aufgrund der nominellen Abschreibung muss die Inflation in Abschreibung und Zinsen nicht berücksichtigt werden, bei den Betriebskosten hingegen schon [65, S. 77f]. Der Kapitalwert muss der Summe der Annuitäten multipliziert mit dem Barwertfaktor entsprechen.

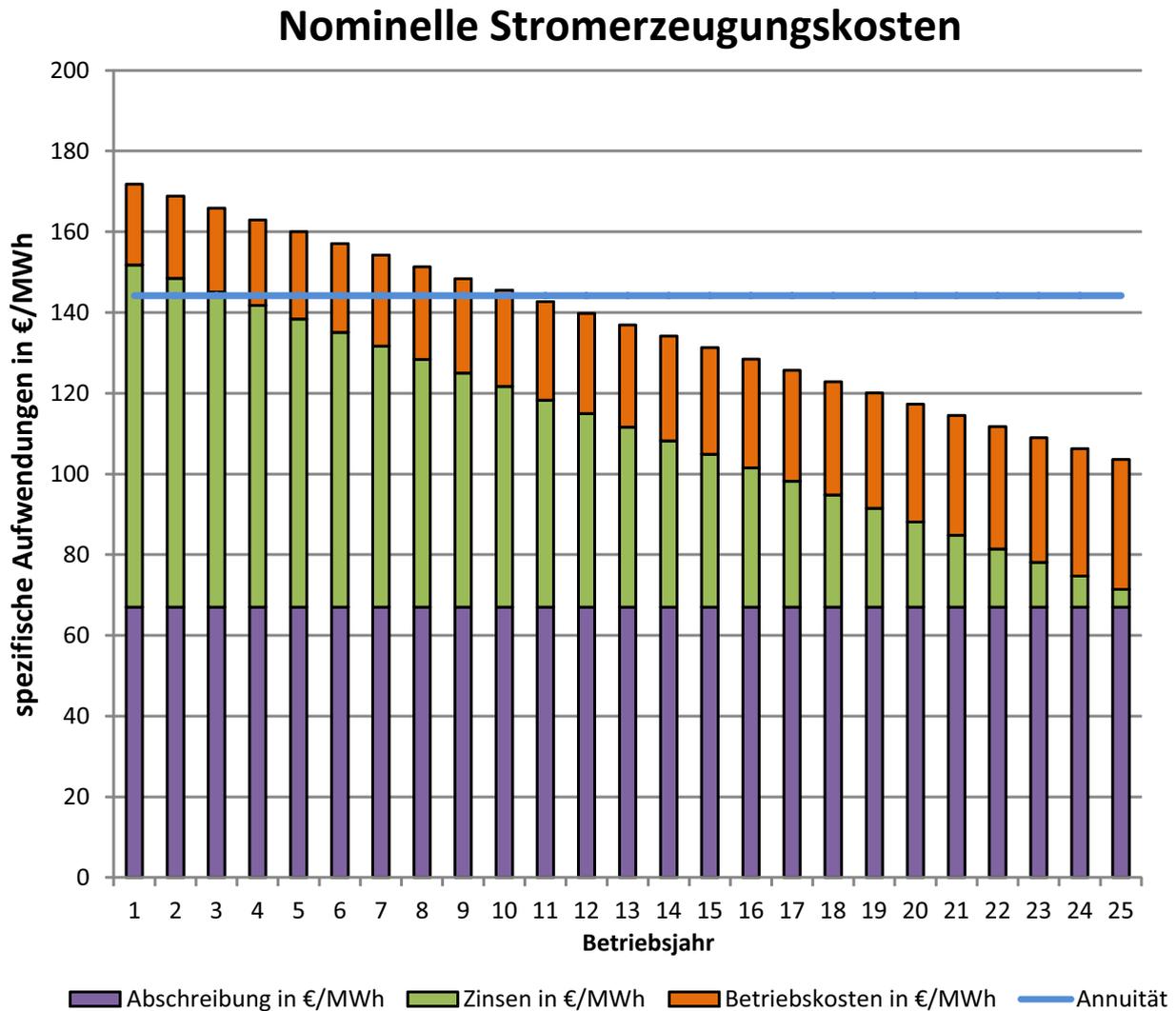


Abbildung 5.8: Stromerzeugungskosten eines geothermischen 4 MW Kraftwerks in nomineller Darstellung.

Bei der realen Betrachtung der Stromerzeugungskosten muss mit dem realen Zinssatz gerechnet werden. Dieser ergibt sich mit dem nominellen Zinssatz und der Inflation zu

$$i_{real} = \left(\frac{1 + i_{nominell}}{1 + I} - 1 \right) \cdot 100 \quad \text{mit } I \dots \text{Inflationsrate.} \quad (8)$$

Die Kosten für Zinsen, Abschreibung und Betrieb müssen mit dem Inflationsindex auf den Investitionszeitpunkt bezogen werden. Somit ergeben sich über die Nutzungsdauer konstante Werte für die Betriebskosten.

$$\text{Inflationsindex} = \left(\frac{1}{1 + I} \right)^n \quad (9)$$

5 Ökonomische Betrachtung

Abbildung 5.9 zeigt die Stromerzeugungskosten des betrachteten Beispiels in realer Darstellung.

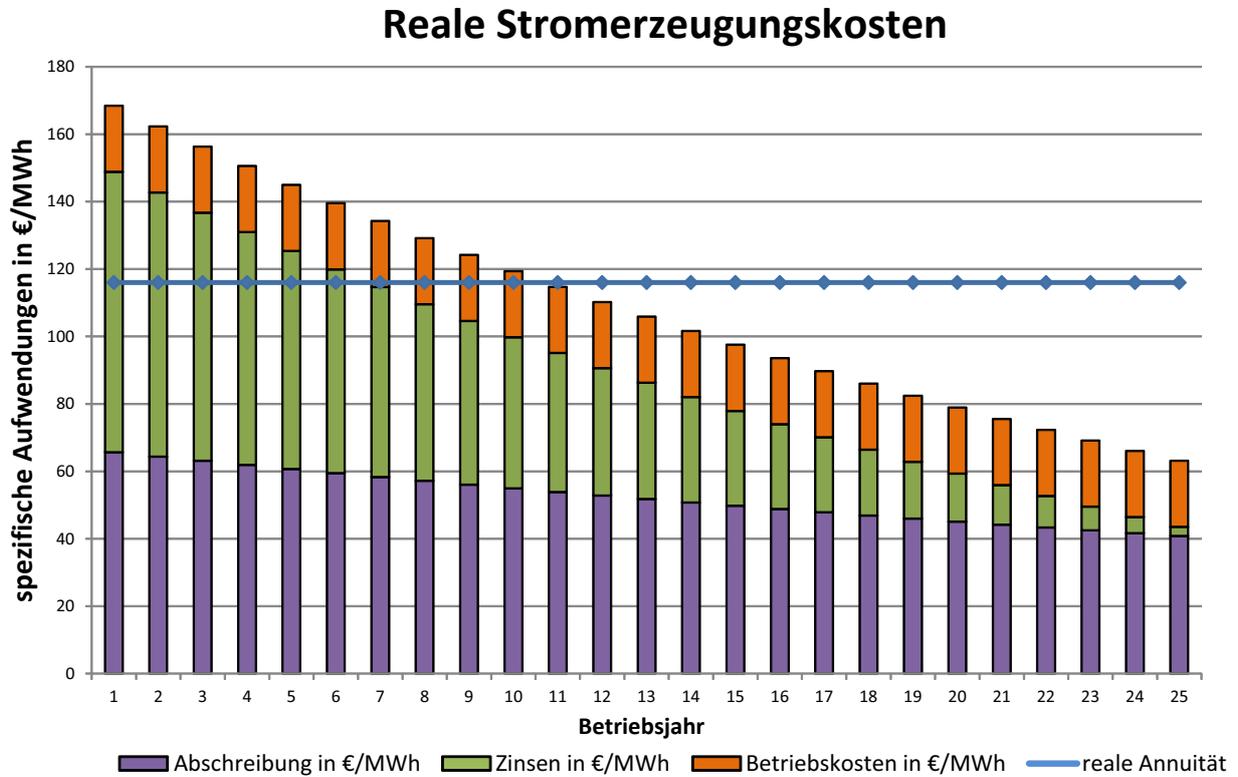


Abbildung 5.9: Stromerzeugungskosten eines geothermischen 4 MW Kraftwerks in realer Darstellung.

6 Zusammenfassung

Unter Geothermie versteht man die Nutzung der in der Erde gespeicherten Wärme zur Gebäudeheizung, in der Lebensmittelindustrie (z.B. Fischzucht, Trocknung), für balneologische Anwendungen, Prozesswärme und bei ausreichend hohen Temperaturen auch zur Stromerzeugung. Eine Einteilung der Geothermie kann in oberflächennahe und tiefe bzw. in hydrothermale und petrothermale Geothermie erfolgen. Bei der geothermischen Stromerzeugung kann zwischen den unterschiedlichen Reservoirtypen Heißwasseraquifere, Störungszonen und das kristalline Tiefengestein unterschieden werden. Um das kristalline Tiefengestein für die geothermische Stromerzeugung nutzbar zu machen und um Förderaten von hydrothermalen Reservoirs zu erhöhen, werden Stimulationsmaßnahmen des Tiefengesteins eingesetzt. Diese Erschließungsmethoden werden als Enhanced Geothermal Systems (EGS) bezeichnet.

Die zur Stromerzeugung notwendige Energie kann in unterschiedlicher Form vorliegen, als überhitzter Dampf, Wasser unter hohem Druck, als Wasser/Dampf-Gemisch oder als heiße Gesteinsschichten. Die Nutzung kann entweder direkt erfolgen, oder über einen Sekundärkreislauf, der mit dem Geofluid erhitzt wird. Bei der direkten Nutzung unterscheidet man die direkte Dampfentspannung (wenn Sattedampf vorliegt) und das Flashprinzip (bei Wasser/Dampf-Gemischen oder Wasser unter hohem Druck). Bei der direkten Dampfentspannung wird der geförderte Sattedampf in der Turbine entspannt, im Kondensator verflüssigt und wieder in das Erdreich reinjiziert. Beim Flash-Prinzip wird das geförderte Geofluid teilentspannt, der Dampf vom Wasser getrennt und in der Turbine entspannt. Diese Arten der geothermischen Stromerzeugung sind in Europa nur in wenigen Gebieten mit geothermischen Anomalien möglich (Italien, Island oder Überseegebiete von Frankreich).

Um die geothermische Energie in Europa auch in Gebieten mit geringeren Temperaturen im Untergrund zur Stromerzeugung nutzen zu können, kommen Anlagen mit Binärprinzip zur Anwendung. Dabei gibt das Geofluid die Wärmeenergie über einen Wärmetauscher zur Verdampfung eines Arbeitsmittels im Sekundärkreislauf ab. Es ist damit möglich, auch Temperaturen von zumindest 80 °C zur Stromerzeugung zu nutzen. Beim Binärprinzip wird zwischen dem ORC-Prozess und dem Kalina-Prozess unterschieden. Beim ORC-Prozess kommen organische Arbeitsmittel zur Anwendung, die niedrigere Siedepunkte als Wasser aufweisen. Der Kalina-Prozess verwendet ein Wasser/Ammoniak-Gemisch als Arbeitsmittel. Bei niedrigeren Temperaturen weisen Kalina-Anlagen gering höhere Wirkungsgrade auf, bei hohen Temperaturen ist der ORC-Prozess überlegen (allerdings bei konstanter Zusammensetzung der Grundlösung).

6 Zusammenfassung

Weltweit wird bereits in 24 Ländern Strom aus Geothermie produziert. Vor allem in den USA, den Philippinen, Indonesien, Mexiko, Island, Italien, Neuseeland und Japan sind bereits etliche geothermische Stromerzeugungsanlagen installiert. Die gesamte installierte Leistung aus Geothermie liegt momentan bei etwa $10,7 \text{ GW}_e$. Bis 2015 wird sich die installierte Gesamtleistung weltweit voraussichtlich auf $18,5 \text{ GW}_e$ erhöhen, bis 2050 sind 140 GW_e mit EGS vorstellbar. Die weltweit noch verfügbaren geothermischen technischen Potenziale werden auf etwa 1.200 GW_e geschätzt.

Europa ist im Gegensatz zu anderen Gebieten der Erde arm an Hochenthalpie-Reservoirs. Diese findet man in Europa nur in Italien, Island, Teilen Griechenlands, in den Überseegebieten Frankreichs und den Azoren (Portugal). Aber auch in Europa findet man Gebiete mit Wärmeanomalien, die sich gut für eine geothermische Stromerzeugung eignen (z.B. der Oberrheingraben). Aus den geothermischen Potenzialen, der Förderung für geothermischen Strom und den geplanten Kraftwerken in den untersuchten Ländern wird ein geothermisches Stromerzeugungsszenario für Europa entwickelt.

In Deutschland ist das geothermische Potenzial bereits gut untersucht. Für die Heißwasseraquifere, Störungzonen und das kristalline Gestein ergibt sich ein technisches Angebotspotenzial von etwa 300 TWh/a . Fünf geothermische Stromerzeugungsanlagen speisen in Deutschland bereits Strom ins Netz, mehr als 20 befinden sich in der Planungs- bzw. Bauphase. Ein Grund für diese große Anzahl an geplanten Projekten ist die durch die neue EEG-Novelle hohe Einspeisevergütung für Strom aus Geothermie von bis zu 27 ct/kWh .

Italien stellt bei der geothermischen Nutzung zur Stromerzeugung in Kontinentaleuropa aufgrund zahlreicher Hochenthalpie-Reservoirs eine Ausnahme dar. Über 30 Anlagen mit einer Gesamtleistung von über 800 MW speisen bereits Strom ins öffentliche Netz. Aufgrund der hohen Temperaturen im Untergrund nutzen die meisten Anlagen in Italien den geförderten Dampf direkt. Bis 2020 soll die installierte Leistung zwischen 1.200 MW und 1.500 MW liegen.

Auch Frankreich verfügt über Hochenthalpie-Reservoirs, die sich allerdings auf den Überseegebieten Guadeloupe, Martinique und La Reunion befinden. Diese Gebiete werden auch schon zur Stromerzeugung genutzt und sollen bis 2020 auf 190 MW Gesamtleistung ausgebaut werden. In Frankreich befindet sich auch die weltweit erste funktionstüchtige HDR-Anlage mit einer Leistung von $2,2 \text{ MW}$. Die Anlage in Soultz-sous-Forêts stellt ein Gemeinschaftsprojekt von Frankreich, Deutschland und der EU dar und soll die Funktionalität von HDR-Anlagen demonstrieren. Die Vergütung von Strom aus Geothermie wurde 2010 auf 20 ct/kWh (+max. 8 ct/kWh Energieeffizienzprämie) erhöht. Dies macht jetzt auch in Kontinentalfrankreich eine wirtschaftliche Nutzung der Geothermie zur

6 Zusammenfassung

Stromerzeugung möglich.

Island verfügt ebenso wie Italien über riesige geothermische Ressourcen. Ein Großteil des Energiebedarfs wird in Island bereits durch Geothermie abgedeckt. Auch die geothermische Stromproduktion hat in den letzten Jahren einen massiven Schub erfahren, sodass aktuell etwa 570 MW installiert sind. Zahlreiche weitere Projekte befinden sich in der Planungs- und Bauphase und bis 2018 soll die installierte Leistung auf etwa 1.600 MW erhöht werden. Momentan wird über eine Anbindung an Kontinentaleuropa mittels Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung diskutiert, um den in Island billig zu produzierenden Strom aus Wasserkraft und Geothermie exportieren zu können.

In Spanien und Portugal laufen momentan Erkundungen um geeignete Stellen für EGS-Anlagen zu finden. Auf der iberischen Halbinsel existieren zwar keine Hochenthalpie-Lagerstätten, Temperaturen von bis zu 200 °C in erreichbaren Tiefen sind aber möglich, in den Überseegebieten (Azoren/Portugal und Kanarische Inseln/Spanien) sogar noch mehr. In einigen weiteren europäischen Ländern wie Ungarn, Polen, Slowakei oder Rumänien wurden bereits nutzbare Reservoirs untersucht, aufgrund geringer Einspeisevergütung oder sonstiger Hemmnisse sind in diesen Ländern in naher Zukunft allerdings nur Demonstrationsanlagen zu erwarten.

Zur Förderung von Strom aus Geothermie werden in Europa zwei Förderinstrumente angewendet, zum einen eine Preisregelung (Strom aus erneuerbaren Quellen wird zu einem festen Einspeisetarif vergütet, der zwischen 4,06 (Ungarn) und 28 ct/kWh (Frankreich) liegt) und zum anderen eine Mengenregelung (Stromhändler müssen einen Anteil von erneuerbarem Strom nachweisen). Vereinzelt werden Anlagenbetreiber auch durch Subventionen oder Steuerreduktion /-befreiung unterstützt. In manchen Ländern existieren keinerlei Förderungen für Strom aus Geothermie.

Die vom European Geothermal Energy Council (EGEC) festgelegten Ziele der Stromerzeugung aus Geothermie liegen bei 5 GW im Jahr 2020 und 15 GW im Jahr 2030. Derzeit sind in Europa etwa 1.550 MW installiert. Im Jahr 2020 werden nur in wenigen europäischen Ländern nennenswerte elektrische Leistungen aus Geothermie installiert sein. Ein Ausblick auf 2030 gestaltet sich schwierig, da viel von der erfolgreichen Markteinführung von EGS abhängen wird. Die geschätzten installierten Leistungen werden in Europa im Jahr 2020 zwischen 3.900 und 4.700 MW, im Jahr 2030 zwischen 6.500 und 9.400 MW liegen.

7 Ausblick

Im Bereich der geothermischen Stromerzeugung besteht noch großer Forschungs- und Entwicklungsbedarf. Die wichtigsten Themen sind die Entwicklung der technologischen Voraussetzungen zur Erschließung geothermischer Reservoirs, die Nachhaltigkeit und Funktionalität von EGS nachzuweisen und die Verbesserung der Technologien bei geothermischen KWK-Anlagen mit niedriger Temperatur ($< 120\text{ °C}$) [11, S. 1]. Im Idealfall kann durch die Optimierung der Stimulationstechnik das Fündigkeitsrisiko bei EGS komplett beseitigt werden, das heißt Bohrungen können bei beliebigen geologischen Bedingungen im Untergrund durch Stimulation genügend hohe Förderraten erreichen [62, S. 66].

Aufgrund von Lerneffekten ist eine deutliche Senkung der Stromerzeugungskosten, der spezifischen Investitionskosten und der Betriebskosten von geothermischen Kraftwerken zu erwarten [11, S. 1]. Abbildung 7.1 zeigt die erwarteten Stromerzeugungskosten für geothermische Stromerzeugung bis zum Jahr 2030.

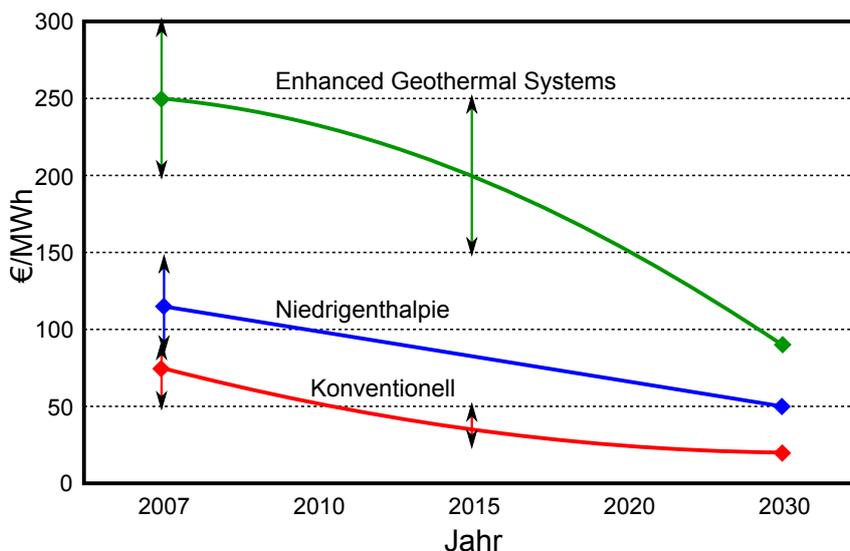
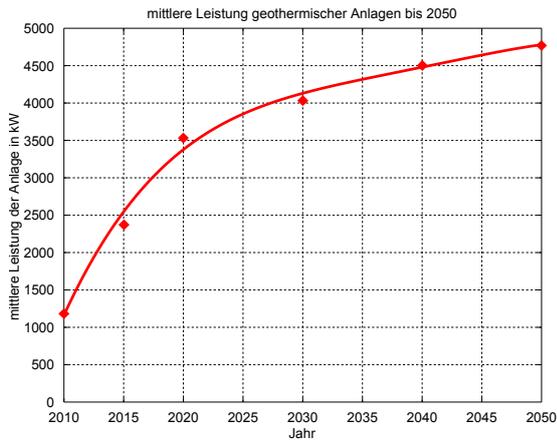


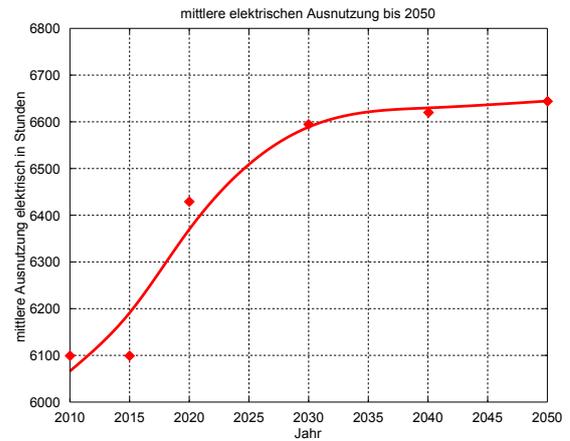
Abbildung 7.1: Geothermische Stromerzeugungskosten bis 2030 [11, S. 4].

Abbildung 7.2 zeigt die erwartete Entwicklung der mittleren Anlagenleistung, Volllaststunden, Betriebskosten, Stromerzeugungskosten und der spezifischen Investitionskosten geothermischer Anlagen bis 2050.

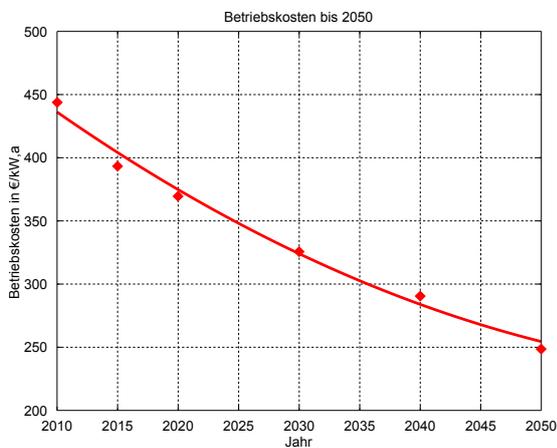
7 Ausblick



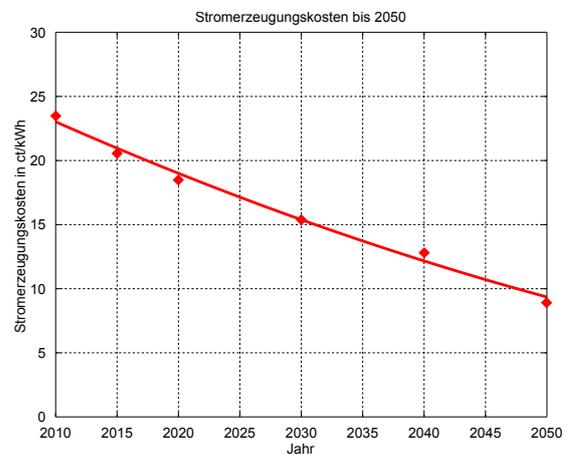
(a) Entwicklung der mittleren Leistung bis 2050



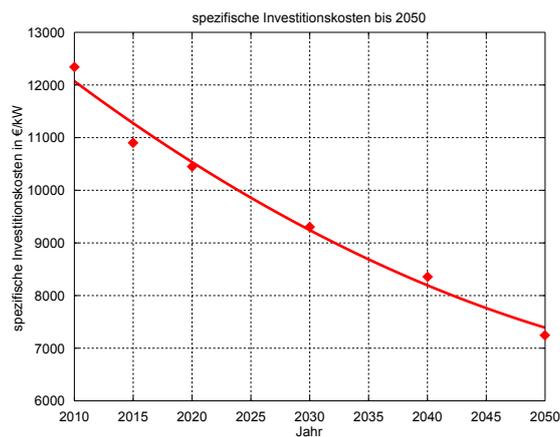
(b) Entwicklung der Volllaststunden bis 2050



(c) Entwicklung der Betriebskosten bis 2050



(d) Entwicklung der Stromerzeugungskosten bis 2050



(e) Entwicklung der spezifischen Investitionskosten bis 2050

Abbildung 7.2: Entwicklung verschiedener Parameter geothermischer Anlagen bis 2050. Werte von [61, S. 26]

7 Ausblick

Aufgrund des großen Anteils der Bohrkosten an den Gesamtkosten eines Geothermieprojektes ist man bestrebt, die Bohrkosten bis 2030 um 25 % zu senken. Möglich gemacht werden soll das durch die Entwicklung und Optimierung von Messmethoden vor Ort, Bohrlochüberwachung mit Lichtwellenleiter und innovativen Bohrtechniken [11, S. 6]. Derzeit wird an berührungslosen Bohrtechniken mit einer Kombination aus elektrischer Entladung und gepulstem Plasma- und Hochdruck-Wasserstrahl geforscht. Dabei sollen Bohrtiefen von 8-10 km mit einer linearen statt einer exponentiellen Kostensteigerung möglich sein [1].

Bei der Kraftwerkstechnik gibt es beim Kalina-Prozess noch einiges an Optimierungspotenzial, der ORC-Prozess ist bereits recht ausgereift. Aber auch hier kann durch geeignete Arbeitsmittelwahl der Wirkungsgrad noch verbessert werden. Vor allem bei niedrigen Thermalwassertemperaturen können durch die Weiterentwicklung der Kalinatechnik gegenüber dem ORC-Prozess 10-60 % höhere Wirkungsgrade erzielt werden [62, S. 70].

Längerfristig wird auch an der Erschließung geothermischer Reservoirs mit superkritischem Fluid (Temperaturen über 500 °C) in relativ geringen Tiefen (< 4 km) gearbeitet. Aus diesen Reservoirs kann Thermalwasser mit sehr hoher Enthalpie und hohen Förderaten (aufgrund der geringen Viskosität von superkritischem Wasser) gefördert werden. Superkritische Reservoirs finden sich beispielsweise in Island. Das Projekt IDDP (Iceland Deep Drilling Project) beschäftigt sich mit der Nutzbarmachung dieser Reservoirs [11, S. 12].

A Anhang

Tabelle 1.29 zeigt die Anteile der Energieerzeugung aus erneuerbaren Quellen im Jahr 2005 und die in der EU-Richtlinie festgelegten Ziele für 2020.

Land	Prozentsatz EE im Jahr		Differenz 2005-2009	Ziel für 2020
	2005	2009		
Belgien	2,2	3,8	1,6	13
Bulgarien	9,4	11,5	2,1	16
Tschechische Republik	6,1	8,5	2,4	13
Dänemark	17,0	19,7	2,7	30
Deutschland	5,8	9,7	3,9	18
Estland	18,0	22,7	4,7	25
Irland	3,1	5,1	2,0	16
Griechenland	6,9	7,9	1,0	18
Spanien	8,7	13,0	4,3	20
Frankreich	10,3	12,4	2,1	23
Italien	5,2	7,8	2,6	17
Zypern	2,9	3,8	0,9	13
Lettland	32,6	36,8	4,2	40
Litauen	15,0	16,9	1,9	23
Luxemburg	0,9	2,8	1,9	11
Ungarn	4,3	9,5	5,2	13
Malta	0,0	0,7	0,7	10
Niederlande	2,4	4,2	1,8	14
Österreich	23,3	29,2	5,9	34
Polen	7,2	9,4	2,2	15
Portugal	20,5	25,7	5,2	31
Rumänien	17,8	21,6	3,8	24
Slowenien	16,9	17,5	0,6	25
Slowakische Republik	6,7	10,0	3,3	14
Finnland	28,5	29,8	1,3	38
Schweden	39,8	50,2	10,4	49
Vereinigtes Königreich	1,3	2,9	1,6	15

Tabelle 1.29: Nationale Gesamtziele für den Anteil an erneuerbaren Quellen am Endenergieverbrauch [13]. Die Zahlen für das Jahr 2009 stammen von [19, S. 98f] Alle Angaben in %.

Abbildungsverzeichnis

1.1	Brutto-Inlandsverbrauch der EU-27 nach Energieträger (2007) [17, S. 8] . . .	3
1.2	Stromerzeugung der EU-27 nach Energieträger und Erzeugungsmix der erneuerbaren Energien	3
2.1	Prinzipielle Nutzung von heißem Gestein zur Stromerzeugung [81, S. 23] . .	10
2.2	Spezifischer Platzbedarf unterschiedlicher Kraftwerkstechnologien [43, S. 20]	18
2.3	Eigenbedarf von ORC- und Kalina-Anlagen	20
2.4	Physikalischer Mechanismus der induzierten Seismizität bei hydraulischer Stimulation [23, S. 3]	23
3.1	Direkte Dampfentspannung zur geothermischen Stromerzeugung [50, S. 18, abgeändert].	26
3.2	T-s-Diagramm der direkten Dampfentspannung [50, S. 18].	27
3.3	Geothermische Stromerzeugung mit Single-Flash-System [50, S. 19, abgeändert].	28
3.4	T-s-Diagramm des Single-Flash-Prinzips [50, S. 18].	28
3.5	Geothermische Stromerzeugung mit dem Double-Flash-Prinzip [50, S. 21, abgeändert]	29
3.6	T-s-Diagramm des Double-Flash-Prinzips [50, S. 18].	30
3.7	T-s-Diagramm des Clausius-Rankine-Prozesses	31
3.8	Aufbau eines ORC-Prozesses mit geothermischen Primärkreislauf [86, S. 287]	32
3.9	T-s-Diagramm eines ORC-Prozesses mit retrogradem Arbeitsmittel [49, S. 44]	33
3.10	Vergleich ORC-Prozess mit Kalina-Prozess	35
3.11	Aufbau eines Kalina-Prozesses mit fünf getrennten Kreisläufen [86, S. 291]	36
3.12	Systemwirkungsgrad von ORC- und Kalina-Prozess	40
4.1	Weltweit installierte elektrische Leistung mit Geothermie (2010) [24, S. 2] .	42
4.2	Installierte geothermische Leistung weltweit von 1950-2010	43
4.3	Momentan installierte geothermische Leistung weltweit, Ausblick auf 2050 mit heutiger Technologie und mit Berücksichtigung von EGS	47
4.4	Klassifizierung und installierte Leistung der verschiedenen Anlagentechnologien weltweit [24, S. 29]	48
4.5	Geothermische Lagerstätten in Europa [47, S. 2]	50
4.6	Aquifertemperaturen in Deutschland	52
4.7	Kristallines Gestein für die geothermische Stromerzeugung in Deutschland (Tiefe von 3 km) [78, S. 2].	52

Abbildungsverzeichnis

4.8	Geothermische Anlagen zur Stromerzeugung in Deutschland in Betrieb, Planungs- oder Bauphase	55
4.9	Österreich-Karte mit den größten geothermischen Lagerstätten ([44, S. 287], abgeändert)	61
4.10	Zur Verdeutlichung des Fördersystems für Strom aus erneuerbaren Quellen in Österreich [18, S. 27].	64
4.11	Gebiete mit wichtigen Aquifervorkommen in Italien	67
4.12	Lage der großen geothermischen Kraftwerksparks in Italien ([32, S. 5], abgeändert)	69
4.13	Jährliche Stromerzeugung aus Geothermie in Italien seit 1900	72
4.14	Temperaturverteilung in Frankreich in einer Tiefe von 5 km [5, vereinfacht].	73
4.15	Temperaturgradient beim EGS-Projekt in Soultz-sous-Forêts [59, S. 2]. . .	75
4.16	Stromerzeugung aus Geothermie in Island 1970-2010 [66, S. 4].	79
4.17	Wärmeflusswerte in Portugal	83
4.18	Wärmefluss in Rumänien [69, S. 3].	84
4.19	Energieflussbild der geothermischen KWK-Anlage des LOW-BIN-Projektes [69, S. 4].	85
4.20	Potenzielle Gebiete für HDR-Anlagen in Litauen [79, S. 14].	87
4.21	Temperatur in 5 km Tiefe in den Niederlanden [85, S. 4, vereinfacht]. . . .	88
4.22	Von der EGEC festgelegten Ziele für 2020/2030 für Strom und Wärme aus Geothermie [84, S. 9].	92
4.23	Geplante installierte elektrische Leistung aus Geothermie in Deutschland bis 2015	93
4.24	Szenarios für die geothermische Stromerzeugung in Deutschland bis zum Jahr 2030.	94
4.25	Szenarios für die geothermische Stromerzeugung in Italien bis zum Jahr 2030.	95
4.26	Szenarios für die geothermische Stromerzeugung in Island bis zum Jahr 2030.	96
4.27	Szenarios für die geothermische Stromerzeugung in Frankreich bis zum Jahr 2030.	97
4.28	Szenarios für die geothermische Stromerzeugung in Spanien bis zum Jahr 2030.	98
4.29	Szenarios für die geothermische Stromerzeugung in Griechenland bis zum Jahr 2030.	99
4.30	Szenarios für die geothermische Stromerzeugung in Ungarn bis zum Jahr 2030.	100

Abbildungsverzeichnis

4.31	Szenarios für die geothermische Stromerzeugung in Europa bis zum Jahr 2030.	101
5.1	Aufteilung der Investitionskosten bei Geothermieprojekten zur Stromerzeugung [8, S. 21], [34, S. 14].	103
5.2	Bohrkosten und spezifische Bohrkosten	104
5.3	Spezifische Investitionskosten geothermischer Binärkraftwerke mit Wasserkühlung [49, S. 123].	105
5.4	Stromerzeugungskosten für geothermische Anlagen im Norddeutschen Becken bzw. im Oberrheingraben	106
5.5	Stromerzeugungskosten erneuerbarer Energien, Erdgas und Steinkohle . . .	107
5.6	Kostenangaben für geothermische KWK-Anlagen [34, S. 6].	108
5.7	Stromerzeugungskosten der Referenzanlage im Norddeutschen Becken bei reiner Stromerzeugung und KWK [45, S. 521].	111
5.8	Stromerzeugungskosten eines geothermischen 4 MW Kraftwerks in nomineller Darstellung.	114
5.9	Stromerzeugungskosten eines geothermischen 4 MW Kraftwerks in realer Darstellung.	115
7.1	Geothermische Stromerzeugungskosten bis 2030 [11, S. 4].	119
7.2	Entwicklung verschiedener Parameter geothermischer Anlagen bis 2050 . .	120

Tabellenverzeichnis

2.1	Vergleich der zeitlichen Charakteristika regenerativer Energiequellen für die Stromerzeugung [45, S. 547]	13
2.2	Vergleich technischer Parameter bei der Stromerzeugung mit verschiedenen erneuerbaren Energiequellen [45, S. 537]	14
2.3	Gas- und Partikelemissionen unterschiedlicher Kraftwerkstechnologien [82, S. 261]	16
2.4	Spezifischer Platzbedarf unterschiedlicher Kraftwerkstechnologien [82, S. 262]	18
2.5	Maximale Erdbebenstärke, die bei petrothermalen Projekte gemessen wurden	22
4.6	Tabelle aller Länder mit geothermischer Stromerzeugung bis 2015 weltweit	44
4.7	Länder mit der größten installierten Leistung geothermischer Anlagen [24, S. 28]	45
4.8	Durchschnittliche erzeugte Energie und installierte Leistung verschiedener geothermischer Kraftwerkstypen [24, S. 32].	48
4.9	Die größten geothermischen Stromerzeugungsanlagen weltweit [24, S. 30]. .	49
4.10	Geothermische Potentiale in Deutschland von Heißwasseraquiferen, kristallinem Gestein und Störungszonen [62, S. 26ff].	53
4.11	Gesamtpotentiale zur geothermischen Stromerzeugung in Deutschland [62].	54
4.12	Eckdaten der geothermischen Kraftwerke zur Stromerzeugung in Deutschland	57
4.13	Geplante geothermische Anlagen in Deutschland [64, S. 4-8]	58
4.14	Eckdaten des Geothermie-Kraftwerks in Groß Schönebeck [64, S. 4-8] . . .	59
4.15	Eckdaten der geothermischen Kraftwerke zur Stromerzeugung in Österreich	63
4.16	Einspeisevergütung für Strom aus Geothermie in der Schweiz	66
4.17	Geothermische Anlagen zur Stromerzeugung in Italien in Betrieb [32, S. 6]	70
4.18	Eckdaten der geothermischen Kraftwerks in Soultz-sous-Forêts [59, S. 3] . .	76
4.19	Pessimistisches Szenario für die Stromerzeugung in Ungarn 2020 [52, S. 4].	82
4.20	Normales Szenario für die Stromerzeugung in Ungarn 2020 [52, S. 4]. . . .	82
4.21	Optimistisches Szenario für die Stromerzeugung in Ungarn 2020 [52, S. 4].	82
4.22	Überblick über die Fördersysteme für Geothermie in Europa [3]	91
5.23	Kostenangaben für geothermische EGS-Anlagen	108
5.24	Annahmen für einen Referenzfall der geothermischen Stromerzeugung . . .	109
5.25	Zusätzliche Annahmen für einen Referenzfall der geothermischen Strom- und Wärmeproduktion	109
5.26	Investitionskosten der geothermischen Referenzanlage	110
5.27	Investitionen einer geothermischer KWK-Anlage	112

Tabellenverzeichnis

5.28	Zusätzliche Annahmen für die Berechnung der Stromerzeugungskosten eines 4 MW Geothermiekraftwerk.	113
1.29	Nationale Gesamtziele für den Anteil an erneuerbaren Quellen	122

Literatur

- [1] *EGS Energy kooperiert mit Geothermal Anywhere.* <http://www.tiefengeothermie.de/>, . – [Online; accessed 24-3-2011]
- [2] *Erdwärme-Zeitung: Pilotprojekt Geothermiekraftwerk Basel.* <http://www.erdwaerme-zeitung.de/geothermiepressenews/pilotprojektgeothermiekraftwerkbasel/index.html>, . – [Online; accessed 12-11-2010]
- [3] *Rechtsquellen für die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien.* <http://www.res-legal.de/>, . – [Online; accessed 24-11-2010]
- [4] SCHWEIZERISCHE VEREINIGUNG FÜR GEOTHERMIE: Strom aus Geothermie in der Schweiz. – Forschungsbericht
- [5] *A vast european resource.* http://www.soultz.net/fr_what_eng/main_what.htm, . – [Online; accessed 21-3-2011]
- [6] EUROPÄISCHE KOMMISSION: EU-Aktionsplan für Energieeffizienz. 2006. – Mitteilung der Kommission
- [7] EUROPÄISCHE KOMMISSION: Eine Energiepolitik für Europa. 2007. – Mitteilung der Kommission an den Europäischen Rat und das Europäische Parlament
- [8] BUNDESMINISTERIUM FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ UND REAKTORSICHERHEIT: Tiefe Geothermie in Deutschland. 2007. – Forschungsbericht
- [9] EUROPÄISCHE KOMMISSION: EU-Aktionsplan für Energieversorgungssicherheit und -solidarität. 2008. – Mitteilung der Kommission
- [10] DEUTSCHER BUNDESTAG: Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften. 2008. – Bundesgesetzblatt Jahrgang 2008 Teil I Nr. 49
- [11] EUROPEAN GEOTHERMAL ENERGY COUNCIL: Research Agenda for Geothermal Energy - Strategy 2008 to 2030. 2008. – Forschungsbericht
- [12] EUROPÄISCHE KOMMISSION: Fortschrittsbericht Erneuerbare Energien. 2009. – Mitteilung der Kommission

Literatur

- [13] EUROPÄISCHES PARLAMENT UND RAT: Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlament und des Rates zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen. 2009. – Amtsblatt der Europäischen Union
- [14] *Stellungnahme zur Veröffentlichung der Risikostudie Geothermie-Projekt Basel*. http://www.geothermie.ch/data/dokumente/Presse/SVG_Medienmitteilung_091214_D_F.pdf, 2009. – [Online; accessed 12-11-2010]
- [15] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND TECHNOLOGIE, DEUTSCHE HANDELSKAMMER FÜR SPANIEN: AHK-Geschäftsreise Spanien 2010 in Madrid. Geschäftschancen für deutsche Unternehmen im Bereich Geothermie. 2010. – Forschungsbericht
- [16] DER SCHWEIZERISCHE BUNDESRAT: Energieverordnung. 2010. – Verordnung des Bundesrates
- [17] EUROPÄISCHE KOMMISSION: Europe's energy position - markets and supply. 2010. – Annual Report of the Market Observatory for Energy
- [18] ENERGIE-CONTROL GMBH: Ökostrombericht 2010. 2010. – Bericht der Energie-Control GmbH gemäß § 25 Abs 1 Ökostromgesetz
- [19] OBSERVER, 146, RUE DE L'UNIVERSITE, F-75007 PARIS: The State of Renewable Energies in Europe. 2010. – 10th EurObserv'ER Report
- [20] GEOPLAT-SPANISH GEOTHERMAL TECHNOLOGY PLATFORM: Vision for 2030. 2010. – Forschungsbericht
- [21] ALISTAIR, Allan ; BURGESS, John: Developments in Geothermal Utilization in the Irish Republic. In: *Proceedings World Geothermal Congress 2010, Bali, Indonesia, 25-29 April 2010*, 2010
- [22] ANDRITSOS, N. ; ARVANITIS, A. ; PAPACHRISTOU, M. ; FYTIKAS, M. ; DALAMBAKIS, P.: Geothermal Activities in Greece during 2005-2009. In: *Proceedings World Geothermal Congress 2010, Bali, Indonesia, 25-29 April 2010*, 2010
- [23] BAISCH, Stefan: Induzierte Seismizität in Geothermischen Reservoiren: Warum, Wo und Wie stark? In: *Der Geothermiekongress 2009, Bochum, Deutschland*. Q-con GmbH, 2008
- [24] BERTANI, Ruggero: Geothermal Power Generation in the World 2005-2010 Update Report. In: *Proceedings World Geothermal Congress 2010, Bali, Indonesia, 25-29 April 2010*, 2010

Literatur

- [25] BEURSKENS, L.W.M ; HEKKENBERG, M.: Renewable Energy Projections as Published in the National Renewable Energy Action Plans of the European Member States / Energy research Centre of the Netherlands, European Environment Agency. 2010. – Forschungsbericht
- [26] BJELM, Leif ; ALM, Per-Gunnar ; ANDERSSON, Olof: Country Update for Sweden. In: *Proceedings World Geothermal Congress 2010, Bali, Indonesia, 25-29 April 2010*, 2010
- [27] BOISSAVY, Christian ; LAPLAIGE, Philippe: How Political Decisions Can Boost the Development of Geothermal Energy in France? In: *Proceedings World Geothermal Congress 2010, Bali, Indonesia, 25-29 April 2010*, 2010
- [28] BOISSIER, Fabrice ; DESPLAN, Alain ; LAPLAIGE, Philippe: France Country Update. In: *Proceedings World Geothermal Congress 2010, Bali, Indonesia, 25-29 April 2010*, 2010
- [29] BUONASORTE, G.: Development of geothermal energy in Italy until 2008 and short-term prospects. In: *Congresso Internazionale - La Geotermia in Italia e in Europa. Qualo future?*, 2009
- [30] BUONASORTE, Giorgio ; CATALDI, Raffaele ; PASSALEVA, Giancarlo: Geothermal Development In Italy: From Present To Future. In: *Proceedings European Geothermal Congress 2007, Unterhaching, Germany, 30 May-1 June 2007*, 2007
- [31] CABECAS, Rui ; CARVALHO, Jose M. ; NUNES, Joao C.: Portugal Country Geothermal Update 2010. In: *Proceedings World Geothermal Congress 2010, Bali, Indonesia, 25-29 April 2010*, 2010
- [32] CAPPETTI, Guido ; ROMAGNOLI, Paolo ; SABATELLI, Fabio: Geothermal Power Generation in Italy 2005-2009 Update Report. In: *Proceedings World Geothermal Congress 2010, Bali, Indonesia, 25-29 April 2010*, 2010
- [33] CORREIA, Antonio ; RAMALHO, Elsa C.: Update Heat Flow Density Map for Portugal. In: *Proceedings World Geothermal Congress 2010, Bali, Indonesia, 25-29 April 2010*, 2010
- [34] DOBSCHÜTZ, Alexander von ; REIF, Thomas: Finanzierung und Wirtschaftlichkeit von Projekten der Tiefengeothermie. In: *Fachtagung Klima schützen-Werte schaffen*, 2009

Literatur

- [35] EGGELING, Lena ; HELD, Sebastian ; KÖLBEL, Thomas ; MÜNICH, Wolfram: Das Geothermiekraftwerk Bruchsal - Bau, Inbetriebnahme und erste Ergebnisse. In: *Geothermische Energie* (2010)
- [36] ELLEN, Werner: *Mehr Salz als im toten Meer*. <http://www.moz.de/artikel-ansicht/dg/0/1/250300/>, . – [Online; accessed 28-10-2010]
- [37] FENDEK, Marian ; FENDEKOVA, Miriam: Country Update of the Slovak Republic. In: *Proceedings World Geothermal Congress 2010, Bali, Indonesia, 25-29 April 2010*, 2010
- [38] FRITZER, Thomas ; SETTLES, Erik ; DORSCH, Klaus: Bayrischer Geothermieatlas / Bayrisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie. 2010. – Forschungsbericht
- [39] GOLDBRUNNER, Johann: *Thermalwassererschließungen - wissenschaftliche Begleitung von Bohrungen einschließlich Bohrlochuntersuchungen*. http://www.geoteam.at/cms_de/downloads/publikationen/bbr_200711.pdf, . – [Online; accessed 8-11-2010]
- [40] GOLDBRUNNER, Johann: ORC-Anlage in Simbach am Inn in Betrieb genommen. In: *Geothermische Energie* (2009)
- [41] GOLDBRUNNER, Johann: Austria - Country Update. In: *Proceedings World Geothermal Congress 2010, Bali, Indonesia, 25-29 April 2010*, 2010
- [42] HEEKEREN, Victor van ; KOENDERS, Marc: The Netherlands Country Update on Geothermal Energy. In: *Proceedings World Geothermal Congress 2010, Bali, Indonesia, 25-29 April 2010*, 2010
- [43] HÄRING, Markus O.: Geothermische Stromproduktion aus Enhanced Geothermal Systems - Stand der Technik / Geothermal Explorers Ltd. 2007. – Forschungsbericht
- [44] *Kapitel 8 - Nutzung der tiefen Erdwärme*. In: KALTSCHMITT, Martin ; STREICHER, Wolfgang: *Regenerative Energien in Österreich*. 1. Auflage. GWV Fachverlage GmbH, Wiesbaden 2009, 2009
- [45] KALTSCHMITT, Martin ; STREICHER, Wolfgang ; WIESE, Andreas: *Erneuerbare Energien - Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit Umweltaspekte*. 4. Auflage. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2006

Literatur

- [46] KEPINSKA, Beata: Geothermal Resources and use for heating in Europe / Mineral and Energy Economy Research Institute of the Polish Academy of Sciences, Krakau, Polen. 2008. – Forschungsbericht
- [47] KEPINSKA, Beata: Geothermal Energy Use in Europe / Mineral and Energy Economy Research Institute of the Polish Academy of Sciences, Krakau, Polen. 2009. – Forschungsbericht
- [48] KEPINSKA, Beata: Geothermal Energy Country Update Report from Poland, 2005-2009. In: *Proceedings World Geothermal Congress 2010, Bali, Indonesia, 25-29 April 2010*, 2010
- [49] KÖHLER, Silke: *Geothermisch angetriebenen Dampfkraftprozesse - Analyse und Prozessvergleich*, GeoForschungsZentrum Potsdam, Diss., 2006
- [50] KÖHLER, Silke ; SAADAT, Ali: Möglichkeiten und Perspektiven der geothermischen Stromerzeugung / GeoForschungsZentrum Potsdam. 2000. – Forschungsbericht
- [51] KREUTER, Horst: Tiefe Geothermie - Forschungs- und Entwicklungsbedarf, Ausblick und Chancen der Geothermie / Geothermische Vereinigung, Bundesverband Geothermie. 2007. – Forschungsbericht
- [52] KUJBUS, Attila: Geothermal Power Plant Concepts in the Pannonian Basin in Hungary. In: *Thirty-Fifth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, 2010
- [53] KUKKONEN, Ilmo T.: Geothermal Energy in Finland. In: *Proceedings World Geothermal Congress 2000, Kyushu-Tohoku, Japan, 2000*, 2000
- [54] LAW, Ryan ; BATCHELOR, Tony ; LEDINGHAM, Pete: Revisiting Deep Geothermal Power in the United Kingdom. In: *Proceedings World Geothermal Congress 2010, Bali, Indonesia, 25-29 April 2010*, 2010
- [55] MAHLER, Allan ; MAGTENGAARD, Jesper: Country Update Report for Denmark. In: *Proceedings World Geothermal Congress 2010, Bali, Indonesia, 25-29 April 2010*, 2010
- [56] MASLATON, Martin: Ökonomische Energieerträge der Geothermienutzung nach EEG und EEWärmeG. In: *VDI-Fachtagung Geothermische Technologien - Technologien zur Nutzung tiefer Geothermie und ihre Integration in Energieversorgungssysteme*, 2010

Literatur

- [57] MENDRINOS, Dimitrios ; CHOROPANITIS, Ioannis ; POLYZOU, Olympia ; KARYTSAS, Constantine: Exploring for geothermal resources in Greece / Elsevier Ltd. 2009. – Forschungsbericht
- [58] MILLES, Uwe: Geothermie / Forschungszentrum Jülich GmbH. 2008. – Forschungsbericht
- [59] MILLES, Uwe: Geothermische Stromerzeugung in Soultz-sous-Forêts / Forschungszentrum Jülich GmbH. 2009. – Forschungsbericht
- [60] MYSLIL, Vlastimil ; STIBITZ, Michal ; FRYDRYCH, Vaclav: Geothermal Energy Potential of Czech Republic. In: *Proceedings World Geothermal Congress 2010, Bali, Indonesia, 25-29 April 2010*, 2010
- [61] NITSCH, Joachim ; PREGGER, Thomas ; SCHOLZ, Yvonne ; NAEGLER, Tobias ; STERNER, Michael ; GERHARDT, Norman ; OEHSEN, Amany von ; PAPE, Carsten ; SAINT-DRENAN ; YVES-MARIE ; WENZEL, Bernd: Lanfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global / Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, Ingenieurbüro für neue Energien. 2010. – Forschungsbericht
- [62] PASCHEN, Herbert ; OERTEL, Dagmar ; GRÜNWARD, Reinhard: Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland / DEUTSCHER BUNDESTAG - Ausschuss für Bildung, Forschung und Technikfolgenabschätzung. 2003. – Forschungsbericht
- [63] PERNECKER, Gerhard: Altheim - Wärme und Strom aus der Kraft der Erde. In: *Geothermische Energie* (2002)
- [64] PESTER, S. ; SCHELLSCHMIDT, R. ; SCHULZ, R.: *Verzeichnis geothermischer Standorte - Geothermische Anlagen in Deutschland auf einen Blick - Geothermische Energie* 56/57. 2007
- [65] POSCH, Christoph: *Energiewirtschaftliche Parameter konventioneller und innovativer Kraftwerkstechnologien*, TU Graz, Diplomarbeit, 2010
- [66] RAGNARSSON, Arni: Geothermal Development in Iceland 2005-2009. In: *Proceedings World Geothermal Congress 2010, Bali, Indonesia, 25-29 April 2010*, 2010

Literatur

- [67] RAJVER, Dusan ; LAPANJE, Andrej ; RMAN, Nina: Geothermal Development in Slovenia Country Update Report for 2005-2009. In: *Proceedings World Geothermal Congress 2010, Bali, Indonesia, 25-29 April 2010*, 2010
- [68] RICHTER, Alexander: Iceland Geothermal Energy Market Report / Islandsbanki Geothermal Research. 2010. – Forschungsbericht
- [69] ROSCA, Marcel G. ; KARYTSAS, Kostas ; MENDRINOS, Dimitrios: Low Enthalpy Geothermal Power Generation in Romania. In: *Proceedings World Geothermal Congress 2010, Bali, Indonesia, 25-29 April 2010*, 2010
- [70] RÜTER, Horst: Induzierte Seismizität - Ein Problem der Geothermie? In: *Geothermische Energie* (2007)
- [71] RÜTER, Horst: Geothermie - Eine brandheiße Zukunftsoption. In: *Geothermietag Hannover* Geothermische Vereinigung, Bundesverband Geothermie, 2008
- [72] RÖTTGER, Michelle: *Islands Vulkane sollen Europa mit Energie versorgen.* <http://www.ftd.de/unternehmen/industrie/inselstrom-islands-vulkane-sollen-europa-mit-energie-versorgen/60021272.html>, . – [Online; accessed 7-3-2011]
- [73] RYBACH, Ladislaus ; SIGNORELLE, Sarah: Country Update of Switzerland. In: *Proceedings World Geothermal Congress 2010, Bali, Indonesia, 25-29 April 2010*, 2010
- [74] SANCHEZ-GUZMAN, Jose ; NOCEDA, Celestino Garcia-de-la: The Evolution of Geothermal Energy in Spain - Country Update (2005-2009). In: *Proceedings World Geothermal Congress 2010, Bali, Indonesia, 25-29 April 2010*, 2010
- [75] SANNER, Burkhard: Was sagt die neue EU-Richtlinie zu Erneuerbaren Energien zur Geothermie? In: *Geothermische Energie* (2008)
- [76] SANYAL, Subir K. ; MORROW, James W. ; BUTLER, Steven J. ; ROBERTSON-TAIT, Ann: Cost of electricity from enhanced geothermal systems / GeothermEx Inc. 2007. – Forschungsbericht
- [77] SASS, Ingo ; HOMUTH, Sebastian: Risikomanagement bei der Umsetzung von Tiefengeothermie-Projekten. In: *4. Tiefengeothermie-Forum* Technische Universität Darmstadt - Fachgebiet Angewandte Geothermie, 2009

Literatur

- [78] SCHELLENSCHMIDT, Rüdiger ; SANNER, Burkhard ; PESTER, Sandra ; SCHULZ, Rüdiger: Geothermal Energy Use in Germany / Leibniz Institute for Applied Geophysics. 2010. – Forschungsbericht
- [79] SLIAUPA, Saulius ; MOTUZA, Gediminas ; MOTUZA, Vykintas ; PURONAS, Vytautas ; KORABLIOVA, Larisa ; CIURAITI, Kirstina: Geothermal Potential of heat granites of Lithuania. – Forschungsbericht
- [80] STEPHAN, Peter ; SCHABER, Karlheinz ; STEPHAN, Karl ; MAYINGER, Franz: *Thermodynamik - Grundlagen und technische Anwendungen*. 18. Auflage. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2009
- [81] STOBER, Ingrid ; FRITZER, Thomas ; OBST, Karsten ; SCHULZ, Rüdiger: Nutzungsmöglichkeiten der tiefen Geothermie in Deutschland / Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. 2007. – Forschungsbericht
- [82] TESTER, Jefferson W. ; ANDERSON, Brian J. ; BATCHELOR, Anthony S. ; BLACKWELL, David D. ; DIPIPPO, Ronald ; DRAKE, Elisabeth M. ; GARNISH, John ; LIVESAY, Bill ; MOORE, Michael C. ; NICHOLS, Kenneth ; PETTY, Susan ; TOKSÖZ, M. N. ; VEATCH, Ralph W.: The Future of Geothermal Energy / Massachusetts Institute of Technology. 2006. – Forschungsbericht
- [83] TOTH, Aniko: Hungary Country Update 2005-2009. In: *Proceedings World Geothermal Congress 2010, Bali, Indonesia, 25-29 April 2010*, 2010
- [84] UNGEMACH, Pierre ; ANTICS, Miklos: The Road Ahead Toward Sustainable Geothermal Development in Europe. In: *Proceedings World Geothermal Congress 2010, Bali, Indonesia, 25-29 April 2010*, 2010
- [85] VAN WEES, Jan-Diederik ; KRAMERS, Leslie ; KRONIMUS, Alexander ; MIJNLIEFF, Harmen ; JUEZ-LARRE, D. Joaquim a. Joaquim andBonte ; GESSEL, Serge van ; OBDAM, Arie ; VERWEIJ, Hanneke: Geothermal Energy in the Netherlands. In: *European Region Annual Conference Paris-Malmaison, France*, 2009
- [86] *Kapitel 6 - Geothermie*. In: WESSELAK, Viktor ; SCHABBACH, Thomas: *Regenerative Energietechnik*. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2009
- [87] WINKLER, Katja ; HEIL, Olaf: Investitionen in Geothermieprojekte aus Sicht eines Energieversorgungsunternehmens (EVU). In: *VDI-Fachtagung Geothermische*

Literatur

Technologien - Technologien zur Nutzung tiefer Geothermie und ihre Integration in Energieversorgungssysteme, 2010

- [88] *Kapitel 15 - Geothermie*. In: ZAHORANSKY, Richard A.: *Energietechnik - Systeme zur Energieumwandlung*. 4. Auflage. Vieweg+Teubner — GWV Fachverlage GmbH, Wiesbaden, 2009
- [89] ZINEVICIUS, Feliksas ; SLIAUPA, Saulius: Lithuania - Geothermal Energy Country Update. In: *Proceedings World Geothermal Congress 2010, Bali, Indonesia, 25-29 April 2010*, 2010