



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit

Geothermische Stromerzeugung

Kraftwerkstechnologien und Technologien zur
gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme



IMPRESSUM

- Herausgeber:** Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)
Referat Öffentlichkeitsarbeit • 11055 Berlin
E-Mail: service@bmu.bund.de • Internet: www.bmu.de
- Autoren:** Kathrin Rohloff, Alfons Kather; Institut für Energietechnik, Technische Universität Hamburg-Harburg
Fachliche Beratung: Institut für Energietechnik (IET), Technische Universität Hamburg-Harburg
Redaktion: BMU, Referat KI III 5
- Gestaltung:** BLOCK DESIGN Kommunikation & Werbung
Druck: Druckhaus Dresden
- Abbildungen:** S. 15: Hydroisotop GmbH (1), Erdwärme Neustadt-Glewe GmbH (2); S. 16: Erdwärme Neustadt-Glewe GmbH;
S. 29: GEA Energietechnik GmbH; S. 37: Lehrstuhl für Technische Thermodynamik und Transportprozesse an der
Universität Bayreuth; S. 42: Flowserve Corporation
- Stand:** Mai 2011
1. Auflage: 3.000 Exemplare

INHALTSVERZEICHNIS

1. Einleitung	3
2. Geothermische Ressourcen in Deutschland	4
2.1 Eigenschaften geothermischer Ressourcen	5
2.2 Erschließungskonzepte	8
2.3 Thermalfluid	10
3. Prinzipieller Aufbau geothermischer Anlagen (über Tag)	13
3.1 Das Thermalfluidsystem	13
3.2 Kraft- und Heizwerk – kombinierte Erzeugung von Strom und Wärme	15
4. Kraftwerkstechnologien und kombinierte Erzeugung	18
4.1 Vergleich und Bewertung von kraftwerkstechnischen Systemen	18
4.1.1 Definitionen verschiedener Wirkungsgrade für geothermische Kraftwerke	19
4.1.2 Nutzungsgrade für die kombinierte Erzeugung von Strom und Wärme	21
4.2 Grundlegende thermodynamische Kraftwerksprozesse	22
4.2.1 Carnot-Prozess und Carnot-Faktor – das theoretische Maximum der thermischen Energieumwandlung	22
4.2.2 Dampfkraftprozess – Clausius-Rankine-Prozess – der Basisprozess der verfügbaren Kraftwerkstechnologien	24
4.3 Kühlsysteme	24
4.3.1 Durchlaufkühlung mit Flusswasser	26
4.3.2 Kühlung mit Luftkondensatoren	27
4.3.3 Kühlsysteme mit Kühltürmen	28
4.3.4 Gegenüberstellung der Kühlverfahren	30
4.4 Spezielle Technologievarianten für binäre geothermische Kraftwerke	31
4.4.1 Systematik verschiedener Kraftwerksprozesse und Ansätze der Optimierung	32
4.4.2 Anforderungen und Besonderheiten der Arbeitsfluide	34
4.4.3 Kraftwerke mit Organic-Rankine-Cycle (ORC)	37
4.4.4 Kraftwerke mit Kalina-Cycle (KC)	40
4.5 Eigenbedarf des Thermalfluidkreislaufes – Wo liegt das Gesamtoptimum des geothermischen Kraftwerks?	41
4.5.1 Grundlegende Unterschiede der Förderpumpentypen	42
4.5.2 Vorgänge in der Bohrung bei der Förderung	43
4.5.3 Beispiele des elektrischen Eigenbedarfs für die Thermalfluid-Förderung und optimale Anlagenauslegung	44
4.6 Klimatische Einflüsse, Lastbereiche, Leistungsgrößen, und Verfügbarkeit	46
5. Zusammenfassung und Ausblick	48
Abkürzungen	50
Weiterführende Links und aktuelle Informationen zur Geothermie	50
Literaturliste und Regelwerke	51

1. EINLEITUNG

Geothermische Energie ist die in der Erde auftretende, gespeicherte Energie unterhalb der Erdoberfläche (vgl. VDI 4640 [4]). Ein Teil dieser sehr großen Energiemenge stammt noch aus der Entstehung der Erde, ein anderer Teil resultiert aus dem radioaktiven Zerfall verschiedener Isotope innerhalb der Erdkruste.

Weltweit nimmt die Temperatur ausgehend von der Erdoberfläche mit der Tiefe im Mittel um etwa 3 °C pro 100 m zu. In einigen Regionen der Welt kommt es zu einem höheren Anstieg der Temperatur und sogenannten geothermischen Anomalien, die sich in Extremfällen durch heißen Dampf an der Erdoberfläche zeigen können. In Deutschland treten geothermische Ressourcen zwar nicht als Dampf so offensichtlich zu Tage wie z.B. in Island, Italien oder den bekannten Geysir-Feldern in den USA, aber auch in Deutschland sind nutzbare, tiefe geothermische Ressourcen vorhanden. Können diese tiefen geothermischen Reserven erschlossen werden, kann die geothermische Energie zur Erzeugung von Strom und Wärme eingesetzt werden. Dafür sind angepasste Technologien für Kraft- und Heizwerke notwendig. In dieser Broschüre wird zunächst ein kurzer Über-

blick über die für die Erzeugung wichtigen Randbedingungen gegeben. Anschließend werden die möglichen und bereits heute für den in Deutschland interessanten Temperaturbereich eingesetzten Technologien zur Stromerzeugung beschrieben. Um solche Technologien gegenüberstellen zu können, müssen dafür zunächst geeignete Kennzahlen definiert werden. Es wird zusätzlich auf die Besonderheiten der kombinierten geothermischen Strom- und Wärmeenergieerzeugung eingegangen. Da sich die Nutzung geothermischer Energie in Deutschland aufgrund der Tiefe der Vorkommen durch einen hohen Eigenbedarf an elektrischer Energie auszeichnet, wird darüber hinaus die für die energetische Betrachtung wichtige Wechselwirkung zwischen der obertägigen Anlage und der Erschließung des geothermischen Vorkommens betrachtet.

Die vorliegende Broschüre ist ausgehend von den Arbeiten eines Forschungsvorhabens⁽¹⁾ zur Gegenüberstellung und Optimierung von Kraftwerkstechnologien zur geothermischen Nutzung in Deutschland bei Berücksichtigung der kombinierten Wärmenutzung entstanden.

¹ Das Forschungsprojekt (FKZ:0327596) am Institut für Energietechnik der Technischen Universität Hamburg-Harburg wurde durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit sowie die EON Energie AG gefördert.

2. GEOTHERMISCHE RESSOURCEN IN DEUTSCHLAND

Bei der Geothermie handelt es sich um eine Primärenergieform, die aus einem Wärmestrom aus dem Erdinneren an die Erdoberfläche und dem Wärmestrom aufgrund des radioaktiven Zerfalls von Elementen innerhalb der Erdkruste resultiert. Die geothermische Energie ist eine Primärenergieform, die zur weltweiten Versorgung beitragen kann. Weitere und darüber hinaus heute deutlich stärker genutzte Primärenergieformen sind die chemische Energie von z. B. Kohle, Erdöl, Erdgas und Biomasse, die nukleare Energie von nuklearen Brennstoffen, die elektromagnetische Strahlung der Sonne, die kinetische Energie des Windes sowie die kinetische und potentielle Energie des Meeres.

In Deutschland sind zwar nicht alle Regionen zur Nutzung der tiefen Geothermie zur Strom- oder Wärmeerzeugung energetisch vorteilhaft, einige eignen sich aber dennoch. Dies zeigt sich auch in den deutschlandweit zahlreichen Projektplanungen und den bereits bestehenden Pilot- und Demonstrationsanlagen zur Nutzung der tiefen Geothermie⁽²⁾. Auf den folgenden Seiten wird ein kurzer Einstieg zur Beschreibung geothermischer Ressourcen in Deutschland gegeben, um die für die spätere Betrachtung der obertägigen Technologie von Kraft- und Heizwerk notwendigen Randbedingungen und Einflussfaktoren beschreiben und einordnen zu können. Für eine genauere Beschreibung zur Erschließung, Klassifizierung und dem Test geothermischer Vorkommen sei auf die Broschüre *Nutzungsmöglichkeiten der tiefen Geothermie in Deutschland* [13] verwiesen.

Geothermische Energie ist die in der Erde gespeicherte Energie unterhalb der Erdoberfläche. Sie wird auch als Erdwärme bezeichnet (VDI-Richtlinie 4640).

2.1 Eigenschaften geothermischer Ressourcen

Manche geothermische Ressourcen zeigen sich durch Dampf oder sehr heißes Wasser direkt an oder nur wenig unterhalb der Erdoberfläche. Es handelt sich in diesen Fällen um Ressourcen mit hohen Temperaturen, die oft auch als Hochenthalpie-Lagerstätten bezeichnet werden. Bekannte Beispiele für solche geothermischen Vorkommen sind Lagerstätten in einigen Regionen in Island, Italien, Neuseeland und den USA. Viele dieser Lagerstätten finden sich in vulkanisch aktiven Regionen bzw. an den Randberei-

chen der Kontinentalplatten (siehe Abbildung 2.1). In Deutschland weisen zwar keine direkten Dampfvorkommen an der Oberfläche auf geothermische Ressourcen hin, aber auch in Deutschland ist geothermische Energie überall zu finden und es sind nutzbare geothermische Reserven vorhanden. Es handelt sich bei diesen nicht um solche mit sehr hohen Temperaturen. Die auftretenden Temperaturen liegen i. d. R. deutlich unterhalb von 200 °C. Daher fallen die geothermischen Ressourcen in Deutschland auch in die Kategorie der Niedervalpie-Lagerstätten⁽³⁾.

Quelle: IET

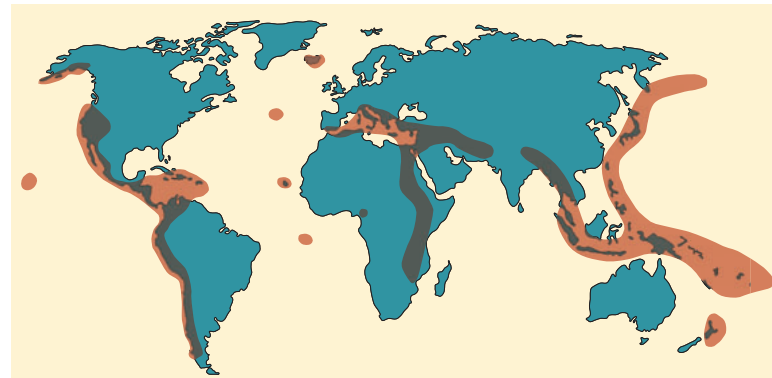


Abb. 2.1 Schematische Darstellung von Regionen mit bekannten Hochenthalpie-Lagerstätten weltweit

Alle geothermischen Ressourcen und Reserven können durch verschiedene Eigenschaften beschrieben werden. Dazu zählen u. a.

- die Tiefe, in der sich die Lagerstätte befindet,
- die geologischen Bedingungen sowie
- die thermophysikalischen und hydraulischen Eigenschaften.

Für die spätere Nutzung ist zunächst eine Eigenschaft der Ressource besonders wichtig: die Temperatur. Diese ist ein erstes Indiz, wie und wofür die geothermische Energie später genutzt werden kann. Die Temperatur nimmt ausgehend von der Erdoberfläche

² Es wird zwischen oberflächennaher und tiefer Geothermie unterschieden, da sich die Nutzungsmöglichkeiten und die dafür notwendigen Technologien deutlich unterscheiden.

³ Die Enthalpie ist eine Zustandsgröße, die den Druck und die Temperatur des Mediums sowie einen Bezugszustand berücksichtigt. Neben Hoch- und Niedervalpie-Lagerstätten gibt es weltweit auch Mittelenthalpie-Lagerstätten. Eine exakte Trennung zwischen den drei Varianten ist oft nicht möglich, die Übergänge sind fließend – auch bei den verwendbaren Technologien zur Nutzung.

generell mit zunehmender Tiefe zu. Der Einfluss der Atmosphäre auf die Temperatur im Untergrund ist lediglich in den oberen Metern der Erdschichten bis etwa zu einer Tiefe von 15 bis 20 m vorhanden. Nur hier machen sich jahreszeitlich Schwankungen der Lufttemperatur bemerkbar⁽⁴⁾. Bei größeren Tiefen wird die Temperatur nur noch durch den Wärmestrom aus dem Erdinneren und den Zerfall radioaktiver Elemente in der Erdkruste bestimmt. Die durchschnittliche **Wärmestromdichte** liegt in Deutschland bei etwa $0,065 \text{ W/m}^2$. Die Temperaturzunahme mit der Tiefe – der **geothermische Gradient** – beträgt im Mittel etwa $3 \text{ }^\circ\text{C}$ pro 100 m. Daraus ergibt sich in 4.000 m Tiefe eine Temperatur von etwa $130 \text{ }^\circ\text{C}$.

In Abbildung 2.2 sind verschiedene Temperaturverläufe in Abhängigkeit von der Tiefe zu sehen. Ein schneller Anstieg der Temperatur zeichnet dabei positive geothermische Anomalien aus. Der Verlauf des Temperaturgradienten in dieser Abbildung, der eine extreme Anomalie aufweist, ist der von Larderello in Italien. Dort wurde Anfang des 20. Jahrhunderts die weltweit erste Anlage zur Nutzung geothermischer Energie mit dem Ziel der Stromerzeugung gebaut und in Betrieb genommen. Geothermische Anomalien sind, wenn auch nicht so ausgeprägt, auch in Deutschland zu finden. In einigen Regionen des Oberrheingrabens (ORG), des Norddeutschen Beckens (NDB) und des süddeutschen Molassebeckens (MB) steigt die Temperatur zum Teil sogar um $10 \text{ }^\circ\text{C}$ pro 100 m an.

Der geothermische Gradient ist eine erste wichtige, standortabhängige Randbedingung, welche die Temperatur mit der Tiefe verbindet. Durch einen schnellen Anstieg der Temperatur mit der Tiefe werden hohe Temperaturen bereits bei geringen Tiefen erreicht, was für die Nutzung der geothermischen Energie vorteilhaft ist. Die Erschließung wird in diesen Fällen sowohl aus technischer als auch aus ökonomischer Sicht erleichtert. Eine beliebig tiefe Bohrung ist jedoch heute aufgrund beider Faktoren nicht möglich. Der geothermische Gradient und die realisierbare Bohrtiefe begrenzen somit die in Deutschland erreichbaren Temperaturen bei der Nutzung geothermischer Energie.

Die thermophysikalischen Eigenschaften⁽⁵⁾ allein sind jedoch nicht ausreichend, um eine Aussage über die

Quelle: IET

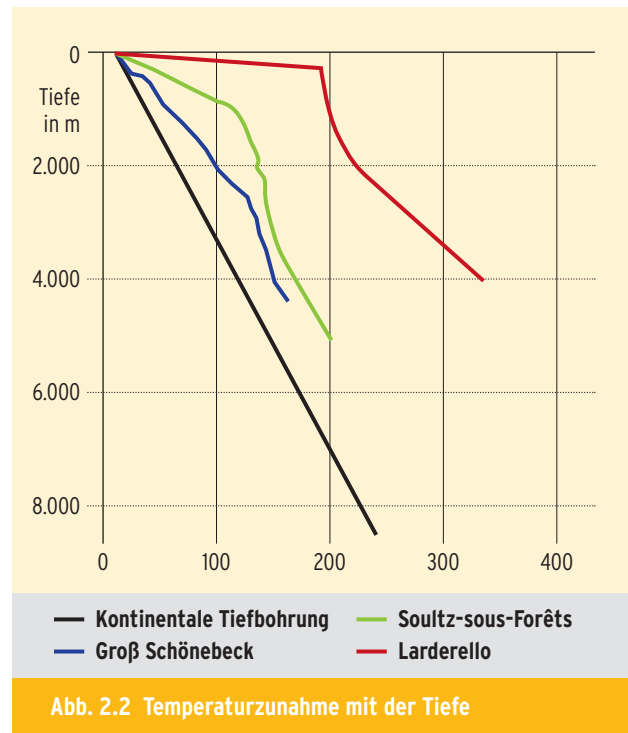


Abb. 2.2 Temperaturzunahme mit der Tiefe

Eignung einer geothermischen Ressource zur späteren Nutzung treffen zu können oder um die geothermische Ressource zu beschreiben. Die Fragen, wie viel und welches Fluid in thermisch geeigneten Gesteinsschichten vorhanden ist, müssen ebenfalls zur Beschreibung einer geothermischen Ressource beantwortet werden. Es werden demnach immer auch Aussagen über die hydraulischen Eigenschaften benötigt.

Zu diesen hydraulischen Eigenschaften zählen u. a. die **Permeabilität** des Gesteins, der **Durchlässigkeitsbeiwert** und die **Transmissivität** (für eine Übersicht und Beschreibung der hydraulischen Eigenschaften siehe [13]). Beeinflusst werden diese Werte zum einen über die im Gestein vorhandenen Hohlräume, zum anderen über die Größe und Mächtigkeit der geologischen Formation, die Störungszonen und das sich im Gestein befindliche Thermalfluid. Dieses Medium kann Wasser mit zum Teil hohen Gas- und Mineralgehalten sein (siehe hierzu Abschnitt 2.3). Die hydraulischen Eigenschaften werden i. d. R. nach Erschließung der geothermischen Ressource durch hydraulische Tests bestimmt bzw. aus Ergebnissen dieser Tests ermittelt. Die Erschließung erfolgt durch entsprechende Tiefbohrungen. Da die Bedingungen, die bei hydraulischen Tests vorliegen, von denen des späteren Betriebs abweichen können, sind die Auswirkungen eventueller Ungenauigkeiten der ermittelten Parameter auf die Auslegung der Anlage zu berücksichtigen. Die Bestimmung der hydraulischen Parameter muss für jeden Standort erfolgen und erlaubt ein besseres Verständnis der vorliegenden Bedingungen. In den Bohrungen stellt sich auf-

⁴ Dies kann bei der Nutzung der oberflächennahen Geothermie, die oft lediglich in Bereichen bis 150 m maximal jedoch bis 400 m genutzt wird, wichtig sein und sollte dort bei der Auslegung von Anlagen stets berücksichtigt werden.

⁵ Zu den thermophysikalischen Eigenschaften zählen darüber hinaus u. a. die Wärmeleitfähigkeit und die spezifische Wärmekapazität des Untergrundes.

grund der hydraulischen Parameter im Gleichgewicht ein statischer Wasserspiegel ein. Dieser liegt bei den meisten Systemen deutlich unterhalb der Geländeoberkante, bei artesischen Systemen kann er aber auch darüber liegen, was zu einem selbständigen Austritt des Thermalfluids führt.

Für den späteren Anlagenbetrieb sind zwei Größen besonders wichtig, die sich aus den Werten zur wissenschaftlichen Beschreibung der hydraulischen Eigenschaften ergeben: die **Produktivität** und die **Injektivität**. Die Produktivität berücksichtigt dabei nicht nur die Randbedingungen, die bereits in die Permeabilität und den Durchlässigkeitsbeiwert eingehen, sondern auch, welcher Volumenstrom des Thermalfluids aus dem Speichergestein entnommen wird. Diese lokale Entnahme des Thermalfluids, die auch im späteren Anlagenbetrieb zwangsläufig auftritt, führt zu einer Änderung der hydraulischen Bedingungen und zeigt sich in der Absenkung des Fluidspiegels. Dieses Phänomen tritt auch bei anderen Systemen mit deutlich geringeren Bohrtiefen, wie z. B. bei Brunnenbohrungen auf. Zu jedem Brunnen gehört ein sich einstellender Wasserspiegel. Wird nun Wasser in Form eines konstanten Volumenstroms entnommen, muss Wasser aus dem Gestein nachfließen. Dieses Nachfließen ist jedoch durch die hydraulischen Eigenschaften des Gesteins begrenzt. Wird nun Wasser über einen längeren Zeitraum gefördert, stellt sich wieder ein stationärer Gleichgewichtszustand ein. Daher gehört zu jedem gefördertem Wasserstrom ein bestimmter dynamischer Wasserspiegel. Gleiches gilt bei geothermischen Ressourcen (für eine genauere Beschreibung der Zusammenhänge bei der Förderung vgl. Abschnitt 4.5). Die Produktivität wird in $\text{m}^3/(\text{s MPa})$ angegeben. Sie beinhaltet somit einen Volumenstrom in Abhängigkeit von einer Druckänderung. Dadurch wird es möglich, für einen bestimmten Volumenstrom die Absenkung des Fluidspiegels zu berechnen. Mit der Injektivität wird der umgekehrte Effekt beschrieben. Wird ein Fluid in ein Gestein eingebracht, stellt sich ein Gegendruck ein und der Fluidspiegel in der Bohrung zur Erschließung steigt zwangsläufig an. Sowohl die Produktivität als auch die Injektivität erfassen also die hydraulischen Eigenschaften, sowie die Eigenschaften und den Volumenstrom des gefördertem Fluids. Die Festlegung des sinnvoll förderbaren Fluidvolumenstroms bei der Nutzung geothermischer Energie kann aus technischen und ökonomischen Gründen erfolgen. Daher wird die Eignung einer Ressource auch durch ihre Produktivität und ihre Injektivität begrenzt.

Die bisher beschriebenen Parameter dienen prinzipiell zur Beschreibung aller Arten von geothermischen Ressourcen. Sie können durch eine Vielzahl an weiteren Größen ergänzt werden. Dies ist vor allem für die wissenschaftliche Beschreibung und das Ver-

ständnis der Zusammenhänge von Vorgängen innerhalb der geothermischen Ressource relevant.

Sowohl die thermophysikalischen als auch die hydraulischen Eigenschaften weisen eine große Abhängigkeit vom Standort und der geologischen Formation auf. Auch das Vorhandensein von Fluiden ist eine Frage des Standortes. So ist z. B. in Deutschland in einigen Regionen vermehrt Öl und Gas in Sandsteinschichten im Untergrund zu finden. In Sandsteinschichten lässt sich aber auch Wasser finden, das zur Nutzung geothermischer Energie eingesetzt werden kann. Die Durchlässigkeit dieser Gesteinsschichten kann durch die Art der Fließwege variieren. Diese können in Form von Poren, Klüften oder verkarsteten Bereichen ausgebildet sein. Solche wasserführenden Gesteinsschichten werden auch als Aquifere bezeichnet. Ist salzhaltiges Wasser enthalten, wird von salinen Aquiferen gesprochen. Sind größere Störungszonen im Untergrund vorhanden, können auch diese wasserführend sein. Sowohl die Aquifere als auch die wasserführenden Störungszonen sind **hydrothermale Systeme**. Das darin enthaltene Fluid – Wasser oder Dampf ggf. mit Gas und hoher Mineralisation – kann zur Nutzung der geothermischen Energie verwendet werden.

Quelle: IET



Abb. 2.3 Schematische Darstellung der in Deutschland für die hydrothermale Geothermienutzung interessanten Bereiche (ausgehend von Geotis-Daten [11])

Bei der Nutzung hydrothermaler Systeme wird das im Untergrund vorhandene Thermalfluid in Form von Wasser oder Dampf genutzt. Dabei lassen sich hydrothermale Systeme mit hoher und niedriger Enthalpie unterscheiden.

In der Abbildung 2.3 sind die Regionen in Deutschland gekennzeichnet, die hydrothermale Vorkommen aufweisen. Darüber hinaus kommen ggf. weitere Regionen zur hydrothermalen Nutzung in Frage, die aber zum Teil schlechtere Durchlässigkeiten aufweisen können. Da zusätzlich die Temperaturen im Untergrund berücksichtigt werden müssen, ist eine pauschale Aussage über die Eignung zur geothermischen Nutzung nur schwer möglich. Bei den Vorkommen in Deutschland handelt es sich aufgrund der vorliegenden Temperaturen und Drücke um hydrothermale Systeme mit niedriger Enthalpie.

Neben Formationen, die viel Fluid führen können, existieren aber auch Bereiche in Deutschland, in denen deutlich weniger Fließwege im Gestein vorhanden sind und in denen somit auch weniger Fluid zu finden ist. Oft handelt es sich um kristallines, vulkanisches Gestein. Es kann hier von **petrothermalen Systemen** gesprochen werden.

Die Unterschiede aufgrund der Temperatur und der verschiedenen Gesteinsarten sowie die Unterschiede bei der Einordnung der geothermischen Systeme spiegeln sich auch in den zur Verfügung stehenden Erschließungskonzepten zur Nutzung geothermischer Energie wieder (vgl. Abschnitt 2.2).

2.2 Erschließungskonzepte

Da die geothermische Energie mit ausreichender Energiedichte nicht direkt an der Erdoberfläche zu finden ist, muss sie in geeigneter Weise erschlossen werden. Zur direkten Wärmenutzung und zur Versorgung von Fernwärmenetzen werden dabei Temperaturen benötigt, die in Deutschland erst in Tiefen von 2 bis 3 Kilometern erreicht werden. Für die Stromerzeugung werden tendenziell noch höhere Temperaturen benötigt, sodass dafür größere Bohrtiefen zur Erschließung erreicht werden müssen. Die Erschließung der geothermischen Energie erfolgt daher mittels Tiefbohrungen. In allen Fällen wird darüber hinaus ein Wärmeträgermedium benötigt. Mit diesem wird ein Wärmestrom an die Oberfläche gefördert, der anschließend zur Wärmeversorgung oder zur Stromerzeugung genutzt werden kann. Je nachdem, ob das Wärmeträgermedium direkten Kontakt zum Gestein der geothermischen Ressource aufweist oder nicht, werden

- offene Systeme und
- geschlossene Systeme

unterschieden. Heute werden i. d. R. offene Systeme verwendet, bei denen überwiegend das Fluid der geothermischen Ressource selbst als Wärmeträgermedium eingesetzt wird. Theoretisch sind aber auch geschlossene Systeme, vergleichbar der Erdwärmesonden zur oberflächennahen Geothermienutzung, möglich. Große Tiefen mit diesem System zu erreichen ist aufwendig. **Tiefe Erdwärmesonden** werden aus diesem Grund bisher nur zur Wärmeversorgung eingesetzt, weil die damit erreichbaren Temperaturen für die Stromerzeugung zurzeit noch zu gering sind. Zusätzlich sind die erzielbaren thermischen Leistungen deutlich geringer als bei offenen Systemen, da der Wärmeübergang nur über die Mantelfläche der Sonde erfolgen kann. Die geringe thermische Leistung ist neben der geringen erzielbaren Temperatur nachteilig für die Stromerzeugung. Wie bei den oberflächennahen kann auch bei den tiefen Erdwärmesonden ein an die jeweiligen Bedingungen angepasstes Wärmeträgermedium eingesetzt werden. Vorteil bei tiefen Erdwärmesonden ist, dass lediglich eine Bohrung erforderlich ist. Da kein Thermalfluid genutzt wird, handelt es sich um ein petrothermales System der Geothermienutzung. Eine weitere Erschließungsart, die vorrangig zur Wärmeversorgung geeignet ist, ist die Nutzung geothermischer Energie aus bestehenden Bergbauanlagen, meist als offenes System. Die dabei erreichbaren Temperaturen sind jedoch oft noch geringer als bei den tiefen Erdwärmesonden.

Sollen höhere Temperaturen z. B. zur Stromerzeugung erzielt werden, kommen offene Systeme in Frage, mit denen größere Tiefen erschlossen werden können. Hier gibt es in Abhängigkeit von den Eigenschaften des geothermischen Reservoirs zum einen die Möglichkeit zur Nutzung **hydrothermaler Systeme** in Form von Aquiferen und zum anderen die Möglichkeit der Nutzung petrothermalen Systeme. Die Begriffsbestimmungen, die hierbei verwendet werden, sind nicht immer eindeutig. Es gibt Überschneidungen und Ungenauigkeiten, sodass eine genaue Definition im Einzelfall zur Vermeidung von Missverständnissen ratsam ist. Die Systeme weisen einige Gemeinsamkeiten, aber auch spezielle Besonderheiten auf.

Bei der Nutzung von **Aquiferen** wird ein tiefliegender Wasserleiter mit einer oder mehreren Förderbohrungen erschlossen. Durch diese kann das Thermalfluid mit Hilfe von Förderpumpen, die sich innerhalb der Bohrungen unterhalb des sich einstellenden Wasserspiegels befinden, an die Oberfläche gefördert werden. Das Thermalfluid wird dann über Tag abgekühlt und anschließend durch eine oder mehrere Verpress- bzw. Injektionsbohrungen wieder in den Untergrund eingebracht. Dadurch fällt über Tag kein Thermalfluid an; es hat keinen direkten Kontakt zur Umge-

bung. Das Thermalsystem ist über Tag geschlossen, lediglich im Aquifer ist das System offen. Eine beispielhafte Darstellung eines solchen Systems ist in Abbildung 2.4 zu sehen. Hier ist eine geothermische **Dublette** abgebildet, d.h. das System zeichnet sich durch eine Förder- und eine Injektionsbohrung aus.

Der nächste Schritt zu einem größeren System ist die Triplette, bei der i.d.R. mit zwei Förder- und einer Injektionsbohrung gearbeitet wird. Dadurch können größere thermische Leistungen erreicht werden. Diese Art der Erschließung kann für die Verringerung des elektrischen Bedarfs der Förderpumpen positiv sein (vgl. dazu Abschnitt 4.5). Theoretisch können auch noch größere Systeme realisiert werden. Die Umsetzbarkeit dieser Erschließungskonzepte ist abhängig von den Randbedingungen der Ressource und der Wirtschaftlichkeit. Bisher wurden in Deutschland nur Dublettensysteme umgesetzt, Planungen für **Triplettsysteme** zur hydrothermalen Nutzung sind aber teilweise in fortgeschrittenem Stadium. Beispiele für realisierte Dublettensysteme sind u.a. die Anlagen in Neustadt-Glewe und in Unterhaching.

Die Bohrungen zur Erschließung können entweder nur vertikal oder aber abgelenkt abgeteuft sein. Abgelenkte Bohrungen sind technisch auch bis zu einer Ablenkung in horizontaler Richtung möglich. Das abgelenkte Bohren führt jedoch zu einer zum Teil erheblichen Kostensteigerung gegenüber einer senkrechten Bohrung. In Abbildung 2.4 sind zwei abgelenkte Bohrungen zu sehen. Dabei kann die Bohrung über Tag von einem Bohrplatz aus erfolgen; die Bohrungen liegen unter Tage dennoch weit genug auseinander. Der Abstand der Bohrungen unter Tage ist notwendig, um einen hydraulischen Kurzschluss zwischen der Injektion und der Förderung zu vermeiden. Aus der Förderbohrung soll möglichst heißes Thermalfluid gefördert werden; das Fluid in der Injektionsbohrung ist dagegen durch die obertägige Nutzung deutlich abgekühlt. Die genaue Bohrplanung ist immer auch eine Frage der geologischen Gegebenheiten, der standortabhängigen Randbedingungen über Tag und der Wirtschaftlichkeit.

Neben den hydrothermalen Aquifersystemen können auch tiefe petrothermale Systeme mit mehreren Bohrungen erschlossen werden. Oft fallen in diesem Zusammenhang die Begriffe **HDR** (hot dry rock) aber auch **HFR** (hot fractured rock) und weitere. Gerade hier ist die Begriffsverwendung nicht einheitlich und einige der Definitionen beschreiben die vorliegenden Bedingungen nur teilweise. Daher bietet sich eher der Begriff des **petrothermalen Systems** an. Bei den meisten Varianten der tiefen, offenen, petrothermalen Systeme handelt es sich um **Enhanced Geothermal Systems** (EGS) [13]. Oft ist das zu erschließende

Quelle: IET

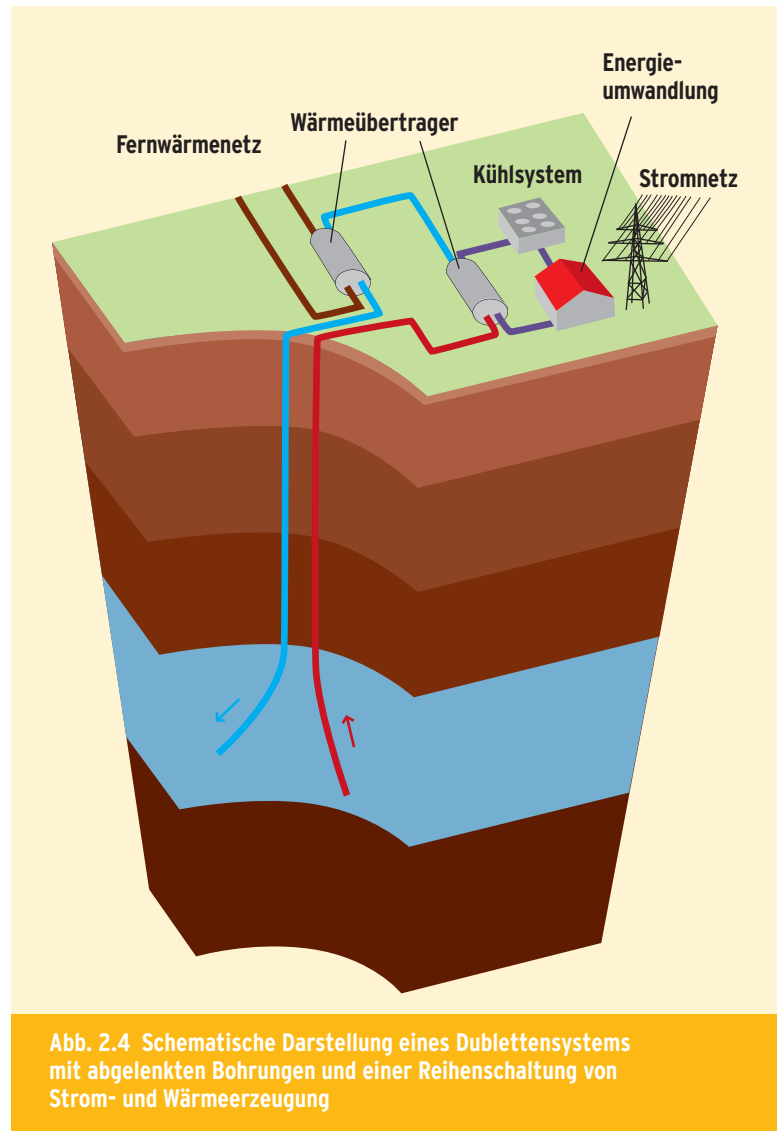
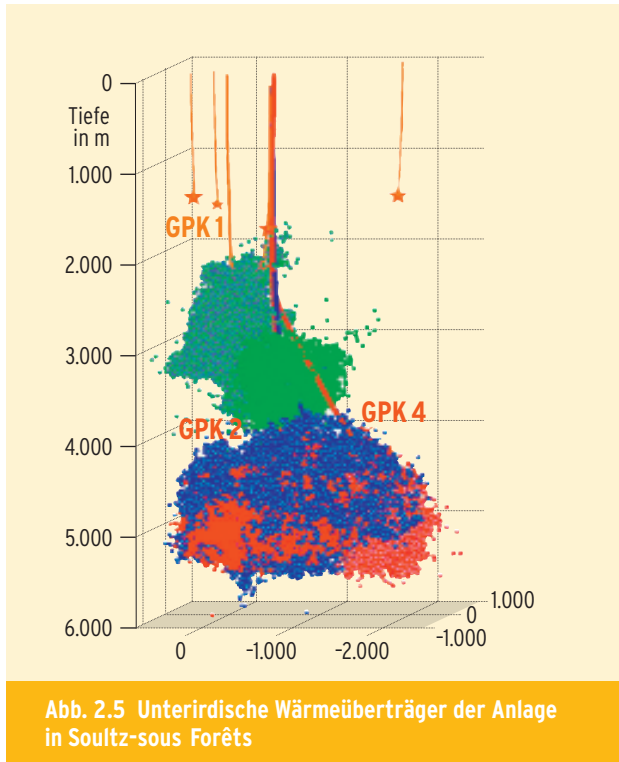


Abb. 2.4 Schematische Darstellung eines Dublettensystems mit abgelenkten Bohrungen und einer Reihenschaltung von Strom- und Wärmeerzeugung

Gestein nicht wirklich trocken, es ist aber nur gering durchlässig. In vielen Fällen wird die geothermische Energie des kristallinen Gesteins in großen Tiefen genutzt. Die europäische Forschungsanlage in Soultz-sous-Forêts erreicht dafür eine Bohrtiefe von etwa 5.000 m. Um aus solchen Systemen die geothermische Energie nutzen zu können, wird zunächst die geringe Durchlässigkeit des Gesteins verbessert. Hierfür wird durch die Bohrung ein Fluid unter hohem Druck verpresst. Dadurch wird das Gestein stimuliert, es bilden sich Risse und die Durchlässigkeit bereits bestehender Risse wird erhöht. In Abbildung 2.5 ist eine schematische Darstellung der Lage und Größe des in Soultz-sous-Forêts realisierten Rissystems im unteren Reservoir abgebildet.

Das unterirdische Rissystem für die Nutzung petrothermalen Systeme wird möglichst so ausgebildet, dass es gut an die Förder- und Injektionsbohrungen angeschlossen ist. Dabei können auch mehr als zwei Bohrungen realisiert werden. Ein Beispiel dafür ist das Abteufen von zwei Förderbohrungen und einer

Quelle: GEIE Exploitation Minière de la Chaleur



Injektionsbohrung. Durch den künstlich geschaffenen unterirdischen Wärmeüberträger kann im normalen Anlagenbetrieb Wasser, das aus eingespeistem Wasser und dem Wasser des geothermischen Reservoirs bestehen kann, gefördert und als Wärmeträgermedium genutzt. Aufgrund der großen Bohrtiefen können höhere Temperaturen erreicht werden. Ziel dieser Systeme ist es, die Nutzung geothermischer Energie standortunabhängiger zu machen und das Potential zu verbessern. Die Erschließung solcher petrothermaler Systeme ist weltweit Ziel verschiedener Forschungsprojekte.

Aber nicht nur petrothermale Systeme können stimuliert werden. Auch hydrothermale Systeme können mit EGS-Techniken erschlossen bzw. deren Durchlässigkeit beeinflusst werden. Ein Beispiel dafür ist die Anlage in Landau. Dort ist ein hydrothermales System durch das Verpressen von Flüssigkeiten stimuliert worden, um die Durchlässigkeit zu verbessern. Als Wärmeträgermedium wird das Thermalfluid des Aquifers eingesetzt.

2.3 Thermalfluid

Als Wärmeträgermedium bei der Nutzung geothermischer Energie wird i. d. R. das im Untergrund vorhandene Thermalfluid verwendet. Durch seine Förderung an die Oberfläche (vgl. Abschnitt 4.5) wird ein Wärmestrom zu den obertägigen Anlagen geleitet. Bei den in Deutschland vorliegenden Bedingungen handelt es sich bei diesem Thermalfluid meist um

eine unter Reservoirdruck und -temperatur flüssig vorliegende, wässrige Lösung, in welcher oft in größerem Umfang Salze und verschiedene Gase enthalten sind.

Die Regionen zur geothermischen Nutzung mit salinen Aquiferen unterscheiden sich in Deutschland nicht nur hinsichtlich der dort auftretenden geologischen Formationen, sondern auch mit Hinblick auf die dort anzutreffenden Thermalfluide. Es lassen sich tendenziell folgende Aussagen zu den einzelnen Regionen machen:

- Im Molassebecken sind die Salzgehalte sehr niedrig und liegen lediglich in Bereichen, die auch bei Trinkwasser auftreten oder knapp darüber. Dort werden Werte von weniger als 1 g/l bis zu 3 g/l erreicht. Es kann jedoch ein nicht unerheblicher Anteil an Gasen bei diesen Thermalfluiden auftreten.
- Im Oberrheingraben dagegen sind sowohl der Gas- als auch der Salzgehalt i. d. R. höher. Die Salzgehalte können bei über 100 g/l liegen, der Anteil an Gasen kann an einigen Standorten extrem hoch sein. Dies muss beim Anlagenbetrieb berücksichtigt werden.
- Im Norddeutschen Becken sind die Gasgehalte i. d. R. etwas geringer. Hier sind jedoch Salzgehalte von deutlich über 200 g/l zu finden. Auch dies hat Auswirkungen auf den Anlagenbetrieb.

Der Salzgehalt schwankt somit in Abhängigkeit vom Standort und von den dort anzutreffenden Bedingungen erheblich. An Standorten mit extrem hohen Salzgehalten ist das Thermalfluid eine Sole, die bei normalen Umgebungsbedingungen deutlich mit Salz übersättigt ist. Nur durch die höheren Temperaturen des Thermalfluids im Reservoir kann dieser hohe Salzanteil im Wasser gelöst werden. Überwiegend sind in Thermalfluiden als gelöste Salze Natriumchlorid NaCl und Calciumchlorid CaCl₂ vorhanden. Das Verhältnis der Salze zueinander variiert zwischen den unterschiedlichen Standorten stark und ist darüber hinaus abhängig von der vorliegenden geologischen Formation und vom Alter der Wässer. Neben den Salzen sind oft auch Gase im Wasser gelöst oder befinden sich sogar als freie Gase im Reservoir. Der Gasgehalt ist wie der Anteil der Salze von den Bedingungen des jeweiligen Standortes abhängig. Der Standort bestimmt auch die Gaszusammensetzung. Hauptbestandteile sind oft Kohlenstoffdioxid, gefolgt von Stickstoff. Zusätzlich können Kohlenwasserstoffe wie z. B. Methan und Schwefelwasserstoff im Thermalfluid enthalten sein.

In vielen Reservoiren, die zur Nutzung der geothermischen Energie geeignet sind, befindet sich nicht nur Wasser, sondern auch ein erheblicher Anteil an gelösten Salzen und gelösten oder freien Gasen sowie weiteren Begleitstoffen. Daher spricht man nicht mehr nur von Thermalwassern, sondern von Thermalfluiden oder auch von Thermalmedien.

Unter den im Reservoir vorliegenden Bedingungen liegt normalerweise ein chemisches Gleichgewicht zwischen allen Bestandteilen des Thermalfluids vor. Dieses chemische Gleichgewicht ist neben der Zusammensetzung vom Druck und der Temperatur abhängig (vgl. Abbildung 2.6). Wird das Thermalfluid gefördert und obertägig genutzt, kommt es zwangsläufig zu Veränderungen bei den beeinflussenden Parametern. Durch das Fördern des Mediums wird z. B. der Druck zunächst verringert. In der Anlage über Tag wird häufig ein Druck von 20 bar kaum überschritten, unter Tage dagegen kann der Druck über 200 bar betragen. Durch die Abnahme des Druckes können Gase schlechter im Wasser gelöst werden. Daher kann es bei Thermalfluiden mit hohen Gasgehalten zu einer Entlösung von Gasen bei der Förderung kommen. In solchen Fällen liegen dann eine flüssige und eine gasförmige Phase nebeneinander vor. Durch beide Vorgänge, die Druckabnahme und die Entlösung, wird die Lage des chemischen Gleichgewichtes verändert, wodurch Salze als Feststoff ausfallen können. Einer dieser Vorgänge wird durch das Kalk-Kohlensäure-Gleichgewicht beschrieben, das bereits bei Trinkwasser mit dessen geringen Salzgehalten den Zusammenhang zwischen gelöstem Kohlendioxid und Calcium angibt. Bei Thermalfluiden treten weitere Ausfällungsarten je nach der jeweiligen Zusammensetzung auf. Bei Ausfällungen handelt es sich z. B. um feste Salzablagerungen, die sich bilden, wenn das Salz aufgrund des geänderten Gleichgewichtszustandes nicht mehr vollständig im Wasser gelöst werden kann.

Höhere Kohlenwasserstoffe als Methan können auch als flüssige, ölige Bestandteile im Thermalfluid auftreten. Auch feste Bestandteile können in Form kleiner und mittlerer Partikel im Thermalfluid enthalten sein. Dabei kann es sich um Gesteinsbestandteile handeln. Der größere Anteil besteht aber i. d. R. aus Ausfällungen. Es kann im Thermalfluid somit eine Vielzahl an Stoffen enthalten sein, deren Zusammenwirken für jeden Standort durch Wasser- und Gasanalysen untersucht und im Betrieb beobachtet werden sollte. Aus dieser standortabhängigen Zusammensetzung des Thermalfluids ergeben sich prinzipiell besondere Anforderungen an die Handhabung sowie an alle Systemteile und Komponenten einer Anlage zur Nutzung geothermischer Wärme, die mit diesem Thermalfluid in Berührung kommen (vgl. dazu auch [12] und [13]).

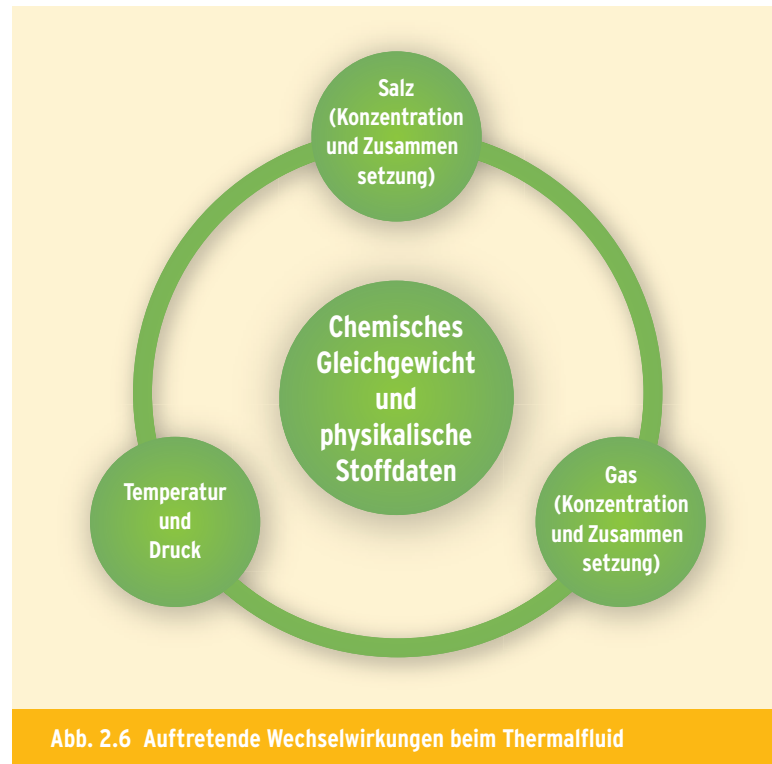


Abb. 2.6 Auftretende Wechselwirkungen beim Thermalfluid

Nicht nur das chemische Gleichgewicht ist für die weitere Verwendung des Thermalfluids relevant, auch die physikalischen Stoffdaten des Thermalfluids spielen eine wichtige Rolle bei der Nutzung geothermischer Wärme. Für die Auslegung von Kraft- oder Heizwerken ist das Abkühlverhalten des Thermalfluids bei der Wärmeabgabe an den Sekundärkreislauf von Interesse. Dies wird u. a. durch die spezifische Wärmekapazität des Mediums beeinflusst. Werden zum Beispiel zwei Thermalfluide von einer identischen Ausgangstemperatur auf die gleiche Temperatur abgekühlt, kann dem Fluid mit der höheren spezifischen Wärmekapazität bei dieser Abkühlung eine größere thermische Leistung entnommen werden. Genau diese Abkühlung tritt sowohl in Kraft- als auch in Heizwerken auf und beeinflusst die Effizienz der Anlagen. Neben der spezifischen Wärmekapazität sind darüber hinaus die Dichte und die Viskosität wichtig. Beide Größen beeinflussen das Fließverhalten und den für das Pumpen des Mediums erforderlichen Aufwand. Sie beeinflussen direkt die in der Anlage auftretenden Druckverluste und somit den elektrischen Eigenbedarf (vgl. Abschnitt 4.5) geothermischer Anlagen.

Um ein Beispiel für die große Abhängigkeit der physikalischen Stoffeigenschaften von der Zusammensetzung des Fluids aufzuzeigen, sind in Abbildung 2.7 die Verläufe der spezifischen Wärmekapazität und der Dichte für Salzlösungen mit Natriumchlorid und für reines Wasser zu sehen. Alle Verläufe zeigen über der Temperatur des Fluids eine ähnliche Tendenz. Die Werte weichen jedoch erheblich voneinander ab.

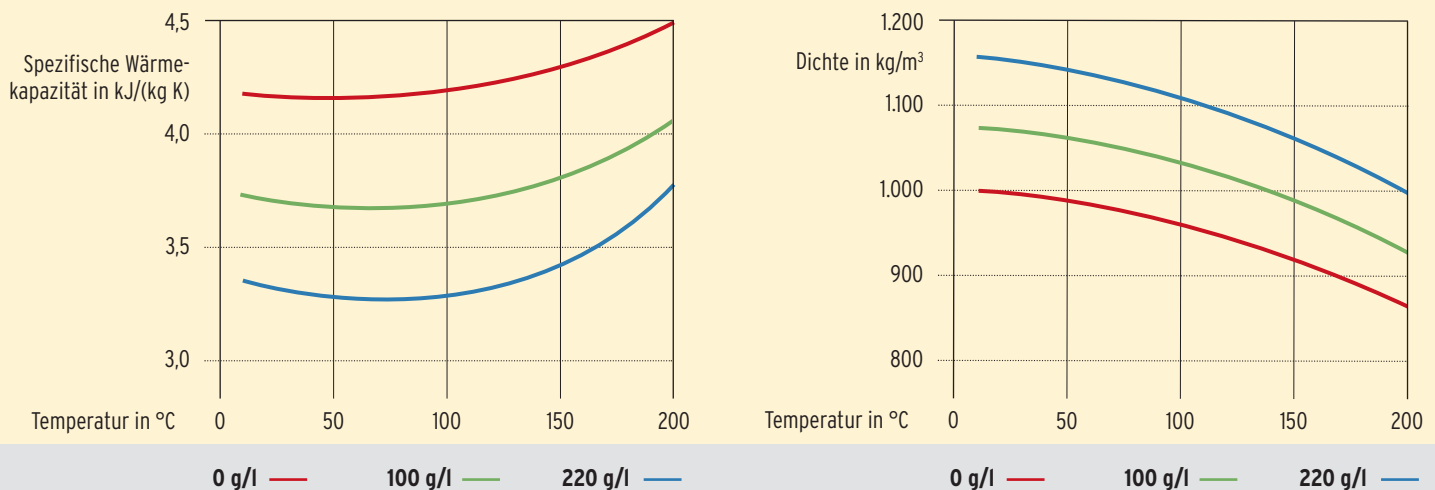


Abb. 2.7 Spezifische Wärmekapazität und Dichte von verschiedenen NaCl-Lösungen und von reinem Wasser in Abhängigkeit von der Temperatur bei 20 bar

Sind andere Salze gelöst, können diese Unterschiede in der Größe der Abweichungen variieren. Sind zusätzlich Gase im Thermalfluid gelöst, werden die physikalischen Stoffdaten darüber hinaus beeinflusst. Solange die Gase sich in Lösung befinden, ist der Einfluss der Salzgehalte auf die spezifische Wärmekapazität und auf die Dichte im Vergleich zum Einfluss des Gasgehaltes um Größenordnungen höher.

Kommt es aber zu einer Entlösung der Gase und somit zu einem Zwei-Phasen-Fluid aus Flüssigkeit und Gas, ändern sich die Stoffdaten zum Teil erheblich. Dies ist besonders anschaulich bei der Dichte. Ein Gas hat eine deutlich geringere Dichte als eine Flüssigkeit. Das Auftreten einer freien Gasphase führt somit zu einer Verringerung der Dichte des Zwei-Phasen-Fluids mit direkten Auswirkungen auf die Handhabung und die Betriebsweise der Anlage.

Um die Auswirkungen der Zusammensetzung des Thermalfluids beurteilen zu können, sollten Wasser- und Gasanalysen durchgeführt werden. Die Daten zur Chemie erleichtern die Werkstoffauswahl der Komponenten, die physikalischen Daten gehen in die Effizienz, die Leistung und den Eigenbedarf der Anlage ein. Beides trägt zur Verbesserung der Betriebssicherheit bei.

In den Regionen Deutschlands, in denen der Salzgehalt nahe dem von Trinkwasser liegt und der Anteil aller gelösten Salze ca. 3 g/l nicht überschreitet, sind die Abweichungen der physikalischen Stoffeigenschaften zu denen von reinem Wasser so gering, dass bei der energetischen Auslegung der Anlagen mit den Werten von reinem Wasser gearbeitet werden kann. Dies gilt jedoch nur, wenn keine freie Gasphase vorhanden ist. Bei höheren Anteilen an gelösten Salzen können die Verläufe in Abbildung 2.7 als An-

haltswerte dienen. Generell gilt: Sobald die Möglichkeit der Probenahme des Thermalfluids (vgl. [13]) besteht, sollte eine genaue Analyse erfolgen. Dabei sollte bei der Bewertung der Ergebnisse der Analysen immer auf die Art und die Bedingungen der Probenahme geachtet werden. Durch eine Druckentlastung während der Probenahme kann es zu einer Entgasung und infolgedessen zu Ausfällungen kommen. In diesen Fällen wird oft ein bereits deutlich verändertes Fluid zur Analyse ins Labor gegeben. Die Probenahme sollte folglich immer mit Hinblick auf die zu analysierenden Werte geplant werden und erfolgen. Sie kann ggf. mit Gas und unter Druck vorgenommen werden. Ist dies technisch nicht möglich oder zu kostenintensiv, sollten die Ungenauigkeiten einer nicht optimalen Probenahme in geeigneter Weise bei der Auslegung der Anlage berücksichtigt werden.

Das Thermalfluid übernimmt als Wärmeträgermedium bei Anlagen zur geothermischen Nutzung eine wichtige Rolle. Gerade bei der Nutzung tiefer geothermischer Wärme wird kaum ein anderer Wärmeträger eingesetzt. Durch die standortabhängige Zusammensetzung und den oft hohen Anteilen an Salz und Gas ergeben sich direkte Herausforderungen an die Auslegung und den Anlagenbetrieb. Die Stoffdaten und das chemische Verhalten weichen häufig deutlich von jenen bzw. jenem des reinen Wassers oder des Trinkwassers ab. Es sollte daher eine angepasste Werkstoffauswahl, eine entsprechende energetische und wirtschaftliche Auslegung sowie ein sicherer Anlagenbetrieb mit Blick auf das Thermalfluid erfolgen. Hierzu sind die Kenntnis der physikalischen und chemischen Besonderheiten und das langfristige Verhalten des Thermalfluids im Zusammenwirken mit allen Anlagenkomponenten wichtig.

3. PRINZIPIELLER AUFBAU GEOTHERMISCHER ANLAGEN (ÜBER TAG)

In Deutschland wird geothermische Wärme aus Ressourcen niedriger und mittlerer Temperaturen genutzt (vgl. Abschnitt 2.1). Diese Ressourcen liegen zum Teil in sehr großen Tiefen und müssen entsprechend erschlossen werden (vgl. Abschnitt 2.2). Ein Teil der geothermischen Wärme im Untergrund wird zur Nutzung mittels eines geeigneten Wärmeträgermediums zu den obertägigen Anlagen geleitet. Zur Nutzung in Kraft- und Heizwerken wird i. d. R. ein Thermalfluid verwendet, welches bereits im Untergrund vorhanden ist. Die prinzipiellen Eigenschaften solcher Fluide sind in Abschnitt 2.3 beschrieben. Es ergeben sich daraus und aus den Eigenschaften des Reservoirs besondere Anforderungen an die Gestaltung des Kreislaufsystems, in dem das Fluid geführt wird. Dieses System beinhaltet sowohl die Pumpe für die Förderung des Fluids als auch entsprechende Filtereinrichtungen und weitere Komponenten zur Sicherstellung des Anlagenbetriebs. Erst ausgehend von diesem Thermalfluidsystem, das aus angepassten und aufeinander abgestimmten Werkstoffen bestehen sollte, kann die Nutzung der geothermischen Wärme im Kraft- und Heizwerk erfolgen.

Für die Anordnung von Kraft- und Heizwerk stehen je nach Einsatzzweck verschiedene Schaltungsvarianten zur Verfügung, die sich durch unterschiedliche Vor- und Nachteile auszeichnen und hinsichtlich der Gesamtanlagenauslegung auszuwählen sind. Dieser Abschnitt beschäftigt sich zunächst mit dem Thermalfluidsystem und anschließend mit den prinzipiellen Schaltungsvarianten für die kombinierte Erzeugung von Strom und Wärme.

3.1 Das Thermalfluidsystem

Der Kreislauf, in dem das Thermalwasser bzw. das Thermalfluid aus Wasser, Gas und Salz geführt wird, ist ein zentrales Teilsystem geothermischer Kraft- und Heizwerke. Erst durch dieses System, die darin enthaltenen Komponenten und deren Betriebssicherheit werden der Anlagenbetrieb und die Nutzung der geothermischen Wärme ermöglicht. Die Auslegung des Thermalfluidsystems muss immer hinsichtlich der Anforderungen durch das Kraft- bzw. Heizwerk, vor allem jedoch angepasst an die Eigenschaften des Reservoirs und des Thermalfluids erfolgen.

In Abbildung 3.1 ist eine beispielhafte Möglichkeit für die Anordnung der einzelnen Komponenten im Thermalfluidsystem zu sehen. Bei der Anordnung ei-

niger Komponenten, wie z. B. dem Behälter für den Druckausgleich, stehen unterschiedliche Anordnungsmöglichkeiten zur Verfügung. Dies wird durch die grau dargestellten Komponenten sichtbar. Auch die Anordnung und Anzahl der Filter kann bei geothermischen Anlagen variieren. Ein System mit zwei Filtereinheiten hat sich bei vielen geothermischen Anlagen als sinnvoll herausgestellt. Bei den Wärmeübertragern von Kraft- und Heizwerk ist es sinnvoll einen Bypass vorzusehen, auch um die Flexibilität der Betriebsweise sicherstellen zu können.

Die Filter vor der Injektionsbohrung sollten mit so geringer Weite ausgeführt sein, dass es nicht zu einem Eintrag von Partikeln in das Reservoir kommt, da sonst eine Verringerung der Injektivität mit zunehmender Betriebsdauer auftreten kann. Oft wird bei diesen Filtern von Feinfiltern gesprochen. Ein Bypass an diesen Filtern vorbei ist zu vermeiden. Ebenso ist während des Rückspülens oder beim Austausch der Filter darauf zu achten, dass es nicht zu einem Eintrag von Partikeln in die Injektionsbohrung kommt. Die ersten Filterpakete, die oft direkt nach der Förderbohrung zu finden sind, werden häufig mit größeren Weiten ausgeführt. Hier sollen zunächst grobe Partikel abgefangen werden, um den Anlagenbetrieb sicherzustellen sowie um Ab- und Anlagerungen von Partikeln in den Wärmeübertragern von Kraft- und Heizwerk zu verhindern. Diese Grobfilter sind groß genug auszulegen, damit ein sicherer Anlagenbetrieb über einen langen Betriebszeitraum gewährleistet werden kann. Des Weiteren sind mit Blick auf die Betriebssicherheit automatische Rückspülfilter von Vorteil.

Im gesamten Thermalfluidsystem muss der Druck entsprechend den Anforderungen der Wasser- und Gaschemie gewählt, eingestellt und gehalten werden. Zielsetzung ist es, die Entgasung soweit zu unterbinden bzw. zu kontrollieren, dass auftretende Ausfällungen nicht die Betriebssicherheit beeinträchtigen. Prinzipiell steigt der dafür erforderliche Mindestdruck mit zunehmendem Gehalt an gelösten Gasen im Thermalwasser an (vgl. Abschnitt 2.3). Des Weiteren sollte zur Korrosionsvermeidung der Eintrag von Sauerstoff in das System vermieden werden. Die geringsten Drücke im Thermalfluidsystem treten i. d. R. vor dem Einlauf in die Tiefpumpe und anschließend aufgrund der Abnahme des hydrostatischen Druckes im obertägigen Anlagenteil auf. Bei einigen Anlagen kann es in Abhängigkeit von der Injektivität zu einem sehr niedrigen Wasserstand und infolge zu niedrigen

Quelle: IET

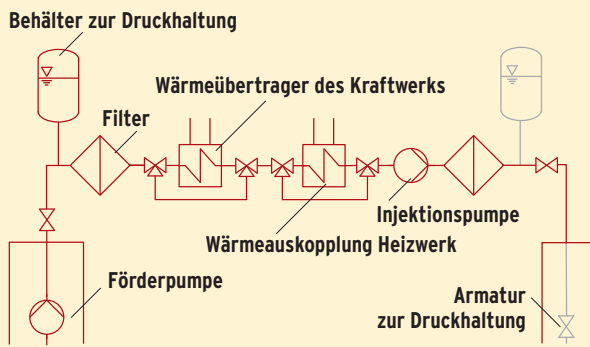


Abb. 3.1 Beispielhafte schematische Darstellung eines Thermalfuidsystems für eine serielle Schaltung von Kraftwerk und Heizwerk

Drücken vor und innerhalb der Injektionsbohrung kommen. Entsprechend des zu haltenden Mindestdruckes, der hydraulischen Eigenschaften des Reservoirs und des angestrebten Fördervolumens ergeben sich die Einbautiefe der Pumpe und die durch die Pumpe aufzubringende Druckdifferenz gemäß der Anlagenkennlinie des Thermalsystems. Bei den Tiefpumpen stehen verschiedene Typen zur Verfügung, die aufgrund des niedrigen Wasserspiegels alle innerhalb der Förderbohrung eingebracht werden müssen (vgl. Beschreibung bei der Thermalfuidförderung Abschnitt 4.4). Diese Art der Pumpen ist aus der Erdölexploration bekannt. Es stehen speziell an die Bedingungen von geothermischen Anlagen angepasste Pumpen zur Verfügung.

Der Einsatz einer Injektionspumpe ist optional und deren Notwendigkeit in erster Linie von den hydraulischen Eigenschaften des Reservoirs sowie den Betriebsvolumenströmen abhängig. Bei schlechter Injektivität, d.h. einem hohen Fließwiderstand bei der Injektion, kann der Einsatz einer Injektionspumpe für einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb erforderlich sein, um einen ausreichenden Massenstrom des Thermalfuids fördern und wieder verpressen zu können. Da die Injektionspumpen über Tag aufgestellt werden können, können hier Bauarten aus dem herkömmlichen Anlagenbau, wie Kolben- oder Kreiselpumpen, eingesetzt werden, deren Werkstoffe entsprechend der Thermalfuideigenschaften ausgewählt werden müssen.

Im Falle einer extrem guten Injektivität kann es passieren, dass der Wasserspiegel in der Bohrung sehr niedrig ist und es deshalb zu einer Entspannung des Thermalfuids auf Atmosphärendruck und daraus resultierend zu Ausfällungen und zur Entgasung kommen kann. Aus diesen Gründen kann es erforderlich sein, innerhalb der Injektionsbohrung eine Druckhaltung in Form von Injektionssträngen mit geringerem

Durchmesser oder besser durch entsprechende Armaturen vorzusehen.

Die Druckausgleichsbehälter haben die Aufgabe, bei Druckschwankungen oder bei Problemen im Anlagenbetrieb den Systemdruck aufrechtzuhalten. Sie können sowohl nahe der Förderbohrung als auch nach dem Kraft- bzw. Heizwerk angeordnet werden.

Da die Wärmeübertrager bei der Nutzung der geothermischen Wärme die Schnittstellen zwischen Thermalsystem und Kraft- bzw. Heizwerk darstellen, ist bei diesen Bauteilen besonderes Augenmerk auf die Auswahl geeigneter Werkstoffe zu legen. Dieses betrifft nicht nur die metallischen Werkstoffe, sondern auch entsprechende Materialien für die eingesetzten Dichtungen. Es können verschiedene Bauarten von Wärmeübertragern eingesetzt werden. Dazu gehören Plattenwärmeübertrager, die kompakt jedoch bezüglich des maximalen Druckes begrenzt sind, oder Rohrbündelwärmeübertrager, die zwar etwas größer sind, jedoch mit deutlich höheren Drücken des Thermalfuids betrieben werden können. Die Auswahl des geeigneten Wärmeübertragers ist dabei von den Aufstellungsbedingungen, von der Wasser- und Gaschemie und von den Erfordernissen des Kraftwerksprozesses abhängig.

Insgesamt kommt der Druckhaltung und der angepassten Werkstoffauswahl aller Komponenten im Thermalfuidsystem eine große Bedeutung zu (vgl. [12]). Dabei ist der Einfluss von Temperatur und Druck auf die Korrosions- und Ausfällungsmechanismen, aber auch auf die Auslegung der Bauteile zu berücksichtigen. Die eingesetzten Werkstoffe reichen von Verbundwerkstoffen wie GFK über niedrig- und hochlegierte Stähle bis hin zu Titan. Nicht immer ist der höchstwertige Werkstoff der sinnvollste, es sollte vielmehr eine auf die Zusammensetzung des Thermalfuids abgestimmte Auswahl erfolgen. Insbesondere auch bei Ventilen und anderen Armaturen sollte die Werkstoffauswahl nicht vernachlässigt werden. Alle Werkstoffe inklusive Dichtungen und anderer kleinerer Bauteile sind hinsichtlich ihrer Eignung zu prüfen. Die Druckhaltung und die gesamte Fahrweise sollten so gewählt sein, dass ein sicherer und langfristiger Anlagenbetrieb gewährleistet wird. Je nach Wasser- und Gaschemie kann auch der Einsatz von Inhibitoren zur Vermeidung von Ausfällungen betrachtet werden. Das Beherrschen und Vermeiden von Korrosion und Ablagerungen muss während des Anlagenbetriebs überwacht werden, um eine hohe Verfügbarkeit der Anlage zu erreichen.

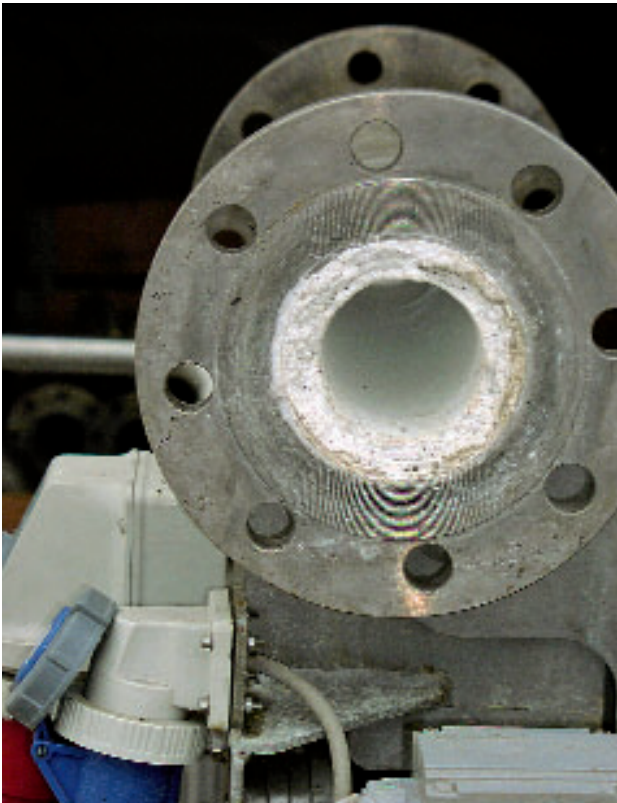


Abb. 3.2 Ausfällungen in einem geothermischen Thermalsystem

3.2 Kraft- und Heizwerk – kombinierte Erzeugung von Strom und Wärme

Geothermische Wärme mit entsprechender Temperatur kann sowohl zur Erzeugung von Strom als auch zur Erzeugung von Wärme genutzt werden. Für die Stromerzeugung ist dabei lediglich der Anschluss an das örtliche Stromnetz und somit das Verbundnetz auf einem entsprechenden Spannungsniveau erforderlich. Für die Wärmeerzeugung müssen hingegen geeignete, lokale Abnehmer vorhanden sein.

Als Abnehmer für die Wärme kommen z.B. Fernwärmenetze zur Versorgung von Wohn- und Gewerbegebieten in Frage. Es kann aber auch lediglich die Wärmeerzeugung eines großen Industriegebietes erfolgen. Die Möglichkeit der Wärmeerzeugung ist stark von der Infrastruktur der Wärmeabnehmer abhängig. Prinzipiell ist zur Verteilung der Wärme immer ein entsprechendes Nah- bzw. Fernwärmenetz erforderlich, damit das Thermalfluid nicht direkt zu den Abnehmern geleitet werden muss. Darüber hinaus werden i.d.R. mehrere Arten der Wärmeerzeugung in geeigneter Weise kombiniert.

Generell ist die Temperatur, die zur Versorgung dieser Netze benötigt wird, von den durch die Wärme-

abnehmer geforderten Temperaturen und den Verlusten des Netzes abhängig. In einigen Städten mit älteren Fernwärmenetzen werden hohe Temperaturen von zum Teil deutlich über 100 °C zur Versorgung von Fernwärmenetzen benötigt. Bei einigen älteren, vor allem aber bei neueren Fernwärmenetzen liegen die erforderlichen Vorlauftemperaturen häufig jedoch in Bereichen, die gut mit geothermischer Wärme abgedeckt werden können. Bei der Neuplanung eines gesamten Netzes kann eine noch bessere Anpassung zwischen den Abnehmern und der Wärmeerzeugung vorgenommen werden. Nicht nur bei der Versorgung von Fernwärmenetzen, sondern auch bei der direkten Versorgung eines Industrieunternehmens muss die Temperatur berücksichtigt werden. Viele produzierende Unternehmen benötigen hohe Temperaturen. Es können daher nur Unternehmen als Wärmeabnehmer für geothermische Wärme gefunden werden, deren gefordertes Temperaturniveau und deren benötigte Wärmemenge gut mit dem Angebot der geothermischen Wärme übereinstimmen.

Die Suche nach geeigneten Wärmeabnehmern muss daher immer standortbezogen durchgeführt werden. Neben der Temperatur und der Wärmemenge ist die Versorgungssicherheit entscheidend. Ein Heizwerk muss immer eine Möglichkeit bieten, bei Ausfall der geothermischen Wärmeerzeugung die Kunden weiterhin mit Wärme versorgen zu können. Dafür können entweder konventionelle Öl- oder Gaskessel aber auch Biomassekessel eingesetzt werden.

Neben der Grundversorgung und der Ausfallabsicherung muss auch berücksichtigt werden, ob die gesamte benötigte Wärmemenge immer mit geothermischer Wärme sichergestellt werden kann und soll. Hier spielt vor allem ein wirtschaftlicher Faktor mit



Abb. 3.3 Fernwärmeleitung mit abgehenden Hausanschlüssen

hinein. Soll z.B. die gesamte Wärmemenge in einem Fernwärmenetz auch bei extremen Außentemperaturen durch die Geothermienutzung abgedeckt werden, muss die geothermische Heizzentrale und das Thermalfluidsystem entsprechend groß ausgelegt werden. Da diese extremen Anforderungen jedoch nur wenige Tage im Jahr auftreten, wird die Anlage ansonsten weitgehend im Teillastbetrieb gefahren. Es ist daher i.d.R. deutlich wirtschaftlicher nur eine Grundversorgung mit geothermischer Wärme sicherzustellen und die Spitzenlastversorgung über entsprechende Spitzenlastkessel zu realisieren. Ein Beispiel einer solchen Aufteilung anhand des über ein Jahr verteilten Wärmebedarfs ist in Abbildung 3.4 zu sehen. Das genaue Verhältnis zwischen Grund- und Spitzenlast ergibt sich dabei immer aus einer energetischen und wirtschaftlichen Optimierung. Dabei sind das Verhalten der Abnehmer, das Angebot der geothermischen Wärme und die Betriebskosten entscheidend.

Bei der Nutzung geothermischer Wärme mit ausreichender Temperatur bestehen die Möglichkeiten

- der ausschließlichen Stromerzeugung in Kraftwerken,
- der reinen Wärmeversorgung durch Heizwerke und
- der kombinierten Erzeugung von Strom- und Wärme durch eine geeignete Schaltung von Kraft- und Heizwerk.

Ein echtes Heizkraftwerk, das gleichzeitig Strom und Wärme durch Kraft-Wärme-Kopplung (abgekürzt KWK) in einer Anlage erzeugt⁶⁾, ist bei dem in Deutschland vorliegenden Angebot der geothermischen Wärme aufgrund des niedrigen Temperaturniveaus nicht möglich. Im Gegensatz zu Island, wo es echte KWK-Anlagen gibt, ist in Deutschland lediglich eine Kombination von Kraft- und Heizwerk möglich. Diese Schaltungen von Kraft- und Heizwerk können sehr unterschiedlich aussehen. Die Auswahl sollte unter verschiedenen Gesichtspunkten erfolgen. Dabei ist zunächst einmal bei der Wahl der Schaltung entscheidend, ob die Wärmeversorgung oder die Stromerzeugung im Vordergrund steht und für die Betriebsweise bestimmend sein soll. Es wird entweder von wärme- oder von stromgeführtem Betrieb gesprochen. Welche Betriebsweise für den jeweiligen Standort zu bevorzugen ist, hängt stark von der Abnehmerstruktur und ggf. der Versorgung mit Wärme durch andere Energieträger, aber auch von den geo-

⁶⁾ Zur Definition des Begriffes Kraft-Wärme-Kopplung vgl. das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz [5] §3 Absatz 1 und Absatz 8 sowie das Arbeitsblatt zur Zertifizierung von KWK-Anlagen [7].

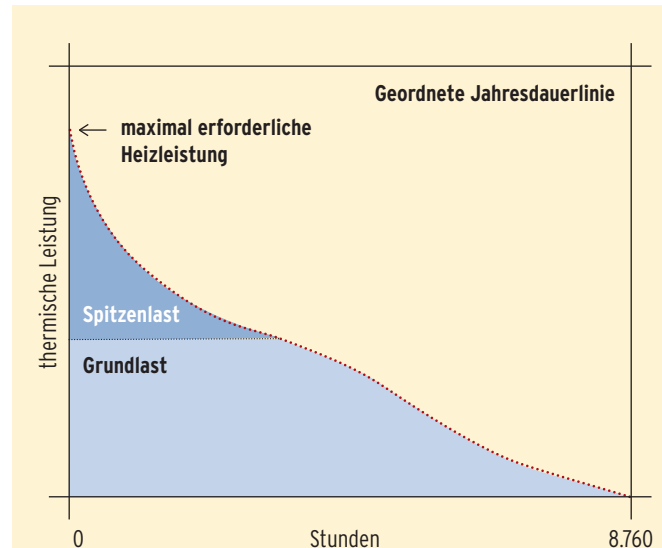


Abb. 3.4 Geordnete Jahresdauerlinie mit Grund- und Spitzenlastanteil

logischen Randbedingungen des Standortes ab. Beide Faktoren haben erheblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Anlagen. Soll z.B. Strom erzeugt werden und ein geringer Wärmeanteil zur Einspei-



Abb. 3.5 und 3.6 Geothermische Heizzentrale in Neustadt-Glewe; oben: Ölkessel, unten: Wärmeübertrager Thermalfluid/Fernwärmewasser

Quelle: IET

sung in ein Fernwärmenetz, das vorrangig durch andere Energieträger versorgt wird, ausgekoppelt werden, ist ein stromgeführter Betrieb zu bevorzugen. Wird aber ein Fernwärmenetz versorgt, das nicht durch andere Energieträger wie Biomasse, Kohle- oder Gas versorgt wird, hat die Wärmeversorgung Vorrang und die Anlagen sollten wärmegeführt betrieben werden.

Als Schaltungsvarianten stehen

- die serielle Schaltung von Kraft- und Heizwerk (Reihenschaltung),
- die parallele Schaltung (Parallelschaltung) und
- Mischschaltungen zur Verfügung (vgl. Abbildung 3.7).

Bei der Reihenschaltung steht dem Heizwerk, das nach dem Kraftwerk mit dem gesamten Massenstrom des Thermalfluids versorgt werden kann, nicht mehr die ursprüngliche Temperatur des Thermalfluids direkt nach der Förderung zur Verfügung. Das Thermalfluid tritt nur noch mit der Temperatur in das Heizwerk ein, auf die das Fluid im Kraftwerk ausgekühlt worden ist. Bei Wärmeabnehmern, die eine hohe Vorlauftemperatur des Fernwärmenetzes benötigen, kann diese Schaltung eher problematisch sein. Ein wärmegeführter Betrieb würde bei dieser Art der Schaltung dazu führen, dass das Kraftwerk im Winter bzw. bei einem hohen Wärmebedarf kaum oder gar nicht betrieben werden kann. Hingegen ist diese Schaltung für einen stromgeführten Betrieb und bei sehr geringer Wärmeauskopplung für die Wärmeversorgung i. d. R. gut geeignet. Es muss jedoch immer darauf geachtet werden, welche Einbußen sich durch die Begrenzung der Thermalfluidauskühlung bei der Stromerzeugung ergeben (vgl. dazu Abschnitt 4.4.1).

Bei der Parallelschaltung kann sowohl im Kraftwerk als auch im Heizwerk Wärme mit der hohen Temperatur des Thermalfluids direkt nach der Förderung genutzt werden. Hier muss jedoch der Massenstrom des Thermalfluids in geeigneter Weise zwischen den beiden Anlagen aufgeteilt werden. Somit sind zwar die Temperaturen hoch, die nutzbaren Wärmemengen sind allerdings begrenzt. Für einen wärmegeführten Betrieb und für Abnehmer, welche die Auskopplung großer Wärmemengen benötigen, ist die Parallelschaltung jedoch i. d. R. besser geeignet. In dem Kraftwerksteil kann das Thermalfluid weiter ausgekühlt werden als bei der Reihenschaltung. Die erzielbare elektrische Leistung ist jedoch durch den geringeren Massenstrom des Thermalfluids und durch die dadurch geringe zur Verfügung stehende Wärmemenge begrenzt.

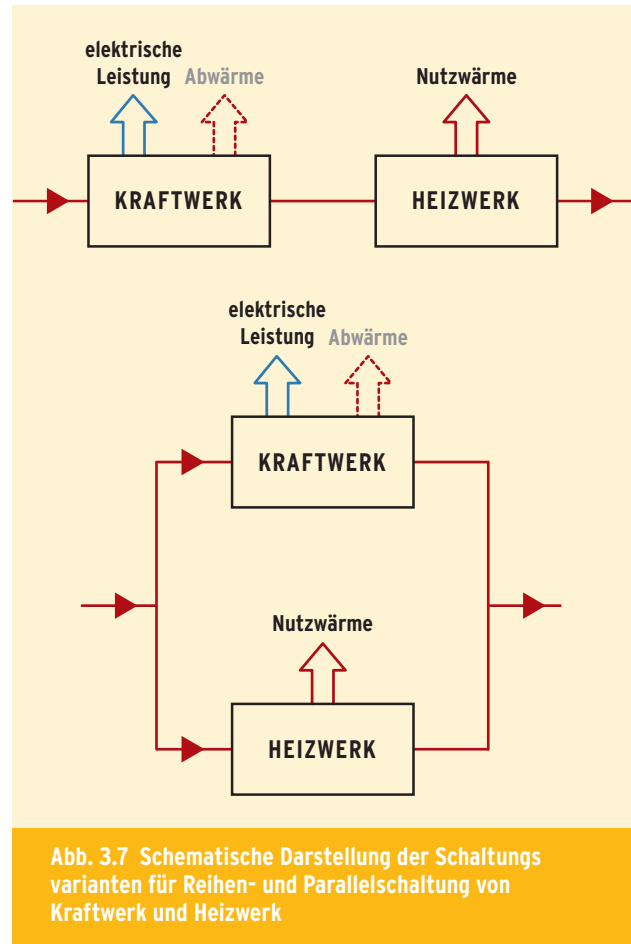


Abb. 3.7 Schematische Darstellung der Schaltungsvarianten für Reihen- und Parallelschaltung von Kraftwerk und Heizwerk

Bei Mischformen dieser beiden Schaltungen kann zum Beispiel bei der Reihenschaltung ein Bypass am Kraftwerk vorbei eingesetzt werden. Durch diesen kann bei hohem Wärmebedarf der Wärmeabnehmer ein Teil des Thermalfluids am Kraftwerk vorbeigeleitet werden. Energetisch weist diese Variante hohe Verluste auf, kann in Einzelfällen aber bei wenigen Betriebsstunden mit dieser Fahrweise Vorteile besitzen. Weitere Optimierungsvarianten ergeben sich durch eine zum Teil abwechselnd bzw. parallel angeordnete Schaltung der Wärmeübertrager aus dem Kraft- und dem Heizwerk. Dadurch ist eine bessere Anpassung der jeweiligen Temperaturen zueinander möglich, der Anlagenaufwand und vor allem der Aufwand für die Regelung beider Anlagen erhöhen sich jedoch erheblich.

Die Auswahl einer geeigneten Schaltung ist immer eine Optimierung, bei der neben der nachhaltigen energetischen Lösung die Wirtschaftlichkeit eine wichtige Rolle spielt. Ausschlaggebend ist der Standort der Anlage, da eine Abstimmung zwischen den geologischen Randbedingungen und dem damit verbundenen Angebot an geothermischer Wärme und den Abnehmern und der Infrastruktur erfolgen sollte.

4. KRAFTWERKSTECHNOLOGIEN UND KOMBINIERTERZEUGUNG

4.1 Vergleich und Bewertung von kraftwerkstechnischen Systemen

Beim Einsatz von Technologien stellt sich die Frage, wie diese objektiv bewertet und verglichen werden können. Schlussendlich zählt bei der Wärmeversorgung zwar lediglich die in einem Jahr abgegebene Nutzwärmemenge und bei der Stromerzeugung die in einem Jahr produzierte und in das Stromnetz eingespeiste Arbeit. Dies allein spiegelt jedoch nicht den Aufwand, der für die Erzeugung notwendig ist, und den Verbrauch der Ressourcen wider. Erst die Berücksichtigung des erforderlichen Ressourceneinsatzes und aller notwendigen Hilfsenergien erlaubt eine energetisch saubere Bewertung und einen objektiven Vergleich verschiedener Umwandlungstechnologien miteinander. Auch für einen Vergleich verschiedener Technologien ist eine Bewertung nur über die Arbeit nicht sinnvoll. Darüber hinaus kann auch die Einsparung an CO₂-Emissionen erst bei einer Gesamtbetrachtung korrekt ermittelt werden.

Da die produzierten Mengen an Strom und Wärme zur Bewertung allein nicht ausreichen, sind für eine energetische Gegenüberstellung verschiedener Technologien geeignete Kennzahlen zum Vergleich erforderlich. Übliche Kennzahlen für die Beschreibung von Systemen zur Stromerzeugung sind **Wirkungsgrade** [3]. Bei der Kraft-Wärme-Kopplung und auch bei der Nutzung geothermischer Wärme zur kombinierten Erzeugung von Strom und Wärme werden **Nutzungsgrade** verwendet [6]. Beide Arten der Kennzahlen stellen direkt den Nutzen zum erforderlichen Aufwand ins Verhältnis.

$$\text{Wirkungsgrad} = \frac{\text{Nutzen}}{\text{Aufwand}}$$

Für eine sinnvolle Anwendung dieser Kennzahlen muss die **System- bzw. Bilanzgrenze** zur Betrachtung exakt festgelegt werden. Zum einen kann mit Wirkungsgraden ein Gesamtsystem beschrieben werden, es können aber auch Wirkungsgrade für einzelne Teilsysteme und für darin enthaltene Komponenten wie z.B. Turbinen, Pumpen oder Elektromotoren betrachtet werden. Neben der Festlegung der Bilanzgrenze ist oft die Art der Beschreibung des Aufwandes nicht ganz einfach. Es müssen dafür oft **Bezugsbedingungen** angegeben werden. Bei der Angabe von Wirkungsgraden und anderen Kennzahlen ist also

zum einen auf die Bilanzgrenzen, als dem Bereich der Gültigkeit, und zum anderen auf den Bezugszustand zu achten (vgl. [10]). Zu dem Thema der Bilanzgrenzen gehört auch die Frage der Berücksichtigung des Eigenbedarfs von elektrischen Hilfseinrichtungen. Hierfür wird zwischen **Brutto- und Nettowirkungsgraden** unterschieden. Bei den Nettowirkungsgraden ist darauf zu achten, ob alle Verbraucher oder nur einige Eigenverbraucher berücksichtigt werden. Gerade bei der geothermischen Nutzung sind die großen Eigenverbraucher oft in sehr unterschiedlichen Teilsystemen zu finden – die Tiefpumpe innerhalb des Thermalfluidkreislaufes und die Antriebe für weitere Pumpen im Kraft- oder Heizwerk. Bei einem Kraftwerk sind zusätzliche Verbraucher im Kühlsystem zu finden. Für eine objektive Bewertung und Beschreibung sind alle Verbraucher innerhalb des Systems zu berücksichtigen. Dazu gehören auch die kleineren Verbraucher, die zur Bereitstellung von z. B. Dichtgasen oder zur Ölaufbereitung notwendig sind.

Für die Wirtschaftlichkeit einer Anlage ist nicht nur die energetische Betrachtung des technischen Systems wichtig. Sowohl der Nutzen als auch der Aufwand gehen in die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung jeder Anlage ein. Für die Wirtschaftlichkeit einer Anlage mit hohem Wirkungsgrad ist insbesondere die erreichbare **Verfügbarkeit** entscheidend. Die Verfügbarkeit beschreibt den Zeitraum in einem Jahr, in dem die Anlage betrieben wird, d.h. in dem Strom oder Wärme produziert wird. Hier muss darauf geachtet werden, dass auch in frühen Planungsphasen nicht mit Verfügbarkeiten von 100 % gerechnet werden darf. Es müssen in sinnvoller Weise Zeiträume für die Revision, d.h. die planmäßige Überholung der Anlage, aber auch Zeiträume für unplanmäßige Ausfälle der Anlage berücksichtigt werden. Zusätzlich kommen saisonale Einflüsse hinzu. Ein Heizwerk wird normalerweise in den Sommermonaten nur mit geringerer Auslastung oder gar nicht betrieben. Die Verfügbarkeit liegt also deutlich unter 100 %. Für die Stromerzeugung ergeben sich ebenfalls Lastschwankungen durch unterschiedliche Betriebsbedingungen z.B. wegen der Kühlung. Es sollten daher anstelle einer generellen Verfügbarkeit die **Vollbenutzungsstunden** berücksichtigt werden. Diese liegen für ein Heizwerk oft deutlich unter 4.000 Stunden, für eine geothermische Stromerzeugung können bei einer guten Anlage bis zu 8.000 Stunden erreicht werden. Eine weitere Schwierigkeit bei der Bewertung, Beschreibung und Gegenüberstellung von Kraftwerkprozessen besteht darin, dass

— leistungsbezogene Kennzahlen und
 — arbeitsbezogene Kennzahlen
 existieren. Bei den **leistungsbezogenen Kennzahlen** handelt es sich um Momentaufnahmen, die jeweils sowohl Auskunft über den Auslegungspunkt als auch über einen Teillastpunkt geben können. Es wird z.B. die momentane Bruttoleistung einer Anlage ins Verhältnis zu einem eingehenden Wärmestrom gesetzt. Auf der anderen Seite beschreiben die **arbeitsbezogenen Kennzahlen** einen gemittelten Wirkungsgrad über einen bestimmten Zeitraum. In der Regel werden diese über ein Jahr betrachtet und beinhalten somit das Auftreten von Lastschwankungen und die Verfügbarkeit der Anlage. Die Angabe eines arbeitsbezogenen Wirkungsgrades ist also erst nach Ablauf des betrachteten Zeitraums möglich. Für einen generellen Vergleich verschiedener Technologien sind diese Werte erst geeignet, wenn verlässliche Aussagen über die Verfügbarkeit getroffen werden können. Für eine Gegenüberstellung der energetischen Eignung verschiedener Technologien ist das Heranziehen leistungsbezogener Kennzahlen im Nennlastpunkt und in einigen ausgewählten Teillastpunkten eine gute Möglichkeit. Dies erlaubt eine generelle Aussage über die energetische Güte.

4.1.1 Definitionen verschiedener Wirkungsgrade für geothermische Kraftwerke

Um die Herleitung und Beschreibung der Zusammenhänge einfach zu halten, werden im Folgenden zunächst die Bruttowirkungsgrade beschrieben. Die Nettowirkungsgrade folgen am Ende des Abschnittes. Es werden dabei die für einen Technologievergleich geeigneten leistungsbezogenen Größen erläutert.

Für geothermische Kraftwerke ist schnell ersichtlich, dass die erzeugte elektrische Leistung der Nutzen des Kraftwerkes ist und somit im Zähler des Wirkungsgrades erfasst werden muss. Für den Aufwand, der im Nenner stehen muss, gibt es unterschiedliche Ansätze, je nachdem ob das Gesamtsystem oder nur der obertägige Kraftwerksprozess betrachtet wird. Das Angebot, das der Gesamtanlage zur Verfügung steht, ist der Wärmestrom, der mit dem Thermalfluid zu Tage gefördert wird. Zur Beschreibung eines Wärmestromes ist immer eine Temperaturdifferenz erforderlich. So könnte z.B. das heiße Thermalfluid theoretisch maximal bis zur Umgebungstemperatur abgekühlt werden. Der dieser Abkühlung entsprechende

Wärmestrom wäre dann das Maximum, das der Anlage zur Verfügung stehen würde. Hier gehen die in Abschnitt 2.3 beschriebenen physikalischen Stoffdaten, wie die spezifische Wärmekapazität des Thermalfluids, sowie die Umgebungsbedingungen (vgl. Abschnitt 4.3.4) ein. Da die Umgebungstemperatur Schwankungen unterliegt, wird als theoretische Auskühlungstemperatur eine Temperatur angenommen. Dies kann bei der Ermittlung des Wirkungsgrades für einen schon feststehenden Standort die mittlere Außentemperatur eines oder mehrerer Jahre sein. Diese variieren jedoch von Standort zu Standort. Daher wird zum Vergleichen verschiedener Technologien eine Bezugstemperatur von 15 °C gewählt [3]. Diese Temperatur liegt lediglich etwas über den in großen Teilen Deutschlands auftretenden Jahresmitteltemperaturen und wird bei vielen Kraftwerkstechnologien als Bezugstemperatur eingesetzt. Mit dieser Temperatur und einem entsprechenden Bezugsdruck von 1,01325 bar [1], auf den das Thermalfluid theoretisch entspannt werden könnte, ist es nun möglich das Wärmeangebot der Anlage zu beschreiben. Der zur Verfügung stehende Wärmestrom wird nach

$$\begin{aligned}
 \dot{Q}_{\text{thermal, zu}} &= \dot{m}_{\text{thermal}} (h_1 - h_{\text{ref}}) \\
 &\approx \dot{m}_{\text{thermal}} (\bar{c}_{p, \text{thermal, zu}} t_1 - \bar{c}_{p, \text{thermal, ref}} t_{\text{ref}})
 \end{aligned} \quad (4.1)$$

berechnet und ist auf den Bezug- bzw. Referenzzustand bezogen [10]. In diese Gleichung geht der Massenstrom des Thermalfluides \dot{m}_{thermal} ein. Die genaue Berechnung erfolgt über die Enthalpien h , es kann aber auch mit den Temperaturen t und den mittleren spezifischen Wärmekapazitäten \bar{c}_p gerechnet werden. Der Wärmestrom des Wärmeangebotes beschreibt die Energie, die der Anlage zur Verfügung gestellt wird. Dies entspricht z.B. bei einem Biomassekraftwerk der Energie, die in Form von Brennstoffenergie und latenter Wärme des Brennstoffs und der Luft zugeführt wird.

Bezugszustand zur generellen Beschreibung des Wärmeangebotes geothermischer Anlagen
→ 15 °C und 1,01325 bar. Bei bekanntem Standort kann die Jahresmitteltemperatur der Umgebungsluft an diesem Ort verwendet werden.

Da nun für das Kraftwerk sowohl der Nutzen in Form der elektrischen Leistung als auch das theoretische Angebot durch den Wärmestrom bekannt sind, kann der **Bruttoanlagenwirkungsgrad** berechnet werden

$$\eta_{\text{el, Anlage, brutto}} = \frac{P_{\text{el, brutto}}}{\dot{Q}_{\text{thermal, zu}}} \quad (4.2)$$

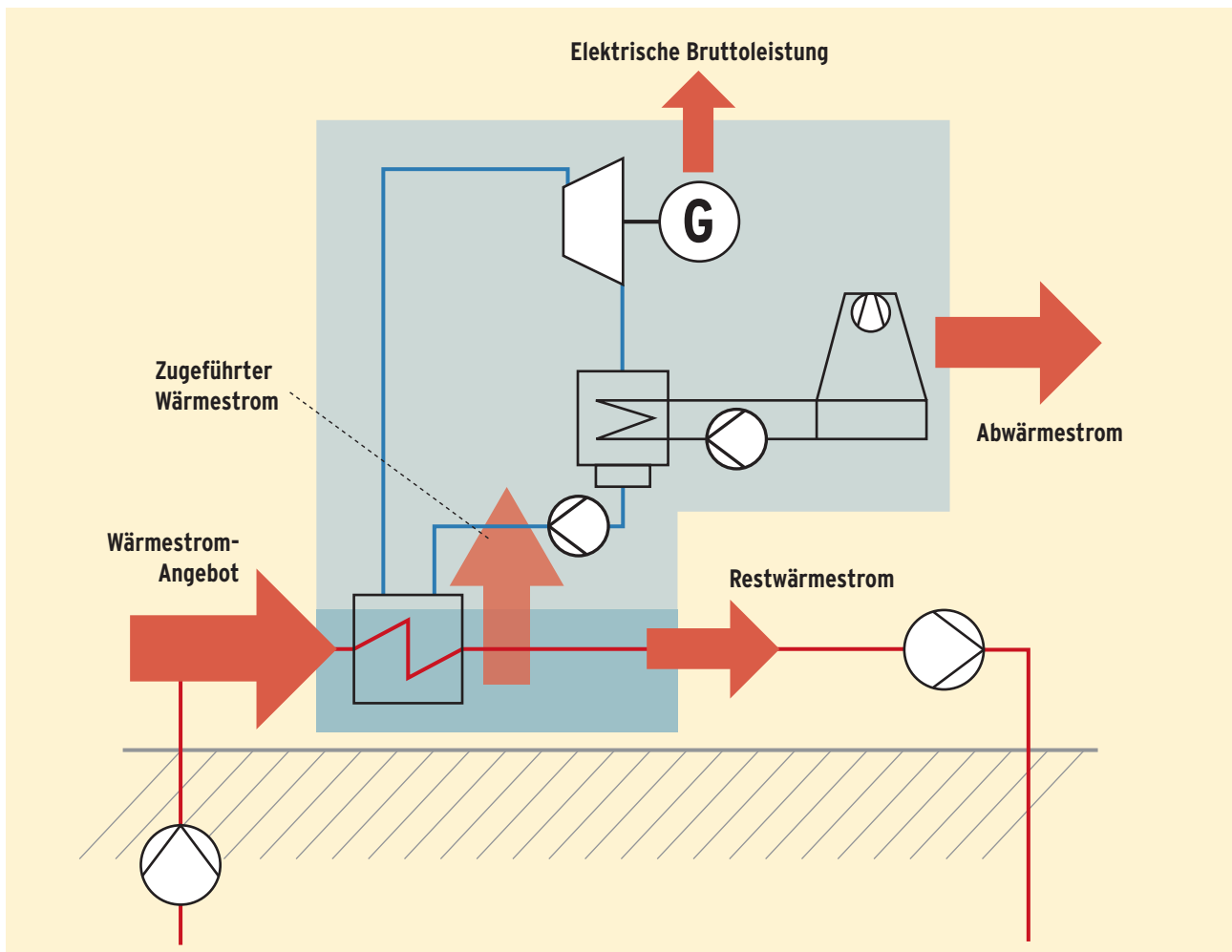


Abb. 4.1 Schematische Darstellung eines geothermischen Kraftwerkes mit Bilanzgrenzen und Leistungsgrößen zur Beschreibung des Wirkungsgrades

Von vielen Herstellern, die Kraftwerksanlagen für die geothermische Stromerzeugung bei den in Deutschland vorliegenden Bedingungen anbieten, wird häufig ein anderer Wirkungsgrad genannt – der **Prozesswirkungsgrad** oder auch der thermische Umwandlungswirkungsgrad des Kraftwerksprozesses. Dieser ist deutlich höher als der oben beschriebene Anlagenwirkungsgrad, da als Wärmeangebot nicht das gesamte Angebot des Thermalfluids in die Berechnung eingeht, sondern nur der Wärmestrom, der von diesem tatsächlich an den Kraftwerksprozess übertragen wird. Dieser Wärmestrom ist deutlich kleiner, da wie bei allen technischen Prozessen das theoretische Maximum nicht erreicht werden kann. Der an den Kraftwerksprozess übertragene Wärmestrom ist die Differenz aus dem eingehenden und dem ausgehenden Wärmestrom. Für den Prozesswirkungsgrad ergibt sich die Berechnung nach

$$\eta_{\text{el,Prozess,brutto}} = \frac{P_{\text{el,brutto}}}{\dot{Q}_{\text{thermal,zu}} - \dot{Q}_{\text{thermal,ab}}} \quad (4.3)$$

Der ausgehende Wärmestrom wird bei der abschließlichen geothermischen Stromerzeugung mit

dem Thermalfluid wieder in den Untergrund eingebracht. Liegt noch ein ausreichend hohes Temperaturniveau zur weiteren Nutzung vor, kann dem Thermalfluid in einem Heizwerk ein weiterer Wärmestrom entzogen werden.

Das Verhältnis von Anlagenwirkungsgrad und Prozesswirkungsgrad ist der **Auskühlungsgrad** des Thermalfluids

$$\eta_{\text{thermal,aus}} = \frac{\dot{Q}_{\text{thermal,zu}} - \dot{Q}_{\text{thermal,ab}}}{\dot{Q}_{\text{thermal,zu}}} \quad (4.4)$$

Dieser gibt an, welcher Anteil des mit der Bezugstemperatur definierten Wärmestromangebotes an den Kraftwerksprozess übertragen wird. Diese drei Wirkungsgrade sind miteinander verbunden und der Anlagenwirkungsgrad lässt sich durch

$$\eta_{\text{el,Anlage,brutto}} = \eta_{\text{el,Anlage,aus}} \eta_{\text{el,Prozess,brutto}} \quad (4.5)$$

beschreiben. Wäre bei einem Standort die Auskühlung festgelegt, würde der Vergleich der Prozesswirkungsgrade verschiedener Kraftwerkstechnologien

für einen energetischen Vergleich ausreichen. Da aber jeder Kraftwerksprozess zu einer anderen Auskühlung führt und die Höhe der Auskühlung sich bei bestimmten Technologien deutlich unterscheidet, muss die Auskühlung berücksichtigt werden. Der Prozesswirkungsgrad allein liefert keine Aussagen, die eine Gegenüberstellung und Beurteilung unterschiedlicher Prozesse ermöglicht. Als Vergleichsgröße verschiedener Technologien muss daher der Anlagenwirkungsgrad herangezogen werden. Bei den Unterschieden zwischen Prozess- und Anlagenwirkungsgrad zeigen sich sehr deutlich die Einflüsse der dabei jeweils zugrunde liegenden, unterschiedlichen Bilanzgrenzen.

Der Prozesswirkungsgrad allein ist nicht für einen Technologievergleich geeignet und liefert keine Aussage über die Effizienz der Gesamtanlage.

Die beschriebenen Bruttowirkungsgrade erlauben zwar eine erste Aussage über die Prozess- und Anlagengüte und gehen bei der derzeitigen Brutto-Vergütung durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auch direkt in die Wirtschaftlichkeitsberechnung ein; eine genaue Aussage über die energetische Effizienz der gesamten Anlage ist aber erst durch die Nettowirkungsgrade möglich. Für den Übergang von Brutto- zu Nettowirkungsgraden, ist die Berücksichtigung aller elektrischen Verbraucher der Anlage erforderlich. Dabei kann und sollte zwischen Verbrauchern innerhalb unterschiedlicher Bilanzgrenzen unterschieden werden. Dabei gibt es

- die elektrischen Verbraucher innerhalb des Kraftwerkes, zu denen auch die Verbraucher des Kühlsystems gezählt werden sollten, und
- die elektrischen Verbraucher im Thermalfluidkreislauf.

Diese Trennung ist sinnvoll, da der elektrische Bedarf der Verbraucher im Kraftwerk annähernd linear mit der Kraftwerksgröße zunimmt. Der Bedarf der Verbraucher im Thermalsystem hingegen zeigt ein deutlich anderes Verhalten in Abhängigkeit von den Randbedingungen des Thermalfluidstromes.

Bei Berücksichtigung des Eigenbedarfs der Verbraucher im Kraftwerksprozess ergibt sich für den **Anlagenwirkungsgrad mit der Prozessnettoleistung**

$$\begin{aligned} \eta_{\text{el,Anlage,Prozess,netto}} &= \frac{P_{\text{el,brutto}} - P_{\text{el,Prozess,eigen}}}{\dot{Q}_{\text{thermal,zu}}} \\ &= \eta_{\text{thermal,aus}} \eta_{\text{el,Prozess,netto}} \end{aligned} \quad (4.6)$$

Dieser beinhaltet nicht die Verbraucher im Thermalsystem. Der darin enthaltene **Prozessnettowirkungsgrad** wird analog zum Prozessbruttowirkungsgrad durch

$$\eta_{\text{el,Prozess,netto}} = \frac{P_{\text{el,Prozess,netto}}}{\dot{Q}_{\text{thermal,zu}} - \dot{Q}_{\text{thermal,ab}}} = \frac{P_{\text{el,brutto}} - P_{\text{el,Prozess,eigen}}}{\dot{Q}_{\text{thermal,zu}} - \dot{Q}_{\text{thermal,ab}}} \quad (4.7)$$

ermittelt. Für den Auskühlungsgrad ergibt sich keine Änderung durch die Berücksichtigung des Eigenbedarfs. Zu den großen Verbrauchern innerhalb des Kraftwerkes, die bei diesen beiden Wirkungsgraden mit ihrer erforderlichen elektrischen Antriebsleistung eingehen, gehören

- die Antriebe der Speisepumpen und ggf. der Kondensatpumpen des Kraftwerksprozesses,
- Antriebe für eventuell erforderliche Pumpen im Kühlwasserkreislauf und
- die Elektromotoren zum Antrieb der Ventilatoren im Kühlsystem.

Für die Gesamtbetrachtung eines geothermischen Kraftwerkes müssen aber auch die Verbraucher im Thermalfluidsystem berücksichtigt werden, da diese zwingend für den Betrieb der Anlage erforderlich sind und erheblich zum elektrischen Eigenbedarf der Anlage beitragen. Im Thermalfluidsystem gehören zu den wesentlichen Verbrauchern

- der elektrische Antrieb der Förderpumpe sowie
- der Antrieb einer ggf. notwendigen Injektionspumpe.

Werden diese Verbraucher ebenfalls bei der Berechnung der Wirkungsgrade einbezogen, kann schlussendlich der **Nettoanlagenwirkungsgrad**

$$\eta_{\text{el,Anlage,netto}} = \frac{P_{\text{el,brutto}} - P_{\text{el,Prozess,eigen}} - P_{\text{el,thermal,eigen}}}{\dot{Q}_{\text{thermal,zu}}} \quad (4.8)$$

bestimmt werden. Hier einen Prozesswirkungsgrad unter Berücksichtigung der Pumpen im Thermalfluidkreislauf zu definieren, ist wenig sinnvoll, da es sich um sehr unterschiedliche Bilanzsysteme handeln würde. Erst der Nettoanlagenwirkungsgrad beschreibt die Effizienz der Gesamtanlage abzüglich aller erforderlichen Antriebsleistungen im Verhältnis zum Wärmeangebot.

4.1.2 Nutzungsgrade für die kombinierte Erzeugung von Strom und Wärme

Wird nicht nur die geothermische Stromerzeugung, sondern zusätzlich auch die Wärmeerzeugung betrachtet (siehe Abbildung 3.7), reichen die in Abschnitt 4.1.1 erläuterten Wirkungsgrade und die Auskühlung durch das Kraftwerk zur Beschreibung des Systems nicht mehr aus. Es werden zusätzlich Kennzahlen zur Beschreibung des Heizwerkes benötigt. Da es sich hier um eine Wärmenutzung handelt, wird von Nutzungsgraden gesprochen.

Analog zum Auskühlungsgrad des Kraftwerkes kann somit speziell ein **Auskühlungsgrad des Heizwerkes** definiert werden

$$\alpha_{\text{HW}} = \frac{\dot{Q}_{\text{Nutz,HW}}}{\dot{Q}_{\text{thermal,zu,HW}}} \quad (4.9)$$

Sollen die Stromerzeugung aus dem Kraftwerk und die Wärmeerzeugung des Heizwerkes in einer Kennzahl berücksichtigt werden, kann dies durch den **Nutzungsgrad beider Anlagen**

$$\omega_{\text{Anlage}} = \frac{P_{\text{el,brutto}} - P_{\text{el,Prozess,eigen}} - P_{\text{el,thermal,eigen}} + \dot{Q}_{\text{Nutz,HW}}}{\dot{Q}_{\text{thermal,zu}}} \quad (4.10)$$

erfolgen. Diese Definition richtet sich nach dem Vorgehen der VDI-Richtlinie 4608 [6] und beschreibt die Gesamtausnutzung der zur Verfügung stehenden geothermischen Wärme.

4.2 Grundlegende thermodynamische Kraftwerksprozesse

Energie kann nicht erzeugt, sondern lediglich von einer in eine andere Energieform umgewandelt werden. Dies wird im ersten Hauptsatz der Thermodynamik beschrieben. Zur Energieumwandlung können in einem Kraftwerk verschiedene thermodynamische Prozesse eingesetzt werden. So liegt z. B. der Energieumwandlung in einem Gasturbinenkraftwerk ein anderer thermodynamischer Prozess zugrunde als der in einem fossil- oder biomasse befeuerten Dampfkraftwerk. Abgesehen von Kraftwerken mit Verbrennungskraftmaschinen handelt es sich bei den meisten kraftwerkstechnischen Anlagen um Wärmekraftwerke, bei denen auf verschiedenste Arten aus einer Primärenergie zunächst thermische Energie bereitgestellt wird. Diese wird zur Generierung von Wellenarbeit und anschließend von elektrischer Arbeit in einem Generator genutzt. Die Ausnahme bilden Brennstoffzellen, welche die chemische Energie direkt in elektrische umwandeln. Auch die Nutzung solarer Strahlungsenergie in Solarzellen benötigt keine Wärmekraftmaschine. Diese sind jedoch hinsichtlich ihrer Wirkungsgrade zurzeit noch stark limitiert.

Der höchste und darüber hinaus nur theoretisch erreichbare Wirkungsgrad eines Prozesses zur Nutzung thermischer Energie ist der Carnot-Faktor. Prozesse, die diesen Wirkungsgrad bei umkehrbarer (reversibler) Prozessführung theoretisch erreichen könnten, wären der Carnot- und der Stirling-Prozess. Es gibt jedoch aufgrund der Irreversibilität durch die unvermeidbar auftretenden Verluste keine technische Umsetzung, die diesen Wirkungsgrad erreichen kann. Somit stellen der Carnot-Faktor und der Carnot-Prozess das theoretische, real nicht erreichbare Maxi-

imum der Umwandlung dar. Für die Stromerzeugung aus tiefer Geothermie in Deutschland kommen aufgrund der niedrigen Temperaturen nur indirekte (binäre) Kraftwerksprozesse in Frage (vgl. Abschnitt 4.4). Theoretisch stehen auch hierfür verschiedene Prozessstypen zur Verfügung. Es zeigt sich jedoch, dass im Hinblick auf die Effizienz der Stromerzeugung Dampfkraftprozesse, die auch als Clausius-Rankine-Prozesse bekannt sind, deutlich besser geeignet sind als z. B. Stirling- oder Joule-Prozesse. Im folgenden Abschnitt werden daher die grundlegenden Besonderheiten des Carnot-Prozesses und anschließend des Clausius-Rankine-Prozesses erläutert.

4.2.1 Carnot-Prozess und Carnot-Faktor - das theoretische Maximum der thermischen Energieumwandlung

Steht zur weiteren Nutzung und zur Energieumwandlung in irgendeiner Art und Weise ein Wärmestrom zur Verfügung, so ist dessen Nutz- bzw. Wandelbarkeit durch die Grenzen der Physik eingeschränkt. Diese Grenzen drücken sich in den beiden Hauptsätzen der Thermodynamik aus. Es gilt die Energieerhaltung und die Tatsache, dass nur ein Teil des Wärmestroms in elektrische Energie umgewandelt werden kann. Der Rest fällt als Abwärme an und muss an die Umgebung abgeführt werden.

Nicolas Léonard Sadi Carnot hat im Jahr 1824 einen theoretischen Kreisprozess vorgeschlagen, der zwischen zwei Temperaturniveaus arbeitet und als reversibler (umkehrbarer) Prozess genau den höchst möglichen Wirkungsgrad aufweisen würde. Dieser Prozess würde einen Wärmestrom bei einer konstanten hohen Temperatur aufnehmen (zwischen 2 und 3) und einen Wärmestrom bei einer konstanten niedri-

Quelle: IET

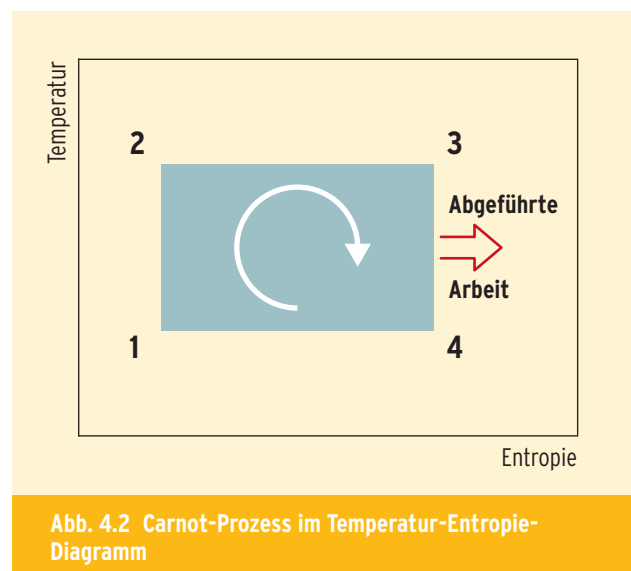


Abb. 4.2 Carnot-Prozess im Temperatur-Entropie-Diagramm

gen Temperatur (zwischen 4 und 1) abgeben. In einem Temperatur-Entropie-Diagramm (vgl. Abbildung 4.2) ergibt sich ein Rechteck, dessen Fläche die erzielbare Arbeit widerspiegelt. Die Entropie spiegelt dabei die Unordnung des Systems wider. Da bei der Energieumwandlung die Unordnung unausweichlich immer größer wird, muss, um in einem Kreisprozess den Ausgangszustand wieder erreichen zu können, ein Wärmestrom und mit diesem auch ein Entropiestrom auf einem niedrigen Temperaturniveau abgeführt werden.

Abgesehen von der Tatsache, dass realisierte technische Prozesse nicht reversibel sind, gibt es keine technische Umsetzung des Carnot-Prozesses. Dennoch eignet er sich als theoretisches Vergleichsmaß für viele andere Prozesse und Anwendungen, um deren Güte anzugeben oder eine erste Abschätzung zu liefern.

Die Physik gibt die Energieerhaltung und die Grenzen der Energieumwandlung vor.

→ 1. und 2. Hauptsatz der Thermodynamik

Hierfür kann der Wirkungsgrad des Carnot-Prozesses herangezogen werden. Dieser Wirkungsgrad, der auch als Carnot-Faktor bezeichnet wird, wurde einige Jahre nach der Beschreibung des Prozesses durch Carnot von Clausius Rankine hergeleitet [8]. Nur die Temperaturen der Wärmequelle T_1 und die der Wärmesenke T_0 gehen in die Berechnung des Carnot-Faktors ein

$$\eta_{\text{Carnot}} = 1 - \frac{T_0}{T_1} \quad (4.11)$$

Die Berechnung des Carnot-Faktors muss mit Temperaturen in der Einheit Kelvin (K) durchgeführt werden! Hier gilt: Temperatur in Kelvin (K) = Temperatur (in °C) + 273,15 K.

Somit kann durch die Berücksichtigung von lediglich zwei Temperaturen ein theoretischer, maximaler Wirkungsgrad für Prozesse in Wärmekraftwerken ermittelt werden. Wird der Carnot-Faktor zur Berechnung des Maximums bei geothermischen Kraftwerksprozessen verwendet, ist darauf zu achten, dass dieser nicht das Maximum des Anlagenwirkungsgrades, sondern das Maximum für den thermischen Prozesswirkungsgrad (vgl. Gleichung 4.3) darstellt. Darüber hinaus treten immer Verluste auf und der realisierbare Prozess ist irreversibel, wodurch der realisierbare Prozesswirkungsgrad stets unterhalb des Carnot-Faktors liegt.

Da bei den meisten Wärmequellen die Abgabe eines Wärmestromes nicht bei gleichbleibender Temperatur, sondern durch eine Auskühlung der Wärmequelle vonstatten geht, muss dies in geeigneter Weise für

Abschätzungen mittels des Carnot-Faktors berücksichtigt werden. Würde dieser mit der maximal auftretenden Temperatur berechnet werden, würde die Abkühlung der Wärmequelle vernachlässigt werden und der berechnete Wert läge für eine Abschätzung deutlich zu hoch. Dies wird z.B. bei der Betrachtung eines mit Steinkohle befeuerten Dampfkraftwerkes deutlich. Die höchste auftretende Temperatur liegt durch die Verbrennung bei ca. 1.500 °C (ca. 1.773 K). Könnte die Abwärme bei Umgebungsbedingungen von 20 °C (293,15 K) abgeführt werden, ergäbe sich ein Carnot-Faktor von 83 %. Wird aber berücksichtigt, dass die eigentliche Wärmezufuhr auf die Wasserdampfseite des Kraftwerksprozesses bei Temperaturen des Wassers bzw. des Dampfes zwischen 300 °C und 600 °C erfolgt, ergibt sich eine mittlere Temperatur der Wärmezufuhr, die bei etwa 450 °C und damit nur noch bei ca. 720 K liegt. Der Carnot-Faktor, der mit dieser mittleren Temperatur der Wärmezufuhr berechnet werden kann, liegt nun bei etwa 60 %. Die Wirkungsgrade, die real in solchen Kraftwerken erreicht werden können, liegen bei 46 % netto und ca. 51 % brutto. Es zeigt sich also deutlich, dass der Carnot-Wirkungsgrad nicht erreicht wird, mit der mittleren Temperatur der Wärmezufuhr berechnet jedoch einen Anhaltswert für die Größenordnung des erreichbaren Wirkungsgrades liefern kann.

In Abbildung 4.3 ist über der mittleren Temperatur der Wärmezufuhr der Verlauf des Carnot-Faktors dargestellt. Der Verlauf ist für eine Temperatur der Wärmeabfuhr von 300 K (ca. 27 °C) gültig. Es zeigt sich eine deutliche Abhängigkeit des Carnot-Faktors von der Temperatur der Wärmezufuhr. Als Beispiele für ausgeführte Kraftwerksprozesse sind die Wirkungsgrade für ein modernes Gas und Dampf-Kombikraftwerk und ein Steinkohle Dampfkraftwerk über der jeweils mittleren Temperatur der Wärmezufuhr eingetragen.

Bei der geothermischen Stromerzeugung stehen in Deutschland für die Wärmezufuhr geringere Temperaturen zur Verfügung. Da auch die Wärmezufuhr nicht bei einer konstanten Temperatur erfolgt, muss ebenfalls die mittlere Temperatur der Wärmezufuhr berücksichtigt werden⁷⁾. Die Werte der zugehörigen

⁷⁾ Zum Teil wird die Verwendung von Dreiecksprozessen als Vergleichsmaß für Prozesse mit sensiblen Wärmequellen (fühlbare Wärme, d.h. Abkühlung eines Wärmeträgers) vorgeschlagen. Dies würde fast alle heute eingesetzten Prozesse zur thermischen Umwandlung in der Kraftwerkstechnik betreffen. Durch die Berücksichtigung der mittleren Temperatur der Wärmezufuhr bei der Berechnung des Carnot-Faktors wird jedoch das gleiche Ergebnis erzielt. Es kann somit auf die Verwendung von Dreiecksprozessen verzichtet werden. Dies hat sich in allen Bereichen der Kraftwerkstechnik weitgehend etabliert.

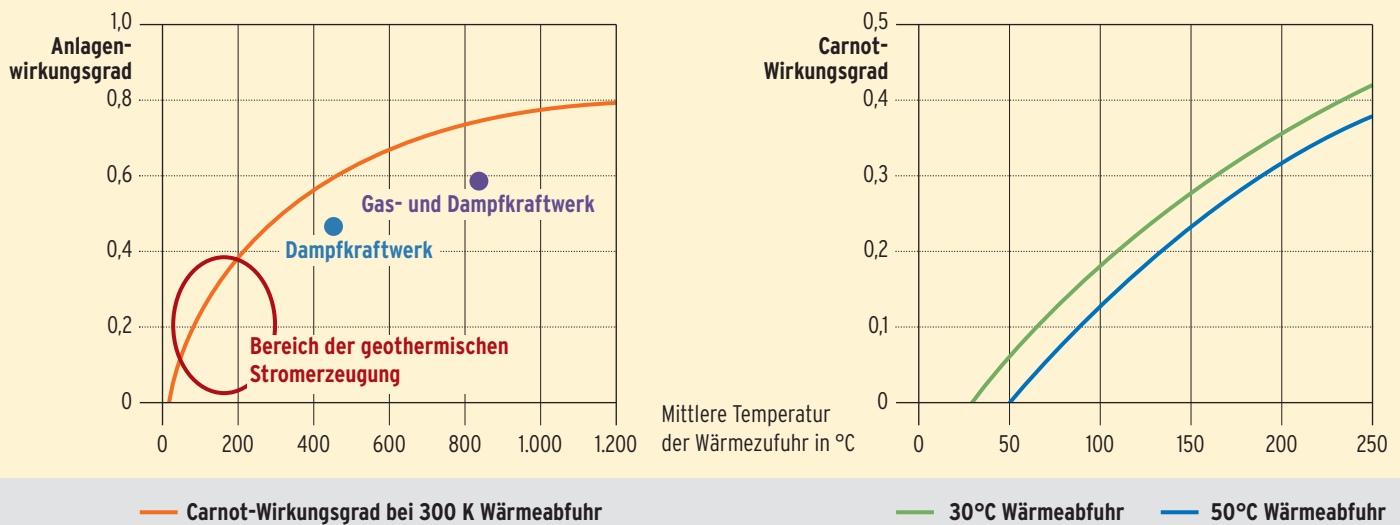


Abb. 4.3 Carnot Faktor und beispielhafte Kraftwerkswirkungsgrade über der mittleren Temperatur der Wärmezufuhr

Carnot-Faktoren liegen daher deutlich unter denen konventioneller Kraftwerksanlagen. Hieraus ergibt sich neben der Erschließung und der Handhabung des Thermalfluids auch eine thermodynamische Herausforderung bei der Gestaltung und Umsetzung der Kraftwerksprozesse. Für den Bereich der bei der Geothermienutzung auftretenden Temperaturen ist im rechten Teil der Abbildung zusätzlich die Abhängigkeit des Carnot-Faktors von der Temperatur der Wärmesenke dargestellt. Da der Carnot-Faktor bereits gering ist, zeigt sich dieser Einfluss zusätzlich sehr deutlich. Mit dem Wissen, dass die bei der geothermischen Stromerzeugung realisierbaren Prozesswirkungsgrade unter denen des Carnot-Faktors liegen müssen, kann mit der Kenntnis der maximalen Temperatur des Thermalfluids, dessen zulässiger und technisch möglicher Auskühlung sowie der Temperatur der Wärmesenke eine schnelle, erste Abschätzung für den Prozesswirkungsgrad vorgenommen werden.

4.2.2 Dampfkraftprozess - Clausius-Rankine-Prozess - der Basisprozess der verfügbaren Kraftwerkstechnologien

Der Clausius-Rankine-Prozess ist für die Gestaltung des Kraftwerksprozesses zur geothermischen Stromerzeugung unter den in Deutschland vorliegenden Bedingungen ein wichtiger Kreisprozess. Im Gegensatz zum Carnot-Prozess, der eine erste Abschätzung des maximal möglichen Prozesswirkungsgrades liefern kann, ist der Clausius-Rankine-Prozess der Basisprozess der verfügbaren Technologien. So wie der Carnot-Prozess und dessen Wirkungsgrad nicht erreicht werden können, ist auch der Clausius-Rankine-Prozess ein idealer Vergleichsprozess.

In Abbildung 4.4 sind die Zustandsänderungen eines Clausius-Rankine-Prozesses schematisch in einem Temperatur-Entropie-Diagramm dargestellt. Zwischen den Zuständen 1 und 2 wird der Druck eines flüssigen Arbeitsfluids i. d. R. mit Hilfe einer Pumpe erhöht. Danach erfolgt von 2 nach 3 die Vorwärmung des Mediums durch eine Wärmequelle, von 3 nach 4 findet die Verdampfung durch die weitere Wärmezufuhr statt. Es erfolgt dadurch ein Phasenwechsel des Arbeitsfluids von flüssig nach gasförmig. Wird also z. B. Wasser als Arbeitsfluid verwendet, ist dieses zwischen 1 und 3 flüssig, zwischen 3 und 4 siedet es und zwischen 4 und 5 wird der so entstandene Dampf überhitzt. Diese weitere Überhitzung von 4 nach 5 ist optional und kann sowohl bei Wasser als auch bei anderen als Arbeitsfluid gewählten Stoffen ggf. entfallen.

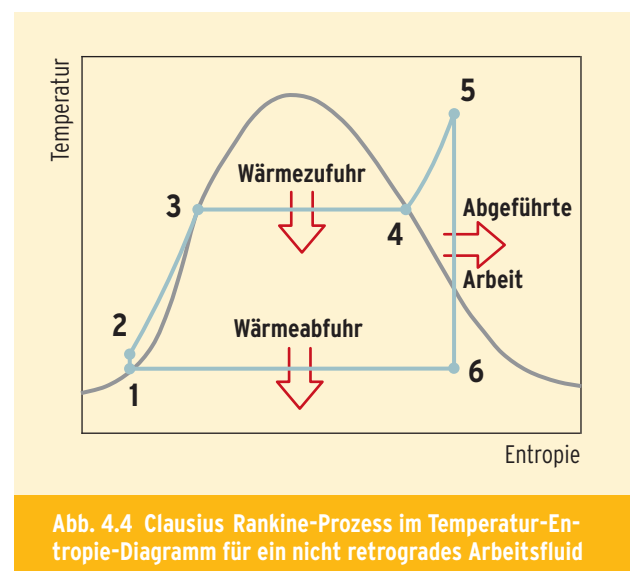


Abb. 4.4 Clausius Rankine-Prozess im Temperatur-Entropie-Diagramm für ein nicht retrogrades Arbeitsfluid

Zwischen 5 und 6 erfolgt bei diesem Beispiel eine isentrope Entspannung des Dampfes. Dadurch kann mechanische Arbeit an einer Welle erzeugt werden – hier fällt der Nutzen dieses Prozesses an. Um den Prozess zu schließen, ist wie beim Carnot-Prozess die Wärmeabfuhr erforderlich. Beim Clausius-Rankine-Prozess ist dies bei der Zustandsänderung von 6 zurück zu 1 mit einem Wechsel des Aggregatzustandes von (weitgehend) dampfförmig zu flüssig verbunden. Der Clausius-Rankine-Prozess ist, umgesetzt als Wasser-Dampf-Prozess, in vielen Bereichen der Energietechnik verbreitet. Dazu gehören fossil- und biomassesebefeuerte Dampfkraftwerke, aber auch die Dampfkraftprozesse in Kernkraftwerken und bei der Abhitzenutzung von Gasturbinen in Gas-und-Dampfkraftwerken. Gleichzeitig ist er der Basis-Kraftwerksprozess für die in Deutschland geeigneten Technologien zur geothermischen Stromerzeugung. Zu diesen gehören u. a. der Organic-Rankine-Cycle (ORC) und Kalina-Cycle (KC). Diese werden hinsichtlich ihrer Besonderheiten in Abschnitt 4.4 ausführlich behandelt.

Als wesentliche Bauteile werden für die technische Realisierung dieser Prozesse eine Speisepumpe zur Druckerhöhung, Wärmeübertrager zur Wärmezufuhr (Vorwärmer, Verdampfer, ggf. Überhitzer) und Wärmeübertrager zur Wärmeabfuhr (Kondensator) benötigt. Die Entspannung des Arbeitsfluids, bei der die mechanische Arbeit erzeugt wird, kann in einer Turbine oder in Expansionsmaschinen anderer Bauart wie z. B. Kolben- oder Schraubenexpandern erfolgen. Bei großen Anlagen werden üblicherweise Turbinen eingesetzt. Soll elektrische Arbeit erzeugt werden, ist zusätzlich ein Generator erforderlich.

4.3 Kühlsysteme

Für alle thermischen Kraftwerksprozesse werden Kühleinrichtungen benötigt. Diese sind erforderlich, da zum Schließen des thermischen Prozesses Wärme auf einem Temperaturniveau, das möglichst nahe an der jeweiligen Umgebungstemperatur liegen sollte, abgeführt werden muss (vgl. Abschnitt 4.2). Durch eine niedrige Temperatur der Wärmeabfuhr können unnötig hohe Abwärmeverluste aus dem Kraftwerksprozess vermieden werden, und es kann ein hoher Gesamtanlagenwirkungsgrad erreicht werden (vgl. Abschnitt 4). Da die Temperatur der Wärmezufuhr zur Anhebung des Wirkungsgrades i. d. R. nicht beeinflusst werden kann, da diese durch die Wärmequelle vorgegeben wird, bleibt nur, den Wirkungsgrad durch eine niedrige Temperatur der Wärmeabfuhr anzuheben. Hierfür ist ein entsprechend optimiertes Kühlsystem zum Erreichen einer niedrigen Kondensationstemperatur erforderlich.

Gerade bei der Stromerzeugung aus geothermischer Wärme, welche nur eine niedrige Temperatur aufweist, ist der Anlagenwirkungsgrad aufgrund der Grenzen der Thermodynamik durch nicht allzu hohe Werte begrenzt (vgl. Abschnitt 4.2.1). Dies zeigt sich sehr deutlich bei den erreichbaren Carnot-Faktoren. Darüber hinaus sind die anfallenden Abwärmemengen im Verhältnis zur erzeugten elektrischen Bruttoleistung des Kraftwerkes bei der geothermischen Stromerzeugung aufgrund der niedrigen Wirkungsgrade sehr hoch. Daher ist die Optimierung und technische sowie ökonomische Ausführung einer an den Kraftwerksprozess angepassten Kühleinrichtung bei diesen Anlagen besonders wichtig.

Durch die bei der geothermischen Stromerzeugung in Deutschland erreichbaren geringen Anlagengrößen ergeben sich gegenüber der Optimierung von großen z. B. fossil befeuerten Kraftwerken insgesamt etwas andere Randbedingungen. Dies kann dazu führen, dass in einigen Fällen bei der geothermischen Stromerzeugung Kühltechnologien sinnvoll eingesetzt werden, die für große Kraftwerksanlagen in Deutschland energetisch und wirtschaftlich nicht vorteilhaft sind.

Das energetisch und vor allem wirtschaftlich optimale Kühlsystem ist von den Umgebungsbedingungen und von der anfallenden Abwärmemenge abhängig. Daher sind bei kleinen und mittleren Anlagengrößen andere Kühlsysteme optimal geeignet als bei großen z. B. fossil befeuerten Kraftwerken. Zu den mittleren Anlagengrößen gehören u. a. Biomassekraftwerke. Bei geothermischen Kraftwerken in Deutschland liegen noch einmal etwas andere Randbedingungen vor.

Bei den Kühleinrichtungen kommen prinzipiell verschiedene Verfahren zum Einsatz. Es kann dabei zum einen nach Art des Kühlmediums zwischen

- nassen und
 - trockenen Verfahren
- und zum anderen nach der Ausführung des Kühlsystems hinsichtlich
- direkten oder
 - indirekten Kühlverfahren
- unterschieden werden.

Durch diese Einordnungen ergibt sich eine Vielzahl an verschiedenen Kombinationen, die es ermöglichen, bestehende und mögliche Kühlsysteme zu beschreiben. Direkte Kühlverfahren zeichnen sich dadurch aus, dass das Prozessmedium ohne weitere Zwischenkreisläufe durch ein Medium der Umgebung gekühlt wird. Dies kann Luft oder Wasser sein. Indirekte Kühlverfahren benötigen einen separaten Kühlwasserkreislauf, der den Abwärmestrom des Kraftwerksprozesses im Kondensator aufnimmt.

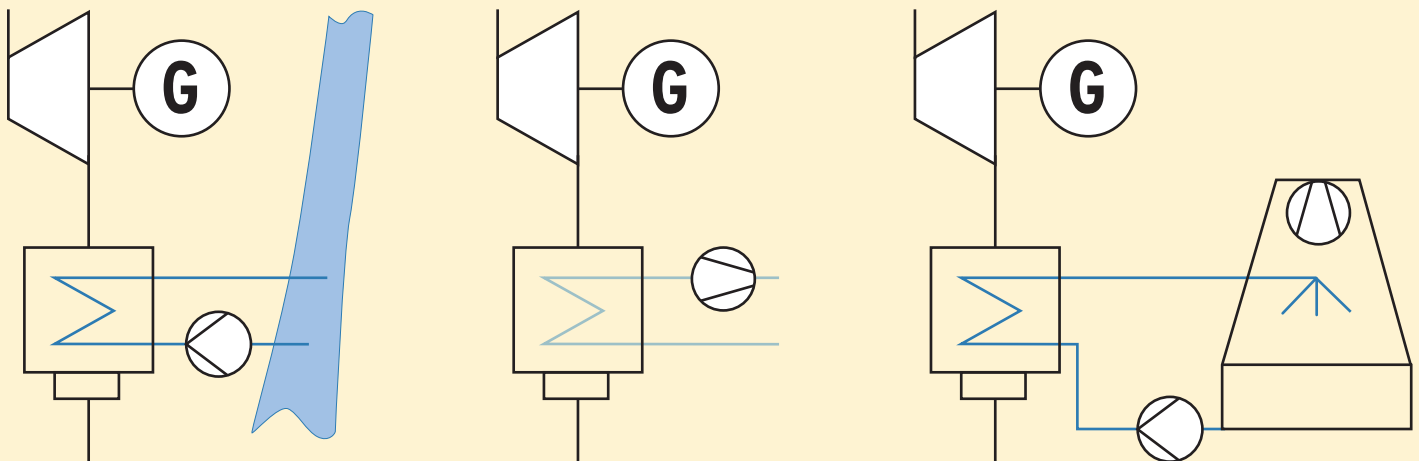


Abb. 4.5 Schema der Kühlsysteme; links: Durchlaufkühlung; Mitte: Luftkondensator; rechts: indirekte Kühlung mit Kühlturm

Die eigentliche Wärmeabgabe an die Umgebung erfolgt erst anschließend z. B. über einen Kühlturm. Im Folgenden werden drei der hauptsächlich für die geothermische Stromerzeugung in Frage kommenden Kühlverfahren behandelt:

- Durchlaufkühlung (direkt – nass)
- Luftkondensator (direkt – trocken)
- Kühlung mit Kühlturm und separatem Kühlwasserkreislauf (indirekt – nass oder trocken)

Diese Kühlverfahren sind schematisch von links nach rechts in Abbildung 4.5 zu sehen.

Für die energetische Bewertung aller Verfahren ist entscheidend, welche Kondensationstemperatur in Abhängigkeit der Umgebungsbedingungen erreicht werden kann. Dabei ist für trockene Verfahren die trockene Lufttemperatur entscheidend, bei nassen Kühlverfahren hingegen entweder die Wassertemperatur eines nutzbaren Gewässers oder die Feuchtkugelttemperatur der Umgebungsluft, in die neben der Lufttemperatur auch die Luftfeuchtigkeit eingeht. Diese Kühlgrenztemperaturen können jedoch nicht erreicht werden. Es muss zusätzlich die Grädigkeit des Kühlsystems und ein Abstand zur Kühlgrenze berücksichtigt werden. Erst durch die Berücksichtigung der Gesamtgrädigkeit des Kühlsystems ergibt sich die erreichbare Kondensationstemperatur für den Kraftwerksprozess. Neben der Kondensationstemperatur ist auch der erforderliche elektrische Eigenbedarf der Kühlsysteme wichtig. Dieser unterscheidet sich zwischen den Kühlverfahren zum Teil stark und ist abhängig von der Anlagengröße.

4.3.1 Durchlaufkühlung mit Flusswasser

Zu den direkten Kühlverfahren gehört die Kühlung mit Wasser aus einem Fließgewässer, das aus dem Gewässer entnommen, mittels Pumpen durch den Kondensator des Kraftwerksprozesses gefördert und schließlich aufgewärmt wieder dem Fließgewässer zugeführt wird (vgl. Abbildung 4.5 links). Dieses Kühlverfahren wird als **direkte Flusswasserkühlung** oder auch **Durchlaufkühlung** bezeichnet.

Es ist i. d. R. die zulässige Aufwärmspanne des entnommenen Wassers, die Entnahmemenge und die maximal zulässige Temperatur des Gewässers nach dem Wiedereinleiten begrenzt. Da zusätzlich eine starke Standortabhängigkeit besteht, ist der Einsatz dieses Kühlverfahrens oft nicht oder nur schwer realisierbar. Zusätzlich sind die Genehmigungsverfahren nicht immer ganz einfach. In vielen Gebieten (Naturschutz- oder Wasserschutzgebieten) ist eine Wasserentnahme nicht möglich.

Neben der reinen Durchlaufkühlung besteht die Möglichkeit zur Einhaltung der Maximaltemperatur des wieder eingeleiteten Wassers und zur Reduzierung der Gewässertemperatur, das Wasser nach dem Kondensator durch einen Kühlturm zu leiten. In diesen Fällen wird von einer **Ablaufkühlung** gesprochen. Bei großen konventionellen Kraftwerken wird diese eingesetzt und erlaubt eine flexible Fahrweise des Kraftwerkes auch im Hochsommer. Auch bei den kleinen Anlagen zur geothermischen Stromerzeugung in Deutschland wäre eine solche Lösung theoretisch möglich. Ausschlaggebend sind hier neben der Genehmigung vor allem die Investitions- und Betriebskosten sowie der erforderliche Eigenbedarf des Kühlturms.

Bei der Durchlaufkühlung muss darüber hinaus sichergestellt werden, dass z. B. auch im Hochsommer oder in Frostperioden genügend Wasser zur Kühlung des Kraftwerkes zur Verfügung steht. Zudem müssen die Temperaturschwankungen durch saisonale Einflüsse berücksichtigt werden. Kommt es zu einem Ausfall der Kühlung, kann das Kraftwerk nicht betrieben werden. Bei der Nutzung von Wasser aus Fließgewässern muss zusätzlich auf die Schmutzfracht (z. B. das anfallende Laub in der Herbstzeit) geachtet werden. Der Kondensator muss durch entsprechende Einlaufbauwerke und Rechen geschützt werden. Es muss auch berücksichtigt werden, dass das Wasser nicht aufbereitet werden kann und es dadurch vermehrt zu Ablagerungen im Bereich des Kondensators und einer daraus resultierenden Beeinträchtigung der Wärmeübertragung kommt. Die Kondensatoren sollten daher nicht zu klein dimensioniert werden. Komponenten bei der Durchlaufkühlung, die zum elektrischen Eigenbedarf der Gesamtanlage beitragen, sind die erforderlichen Pumpen.

Bei der Durchlaufkühlung ist die erreichbare Temperatur auf der Kraftwerksprozessseite im Kondensator abhängig von der Temperatur des Wassers und der Grädigkeit im Kondensator. Es können dabei minimale Temperaturen erreicht werden, die lediglich um etwa 3 K über der Temperatur des Wassers liegen. Bei der Durchlaufkühlung sind die für die Auslegung und den Einsatz entscheidenden Faktoren:

- Ist Wasser prinzipiell vorhanden und steht es das gesamte Jahr über in ausreichender Menge zur Verfügung? (→ Standortspezifische Faktoren)
- Welche Wassertemperaturen treten im Jahresgang auf? (→ Standortspezifische Faktoren)
- Kann und darf das Wasser in entsprechender Menge und mit der erforderlichen Aufwärmung genutzt werden? (→ Gesetzlicher Rahmen und Genehmigung)

4.3.2 Kühlung mit Luftkondensatoren

Die Kühlung mit Luft in einem **Luftkondensator** gehört wie die Durchlaufkühlung zu den direkten Kühlverfahren. Die Wärmeabgabe erfolgt allerdings hierbei nicht an Wasser aus der Umgebung, sondern direkt an die Umgebungsluft. Luftkondensatoren werden häufig an Standorten eingesetzt, an denen kein oder nicht ausreichend Kühlwasser zur Verfügung steht. Es wird kein Kühlwasserkreislauf benötigt. Je nach Bauart und vor allem Anlagengröße werden Ventilatoren zur Zwangsbelüftung verwendet (vgl. Abbildung 4.5 Mitte).

Bei Luftkondensatoren stehen verschiedene Bauarten zur Verfügung, die sich hinsichtlich der Größe und des Einsatzgebietes unterscheiden. Bei größeren Kraftwerksanlagen, wie z. B. großen Biomasseverbrennungsanlagen oder Müllverbrennungsanlagen, werden die Luftkondensatoren häufig in Hausdachform ausgeführt. Bei Kohlekraftwerken können diese auch bis zu mehreren hundert MW Abwärmeleistung an die Umgebung abführen. Bei den Luftkondensatoren für geothermische Kraftwerke können die Kondensatorrohre, in denen das Arbeitsfluid kondensiert, aufgrund der geringeren Größe des Luftkondensators weitgehend waagrecht ausgeführt werden, so dass die Ventilatoren strömungstechnisch günstig oben auf die Rohre aufgesetzt werden können. Bei großen Kraftwerken ist der Einsatz von Luftkondensatoren aufgrund der erforderlichen Wärmeübertragerfläche, des Eigenbedarfs und der hohen Kondensations-temperatur energetisch und wirtschaftlich nicht sinnvoll, da sie zu erheblichen Wirkungsgradeinbußen führen. Bei kleinen und bis hin zu mittleren Anlagengrößen können Luftkondensatoren jedoch bei entsprechender Auslegung sinnvoll eingesetzt werden.

Die Ventilatoren sorgen für einen guten Wärmeübergang zwischen den Kondensatorrohren und der Umgebungsluft. Je nach Anzahl und Leistungsaufnahme der Ventilatorantriebe tragen diese jedoch zum Eigenbedarf der Gesamtanlage bei. Kühlwasserpumpen werden nicht benötigt. Eine Regelbarkeit der Ventilatoren sollte vorgesehen werden, um den elektrischen Eigenbedarf der Anlage bei unterschiedlichen Last- und Randbedingungen anpassen zu können. Bei den Ventilatoren können zur Regelung z. B. die Flügel des Laufrades verstellbar ausgeführt werden und es kann ein entsprechendes Nachleitrad verwendet werden. Bei den Antrieben ist auf eine zum Anlagenkonzept passende gute Regelung zu achten. Die Elektromotoren können z. B. polumschaltbar sein oder es kann eine stufenlose Drehzahlregelung erfolgen. Durch den Einsatz der Ventilatoren kommt es zu Geräuschemissionen. Diese sind von der strömungstechnischen Gestaltung des Luftkondensators, der Drehzahl und von dem verwendeten Antrieb abhängig. Durch zusätzliche Maßnahmen können Reduzierungen der Emissionen erreicht werden. Diese können von Wällen und Umpflanzungen bis zu baulichen Schallschutzmaßnahmen reichen. Bei vielen Luftkondensatoren bleiben die Geräuschemissionen jedoch auch ohne zusätzliche Maßnahmen unter den jeweiligen Grenzwerten der TA-Lärm⁸.

⁸ Die TA-Lärm (Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm) ist eine allgemeine Verwaltungsvorschrift der Bundesrepublik Deutschland zum Bundes-Immissionsschutzgesetz.

Da kein Kühlwasser benötigt wird, ist der Einsatz von Luftkondensatoren lediglich durch die auftretenden Lufttemperaturen beeinflusst. Bei geothermischen Kraftwerksanlagen, in denen ein Arbeitsfluid mit geringer Siedetemperatur eingesetzt wird (vgl. Abschnitt 4.4), können Luftkondensatoren im Winter geringere Kondensationstemperaturen als nasse Kühlungsarten erreichen, da es nicht zum Einfrieren des Kühlwassers kommen kann. Im Winter können die Ventilatoren von Luftkondensatoren bei diesen Anlagen bei geringeren Drehzahlen betrieben werden oder es können sogar einige Ventilatoren ganz abgeschaltet werden. Um im Sommer bei sehr hohen Außentemperaturen keine zu hohen Kondensationstemperaturen zu haben, kann der Luftstrom durch Anhebung der Drehzahl angehoben werden. Zur weiteren Optimierung von Luftkondensatoren kann zusätzlich bei hohen Außentemperaturen auch das Besprühen der Kondensatorrohre mit Wasser beitragen. In diesem Fall ist aber der Wasserbedarf bei der Auslegung der Anlage zu berücksichtigen. Es handelt sich dann nicht mehr um eine reine Trockenkühlung. Die erreichbaren Kondensationstemperaturen können dadurch im Sommer ggf. etwas abgesenkt werden.

Bei Luftkondensatoren ist die minimal erreichbare Temperatur im Kondensator auf der Prozessseite von der Grädigkeit des Kondensators und der Temperatur der trockenen Umgebungsluft abhängig. Bei diesem Kühlverfahren können bei kleinen zwangsbelüfteten Anlagen minimale Grädigkeiten von etwa 5 K erreicht werden. Die Kondensationstemperatur kann also im Minimum 5 K über der Temperatur der Umgebungsluft liegen. Werden größere Grädigkeiten realisiert, kann dies zu einer Verringerung des elektrischen Eigenbedarfs der Kühlung und der erforderlichen Fläche zur Wärmeübertragung führen. Die Abstimmung zwischen Grädigkeit und Eigenbedarf ist unter Berücksichtigung der Investitionskosten eine Frage der Optimierung der Anlage.

Bei der Kühlung mit Luftkondensatoren sind die für die Auslegung und den Einsatz entscheidenden Faktoren:

- Ist eine ausreichende Aufstellungsfläche für den Luftkondensator vorhanden? (→ Standort-spezifische Faktoren)
- Welche Temperaturen der trockenen Luft treten im Jahresgang auf? (→ Standort-spezifische Faktoren)
- Welche Geräuschemissionen sind am entsprechenden Standort zulässig? (→ Gesetzlicher Rahmen und Genehmigung)

4.3.3 Kühlsysteme mit Kühltürmen

Die indirekten **Kühlsysteme mit Kühltürmen** zeichnen sich dadurch aus, dass ein separater Kühlwasserkreislauf als Zwischenkreis erforderlich ist. Der Abwärmestrom aus dem Kraftwerksprozess wird im Kondensator zunächst auf das Kühlwasser übertragen. Dieses wird mit Hilfe von Kühlwasserpumpen in dem separaten Kühlwasserkreislauf umgewälzt. Im Kühlturm wird der Abwärmestrom vom Kühlwasser an die Umgebung abgegeben (vgl. Abbildung 4.5 rechts). Als Kühltürme können dabei prinzipiell

- Nasskühltürme,
- Trockenkühltürme oder
- Hybridkühltürme

eingesetzt werden. Bei den Nasskühltürmen wird zur Wärmeübertragung die Verdunstungskühlung genutzt. Bei Trockenkühltürmen tritt kein direkter Kontakt zwischen dem Kühlwasser und der Umgebungsluft auf. Bei den Hybridkühltürmen können unterschiedliche Ausprägungen realisiert werden, die als Basis entweder eher einem Nasskühlturm oder eher einem Trockenkühlturm ähneln. Häufiger sind die auf Nasskühltürmen basierenden Hybridkühltürme anzutreffen, die zusätzlich einige Wärmeübertragerflächen zur trockenen Kühlung integriert haben. Im anderen Fall können Trockenkühltürme, die mit einer Berieselung der Wärmeübertragerflächen mit Wasser ausgestattet sind, ebenfalls als Hybridkühltürme bezeichnet werden.

Bei großen Kraftwerken werden Kühltürme häufig als Naturzugkühltürme ausgeführt. Bei diesen wird durch die Formgebung der Kühlturmhülle und den Dichteunterschied der Luft eine entsprechende Luftströmung zur Wärmeübertragung sichergestellt. Bei speziellen Anforderungen aufgrund von standort-spezifischen Faktoren, wie einer Begrenzung der zulässigen Kühlturmhöhe oder bei Abwärmemengen, die unter ca. 200 MW liegen, kommen i. d. R. zwangsbelüftete Kühltürme zum Einsatz. Da geothermische Anlagen in Deutschland deutlich unter dieser genannten Leistung von 200 MW liegen, trifft dies auch für geothermische Kraftwerke zu. Dabei werden wie bei den Luftkondensatoren Ventilatoren eingesetzt, um den Luftstrom durch den Kühlturm zu realisieren. Somit tragen bei geothermischen Kraftwerken, die mithilfe von Kühltürmen gekühlt werden, die Kühlwasserpumpen im Kühlwasserkreislauf sowie die erforderlichen Ventilatoren zum elektrischen Eigenbedarf der Gesamtanlage bei. Eine gute strömungstechnische Gestaltung des Kühlturmes ist für einen geringen Eigenbedarf der Ventilatoren wichtig. Zudem müssen die Ventilatoren bei den Geräuschemissionen berücksichtigt werden (vgl. Abschnitt 4.3.2).



Abb. 4.6 Nasskühlturm in Unterhaching

Die minimal erreichbaren Temperaturen bei diesen indirekten Kühlsystemen sind neben der erreichbaren Grädigkeit am Kondensator, die 3 K betragen kann, abhängig von der Art und der Güte des Kühlturmes. Bei **Nasskühltürmen** ist die minimale Temperatur des Kühlwassers durch den Kühlgrenzabstand des Kühlturmes von der Feuchtkugeltemperatur der Umgebungsluft gekennzeichnet. Die Feuchtkugeltemperatur liegt aufgrund der natürlichen Luftfeuchtigkeit unterhalb der Temperatur der trockenen Luft. Bei den in Frage kommenden Nasskühltürmen können hier aufgrund der Zwangsbelüftung etwa 4 bis 5 K Kühlgrenzabstand erreicht werden. Mit der Grädigkeit des Kondensators wird somit eine Gesamtgrädigkeit zwischen Feuchtkugeltemperatur und minimaler Temperatur auf der Prozessseite im Kondensator erreicht, die 7 bis 8 K kaum unterschreiten wird.

Durch die Verdunstungskühlung kommt es zu Verlusten an Kühlwasser. Dies führt zu einer Eindickung und Anreicherung von Kühlwasserbestandteilen. Durch eine entsprechende Entnahme von Kühlwasser und den Ersatz dieser Mengen können weitgehend konstante chemische Kühlwassereigenschaften sichergestellt werden. Im Sommerbetrieb erzielen Nasskühltürme infolge ihrer Begrenzung durch die Feuchtkugeltemperatur relativ niedrige Kühlwassertemperaturen. Im Winterbetrieb muss das Einfrieren des Systems verhindert werden, sodass die dann erreichbaren Minimaltemperaturen stark begrenzt sind. Da es sich um eine Verdunstungskühlung handelt, kann es in Abhängigkeit von den Wetterverhältnissen zu Schwadenbildung aufgrund der lokal erhöhten Luftfeuchtigkeit kommen. Dies ist bei der Genehmigung solcher Anlagen zu berücksichtigen. Es besteht die Möglichkeit, die Schwadenbildung technisch zu minimieren. Dies erhöht jedoch die techni-

sche Komplexität zusätzlich und schlägt sich somit auch in den Investitionskosten nieder. Wie bei den Luftkondensatoren bestehen Möglichkeiten zum Schallschutz (vgl. Abschnitt 4.3.2). Als Beispiel ist in Abbildung 4.6 der Nasskühlturm des geothermischen Kraftwerks in Unterhaching zu sehen, der durch entsprechende Verkleidungen umgeben ist.

Bei **Trockenkühltürmen** ist ebenfalls ein Kühlgrenzabstand zwischen minimaler Kühlwassertemperatur und der Umgebungsluft zu berücksichtigen. Dieser kann bei zwangsbelüfteten Kühltürmen ebenfalls im Bereich von 4 bis 5 K liegen, wobei zu beachten ist, dass dies der Abstand zur trockenen Lufttemperatur ist. Im Sommerbetrieb sind die Kaltwassertemperaturen eines Trockenkühlturms im Vergleich zu einem Nasskühlturm deutlich erhöht. Im Winter kann dem Kühlwasser, das in einem geschlossenen Kühlwasserkreislauf geführt wird, Frostschutzmittel zugesetzt werden. Bei kleinen Anlagen, wie die zur geothermischen Stromerzeugung, sind, wie bei den Nasskühltürmen und Luftkondensatoren, Ventilatoren für die Zwangsbelüftung erforderlich. Zusätzlich sind Kühlwasserpumpen zum Umwälzen des Kühlwassers notwendig, die den Eigenbedarf der Gesamtanlage zusätzlich erhöhen. Im Vergleich zu den Nasskühltürmen und den Luftkondensatoren treten bei geothermischen Kraftwerken mit Trockenkühltürmen deutlich höhere Gesamtgrädigkeiten auf. Die aufgrund der Kühlgrenztemperatur, des Kühlgrenzabstandes und der Grädigkeit im Kondensator zwangsläufig höheren Kondensationstemperaturen führen zu einer weiteren Wirkungsgradminderung, sodass der Einsatz von Trockenkühltürmen bei geothermischen Kraftwerken energetisch nicht sinnvoll ist.

Hybridkühltürme haben als Kühlgrenztemperatur die Feuchtkugeltemperatur. Hybridverfahren, die auf Technologien von Nasskühltürmen basieren und einen offenen Kühlwasserkreislauf aufweisen, besitzen den Vorteil einer geringeren erreichbaren Kaltwassertemperatur im Sommer. Durch eine verstärkte Umschaltung auf die zusätzlichen Trockenkühlflächen im Winter kann die Problematik des Einfrierens gegenüber reinen Nasskühltürmen etwas entschärft werden. Die Neigung zur Schwadenbildung kann durch angepasste Betriebsweise vermieden werden. Auch bei diesen Kühltürmen muss das Zusatzwasser berücksichtigt werden. Die auf den Trockenkühltürmen basierende Variante der Hybridverfahren mit Berieselung erfordert den zusätzlichen Einsatz eines separaten Kühlwasserkreislaufes. Dies kann ggf. unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten eine Option für geothermische Kraftwerke sein. Da das Wasser bei dieser Anwendung gefördert und ggf. aufbereitet werden muss, ist eine saubere Bilanzierung aller Verbraucher und Verbrauchskosten für die Bewertung vorzunehmen.

Tabelle 4.1 Ungefähre Jahresmittelwerte der Lufttemperatur und der relativen Luftfeuchtigkeit aus Daten des Deutschen Wetterdienstes⁽⁹⁾ der Jahre 2003 bis 2007 berechnet

Wert	Hannover (NDB)	Schwerin (NDB)	Karlsruhe (ORG)	München (MB)
Jahresmitteltemperatur in °C	10,2	9,7	11,6	9,2
Jahresmittelwert der relativen Luftfeuchtigkeit in %	79,0	78,9	75,8	77,6

Prinzipiell lässt sich festhalten, dass bei allen Arten der Kühlung mit separatem Kühlwasserkreislauf eine zusätzliche Grädigkeit relevant ist, welche die minimal erreichbare Temperatur im Kondensator auf der Prozessseite anhebt. Beim Einsatz von nassen Kühlverfahren muss darüber hinaus berücksichtigt werden, dass es durch die Verdunstung des Kühlwassers zu einem Wasserverlust und einer Eindickung des Kühlwassers kommt. Dieser muss durch entsprechende Absalz- bzw. Abschlammungen des Kühlwassers und dem Ersatz mit neu aufbereitetem Wasser begegnet werden. Generell ist bei allen Kühlsystemen mit einem separaten Kühlwasserkreislauf eine angepasste Wasseraufbereitung notwendig. Diese kann in Form einer Enthärtung oder einer Vollentsalzung sowie der Zugabe von entsprechenden Stoffen zur Sicherstellung der chemischen Stabilität und zur Verhinderung von Ausfällungen realisiert werden. Dadurch werden während der Betriebsdauer der Anlage Ablagerungen im Kondensator begrenzt und ein guter Wärmeübergang im Kondensator und somit eine möglichst niedrige Gesamtgrädigkeit des Kühlsystems sichergestellt. Sowohl die Kosten für das Zusatzwasser als auch die der Wasseraufbereitung sind bei der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung entsprechend zu berücksichtigen.

Bei Kühlsystemen mit separatem Kühlwasserkreislauf und Nass- bzw. Hybridkühltürmen sind die für die Auslegung und den Einsatz entscheidenden Faktoren:

- Ist Wasser für das Zusatzwasser prinzipiell vorhanden? (→ Standortspezifische Faktoren)
- Welche Temperaturen der feuchten Luft (Feuchtkugeltemperatur durch Einfluss der Luftfeuchte) treten im Jahresgang auf? (→ Standortspezifische Faktoren)
- Kann und darf das Wasser aus Fließgewässern oder aus Brunnenbohrungen als Zusatzwasser entnommen werden? (→ Gesetzlicher Rahmen und Genehmigung)
- Welche Geräuschemissionen sind am Standort zulässig? (→ Gesetzlicher Rahmen und Genehmigung)
- Ist Schwadenbildung durch Verdunstung zulässig? (→ Gesetzlicher Rahmen und Genehmigung)

4.3.4 Gegenüberstellung der Kühlverfahren

Die mit einem Kühlsystem auf der Prozessseite im Kondensator minimal erreichbaren Temperaturen beeinflussen direkt den erreichbaren Bruttowirkungsgrad des Kraftwerksprozesses. Für eine Gegenüberstellung verschiedener Kühlverfahren sind abgesehen von Standortfaktoren, der Genehmigung und den Investitions- und Betriebskosten für die energetische Beurteilung folgende Aspekte wichtig:

1. die Gesamtgrädigkeit des Systems und die entsprechende Kühlgrenztemperatur sowie
2. der elektrische Eigenbedarf des Kühlsystems.

Durch die Parameter des ersten Punktes wird die minimal erreichbare Temperatur auf der Prozessseite festgelegt. Für die Annahme, dass ein kaltes Fließgewässer mit einer Temperatur von 9 °C zur Verfügung steht sowie für die Kühlung mit einem Luftkondensator und einem Nasskühlturm sind die Zusammenhänge schematisch und beispielhaft in Abbildung 4.7 dargestellt. Als Randbedingung sind dabei eine Außenlufttemperatur von 10 °C und eine relative Luftfeuchtigkeit von ca. 77 % angenommen, was zu einer Feuchtkugeltemperatur von 8 °C führt. Die angenommenen Temperaturen liegen im Bereich der in Deutschland vorkommenden Jahresmitteltemperaturen. Für ausgewählte Städte sind die aus Daten des Deutschen Wetterdienstes [14] berechneten Jahresmittelwerte in Tabelle 4.1 zu sehen.

Für die Grädigkeiten des Luftkondensators ist in Abbildung 4.7 eine Grädigkeit bzw. ein Kühlgrenzabstand von 5 K angenommen; die Grädigkeit der Kondensatoren, die mit Kühlwasser durchströmt werden, ist mit 3 K angenommen (siehe rote Flächen in der Abbildung). Für die Kühlgrenzabstände der beiden Kühlturmvarianten wird aufgrund der Zwangsbelüftung von einem geringen Wert von ebenfalls nur 4 K

⁹ Für weitere Standorte sind Daten der Lufttemperatur und Luftfeuchtigkeit auf den Webseiten des Deutschen Wetterdienstes zu finden. Aus diesen können Jahresmittelwerte oder bei Bedarf Jahresverläufe bestimmt werden. Bei bekanntem Standort sollten die dort vorliegenden meteorologischen Randbedingungen berücksichtigt werden.

ausgegangen (siehe blaue Flächen in der Abbildung). Durch die Addition der Einzelgrädigkeiten kann die Gesamtgrädigkeit und dadurch die untere Grenze der minimal erreichbaren Temperatur des Arbeitsfluids beschrieben werden. Bei größeren Grädigkeiten und Kühlgrenzabständen können sich höhere minimale Prozesstemperaturen (hellroter Bereich) einstellen. Diese Änderungen hin zu einer höheren minimal erreichbaren Prozesstemperatur können sowohl in der Auslegung als auch während des Kraftwerksbetriebes, z.B. durch eine Verschlechterung des Wärmeüberganges durch Verschmutzung der Wärmeübertragerflächen, erfolgen.

Diese sehr geringen Kühlgrenzabstände und Grädigkeiten führen zu dem Fall, dass der Luftkondensator und der Nasskühlturm die gleiche minimale Prozesstemperatur erreichen. Durch eine Änderung der Kühlgrenzabstände oder der Grädigkeit kann sich dies schnell verschieben. Diese beiden Systeme müssen demnach thermodynamisch immer vor dem Hintergrund der Umgebungsbedingungen über das Jahr und der Auslegungsbedingungen hinsichtlich der Kondensatorgrädigkeit und des Kühlgrenzabstandes betrachtet werden.

Im unteren Bereich der Abbildung ist zusätzlich dargestellt, welche Eigenverbraucher die jeweiligen Systeme bei den Anlagengrößen für geothermische

Kraftwerke in Deutschland benötigen. Dies ist nicht als absolutes Kriterium zu sehen, soll aber einen Anhaltspunkt geben, auf welche Verbraucher bei der Gesamtoptimierung geachtet werden muss. Die Auswahl eines Kühlsystems ist immer eine Frage des Standortes, der energetischen und wirtschaftlichen Optimierung und der Genehmigungsauflagen und muss über den gesamten Betriebszeitraum des Kraftwerkes eine hohe Verfügbarkeit sicherstellen.

4.4 Spezielle Technologievarianten für binäre geothermische Kraftwerke

Nachdem in den vorangegangenen Teilabschnitten die Grundlagen von Vergleichsprozessen und die grundlegenden Zusammenhänge der Kühlsysteme erläutert wurden, folgt nun die Betrachtung der eigentlichen Kraftwerksprozesse. Hier wird zunächst eine Übersicht über mögliche Kraftwerksprozesse gegeben. Dabei wird auf die besonderen Anforderungen durch die Randbedingungen der Geothermienutzung in Deutschland eingegangen und es werden zwei Eigenschaften der Prozessmedien sowie die derzeit eingesetzten Kraftwerksprozessstypen beschrieben.

Quelle: IET

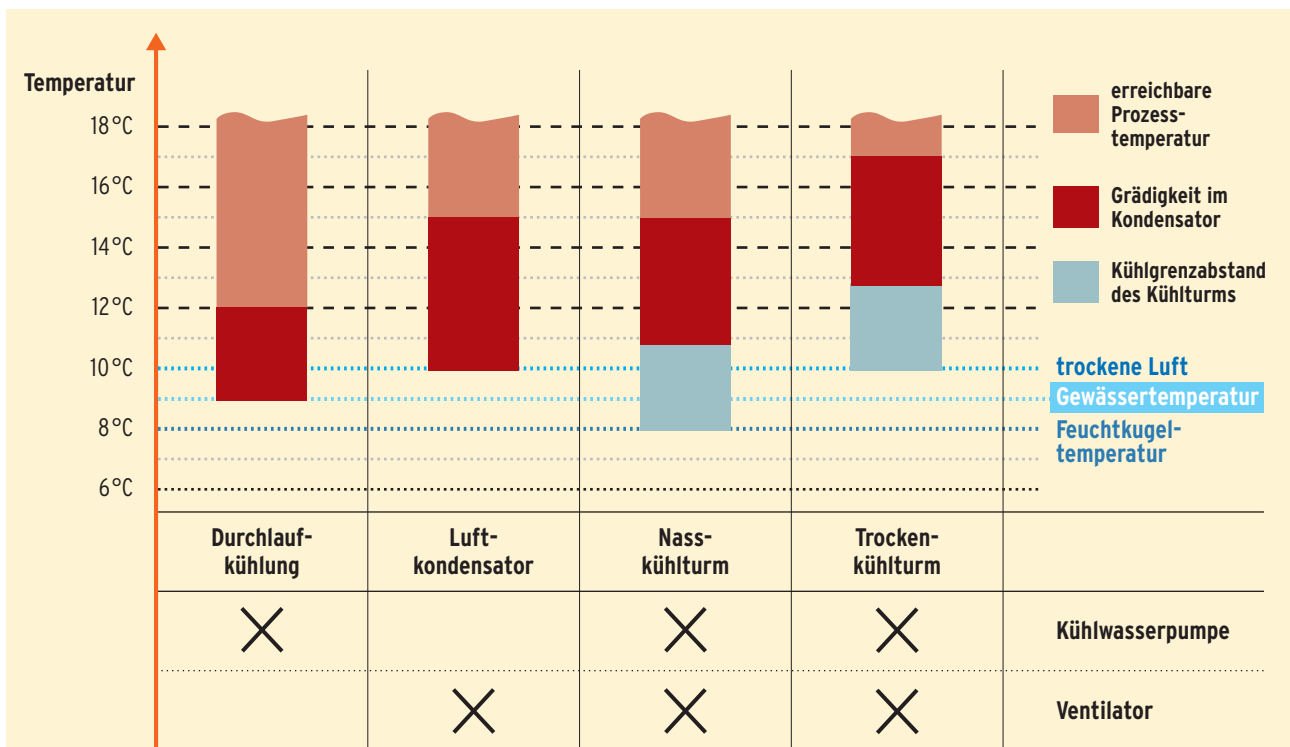


Abb. 4.7 Beispielhafte Darstellung der minimal erreichbaren Prozesstemperaturen bei verschiedenen Kühlverfahren in Abhängigkeit von den Kondensatorgrädigkeiten und den Kühlgrenzabständen kleiner, zwangsbelüfteter Kühltürme

4.4.1 Systematik verschiedener Kraftwerksprozesse und Ansätze der Optimierung

Um Kraftwerksprozesse vergleichen und um Gemeinsamkeiten aufzeigen zu können, bietet es sich an, Gruppen von ähnlichen Prozessen zu bilden. Innerhalb dieser Gruppen können anschließend Maßnahmen zur Optimierung teilweise von einem Prozess auf den anderen übertragen werden. Um viele verschiedene Prozessstypen erfassen zu können, wird mit allgemeinen Unterscheidungsmerkmalen begonnen.

Dafür bieten sich als Kriterien

- die Art der Prozessführung und
- die Art der Arbeitsfluide

an. In diese beiden Kategorien können viele verschiedene Prozesse eingeordnet werden. Dies sind z. B. Prozesse aus Verbrennungsmotoren sowie Gas- und Dampfturbinenprozesse. Es kann bei der Betrachtung der Arbeitsfluide zwischen

- Prozessen mit Reinstoffen und
- Prozessen mit Mischungen

differenziert werden. Hier kann zur weiteren Unterteilung zwischen organischen und anorganischen Stoffen unterschieden werden. Bei der Einteilung hinsichtlich der Prozessführung bieten sich die Unterteilung nach

- Prozessen mit Nutzung von Sorptionsvorgängen und
- Prozessen ohne die Nutzung von Sorptionsvorgängen an.

Der Begriff Sorption beschreibt in diesem Zusammenhang eine Konzentrationsänderung, die bei der Prozessgestaltung als aktives Gestaltungs- und Optimierungsinstrument genutzt werden kann. Solche Konzentrationsänderungen und deren bewusste Nutzung sind nur beim Einsatz von Mischungen aus zwei oder mehr Komponenten möglich. Sorption umfasst die De- und die Absorption. Desorption beschreibt das Austreiben einer leichter flüchtigen Komponente aus einer Mischung, die Absorption die Aufnahme einer Komponente in eine andere Substanz bzw. in eine Mischung. Bei geschlossenen Prozessen, in denen Sorptionsvorgänge genutzt werden, kommt es im Prozessverlauf zu Änderungen der Konzentration der Mischung und es treten zwangsläufig sowohl die Desorption als auch die Absorption auf.

Prozesse, die aus einer Prozessgruppe stammen, weisen untereinander Ähnlichkeiten auf. Daher können Ansätze zur optimierten Gestaltung dieser Prozesse teilweise zwischen ihnen übertragen werden.

Die derzeit für niedrige Temperaturen der Wärmezufuhr eingesetzten Prozesse, wie Organic-Rankine-Cycle (ORC) und Kalina-Cycle (KC), lassen sich anhand der beschriebenen Kriterien ebenso einordnen wie z. B. Absorptions-Kraft-Prozesse und Rankine-Prozesse mit anorganischen Arbeitsfluiden. Theoretisch können auch andere Prozesse wie Joule-⁽¹⁰⁾ und Stirling-Prozesse⁽¹¹⁾ durch diese Kategorien beschrieben und eingruppiert werden, es werden aber im Folgenden nur Dampfkraftprozesse betrachtet. Dampfkraftprozesse zeichnen sich dadurch aus, dass die mechanische Arbeit bei der Expansion einer weitgehend dampfförmigen Phase abgegeben wird. Der grundlegende Vergleichsprozess dieser Gruppe von Prozessen ist der Clausius-Rankine-Cycle (vgl. Abschnitt 4.2.2). Der am häufigsten umgesetzte Prozess aus dieser Gruppe ist der Wasser-Dampf-Prozess. Dieser wird auch bei der direkten Nutzung von Dampf aus geothermischen Hochenthalpie-Lagerstätten, wenn auch abgewandelt im Vergleich zu Prozessen für fossil befeuerte oder nukleare Kraftwerksanlagen, realisiert. In Tabelle 4.2 sind einige der für die geothermische Stromerzeugung bei indirekter Nutzung geothermischer Energie in Frage kommenden Prozesse beispielhaft anhand der oben genannten Kriterien eingeordnet. Es sind dort sowohl die Namen der Prozesse als auch Beispiele für mögliche Arbeitsfluide zu finden.

Die Bezeichnungen für die Prozesse und auch die Prozessgruppen sind nicht einheitlich geregelt. Dies führt oft zu Überschneidungen bei den verschiedenen Varianten innerhalb der dargestellten Prozessgruppen. Zusätzlich wird die systematische Bezeichnung von Prozessvarianten oft durch die Tatsache erschwert, dass Hersteller Eigennamen für bestimmte Prozesse verwenden bzw. einige auch patentrechtlich geschützt sowie nach den Patentinhabern benannt sind. Dieses kann hinsichtlich einer objektiven Bewertung irreführend sein: Der Blick allein auf die Be-

¹⁰ Bei Joule-Prozessen handelt es sich um Gasturbinenprozesse. Theoretisch ist für diese die Verwendung von Arbeitsfluiden denkbar, mit denen diese Prozessstypen mit externer Wärmezufuhr aus geothermischer Wärme realisiert werden können. Jedoch muss für die notwendige Verdichtung des Arbeitsfluids in der Gasphase ein erheblicher elektrischer Eigenbedarf aufgewendet werden. Dadurch ist die erzielbare Nettoleistung des Prozesses deutlich geringer als bei der Gruppe der Rankine-Prozesse. Da somit hinsichtlich der Wirkungsgrade erhebliche Nachteile bestehen, ist der Einsatz von Joule-Prozessen für eine nachhaltige Nutzung geothermischer Energie nicht sinnvoll.

¹¹ Stirling-Prozesse sind Prozesse, die den Stirlingmotoren zugrunde liegen. Stirlingmotoren arbeiten mit einer externen Wärmequelle, die theoretisch auch eine geothermische Quelle sein kann. Da aber das Temperaturniveau der geothermischen Wärme bei diesen Motoren zu sehr geringen Wirkungsgraden führt und da die geringe Leistungsdichte eher großen Abmessungen nach sich zieht und deshalb die auftretenden Verluste hoch sind, ist ein energetisch sinnvoller Einsatz zur geothermischen Stromerzeugung in Deutschland nicht möglich.

Tabelle 4.2 Systematik der Dampfkraftprozesse zur indirekten Nutzung der Geothermie

		Ohne Sorption	Mit Sorption
REINSTOFFE	Anorganisch	Rankine (Wasser, Ammoniak, ...)	-
	Organisch	Rankine, ORC (Kohlenwasserstoffe, ...)	-
MISCHUNGEN	Anorganisch	Rankine (Wasser, Ammoniak, ...)	Kalina, Absorption-Kraft (Wasser-Ammoniak, ...)
	Organisch	Rankine (Kohlenwasserstoffe, ...)	Sorptionsprozesse (Kohlenwasserstoffmischungen, ...)

zeichnung eines Prozesses zur Beurteilung seiner Eignung oder seines Wirkungsgrades reicht nicht aus. Trotzdem haben sich Begriffe wie Organic-Rankine-Cycle und Kalina-Cycle, der nach seinem Erfinder Alexander Kalina bezeichnet ist, weitgehend durchgesetzt. Vor dem Hintergrund, dass es sich bei beiden Prozessen um Dampfkraftprozesse handelt, sind Gemeinsamkeiten beider Prozesstypen vorhanden, die zu wesentlichen, übergreifenden Ansatzpunkten der Optimierung führen. Die sich dennoch ergebenden Unterschiede und Besonderheiten werden in den Abschnitten 4.4.3 und 4.4.4 beschrieben.

Durch die Nutzung geothermischer Energie ergeben sich für alle Prozesse grundlegende Anforderungen, die unabhängig von der Art des verwendeten Kraftwerksprozesses gültig sind. Dazu gehören

- die Forderung nach einer angepassten Auskühlung des Wärmeträgermediums sowie
- die Forderung nach einer möglichst guten Umwandlung des dem Kraftwerksprozess zugeführten Wärmestromes.

Darin ist somit die Forderung nach einer übergreifenden Optimierung des Gesamtanlagenwirkungsgrades und nicht nur die alleinige Optimierung des Prozesswirkungsgrades enthalten (vgl. Abschnitt 4.1.1). Eine oft angestrebte, optimierte Annäherung zwischen dem Aufwärmverhalten des Arbeitsfluids und dem Abkühlverhalten des Thermalfluids kann demnach zwar bei der Wärmezufuhr energetisch vorteilhaft sein und die Verluste bei der Wärmezufuhr verringern, aber nur bei einer entsprechenden Auskühlung des Wärmeträgermediums und gleichzeitig gutem Prozesswirkungsgrad wird dadurch der Gesamtwirkungsgrad der Anlage verbessert. Der alleinige Blick auf das Aufwärmverhalten des Arbeitsfluids und die Verluste an dieser Stelle ist somit nicht zielführend.

Für die Maximierung der elektrischen Leistung sind die Optimierung der Auskühlung des Wärmeträgermediums und das gleichzeitige Erreichen eines hohen Prozesswirkungsgrades erforderlich. Die alleinige Verringerung der Verluste bei der Wärmezufuhr ist nicht ausreichend. Für einen guten Anlagenwirkungsgrad sind geringe Verluste bei der Wärmezufuhr, aber auch geringe Verluste bei der Prozesswärmeabfuhr bei einer guten Auskühlung des Wärmeträgermediums notwendig.

Die grundlegende Herausforderung an die Kraftwerksprozesse kann sich darüber hinaus mit der Art des Gesamtanlagenkonzeptes ändern. Soll nur Strom erzeugt werden oder soll eine kombinierte Erzeugung von Strom und Wärme realisiert werden (vgl. Abschnitt 3.2)? Bei der reinen Stromerzeugung muss nicht auf genügend Restwärme im Thermalfluid zur weiteren Verwendung geachtet werden. Das Wärmeträgermedium kann soweit wie möglich ausgekühlt werden. Dabei ergeben sich die Grenzen der Auskühlung lediglich durch die Wasserchemie und durch die Wechselwirkungen des ausgekühlten Wärmeträgermediums mit dem Reservoir nach der Injektion. Dies gilt auch für die parallele Schaltung von Kraft- und Heizwerk. Bei der seriellen Schaltung hingegen ist die Auskühlung des Thermalfluids im Kraftwerk direkt durch die Anforderungen des nachfolgenden Heizwerks begrenzt. In diesem Fall können spezielle Optimierungsansätze zu einer Erhöhung des Gesamtnutzungsgrades der Anlagen beitragen. So ist in diesem Fall eine gezielte alleinige Anhebung des Prozesswirkungsgrades von Vorteil. Dabei kann z.B. auf Maßnahmen zur internen Wärmerückgewinnung zurückgegriffen werden, wodurch erreicht werden kann, dass ein Teil der sonst über die Kühleinrichtung abzuführenden Wärme innerhalb des Prozesses zur Vorwärmung der flüssigen Phase des Arbeitsfluids genutzt wird. Infolge dessen werden die Abwärmeverluste verringert, gleichzeitig wird aber auch die Auskühlung des Thermalfluids begrenzt. Die erreichbare Leistung ist daher geringer als bei

einer deutlich höheren Auskühlung, die bei Prozessen ohne oder mit geringerer interner Wärmerückgewinnung erzielt werden könnte. Prinzipiell können alle Prozesse so gestaltet werden, dass sie eine interne Wärmerückgewinnung aufweisen. Dies gilt sowohl für Prozesse der konventionellen Kraftwerkstechnik als auch für die Prozesse zur Nutzung geothermischer Wärme in Deutschland. Einige Prozesse zeichnen sich von Grund auf immer durch einen hohen Grad an interner Wärmerückgewinnung aus und sind daher für Anwendungen bei reiner geothermischer Stromerzeugung nicht ideal geeignet. Daher ist eine auf das Gesamtkonzept angepasste Auswahl der Prozesse notwendig.

Der Kraftwerksprozess kann nur mit Blick auf das Gesamtkonzept der Anlage ausgewählt werden. Bei der reinen Stromerzeugung sind andere Kriterien heranzuziehen als bei einer kombinierten Erzeugung von Strom und Wärme durch eine serielle Schaltung von Kraft- und Heizwerk.

Als generelle Optimierungsmaßnahmen aller Kraftwerksprozesse stehen wie in der konventionellen Kraftwerkstechnik verschiedene Ansatzpunkte zur Verfügung. Dazu gehören bei festgelegten Temperaturen und Massenströmen einer Wärmequelle

- die Wahl eines optimalen oberen Prozessdruckes,
- die Absenkung des Kondensationsdruckes durch entsprechende Optimierung des Kühlsystems,
- ggf. eine interne Wärmerückgewinnung,
- die Anhebung der Wirkungsgrade der Prozesskomponenten und
- die Minimierung der Druckverluste aller Komponenten und verbindenden Leitungen.

Zur Optimierung der Nettoleistung ist darüber hinaus die Minimierung des elektrischen Eigenbedarfes erforderlich. Die geothermische Stromerzeugung weist somit eine große Nähe zur konventionellen Kraftwerkstechnik auf. Darüber hinaus ergeben sich einige weitere Ansatzpunkte zur Optimierung. Zu der Nutzung von Wärmeströmen geringer Temperaturen gehört auch die Wahl eines geeigneten Arbeitsfluids. Dabei ergeben sich im Rahmen der geothermischen Stromerzeugung Möglichkeiten der Optimierung und der Anpassung an verschiedene Temperaturniveaus sowie zusätzliche Optimierungsansätze aufgrund besonderer Stoffeigenschaften der Arbeitsfluide.

4.4.2 Anforderungen und Besonderheiten der Arbeitsfluide

Während in der konventionellen Kraftwerkstechnik zur Verstromung von Kohle und Biomasse für große

Rankine-Prozesse (vgl. Abschnitt 4.2.2) heute Wasser als Arbeitsfluid eingesetzt wird, sind für geringere Temperaturen der Wärmezufuhr andere Stoffe besser geeignet. Grundlegender Ansatz ist hier, dass der Siedepunkt und somit das Siedeverhalten des Arbeitsfluids auf die Temperatur der Wärmequelle abgestimmt werden muss. Dabei müssen die auftretenden Drücke und Volumenströme technisch gut beherrschbar sein. Der anlagentechnische Aufwand muss generell in einem wirtschaftlichen Verhältnis zur Anlagengröße und der erzielbaren Leistung stehen. Hier spielen also auch Faktoren des Arbeits- und Anlagenschutzes, die Verträglichkeit des Arbeitsfluids mit Werk- und Hilfsstoffen, die Verfügbarkeit und der Preis dieses Stoffes eine erhebliche Rolle. Zusätzlich müssen die Umweltverträglichkeit und die rechtliche Zulassung des Stoffes gegeben sein.

Da es sich aufgrund der Temperaturen, die in Deutschland bei der Nutzung geothermischer Energie erreicht werden können, um i. d. R. niedrig siedende Stoffe handelt, kommen Medien in Frage, die zum Teil bereits aus der Kältetechnik bekannt sind. Einige dieser Stoffe weisen Eigenschaften auf, die dazu geführt haben, dass sie im Rahmen der Diskussionen zum Schutz des Klimas und der Ozonschicht in den letzten Jahrzehnten verboten wurden. Dies trifft nicht auf alle der geeigneten Stoffe zu, aber die genannte Diskussion und die daraus folgenden Beschränkungen müssen bei der Auswahl eines Arbeitsfluids für die geothermische Stromerzeugung berücksichtigt werden. Die Kennzahlen, die hier neben generellen Verboten einiger Stoffe zur Beurteilung herangezogen werden, sind

- der ODP-(*Ozone Depletion Potential*)-Wert und
- der GWP-(*Global Warming Potential*)-Wert.

Der ODP Wert beschreibt, in welchem Umfang der jeweilige Stoff zum Abbau der Ozonschicht beiträgt. Die Angabe dieses Wertes ist so gewählt, dass das Kältemittel R11 den Wert 1,0 hat. Es gibt Stoffe, die einen deutlich höheren Wert als eins erreichen, aber auch welche, die einen Wert von nahe null oder null aufweisen. Beim GWP Wert hingegen, der eine Aussage über den Beitrag zum Treibhauseffekt über einen Zeitraum von 100 Jahren angibt, ist Kohlenstoffdioxid mit 1,0 definiert [2]. Durch die Berücksichtigung eines Zeitraumes sind die in der Literatur zu findenden GWP Werte nicht immer identisch, sie liegen aber in der gleichen Größenordnung. Neben diesen beiden Werten existieren weitere, die sich häufig durch andere Bezugstoffe und ggf. andere Zeiträume der Betrachtung auszeichnen.

Neben diesen globalen Umweltauswirkungen möglicher Arbeitsfluide sind lokale Auswirkungen wie die Wassergefährdung wichtig. Einige der Stoffe können giftig, brennbar oder explosiv sein. All diese Faktoren

müssen bei der Auswahl eines Arbeitsfluids neben der thermodynamischen Eignung berücksichtigt werden. Die Anlagen sind hinsichtlich aller diesbezüglich notwendigen technischen und genehmigungsrechtlichen Vorgaben auszulegen. Dabei muss beachtet werden, dass technische Anlagen Undichtigkeiten aufweisen können. Ggf. müssen schädliche Stoffe aus der Anlage abgesaugt werden.

Für die Auswahl eines geeigneten Arbeitsfluids sind nicht nur thermodynamische Aspekte relevant. Neben einem guten Gesamtanlagenwirkungsgrad müssen Aspekte zum Umwelt- und Klimaschutz sowie zur Anlagensicherheit und zur Wirtschaftlichkeit berücksichtigt werden.

Wie bereits oben erwähnt, werden aus thermodynamischer Sicht für die Gestaltung der Kraftwerksprozesse zur geothermischen Stromerzeugung in Deutschland Fluide benötigt, die hinsichtlich ihres Siedeverhaltens an die vorliegenden Temperaturen der Geothermie angepasst sind. Dafür kommen verschiedene Stoffgruppen in Frage, die als Reinstoffe oder als Mischungen eingesetzt werden können. Um das von Wasser abweichende Siedeverhalten zu verdeutlichen, sind in Abbildung 4.8 die Siede- und Taulinien verschiedener Stoffe dargestellt.

Der jeweils linke Teil der Kurve bis zum Maximum ist die Siedelinie. Hier gehört zu jeder Temperatur ein bestimmter Druck. Wenn diese Kombination von Druck und Temperatur erreicht wird, beginnt der

Stoff zu sieden. Bei Wasser ist dies unter Atmosphärendruck bei 100 °C der Fall. Bei höheren Drücken setzt bei Wasser das Sieden erst bei höheren Temperaturen ein. Dies ist u. a. der Grund, warum das Thermalfluid, das in Deutschland auch bei Temperaturen von 120 °C oder sogar 150 °C und darüber vorliegen kann, flüssig ist – der Druck im Reservoir ist entsprechend groß. Wird nun durch weitere Wärmezufuhr der rechte Teil der in der Abbildung dargestellten Kurven erreicht, ist der Stoff gerade vollständig verdampft. Der Teil der Kurve ist die Taulinie, da sich ausgehend von der Dampfphase bei Unterschreiten eben dieser die ersten Kondensattropfen bilden. Der Kurvenverlauf in diesem Diagramm beschreibt somit den Übergang zwischen verschiedenen Aggregatzuständen. Links der Kurve ist der Stoff flüssig, unterhalb beider Teilkurven siedet der Stoff – es wird hier vom Zwei-Phasen-Gebiet gesprochen, rechts der Kurve liegt der Stoff gasförmig vor. Es ist in der Abbildung deutlich der Unterschied zwischen Wasser und den zusätzlich dargestellten Kurven von Isobutan, Isopentan und Ammoniak zu erkennen. Dabei fällt auf, dass der qualitative Verlauf der Taulinie (der rechte Ast der Kurve) von Ammoniak jenem von Wasser ähnelt, während die beiden Kohlenwasserstoffe einen deutlich anderen Verlauf zeigen. Stoffe, die einen Kurvenverlauf wie die beiden Kohlenwasserstoffe aufweisen, werden als retrograde Stoffe⁽¹²⁾ bezeichnet. Infolge dieser retrograden Eigenschaft ergeben sich bei diesen Stoffen etwas andere Ansätze, die bei der Optimierung der Kraftwerksprozesse genutzt werden können. Für Ammoniak als Reinstoff können hingegen die gleichen Ansätze zur thermodynamischen Optimierung wie bei Prozessen mit Wasser herangezogen werden. Es ist aber zu beachten, dass dies nicht für die zu realisierenden Drücke, Temperaturen und auch die Handhabung gilt, sondern nur für die Ansatzpunkte bei der Prozessgestaltung.

Um das bereits angesprochene geänderte Siedeverhalten der genannten Stoffe noch einmal zu verdeutlichen, sind in Abbildung 4.9 zusätzlich die Zusammenhänge zwischen Siededruck und Siedetemperatur dargestellt. Aufgrund der logarithmischen Auftragung entspricht der Anfang der Kurve in etwa dem Atmosphärendruck. Wasser siedet bei diesem Druck bei 100 °C. Die anderen betrachteten Stoffe siedet bei diesem Druck bereits bei deutlich geringeren Temperaturen. Hier zeigt sich die Eigenschaft der niedrig siedenden Stoffe. Rechts von den hier abge-

Quelle: IET

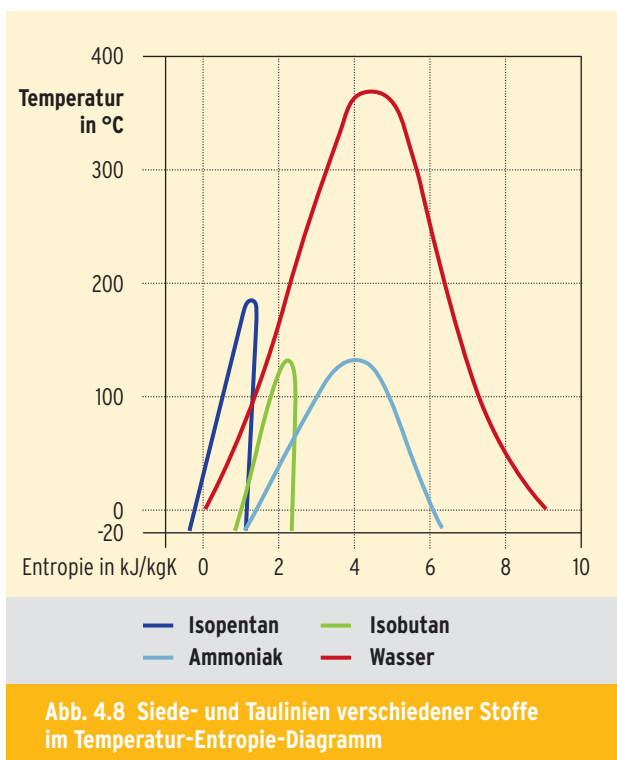
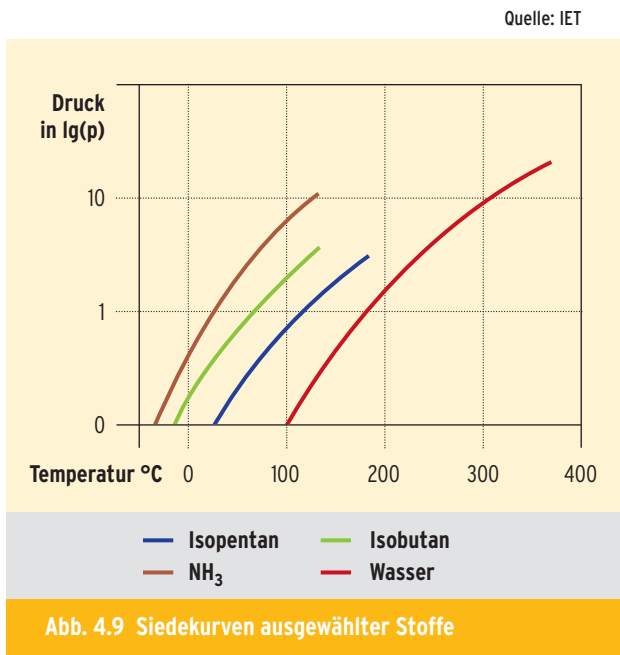


Abb. 4.8 Siede- und Taulinien verschiedener Stoffe im Temperatur-Entropie-Diagramm

¹² Retrograde Stoffe (Reinstoffe oder Mischungen) weisen im T,s-Diagramm eine positive Steigung der Taulinie auf. Stoffe mit annähernd senkrechtem Verlauf der Taulinie werden teilweise zur Unterscheidung als isentrope Stoffe bezeichnet. Diese Definition ist nicht einheitlich und eindeutig geregelt.



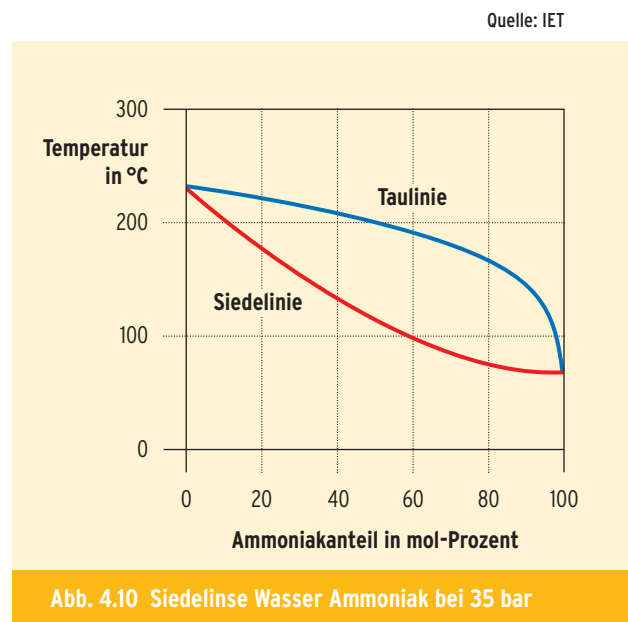
bildeten Kurven sind die Stoffe gasförmig. Ammoniak ist demnach bei Umgebungsbedingungen bereits gasförmig.

Ammoniak ist ein anorganischer Reinstoff, der als Arbeitsfluid in Rankine-Prozesse eingesetzt werden kann; Isobutan und Isopentan zählen zu den organischen Stoffen. Darüber hinaus können auch weitere Stoffe aus der Gruppe der organischen Stoffe verwendet werden. Einige, die bereits als Kältemittel eingesetzt wurden oder werden, tauchen oft nicht mit ihrer chemischen Bezeichnung auf, sondern mit einer Bezeichnung aus dem Bereich der Kältemittel. Diese haben häufig als vorangestellten Buchstaben ein R für "refrigerant" und anschließend eine Nummer. Ammoniak trägt die Bezeichnung R717, Isobutan die Bezeichnung R600a. Es gibt generell eine Vielzahl an Kältemitteln, wozu auch halogenierte und teilhalogenierte Kohlenwasserstoffe zählen. Einige dieser Stoffe sind für bestimmte Anwendungen aufgrund ihres ozonschädigenden Effekts verboten. Allerdings existieren Ersatzstoffe und andere Kältemittel, die eingesetzt werden können.

Wie aus der Systematik der einsetzbaren Prozesse ersichtlich, können nicht nur Reinstoffe als Arbeitsfluide in Kraftwerksprozessen eingesetzt werden. Dies ist zwar die üblichere Variante, aber es gibt auch Prozesse, in denen Mischungen verwendet werden. Dabei ist zu beachten, dass sich eine Mischung i. d. R. nicht wie ein Reinstoff verhält. Die Ausnahme bilden azeotrope Mischungen. Diese verhalten sich beim Sieden, wenn eine ganz bestimmte Konzentration der Mischung vorliegt, wie ein Reinstoff – zu einem Druck gehört dann genau eine Siedetemperatur. Die Verwendung azeotroper Mischungen ist prinzipiell für die geothermische Stromerzeugung denkbar. Für

einen effizienten und sicheren Anlagenbetrieb muss dann sichergestellt sein, dass die entsprechende Konzentration vorliegt und sich nicht verändert. Da dies mit erheblichem Aufwand verbunden sein kann, ist der Einsatz eines Reinstoffes vorteilhafter. Werden nicht-azeotrope Mischungen verwendet, weisen diese ein anderes Verhalten als Reinstoffe beim Sieden auf. Dies kann bewusst für die Prozessgestaltung genutzt werden. Prinzipiell können Mischungen aus zwei oder mehr Komponenten bestehen. Tendenziell gilt: Aus je mehr Komponenten eine Mischung besteht, umso aufwendiger ist das Einstellen und Halten der gewünschten Konzentration.

Ein Beispiel für eine Mischung aus zwei Komponenten, anhand derer im Folgenden das geänderte Siedeverhalten gegenüber Reinstoffen erläutert wird, ist die Mischung aus Wasser und Ammoniak. In Abbildung 4.10 ist die sich für diese Mischung bei 35 bar ergebende Siedelinse in Abhängigkeit von der Ammoniakkonzentration abgebildet. An den Stellen, wo Siede- und Taulinie in diesem Diagramm zusammenlaufen, ist die Verdampfungstemperatur der Reinstoffe bei dem hier gewählten Druck zu finden – auf der linken Seite des Diagramms die von Wasser, das durch den Druck von 35 bar erst bei deutlich über 200 °C verdampft, auf der rechten Seite die von Ammoniak, bei dem die Siedetemperatur des Reinstoffs bei 35 bar noch deutlich unter 100 °C liegt. Für alle Konzentrationen dazwischen findet bei der isobaren Verdampfung, also bei der Verdampfung mit konstantem Druck, eine Erhöhung der Temperatur statt. Da die Verdampfung nun nicht mehr wie bei reinen Stoffen bei konstanter Temperatur stattfindet sondern die Temperatur mit zunehmender Verdampfung ansteigt, wird auch vom Temperaturgleit gesprochen. Wie Abbildung 4.10 zu entnehmen ist,



ist dieser abhängig von der Konzentration der beiden Komponenten. Für jede nicht-azeotrope Mischung weist der Temperaturgleit ein Maximum bei einer bestimmten Konzentration der Mischung auf.

Bei der Verdampfung einer Mischung kommt es nun zunächst beim Erreichen der Siedetemperatur zum Austreiben der leichter flüchtigen Komponente aus der Mischung. Für das hier gewählte Beispiel ist dies Ammoniak, das sich somit zunächst in der Gasphase anreichert. Erst bei Erreichen der zugehörigen Temperatur der Taulinie ist auch das Wasser vollständig verdampft. Dieser Effekt des Verdampfens bei unterschiedlichen Temperaturen wird in vielen Bereichen der Technik eingesetzt – z.B. in Raffinerien und bei der Destillation von Alkohol. Auch bei der Prozessgestaltung von Kraftwerksprozessen kann dieser Effekt gezielt zur Änderung der Konzentration während des Prozesses genutzt werden. Dies wird bei Sorptionsprozessen, zu denen einige der Kalina-Prozesse gehören, gezielt eingesetzt. Hintergrund ist, dass eine bessere Annäherung zwischen der Abkühlkurve des Wärmeträgermediums und der Aufwärmkurve des Arbeitsfluids erreicht werden kann als bei einer konstanten Verdampfungstemperatur. Wie bereits oben erläutert, kann dies die Verluste der Wärmeübertragung reduzieren, führt aber nicht zwangsläufig zu einem besseren Gesamtanlagenwirkungsgrad.

Es ergeben sich aufgrund der Vielzahl der möglichen Stoffe, die als Reinstoffe oder als Mischungen verwendbar sind, für die geothermische Stromerzeugung unterschiedliche Ansätze der Prozessgestaltung. Je nach verwendetem Arbeitsfluid weisen die Kraftwerksprozesse Besonderheiten auf, die große Anzahl der Gemeinsamkeiten bleibt aber dennoch erhalten. Die Auswahl eines Arbeitsfluids muss neben den thermodynamischen Aspekten auch weitere Faktoren berücksichtigen, welche die Umweltauswirkungen und die Wirtschaftlichkeit der Anlagen betreffen.

4.4.3 Kraftwerke mit Organic-Rankine-Cycle (ORC)

Eine häufig verwendete Prozessgruppe (vgl. Abschnitt 4.4.1) zur Stromerzeugung aus Wärmequellen niedriger Temperaturen sind die Organic-Rankine-Prozesse. Neben der Verstromung geothermischer Energie sind diese auch zur Verstromung von industrieller Abwärme und der Abwärme von Motoren geeignet. Die ORC sind keine neuen Prozesse sondern werden hinsichtlich ihres Grundprinzips bereits seit Jahrzehnten eingesetzt.

Kernpunkt ist die Verwendung eines organischen Arbeitsfluids in einem Dampfkraftprozess. Dabei eignen

sich verschiedene Kältemittel und weitere Kohlenwasserstoffe als mögliche Arbeitsfluide. Auch die Verwendung von organischen Mischungen ist möglich. In solchen Rankine-Prozessen können auch Silikonöle, wie bei einigen Anwendungen zur Biomassenutzung, als Arbeitsfluide eingesetzt werden. Bei der Verwendung dieser Stoffe ist die Zuordnung zu den ORC nicht ganz eindeutig, da es sich bei Silikonölen nicht wirklich um organische Stoffe handelt. Es müsste in diesem Fall eigentlich von einem Rankine-Cycle und nicht von einem ORC gesprochen werden, dennoch werden auch Prozesse mit diesen Stoffen oft den ORC zugeordnet.

Für die geothermische Stromerzeugung werden jedoch andere thermodynamische Eigenschaften als bei der Nutzung von Biomasse benötigt. Als Arbeitsfluide werden daher vorrangig

- Pentan,
- Butan oder
- R245fa

diskutiert oder bereits eingesetzt. Bei den beiden Kohlenwasserstoffen handelt es sich in den meisten Fällen um die Isomoleküle. Bei dem Stoff R245fa handelt es sich um den teilhalogenierten Kohlenwasserstoff Pentafluorpropan. Neben diesen sind weitere Stoffe aus den entsprechenden Stoffgruppen möglich. Die Stoffe können als Mischungen eingesetzt werden, üblich ist jedoch die Verwendung von Reinstoffen, die je nach Prozessgestaltung gute Wirkungsgrade erzielen. Weltweit am weitesten verbreitet ist der Einsatz von Pentan.

Weltweit finden heute häufig ORC Anlagen als Eindruckprozess Anwendung. Die diesen Prozessen zu-

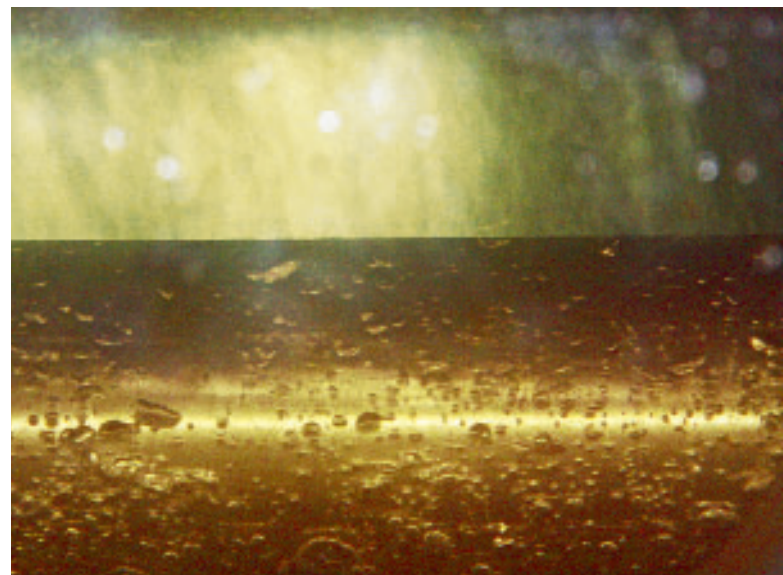


Abb. 4.11 Siedender R245fa in einer Versuchsanlage

grunde liegende Schaltung ist in Abbildung 4.12 dargestellt. Die Kühlung kann mit einem Nass- oder einem Trockenkühlsystem erfolgen. Für viele Arbeitsfluide ist der Einsatz eines Luftkondensators dabei nicht nachteilig. Wie in Abschnitt 4.3.2 diskutiert, kann dann auf den Kühlwasserkreislauf und die darin enthaltenen Eigenverbraucher verzichtet werden. Die Anzahl der für diese Schaltung notwendigen Komponenten ist gering. Oft erfolgen die Vorwärmung und die Verdampfung wie hier dargestellt in zwei separaten Wärmeübertragern. Ggf. kann zusätzlich ein weiterer Wärmeübertrager zur Überhitzung des Arbeitsfluids eingesetzt werden.

Quelle: IET

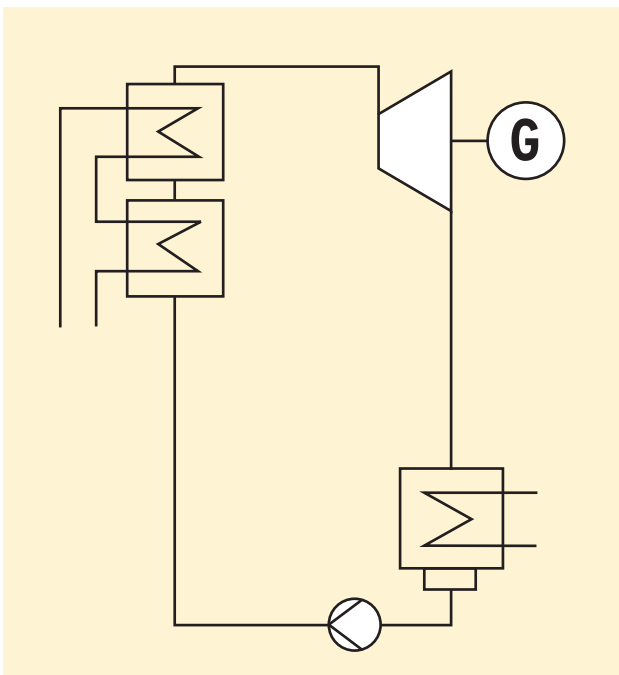


Abb. 4.12 ORC Schaltung als Eindruckprozess mit Vorwärmer und Verdampfer

Als Wärmeübertrager können Platten- und Rohrbündelwärmeübertrager, aber auch Kombinationen dieser beiden Typen, eingesetzt werden. Plattenwärmeübertrager zeichnen sich dabei durch eine kompakte Bauart aus, sind jedoch hinsichtlich des zulässigen Druckes deutlich begrenzt. Bei geschraubten Ausführungen ist ein Betriebsdruck von mehr als 25 bar kaum sinnvoll realisierbar. Rohrbündelwärmeübertrager benötigen zwar mehr Übertragerfläche, können aber hinsichtlich der Drücke problemlos an die notwendigen Bedingungen angepasst werden.

Bei den Turbinen können ebenfalls verschiedene Bauarten eingesetzt werden. Es gibt reine Axialmaschinen und Maschinen mit radialer Anströmung und axialer Abströmung. Die Wahl zwischen diesen Typen ist nicht ganz unabhängig vom gewählten Arbeitsfluid. Bei Axialmaschinen kann bei entsprechen-

der Auslegung direkt der Antrieb des Generators erfolgen, bei Maschinen mit radialer Anströmung und axialer Abströmung ist ein Getriebe erforderlich. Axialmaschinen können einen etwas geringeren Wirkungsgrad aufweisen, haben aber den Vorteil, dass bei direktem Antrieb des Generators keine Getriebeverluste auftreten. Bei allen Komponenten ist nicht nur auf das Verhalten im Auslegungspunkt, sondern auch auf das Teillastverhalten bei abweichenden Betriebsbedingungen zu achten. Dazu gehören neben den Änderungen der Temperatur und des Durchflusses auf der Wärmezufuhrseite und den Bedingungen der Kühlung auch prozessinterne, instationäre Vorgänge, wie Druck- und Massenstromänderungen. Bei der grundlegenden Schaltung des ORC als Eindruckprozess stellt sich die Frage nach der Wahl des Prozessdruckes. Prinzipiell können diese Kreisläufe, wie es auch bei Wasser-Dampf-Kreisläufen größerer Kraftwerke Stand der Technik ist, unter- oder überkritisch ausgeführt werden. Die überkritische Auslegung erfordert dabei höhere Prozessdrücke, die entsprechend von der Speisepumpe aufgebracht werden müssen. Dadurch ergibt sich ein höherer elektrischer Eigenbedarf des Prozesses. Auf der anderen Seite kann das Thermalfluid ggf. etwas weiter ausgekühlt werden. Einige Stoffe eignen sich gut für die überkritische Fahrweise, andere weniger gut.

Eine andere Möglichkeit der Prozessführung, die eine gute Auskühlung des Thermalfluids ermöglicht und mit unterkritischen Drücken auskommt, ist die des Zweidruckprozesses. Dafür wird häufig Pentan, aber auch R245fa eingesetzt. Es sind dabei verschiedene Schaltungsvarianten, die sich im Grad der Kopplung

Quelle: IET

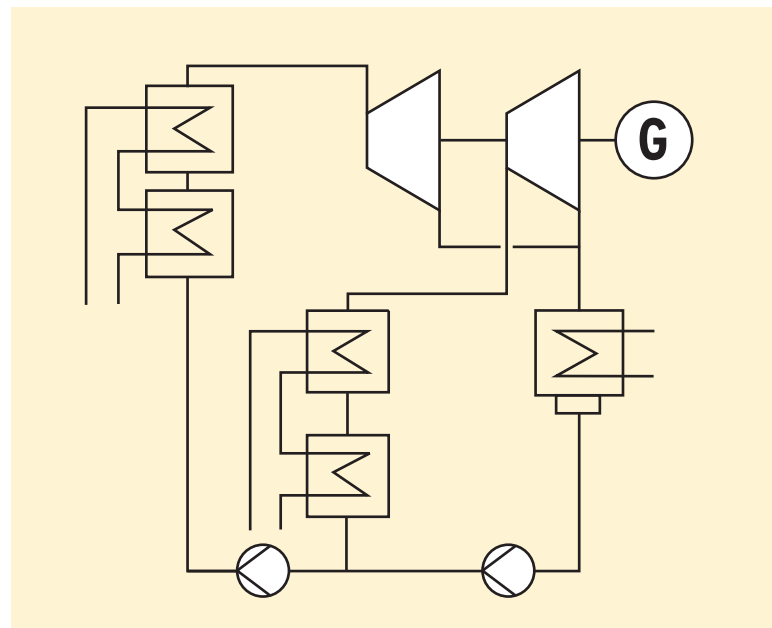


Abb. 4.13 ORC Schaltung als Zweidruckprozess mit Vorwärmern und Verdampfern sowie einem gemeinsamen Kondensator

Quelle: IET

zwischen diesen beiden Druckstufen unterscheiden, möglich. In Abbildung 4.13 ist eine Variante zu sehen, die sich durch einen gemeinsamen Kondensator auszeichnet. Es ist direkt ersichtlich, dass für eine solche Schaltung mehr Komponenten erforderlich sind. Auch die Ausführung mit zwei separaten Generatoren ist nicht unüblich. Der Extremfall einer kompletten Trennung beider Kreisläufe ist ebenfalls möglich und erlaubt bei realisierten Anlagen oft eine etwas unabhängigere Fahrweise.

Nicht nur die Realisierung von zwei Druckstufen ist möglich. Weltweit laufen Anlagen zur geothermischen Stromerzeugung mit drei Druckniveaus, wenn auch bei etwas höheren Temperaturen des Thermalfluids. Theoretisch liefert die Steigerung der Druckstufen-Anzahl grundsätzlich einen energetischen Vorteil. Wie bei konventionellen großtechnischen Kraftwerksanlagen ist auch bei der Geothermienutzung das wirtschaftliche Optimum ausschlaggebend. Mit jeder weiteren Druckstufe wird die erreichbare Leistung immer weniger gesteigert, die Kosten steigen jedoch durch den zusätzlichen Anlagenaufwand deutlich. Gerade die Wärmeübertrager, die mit dem nicht immer einfach zu handhabendem Thermalfluid in Berührung kommen, sind teuer und erfordern eine nicht unerhebliche Baugröße. Zusätzlich steigt mit der Anzahl der Komponenten der erforderliche regelungstechnische Aufwand.

Für die Bedingungen in Deutschland zeigt sich, dass bei reinen Stromprojekten und bei stromgeführten Projekten mit paralleler Schaltung von Strom und Wärme unterkritische Zweidruckprozesse und überkritische Eindruckprozesse ähnliche energetische Ergebnisse erzielen. Unterschiede zeigen sich zum Teil bei der detaillierteren Betrachtung der Brutto- und der Nettoleistung der Anlagen. Eine generelle Aussage über die Eignung ist nicht möglich, beide Prozess-typen können ähnliche Auskühlungen des Thermalfluids erreichen. Die genaue Betrachtung der Systeme für den Einzelfall kann nicht entfallen.

Ist die zulässige Auskühlung des Thermalfluids aufgrund des Anlagenkonzeptes oder anderer Randbedingungen begrenzt, so können im Gegensatz zu den bereits dargestellten Prozessvarianten Schaltungen mit einer hohen internen Wärmerückgewinnung vorteilhaft sein. Dafür können bei ORC Anlagen Eindruckprozesse mit einem weiteren Wärmeübertrager eingesetzt werden, der einen Wärmestrom vom Arbeitsfluid nach der Turbine auf das Fluid direkt nach der Speisepumpe überträgt (vgl. Abbildung 4.14). Dieser Wärmeübertrager wird auch als Rekuperator⁽¹³⁾ oder Nachkühler bezeichnet. Die Realisierung dieser Art der internen Wärmerückgewinnung ist durch die besonderen Stoffeigenschaften einiger organischer Arbeitsfluide möglich, nämlich aufgrund ihres retro-

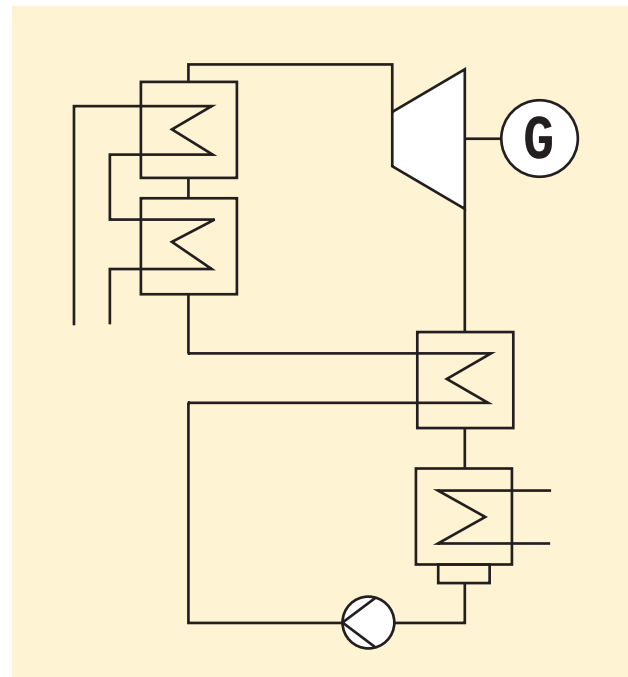


Abb. 4.14 ORC Schaltung als Eindruckprozess mit einem zusätzlichen Wärmeübertrager zur internen Wärmerückgewinnung

graden Verhaltens (vgl. Abschnitt 4.4.2). Durch dieses Verhalten nimmt bei der Entspannung von Satt-dampf die Überhitzung während der Expansion zu, sodass am Turbinenausstritt ein dampfförmiges Fluid zur Verfügung steht. Im Nachkühler wird dieses anschließend enthitzt, d.h. maximal bis zum Erreichen der Taulinie abgekühlt. Mit dem dabei übertragenen Wärmestrom kann das kalte Arbeitsfluid vorgewärmt werden. Infolge der sich dabei ergebenden Verringerung der Abwärmemenge, die über den Kondensator an die Umgebung abgeführt werden muss, wird ein höherer Prozesswirkungsgrad erreicht. Da aber das Arbeitsfluid bei Eintritt in den durch das Thermalfluid beheizten Vorwärmer bereits eine hohe Temperatur aufweist, kann das Thermalfluid weniger stark ausgekühlt werden als bei einer Schaltung ohne interne Wärmerückgewinnung. Dieser und andere Prozesse mit hoher interner Wärmerückgewinnung eignen sich daher gut bei serieller Schaltung von Strom- und Wärmeerzeugung, nicht aber für die reine Stromerzeugung, bei der eine hohe Auskühlung anzustreben ist.

Der Einfluss der Auskühlung in Abhängigkeit von der internen Wärmerückgewinnung ist in Abbildung 4.15 dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die maximal

¹³ Der entsprechende Wärmeübertrager wird bei ORC oft als Rekuperator bezeichnet. Es handelt sich im technischen Sinne um einen Nachkühler, der als rekuperativer Wärmeübertrager ausgeführt wird.

Quelle: IET

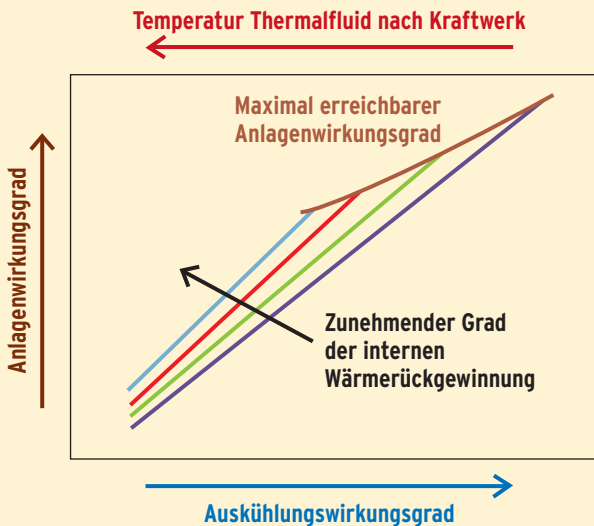


Abb. 4.15 Darstellung der Abhängigkeit von interner Wärmerückgewinnung und erreichbarer maximaler Leistung

mögliche, erreichbare Leistung mit Zunahme der internen Wärmerückgewinnung sinkt. Dieser Zusammenhang gilt nicht nur für ORC Prozesse, sondern auch für andere Prozesse mit hoher interner Wärmerückgewinnung.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass sich bei ORC Anlagen die optimalen Prozesse je nach Gesamtanlagenkonzept unterscheiden. Eine serielle Schaltung von Strom und Wärme kann einen Prozess mit hoher interner Wärmerückgewinnung erfordern, die bei reiner Stromerzeugung oder paralleler Schaltung von Strom- und Wärmeerzeugung nachteilig ist. Verschiedene Optimierungsansätze können energetisch zu ähnlichen Ergebnissen führen, hinsichtlich der Prozessbedingungen wie z.B. der Anzahl der Druckniveaus jedoch deutliche Unterschiede aufweisen. Die Kosten für Komponenten und der elektrische Eigenbedarf variieren. Bei Temperaturen des Thermalfluids in Deutschland von 120 bis 150 °C können bei reiner Stromerzeugung Prozessbruttowirkungsgrade von etwa 12 bis 14 % erreicht werden. Mit den dazugehörigen Auskühlungen von 50 bis etwa 65 % können Anlagenbruttowirkungsgrade im Bereich von über 5 % bis zu 9 % bei guten Bedingungen ohne Berücksichtigung sämtlichen Eigenbedarfs erzielt werden. Zielsetzung muss aber immer der sichere und wirtschaftliche Anlagenbetrieb sein. Eine rein energetische Bruttooptimierung ist langfristig betrachtet nicht sinnvoll.

4.4.4 Kraftwerke mit Kalina-Cycle (KC)

Ebenso wie die ORC gehören die Kalina-Prozesse (KC) zur Gruppe der Dampfkraftprozesse. Diese etwas

neuere Prozessvariante zeichnet sich durch die Verwendung einer Mischung aus Ammoniak und Wasser als Arbeitsfluid aus. Zusätzlich werden bei diesen Prozessen Konzentrationsänderungen bei der Prozessführung eingesetzt. Es handelt sich um De- und Absorptionsvorgänge, bei denen entweder eine Aufteilung oder das Zusammenführen von zwei Teilströmen mit unterschiedlicher Ammoniak-Konzentration erfolgt. Theoretisch können eine oder auch mehrere Konzentrationsänderungen zur Prozessgestaltung realisiert werden. Aber auch ein Prozess ohne Konzentrationsänderung, der mit einer Mischung aus Wasser und Ammoniak betrieben wird, wird häufig zur Gruppe der Kalina-Prozesse gezählt. Da es sich bei Kalina um den Namen des Patentinhabers handelt, ist eine genaue Zuordnung nach physikalischen und verfahrenstechnischen Regeln nicht bzw. kaum möglich. Die ersten Entwicklungen von Kalina-Prozessen waren zur Abwärmenutzung großer Gasturbinen gedacht und sollten den sonst üblichen Wasser-Dampf-Prozess bei diesen Anwendungen ersetzen. Später kamen Prozessvarianten zur Nutzung geringerer Temperaturen hinzu, zu denen auch die geothermische Stromerzeugung zählt. Kalina-Prozesse werden heute hinsichtlich ihrer Eignung für die Abwärmenutzung bei Industrieanlagen und Motoren genauso diskutiert wie für die Nutzung geothermischer Energie. Weltweit sind für alle Anwendungen nur sehr wenige Anlagen in Betrieb.

Quelle: IET

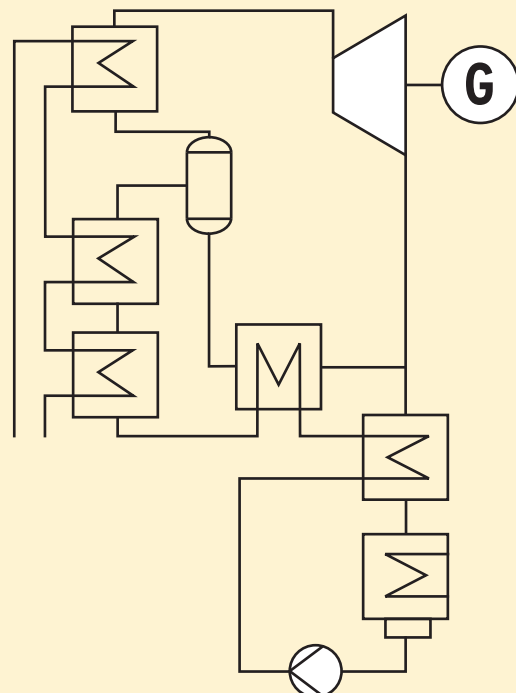


Abb. 4.16 Schematische Schaltung eines Kalina-Kreislaufes KCS34a

Wird zunächst der Kalina-Prozess ohne Sorption, bei dem es sich um einen herkömmlichen Rankine-Kreislauf mit Einsatz einer Mischung handelt, vernachlässigt, lassen sich zwei Arten von Kalina-Prozessen bilden, aus deren Kombination sich weitere Varianten ableiten lassen. Bei der einen Variante erfolgt die Konzentrationsänderung der Mischung im kalten Teil des Prozesses. Die Arbeitsflüidmischung wird im heißen Teil des Prozesses vollständig verdampft und ggf. überhitzt. Dieser Prozesstyp entspricht der ursprünglichen Entwicklung für die Abwärmenutzung bei hohen Temperaturen. Bei der anderen Variante, die für niedrigere Temperaturen gedacht ist, wird mit einer Konzentrationsänderung im heißen Prozessteil gearbeitet (vgl. Abbildung 4.16). Die Konzentrationsänderung und die Anreicherung von Ammoniak in der Dampfphase finden dabei in einem zusätzlichen Bauteil, dem Separator, statt. Die anschließend dargestellte weitere Wärmezufuhr von außen durch einen Überhitzer ist optional. Bei diesem Prozess kann demnach auch mit einer Teilverdampfung gearbeitet werden.

Der Massenstrom, der durch die Turbine geleitet wird, hat aufgrund der Entmischung der beiden Komponenten während der Verdampfung (vgl. Abschnitt 4.4.2) eine deutlich höhere Ammoniakkonzentration als die Grundlösung, wie sie im Kondensator vorliegt. Die nach der Trennung zurückbleibende ammoniakärmere flüssige Phase kann zur internen Wärmerückgewinnung genutzt werden. Hinter der Turbine werden beide Teilströme wieder zusammen gemischt und für eine weitere interne Wärmerückgewinnung genutzt. Neben den in Abbildung 4.16 dargestellten Komponenten wird im Kondensationsteil i. d. R. mit einer Eindüsung der wässrigen Phase in den Kondensator gearbeitet. Daher findet in diesem Bauteil nicht nur eine reine Kondensation, sondern zusätzlich eine Absorption statt. Für die Realisierung sind im Vergleich zu einem reinen Kondensator zusätzliche Bauteile erforderlich, die bei der Auslegung und der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung berücksichtigt werden müssen. Für die in Deutschland vorliegenden Bedingungen für die geothermische Stromerzeugung wird der dargestellte Prozess mit hohen Ammoniakkonzentrationen von deutlich über 80 % ausgeführt. Die optimalen oberen Prozessdrücke sind aufgrund der Stoffeigenschaften entsprechend hoch. Durch Kombinationen der für die Hochtemperaturanwendungen gedachten Prozesse und des dargestellten KCS34 ergibt sich eine Vielzahl weiterer Prozessvarianten. Deren Komplexität der Anlagenschaltung steigt dabei deutlich, sodass die Kosten für die Realisierung zunehmen. Energetisch haben diese Prozesse darüber hinaus den Nachteil hoher Druckverluste, die zwangsläufig aus der Anzahl der Komponenten resultieren. Generell wird bei Kalina-Prozessen der hohe Prozessbruttowirkungsgrad als Vorteil

genannt. Dieser kann bei einer Thermalfluidtemperatur von 120 °C bei etwa 14 % liegen. Aufgrund der hohen internen Wärmerückgewinnung ist die mit diesen Prozessen erreichbare Auskühlung des Thermalfluids jedoch bei hohen Temperaturen begrenzt und somit stark eingeschränkt (vgl. hierzu die Diskussion Abschnitt 4.4.3). Für die reine Stromerzeugung ohne deutliche Einschränkung der Auskühlung erreichen diese Prozesse nicht den Gesamtanlagenwirkungsgrad und die Leistung von ORC-Prozessen. Lediglich für Anwendungen mit kombinierter Erzeugung von Strom und Wärme in serieller Schaltung oder wenn andere Gründe für die Begrenzung der Auskühlung des Thermalfluids vorliegen, können Kalina-Prozesse bei der geothermischen Stromerzeugung in Deutschland sinnvoll eingesetzt werden.

4.5 Eigenbedarf des Thermalfluidkreislaufes – Wo liegt das Gesamtoptimum des geothermischen Kraftwerks?

Um geothermische Energie aus großen Tiefen nutzen zu können, muss ein Wärmeträgermedium gefördert werden. Dabei handelt es sich um das Thermalfluid oder um in das System eingebrachtes Wasser. In Deutschland werden aufgrund der Tiefe der Ressourcen und aufgrund der vorliegenden geologischen Bedingungen Pumpen zur Förderung des Thermalfluids benötigt. Nur in den seltensten Fällen tritt das Medium durch den Eigendruck an die Oberfläche und, falls dies der Fall ist, nicht in den Mengen, die für eine sinnvolle Nutzung höherer Temperaturen benötigt wird. Zur Förderung im dauerhaften Anlagenbetrieb werden daher Tiefpumpen eingesetzt. Daneben gibt es noch alternative Förderverfahren, wie das Air-Lift-Verfahren, die sich aber eher für kürzere Einsatzzwecke, z. B. bei Pumptests, anbieten.

Für den Antrieb der Tiefpumpen muss ein nicht unerheblicher elektrischer Eigenbedarf aufgewendet werden, der bei der Betrachtung des gesamten Systems berücksichtigt werden muss und die optimale Anlagenauslegung beeinflusst. Er ist neben den vorliegenden Randbedingungen des Reservoirs, die nicht oder nur sehr begrenzt beeinflusst werden können, abhängig vom gewählten Erschließungskonzept einschließlich des Bohrungsausbaus und von den Eigenschaften der Pumpe selbst. Generell gilt: Je niedriger die hydraulische Produktivität, umso höher ist der elektrische Eigenbedarf für die Förderung. Dies wird im folgenden Abschnitt im Hinblick auf die Anlagenauslegung erläutert. Bei Systemen mit guter Produktivität ist es auf der anderen Seite aufwendig

ger, das Thermalfluid wieder zu verpressen. Auch dafür kann zusätzlicher elektrischer Eigenbedarf erforderlich sein. Dies kann bei Anlagen im Bereich des Oberrheingrabens der Fall sein. Auch bei petrothermalen Systemen kann es zu einer Verschiebung des Eigenbedarfes von der Förderung zur Verpressung kommen. Die Pumpen, die für das Verpressen eingesetzt werden können, weisen einen besseren Wirkungsgrad auf und können im obertägigen Anlagen teil angeordnet werden. Generell ist für die Förderung des Thermalfluids ein sehr großer elektrischer Eigenbedarf erforderlich.

4.5.1 Grundlegende Unterschiede der Förderpumpentypen

Für die Förderung des Thermalfluides im Rahmen der Nutzung geothermischer Energie werden heute typischerweise zwei Pumpenvarianten eingesetzt:

- Unterwassermotorpumpen (*Electrical Submersible Pumps – ESP*) und
- Gestängepumpen (*Line Shaft Pumps – LSP*).

Bei den Pumpen der Bauart ESP befindet sich der elektrische Antriebsmotor der Pumpe gemeinsam mit einer Dichtungseinheit und der eigentlichen Pumpensektion innerhalb der Bohrung. Die Stromversorgung des Motors wird durch ein Kabel, das durch die Bohrung bis zur Pumpe geführt wird, sichergestellt. Die möglichen maximalen Einbautiefen solcher Pumpen sind sehr groß; Tiefen von 600 und 800 m unterhalb der Geländeoberkante sind nicht ungewöhnlich, es sind auch größere Tiefen möglich. Bei den Gestängepumpen hingegen ist der Einbau der Pumpe bei geringeren Tiefen begrenzt, da die Pumpeneinheit in der Bohrung über eine lange Antriebswelle vom über Tag stehenden Elektromotor angetrieben wird. Die realisierbare Länge dieser Welle ist für die Einbautiefe limitierend, aber auch hier können Tiefen von über 200 m ohne weiteres erreicht werden; weltweit sind auch größere Einbautiefen realisiert.

Die eigentliche Pumpeneinheit ist bei beiden Typen mehrstufig ausgeführt. Die Förderung des Thermalfluids erfolgt bis zur Pumpe jeweils innerhalb der Bohrung. Zwischen der Pumpe bis zur Oberfläche wird eine zusätzliche Rohrleitung verwendet, die sich in der Bohrung befindet und einen kleineren Durchmesser als diese aufweist. Unterschiede zwischen den beiden genannten Pumpentypen ergeben sich hinsichtlich der Effizienz insbesondere durch den Elektromotor. Bei Unterwassermotorpumpen muss der in der Bohrung eingebaute Elektromotor unter den teils anspruchsvollen Umgebungsbedingungen des Thermalfluids arbeiten. Die Temperaturen sind hoch, wo-

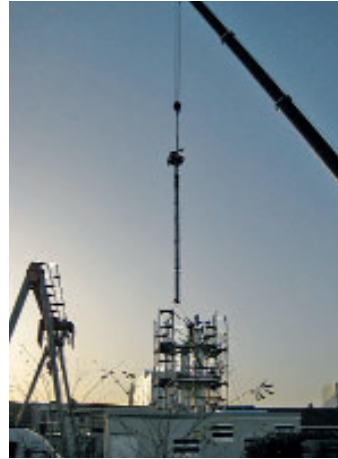


Abb. 4.17 Einbau einer ESP in einen Pumpenprüfstand

Gestängepumpen befindet sich der Elektromotor dagegen über Tag und arbeitet unter den normalen Umgebungsbedingungen bei deutlich niedrigeren Temperaturen. Daraus ergibt sich für den Motor der Gestängepumpen auch der Wirkungsgradvorteil gegenüber den Motoren von ESP.

Neben der Effizienz und der erreichbaren Einbautiefe sind Unterschiede hinsichtlich des zulässigen Bohrungsausbaus zu verzeichnen. Bei den Gestängepumpen ist kaum eine Abweichung der Bohrung von der Vertikalen möglich, da die Antriebswelle nur wenig Spielraum zulässt. Zusätzlich muss beachtet werden, dass eine den Bedingungen angepasste Schmierung der Bauteile erfolgen muss, die ggf. als teilweise Verlustschmierung ausgeführt werden kann. Die Unterwassermotorpumpen können im Gegensatz dazu auch in bereits deutlich abgelenkten Teilstücken der Bohrung eingebaut werden. Aufgrund der Bauart wird hier i. d. R. eine Verlustschmierung vermieden.

Bei allen Pumpentypen muss auf eine geeignete Werkstoffwahl geachtet werden. Besondere Anforderungen ergeben sich aus den vorliegenden Temperaturen, die deutlich höher als bei der Erdölexploration sind, sowie aus den Eigenschaften des geförderten Fluids. Die teilweise hohe Mineralisation und die enthaltenen Gase, die u. a. häufig auch Schwefel beinhalten, können bei falscher Werkstoffwahl schnell zum Materialversagen und zum Ausfall der Pumpe führen. Dies gilt nicht nur für niedriglegierte Stähle; auch hochlegierte Stähle können bei schlechter Abstimmung auf die vorliegenden Eigenschaften ungeeignet sein. Eine sorgfältige Auswahl ist somit für jeden Standort und das dort vorliegende Thermalfluid ratsam, da jeder Ausfall der Pumpe zu einem Anlagenstillstand führt und aufgrund der Einbaubedingungen die Förderpumpen schlecht zugängliche Bauteile sind. Für einen Anlagenbetrieb mit hoher Verfügbarkeit ist daher eine sorgfältige Auslegung und Überwachung dieser Komponente erforderlich.

durch die Kühlung des Motors erschwert wird. Dies muss bei der Auslegung aller Teilkomponenten des Motors und der Lager beachtet werden. Des Weiteren muss beim Betrieb sichergestellt werden, dass auch bei geringer Last der geförderte Volumenstrom zur Kühlung des Motors ausreichend ist. Bei den

4.5.2 Vorgänge in der Bohrung bei der Förderung

Wird aus einer Bohrung, die ein geothermisches Reservoir erschließt, nicht gefördert, so stellt sich ein stationärer Zustand ein, in dem sich das System im Gleichgewicht befindet. Dabei wird das hydraulische Gleichgewicht deutlich schneller erreicht als das thermische. Für die Förderung und den sich dabei ergebenden erforderlichen elektrischen Eigenbedarf sind die hydraulischen Einflüsse entscheidender.

Das hydraulische Gleichgewicht führt dazu, dass sich innerhalb der Bohrung ein statischer Wasserspiegel einstellt. Bei artesischen Systemen liegt dieser Wasserspiegel theoretisch über der Geländeoberkante, der Druck im Reservoir führt dabei dazu, dass es zu einem Ausfluss von Thermalfluid kommt. Bei den meisten Systemen ist der Fluiddruck des Reservoirs aber deutlich niedriger, sodass der Wasserspiegel sich in der Bohrung befindet. Der statische Wasserspiegel kann im Bereich des Norddeutschen-Beckens (NDB) etwa 100 bis 200 m unter der Geländeoberkante liegen. Im ORG hingegen liegt er in einigen Bereichen nur bei 60 m und im Molasse Becken (MB) oft bei 200 m oder sogar darunter. Je nach Reservoir-eigenschaften – und in diesem Fall vor allem je nach dem Produktivitätsindex (vgl. Abschnitt 2.1) – stellt sich für jeden geförderten Volumenstrom ein dynamischer Wasserspiegel ein, der unterhalb des statischen Fluidspiegels liegt. In die Berechnung des dynamischen Fluidspiegels

$$h_{\text{DFL}} = h_{\text{SFL}} + \left(\frac{\dot{V}_{\text{el,fluid}}}{PI \cdot g \cdot \rho_{\text{fluid}}} \right)$$

gehen u. a. auch die Dichte des Thermalfluids (vgl. Abschnitt 2.3) und der Produktivitätsindex PI (vgl. Abschnitt 4) ein. Da die Pumpe das Fluid fördern muss – ein Ansaugen ist nicht möglich – muss die Pumpe immer unterhalb des sich für den maximal zulässigen Fördervolumenstrom ergebenden dynamischen Wasserspiegels eingebaut werden. Soll zusätzlich im obertägigen Anlagenteil ein Mindestdruck im Thermalsystem gehalten werden, z. B. um Entgasung und Ausfällung zu vermeiden, ist auch dies bei der Systemauslegung zu berücksichtigen. Daneben wird zum Schutz der Pumpe in deren Ansaugbereich ein Mindestdruck vorgeschrieben. Dieser ist bei allen Herstellern als NPSH Wert zu finden und gibt eine Art Sicherheitsabstand zum dynamischen Fluidspiegel an. Zur Einhaltung dieses Wertes wird die Pumpe entsprechend tiefer eingebaut.

In der Bohrung kommt es bei der Förderung infolge der Überlagerung vieler Vorgänge zu erheblichen Druckänderungen entlang des Förderweges. Der Druckverlauf ist abhängig von den auftretenden Druckverlusten, der Abnahme des hydrostatischen

Drucks durch die Fluidsäule und den Drücken vor und hinter der Pumpe. Sowohl der hydrostatische Druck als auch die Druckverluste sind in erheblichem Maße von den Eigenschaften des Thermalfluids wie Dichte und Viskosität abhängig. Da die Druckverluste quadratisch von der Strömungsgeschwindigkeit abhängen, gehen hier der Volumenstrom und der Durchmesser des Bohrungsausbaus ein. Ein großer Durchmesser führt zu einer langsameren Strömung und somit geringeren Druckverlusten.

Für die Pumpe folgt aus dem Zusammenwirken aller Randbedingungen und Wechselwirkungen:

- Die Einbautiefe muss auf den maximal zu fördernden Volumenstrom abgestimmt sein um den Mindestdruck vor der Pumpe sicherzustellen.
- Die Pumpe muss so ausgelegt werden, dass für den zu fördernden Volumenstrom der Mindestdruck in der Anlage über Tag eingehalten werden kann.

Der Druckverlauf in einer Förderbohrung beim Einsatz einer Tiefpumpe ist in Abbildung 4.18 schematisch zu sehen. Aus den Randbedingungen ergibt sich die Druckdifferenz Δp , die von der Pumpe überwunden werden muss. Der Mindestdruck vor der Pumpe (NPSH) und der Mindestdruck im obertägigen System (Kopfdruck) sind in diesem Beispiel identisch gewählt.

Der erforderliche elektrische Eigenbedarf für den Antrieb der Förderpumpe wird aus der Druckdifferenz, dem geförderten Volumenstrom und den Wirkungsgraden der Pumpe $\eta_{s,\text{Pumpe}}$ und des Elektromotors $\eta_{\text{el,mech,EM}}$ gebildet:

$$h_{\text{DFL}} = (p_{\text{aus}} - p_{\text{ein}}) \dot{V}_{\text{fluid}} \frac{1}{\eta_{s,\text{Pumpe}} \cdot \eta_{\text{el,mech,EM}}}$$

Erst hier machen sich die unterschiedlichen Wirkungsgrade der Elektromotoren und damit die Unterschiede zwischen ESP und LSP energetisch bemerkbar. Vorher tritt ein Unterschied nur hinsichtlich der zulässigen Einbautiefe auf. Der Einsatz der ESP Systeme ist über einen weiteren Bereich der Förderströme und darüber hinaus für Reservoirs mit sehr niedrigen Fluidspiegeln möglich. Wenn LSP hingegen eingesetzt werden können, bieten sie den Vorteil der etwas besseren elektrischen Wirkungsgrade des Elektromotors. Zu beachten ist, dass diese Zusammenhänge für den Auslegungsfall bei Nennleistung gelten. Im Teillastfall ändern sich die Druckverhältnisse, die festgelegte Einbautiefe hingegen nicht. Infolge der geringeren Pumpenlast ändert sich auch deren Wirkungsgrad. Starke Verringerungen des Wirkungsgrads können dabei durch eine geeignete Regelung und ggf. mit Hilfe von Frequenzumrichtern reduziert werden.

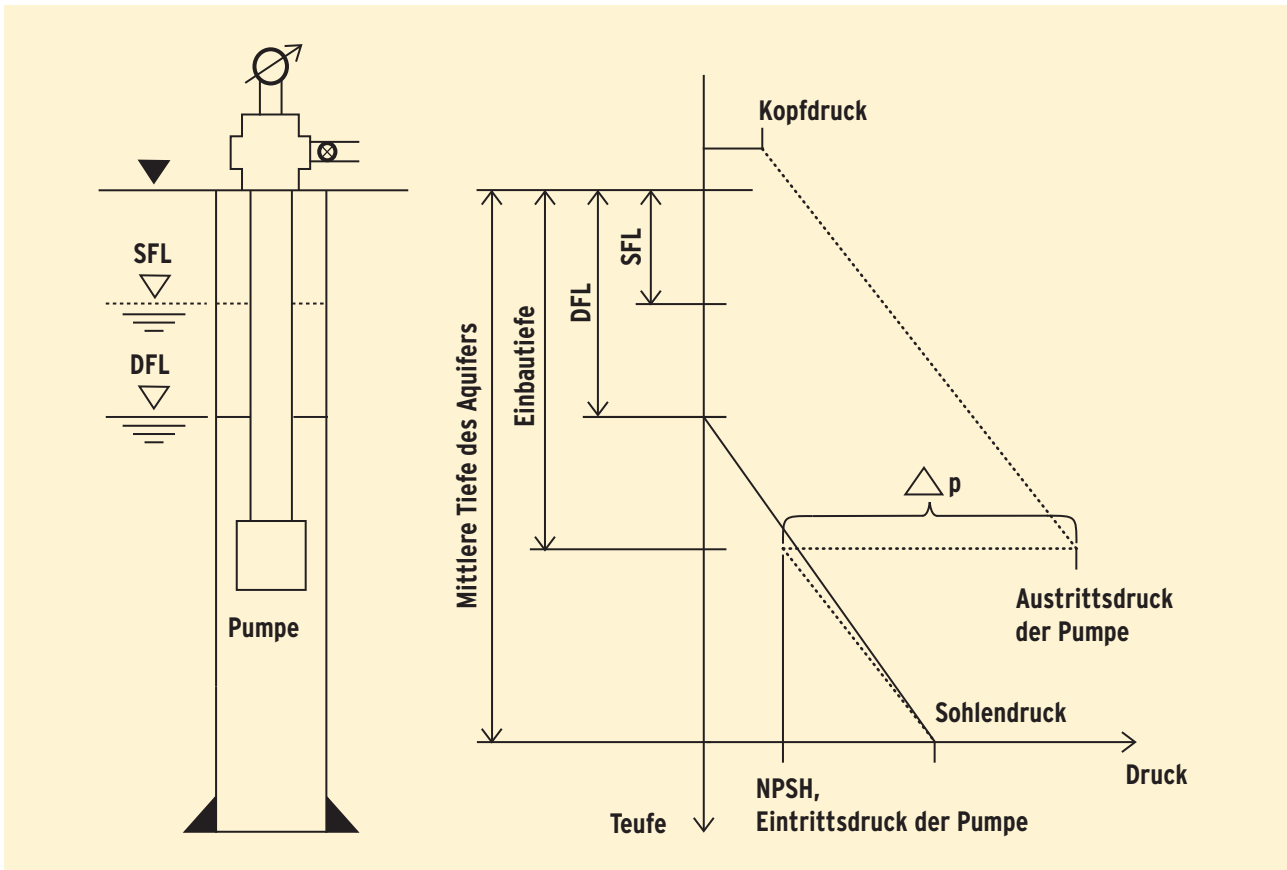


Abb. 4.18 Schema der Druckverläufe und Fluidspiegel in einer Förderbohrung beim Einsatz einer Tiefpumpe

4.5.3 Beispiele des elektrischen Eigenbedarfs für die Thermalfluid-Förderung und optimale Anlagenauslegung

Die Einflüsse innerhalb der Förderbohrung führen zu einem charakteristischen Verlauf des elektrischen Eigenbedarfs in Abhängigkeit vom Fördervolumenstrom im Auslegungsfall. Um die dabei auftretenden Wechselwirkungen besser zu verstehen, werden Einflüsse einiger Parameter exemplarisch betrachtet. Der erste Parameter mit großem Einfluss ist der Produktivitätsindex, der durch die Eigenschaften des Reservoirs vorgegeben ist. Niedrige Werte der Produktivität führen zu einem schnellen Anstieg des erforderlichen Eigenbedarfs. Hohe Produktivitäten erlauben dagegen bei gleichem elektrischen Eigenbedarf eine deutlich höhere Förderrate.

In Abbildung 4.19 ist der Verlauf des elektrischen Eigenbedarfs über den geförderten Massenstrom des Thermalfluids für verschiedene Produktivitäten schematisch aufgetragen. Nach oben hin sind die maximal erreichbaren Massenströme durch die realisierbare Pumpengröße begrenzt. Würde diese Begrenzung nicht vorliegen, wäre die maximal realisierbare Einbautiefe der Pumpe begrenzend. Der theoretisch denkbare Grenzfall wäre erreicht, wenn die Pumpe am Grund der Bohrung eingebaut würde. In der

Realität ist die Einbautiefe entweder durch den Pumpentyp und die damit installierte Leistung oder aber durch den Durchmesser des Bohrungsabschnittes limitiert, da die Durchmesserabnahme der Bohrung den tiefen Einbau einer sehr großen, leistungsstarken Pumpe nicht zulässt.

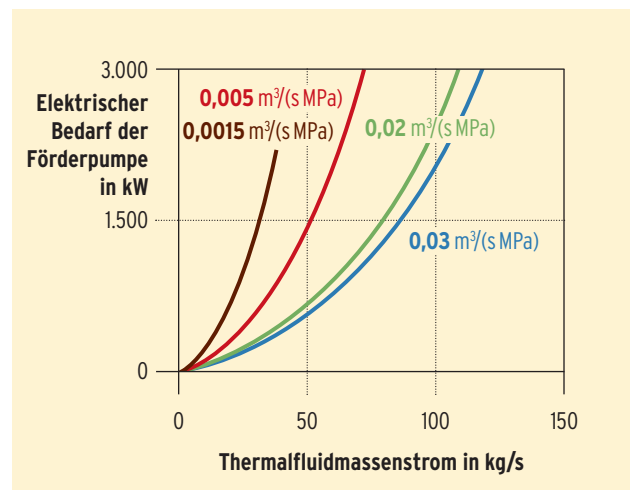


Abb. 4.19 Schematische Darstellung des elektrischen Eigenbedarfes der Förderpumpe in Abhängigkeit vom Thermalfluidmassenstrom und vom Produktivitätsindex des Reservoirs

Da der Produktivitätsindex für einen Standort festliegt, bzw. nur durch Stimulation des Reservoirs beeinflusst werden kann, stellt sich die Frage nach dem Einfluss von Parametern, die erst durch die Anlagenauslegung oder das Anlagenkonzept festgelegt werden. Dies sind der Bohrungsdurchmesser, da dieser die auftretenden Druckverluste beeinflusst, und die Anzahl der Förderbohrungen. Dabei ist festzuhalten, dass ein größerer Bohrungsdurchmesser zum einen die Druckverluste bei gleichem Fördermassenstrom verringert, dass zum anderen bei einem größeren Durchmesser aber auch der Einsatz einer größeren und ggf. effizienteren Pumpe möglich wird. Da der Bohrungsausbau i. d. R. teleskopartig nach unten hin zuläuft, kann darüber hinaus ein größerer Durchmesser eventuell auch zu einem tieferen Einbau der Pumpe und somit zu einer höheren Förderrate führen. Bei sehr kleinen Produktivitäten sind die erzielbaren Förderraten generell gering und der Vorteil eines größeren Bohrungsaubaus ist nur schwach ausgeprägt. Bei hohen Produktivitäten sind dagegen die Druckverluste aufgrund der höheren Förderraten deutlich größer, sodass hier ein großer Bohrungsausbau hinsichtlich des elektrischen Eigenbedarfs für die Förderung deutliche Vorteile aufweist (vgl. Abbildung 4.20).

Einen noch größeren positiven Einfluss auf den Eigenbedarf hat jedoch die Anzahl der Förderbohrungen. Mit zunehmender Anzahl kann der Auslegungspunkt der einzelnen Förderbohrung deutlich zu geringeren Förderraten und somit geringeren elektrischen Leistungsaufnahmen verschoben werden (vgl. Abbildung 4.20). Soll eine festgelegte Förderrate erreicht werden, ist der elektrische Bedarf bei zwei Bohrungen deutlich geringer als bei einer einzelnen. Dies ist durch zwei Effekte begründet: Durch die geringere notwendige Förderrate pro Bohrung wird in den beiden Bohrungen der Fluidspiegel weniger stark abgesenkt. Zusätzlich sind die Strömungsgeschwindigkeiten und somit auch die Druckverluste aufgrund des verringerten Volumenstroms kleiner.

Wird der elektrische Eigenbedarf der Förderung nicht nur als Absolutwert betrachtet, sondern im Zusammenhang mit der erzeugten Bruttoleistung eines Kraftwerkes, so ergibt sich ein klares Anlagenoptimum hinsichtlich der Nettoleistung (vgl. Abbildung 4.21). Die Bruttoleistung steigt annähernd linear mit dem geförderten Massenstrom des Wärmeträgermediums. Der Eigenbedarf der Förderung steigt, egal bei welcher Gestaltung des Fördersystems, hingegen deutlich. Werden beide Größen über dem Thermalfluidstrom aufgetragen, so ist bereits in der grafischen Darstellung zu erkennen, dass das Nettoanlagenoptimum bei der Förderrate zu finden ist, bei welcher der elektrische Bedarf der Förderung am Deutlichsten unterhalb der erzeugten Bruttoleistung

Quelle: IET

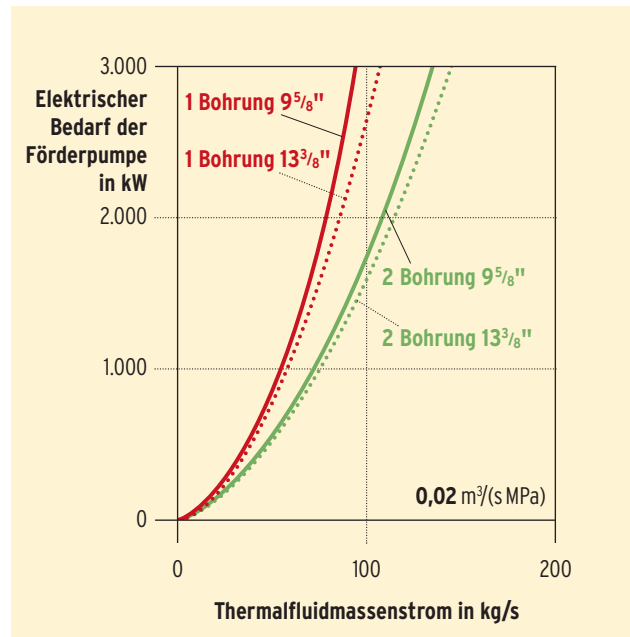


Abb. 4.20 Elektrischer Eigenbedarf der Förderpumpe für verschiedene Bohrungsaubauten für eine bzw. zwei Förderbohrungen

liegt. Der Verlauf der Nettoleistung als Differenz der beiden Verläufe hat bei dieser Förderrate sein Maximum.

Für ein vorhandenes Reservoir ist bei der geothermischen Stromerzeugung somit nicht die maximal mögliche Förderrate energetisch optimal, sondern in den meisten Fällen eine deutlich niedrigere. Zur Ermittlung dieser Förderrate muss das Erschließungskonzept und der Bohrungsausbau zusammen mit den hydraulischen Parametern des Reservoirs unter-

Quelle: IET

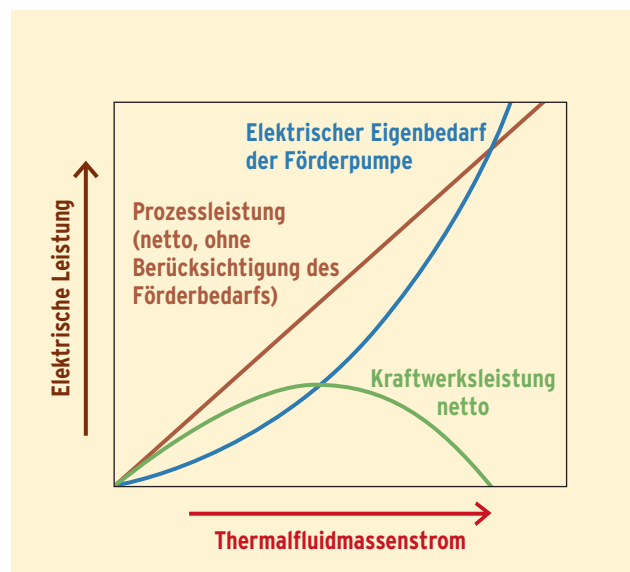


Abb. 4.21 Darstellung der Anlagen Nettoleistung in Abhängigkeit von dem geförderten Thermalfluidmassenstrom und der erzeugten Bruttoleistung

sucht werden. Neben der energetischen Betrachtung der Förderung muss immer auch die wirtschaftliche Seite berücksichtigt werden. Die Systemauslegung muss hinsichtlich der Gestaltung der Thermalfluidförderung frühzeitig erfolgen, da der Bohrungsdurchmesser bereits in einer frühen Projektphase festgelegt wird und auch die Frage nach der Anzahl der Förderbohrungen erheblich die Höhe der Projektkosten beeinflusst. Da in Deutschland nach dem EEG die erzeugte Bruttoleistung vergütet wird, weicht das wirtschaftliche Optimum der Anlage von dem des energetischen Optimums ab. Auch hier ist ein klares wirtschaftliches Maximum über der Förderrate zu finden. Die Förderrate für das wirtschaftliche Optimum liegt i. d. R. etwas oberhalb der energetisch optimalen Förderrate.

Sowohl wirtschaftlich als auch energetisch kann eine optimale Förderrate für jedes geothermische Reservoir ermittelt werden. Dies ist in den meisten Fällen nicht die maximal mögliche Förderrate.

Wird ein Thermalfluid nicht zur geothermischen Stromerzeugung, sondern zur Wärmeversorgung gefördert, ist der elektrische Bedarf der Förderpumpe dem Betriebsaufwand zuzurechnen. Aufgrund des stark ansteigenden Charakters des Eigenbedarfsverlaufs über der Förderrate ist auch hier der maximal mögliche Massenstrom i. d. R. nicht der wirtschaftlich optimale.

4.6 Klimatische Einflüsse, Lastbereiche, Leistungsgrößen und Verfügbarkeit

Neben der Optimierung des Nennlast- bzw. Auslegungspunktes sind bei allen Anlagen, die zur Strom- und auch Wärmeerzeugung eingesetzt werden sollen, die Fahrweise und die Auswirkungen der klimatischen Randbedingungen von Bedeutung. Zusätzlich müssen vor allem auch die realisierbare Leistungsgröße und die Verfügbarkeit der Anlagen berücksichtigt werden (vgl. Abschnitt 4.1).

Die **klimatischen Einflüsse** beeinflussen geothermische Anlagen auf verschiedene Weise. Bei der geothermischen Wärmeversorgung gehen die saisonalen Einflüsse zwar nicht in die Erzeugung ein, dafür aber erheblich auf der Abnehmerseite. Muss nur Wärme zu Heizzwecken und nicht zur Brauchwassererwärmung bereitgestellt werden, können geothermische Heizwerke im Sommer theoretisch ganz abgestellt werden. Das Lastverhalten ist in diesen Fällen aufgrund der Anforderungen der Abnehmerseite also extrem. Wird zusätzlich die Brauchwassererwär-

mung durch geothermische Wärme abgedeckt, ist im Sommer nur eine Lastabsenkung erforderlich (vgl. hierzu Lastabforderungen Abschnitt 3.2). Bei der Stromerzeugung machen sich klimatische Einflüsse dadurch, dass in ein Verbundnetz eingespeist wird, auf der Abnehmerseite nicht bemerkbar, dagegen aber auf der Erzeugerseite. Geänderte Umgebungsbedingungen führen dazu, dass sich die Randbedingungen der Kühlung ändern (vgl. Abschnitt 4.3). Im Winter können daher größere Leistungen erreicht werden als im Sommer. Die Kraftwerksanlagen müssen diese Betriebsbereiche weitgehend abdecken können. Die genannten Leistungsschwankungen müssen sowohl bei der Auslegung der Anlagen als auch bei der wirtschaftlichen Betrachtung berücksichtigt werden. Bei Anlagen zur kombinierten Erzeugung von Strom und Wärme muss frühzeitig festgelegt werden, welche Erzeugung bestimmend für den Betrieb sein wird, um den optimalen Auslegungspunkt der Anlagen identifizieren zu können. Dies ist notwendig, da der Wirkungsgrad der Anlagen bei Abweichungen vom optimalen Auslegungspunkt sinkt.

Der Teillastbetrieb kann prinzipiell mit fast allen technischen Anlagen realisiert werden. Dieser ist nach unten hin meist durch eine sogenannte Mindestlast begrenzt. Bei geothermischen Anlagen ist diese oft durch die Vorgabe zur Mindestlast der Tiefpumpe vorgegeben. Bis zu dieser kann die Leistung der Anlagen zurückgenommen werden. Dabei ist die Lastwechselgeschwindigkeit der obertägigen Anlagenteile i. d. R. hoch. Je nach Gesamtanlagenkonzept müssen die Lastbereiche und ggf. die Garantiepunkte frühzeitig definiert werden. Bei kombinierter Erzeugung von Strom und Wärme ist eine vorrangige Erzeugung zu wählen und die andere entsprechend anzupassen. Dies kann in Extremfällen auch das Abschalten von Anlagenteilen nach sich ziehen.

Die Frage, die sich bei der Nutzung tiefer geothermischer Energie prinzipiell stellt und die nicht ohne weiteres zu beantworten ist, lautet: In welchem Umfang kann die Geothermie zur Strom- und Wärmeerzeugung beitragen?

Für die **Wärmeversorgung** ist diese Frage leichter zu beantworten, da es sich hier um die Versorgung lokaler Infrastrukturen handelt. Die Geothermie ist dafür aufgrund ihrer erreichbaren Leistungsgrößen, die bei thermischen Leistungen von 20 bis 40 MW liegen können, gut geeignet. Darüber hinaus passt das Temperaturniveau der in Deutschland erschließbaren geothermischen Ressourcen mit Temperaturen von etwas über 100 °C für die meisten Anwendungen gut. Lediglich bei alten oder bei sehr großen Fernwärmenetzen stößt die Geothermie in Deutschland an ihre Grenzen. Bei neuen Fernwärmenetzen oder auch zur Versorgung großer Büro- und Wohnkomplexe

bietet die tiefe Geothermie aber eine gute Alternative zu fossilen oder anderen regenerativen Erzeugungsarten. Darüber hinaus kann sie einfach und sinnvoll mit diesen kombiniert werden.

Bei der **Stromerzeugung** sieht es in Deutschland für die geothermische Energie als Primärenergie etwas anders aus. Generell kann bei der Stromerzeugung zwischen einer Grund-, einer Mittellast- und Spitzenlastversorgung unterschieden werden. Zurzeit wird in Deutschland die Grund- und Mittellastversorgung hauptsächlich durch große Kraftwerksanlagen, wie Kernenergieanlagen sowie Braun- und Steinkohlekraftwerke, abgedeckt. Diese Anlagen erreichen Blockgrößen von 800 bis 1.400 MW. Der in den letzten Jahren immer weiter ansteigende Anteil der Nutzung Erneuerbarer Energien, die bei der Bruttostromerzeugung im Jahr 2009 bereits einen Anteil von 16,4 % ausgemacht hat [9], beeinflusst in erheblichem Maße die Aufteilung und die Anforderungen an alle Erzeugungsarten. Die Stromerzeugung aus tiefer Geothermie hat 2009 in Deutschland mit 18,8 GWh [9] zur Strombereitstellung beigetragen. Dies entspricht einem Anteil an der Gesamtstromerzeugung von etwa 0,003 %. Die Nutzung von Windkraft, Biomasse und Wasserkraft dagegen haben einen deutlich höheren Anteil.

Bei der Stromerzeugung aus tiefer Geothermie ist es wichtig, sich die Größenordnungen der Anlagen im Vergleich zu anderen Technologien anzusehen. Dabei soll weniger ein Vergleich mit großen Kraftwerksanlagen, die Leistungsgrößen von über 1.000 MW erreichen, vorgenommen werden, sondern vielmehr mit anderen Technologien zur Nutzung Erneuerbarer Energien. Eine einzelne moderne Windkraftanlage erreicht heute bereits eine Anschlussleistung von 5 bis 6 MW. Windkraftanlagen stehen i. d. R. nicht einzeln, sodass auch hier größere Gesamt-Anlagenleistungen erreicht werden. Biomasseanlagen erreichen Leistungen von 20 MW. Bestehende geothermische Kraftwerke hingegen bewegen sich in Deutschland im Bereich von 0,2 bis etwa 4 MW Anschlussleistung (brutto). Planungen zu neueren Projekten über-

schreiten diese Marke zum Teil; Anlagen mit etwa 5 MW befinden sich in der Planungsphase. Hydrothermale Projekte werden in Deutschland jedoch 10 MW Bruttoleistung nur in Ausnahmefällen und mit mehr als einer Förderbohrung erreichen können. Die Möglichkeit, diese Leistungsgrenze zu überschreiten, wird heute bei der Nutzung petrothermaler Systeme gesehen. Die Erschließungskonzepte hierzu sind weiterhin Thema nationaler und europäischer Forschungsvorhaben. Aber auch dadurch werden Leistungsgrößen heutiger Kraftwerke, die in Deutschland die Grundversorgung sicherstellen, nicht realisiert werden können. Die erzielbaren Leistungsgrößen sind in Deutschland eindeutig durch die vorliegenden Temperaturen der Ressourcen und die sich daraus ergebende Effizienz aufgrund der Grenzen der Physik limitiert.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass selbst die mit petrothermalen Anlagen erzielbaren Leistungsgrößen allein nicht das Argument für die Nutzung geothermischer Energie zur Stromerzeugung sein können. Der Aspekt, der die geothermische Stromerzeugung auch in Deutschland positiv beeinflussen kann, ist die **Verfügbarkeit**. Die Nutzung von Wind- und Sonnenenergie unterliegt starken auch tageszeitlichen Schwankungen; die Nutzung geothermischer Energie hingegen nicht. Geothermische Energie ist daher im Gegensatz zu anderen Erneuerbaren Energien geeignet, einen Beitrag zur Grundlastversorgung zu leisten. Voraussetzung dafür ist eine hohe Verfügbarkeit aller Einzelkomponenten im Zusammenwirken mit einem angepassten Wartungs- und Revisionskonzept. Dies kann zwar nicht zu 8.760 Einsatzstunden im Jahr führen, aber 8.000 Stunden könnten bei einer guten Abstimmung dieser Anlagen erreicht werden. Dadurch könnten geothermische Kraftwerke trotz ihrer geringen Leistungsgröße und Wirkungsgrade zur Stromversorgung in Deutschland beitragen und ihren Anteil unter den Erneuerbaren Energien ggf. vergrößern. Auch bei der Wärmeversorgung ist der Aspekt der Verfügbarkeit wichtig, und es kann mit einer hohen Verfügbarkeit eine nachhaltige Wärmeversorgung sichergestellt werden.

5. ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

Die Nutzung tiefer geothermischer Energie bietet in Deutschland eine Vielzahl an Herausforderungen und erfordert – neben speziellen Methoden der Erschließung – aufgrund der vorliegenden geringen Temperaturen auch obertägig angepasste Technologien.

Die Erschließung geothermischer Ressourcen ist stark abhängig von den vorliegenden geologischen Bedingungen. Heute werden in Deutschland vorrangig hydrothermale Systeme im Bereich des süddeutschen Molassebeckens, des Oberrheingrabens und des norddeutschen Beckens genutzt. Petrothermale Systeme hingegen sind derzeit noch Gegenstand der Forschung und deren Nutzung ist in Deutschland noch nicht kommerziell umgesetzt. Bei allen Systemen sollten wegen des zum Teil großen Einflusses des gewählten Erschließungskonzeptes frühzeitig verschiedene Varianten betrachtet werden. Dazu gehören die Fragestellung nach der Anzahl der Bohrungen, dem Bohrungsausbau und somit auch dem Bohrdurchmesser sowie die Frage, ob die Bohrungen abgelenkt werden sollen. Wichtig ist zudem die angepasste Auswahl der Komponenten zur Thermalfluidförderung, das als Wärmeträgermedium dient. Erst hierdurch kann geothermische Energie in Anlagen über Tag genutzt werden. Das Thermalfluid hat neben den thermophysikalischen und hydraulischen Parametern der geothermischen Ressource erheblichen Einfluss auf die Gestaltung des Anlagenkonzeptes. Alle Faktoren beeinflussen darüber hinaus die Gesamtanlage nicht nur energetisch, sondern vor allem auch wirtschaftlich.

Einer der wichtigsten Faktoren zur Beschreibung von geothermischen Ressourcen ist der geothermische Gradient, der die erreichbare Temperatur mit der erforderlichen Bohrtiefe in Verbindung setzt. Bei den in Deutschland vorliegenden Bedingungen handelt es sich um Niederenthalpie-Lagerstätten. Die in diesen Tiefen vorliegenden Temperaturen begrenzen die möglichen Einsatzgebiete der tiefen Geothermie. Die Versorgung von Nah- und Fernwärmenetzen durch geothermische Wärme ist bereits heute realisiert und

energetisch sinnvoll. Bei der Stromerzeugung aus geothermischer Energie liegen jedoch klare Grenzen der Nutzbarkeit aufgrund der Gesetze der Physik vor. Die Wirkungsgrade sind bedingt durch die niedrigen Temperaturen gering und der größte Teil der vom Thermalfluid auf das Arbeitsfluid des Kraftwerks übertragenen Wärmemenge muss als Abwärme an die Umgebung abgeführt werden. Dies betrifft alle in Frage kommenden Technologien zur Stromerzeugung, zu denen aufgrund der Temperaturen Kraftwerksprozesse aus der Gruppe der Rankine-Prozesse mit niedrig siedenden Arbeitsfluiden gehören. In diese Gruppe gehören auch die Organic-Rankine-Prozesse und Kalina-Prozesse, die alle mit verschiedenen Arbeitsfluiden und in einer Vielzahl an Prozessvarianten zur Verfügung stehen. Je nach Einsatzkonzept – nur Stromerzeugung oder kombinierte Erzeugung von Strom und Wärme – muss eine geeignete Auswahl der Prozessvariante getroffen werden, da eine allgemeingültige Aussage nicht möglich ist. Die Wirkungsgrade dieser Prozesse sind heute bereits gut, die Grenzen liefert hier die Temperatur der Ressource.

Ein genereller Vorteil bei der geothermischen Stromerzeugung ist die Verfügbarkeit der geothermischen Energie. Es treten keine tages- oder jahreszeitlichen Schwankungen auf, sodass die geothermische Energie prinzipiell einen Beitrag zur Grundlastversorgung leisten kann. Dafür ist eine hohe Verfügbarkeit der Anlage selbst notwendig. Dies erfordert nicht nur eine energetisch abgestimmte Auswahl der Komponenten, sondern es ist darüber hinaus auch die Betriebssicherheit sicherzustellen. Dies muss auch die Abstimmung der verwendeten Werkstoffe beinhalten. Da der Eigenbedarf bei Anlagen zur Nutzung tiefer Geothermie relativ hoch ist, sollte dieser bei der Optimierung und der energetischen Auslegung frühzeitig berücksichtigt werden. Es ist notwendig, alle Teilsysteme und Eigenverbraucher zu betrachten. Dies führt schließlich zu einer Optimierung der Gesamtanlage, mit dem Ziel, eine energetisch nachhaltige und wirtschaftlich optimale Anlagenauslegung zu erreichen.

Abkürzungen

DFL	Dynamisches Fluidlevel	Wasserspiegel innerhalb der Bohrung
ESP	Electrical Submersible Pump	Unterwassermotorpumpe
GWP	Global Warming Potential	Wert zur Angabe des Treibhauspotentials von chemischen Stoffen
KC	Kalina-Cycle	Patentierter Dampfkraftprozess mit Wasser-Ammoniak-Mischung als Arbeitsfluid
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung	Gemeinsame Erzeugung von Strom und Wärme in einer Anlage
LSP	Line Shaft Pump	Gestängepumpe
LuKo	Luftkondensator	Trockenes, direktes Kühlverfahren
MB	Molasse Becken	Geologische Struktur
NDB	Norddeutsche Becken	Geologische Struktur
ODP	Ozone Depletion Potential	Wert zur Angabe des Ozonstörungspotentials
ORC	Organic-Rankine-Cycle	Dampfkraftprozess mit organischem Arbeitsfluid
ORG	Oberreingraben	Geologische Struktur
SFL	Statisches Fluidlevel	Ruhewasserspiegel

Weiterführende Links und aktuelle Informationen zur Geothermie

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)
<http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt>

Geotis – Geothermisches Informationssystem für Deutschland
<http://www.geotis.de>

BINE Informationsdienst
<http://www.bine.info>

International Geothermal Association (IGA)
<http://www.geothermal-energy.org>

GtV – Bundesverband Geothermie e.V.
<http://www.geothermie.de>

WFG – Wirtschaftsforum Geothermie
<http://www.wirtschaftsforum-geothermie.de>

Deutscher Wetterdienst
<http://www.dwd.de>

Literaturliste und Regelwerke

- [1] DIN 1343: Referenzzustand, Normzustand, Normvolumen, Januar 1990.
- [2] DIN 8960: Kältemittel: Anforderungen und Kurzzeichen, November 1998.
- [3] VDI-Richtlinie 3896: Ermittlung des Wirkungsgrades von konventionellen Kraftwerken, Oktober 2000.
- [4] VDI-Richtlinie 4640: Thermische Nutzung des Untergrundes – Grundlagen, Genehmigungen, Umweltaspekte, Dezember 2000.
- [5] Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz). Bundesgesetzblatt Jahrgang 2002 Teil I Nr. 19, 2002, Bonn.
- [6] VDI-Richtlinie 4608: Energiesysteme, Kraft-Wärme-Kopplung. Begriffe, Definitionen, Beispiele, März 2005.
- [7] AGFW: Zertifizierung von KWK-Anlagen – Ermittlung des KWK-Stromes -. Arbeitsgemeinschaft für Wärme und Heizkraftwirtschaft – AGFW – e.V., 2002.
- [8] Baehr, H. D.; Kabelac, S.: Thermodynamik – Grundlagen und technische Anwendungen. Springer-Verlag, Berlin Heidelberg, 2009.
- [9] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Referat Öffentlichkeitsarbeit: Erneuerbare Energien in Zahlen. Internet Update ausgewählter Zahlen, 2010.
- [10] Kather, A.; Rohloff, K.; Filleböck, A.: Energy Efficiency of Geothermal Power Generation. VGB PowerTech 5/2008, S. 98 – 105.
- [11] Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik. Geothermisches Informationssystem für Deutschland. <http://www.geotis.de/>, Januar 2010.
- [12] Schröder, H. et. al.: Langfristige Betriebssicherheit geothermischer Anlagen. Abschlussbericht, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), Juni 2009.
- [13] Stober, I. et. al.: Nutzungsmöglichkeiten der tiefen Geothermie in Deutschland. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2009.
- [14] Deutscher Wetterdienst. Klimadaten Deutschland – Zeitreihen an einzelnen Stationen. http://www.dwd.de/bvbw/appmanager/bvbw/dwdwwwDesktop?_nfpb=true&_pageLabel=_dwdwww_klima_umwelt_klimadaten_deutschland&T ; abgerufen am 24.06.2008.

“Der Staat schützt auch in Verantwortung für die künftigen Generationen die natürlichen Lebensgrundlagen ...”

Grundgesetz, Artikel 20 a