

# Möglichkeiten und Perspektiven der geothermischen Stromerzeugung

*Silke Köhler und Ali Saadat, GeoForschungsZentrum Potsdam*

<b>1</b>	<b>Rahmenbedingungen .....</b>	<b>9</b>
1.1	Technische Aspekte – Planung und Betrieb der Anlagen .....	9
1.2	Betriebswirtschaftliche Aspekte .....	10
1.3	Thermodynamische Aspekte .....	11
<b>2</b>	<b>Prozesse zur Erzeugung elektrischer Energie aus Geothermie .....</b>	<b>13</b>
2.1	Klassische Kraftwerksprozesse / Vergleichsprozesse .....	14
	Dampfkraftprozess (Clausius-Rankine Prozess).....	14
	Gasturbinenprozess.....	15
2.2	Geothermische Kraftwerke mit direkter Nutzung des Fluides .....	17
	Direkte Nutzung des Dampfes.....	17
	Single Flash Systeme.....	19
	Double Flash Systeme .....	20
2.3	Binäranlagen.....	22
	Rankine-Prozess mit organischem Arbeitsmittel (Organic Rankine Cycle, ORC).....	22
	Kalina-Kreislauf .....	24
<b>3</b>	<b>Fazit .....</b>	<b>26</b>
<b>4</b>	<b>Literatur .....</b>	<b>28</b>

## Abstract

An overview of the available technologies to convert geothermal energy to electricity and their range of application is presented. Geothermal power plants and geothermal heating systems are compared from technical and economic points of view.

Reservoir temperature, steam content, fraction of non-condensable gases, corrosion and scaling potential as well as the productivity of a geothermal field determine the choice of the type of power station appropriate for a specific geothermal field. Direct steam and flash steam plants are used when geothermal fluid temperature is above 150°C. The plants benefit from fluids with small fractions of non-condensable gases and low corrosion and scaling potential. Binary power plants work with a secondary fluid and require geothermal fluid temperatures of at least 80°C. Higher temperatures improve their efficiency substantially. The working fluid is selected according to the temperature range in the geothermal reservoir. Since the impact of the geothermal fluid is limited to the brine supply system and the heat exchanger, binary systems can use geothermal fluids with high concentrations of dissolved gases and high scaling or corrosion potential.

Geothermal heating systems and geothermal power plants use the same primary energy, however, they differ in the products they supply to the energy market, in the management and in the basic economic data. While space heating is clearly tailored to the customer, the design of geothermal power plants is largely independent of specific users.

Three issues affect the decision for a certain energy conversion technology:

- geological conditions, i.e. flow rate, temperature and enthalpy content of the geothermal fluids determine which products can be offered,
- local demand, i.e. consumer needs at specific sites decide which products will find a ready market
- economy, i.e. production costs and local market conditions control the profitability of the investment.

The technical feasibility of the use of geothermal energy for space heating and electricity generation is demonstrated in many places of the world. In Germany, however, the level of development of the two systems differs strongly: geothermal heating systems have been operated successfully for several years, while geothermal power plant technology is still incipient. Further development of this technology is indispensable to assure its availability in the future.

## 1 Rahmenbedingungen

Die nachhaltige, am Bedarf an Energiedienstleistungen orientierte Versorgung mit Energie steht im Mittelpunkt einer umweltgerechten Wirtschaftsstruktur. Hier wird es darauf ankommen, durch umfassenden Einsatz verbrauchs- wie aufkommensseitiger Instrumente eine weitere deutliche Erhöhung der Energieeffizienz wie des Einsatzes erneuerbarer Energieträger zu erreichen. Langfristig ist eine weitreichende Umstellung auf erneuerbare Energieträger unumgänglich. Dazu kann Geothermie einen erheblichen Beitrag leisten.

Ziel des Projektes „Nutzbarmachung klüftig-poröser Speichergesteine zur abnehmernahen geothermischen Energiebereitstellung“ ist, Grundlagen zu schaffen, um die Nutzung der geothermischen Energie möglichst standortunabhängig zu machen. Während ein Schwerpunkt des Projektes bei den Gesteinseigenschaften und Prozessen untertage liegt, beschäftigt sich ein anderer - die Realisierungskonzepte - mit der energetischen Nutzung der Geothermie übertage. Die energetische Nutzung hydrothermalen Ressourcen geschieht in Deutschland bisher ausschließlich in geothermischen Heizzentralen. Anlagen zur Wandlung der Wärme aus der Erde in elektrische Energie erweitern die Nutzung in mehrfacher Hinsicht: Die andere Energieform (Strom) erschließt nicht nur ein neues Abnehmerpotential, sondern auch die Frage des Transportes vom Ort der Erzeugung zum Verbraucher ist gelöst.

Die folgenden Abschnitte beleuchten die verschiedenen Aspekte der geothermischen Stromerzeugung und stellen sie der Wärmebereitstellung aus Geothermie gegenüber.

### 1.1 Technische Aspekte – Planung und Betrieb der Anlagen

Eine geothermische Heizzentrale besteht in Deutschland in der Regel aus Förder- und Verpressbohrung sowie dem Thermalwasserkreislauf mit Förderpumpe und Wärmeübertrager übertage. Falls erforderlich wird die Temperatur mit Hilfe einer Wärmepumpe auf das gewünschte Niveau angehoben. Zur Deckung der Spitzenleistung dienen meist mit fossilen Brennstoffen beheizte Kessel. Die Wärme wird in ein Nah- bzw. Fernwärmenetz eingespeist und so zu den Verbrauchern transportiert. Damit stellen sich bei der Realisierung der Anlage zwei Aufgaben aus dem energietechnischen Bereich.

- Es müssen mindestens zwei Energieträger in dem System zusammengeführt, die Anlagen passend dimensioniert und technisch integriert werden.
- Es ist ein Verteilernetz erforderlich, das – so nicht vorhanden - installiert werden muss. Dies kann je nach Art der Bebauung des zu versorgenden Gebietes mit erheblichen Schwierigkeiten verbunden sein.

Heizzentralen werden nachfragegebunden geplant und betrieben. Betriebserfahrung bestehender Anlagen und Optimierungsrechnungen zeigen, dass der geothermische Teil der Heizzentralen jährliche Vollaststunden zwischen 2000 bis 3000 Stunden erreicht (SCHALLENBERG ET AL., 1999). Dies resultiert aus der starken jahreszeitlichen Schwankung der Wärmenachfrage und der entsprechenden Dimensionierung der geothermischen Anlage auf die Grundlast. Diese Richtwerte gelten für übliche Heiznetze mit einer Mischnutzung private Haushalte /

Industrie. Stark davon abweichende Jahresgänge können zu höheren Vollaststundenzahlen führen.

Die möglichen Techniken zur geothermischen Stromerzeugung sind in Abschnitt 2 dargestellt. Unter den geologischen Voraussetzungen in Deutschland kommen voraussichtlich nur Systeme, die mit einem Sekundärfluid arbeiten, in Frage. Ein solches System setzt sich aus dem Hauptkomponenten Verdampfer, Turbine, Kondensator und Speisepumpe sowie den zugehörigen Steuer- und Regelungselementen zusammen. Im Gegensatz zu geothermischen Heizzentralen werden hier auch auf der Sekundärseite des Wärmeübertragers (Thermalwasser/Sekundärfluid) Sondermaschinen eingesetzt. Geothermische Kraftwerke arbeiten autark und nutzerunabhängig. Der erzeugte Strom kann direkt in das bestehende Netz eingespeist werden. Eine aufwendige Systemintegration oder gar die Errichtung eines eigenständigen Verteilernetzes sind nicht erforderlich.

Die Anlagen bedienen die elektrische Grundlast und erreichen damit Vollaststundenzahlen von 7000 und mehr Stunden im Jahr (LUND & BOYD, 1999). Genau so wie Fotovoltaik- oder Windkraftanlagen werden sie netzparallel betrieben. Die erzeugte Elektrizität kann zu jeder Zeit – saison- und nutzerunabhängig – in das Stromnetz eingespeist werden. Der Netzbetreiber sorgt für die Spannungs- und Frequenzhaltung und gegebenenfalls die Blindstromlieferung.

## **1.2 Betriebswirtschaftliche Aspekte**

Märkte für Energie sind in der Regel nicht ohne geordnete Rahmenbedingungen funktionsfähig. Die gegenwärtigen wirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingung eröffnen neue Perspektiven für alle erneuerbaren Energien. Schlagworte wie „Verabschiedung des Erneuerbaren Energien Gesetzes (EEG)“ und „Öffnung des Gasmarktes“ kennzeichnen die Situation. Der zur Zeit (Herbst 2000) stattfindende Umbruch im Energieversorgungsmarkt hat erheblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit geothermischer Anlagen.

Für die Errichtung einer geothermischen Heizzentrale müssen betriebswirtschaftlich betrachtet zwei Voraussetzungen erfüllt sein. Zuerst muss eine ausreichende und geeignete Nachfrage in der Nähe einer günstigen geologischen Formation bestehen. Dann muss der Betreiber der Anlage diese Nachfrager als Kunden gewinnen.

Die Öffnung des Gasmarktes führt zu erhöhtem Wettbewerb und damit voraussichtlich, wenn auch kurzzeitig, zu erheblichen Wärmepreissenkungen. Dies verschlechtert die Wirtschaftlichkeit einer geothermischen Heizzentrale und erschwert damit erheblich die Vermarktung der geothermische Wärme.

Anders stellt sich die Situation bei geothermischen Kraftwerken dar: Das EEG garantiert sowohl die Abnahme der elektrischen Energie als auch einen festen Preis von 17,5 Pf/kWh. Aus der Sicht eines Betriebswirtschaftlers liegen damit geradezu ideale Bedingungen vor: Sowohl der Absatz als auch der Preis ist festgeschrieben, es ist 100% Planungssicherheit

gegeben, ein Argument, das insbesondere im sich gerade stetig wandelnden Energiemarkt von ausschlaggebender Bedeutung ist.

Neben der aktuell an einem Standort gegebenen Situation sollten auch die zukünftigen energetischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen während des Planungsganges in Betracht gezogen werden. Damit spielt der Grad der Anpassungsfähigkeit einer Technologie an zukünftige Bedingungen eine ausschlaggebende Rolle bei der Entscheidung für eine bestimmte Anlage. Da die Heizzentralen nachfrageorientiert geplant werden und ein hohes Maß an Systemintegration aufweisen, können sie nur in begrenztem Rahmen auf eine Änderung der Nachfrage reagieren. Anlagen für geothermische Stromerzeugung dagegen sind in der Regel modular aufgebaut und damit leicht erweiterbar. Ein ergiebiger Nutzhorizont kann z.B. in mehreren Ausbaustufen mit einer Anzahl von Bohrungen erschlossen werden. Der modulare Aufbau der Anlagen zur Energiewandlung ermöglicht eine optimale Anpassung der Gesamtleistung an die jeweilige Ausbaustufe.

### 1.3 Thermodynamische Aspekte

Zur Bewertung eines Prozesses oder einer Anlage werden in der Technik gerne Wirkungsgrade benutzt, um durch eine einzige Zahlenangabe die Güte einer Energieumwandlung zu kennzeichnen (BAEHR, 1989). Ein Wirkungsgrad ist allgemein definiert als Quotient zwischen Nutzen und Aufwand. Die Verbesserung des Wirkungsgrades bedeutet entweder Verminderung des Aufwandes bei gleichem Nutzen oder Erhöhung des Nutzens bei gleichem Aufwand. Bei der Nutzung fossiler Energieträger kommen beide Mechanismen zum Tragen: Die Verminderung des Aufwandes schont die begrenzten Ressourcen und verringert die Emissionen. Die Verbesserung einer Anlage erhöht den Nutzen und verringert den energetisch nicht nutzbaren Anteil – die Verluste. Für geothermische Anlagen spielt zunächst nur der zweite Mechanismus eine Rolle, da die Ressource nahezu unbegrenzt zur Verfügung steht. Die nicht genutzte thermische Energie wird zum größten Teil wieder in die Erde zurück geführt. Das Ziel, die Anlage zu optimieren, um einen möglichst großen Nutzen zu erreichen, bleibt davon unberührt.

Heizwerke und Kraftwerke, zwei Systeme, die so unterschiedliche Produkte wie Wärme und Strom erzeugen, können nur durch einen Quotient aus thermodynamisch gleichwertigen Energien, also aus Exergien<sup>1</sup>, bewertet werden. Elektrische Energie besteht zu 100% aus Exergie und kann damit uneingeschränkt in jede andere Energieform umgewandelt werden. Dies gilt nicht für thermische Energie (Wärme), die sich aus einem exergetischen und einem anergetischen Anteil zusammensetzt. Von ihr kann nur der Anteil der Exergie in andere Energieformen umgewandelt werden. Mit dem exergetischen Wirkungsgrad lässt sich direkt erkennen, wie gut eine Energiequelle zur Verrichtung einer Aufgabe eingesetzt wird und wie viel Verbesserung im thermodynamischen Sinne noch möglich ist.

---

<sup>1</sup> Exergie ist Energie, die sich unter Mitwirkung einer vorgegebenen Umgebung in jede andere Energieform umwandeln lässt, Anergie ist Energie, die sich nicht in Exergie umwandeln lässt. Es gilt für jede Energieform die allgemeine Gleichung: Energie = Exergie + Anergie (BAEHR, 1989).

FRICKE & BORST (1984) zeigen am Beispiel der Prozesswärmeerzeugung aus Geothermie, dass sich Exergiewirkungsgrade bis zu 80% erreichen lassen. „Dieser Wert ist wesentlich größer als bei anderen Methoden der Prozesswärmeerzeugung wie beispielsweise Verbrennung von fossilen Brennstoffen. Der Grund dafür ist offenbar, dass die Primärenergie (Geowärme) schon eine Energieform von verhältnismäßig geringer Qualität ist und nur eine geringe weitere Exergieverminderung bei der Prozesswärmeerzeugung auftritt. Auf ähnliche Weise kann man zeigen, dass auch der Exergiewirkungsgrad bei der Elektrizitätserzeugung günstig ist, während der Energiewirkungsgrad außerordentlich klein ist (FRICKE & BORST, 1984)“. Tabelle 1 zeigt exemplarisch die Eckwerte einiger geothermischer Kraftwerke mit den dazugehörigen exergetischen und - soweit verfügbar - energetischen Wirkungsgraden. Die in der Tabelle genannten Prozesse werden in Abschnitt 2 dargestellt.

Für eine thermodynamische Bewertung von Prozessen ist ein Vergleich zwischen Wärme und Strom durch Exergieanalyse möglich. Bei einem konkreten Projekt dagegen ist die Bewertung letztendlich immer abhängig von der benötigten Energieform. Eine allgemein gültige Aussage, welche Variante günstiger ist, kann ohne Berücksichtigung der Nachfrage nicht getroffen werden.

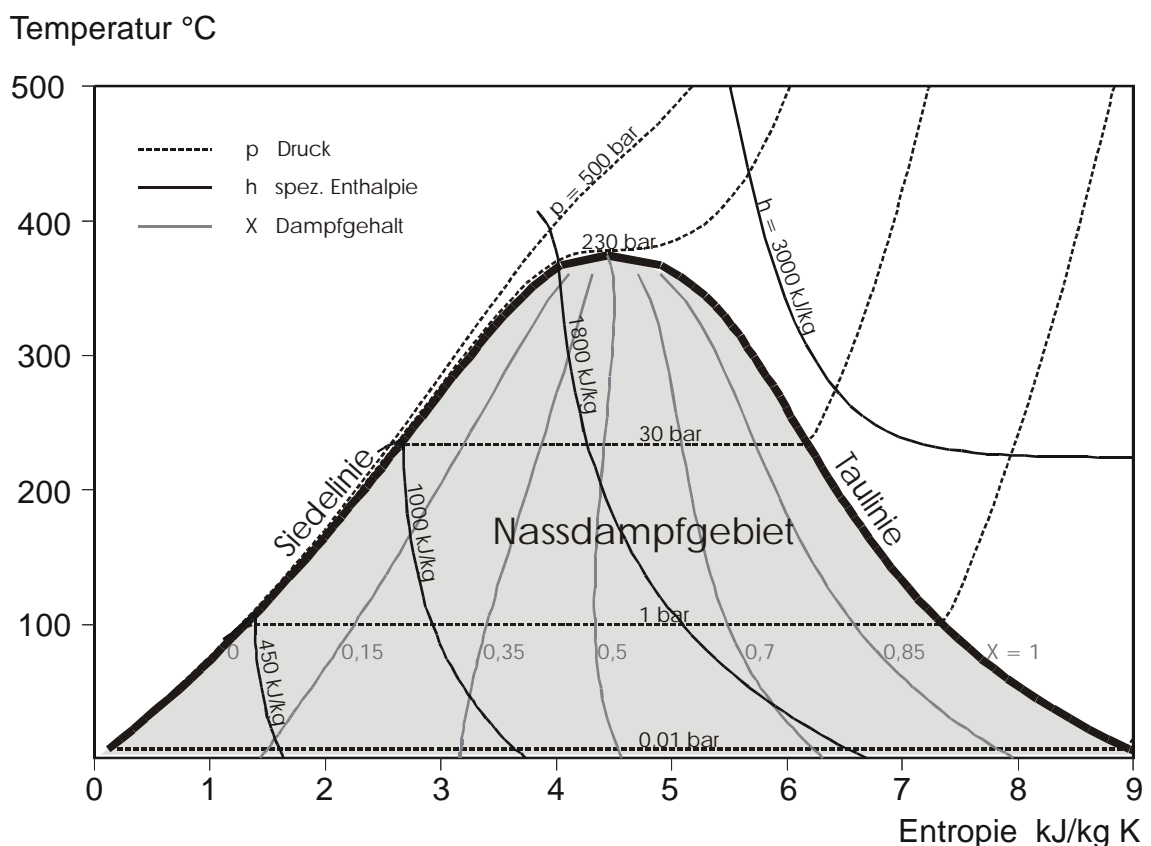
<b>Standort</b>	<b>Larderello Italien</b>	<b>Guanacaste Costa Rica</b>	<b>Beowave Nevada</b>	<b>Heber Kalifornien</b>	<b>Wendel Kalifornien</b>
Anlage	Valle Secolo	Miravalles	Beowave	Second Imperial	Amedee
Prozess	Direkte Dampfnutzung	Single Flash	Double Flash	ORC (Isopentan)	ORC (R-114)
Nennleistung	57 MW	55 MW	16,7 MW	40 MW	2 MW
Förderrate	400 t/h	2734 t/h	567 t/h	3596 t/h	738 t/h
Reservoir Temperatur	204°C	230°C	215°C	168°C	103°C
Fluid	Überhitzter Dampf	Heißwasser	Heißwasser	Heißwasser	Heißwasser
Spezifischer Fluidverbrauch	7,7 kg/MWh	53 kg/MWh	35 kg/MWh	85 kg/MWh	463 kg/MWh
Exergetischer Wirkungsgrad	57,6%	29,5%	46,7%	35,6%	13,9%
Energetischer Wirkungsgrad				13,2%	5,6%

**Tabelle 1:** Geothermische Kraftwerke, nach DIPPIO (1999)

## 2 Prozesse zur Erzeugung elektrischer Energie aus Geothermie

Um die Wärme aus der Erde in elektrische Energie zu wandeln, stehen verschiedene Prozesse und Anlagen zur Verfügung. Alle beinhalten eine Turbine, in der das Arbeitsmedium entspannt und dabei über eine Welle einen Generator antreibt. Der klassische Dampfkraftprozess (Clausius-Rankine Prozess) und der offene Gasturbinen Prozess standen Pate für diese Prozesse. Das aus der Bohrung geförderte Fluid dient entweder direkt als Arbeitsmedium oder es überträgt die Wärme in einem Wärmeübertrager an ein Sekundärfluid.

Alle im Folgenden genannten Angaben zu Prozessparametern entstammen einzelnen Veröffentlichungen. Sie sind als beispielhaft anzusehen und sollen dazu dienen, die Arbeitsbereiche der verschiedenen Prozesse zu veranschaulichen.



**Abbildung 1:** Temperatur-Entropie Diagramm von Wasser mit Nassdampfgebiet (grau unterlegt), Isobaren (schwarz gestrichelt), Isenthalpen (schwarz durchgezogen) und Linien gleichen Dampfgehaltes (grau durchgezogen)

Die Darstellung der Prozesse erfolgt sowohl als Schaltbild, das die einzelnen Komponenten und ihre Verschaltung in einem Schema zeigt, als auch in einem Temperatur-Entropie<sup>2</sup> Diagramm (T-s Diagramm). T-s Diagramme dienen zur Veranschaulichung von Kreisprozessen. Zustandsänderungen wie zum Beispiel isobare, isotherme Verdampfung oder isenthalpe Ent-

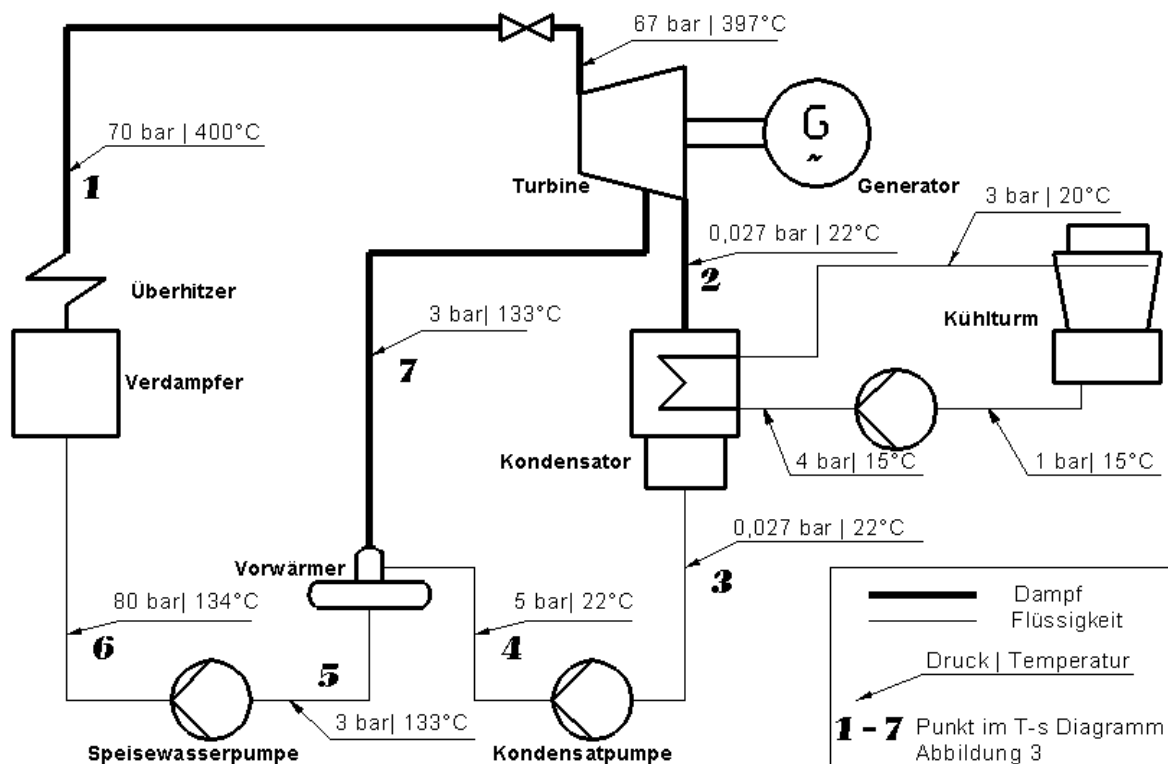
<sup>2</sup> Entropie ist ein Maß für die Freiwilligkeit bzw. die Richtung einer Zustandsänderung. Alle natürlichen Prozesse sind irreversibel. Reversible Prozesse sind nur idealisierte Grenzfälle irreversibler Prozesse.

spannung, können entlang der Isolinien leicht eingetragen und verfolgt werden (s. Abbildung 1). In idealen Prozessen erfolgen Kompression und Entspannung isentrop, d.h. ohne Zunahme der Entropie. Sie sind damit vollständig reversibel. In der Realität sind beide Zustandsänderung aufgrund von z.B. Reibungsverlusten nicht vollständig umkehrbar, die Entropie nimmt in beiden Fällen zu. Alle im Folgenden gezeigten Diagramme berücksichtigen diese Entropiezunahme.

## 2.1 Klassische Kraftwerksprozesse / Vergleichsprozesse

### Dampfkraftprozess (Clausius-Rankine Prozess)

Der Clausius-Rankine Prozess besteht im Wesentlichen aus Verdampfer/Überhitzer, Turbosatz (Turbine + Generator), Kondensator mit angeschlossenem Kühlturm und Speisewasserpumpen. Der in Abbildung 2 dargestellte einfache Dampfkraftprozess wurde WOULDSTRA & VERSCHOOR (1998) entnommen. Er enthält neben den genannten Komponenten eine Dampfanzapfung zur Speisewasservorwärmung.

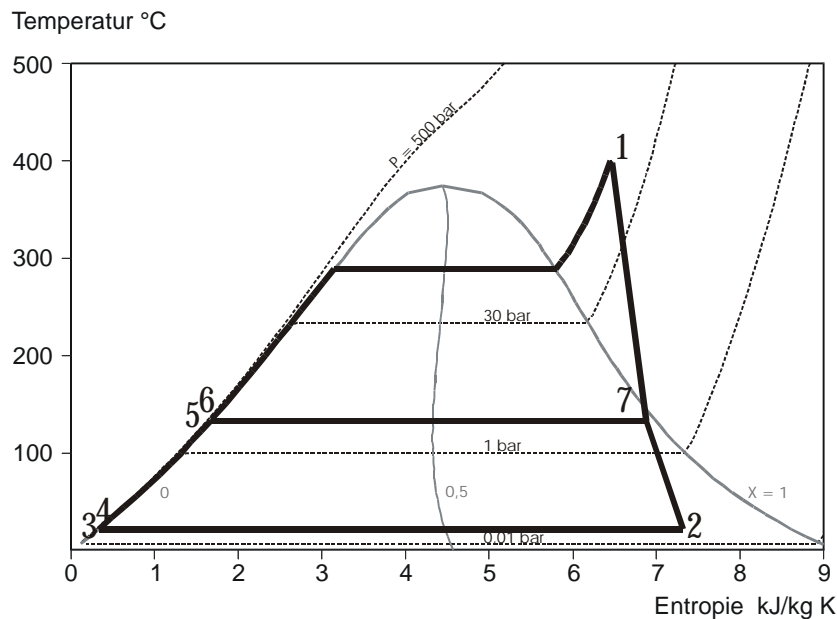


**Abbildung 2:** Einfacher Dampfkraftprozess mit Vorwärmung durch Anzapfdampf nach WOULDSTRA & VERSCHOOR (1998)

Das dampfförmige, überhitzte Arbeitsmedium aus dem Verdampfer / Überhitzer (1) entspannt in der Turbine und treibt so den Generator an. Der Druck nach der Turbine (2) liegt mit 0,027 bar deutlich unter dem Umgebungsdruck. Der Dampf kondensiert im Kondensator, wobei Wärme über den Kühlturm abgeführt wird (3). Anschließend erhöhen die Speisewasserpumpen den Druck, bevor das Arbeitsmedium im Verdampfer wieder isobar verdampft



und anschließend überhitzt wird (3-6, 1). Im Niederdruckteil der Turbine wird ein Teilstrom des Dampfes (7) angezapft und wärmt das Arbeitsmedium nach einer ersten Druckerhöhung in einem Mischvorwärmer vor. Dies verbessert den exergetischen Wirkungsgrad des Prozesses.



**Abbildung 3:** Clausius-Rankine Prozess mit Vorwärmung durch Anzapfdampf, dargestellt im T-s Diagramm

Das T-s Diagramm zeigt die Entspannung bis in das Nassdampfgebiet (1-2) mit der anschließenden Kondensation (2-3). Die Isobaren links des Nassdampfgebietes liegen vergleichsweise dicht beieinander, so dass die Druckerhöhung durch die Pumpen (3-4) und (5-6) nur schwer zu erkennen ist. Die Wärmezufuhr bei Vorwärmung (4-5), Erwärmung, Verdampfung und Überhitzung (6-1) erfolgt isobar, die Verdampfung ist zudem isotherm.

### Gasturbinenprozess

Abbildung 4 zeigt einen offenen Gasturbinenprozess. Komprimierte Luft (2) und das Brenngas reagieren in der Brennkammer. Das heiße Rauchgas (3) entspannt in der Turbine und treibt sowohl den Generator als auch den Luftverdichter an. Die Austrittstemperatur aus der Turbine (4) ist noch sehr hoch, so dass im Normalfall die im Rauchgas enthaltene Wärme in einem nachgeschalteten Dampfkraftprozess genutzt wird und erst anschließend das Rauchgas durch den Schornstein an die Umgebung abgegeben wird (Gas und Dampf, GUD-Kraftwerke). In Abbildung 4 ist dieser Teil nicht dargestellt.

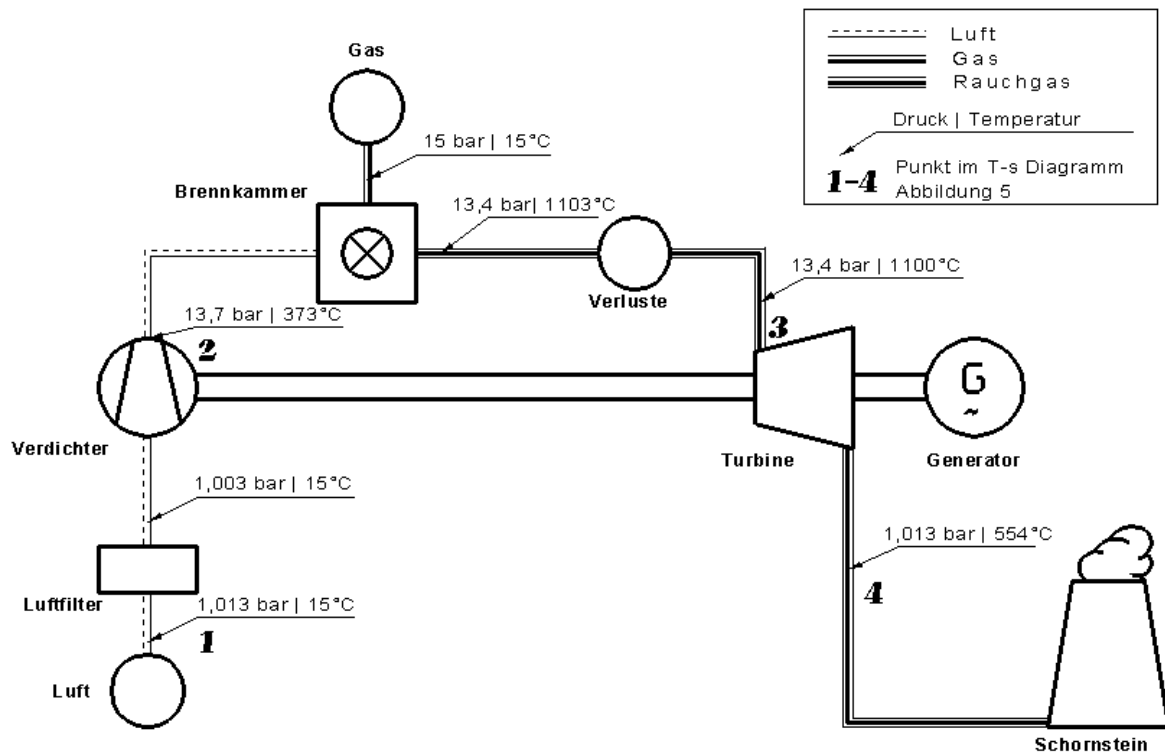


Abbildung 4: Gasturbinen Prozess nach Woudstra & Verschoor (1998)

Im T-s Diagramm (Abbildung 5) setzt sich der idealisierte Prozess aus den drei Schritten isentrope Verdichtung (1-2'), isobare Verbrennung (2'-3) und isentrope Entspannung (3-4') zusammen. Da sowohl Verdichtung als auch Entspannung in der Realität nicht isentrop ablaufen, d.h. nicht vollständig reversibel sind, wird auch im T-s Diagramm die Entropiezunahme berücksichtigt. Die Zustandsänderungen (1-2) und (3-4) beschreiben die nicht idealisierte Verdichtung und Entspannung.

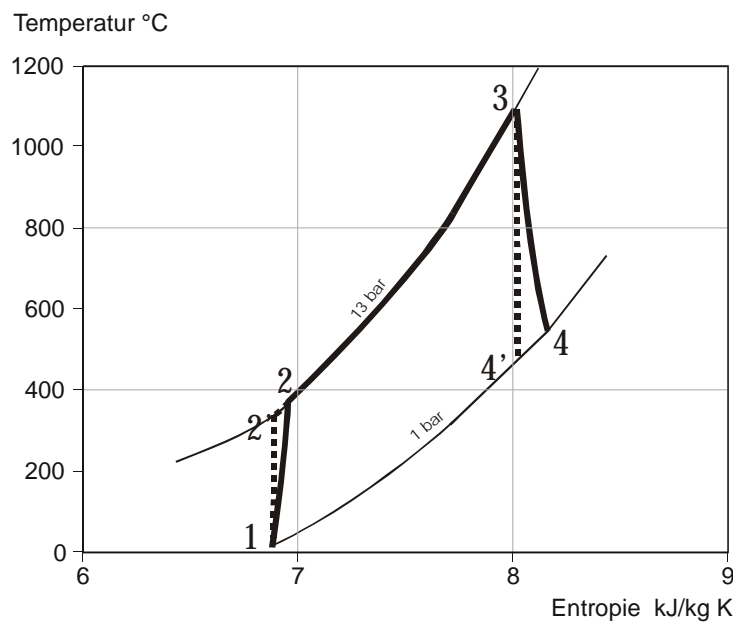


Abbildung 5: Gasturbinenprozess, dargestellt im T-s Diagramm

## 2.2 Geothermische Kraftwerke mit direkter Nutzung des Fluides

Bei hydrothermalen Heiß- und Trockendampfvorkommen mit Temperaturen über 150°C bietet sich die direkte Nutzung des Wasserdampfes zur Stromerzeugung an. Die ersten Anlagen dieser Art gingen bereits zu Beginn des vorigen Jahrhunderts in Italien in Betrieb. Erfahrungen im kommerziellen Betrieb bestehen weltweit seit rund 40 Jahren.

Neben den vorhandenen oberen und unteren Prozesstemperaturen, die sich von Reservoirtemperatur und Kühlwassertemperatur ableiten, wird die Effizienz der Anlage maßgeblich von dem Gehalt des Fluides an nicht kondensierbaren Gasen bestimmt. Je weiter das Fluid entspannt, d.h. je niedriger Druck und Temperatur nach der Turbine liegen, desto höher ist die an die Turbine abgegebene Leistung. Austrittsdruck und –temperatur nach der Turbine werden von dem im Kondensator herrschenden Zustand bestimmt. Während die verfügbare Kühlwassertemperatur und –menge die Kondensatortemperatur nach unten limitiert, bestimmt der Anteil der nicht kondensierbaren Gase den mit angemessenem Aufwand erreichbaren Kondensatordruck. Je größer der Anteil der nicht kondensierbaren Gase ist, desto mehr Aufwand muss betrieben werden, um sie aus dem Kondensator zu entfernen und den gewünschten niedrigen Druck einzustellen. Zur Zeit werden verschiedene Systeme zum Abtrennen der Gase eingesetzt:

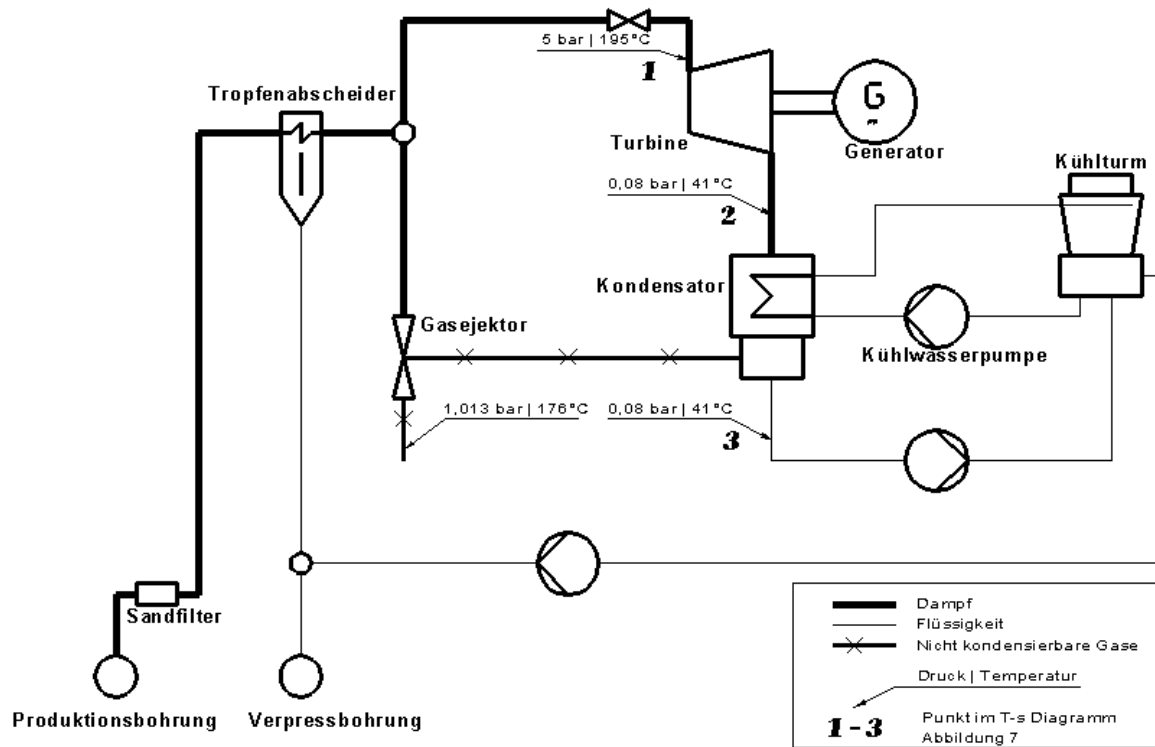
- Strahl Ejektoren nach dem Prinzip der Wasserstrahlpumpe, z.B. Gas Ejektoren, deren Einsatzbereich bis zu einem Gasgehalt von 3% geht.
- Rotor-dynamische, z.B. Ventilatoren und Turbo-Kompressoren, die bei hohen Anteilen und Volumenströmen von nicht kondensierbaren Gasen verwendet werden (Anteil > 3%).
- Flüssigkeitsring Vakuumpumpen, die als zweite Kompressionsstufe nach einem Strahl Ejektor dienen.

Sollte der Gehalt an nicht kondensierbaren Gasen so hoch sein, dass die zusätzlichen Aufwendungen die erzielbaren Gewinne übersteigen, wird eine Gegendruckturbine eingesetzt. In Gegendruckturbinen wird der Dampf nur auf Umgebungsdruck entspannt, eine Kondensation findet nicht statt.

Die eingesetzten Turbinen müssen gegen die teilweise aggressiven Medien (z.B. Schwefelwasserstoff) geschützt werden. Dies geschieht durch Auswahl korrosionsfester Materialien wie Edelstahl, oder durch das Aufbringen geeigneter Schutzschichten auf den Oberflächen. Die Probleme der Kalzitausfällung und Silikatablagerungen sind jeweils stark abhängig vom Wasserchemismus und individuell in geeigneter Weise zu lösen.

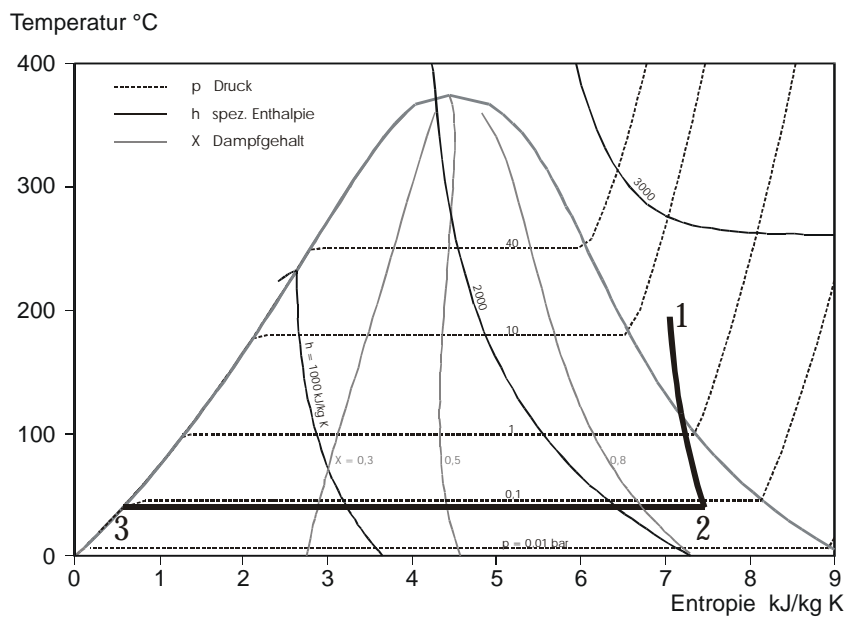
### Direkte Nutzung des Dampfes

Steht Dampf bei ausreichender Temperatur und Druck in genügender Menge zur Verfügung, kann er direkt in einer Turbine entspannt werden. Abbildung 6 zeigt das Schema einer Kondensationsturbinenanlage. Die Prozessparameter beschreiben den Auslegungspunkt einer typischen Anlage in Larderello, Italien (BETTAGLI & BIDINI, 1996).



**Abbildung 6:** Direkte Nutzung des Dampfes in einer Kondensationsturbine, Prozessparameter nach BETTAGLI & BIDINI (1996)

Nach Abtrennung der mitgeförderten Feststoffe und der Wassertropfen gelangt der Dampf direkt in den Turbosatz (1). Er wird in der Turbine bis weit unter den Umgebungsdruck entspannt (2). Ein Ejektor fördert die nicht kondensierbaren Gase aus dem Kondensator. Es liegt kein geschlossener Kreislauf vor. Das kondensierte Wasser (3) kann im Kühlturm und im Kühlkreislauf eingesetzt werden. Verpressung des restlichen Wassers ist möglich und zur Erhaltung des Drucks im Reservoir auch zu empfehlen, aber nicht zwingend erforderlich.



**Abbildung 7:** Direkte Nutzung überhitzten Dampfes im T-s Diagramm

Die direkte Nutzung des überhitzten Dampfes lässt sich im T-s Diagramm durch die beiden Zustandsänderungen der Entspannung (1-2) mit anschließender isothermer Kondensation (2-3) beschreiben. Der vor der Turbine zum Gasejektor abgeleitete Teilstrom ist in Abbildung 7 nicht berücksichtigt.

### Single Flash Systeme

Bei Vorkommen, die nicht genügend Wasserdampf liefern, kann ein sogenanntes Flash System eingesetzt werden (Abbildung 8). Das Fluid (1) wird in einem Entspannungstank teilentspannt (2). Dadurch verdampft ein Teil des Wassers. Flüssige (6) und dampfförmige Phase (3) werden im Entspannungstank getrennt und die Flüssigkeit direkt zur Verpressbohrung geleitet. Ein Schwimmerventil zwischen Entspannungstank und Tropfenabscheider verhindert, dass Flüssigkeit in den Turbinenteil gelangt. Der übrige Teil der Anlage mit Turbosatz und Kondensator entspricht der direkten Nutzung wie in Abbildung 6 dargestellt.

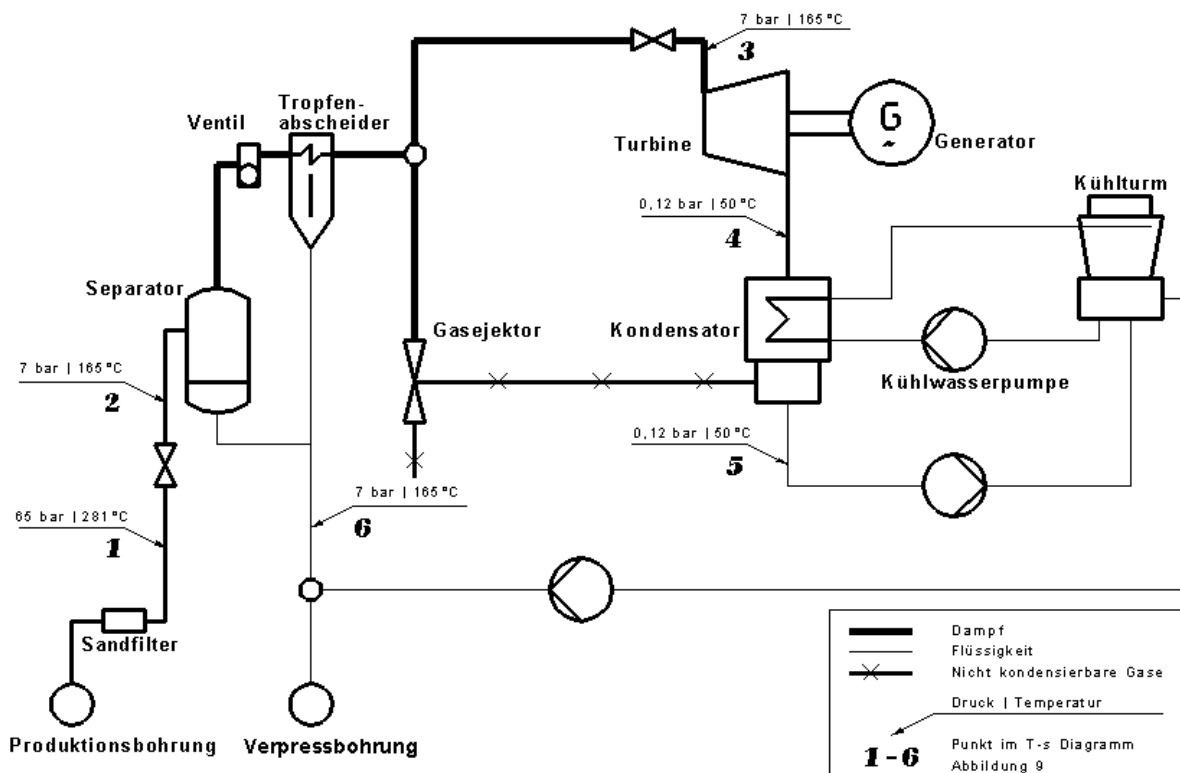


Abbildung 8: Single Flash System, Prozessparameter nach HUDSON (1995)

Im T-s Diagramm gleichen die Schritte der Entspannung in der Turbine (3-4) und der anschließenden Kondensation (4-5) der zuvor gezeigten direkten Nutzung des überhitzten Dampfes. Dem vorgeschaltet ist eine isenthalpe Entspannung in einer Drossel (1-2), nach der das Fluid in dampfförmige und flüssige Phase in Zustand 3 bzw. 6 getrennt wird (Abbildung 9).

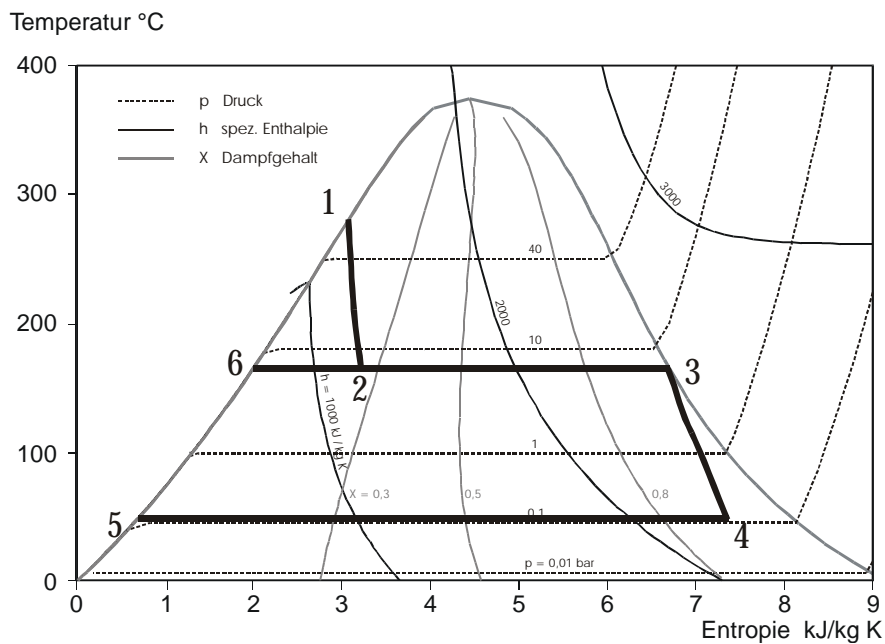


Abbildung 9: Single Flash System nach HUDSON (1995)

Ein Vergleich bestehender Anlagen zeigt, dass der Verbrauch von geothermischen Fluid je erzeugter kWh in einer Flash Anlage ca. viermal so hoch wie bei Systemen zur direkten Nutzung liegt. Eine Begründung ist leicht aus den T-s Diagrammen abzulesen:

- Die spezifische Enthalpie des überhitzten Dampfes ist um ein Vielfaches höher als die des flüssigkeitsdominierten Vorkommens.
- Zudem wird im Flash Prozess die Enthalpie des Teilstrom 6 energetisch nicht genutzt.

### Double Flash Systeme

Bei den sogenannten Double Flash Anlagen verbessert eine zweite Entspannungsstufe den Wirkungsgrad des Prozesses. Dafür wird der in Abbildung 8 gezeigte Prozess um eine zweite Drossel mit anschließendem Separator erweitert. Der zuvor ungenutzte Teilstrom 6 wird weiter gedrosselt (isenthalpe Entspannung 6-7) und wiederum in dampfförmige und flüssige Phase getrennt (Teilströme 8 und 9). Der Dampf aus dieser Stufe wird in den Niederdruckteil der Turbine geleitet.

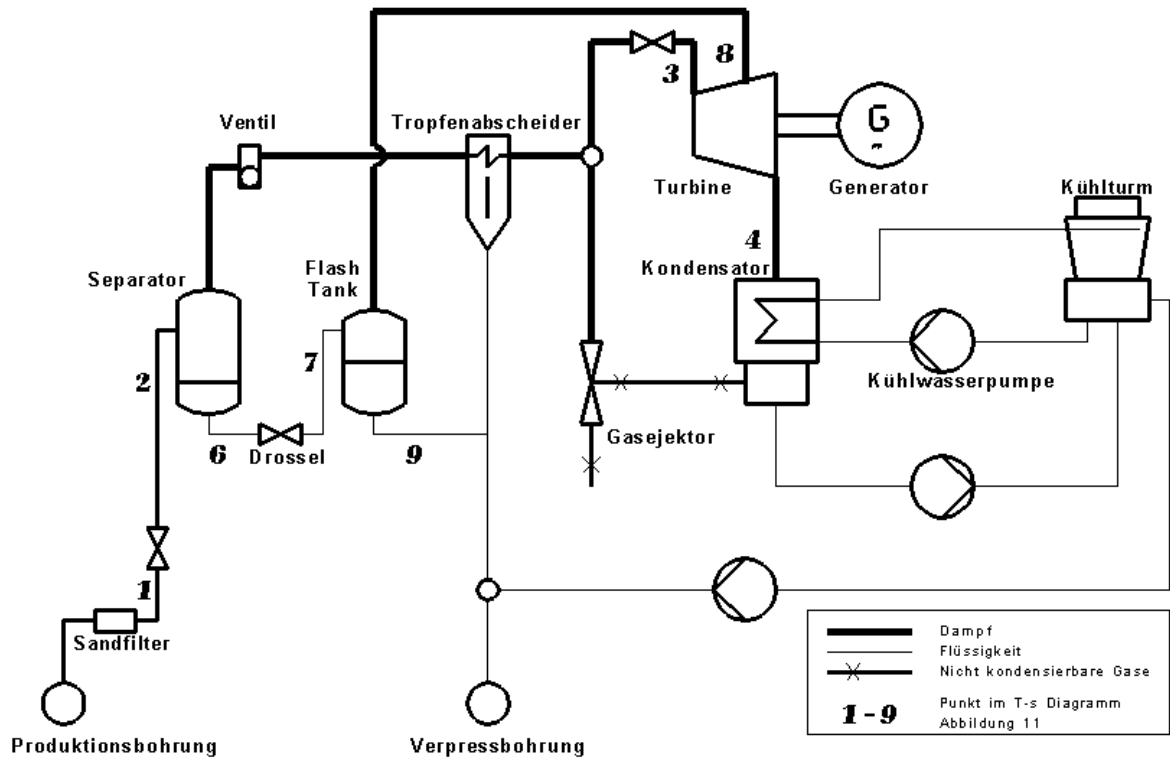


Abbildung 10: Double Flash System (Schema)

Ein typisches Beispiel für eine Double Flash Anlage ist die französische Anlage in La Bouillante auf Guadeloupe (LUND & BOYD, 1999), die 1986 ans Netz ging. Nähere Angaben zu Prozessparametern von Double Flash Anlagen liegen nicht vor. Die in Abbildung 11 gezeigten Daten basieren ebenfalls auf der Darstellung in HUDSON (1995), die um die zweite Entspannungsstufe ergänzt wurde.

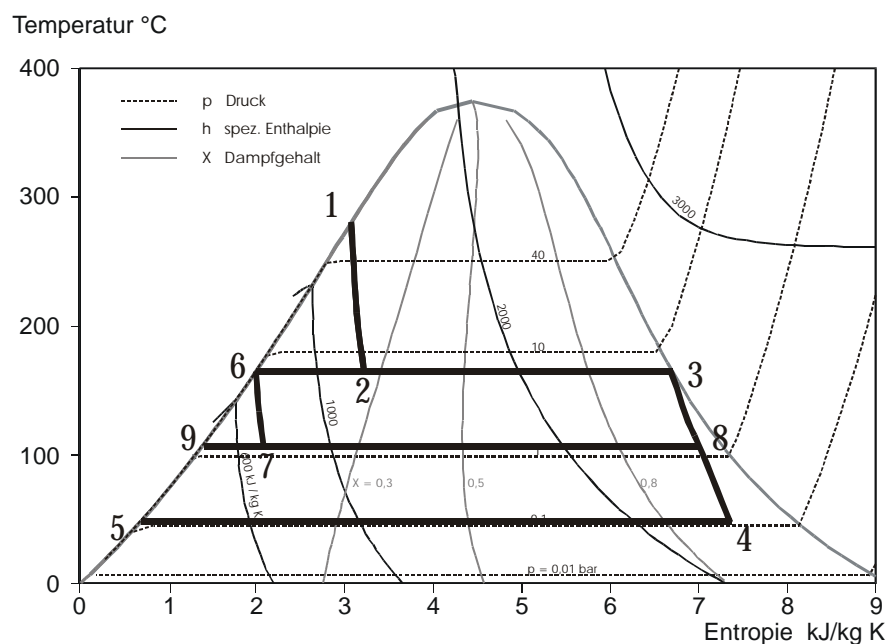


Abbildung 11: Double Flash Prozess im T-s Diagramm

## 2.3 Binäranlagen

Unter Binäranlagen werden Systeme zur Stromerzeugung verstanden, die nicht direkt den Wasserdampf aus dem Reservoir zum Antreiben der Turbine nutzen, sondern ein Sekundärfluid. Die Wärme aus der Erde wird über einen oder mehrere Wärmeübertrager an dieses Fluid übertragen. Als Arbeitsmittel werden bei geringen Temperaturen siedende Stoffe oder Gemische eingesetzt, die je nach der vorhandenen Temperatur ausgewählt werden.

Solche Systeme kommen dann zum Einsatz, wenn

- durch das Geothermievorkommen keine ausreichende Temperatur und/oder ausreichender Druck zur Verfügung steht, um aus dem Fluid Dampf zu erzeugen,
- das Thermalfluid so hohe Mengen an nicht kondensierbaren Gasen enthält, dass Auslegung und Betrieb der Turbine komplexe technische Lösungen erfordern, die aufwendiger als die Nutzung eines Sekundärfluides sind,
- das Thermalfluid sehr aggressiv ist, d.h. starke Mineralisation oder hoher Gehalt an Schwefelwasserstoff vorliegen,
- nach einer Gegendruckturbine, die zunächst direkt den Dampf nutzt, noch ein ausreichend hohes Enthalpiegefälle vorhanden ist.

Zur Zeit stehen mit dem klassischen Rankine Prozess mit organischen Arbeitsmittel und dem Kalina Kreislauf zwei Prozesse zur Verfügung, die thermodynamisch sinnvoll ab Reservoirtemperaturen von 80°C eingesetzt werden können.

### **Rankine-Prozess mit organischem Arbeitsmittel (Organic Rankine Cycle, ORC)**

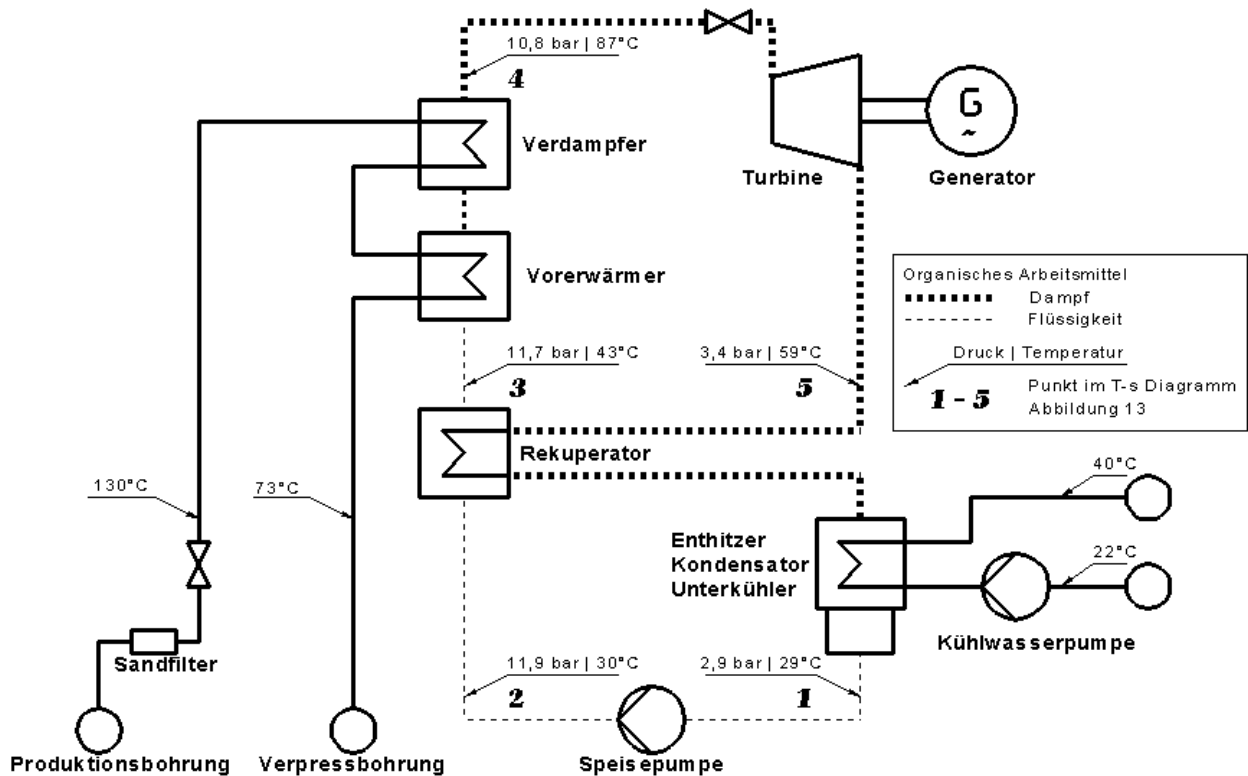
Der Rankine-Kreislauf mit organischem Arbeitsmittel gleicht – gesehen die einzelnen Komponenten – dem klassischen Rankine-Kreislauf. Das Arbeitsmedium wird vorerwärmt, verdampft, überhitzt und dann in der Turbine entspannt. Anschließend kondensiert es und die Speisepumpe erhöht wieder den Druck. Der wesentliche Unterschied liegt in den Prozessparametern Druck und Temperatur. Beide liegen weit unter den Werten, wie sie in Dampfkraftwerken herrschen.

Die Bedingungen für die verwendeten Arbeitsstoffe sind durch die Temperatur der zur Verfügung stehenden Wärmequelle bestimmt. Das Arbeitsmittel soll bei vergleichsweise niedrigen Temperaturen verdampfen, ungiftig sein und keine klimaschädigende Wirkung haben. Zur Zeit werden unter anderem kurzkettige Kohlenwasserstoffe (z.B. Pentan) und azeotrope Gemische (Ammoniak/Wasser in entsprechender Zusammensetzung) eingesetzt. Das Arbeitsmittel kann so gewählt werden, dass seine thermodynamischen Eigenschaften optimal zur vorhandenen Wärmequelle passen. Durch die Verwendung organischer Arbeitsmittel treten verschiedene technische Fragestellungen auf:

- Turbinen sind meist Sonderturbinen, da sich das Arbeitsmittel stark von Wasser unterscheidet (Molekulargewicht, geringere spezifische Wärmekapazität),
- die Arbeitsmittel sind oftmals aggressiv, so dass die Oberflächen der Turbinen und der Wärmeübertrager beschichtet oder anders gegen Korrosion geschützt werden müssen,
- die Dichtung der Kreisläufe ist aufwendiger als bei Wasser, in manchen Fällen nur schwer realisierbar.



Das Schaltbild der ORC-Anlage in Abbildung 12 bezieht sich auf eine 1981 projektierte Anlage, deren Arbeitsmittel das inzwischen nicht mehr zugelassene R114 sein sollte. Da der prinzipielle Aufbau einer ORC-Anlage unabhängig vom jeweiligen Arbeitsmittel ist, gilt das Schaltbild auch für neuere Projekte. Dem Vorerwärmer und Verdampfer ist ein Rekuperator vorgeschaltet, in dem ein Teil der in dem entspannten Fluid enthaltenen Wärme zurückgewonnen wird.

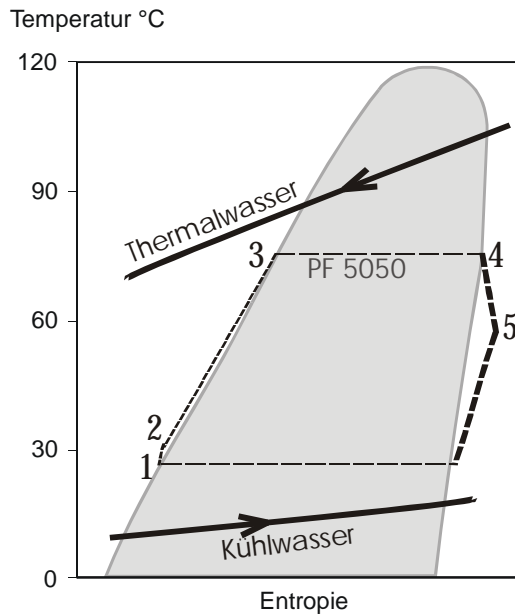


**Abbildung 12:** Schematisches Schaltbild einer ORC-Anlage nach HAMMER & RÖMHELD (1981)

Das Nassdampfgebiet organischer Arbeitsmittel weist im T-s Diagramm eine andere Form als das von Wasser auf. Abbildung 13 zeigt das vereinfachte T-s Diagramm einer ORC-Anlage, die zur Zeit gerade in Altheim, Österreich, aufgebaut wird (TURBODEN, 2000). Der Aufbau entspricht im Wesentlichen dem Schema in Abbildung 12. Als Heizmedium dient Thermalwasser, das mit 106°C aus einer Tiefe von rund 2300 m gefördert wird. Arbeitsmittel ist ein Fluorkohlenstoff (C<sub>5</sub>F<sub>12</sub>, PF 5050). Nach der Druckerhöhung durch die Speisepumpe (1-2) durchläuft das Arbeitsmittel Vorerwärmer (2-3) – in diesem Fall ein Plattenwärmeübertrager – und Verdampfer (3-4). Der Dampf entspannt in der Turbine (4-5). Im Unterschied zu Wasser verläuft die Entspannung nicht über die Taulinie, sondern bleibt stets außerhalb des Nassdampfgebietes. Das entspannte Fluid ist also immer noch überhitzt und diese Wärme muss zunächst entlang der Isobaren abgeführt werden, bevor das Arbeitsmittel kondensiert (5-1).

Die Inbetriebnahme der Anlage ist für Oktober 2000 vorgesehen. Alle gezeigten Prozessparameter gelten für den Auslegungspunkt, Angaben zu den in der Anlage herrschenden

Drücken sind bisher nicht verfügbar. Die im Betrieb tatsächlich auftretenden Zustände können im Anschluss an eine ausreichend lange Betriebsdauer benannt werden.



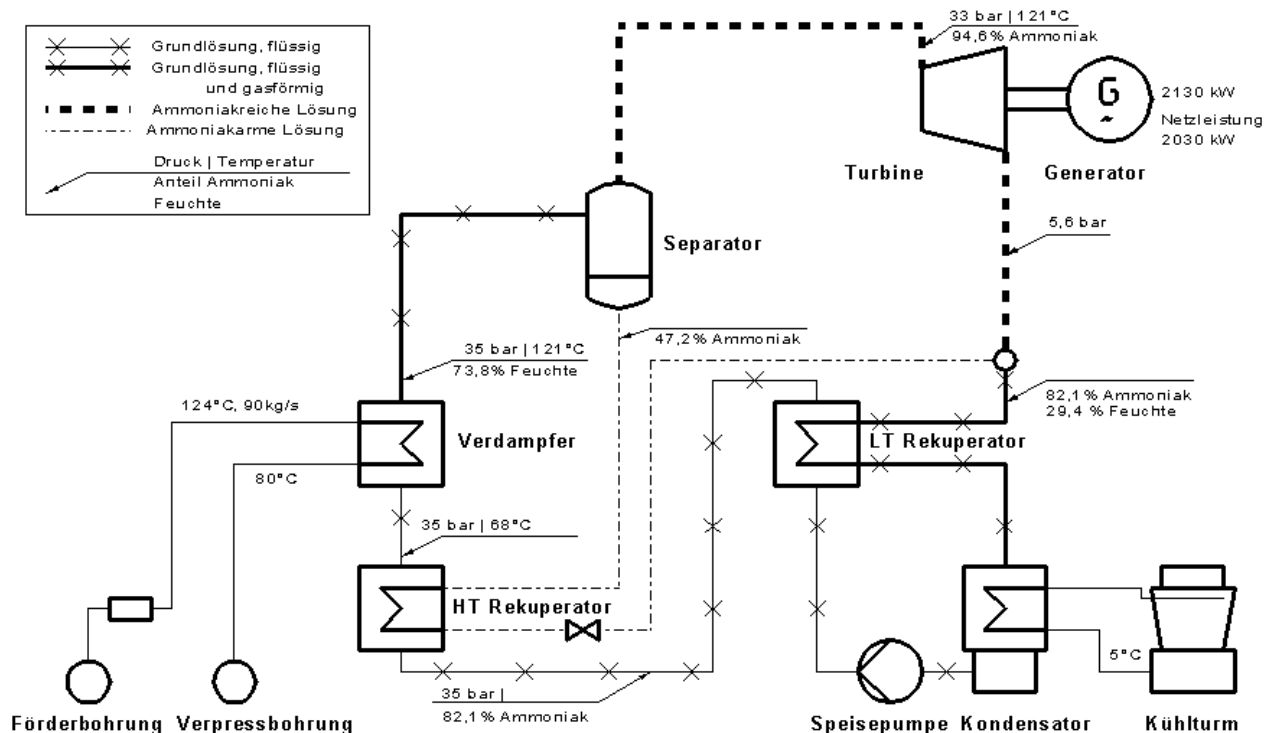
**Abbildung 13:** ORC, Auslegungsdaten der Anlage in Altheim, Österreich nach TURBODEN (2000), dargestellt im T-s Diagramm

ORC Anlagen mit typisch 0,5 bis 1,5 MW Leistung werden weltweit seit über 15 Jahren sicher und zuverlässig betrieben.

### Kalina-Kreislauf

Beim Kalina-Kreislauf wird genauso wie bei den ORC-Prozessen das warme Fluid nicht direkt genutzt, sondern gibt die Wärme in einem Wärmeübertrager an ein Arbeitsmedium ab. Als Arbeitsmedien werden Zweistoffgemische, z.B. Ammoniak-Wasser, verwendet.

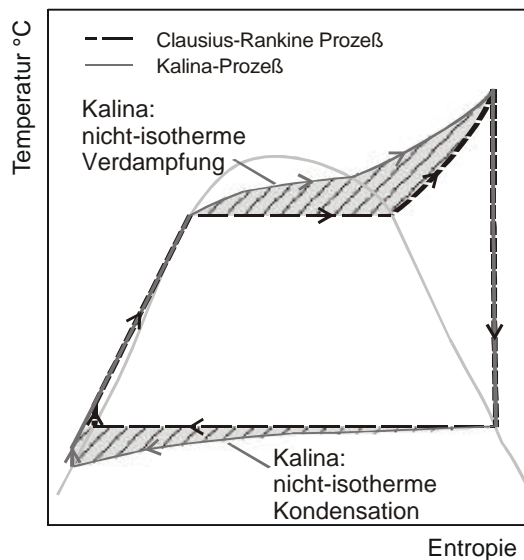
Abbildung 14 zeigt einen einfachen Kalina-Kreislauf mit dem Arbeitsstoffpaar Ammoniak/Wasser, wobei das Wasser als Lösungsmittel dient. Die Erdwärme wird im Verdampfer auf die in der Hochtemperatur Wärmerückgewinnung (High Temperature HT Rekuperator) vorerwärmte Grundlösung übertragen. In einem Austreiber werden ammoniakreicher Dampf und ammoniakarme Lösung getrennt. Die ammoniakarme Lösung geht direkt in den HT Rekuperator und wärmt dort die Grundlösung vor. Der Dampf entspannt in der Turbine und treibt dabei den Generator an. Anschließend werden beide Stoffströme wieder zusammengeführt und ein Teil der Wärme wird direkt im Niedertemperatur Rekuperator (Low Temperature LT) zurückgewonnen. Die vollständige Kondensation, d.h. Lösung des Ammoniaks im Wasser, erfolgt unter Wärmeabfuhr im Absorber/Kondensator. Am Kondensatoraustritt liegt wieder die Grundlösung vor, die von der Speisepumpe auf das höhere Druckniveau gebracht und im LT Rekuperator erwärmt wird.



**Abbildung 14:** Kalina-Kreislauf KCS 34 nach LEIBOWITZ & MICAK (1999)

In Abbildung 15 sind beide Prozesse, Rankine-Kreislauf und Kalina-Kreislauf, in einem schematischen T-s Diagramm dargestellt. Der besondere Vorteil des Kalina-Prozesses liegt in den günstigeren Wärmeübertragungsverhältnissen bei Verdampfung und Kondensation (GAJEWSKI ET AL., 1989). Beide Zustandsänderungen erfolgen im Gegensatz zum Rankine-Prozess nicht isotherm. Vielmehr wird jeweils die Eigenschaft der Gemische genutzt, durch Konzentrationsänderungen Temperaturänderungen zu bewirken. Dies geschieht durch Änderung der Konzentration der Einzelphasen von Wasser und Ammoniak bei konstanter Gesamtkonzentration und konstantem Druck. Dabei verdampft das Gemisch unter stetig ansteigenden Temperaturen bzw. kondensiert unter stetig sinkenden Temperaturen. Im Wesentlichen führen zwei Effekte zur Verbesserung des Prozesses gegenüber dem Rankine-Kreislauf:

- Durch die nicht isotherme Verdampfung bzw. Kondensation werden die Temperaturdifferenzen in den Wärmeübertragen und damit die Verluste bei der Wärmeübertragung geringer.
- Die mittlere Temperatur der Wärmeübertragung (obere Prozesstemperatur) wird angehoben und die mittlere Temperatur der Kondensation (untere Prozesstemperatur) abgesenkt. Beides bewirkt eine Verbesserung des Carnot-Wirkungsgrades, also des bestmöglich zu erzielenden Prozesswirkungsgrades.



**Abbildung 15:** Vergleich von Rankine- und Kalina-Kreislauf im T-s Diagramm nach GAJEWSKI ET AL. (1989)

Der thermodynamische Vorteil kleiner Temperaturdifferenzen bei der Wärmeübertragung wird jedoch mit großen Heizflächen der Wärmeübertrager erkauft, die zusätzlich noch durch schlechteren Wärmeübergang infolge von Diffusions- und Absorptionsvorgängen belastet werden. Die größten technischen Schwierigkeiten wurden bisher in der Zersetzung des Ammoniaks und den damit erforderlichen erheblichen Aufwendungen zum Ausschleusen der Zersetzungsprodukte gesehen (GAJEWSKI ET AL., 1989).

1999 gingen in USA drei Anlagen mit einer Leistung zwischen 3,5 – 6 MW ans Netz, die nach dem Kalina Prinzip aus Abwärme elektrische Energie erzeugen. Für 2000 ist die Inbetriebnahme von zwei weiteren Anlagen, in denen Geothermie als Wärmequelle dient, geplant. Eine dieser beiden Anlagen entsteht zur Zeit in Husavik, Island, die andere ist an das Feld Steamboat Springs in Nevada, USA, angeschlossen. Die in Abbildung 14 enthaltenen Angaben zu Prozessparametern sind LEIBOWITZ & MICK (1999) entnommen und beziehen sich auf die Anlage in Husavik. Das Bauvorhaben profitiert unter anderem davon, dass sich Ammoniakdampf in der spezifischen Wärmekapazität und dem Molekulargewicht kaum von Wasser unterscheidet und so eine konventionelle Wasserdampfturbine eingesetzt werden kann.

### 3 Fazit

Neben Reservoirtemperatur, Dampfgehalt und Druck legen der Gehalt an nicht kondensierbaren Gasen, die Mineralisation und nicht zuletzt die Ergiebigkeit eines Geothermievorkommens fest, welche Arten von Kraftwerken zur Stromerzeugung im jeweiligen Fall in Frage kommen.

Anlagen zur direkten Nutzung des Fluides werden ab Reservoirtemperaturen von 150°C eingesetzt. Alle diese Prozesse, sei es mit oder ohne vorhergehenden Flashprozess, profitieren von möglichst geringen Anteilen an nicht kondensierbaren Gasen und geringer Mineralisation. Die direkte Nutzung des Fluides kann zu Ablagerungen in der Turbine führen, die erhebliche Leistungsverringerung und im schlimmsten Fall den Totalausfall der Anlage bewirken.

ORC Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Geothermie werden derzeit ab Reservoirtemperaturen von 80°C verwendet, höhere Temperaturen sind möglich und verbessern den Wirkungsgrad erheblich. Durch Wahl eines geeigneten Arbeitsmittels kann das jeweilige Temperaturniveau bestmöglich genutzt werden. Da sich die für Geothermieanlagen typischen verfahrenstechnischen Fragestellungen auf den Thermalwasserkreis beschränken, werden ORC Anlagen auch gerne bei Hochenthalpielagerstätten eingesetzt, die hohe Mineralisationen oder hohe Anteile an nicht kondensierbaren Gasen aufweisen. Dabei nutzen sie entweder das gesamte Enthalpiegefälle oder arbeiten als zweite Stufe hinter einer Gegendruckturbine.

Anlagen nach dem Prinzip des Kalina-Kreislaufes decken den gleichen Bereich wie ORC Anlagen ab. Während Anlagen zur direkten Nutzung des Fluides und Binäranlagen seit mehreren Jahrzehnten sicher und zuverlässig in Betrieb sind, befindet sich die Technik des Kalina-Kreislaufes zur Zeit noch im Stadium der Pilotanlagen.

Geothermische Heizzentralen und geothermische Kraftwerke nutzen die gleiche Primärenergie, unterscheiden sich aber sowohl in den Produkten als auch in der technischen Ausführung, der Betriebsführung und den betriebswirtschaftlichen Eckdaten. Während die Heizzentralen deutlich auf einen Nutzer mit dem zugehörigen Verbrauchsverhalten zugeschnitten sind, sind die geothermischen Kraftwerke weitgehend verbraucherunabhängig. Zudem sichert das EEG den Stromabsatz und ermöglicht nicht zuletzt dadurch einen saisonunabhängigen Betrieb mit hohen Vollaststundenzahlen. Theoretische thermodynamische Betrachtungen zeigen, dass die beiden Systeme als nahezu gleichwertig anzusehen sind, wobei die Heizzentralen einen kleinen Vorsprung erreichen. Dieser Vorsprung kann allerdings nur dann zur Geltung kommen, wenn auch tatsächlich Wärme das gewünschte Produkt ist.

Letztendlich bestimmen drei Kriterien die Entscheidung:

- Geologische Gegebenheiten, d.h. Enthalpiegehalt und mögliche Förderrate des Thermalwassers legen fest, welche Produkte erzeugt werden können.
- Aufgabenstellung, d.h. die Nachfrage entscheidet darüber, welche Produkte an dem betreffenden Ort absetzbar sind.
- Wirtschaftlichkeit, d.h. Gestehungskosten und Marktgegebenheiten vor Ort bestimmen die Rentabilität der Investition.

Die technische Machbarkeit beider Nutzungsprinzipien wird an vielen Orten der Welt demonstriert. In Deutschland allerdings differiert der Entwicklungsstand der beiden Systeme stark: Geothermische Heizzentralen werden seit mehreren Jahren erfolgreich betrieben, wäh-

rend die Technik der geothermischen Kraftwerke noch in den Kinderschuhen steckt. Diese Technologie muss weiter entwickelt werden, damit sie im konkreten Fall zu Verfügung steht.

#### 4 Literatur

BAEHR, H.D. (1989): Thermodynamik. Springer-Verlag, Berlin

BETTAGLI, N. & BIDINI, G. (1996): Larderello-Farinello-Valle Secolo Geothermal Area: Exergy Analysis of the Transportation Network and of the Electric Power Plants. *Geothermics*, **25**, 1: 3-16

DIPIPPO, R. (1999): Small Geothermal Power Plants: Design, Performance and Economics. *Geo-Heat Center Quarterly Bulletin*, **20**: 1-8

FRICKE, J. & BORST, W.L. (1984): Energie - Ein Lehrbuch der physikalischen Grundlagen. R. Oldenbourg Verlag, München; Wien ; Oldenbourg

GAJEWSKI, W., LEZUO, A., NÜRNBERG, R., RUKES, B. & VESPER, H. (1989): Der Kalina-Prozess. *VGB Kraftwerkstechnik*, **96**, 5: 477-483

HAMMER, H. & RÖMHELD, M. (1981): Abwärmenutzung zur Krafterzeugung mittels neuer Kreislaufmedien. In: VDI (Hrsg.), VDI-Bericht Nr. **415**: 81 - 87

HUDSON, R.B. (1995): Electricity Generation. In: M.H. Dickinson und M. Fanelli (Hrsg.), *Geothermal Energy*. John Wiley & Sons Ltd., Chichester

LEIBOWITZ, H.M. & MICAÏ, H.A. (1999): Design of a 2 MW Kalina Cycle Binary Module for Installation in Husavik, Iceland. In: G.R. Council (Hrsg.), *Geothermal Resources Council 1999 Annual Meeting*. Geothermal Resources Council, Reno, Nevada USA: 75-80

LUND, J.W. & BOYD, T. (1999): Small Geothermal Power Project Examples. *Geo-Heat Center Quarterly Bulletin*, **20**: 9-26

SCHALLENBERG, K., ERBAS, K., HUENGES, E. & MENZEL, H. (1999): Geothermisches Heizwerk Neustadt-Glewe: Zustands- und Stoffparameter, Prozessmodellierungen, Betriebserfahrungen und Emissionsbilanzen. STR99/04, GeoForschungsZentrum Potsdam, Potsdam, 1999

TURBODEN (2000): Geothermische Anlage Altheim. AGAA0500, Turboden S.r.l., Brescia, Italien

WOUDSTRA, N. & VERSCHOOR, M.J.E. (1998). Cycle-Tempo 4.0 (a) TU Delft. TNO, Apeldoorn.