

Vorstudie zum geothermalen Verstromungspotential in Österreich

Verfasser:

Dipl.-Ing. Sebastian Alexander Steinlechner

Mag. Gregor Götzl

November 2020

Verein Geothermie Österreich
c/o Geologische Bundesanstalt
1030 Wien, Neulinggasse 38
office@geothermie-oesterreich.at
<https://www.geothermie-oesterreich.at/>

Kurzfassung

Das Thema der Energiewende erlangt zunehmend mehr Relevanz am Strommarkt. Damit einhergehend ist die Ausschöpfung bereits etablierter, aber auch neuartiger erneuerbarer Energieformen. So haben sich auch in Österreich neben der altbekannten Wasserkraft Technologien wie Photovoltaik oder Windkraft bereits durchgesetzt und tragen einen merklichen Anteil bei der elektrischen Energiebereitstellung bei. Es ist jedoch bereits bekannt, dass diese Technologien alleine nicht ausreichen werden, um den (steigenden) Bedarf an elektrischer Energie autark zu decken, zumal insbesondere die Problematik der (saisonalen) Speicherung nach wie vor nur unzureichend gelöst ist. Aus diesem Grund sollte in Zukunft eine möglichst breite Auswahl an Technologien bereitstehen, um sich die jeweiligen ressourcenspezifischen Randbedingungen – und den einhergehenden Vor- und Nachteilen – zunutze zu machen, sodass eine umfassende Versorgungssicherheit gewährleistet werden kann.

Um nun das Repertoire der Nutzung erneuerbarer Energieträger in Österreich hinsichtlich der geothermischen Verstromung zu erweitern, wurde nachfolgende Vorstudie im Auftrag des Vereins Geothermie Österreich im Sommer bis Herbst 2020 durchgeführt. Diese soll sich dezidiert mit den **Möglichkeiten und dem Potential der geothermischen Verstromung in Österreich** beschäftigen, wobei insbesondere die **Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)** betrachtet werden soll. Dabei wurde neben der technischen Durchführbarkeit (bezogen auf österreichische geologische Rahmenbedingungen) auch das wirtschaftliche Potential untersucht. Außerdem wurden die – vorwiegend ökonomischen – Hindernisse untersucht, welche hauptsächlich aus vorhandenen Technologien, sozioökonomischen und auch politischen Faktoren resultieren. All diese Faktoren verhinderten einen nennenswerten Zuwachs der geothermischen Verstromung in den letzten zwei Jahrzehnten. In weiterer Folge wurde die potentielle Rolle der geothermischen Energiequellen im Strommix zur Erreichung der 100 % igen CO₂-Neutralität des Stromsektors Österreichs bis 2030 erörtert.

Es ist zu beachten, dass die hier durchgeführte Veröffentlichung als Grundstein für die Etablierung der geothermischen Verstromung verstanden werden soll und sich daher nicht mit tiefgehenden Problemstellungen – wie beispielhaft Verteilung des Strom-/Wärme-Bedarfs zu geothermischen Erschließungsmöglichkeiten – beschäftigt hat. Vielmehr soll die Technologie und die daraus entstehenden Möglichkeiten dargestellt werden um die theoretischen Potentiale sichtbar zu machen.

Für die Untersuchung der genannten Fragestellungen ist in erster Linie eine Literaturrecherche zu den bestehenden Technologien für die geothermische Verstromung durchgeführt worden. Ebenfalls bei der Literaturrecherche eingeflossen sind Informationen bezüglich bestehender und zukünftiger politischer Rahmenbedingungen. Die dabei erhaltenen Informationen sind anschließend mit den geothermischen Gegebenheiten in Österreich abgeglichen worden, sodass in weiterer Folge hauptsächlich die relevanten Technologien betrachtet werden konnten. Des Weiteren wurde ein Betreiber einer bestehenden Verstromungsanlage, sowie Strommarktexperten zur betrachteten Thematik befragt.

All diese gesammelten Informationen haben zu dem Schluss geführt, dass aus technologischer Sicht eine Implementierung von geothermischen Verstromungsanlagen machbar ist. Insbesondere Organic-Rankine-Anlagen sind dafür geeignet, da sich in Österreich ausschließlich geothermische Niedertemperaturreservoirs befinden. Bei einer umfangreichen Erschließung dieser, kann **bis 2040** ein Beitrag von **bis zu 0,6 TWh** zur Deckung des Strombedarfs beigetragen werden. Aus finanzieller Sicht ergeben sich jedoch diverse Schwierigkeiten, welchen jedoch mit angemessenen Einspeisevergütungs- und/oder Investitionsförderungen behoben werden können. Auch auf politischer Ebene gibt es Verbesserungsbedarf, da diese Nische der elektrischen Energiewandler stark vernachlässigt wurde und nach wie vor wird.

Abstract

The topic of energy transition shows growing relevance on the electricity market, which is associated with the exploitation of already established but also novel renewable energy sources. Besides the well-established hydro power, technologies such as photovoltaics and wind power have entered the market in Austria and provide a noticeable proportion of the provision of electrical energy. It is already known that these technologies alone will not be satisfactory to meet the (rising) demand of electrical energy. Especially the problem of (seasonal) storage is insufficiently solved. For this reason there should be a broad variety of technologies in the future to take advantage of the respective specifications of the different energy sources – including their advantages and disadvantages – so that a comprehensive security of supply can be achieved.

The presented basic study was financed by the Austrian Geothermal Association (Geothermie Österreich) and was created from summer till autumn 2020. It addresses the expansion of the Austrian renewable energies portfolio towards the use of **geothermal energy for electricity generation linked to combined heat and power (CHP)**. Specifically it investigates technological state-of-the-art concepts to be applied at geothermal conditions typically for Austria and examined socio-economic barriers hindering a significant growth of geothermal electricity generation in the past two decades. Moreover, it addressed the possible future role of geothermal energy in a diverse mix of renewables, which supports the achievement of a 100 % carbon neutral electricity generation in Austria from 2030 on.

It needs to be mentioned that this publication is meant to be a first step for a future establishment of geothermal electrification and thus has not dealt with profound issues such as the distribution of electricity and heat demands in comparison to geothermal exploitation opportunities. It rather should present the technology and the resulting possibilities.

The main approach to investigate these issues was a literature research to determine existing technologies for geothermal electrification. This research also included the investigation of current and future political boundary conditions. Subsequently the acquired information was aligned with the geothermal conditions in Austria so that consequently just relevant technologies can be considered. Additionally an operation of an existing geothermal power plant as well as energy market experts have been interviewed to gather additional insight to the topic.

The authors conclude that from a technological point of view an implementation of geothermal power plants, limited to binary cycle concepts, can be realized in Austria at the right market and policy conditions. Geothermal electrification may contribute **up to 0.6 TWh** to the electricity supply **until 2040**. From an economical point of view, however, there are various difficulties which can be partially solved with implementing appropriate feed-in tariffs and/or investment subsidies reducing upfront costs. Regarding political consideration of geothermal electrification there is also big potential for improvement since this niche of electrical energy converter is yet neglected.

Inhaltsverzeichnis

Nomenklatur und Begriffsdefinitionen	6
1. Einleitung.....	7
1.1 Zielsetzung der Studie	7
1.2 Abwicklung der Studie.....	7
1.3 Methodik und Vorgehensweise	7
2. Stand der Technik (2020)	9
2.1 Gewinnung geothermischer Energie.....	9
2.2 Kraftwerkstypen	10
2.2.1 Trockendampfkraftwerk.....	11
2.2.2 Flash-Dampfkraftwerk.....	12
2.2.3 Binärkraftwerk.....	14
2.3 Kühlmethoden.....	31
2.3.1 Luftkühlung.....	31
2.3.2 Direkte Flusswasserkühlung.....	33
2.3.3 Kühlturm.....	36
2.3.4 Andere Kühlmethoden	37
3. Fallbeispiele binärer Verstromungsanlagen.....	39
3.1 Deutschland.....	39
3.2 Österreich	42
3.2.1 Altheim	42
3.2.2 Blumau.....	45
4. Marktübersicht der geothermischen Verstromung	46
4.1 Globale Übersicht.....	46
4.1.1 Entwicklung der vergangenen Jahre	48
4.1.2 Ausblick.....	50
4.2 Europa	51
4.2.1 Entwicklung der vergangenen Jahre	51
4.2.2 Ausblick.....	52
5. Wirtschaftlichkeit der geothermischen Verstromung.....	53
5.1 Beurteilung deutscher Binärkraftwerke nach österreichischen Vergütungskriterien	53
5.2 Beurteilung des Binärkraftwerks Altheim	55
6. Energiepolitische Rahmenbedingungen der geothermischen Verstromung.....	57
6.1 Europäische Union (Europäische Kommission).....	57
6.2 Österreich.....	59
6.2.1 Ökostromgesetz	59

Inhaltsverzeichnis

6.2.2	Nationaler Energie- und Klimaplan für die Periode 2021 bis 2030 (NEKP-AT).....	59
6.2.3	Langfriststrategie 2050 – Österreich.....	60
6.2.4	Regierungsübereinkommen 2020 - 2024.....	61
6.2.5	Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG).....	61
7.	Geothermische Verstromungspotentiale.....	63
7.1	Konventionelle Nutzung (Hydrogeothermie).....	63
7.2	Unkonventionelle Nutzung (Petrogeothermie).....	64
7.3	Zusammenfassung.....	65
8.	Ergebnisse der Expertenbefragung.....	66
8.1	Behandelte Fragenstellungen.....	66
8.2	Ergebnisse der Befragung.....	66
8.2.1	Strategische Bedeutung der Geothermie im zukünftigen Elektrizitätssektor.....	66
8.2.2	Maßnahmen für eine bessere Einbindung der Geothermie in den Stromsektor.....	69
9.	Der Weg zur erfolgreichen Anwendung der geothermischen Verstromung.....	71
9.1	Fazit aus technischer Sicht.....	71
9.2	Fazit aus wirtschaftlicher Sicht.....	71
9.3	Gegenwärtige Barrieren.....	72
9.4	Mögliche Rolle der Geothermie im zukünftigen Stromsektor.....	73
9.5	Erfolgskriterien für den Ausbau der geothermischen Verstromung.....	74
9.6	Zielindikator und Ausbaupfad bis 2040.....	74
9.7	Anreize für den Ausbau der geothermischen Verstromung in Österreich schaffen.....	75
Anhang	I
Ergebnisse NPV-Methode	I
Formeln	III
Literaturverzeichnis.....	VI
Befragte Experten.....	IX
Abbildungsverzeichnis.....	X
Tabellenverzeichnis.....	XI
Diagrammverzeichnis.....	XII

Nomenklatur und Begriffsdefinitionen

Begriff, Bezeichnung	Beschreibung
<i>Elektrischer Energiewandler</i>	Anlage, welche etwaige Energieformen (z.B. mechanische Energie) in elektrische Energie umwandelt
<i>Geothermischer Gradient</i>	Zunahme der Gebirgstemperatur mit fortschreiten-der Tiefe. In Österreich variiert der geothermische Gradient zwischen $2^{\circ}\text{C}/100\text{m}$ bis ca. $5^{\circ}\text{C}/100\text{m}</math>).$
Hydraulische Permeabilität	Fähigkeit eines Gesteinsverbands Thermalwasser in Poren- und Klufträumen z transportieren.
<i>Hydrogeothermie, hydrogeothermisch</i>	Thermische Nutzung natürlicher Thermalwasservorkommen im Untergrund.
<i>Kraft Wärme Koppelung (KWK)</i>	Kombinierte Wärmenutzung zur Gewinnung elektrischer Energie über kalorische Prozesse und zur Versorgung von Wärmenetzen.
<i>Nennleistung</i>	Die nominelle Leistung der jeweiligen Anlage, auch Bruttoleistung genannt
<i>Petrogeothermie, petrogeothermisch</i>	Geothermische Nutzung von heißem aber nicht bis kaum wasserführenden geologischen Einheiten mittels hydraulischer Stimulation (auch bekannt als „Hot Dry Rock - HDR“ oder „Enhanced Geothermal Systems – EGS“).
<i>Reservoir</i>	Geologische Struktur, die für die Gewinnung geothermischer Energie geeignet ist.

1. Einleitung

Die Nutzung der Geothermie zur Gewinnung elektrischer Energie steckt in Österreich trotz nahezu 20-jähriger Tradition immer noch in den „Kinderschuhen“. Seit den frühen 2000er Jahren wird an zwei Standorten in Oberösterreich und der Steiermark geothermischer Strom im Umfang von 3 GWh pro Jahr produziert (Bezugsjahr 2019).

Im Zuge der Stellungnahme zum Entwurf des Nationalen Energie- und Klimaplanes für Österreich (NEKP) wurde von Seiten des Vereins Geothermie Österreich (GTÖ) Ausbauziele für die geothermische Stromproduktion in Österreich in der Höhe von 700 GWh bis 2050 vorgegeben. Im Sinne der Zielsetzungen der neuen Bundesregierung wurde dieses Ausbauziel nachträglich auf 2040 vorgezogen. Das Ausbauziel bezieht sich größtenteils auf bekannte geothermische Ressourcen (in der Höhe von 700 MW bis 1.100 MW Wärmeleistung), wobei davon ein Anteil von 10 % verstromt werden soll. Dieser beinhaltet auch die Errichtung von **petrogeothermischen** Pilotanlagen.

1.1 Zielsetzung der Studie

Der Verein Geothermie Österreich beschloss im Frühsommer 2020 anlässlich der Ausarbeitung des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes durch die Österreichische Bundesregierung eine Vorstudie zum geothermischen Verstromungspotential in Österreich durchzuführen.

Diese Studie setzte sich folgende Ziele:

- Darstellung des Stands der Technik zur geothermischen Verstromung in Österreich im Bereich moderater Thermalwassertemperaturen (unter 200°C)
- Darstellung der gegenwärtigen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen der geothermischen Stromgewinnung
- Erhebung von Erfahrungsberichten zur geothermischen Stromgewinnung in Österreich
- Qualitative Beurteilung geothermischer Verstromungspotentiale sowie Ableitung eines Ausbaupfades bis 2040
- Ausarbeitung von Erfolgskriterien und Empfehlungen zur Verbesserung der geothermischen Stromgewinnung in Österreich

Die vorliegende Vorstudie setzte sich aufgrund der zur Verfügung gestandenen zeitlichen und finanziellen Ressourcen noch nicht zum Ziel detaillierte, räumlich differenzierte Verstromungspotentiale zu erheben und darzustellen. Dies soll in aufbauenden Studien erfolgen.

1.2 Abwicklung der Studie

Die vorliegende Vorstudie wurde im Rahmen eines vom GTÖ finanzierten Werkvertrags durch Hr. Dipl.-Ing. Sebastian Steinlechner im Zeitraum Juli bis Oktober 2020 in Zusammenarbeit mit dem Vereinsvorstand durchgeführt.

1.3 Methodik und Vorgehensweise

Die vorliegende Vorstudie umfasste folgende Arbeitsschritte:

- Erhebung und Sichtung aktueller internationaler Literatur zum Thema der Studie
- Erhebung und Beschreibung repräsentativer Fallbeispiele
- Durchführung von Experteninterviews (siehe hierzu Kapitel 8)

1. Einleitung

- Ausarbeitung technischer Konzepte zur effizienten Nutzung der Geothermie für die Gewinnung elektrischer Energie
- Recherche relevanter aktueller Strategien und Gesetzesentwürfe zum Thema geothermische Verstromung,
- Ableitung von Schlussfolgerungen (Kriterienkatalog für die Anwendung der Geothermie zur Verstromung) und Empfehlungen zur Schaffung von Anreizen zur geothermischen Stromgewinnung in Österreich.

2. Stand der Technik (2020)

Um geothermischen Potentiale nutzen zu können, ist neben der Frage der Verstromungsmethode auch jene der Extraktion gegeben. Daher soll im Folgenden der Stand der Technik der beiden Problemstellungen erläutert werden.

2.1 Gewinnung geothermischer Energie

Die Gewinnung geothermischer Energie basiert auf im Untergrund natürlich vorhandenen oder künstlich eingebrachten Wässern, die mittels Tiefbohrungen gefördert werden. Nach erfolgter thermischer Nutzung – in einem Kreislaufprozess – werden diese wieder in das **Reservoir** eingeleitet. Zur Aufrechterhaltung eines geothermischen Kreislaufs werden zumindest 2 Tiefbohrungen (Dublette) benötigt (siehe Abbildung 1). Der Wärmeentzug aus dem Erdinneren erfolgt in Gebirgsklüften und Poren durch die im Kreislauf zirkulierenden Wässer.

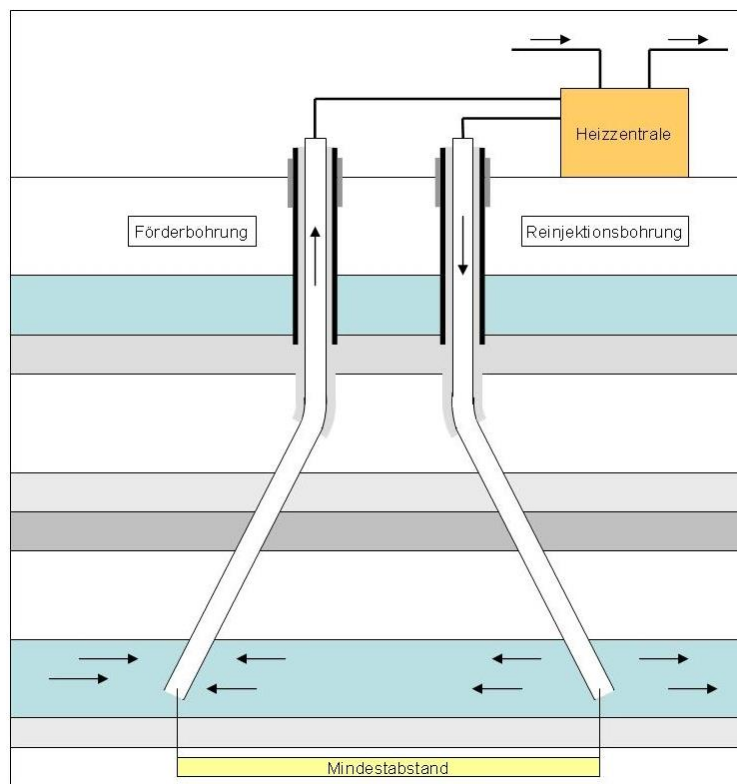


Abbildung 1: Verallgemeinertes Schema einer hydrogeothermalen Dublettennutzung (Bayrisches Landesamt für Umwelt (Deutschland), 2019)

Zur geothermischen Verstromung stehen grundsätzlich zwei Verfahren zur Verfügung:

Die **hydrogeothermale Verstromung** basiert auf der Nutzung natürlich vorhandener Thermalwässer im Untergrund, die mittels Bohrungsdublette in einem Kreislauf bewegt werden (siehe auch Abbildung 1). Diese Methode ist seit vielen Jahrzehnten in Anwendung und stellt das Standardverfahren der geothermischen Nutzung dar. Jedoch ist die Nutzung der Hydrogeothermie auf jene Regionen beschränkt, in denen Thermalwasservorkommen im ausreichenden Umfang und in geeigneten Temperaturniveaus vorhanden sind.

Bei der **petrogeothermalen Verstromung** wird heißes – aber kaum bis nicht wasserführendes – Gestein durch das erzwungene Einbringen von Wasser aufgebrochen bzw. hydraulisch verbessert, sodass ein künstlicher Wasserkreislauf mit Hilfe von mindestens zwei Tiefbohrungen initialisiert werden kann.

Dieses Verfahren ist derzeit noch im Versuchs- und Demonstrationsstadium. Weltweit existieren bislang noch weniger als 50 Anlagen. Der große Vorteil der Petrogeothermie liegt in der Unabhängigkeit vom Vorhandensein natürlicher Thermalwasservorkommen. Hierdurch könnte geothermische Verstromung ortsunabhängig eingesetzt werden.

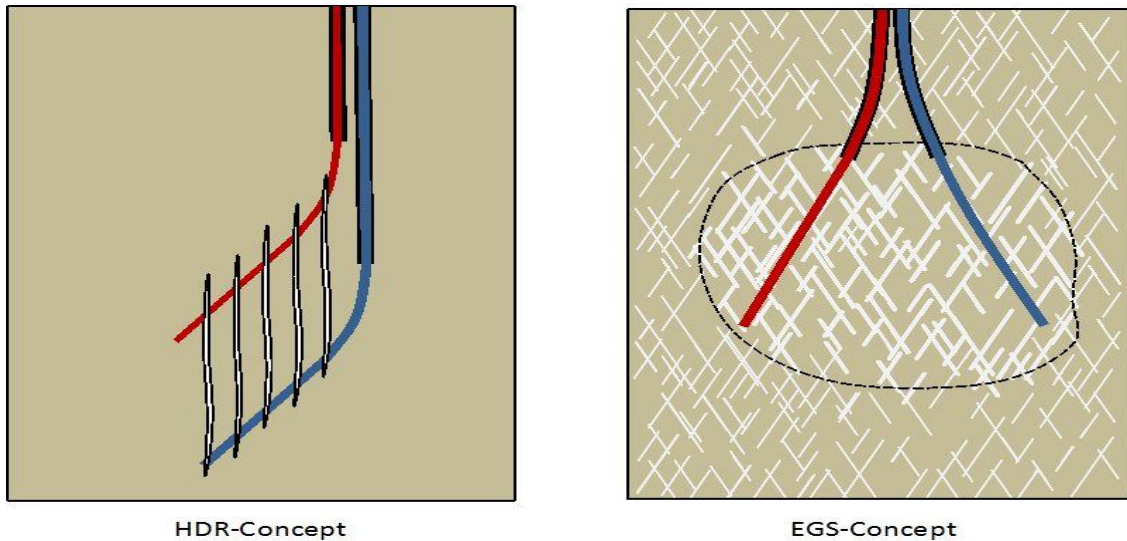


Abbildung 2: Übersicht der wichtigsten petrogeothermalen Anwendungskonzepte (Jung, 2013, Figure 1) – links: HDR Konzept für tektonisch ungestörtes Gebirge, in welchem vorrangig vertikale Fließwege erzeugt werden, rechts: EGS-Konzept, welches in bereits geklüfteten Gebirge angewendet wird und vorrangig horizontale Fließwege erzeugt.

2.2 Kraftwerkstypen

Die Gewinnung elektrischer Energie mit Hilfe der Geothermie (Heißwasser oder Wasserdampf) erfolgt grundsätzlich auf Grundlage kalorischer Prozesse. Aus globaler Sicht findet geothermische Verstromung in einem quellseitigen Temperaturbereich hauptsächlich zwischen 70 °C und 350 °C statt. Liegt die Austrittstemperatur von Thermalwasser bzw. einem Wasser-Dampfgemisch an der Erdoberfläche unter 200 °C werden binäre Verstromungsprozesse angewandt (indirekte Nutzung), wohingegen bei höheren Temperaturen eine geothermische Direktverstromung erfolgt. In Österreich kann aufgrund der geothermischen Voraussetzungen nur eine indirekte geothermische Verstromung angewendet werden.

Im Nachfolgenden werden die bestehenden Kraftwerkstypen präsentiert, welche Trockendampf-, Flash-Dampf-, sowie Organic-Rankine- und Kalinakraftwerke beinhalten. Um einen Überblick über die Einsetzbarkeit der einzelnen Technologien zu erhalten, sind in

Diagramm 1 die Einsatzgrenzen der einzelnen Typen dargestellt. Es ist zu beachten, dass in Folge hauptsächlich auf Binärkraftwerke (Organic-Rankine- und Kalinakraftwerke) eingegangen wird, da hauptsächlich diese ein Potential – hinsichtlich der geologischen Randbedingungen – in Österreich aufweisen; mehr dazu ist unter Kapitel 7 zu finden. Außerdem muss erwähnt werden, dass all die besprochenen Kraftwerkstypen sowohl mit als auch ohne Wärmeauskopplung betreibbar sind.

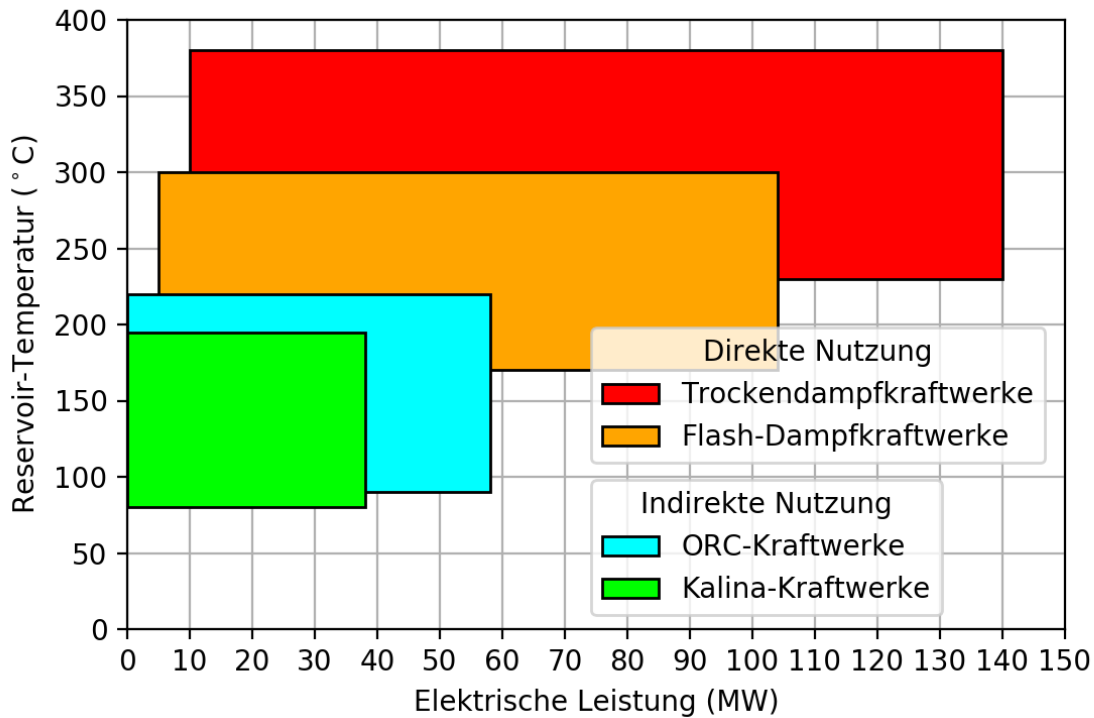


Diagramm 1: Einteilung geothermischer Kraftwerke nach Generatorleistung und Reservoir-Temperatur (Bauer, 2011 S. 24, Abbildung 3.4)

2.2.1 Trockendampfkraftwerk

Bei Trockendampfsystemen wird Dampf unter erhöhtem Druck direkt aus der bestehenden Bohrung entnommen, was dazu führt, dass keine Förderpumpe eingesetzt werden muss. Da der gewonnene Dampf direkt in die Turbine geleitet wird, werden frühestens nach der Turbine für etwaige Kühlkreisläufe Pumpen benötigt. Zur Veranschaulichung ist in Abbildung 3 ein repräsentatives Prozessschema dargestellt, wobei der Kühlkreislauf – inklusive Kühlturm – auch durch andere Kühlmethoden ersetzt werden kann (mehr dazu siehe Punkt 2.3).

(Bauer, 2011 S. 25,26)

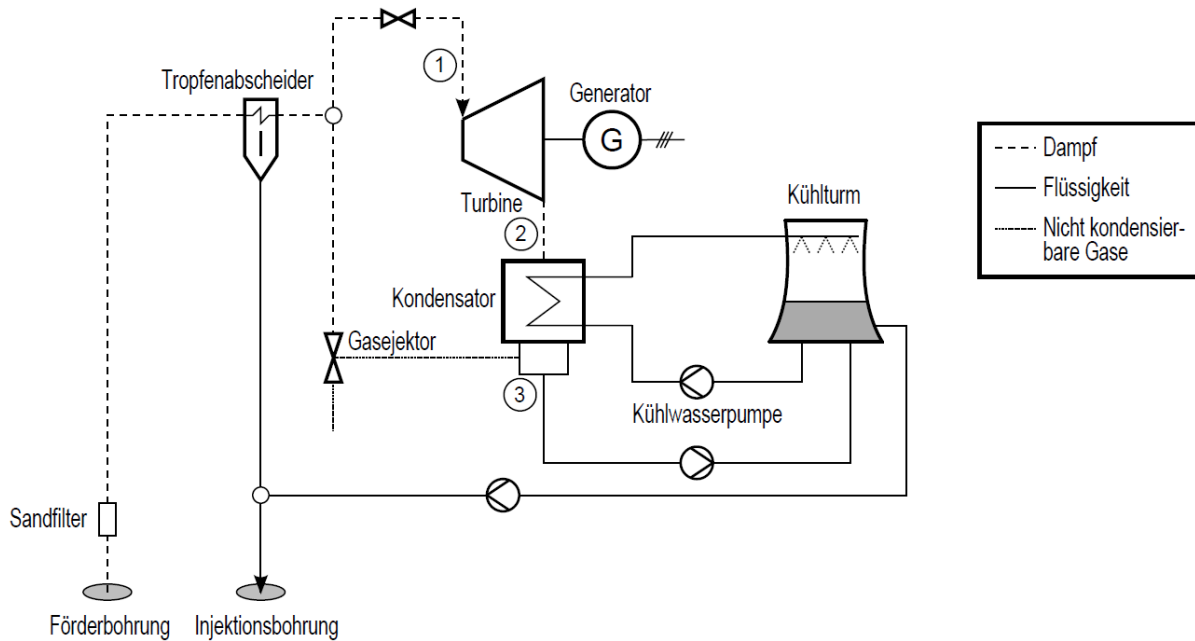


Abbildung 3: Prozessschema einer Trockendampf-Anlage mit Gas-Ejektor und Kühlturm (Kirchner, 2011 S. 26, Abbildung 3.1)

2.2.2 Flash-Dampfkraftwerk

Dieser Typ von Kraftwerk wird in der Regel ab einer Reservoir-Temperatur von 150 °C eingesetzt. Der Name der Anlage rührt vom verwendeten Flash-Verfahren. Unter diesem Verfahren versteht man die Erzeugung des sogenannten Flash-Dampfs, welcher durch Druckreduktion des aufgeheizten, flüssigen Wassers entsteht (Bundesverband Geothermie e.V. (Deutschland) 2, 2020). Innerhalb der Flash-Dampfkraftwerke wird zudem zwischen Single- und Double-Flash-Verfahren unterschieden und werden folglich beschrieben.

Single-Flash-Anlagen

Der Aufbau dieses Anlagentyps gleicht größtenteils jenem der unter Punkt 2.2.1 beschriebenen Trockendampfanlage. Der hauptsächliche Unterschied liegt hier beim zusätzlich integrierten Separator in welchem der Flash-Vorgang erfolgt. Mit dem in diesem Vorgang erhaltenen Flash-Dampf wird in weiterer Folge die Turbine angetrieben. Das daraus entstehende Prozessschema kann in Abbildung 4 betrachtet werden. Auch hier kann erwähnt werden, dass die dargestellte Kühlung beispielhaft ist und durch andere Methoden substituierbar ist.

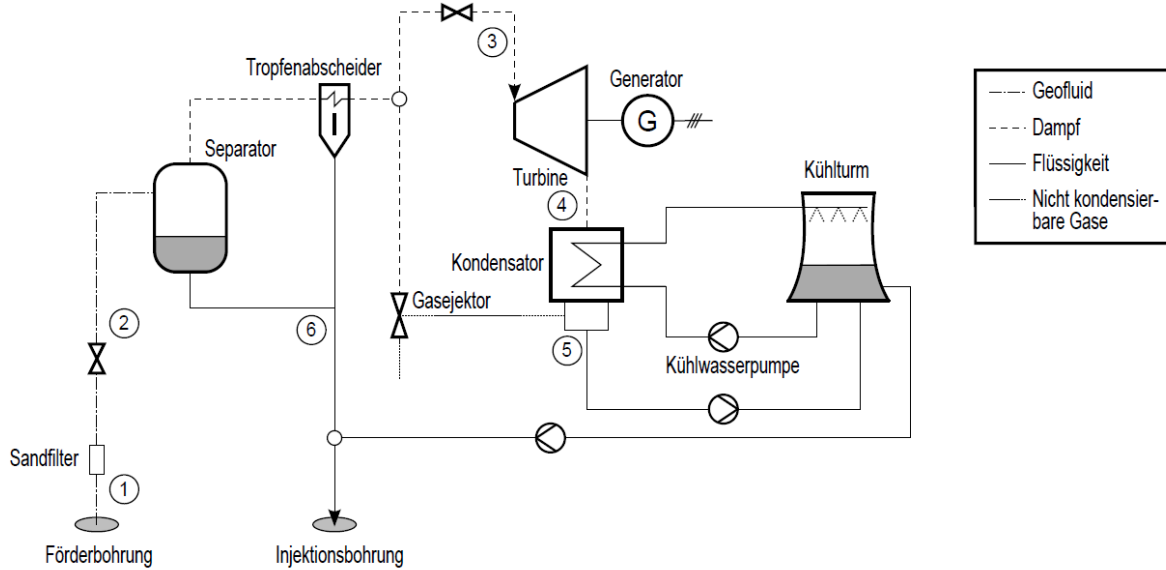


Abbildung 4: Prozessschema einer Single-Flash-Anlage (Kirchner, 2011 S. 28, Abbildung 3.3)

Double-Flash-Anlagen

Dieser Anlagentyp ist eine verbesserte Version der Single-Flash-Anlagen und kann in Abbildung 5 betrachtet werden. Prinzipiell handelt es sich um eine Erweiterung um eine weitere Flash-Vorrichtung, welche eine Drossel (6) und einen Separator/Flash-Tank (7) umfasst. Diese wird verwendet um ein weiteres Flash-Verfahren bei niedrigerem Druck einzuleiten und den dabei zusätzlich entstehenden Dampf in eine Niederdruckturbine einzuleiten. Durch diesen Schritt kann 19 - 26 % mehr Generatorleistung erzielt werden, jedoch sind höhere Investitions- und Wartungskosten einhergehend.

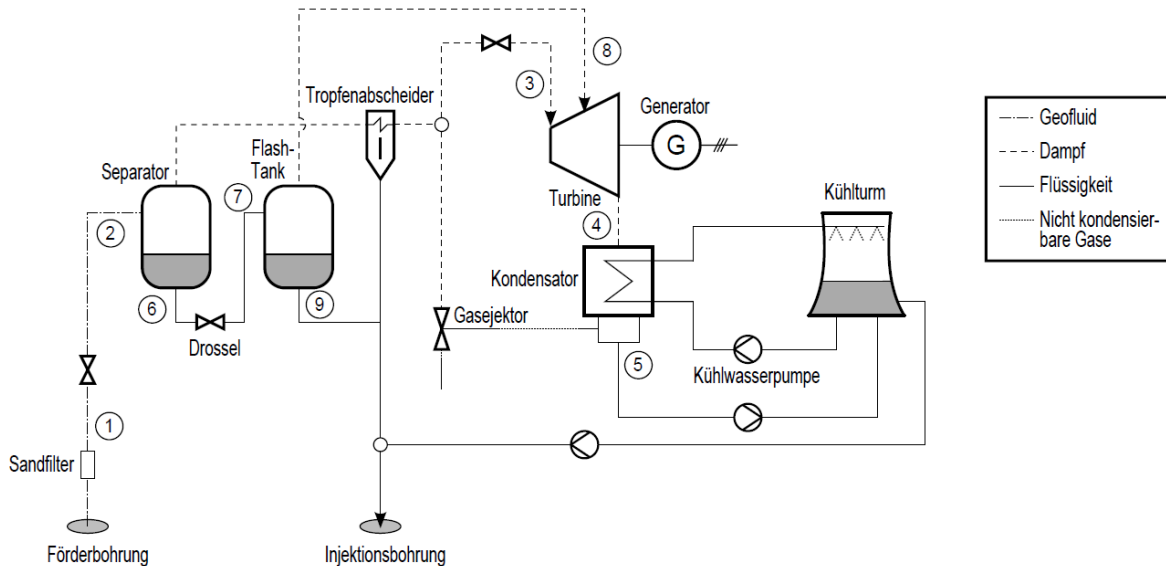


Abbildung 5 Prozessschema einer Double-Flash-Anlage (Kirchner, 2011 S. 29, Abbildung 3.6)

(Bauer, 2011 S. 28-33)

2.2.3 Binärkraftwerk

Die im Folgenden erklärten Kreisläufe werden überbegrifflich als Binärkraftwerke bezeichnet. Der Name rührt daher, dass neben dem eigentlichen Thermalkreislauf ein geschlossener Kreislauf mit dem tatsächlichen Arbeitsmittel geführt wird. Diese Art von Kraftwerken wird für geothermische Reservoirs eingesetzt, welche eine Temperatur kleiner 220 °C (Bauer, 2011 S. 24) aufweisen, jedoch teils von noch niedrigeren Temperaturen unter 175 °C ausgegangen wird. Die untere Grenztemperatur hingegen wird als 78 °C angegeben (Bauer, 2011 S. 33). Betrachtet man konkrete Erfahrungen aus Deutschland, so ergibt sich jedoch in der Praxis eine untere Grenztemperatur von ungefähr 100 °C, da ansonsten – je nach geologischen Gegebenheiten – der Eigenbedarf die generierte elektrische Leistung übersteigen kann (Schifflechner, 2020). Um die Energie vom einen auf den anderen Kreislauf zu übertragen wird ein entsprechender Wärmetauscher verwendet. Das Arbeitsmittel selbst besitzt eine niedrige Siedetemperatur, sodass auch bei niedrigen Absolut-Temperaturen eine Verdampfung eintritt und somit eine Dampfturbine betrieben werden kann.

(Bundesverband Geothermie e.V. (Deutschland) 1, 2020)

Organic-Rankine-Kreislauf (ORC)

Einstufiger ORC Der typische (einstufige) ORC-Prozess basiert vollends auf dem klassischen Clausius-Rankine-Kreisprozess. Der gravierende Unterschied zwischen diesen beiden Kreisläufen liegt jedoch im Arbeitsmedium, welches hier das normalerweise verwendete Wasser mit einem organischen Arbeitsmedium ersetzt. Die Notwendigkeit hierfür ergibt sich aus den niedrigen Temperaturen der geothermischen Wärmequellen. Da die eingesetzten organischen Arbeitsmedien einen deutlich niedrigeren Siedepunkt als Wasser haben, wird dementsprechend eine geringere Wärmequellentemperatur benötigt um das gesamte Fluid bei entsprechend hohem Druck verdampfen zu lassen. Ein entsprechendes Prozessschema ist in Abbildung 6 dargestellt, dazu ein beispielhafter Kreisprozess im T-s-Diagramm in Diagramm 2 mit dem Arbeitsmedium Isopentan. Zusätzlich dazu sind in diesem Diagramm der entsprechende Verlauf des Thermal- und Kühlwassers eingezeichnet.

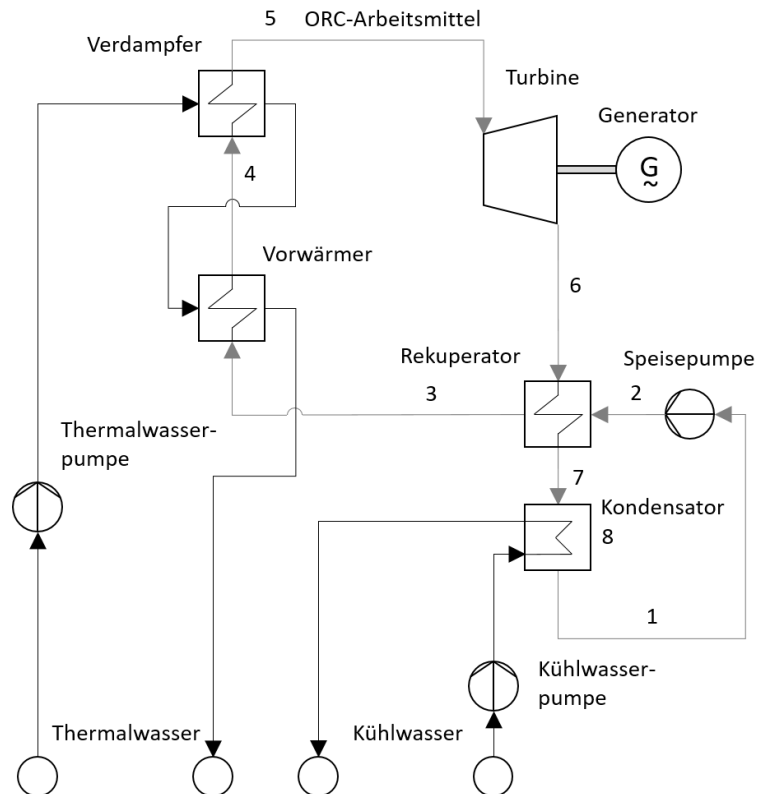


Abbildung 6: Prozessschema einer einstufigen Organic-Rankine-Anlage (Bauer, 2011 S. 35, Abbildung 4.1)

Die in Abbildung 6 und Diagramm 2 eingetragene Nummerierung von 1 bis 7 sind als äquivalent zu betrachten und beschreiben den jeweiligen Fluidszustand. So wird beginnend in Punkt 1 das flüssige Arbeitsmedium beschrieben, welches mittels einer Speisepumpe auf das obere Prozessdruckniveau gebracht wird (1→2). Daraufhin wird der interne Rekuperator durchflossen (dieser dient dazu, dem Arbeitsmedium so viel thermische Energie wie möglich zu entziehen bevor der Kühlkreislauf erreicht wird) um dem Arbeitsfluid erstmalig Wärme zuzuführen (2→3). Im nächsten Schritt erfolgt die Vorwärmung (3→4) und gleich darauf die Verdampfung (4→5) des Arbeitsmediums. Dabei ist zu beachten, dass dies im Gegenstromprinzip erfolgt, sodass das Thermalwasser mit der höchsten Temperatur dem Verdampfer zugeführt wird und erst im nächsten Schritt dem Vorwärmer. Dadurch kann dem Thermalwasser möglichst viel thermische Energie entzogen werden. Die Verdampfung erfolgt (wie in Diagramm 2 erkennbar) isotherm und somit im Nassdampfbereich auch isobar ab (hier bei einem Druck von 3,7 bar). Punkt 5 liegt offensichtlich auf der Satttdampfkurve im Bereich der Taulinie und befindet sich somit an der Grenze zwischen Nassdampf und überhitztem Dampf. Dies bedeutet, dass ein vollständig dampfförmiges Fluid vorliegt, welches keine weitere Erwärmung in diesem Zustand erfahren hat. Infolgedessen wird der entstandene Satttdampf in die Turbine eingeführt und auf das untere Druckniveau (hier 0,9 bar) expandiert, was auch einen Temperaturabfall mit sich zieht (5→6). In weiterer Folge wird der Gegenpol zum vorhin beschriebenen Vorgang im internen Rekuperator vollzogen (es sei anzumerken, dass dieser oftmals aufgrund wirtschaftlicher Gegebenheiten nicht ausgeführt wird). Hierbei erfolgt lediglich ein weiterer Temperaturabfall des expandierten Fluids, welcher einem Entzug von Wärmeenergie geschuldet ist (6→7). Der letzte Schritt erfolgt im Kondensator, welcher die Restwärme an das Kühlwasser abgibt und somit das Arbeitsmedium auf die gewünschte Minimaltemperatur abkühlt (7→1).

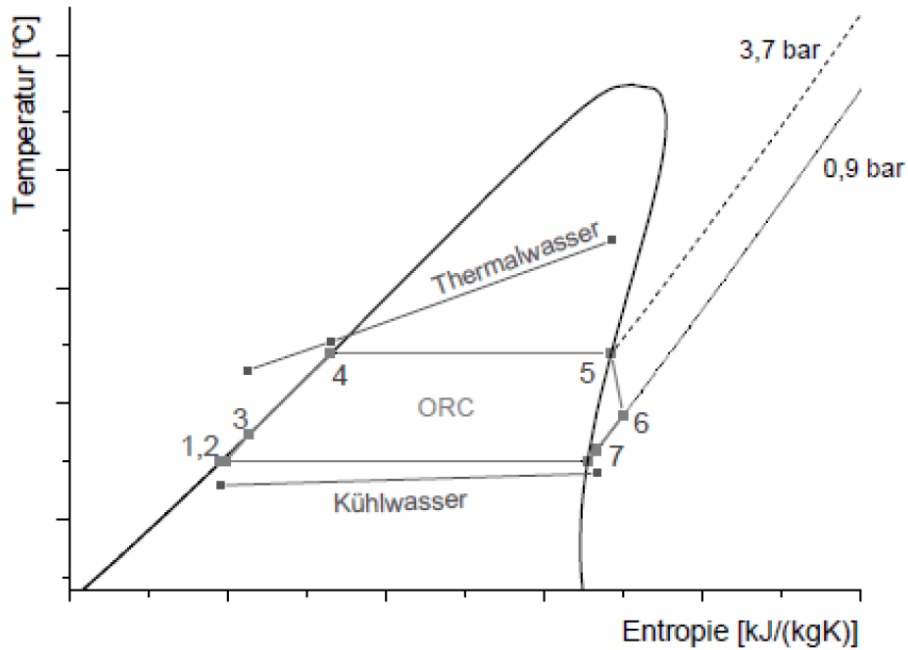


Diagramm 2: T-s-Diagramm eines einstufigen ORC mit dem Arbeitsmedium Isopentan (Bauer, 2011 S. 36, Abbildung 4.2)

Es ist anzumerken, dass hier bewusst keine Überhitzung des Dampfes erfolgt, da die gegebene Steigung der Satttdampfkurve im Bereich der Taulinie dazu führen kann, dass erneut in das Nassdampfgebiet eingedrungen werden kann. Dies ist deshalb problematisch, da die im Dampf enthaltenen, flüssigen Tröpfchen zur Erosion und damit zur Beschädigung der Turbine führen können. Außerdem muss beachtet werden, dass der interne Rekuperator kein zwingender Bestandteil für die Vorwärmung des Arbeitsmediums, da dieser an sich zu keiner Beeinflussung der elektrischen Energieabgabe führt. Bezüglich des Thermalwassers ist sogar von einer geringeren Ausnutzung auszugehen, da das Arbeitsfluid schon vor dem eigentlichen Vorwärmen eine erhöhte Temperatur aufweist. Im Zuge dessen nimmt jedoch die Temperatur des Kühlkreislaufmediums und dementsprechend die zu dissipierende Energie im Kühlkreislauf ab. Es wird dennoch dazu empfohlen einen Rekuperator zu installieren, da dadurch zu einer Anhebung der mittleren Temperatur der Wärmeaufnahme führt und im Weiteren auch zu einer Abnahme der mittleren Wärmeabgabe. Dies hat zur Folge, dass bei gleichbleibender Verdampfungstemperatur eine Steigerung des thermischen Wirkungsgrades erfolgt. Außerdem wird dadurch die Dimensionierung des Kühlkreislaufs verringert und zu guter Letzt auch der ökologische Aspekt gefördert.

Zweistufiger ORC Um die Effizienz dieses Prozesses zu steigern, kann eine zweistufige Ausführung des ORC eingesetzt werden. Dies kann innerhalb der ORC-Anlagen als Stand der Technik betrachtet werden. In Abbildung 7 kann nun ein typisches Anlagenschema betrachtet werden^a.

^a Es ist anzumerken, dass dieses Anlagenschema meist nur theoretisch/wissenschaftlich von Bedeutung ist, jedoch in der Praxis meist abgewandelt zum Einsatz kommt. Das in Deutschland am häufigsten eingesetzte Anlagenschema ist unter folgendem Link zu finden:

<https://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2015/26002.pdf>

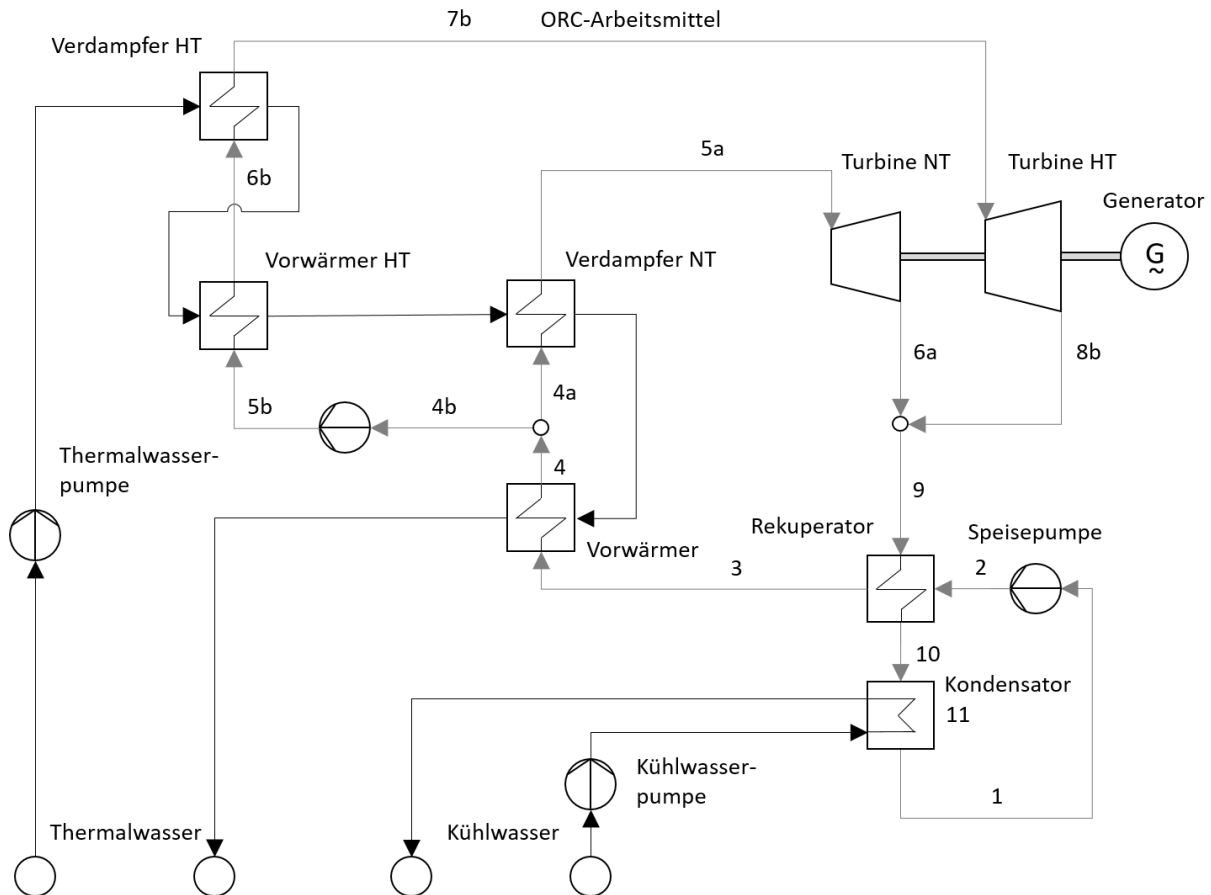


Abbildung 7: Prozessschema einer zweistufigen Organic-Rankine-Anlage (Bauer, 2011 S. 38, Abbildung 4.4)

Im Unterschied zum vorhin besprochenen Prozess, wird hier nach dem Vorwärmer das Arbeitsmedium in den Hoch- und Niedertemperatur-Kreislauf (HT, respektive NT) aufgeteilt (4→4a, 4b). Der vorherige Prozess begonnen vor der Speisepumpe bis hin zum Vorwärmer läuft äquivalent ab (1→4). Vergleicht man nun den HT- und NT-Kreislauf, so sind die einzigen erkennbaren Unterschiede bezüglich der Komponenten in einer zusätzlichen Pumpe und einem Vorwärmer im HT-Kreislauf zu finden. Somit wird hier der Druck für den HT-Kreislauf noch einmal explizit erhöht (4b→5b) und anschließend ein weiteres Mal vorgewärmt (5b→6b). Ab nun können die beiden separaten Kreisläufe parallel betrachtet werden. So erfolgt die jeweilige Verdampfung mittels entsprechenden Wärmetauschern (4a→5a, 6b→7b), gefolgt von einer Entspannung des gewonnenen Sattdampfes in einer Hochdruck-, respektive Niederdruckdampfturbine (7b→8b, 5a→6a), wobei direkt im Anschluss die beiden Teilströme wieder zusammengeführt werden (6a, 8b→9). Nun wird wie auch im einstufigen ORC das Arbeitsmedium zur weiteren Abkühlung durch den internen Rekuperator geführt (9→10), um schlussendlich durch den Kühlkreislauf auf das untere Temperaturniveau herabgekühlt zu werden (10→1).

Einstufiger und Zweistufiger ORC im Vergleich

Um abschließend einen quantitativen Unterschied zwischen diesen beiden Versionen zu erhalten, ist in Diagramm 3 der elektrische Wirkungsgrad (elektrische Energie zu Wärmeenergie des Thermalwassers) in Abhängigkeit von der Thermalwassertemperatur dargestellt. Als weiterer Parameter ist hier das Arbeitsmedium angegeben. Es ist eindeutig erkennbar, dass arbeitsmittelunabhängig der zweistufige ORC einen besseren Wirkungsgrad aufbringen kann. Der hier ersichtliche Einfluss der Arbeitsmedien auf den Wirkungsgrad des Prozesses wird im unter ‚Arbeitsmedien‘ genauer erläutert.

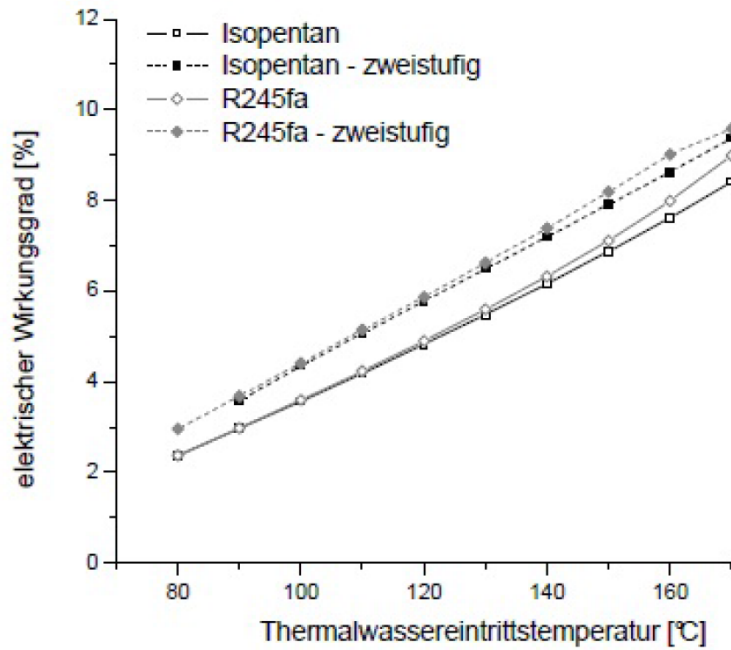


Diagramm 3: Vergleich der elektrischen Wirkungsgrade einer ein- und zweistufigen ORC-Anlage mit den Arbeitsmedien Isopentan und R245fa (Bauer, 2011 S. 40, Abbildung 4.6)

Zusätzlich dazu kann in Diagramm 4 der direkte Vergleich einer ein- (oben) und einer zweistufigen ORC (unten) im T-H-Diagramm (Temperatur zu Enthalpiestrom) betrachtet werden. Dabei wird davon ausgegangen, dass beide Systeme denselben Rahmenbedingungen (Thermalwasser, Kühlung) ausgesetzt sind. Dadurch kann leicht erkannt werden, dass die zweistufige Variante eine höhere Wärmeaufnahme vollzieht (2→7b) als das einstufige Äquivalent (2→5). Außerdem erfolgt die Wärmezufuhr der 2. Stufe des zweistufigen Modells auf einem höheren Temperaturniveau als jene der einstufigen Variante.

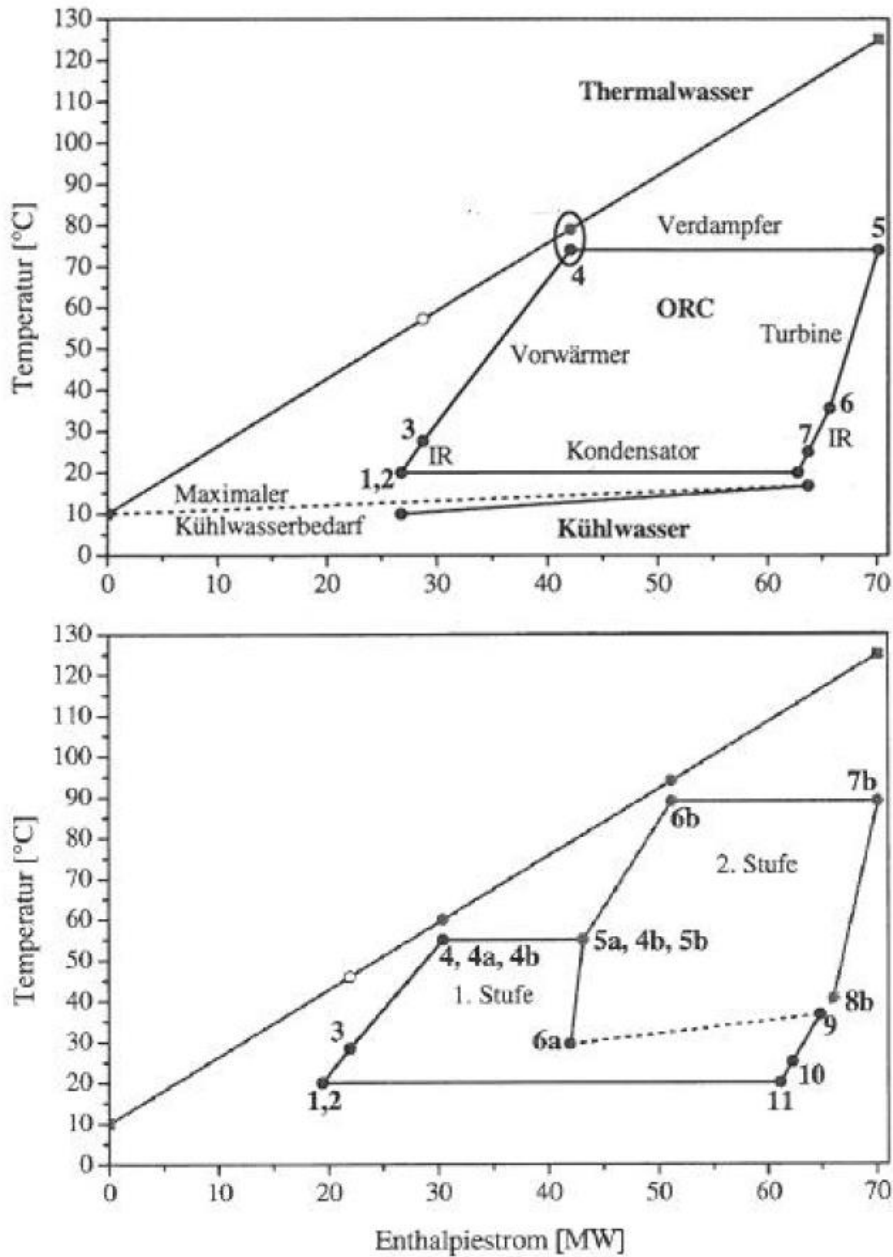


Diagramm 4: Vergleich eines ein- (oben) und zweistufigen ORC (unten) mittels T-H-Diagramm (Bauer, 2011 S. 39, Abbildung 4.5)

Arbeitsmedien

Wie schon in Diagramm 3 angedeutet, hat das Arbeitsfluid einen erheblichen Einfluss auf die Effizienz des Kreisprozesses. Dies kommt daher, dass der Kreisprozess einer geothermischen Anlage nicht an den herkömmlichen Carnot-, sondern an einen Dreieckskreislauf angepasst werden sollte. Diese Anpassung ist aufgrund der Ausprägung der Wärmequelle und Wärmesenke im T-s-Diagramm geschuldet. Eine anschauliche Darstellung ist demnach in Diagramm 5 geboten.

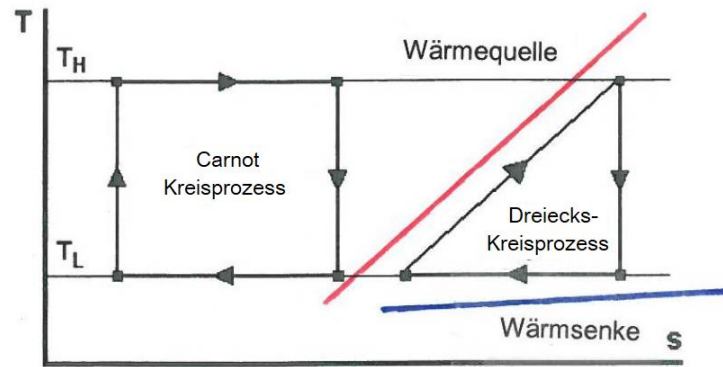


Diagramm 5: Vergleich von Carnot- und Dreieckskreisprozess inklusive Andeutung der Wärmequelle und Wärmesenke (Bauer, 2011 S. 40, Abbildung 4.7)

Betrachtet man nun Diagramm 6, so zeigen sich die Verläufe im T-s-Diagramm der Arbeitsmedien R134a, R401a, R152a Isobutan und n-Pentan (repräsentativ). Diese Arbeitsmedien können nun in trockene (Isobutan, n-Pentane), feuchte (R401a, R152a; auch Wasser) und ein quasi-isentropes (R134a) Arbeitsmittel eingeteilt werden. Aus diesen Verläufen ist ersichtlich, dass sich trockene Arbeitsmedien allgemein besser eignen, da sich beim Einzeichnen des ORC – ähnlich zu Diagramm 2 – die entstehende, umschlossene Fläche besser einem Dreieck annähert, als dies bei trockenen Arbeitsmedien der Fall wäre. Dies ist prinzipiell der nach rechts geneigten Kurve von trockenen Arbeitsmitteln geschuldet. Außerdem entfällt ein Überhitzer, da aufgrund der genannten Neigung ein Wiedereintritt in das Nassdampfgebiet erfolgen kann.

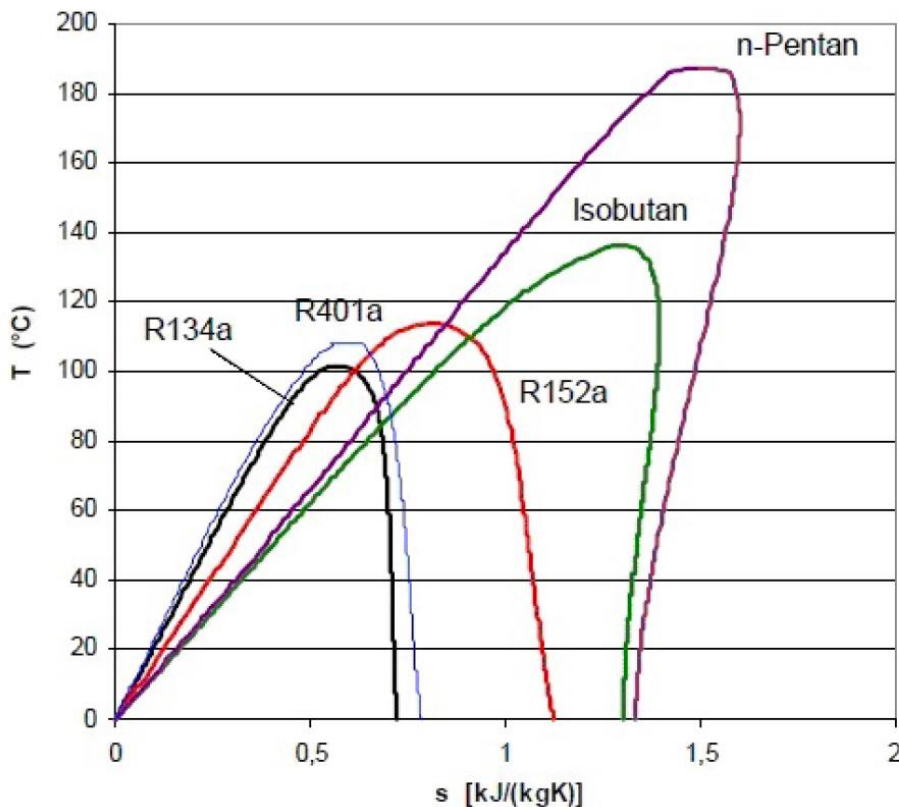


Diagramm 6: T-s-Diagramm von geläufigen organischen Arbeitsmedien (Bauer, 2011 S. 41, Abbildung 4.8)

Des Weiteren ist zu erwähnen, dass eine hohe Wärmeaufnahme während der Vorwärmung eines trockenen Arbeitsmediums zu einer besseren Anpassung an den Dreiecksprozess führt, da die Siedelinie

2. Stand der Technik (2020)

dementsprechend weiter verfolgt wird. Idealerweise wäre demnach eine reine Vorwärmung ohne Verdampfung (Isotherme durch das Nassdampfgebiet), was mit Arbeitsmedien mit niedriger Verdampfungsenthalpie angenähert werden kann. Allgemein kann demnach gesagt werden, dass ein Arbeitsmedium einen kritischen Punkt knapp oberhalb der Temperatur der Wärmequelle besitzen soll. Außerdem soll auf einen hohen Dampfdruck geachtet werden, da hierdurch bei niedrigen Temperaturen höhere Druckdifferenzen in der Turbine realisiert werden können.

Es ist jedoch davon auszugehen, dass kein universell anwendbares Arbeitsmedium existiert und somit eine individuelle Anpassung erfolgen muss. Hierfür kann unter Anderem Diagramm 7 für einstufige und Diagramm 8 zweistufige ORC-Anlagen als Anhaltspunkt dienen.

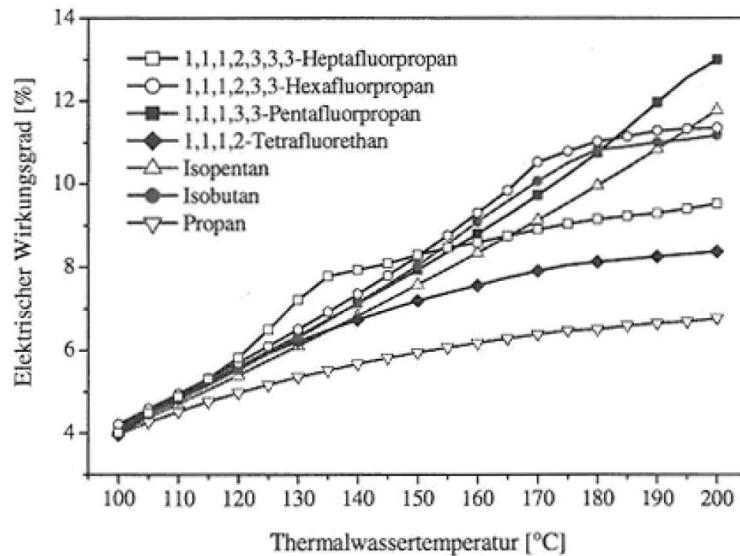


Diagramm 7: Elektrischer Wirkungsgrad in Abhängigkeit von der Thermalwassertemperatur für einen einstufigen ORC nach diversen Arbeitsmedien (Bauer, 2011 S. 44, Abbildung 4.11)

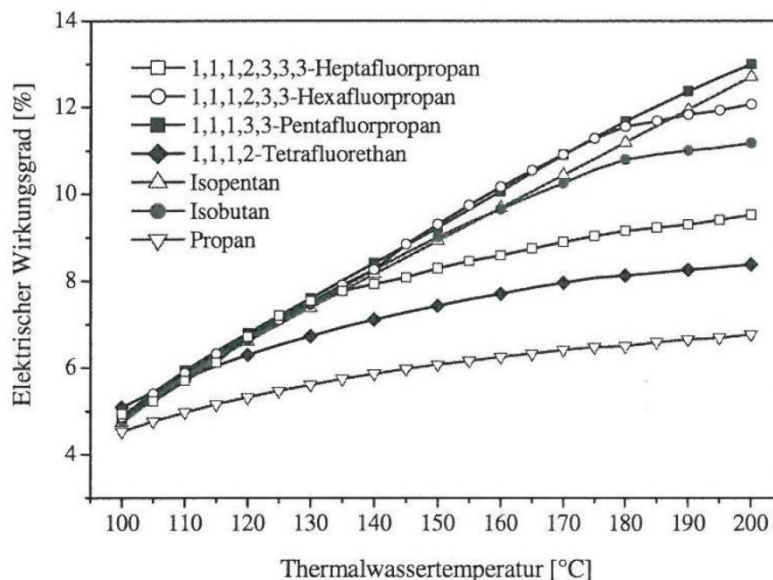


Diagramm 8: Elektrischer Wirkungsgrad in Abhängigkeit von der Thermalwassertemperatur für einen zweistufigen ORC nach diversen Arbeitsmedien (Bauer, 2011 S. 44, Abbildung 4.12)

Es ist abschließend zu beachten, dass das Verwenden von (H-)FCKW-haltigen Arbeitsmedien per Verordnung untersagt ist und die thermische Stabilität, die Nicht-Korrosivität, eine Nicht-Brennbar- und Explosionsfähigkeit sowie die Ungiftigkeit des Mediums Grundvoraussetzungen sind.

(Bauer, 2011 S. 35-45)

Kalina-Kreislauf

Der Kreisprozess Bei dem Kalina-Kreislauf handelt es sich um einen von Dr. Alexander Kalina entwickelten und patentierten Kraftwerksprozess. Im Gegensatz zum ORC wird hier kein organisches Arbeitsmittel, sondern ein Zweiphasen-Gemisch aus Ammoniak und Wasser verwendet.

Im Kreislauf selbst treten De- und Absorptionsprozesse auf, daher wird der Verdampfer folglich als Desorber und der Kondensator als Absorber bezeichnet. Bei der Absorption kommt es dabei zu einer Aufnahme des Sorptivs in ein Sorbens, was mit einer Wärmeabgabe einhergeht (Absorptionswärme). Dahingegen wird bei der Desorption das Sorptiv unter Energieaufnahme aus dem Sorbens entfernt. Dementsprechend stellt das Wasser das Sorbens und der Ammoniak das Sorptiv dar.

In Abbildung 8 ist ein Prozessschema eines Kalina KSC 34-Kreislaufs dargestellt. Vergleicht man dieses mit jenem des einstufigen ORC (siehe Abbildung 6), so erkennt man, dass der interne Rekuperator in einen Hoch- und Niedertemperatur-Wärmetauscher (HT- und NT-Rekuperator) aufgeteilt wurde und zusätzlich ein Separator und eine Drossel ergänzt wurden.

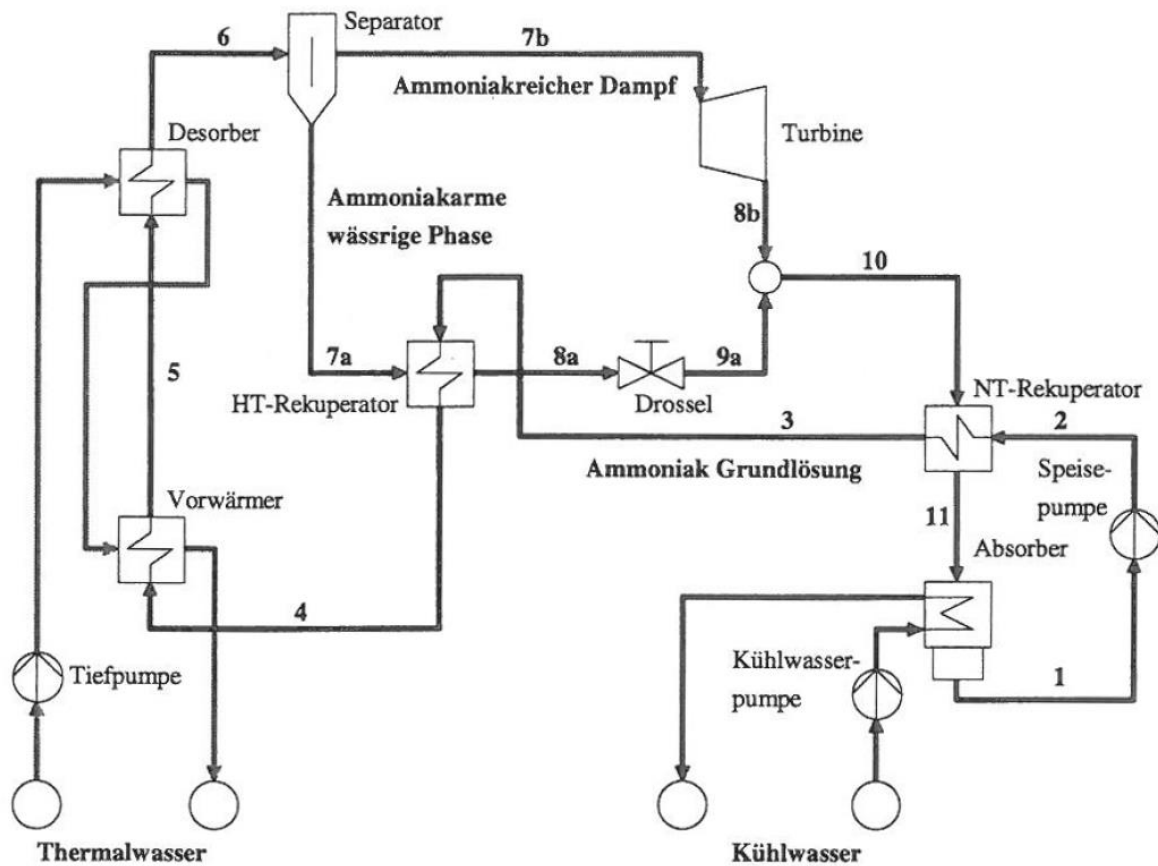


Abbildung 8: Prozessschema einer Kalina KSC 34-Anlage (Bauer, 2011 S. 46, Abbildung 4.13)

Betrachtet man nun das Prozessschema, so startet der Kreisprozess nominell nach dem Absorber (1), wo das Arbeitsmittel verflüssigt vorliegt. Wie im ORC wird auch hier das Arbeitsfluid mittels einer Speisepumpe auf ein höheres Druckniveau gebracht (1→2). Im Anschluss dazu erfolgt die erste Wärmezufuhr über den NT-Rekuperator (2→3), welcher ebenso wie der HT-Rekuperator (3→4) Absorptionswärme auf das Arbeitsmedium überträgt. Danach wird ein weiterer Vorwärmersschritt im Vorwärmer durchgeführt (4→5) bevor letztendlich die Desorption im Desorber (5→6), bei welcher der Verdampfungsprozess erfolgt. Hierbei wird jedoch keine vollständige Verdampfung angezielt, außerdem ist

diese auch nicht isotherm wie beim ORC. Der Vorwärmer und Desorber sind wiederum im Gegenstromprinzip zum Thermalwasser angeordnet, um eine bessere Ausnutzung der Wärme zu ermöglichen. Beim Eintritt in den Separator befindet sich das Arbeitsmittel im Nassdampfgebiet und wird dementsprechend in eine ammoniakarme Flüssigkeit (6→7a) und einen ammoniakreichen Dampf (6→7b) separiert. Der gewonnene Dampf wird folglich in der Dampfturbine entspannt (7b→8b), wohingegen das abgeschiedene ammoniakarme Gemisch zur Wärmeabgabe in den HT-Rekuperator geführt wird (7a→8a) und anschließend in einer Drossel entspannt wird (8a→9a) um es an den Austrittsdruck des Dampfes aus der Turbine (8b) anzupassen. In Folge werden diese beiden Teilströme wieder zusammengeführt (8b, 9a→10) und in den NT-Rekuperator geführt, welcher einen weiteren, gezielten Wärmeentzug für den ersten Vorwärmungsschritt hervorruft (10→11). Zum Abschluss kommt dieser Kreisprozess durch die letzte Kühlphase im Absorber, welcher dazu dient das Gemisch wieder in einen vollständig flüssigen Zustand zu versetzen (11→1).

In Diagramm 9 ist zusätzlich dazu das zugehörige T- \dot{H} -Diagramm dieses Kreisprozesses dargestellt.

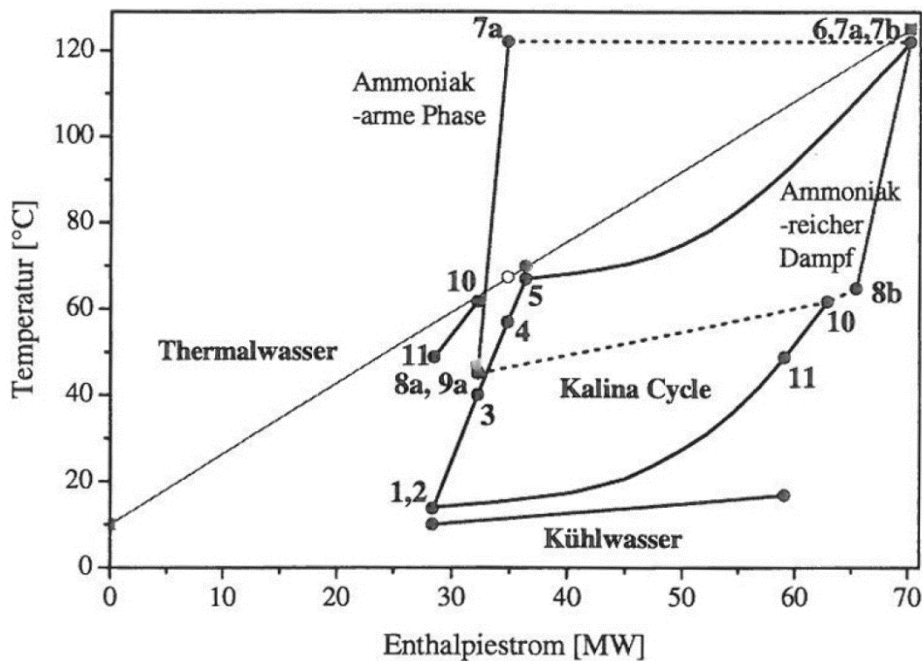


Diagramm 9: T- \dot{H} -Diagramm eines Kalina-Kreisprozesses (Bauer, 2011 S. 47, Abbildung 4.14)

Der Kalina-Kreislauf weist einen hohen Anteil an Wärmerückgewinnung über die Rekuperatoren auf. Es ist zu erwähnen, dass dies für die Funktionalität zwar nicht notwendig ist, jedoch dadurch der Ab- und Desorber kleiner dimensioniert werden können und auch der ökologische Aspekt damit gewahrt wird. Nebst steigert sich auch der thermische Wirkungsgrad der Anlage, da die Wärmezufuhr und -Abfuhr jeweils verringert wird.

Arbeitsmedium Wie bereits erwähnt wird hier ein Zweiphasen-Gemisch aus Ammoniak und Wasser verwendet, wobei das Wasser als Lösungsmittel für das Ammoniak dient. Beide Bestandteile haben eine ähnliche Mol-Masse, sodass ein Einsatz in einer herkömmlichen Dampfturbine möglich ist.

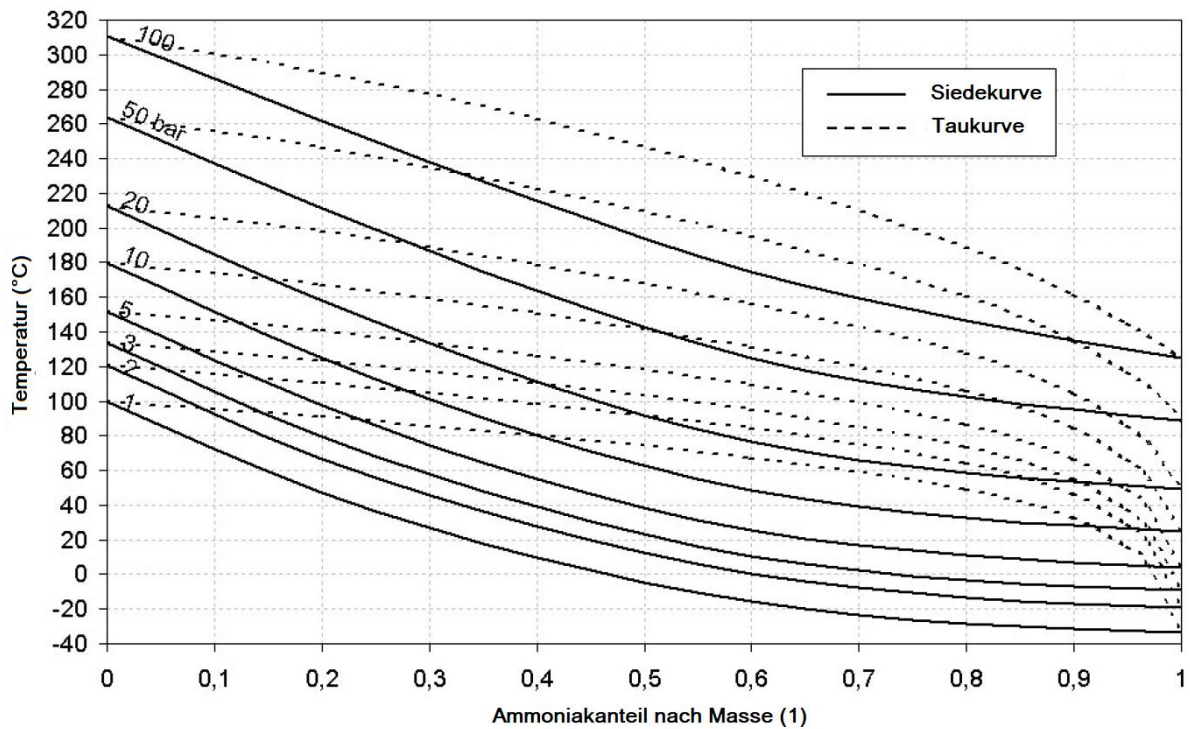


Diagramm 10: Ammoniakkonzentration im Arbeitsfluid nach Temperatur und Druck (Bauer, 2011 S. 50, Abbildung 4.17)

Ähnlich wie beim ORC, ist auch hier das Arbeitsmittel von großer Bedeutung, da die Konzentration des Ammoniaks einen großen Einfluss auf die Effizienz des Kreislaufs hat. Zur Veranschaulichung der adäquaten Konzentration dient Diagramm 10. Es zeigt den Ammoniakanteil von null bis eins, wobei null reines Wasser und eins reines Ammoniak bedeutet. Es sind die jeweiligen Siede- und Taukurven bei verschiedenen Desorptionsdruckniveaus eingetragen. Dies zeigt deutlich, welche Ammoniakkonzentration für die geothermalen und anlagentechnischen Randbedingungen benötigt wird. So wird bei niedrigen Temperaturen eine höhere Konzentration verlangt, ebenso wenn ein höherer Desorptionsdruck angestrebt wird.

Bezüglich des Desorptionsdrucks ist jedoch zu beachten, dass die spezifische Enthalpie des Gemischs bei einer Druckerhöhung abnimmt, gleichzeitig aber zu einer höheren Konzentration des Ammoniaks im Dampf führt. Insgesamt reduziert sich also die absolute Enthalpie des Dampfes. Dies gilt jedoch nicht nur für den Dampf bei Turbineneintritt, sondern auch für jenen bei Turbinenausritt. Durch die Tatsache, dass die Enthalpieänderung bei geringen Drücken größer ausfällt als bei Hohen, wird dementsprechend empfohlen mit niedrigeren Druckniveaus zu arbeiten um eine größere Enthalpiedifferenz zu gewährleisten. Dies kann durch die Ergebnisse aus Tabelle 1 bestätigt werden, welche besagen, dass der maximale Wirkungsgrad von 11,24 % bei einer Ammoniak-Konzentration von 78,0 % erreicht wurde. Bei den dargestellten Daten handelt es sich um die Simulationsergebnisse, welche mit den Randbedingungen des Kalina-Kraftwerks Húsavík in Island berechnet wurden.

(Bauer, 2011 S. 45-52)

2. Stand der Technik (2020)

Tabelle 1: Turbinenausstrittsdruck und korrelierender elektrischer Systemwirkungsgrad bei verschiedenen Ammoniakkonzentrationen bei einer Thermalwassertemperatur von 124 °C (Bauer, 2011 S. 52, Tabelle 4-1)

Ammoniak-Konzentration %	Turbinenausstrittsdruck bar	Elektrischer Systemwirkungsgrad	
		% (min)	% (max)
78,0	7,4 – 8,9	8,64	11,24
81,0	7,8 – 9,2	8,75	10,97
84,4	8,1 – 9,5	8,84	10,91
85,5	8,3 – 9,6	8,95	10,81

Vergleich

Im nachfolgenden sollen diverse Vor- und Nachteile von ORC- und Kalina-Anlagen zueinander beschrieben und verglichen werden. Dabei handelt es sich um theoretische und praktische Erkenntnisse, welche immer eindeutig gekennzeichnet werden.

Effizienz Wie bereits erwähnt wurde, soll der Kreisprozess möglichst an einen Dreiecksprozess angepasst werden. Vergleicht man nun also die Form eines einstufigen ORC mit jener eines Kalina-Kreisprozesses im T-s-Diagramm, so kann eindeutig gesehen werden, dass jene des Kalina-Kreisprozesses besser angenähert ist. Dies kann durch Diagramm 11 gestützt werden, wobei zu beachten ist, dass hier ein herkömmlicher Clausius-Rankine-Prozess anstatt eines ORC dargestellt ist. Der hauptsächliche Unterschied dabei ist jener, dass bei einem ORC in der Regel keine Überhitzung stattfindet und somit eine noch schlechtere Anpassung an einen Dreiecksprozess vorherrscht.

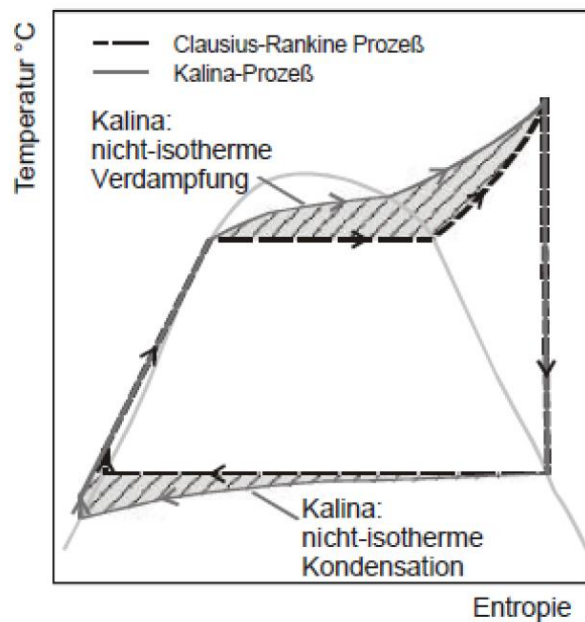


Diagramm 11: Vergleich eines Kalina- mit einem herkömmlichen Clausius-Rankine-Prozesses im T-s-Diagramm (Bauer, 2011 S. 53, Abbildung 4.20)

Des Weiteren sollen Simulationen in Betracht gezogen werden, welche ein- und zweistufige ORC und Kalina-Anlagen miteinander vergleichen. Für alle Anlagentypen gelten dieselben Randbedingungen und sind in Tabelle 2 gelistet.

Tabelle 2: Simulationsrandbedingungen für den Vergleich binärer Anlagentypen (Bauer, 2011 S. 61, Tabelle 4-7)

Thermalwasser		
Eintrittstemperatur	°C	125
Volumenstrom	l/s	150
Dichte	kg/m ³	969
Massenstrom	kg/s	143,4
Wärmekapazität	kJ/kg K	4,196
Wärmestrom	kW	70.137
Kühlwasser		
Eintrittstemperatur	°C	10
Austrittstemperatur	°C	17

2. Stand der Technik (2020)

Die Simulation wurde grundsätzlich mit verschiedenen Arbeitsmedien durchgeführt. In Tabelle 3 ist jeweils das Ergebnis mit dem höchsten Systemwirkungsgrad je Anlagentyp angeführt. So ist erkennbar, dass der zweistufige ORC und der Kalina-Kreisprozess einen ähnlichen Wirkungsgrad aufweisen, wohingegen der einstufige ORC in etwa um 10 % schlechter abschneidet. Es ist zu beachten, dass hier noch keine Kühlung mit berücksichtigt wurde.

Tabelle 3: Ergebnisse mit dem höchsten Wirkungsgrad je Anlagentyp (ORC und Kalina-Prozess) (Bauer, 2011 S. 62,63)

Kreisprozess Version Arbeitsmedium		ORC		Kalina
		einstufig R227ea	zweistufig R227ea	KSC 34 95 % NHW (30bar)
Elektrischer Systemwirkungsgrad	%	6,46	7,20	7,16
Netto-Leistung	kW	4.030	5.050	5.023
Speisewasserpumpe	kW	640	648	133

Anlagenverfügbarkeit Nach Angaben des Kalina-Kraftwerks Húsavík, gibt es ein prinzipielles Korrosions- und Erosionsproblem in der Dampfturbine. Das Erosionsproblem wird damit begründet, dass Flüssigkeitsrückstände im Dampf (schlechte Dampfqualität) problematisch sind und es dementsprechend zu Beschädigungen kommen kann. Außerdem kam es an der für die Turbine verwendete Chrom-Molybdän-Stahllegierung zu Ammoniak-bedingten Korrosionsschäden. Es zeigte sich, dass ein rostfreier Stahl vom Typ 316 als Turbinenmaterial verwendet werden sollte. Zusätzlich gab es eine hohe Abnutzung der Düsen.

Vergleichsweise kann bei ORC-Anlagen kein derartiges Problem verzeichnet werden. Dies führt zu dem Schluss, dass ORC-Anlagen prinzipiell zuverlässiger sind. Zu beachten ist jedoch, dass die betrachtete Kalina-Anlage die Erste ihres Typs war und nach dem Einbau einer Turbine mit Titanium-Rad das Korrosionsproblem in den Griff bekommen wurde.

(Bauer, 2011 S. 53-67)

Es sei an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass aufgrund der geothermischen Verhältnisse in Österreich nur binäre Verstromungsprozesse zur Anwendung kommen.

Konventionelle Wärmeauskopplung in geothermischen Kraftwerken

Unter Wärmeauskopplung versteht man die zusätzliche Wärmebereitstellung, welche sekundär zur Stromgenerierung durchgeführt wird. Diese Technologie wird allgemein als KWK bezeichnet und kann auch in Geothermie-Kraftwerken ideal eingesetzt werden. (Bundesverband Geothermie e.V. (Deutschland) 3)

Prinzipiell gibt es drei Arten der Wärmeauskopplung:

- a) Rückkühlung des Verstromungskreislaufs
- b) Parallele Wärmeauskopplung
- c) Serielle Wärmeauskopplung

(Göttl, et al., 2020 S. 27)

Zusätzlich dazu gibt es noch eine Mischschaltung aus parallelem und seriellen Betrieb (Rohloff, et al., 2011 S. 17).

Es ist jedoch zu beachten, dass es sich bei diesen Formen der Wärmeauskopplung nicht um eine konventionelle KWK handelt, da es sich hier nur um den Umstand handelt, dass Elektrizität und Wärme mittels derselben Quelle (dem Thermalwasser) bereitgestellt werden. Bei der herkömmlichen KWK

hingegen wird die Abwärme einer Wärmekraftmaschine verwendet und dann in Form von Nutzwärme bereitgestellt. (Köhler, 2005 S. 22)

Eine Veranschaulichung dieser Varianten ist in Abbildung 9 dargestellt.

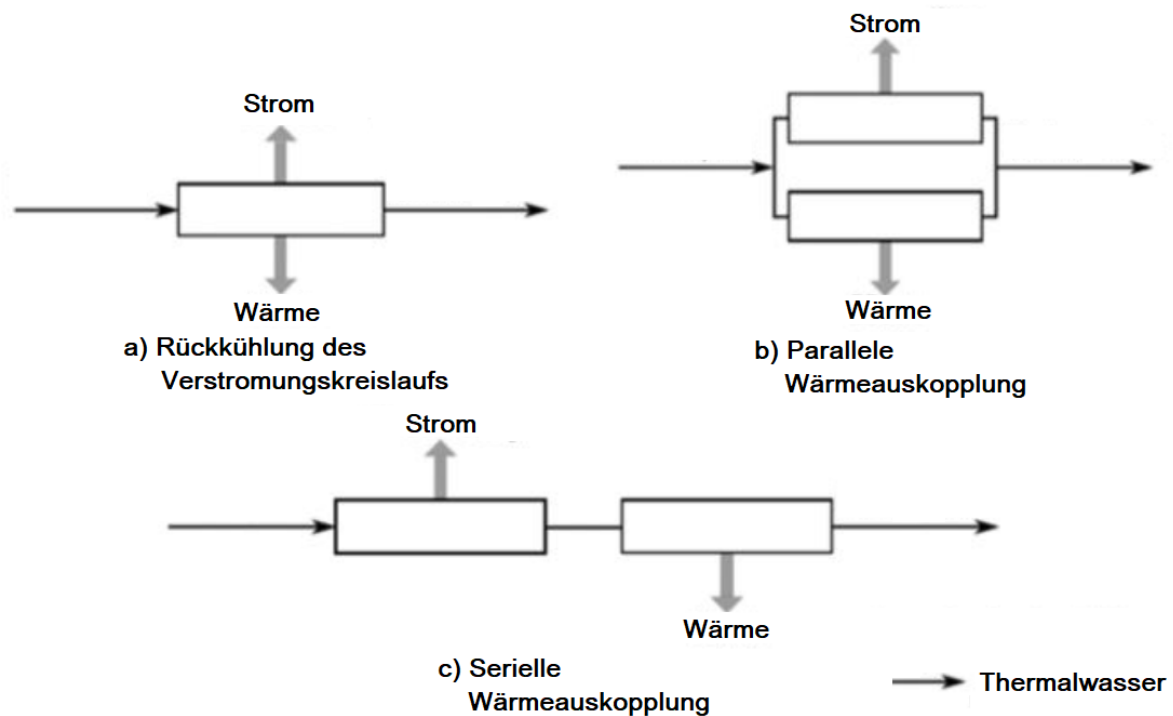


Abbildung 9: Varianten der Wärmeauskopplung (Götzl, et al., 2020 S. 27)

Die Variante der Rückkühlung des Verstromungskreislaufs (a) ist hierbei jene, welche das geringste auszukoppelnde Wärmepotential aufweist, da hier lediglich die Abwärme des Verstromungsprozesses weiterverwendet wird. Das geringe Potential kommt daher, dass in der Regel niedrige Austrittstemperaturen angestrebt werden und somit nur wenige Wärmeenergie entzogen werden kann.

Ein weit höheres Potential hat dafür sowohl die parallele (b), als auch die serielle Wärmeauskopplung (c). Mit ihnen lassen sich Gesamt-Wirkungsgrade jenseits der 90 % realisieren (Bundesverband Geothermie e.V. (Deutschland) 3).

Vorteilhaft an der parallelen KWK ist, dass sowohl der Strom-, als auch der Wärmekreislauf mit der maximalen Temperatur des Thermalwassers versorgt werden können. Nachteilig hingegen ist der Fakt, dass der Massestrom aufgeteilt werden muss und somit auch die jeweils vorhandene Wärmeenergie begrenzt wird. Diese Art von Schaltung ist vor allem für wärmegeführte Anlagen und Abnehmer, die eine hohe Wärmemenge benötigen, vorteilhaft. (Rohloff, et al., 2011 S. 17) Zusätzlich dazu kann der jeweilige Durchfluss nach Bedarf eingestellt werden.

Im Gegensatz dazu gilt die serielle KWK bei einer stromgeführten Anlage zu präferieren. Problematisch hierbei ist jedoch, dass das Thermalwasser nur noch geringe Temperaturen aufweist, wenn es in das Heizkraftwerk gelangt. Somit ergibt sich eine Einschränkung der abzugebenden Wärmeenergie bezüglich der geforderten Einspeisetemperatur (Vor- bzw. Rücklauftemperatur bei Fernwärmenetzen). (Rohloff, et al., 2011 S. 17)

Bei Mischformen gibt es keine festgelegte Verschaltungsform. Eine Version ist z.B. eine zusätzliche parallele Leitung vorbei am Stromkraftwerk hin zum Heizkraftwerk zu legen, um bei Bedarf eine höhere Wärmemenge auskoppeln zu können bei gleichzeitiger Drosselung der Stromgenerierung. Dies ist jedoch mit hohen Verlusten gekoppelt, kann jedoch in Einzelfällen bei geringer Einsatzzeit einen Vorteil

Somit wird die gesamte Abwärme dem Fernwärmenetz zugeführt, gleichzeitig das Arbeitsmedium aber weniger Abgekühlt, da Fernwärmenetze in der Regel bei höheren Temperaturen, als die Turbinenaustrittstemperatur bei Normalbetrieb und -Auslegung aufweist, arbeiten. Damit eine Erwärmung des Arbeitsmediums über das Fernwärmenetz verhindert wird, muss die Dampfturbine so dimensioniert werden, dass auf eine höhere Isobare gezielt expandiert wird und dadurch auch die Austrittstemperatur der Turbine ansteigt. Ziel davon ist es, die isotherme untere Prozesstemperatur über die Nenntemperatur des Fernwärmenetzes zu heben, sodass die Wärmeabgabe gerichtet ans Fernwärmenetz erfolgen kann. Im T-s-Diagramm macht sich ein solcher Vorgang dadurch bemerkbar, dass die Punkte 6 bis 1 quasi parallel nach oben verschoben werden. Infolge der Expansion auf einen höheren Druck in der Turbine, verringert sich die abführbare Arbeit des Kreisprozesses und dadurch auch die Stromgenerierung. Ein weiterer Nachteil ist es, dass aufgrund der vorhin genannten, geringeren Abkühlung des Arbeitsmediums nach der Turbine, auch das Thermalwasser einen schlechteren Ausnutzungsgrad erfährt, da durch die geringere Temperaturspanne zwischen Thermalwasser und Arbeitsmedium nur ein verringerter Wärmeaustausch stattfinden kann.

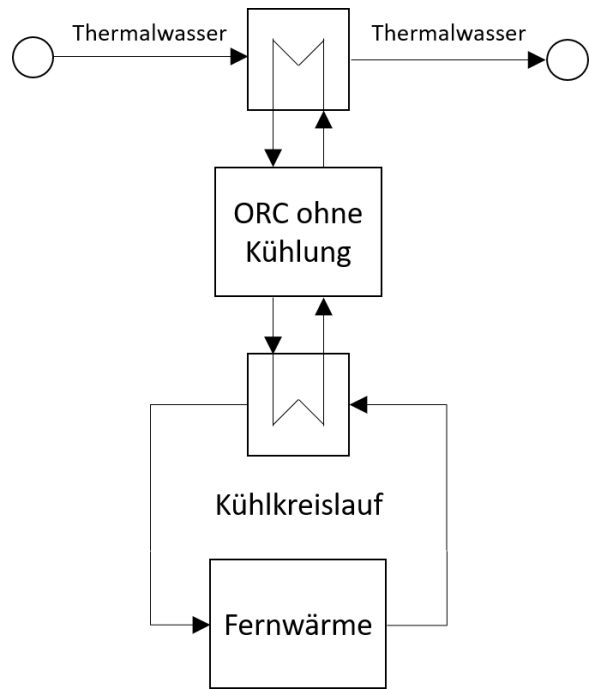


Abbildung 10: Blockschaltbild einer thermodynamisch optimalen Wärmeausnutzung einer ORC Anlage

De facto verliert man hier also keine nutzbare Wärmeenergie, da das nun weniger abgekühlte Thermalwasser wieder in das Reservoir gepumpt wird und somit zur erneuten Entnahme zur Verfügung steht. Problematisch hierbei ist jedoch, dass die benötigte Pumpleistung dadurch unverändert bleibt. Somit steigt neben der verringerten Stromgenerierung auch die relative Pumparbeit in Bezug auf die Wärmenutzung.

(Ponweiser, 2020)

Dieses Prinzip kann noch einmal erweitert werden, sodass auch das Thermalwasser eine bessere Ausnutzung erfährt. Hierzu kann – wie bei einer seriellen Verschaltung – dem Wärmetauscher des ORC ein weiterer Wärmetauscher folgen und damit die Restwärme ins Fernwärmenetz speisen. Optional kann auch ein paralleler Pfad zum ORC-Wärmetauscher für das Thermalwasser gelegt werden, sodass der ORC bei höherem Wärmebedarf weggeschaltet und somit mehr Wärme ins Fernwärmenetz gespeist werden kann. Außerdem gibt es die Überlegung bei überschüssiger Wärme im Fernwärmenetz, diese vom Thermalwasser aufnehmen zu lassen und ins Reservoir rückzuführen. Dies kann als thermischer (saisonaler) Speicher verwendet werden und trägt dazu zur nachhaltigeren Nutzung der geothermischen Quelle bei. Eine graphische Aufbereitung hierfür ist in Abbildung 11 ersichtlich.

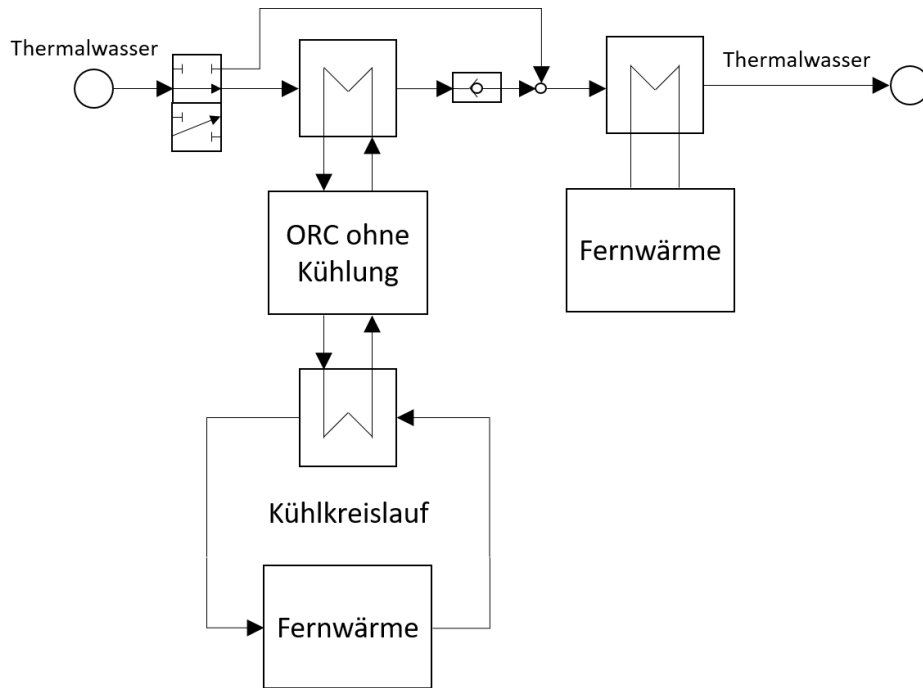


Abbildung 11: Blockschaltbild einer erweiterten thermodynamisch optimalen Wärmeausnutzung einer ORC Anlage

Nachteilig für diese Verschaltungsvariante ist jedoch, dass Mehrkosten aufgrund der zweiten Einspeisung ins Fernwärmenetz entstehen können, da vermutlich ein weiterer Wärmetauscher von Nöten ist. Dies kann eventuell umgangen werden, indem eine Methode gefunden wird welche es erlaubt beide Abwärmeströme gemeinsam ins Fernwärmenetz einzuspeisen.

Anwendung einer Wärmepumpe

Eine etwas vom thermodynamischen Optimum abweichende, aber darauf basierende Verschaltungsmethode ist es, die hier besprochenen Verschaltungen mit einer Wärmepumpe nach der Turbine zu ergänzen. Damit kann man wieder wie bei den herkömmlichen ORC auf eine möglichst niedrige Isobare expandieren und somit das volle Verstromungspotential nutzen. Bezieht man nun die Einspeisung in ein Fernwärmenetz der Wien Energie (Vorlauftemperatur liegt bei ungefähr 70 °C) und geht von einer minimalen Turbinenaustrittstemperatur von 50 °C, kann man den Einsatz einer Wärmepumpe in Betracht ziehen. Diese werden im Normalfall für Temperaturerhöhungen von maximal 20 K genutzt. (Rezania, 2020) Dies kann auf beide in und Abbildung 11 dargestellten Varianten angewandt werden und ist in Abbildung 12, respektive Abbildung 13 dargestellt.

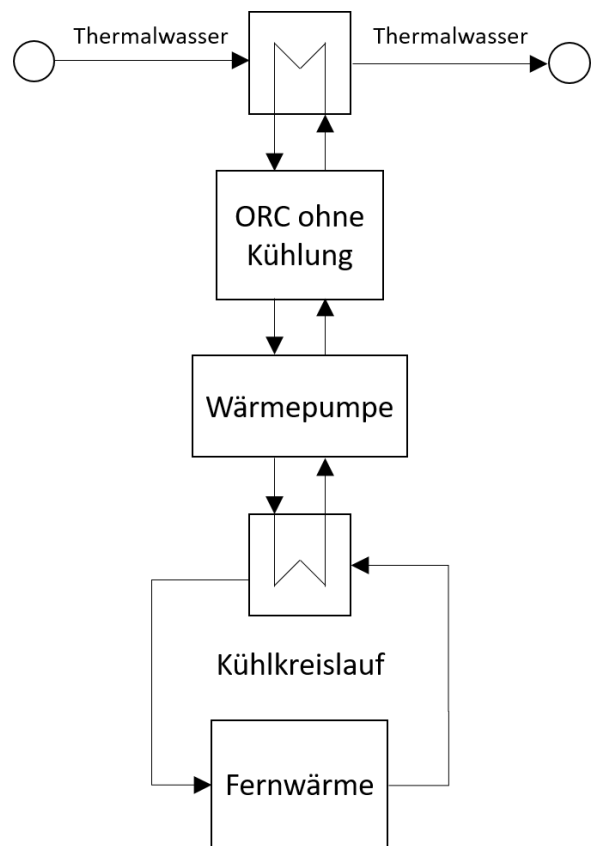


Abbildung 12: Blockschaltbild einer thermodynamisch optimalen Wärmeausnutzung einer ORC Anlage inklusive Wärmepumpe

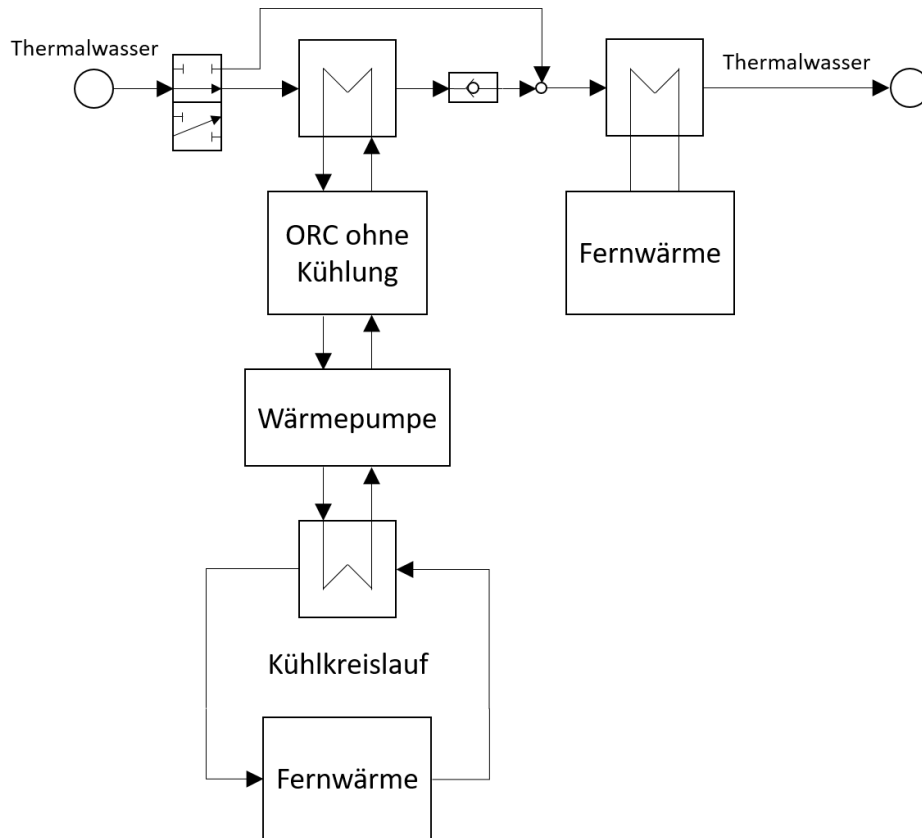


Abbildung 13: Blockschaltbild einer erweiterten thermodynamisch optimalen Wärmeausnutzung einer ORC Anlage inklusive Wärmepumpe

Hierbei tritt jedoch eine bilanzielle Nullsumme stromseitig auf, da aufgrund der größeren Abkühlung des Arbeitsmediums im ORC zwar eine höhere Stromausbeute erzielt werden kann, jedoch eben diese gewonnene elektrische Energie wieder in den Betrieb der Wärmepumpe fließt um das notwendige Temperaturniveau zu erreichen. Diese Überlegung ist so aber nur auf reversible Prozesse anwendbar, bei realen und somit irreversiblen Anlagen entsteht aus thermodynamischer Sicht ein Exergieverlust. (Ponweiser, 2020)

2.3 Kühlmethoden

Im Folgenden sollen verschiedene Kühlmethoden erläutert werden, wobei besonders auf die Luft- und Wasserkühlung eingegangen werden soll.

2.3.1 Luftkühlung

Bei dieser Variante der Kühlung handelt es sich um ein direktes Kühlverfahren, wobei die Wärmeabgabe an die Umgebungsluft erfolgt. Diese Art von Kühlung wird bevorzugt an Standorten eingesetzt, an denen nicht ausreichend Kühlwasser zur Verfügung steht. Je nach Anlagengröße werden Ventilatoren zur Zwangsbelüftung eingesetzt. Es ist zu beachten, dass hier saisonale Effekte auftreten können. So sinkt die Effizienz der Kühlung im Sommer aufgrund hoher Außentemperaturen, wohingegen Gegenteiliges im Winter passiert. Grundsätzlich kann behauptet werden, dass die minimal mögliche Kondensationstemperatur 5 K über jener der Außenlufttemperatur liegt. Ob dieses Minimum auch wirklich erreicht werden soll, muss mit dem daraus entstehenden elektrischen Eigenbedarf abgewägt werden. (Rohloff, et al., 2011 S. 27,28)

Wendet man nun die Luftkühlung auf die unter Punkt 2.2.3 besprochenen Kraftwerkstypen an, ergibt sich dementsprechend ein niedrigerer Systemwirkungsgrad als eben dort angegeben wurde. Inkludiert

2. Stand der Technik (2020)

man also noch zusätzlich den Strombedarf der Luftkühlung unter denselben Rahmenbedingungen (siehe Tabelle 2) so ergeben sich die in Tabelle 4 eingetragenen Werte.

Tabelle 4: Ergebnisse mit dem höchsten Wirkungsgrad je Anlagentyp (ORC und Kalina-Prozess) inklusive Luftkühlung (Bauer, 2011 S. 64, Tabelle 4-10)

	Kreisprozess Version Arbeitsmedium	ORC		Kalina
		einstufig R227ea	zweistufig R227ea	KSC 34 95 % NHW (30bar)
Elektrischer Systemwirkungsgrad	%	2,92	4,11	4,36
Netto-Leistung	kW	2.049	2.885	3.064
Speisewasserpumpe	kW	640	648	133
Luftkühlung	kW	2.482	2.165	1.959

Auch hier ist die Diskrepanz zwischen dem zweistufigen ORC und dem Kalina-Prozess relativ gering, wobei relativ betrachtet eine größere Lücke entstanden ist. Am stärksten hat sich dies jedoch auf den einstufigen ORC ausgewirkt, welcher in etwa um 30 % schlechter abschneidet, als die Konkurrenz-Modelle. Somit werden für einen einstufigen ORC in etwa 48 % der generierten Leistung für den Eigenbedarf des Prozesses benötigt. Ähnlich ist es aber auch bei dem deutlich effizienter situierten Kalina-Prozess, welcher ungefähr 38 % der Leistung selbst benötigt. (Bauer, 2011 S. 63,64)

Betrachtet man hingegen – bei derselben Temperatur – eine Anlage, welche einen geringeren Volumen- bzw. Massestrom an Thermalwasser aufweist, so können auch noch geringere Wirkungsgrade auftreten. Beispielhaft hierfür sind in Tabelle 5 drei Varianten gelistet, welche einer Auswahl aus den in Diagramm 13 dargestellten Punkten der ORC-Kurve entsprechen. Ob nun der geringere Massestrom der vollständige Grund für die hier schlechteren Wirkungsgrade sind, kann nicht vollends geklärt werden, da die Unterschiede zwischen diesem und dem vorherigen Modell nicht nachvollziehbar sind. Markant ist vor allem, dass laut dem hier verwendeten Modell kein wirtschaftlicher Betrieb bei Reservoirs bis 100 °C möglich ist. Außerdem ist auffallend, dass ab einer Thermalwassertemperatur von 175 °C der Wirkungsgrad von ORC-Anlagen, jenen von Kalina-Anlagen übersteigt. Der Fakt, dass die Effizienz mit steigender Temperatur steigt, ist auch in dieser Modellierung gegeben.

Tabelle 5: Gegenüberstellung von drei Varianten zur Stromerzeugung mittels ORC-Prozess mit Luftkühlung (Könighofer, et al., 2014 S. 77, Tabelle 14: Luftkühlung)

		Variante 1	Variante 2	Variante 3
Systemwirkungsgrad	%	-0,40	1,00	2,30
Massenstrom	kg/s	75	100	100
Eintrittstemperatur	°C	100	125	150
Brutto-Leistung	kW	701	2.206	3.560

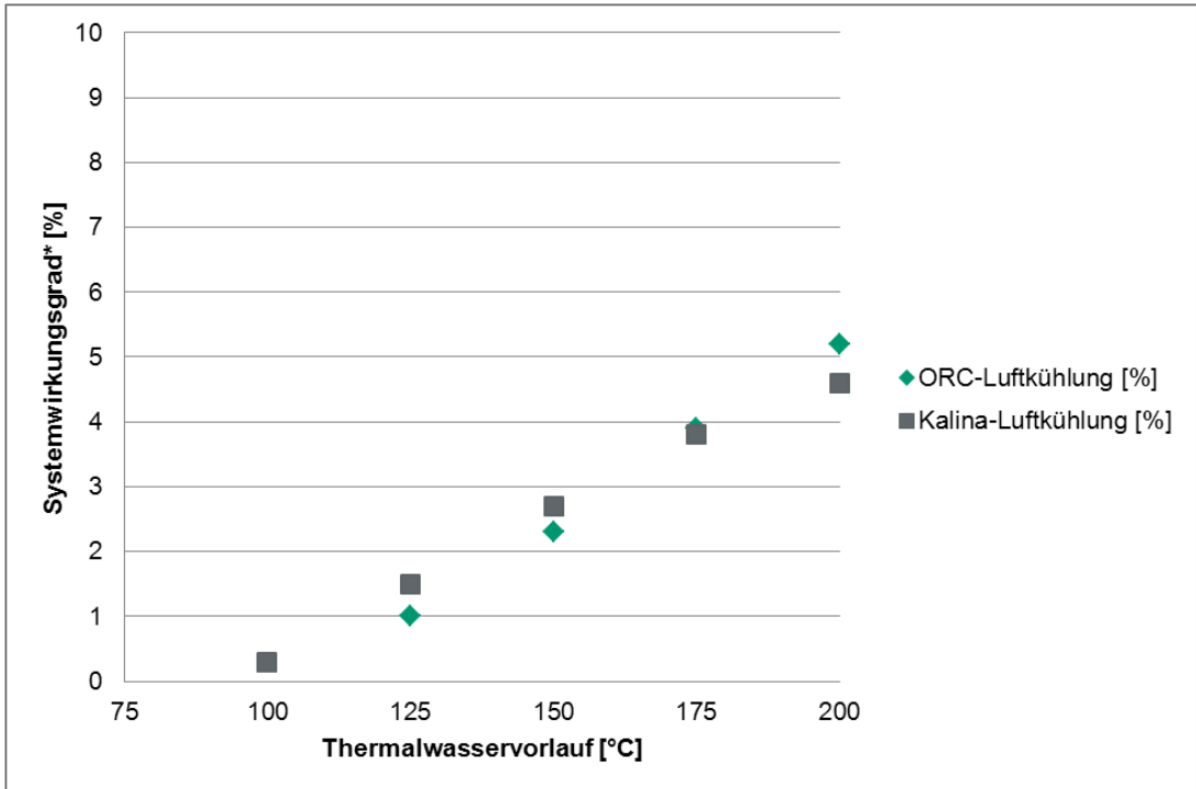


Diagramm 13: Systemwirkungsgrad von ORC- und Kalina-Anlagen in Abhängigkeit von der Thermalwassertemperatur bei Luftkühlung (Könighofer, et al., 2014 S. 76, Abbildung 39)

2.3.2 Direkte Flusswasserkühlung

Als direkte Flusswasserkühlung (Durchlaufkühlung) wird explizit die direkte Kühlung mittels Wasser aus einem Fließgewässer bezeichnet. Wird eine solche Kühlung angestrebt, so ist zu beachten, dass nur eine begrenzte Erwärmung des entnommenen Wassers sowie des Gewässers nach Wiederaufbereitung des Kühlwassers erlaubt sind. Außerdem sind die erlaubten Entnahmemengen begrenzt. In Natur- oder Wasserschutzgebieten ist eine Wasserentnahme gänzlich verboten.

Besteht das Problem, dass die zulässige Gewässertemperatur nicht eingehalten werden kann, so gibt es die Möglichkeit zusätzlich einen Kühlturm zu errichten und das Kühlwasser in diesen einzuleiten. Somit wird dem Kühlwasser vor der Rückleitung in das Gewässer Wärme entzogen. Diese Art von Kühlung wird als Ablaufkühlung bezeichnet.

Bei einer Kühlung mittels Wasserentnahme muss bedacht werden, dass die Saisonalität eine große Rolle spielen kann. Dies rührt daher, dass es während Hitze- oder auch Frostperioden zu einer verringerten Durchflussmenge des Gewässers kommen kann, was letztendlich auch die mögliche Wasserentnahme beeinflusst. Zusätzlich dazu ist auch von einer saisonalen Änderung der Gewässertemperatur auszugehen, was somit auch einen Einfluss auf die Kühleffizienz hat. Neben den saisonalen Beeinflussungen ist auch darauf zu achten, dass Schmutzfracht (wie z.B. Laub, Treibholz, etc.) gefiltert werden muss. Dies wird in der Regel durch die Errichtung von Einlaufbauwerken und der Installation von entsprechenden Rechen. Außerdem wird das Wasser unbehandelt in den Kondensator eingeleitet, was zu Ablagerungen führen kann, die wiederum die Kühleffizienz beeinflussen. Diesem kann man mit einer ausreichend großen Dimensionierung entgegenwirken. Bezüglich des Eigenbedarfs dieser Kühlmethode ist zu sagen, dass eine Wasserpumpe von Nöten ist.

2. Stand der Technik (2020)

Bezüglich des Kühlvermögens kann gesagt werden, dass minimale Temperaturen bis lediglich 3 K über jener des Kühlwassers erreichbar sind.

(Rohloff, et al., 2011 S. 26,27)

Auch hier kann man die unter Punkt 2.2.3 besprochenen Kraftwerkstypen heranziehen und die Wasserkühlung an ihnen anwenden. Die detaillierten Ergebnisse hierzu sind in Tabelle 6 zu betrachten. Auch hier werden wieder die Rahmenbedingungen, welche in Tabelle 2 gelistet sind, verwendet.

Tabelle 6: Ergebnisse mit dem höchsten Wirkungsgrad je Anlagentyp (ORC und Kalina-Prozess) inklusive Wasserkühlung (Bauer, 2011 S. 63,64)

	Kreisprozess Version Arbeitsmedium	ORC		Kalina KSC 34 95 % NHW (30bar)
		einstufig R227ea	zweistufig R227ea	
Elektrischer Systemwirkungsgrad	%	5,94	6,63	6,72
Netto-Leistung	kW	4.169	4.651	4.714
Speisewasserpumpe	kW	640	648	133
Wasserkühlung	kW	362	399	309

Vergleicht man die nun gewonnenen Daten mit jenen der Luftkühlung, so lässt sich eine enorme Reduktion des Eigenbedarfs auf Seiten der Wasserkühlung und der eingesetzten Pumpe erkennen. Dies kann einerseits damit begründet werden, dass Wasser eine weit höhere spezifische Wärmekapazität aufweist als Luft.

Spezifische Wärmekapazitäten von Wasser und trockener Luft bei 20 °C:

- Wasser: $c = 4,184 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}\cdot\text{K}}$
- trockene Luft: $c_p = 1,005 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}\cdot\text{K}}$

Andererseits auch damit, dass durch den Fakt, das Luft stark komprimierbar ist, viel Energie in die Verdichtung und infolgedessen in die Erwärmung der Luft fließt und nur ein Teil tatsächlich der Beförderung dient. Bei Wasser hingegen ist kaum Kompressionspotential was zur Folge hat, dass der praktisch die gesamte aufgewendete Energie dem Wassertransport dient.

Ein visueller Vergleich von Luft- und Wasserkühlung mit dem Wirkungsgrad ohne jegliche Betrachtung eines Kühlsystems ist in Diagramm 14 dargestellt. Es ist auch hier ersichtlich, dass die Wasserkühlung eine deutlich höhere Effizienz aufweist als die Luftkühlung. Auch im Vergleich zur Betrachtung ohne Kühlsystem besteht nur ein marginaler Unterschied, der entstehende Eigenbedarf beträgt nur wenige Prozent.

2. Stand der Technik (2020)

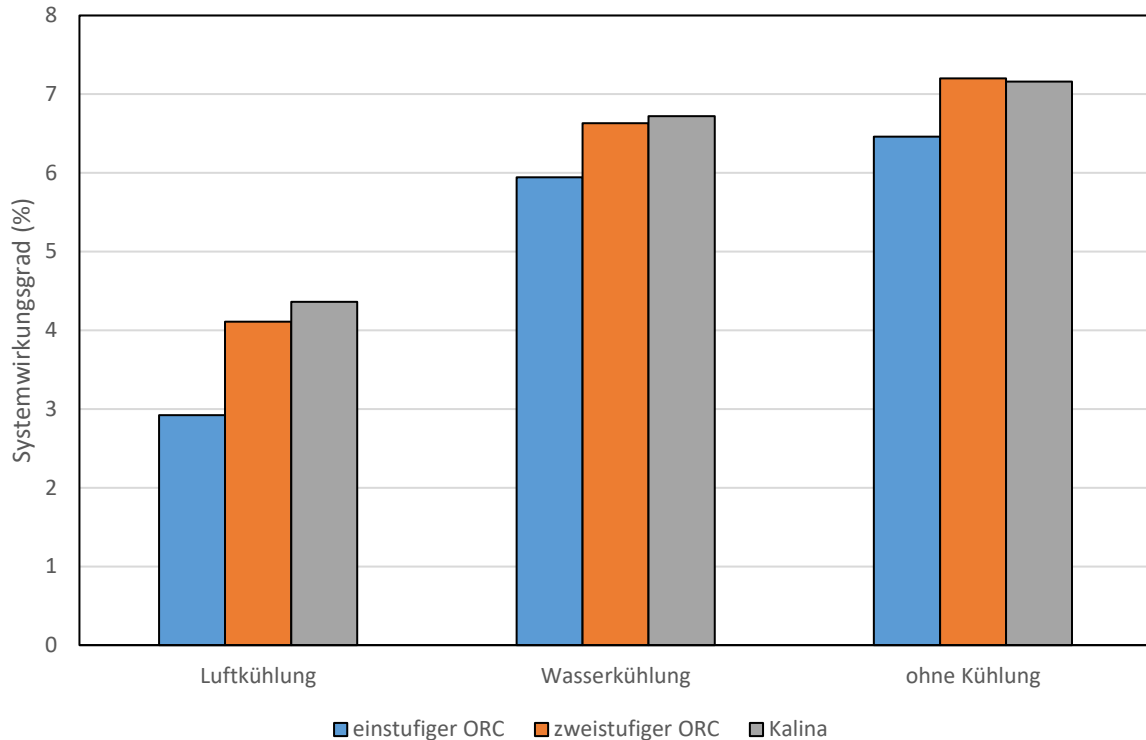


Diagramm 14: Vergleich der Systemwirkungsgrade mit verschiedenen Kühlungsarten und ohne Kühlung bei einer Thermalwassertemperatur von 125 °C und –Volumenstrom von 150 l/s (Bauer, 2011 S. 64, Abbildung 4.23)

Ähnlich wie bei der Luftkühlung ergeben sich auch hier geringere Wirkungsgrade bei Verringerung des Massenstroms des Thermalwassers. Ein quantitativer Vergleich kann hierbei in Tabelle 7 betrachtet werden. Es handelt sich wiederum um eine Auswahl von drei Varianten, welche aus der Systemwirkungsgradkurve des ORC von Diagramm 15 stammt. Bemerkenswert ist hierbei, dass über einer Thermalwassertemperatur von 100 °C der ORC eine höhere Effizienz aufweist, als der Kalina-Kreislauf. Dies ist jedoch bei Betrachtung von Diagramm 14 das komplett gegenteilige Ergebnis, sowohl für den ein-, als auch zweistufigen ORC. Dies kann zu der Vermutung führen, dass Kalina-Anlagen bei niedrigeren Massenströmen ineffizienter arbeiten als ORC-Anlagen, oder auch ein nicht nachvollziehbarer Modellunterschied zu diesem Ergebnis führt.

Tabelle 7: Gegenüberstellung von drei Varianten zur Stromerzeugung mittels ORC-Prozess mit Wasserkühlung (Könighofer, et al., 2014 S. 77)

		Variante 1	Variante 2	Variante 3
Systemwirkungsgrad	%	1,70	3,90	5,30
Massenstrom	kg/s	75	100	100
Eintrittstemperatur	°C	100	125	150
Brutto-Leistung	kW	1.020	2.840	4.307

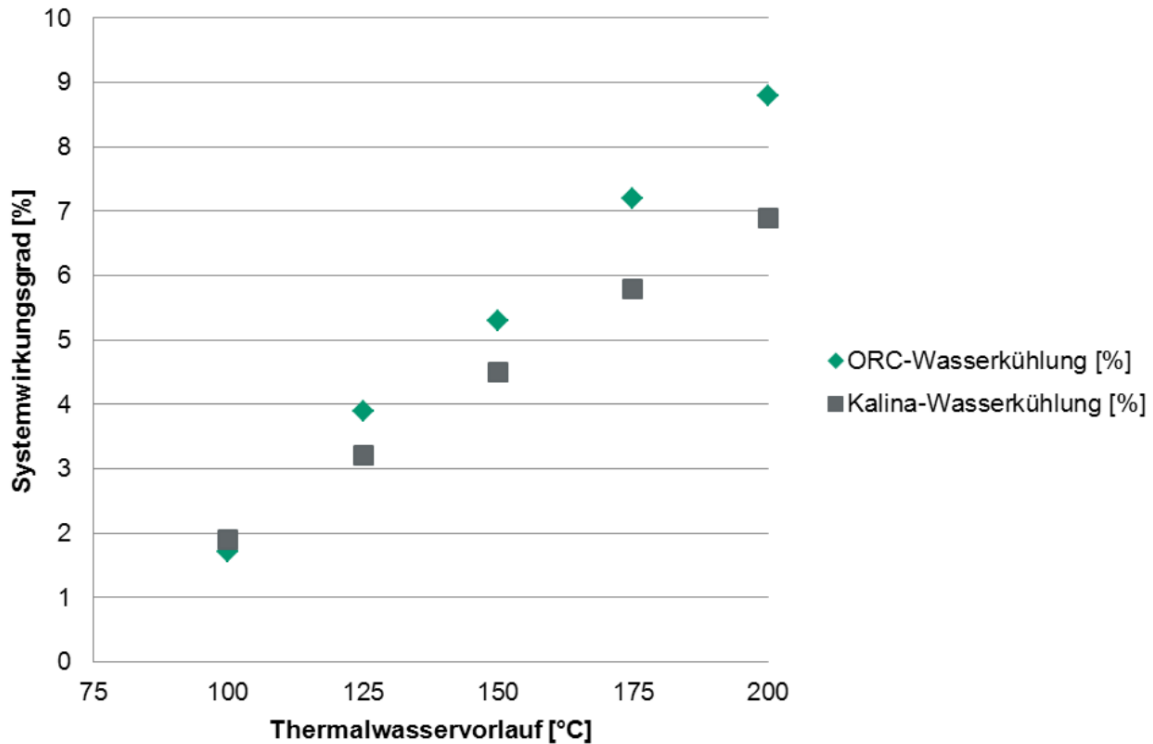


Diagramm 15: Systemwirkungsgrad von ORC- und Kalina-Anlagen in Abhängigkeit von der Thermalwassertemperatur bei Wasserkühlung (Könighofer, et al., 2014 S. 77, Abbildung 40)

2.3.3 Kühlturm

Bei dieser Kühlmethode handelt es sich um ein indirektes Kühlsystem. Dieser zeichnet sich dadurch aus, dass Kühlwasser in einem Zwischenkreislauf erforderlich ist, bevor die tatsächliche Wärmeabgabe im Kühlturm passiert. Dabei gibt es zwei grundsätzliche Arten von Kühltürmen und eine Mischform aus jenen:

- Nasskühlturm
 - Trockenkühlturm
- } Hybridkühlturm

Nasskühltürme bedienen sich der Verdunstungskälte um eine Wärmeabgabe herbeizuführen, wohingegen bei Trockenkühltürmen kein Kontakt zwischen Kühlwasser und Umgebungsluft vorherrscht und somit die Wärmeabgabe mittels herkömmlicher Wärmeübertragung stattfindet. Bei Hybridkühltürmen bedient man sich nun beider Methoden in unterschiedlicher Ausprägung, wobei eine der beiden als Basis gewählt wird. So ähnelt die Mehrzahl an Hybridkühltürmen Nasskühltürmen mit integrierter Wärmeübertragungsfläche zur trockenen Kühlung.

Die minimal erreichbare Temperatur ist hier von mehreren Faktoren abhängig. Einerseits hat die Grädigkeit am Kondensator eine tragende Rolle, andererseits aber auch der Kühlturmtyp und dessen Qualität.

Nasskühlturm Ein für Nasskühltürme spezifischer Einflussfaktor ist dazu die Feuchtkugeltemperatur^b. Mithilfe einer Zwangsbelüftung kann ein Kühlgrenzabstand von bis zu 4 K hin zur feuchten Luft erreicht werden. Zusammen mit der Grädigkeit des Kondensators von 3 K ergibt sich somit ein minimaler Temperaturunterschied von 7 K. Es ist zu erwähnen, dass aufgrund der Begrenzung durch

^b Die Feuchtkugeltemperatur ist ein Maß für die Kühlgrenztemperatur und beschreibt die tiefste zu erreichende Temperatur durch direkte Verdunstungskühlung. (o.A. - Wikipedia)

die Feuchtkugeltemperatur im Sommer relativ niedrige Kühlwassertemperaturen erzielt werden können. Im Winter hingegen muss das Einfrieren des Systems verhindert werden was zur Folge hat, dass die Minimaltemperaturen stark begrenzt werden.

Es ist zu beachten, dass es bei Nasskühltürmen aufgrund der Verdunstung zu Verlusten des Kühlwassers kommt. Diese müssen mit einer Kühlwasserzufuhr ausgeglichen werden, sodass eine konstante chemische Zusammensetzung des Wassers gewährleistet ist und somit Eindickungen und Anreicherungen von Kühlwasserbestandteilen verhindert wird.

Trockenkühlturm Im Gegensatz zum Nasskühlturm wird hier trockene Luft als Referenzumgebungsluft verwendet. Bei Zwangsbelüftung kann auch hier eine Grädigkeit von minimal 4 K erreicht werden. Durch die herkömmliche Wärmeübertragung des Kühlsystems sind im Sommer deutlich höhere Kühlwassertemperaturen zu erwarten, als beim Nasskühlturm. Vergleichsweise kann aufgrund der fehlenden Verdunstung dem Kühlwasser Frostschutzmittel beigemischt werden und somit tiefe Kühlwassertemperaturen angestrebt werden.

Außerdem muss berücksichtigt werden, dass gerade bei kleinen Anlagen – wie geothermische Binärkraftwerke – eine Zwangsbelüftung von Nöten ist.

Hybridkühlturm Hier wird wie schon bei Nasskühltürmen die Feuchtkugeltemperatur als Referenz verwendet; Annahme eines Nasskühlturmbasierten Hybridkühlturms. Somit kann im Sommer eine niedrige Kühlwassertemperatur erreicht werden und im Winter – durch einen erhöhten Durchfluss der Trockenkühlflächen – einer Vereisung entgegengewirkt werden.

2.3.4 Andere Kühlmethoden

Hier sollen Kühlmethoden behandelt werden, welche nicht in die bisher erwähnten herkömmlichen Kategorien einzuordnen sind.

Kühlung mit dem Fernwärmenetz

Es wurde bereits in Punkt 2.2.3, Absatz *Unkonventionelle Wärmeauskopplung in geothermischen Kraftwerken* erwähnt, dass eine direkte Kühlung mit dem Fernwärmenetz möglich ist. Nachteilig hierbei ist jedoch die geringere Stromaubeute, jedoch ergibt sich ein thermodynamisches Optimum ohne Exergieverlust durch Kühlung. Dies rührt daher, dass die zu kühlende Wärmeenergie direkt ins Fernwärmenetz abgegeben werden kann. Damit dies möglich ist muss die notwendige Vorlauftemperatur und somit eine höhere Turbinenaustrittstemperatur eingehalten werden. Die minimale Grädigkeit zwischen Arbeitsmittel und Kühlmedium (hier das Arbeitsmedium im Fernwärmenetz) ist somit nur vom Kondensator abhängig. Diese wird sich somit ebenfalls bei ungefähr 3 K einstellen.

Kühlung mit Wärmepumpe und Fernwärmenetz

Ebenfalls in Punkt 2.2.3, Absatz *Unkonventionelle Wärmeauskopplung in geothermischen Kraftwerken* wurde angedeutet, dass der Einsatz einer Wärmepumpe möglich ist um die Turbinenaustrittstemperatur zu verringern und somit mehr Strom zu generieren. Anschließend soll eine Wärmepumpe verwendet werden um die nötige Vorlauftemperatur für das Fernwärmenetz zu erreichen. Diese Methode soll hier noch einmal genauer betrachtet und mittels eines verlustfreien (adiabaten) Beispiels erläutert werden. Hierfür werden die folgenden Annahmen getroffen:

- Elektrischer Wirkungsgrad des Stromkraftwerks: $\eta_{kW} = 5 \%$
- Leistungszahl (COP) der Wärmepumpe: $\varepsilon_{WP} = 5$

Die zum Einsatz gekommenen Formeln sind unter Anhang, Formeln, Wärmepumpenberechnung zu finden.

Um die Sinnhaftigkeit dieser Konstellation zu beurteilen soll der Leistungsfaktor $p(\eta_{kw}; \varepsilon_{wp})$ aus Wärmepumpenleistung und generierter Kraftwerksleistung herangezogen werden. Somit ergibt sich ein Faktor von $p(\eta_{kw} = 0,05; \varepsilon_{wp} = 5) = 4,75$. Dies wurde mit den Formeln (11) bis (15) errechnet. Es ist also deutlich erkennbar, dass für den Betrieb einer solchen Wärmepumpe eine um den Faktor p höhere Leistung benötigt wird, als vom Kraftwerk bereitgestellt werden kann. Somit muss Strom bezogen werden was dazu führt, dass sowohl Mehrkosten entstehen als auch die energetische Bilanz deutlich verschlechtert wird.

Um dies zu umgehen besteht die Möglichkeit nur einen Teil der Abwärme der Wärmepumpe zuzuführen und den Rest in einer beliebigen Form direkt zu verwerten. Dies ist dann gegeben wenn ein Leistungsfaktor von maximal $p_{max} = 1$ vorherrscht. Somit ergibt sich ein Faktor für die Direktnutzung der Abwärme von $f_{d max} = 78,9 \%$. Dies wurde nach Formel (16) berechnet. Somit ist ersichtlich, dass maximal 21,1 % der Abwärme der Wärmepumpe zugeführt werden dürfen (diese muss natürlich auch dementsprechend dimensioniert sein) um eine positive Strombilanz zu erwirken. Es ist zu beachten, dass der restliche Eigenbedarf hier nicht mitberücksichtigt wurde.

Somit stellt sich die Frage, ob eine Möglichkeit gefunden werden kann, den Abwärmestrom auf dem gegebenen niedrigen Temperaturniveau zu verarbeiten. Beispielhaft hierfür ist ein potentieller Direktabnehmer in unmittelbarer Umgebung, jedoch ist dies stark an den jeweiligen Standort gekoppelt.

Langzeit-Wärmespeicher

Um eine saisonal unabhängige Wärmesenke zu erhalten gibt es die Option sich eines Langzeit-Wärmespeichers zu bedienen. Dieser ist vor allem im Sommer interessant wenn kaum Wärme für Heizzwecke benötigt wird. Auch hier ergibt sich eine dem Kondensator geschuldete minimale Grädigkeit von ungefähr 3 K hin zum Kühlwasserkreislauf. Die absolute Temperatur ist jedoch vom Wärmespeicher selbst abhängig. Aus Kostengründen ist eine solche Lösung jedoch nur dann empfehlenswert, wenn z.B. die geologischen Gegebenheiten vorhanden sind einen solchen Wärmespeicher leicht zu realisieren und/oder eine Kühlung mittels Oberflächenwasser nicht möglich ist.

3. Fallbeispiele binärer Verstromungsanlagen

Nachfolgende werden binäre Verstromungsanlagen in Österreich und Deutschland näher dargestellt.

3.1 Deutschland

In diesem Kapitel werden diverse in Deutschland betriebene Binär-Kraftwerke vorgestellt. In Tabelle 8 bis Tabelle 10 sind diverse Beispiele von Binärkraftwerken in Deutschland angeführt. Sie beinhalten Informationen über die Betriebsweise (strom-/wärmegeführt), Art der Wärmeauskopplung (keine/seriell/parallel), die Art des Kreisprozesses (1-/2-stufiger ORC/Kalina), die Art der Kühlung, Investitionskosten, thermische (th.) und elektrische (el.) Volllaststunden (VLS), thermische und elektrische (Netto-) Leistung sowie den dazugehörigen elektrischen Eigenbedarf der Förderpumpe (FP) und des Heizkraftwerks (HKW), Reservoir- und Turbinenausstritts-Temperatur, die Förderrate, dazu die Tiefe der Förderbohrung und abschließend diverse spezifische Kosten.

Bei den spezifischen Kosten wird jeweils der gesamte Investitionsbetrag verwendet und durch die elektrische respektive die thermische **Nennleistung** geteilt. Bei den gesamten spezifischen Kosten hingegen werden beide Nennleistungswerte addiert. In den Formeln (1)-(3) (siehe Anhang, Formeln, Spezifische Investitionskosten) sind die jeweiligen Berechnungsvorgänge dargestellt – die Zugehörigkeit entspricht der Nennungsreihenfolge. Des Weiteren steht k_{inv} für die Investitionskosten. Als relevante spezifische Kosten werden jene bezeichnet, welche der primären Leistungsform (elektrisch oder thermisch) des Kraftwerks entspricht. Somit sind für stromgeführte Kraftwerke die elektrischen spezifischen Kosten, wohingegen für wärmegeführten Anlagen das thermische Äquivalent dazu relevant ist.

Tabelle 8: Kenndaten von Binärkraftwerke in Deutschland (Eyerer, et al., 2017 S. 39-42)

Anlage		Landau	Bruchsal	Unterhaching	Oberhaching
Inbetriebnahme	a	2007	2009	2009	2011 (th.) 2014 (el.)
Betriebsweise	-	stromgeführt	stromgeführt	wärmegeführt	wärmegeführt
Wärmeauskopplung	-	seriell	parallel	parallel	parallel
Kreisprozess	-	1-stfg. ORC	Kalina	Kalina ^c	1-stfg. ORC
Kondensationskonzept	-	Luftkondensator	Nasskühlturm	Nasskühlturm	Luftkondensator
Investitionskosten	€	21.000.000	14.800.000	80.000.000	52.300.000
erwartete el. VLS	h/a	8.346	7.500	6.399	5.814
erwartete th. VLS	h/a	1.400	1.700	2.632	1.952
el. Netto-Leistung	MW	2,1	0,31	1,29	2,3
el. Eigenbedarf FP	MW	0,6	0,13	1,32	1,3
el. Eigenbedarf HKW	MW	0,3	0,11	0,75	0,7

^c Der Kalina-Kreislauf ist aus technischen Gründen nicht mehr in Betrieb

3. Fallbeispiele binärer Verstromungsanlagen

th. Leistung	MW	5,0	1,20	38,00	40,0
Wellhead Temperatur	°C	160	124	122	127,5
Temperatur nach KW	°C	70	60	65	30
Förderrate	l/s	70	29	150	140
Tiefe Förderbohrung	m	3.300	2.542	3.350	4.083
spez. Kosten el.	€/kW	7.000	26.909	23.810	12.163
spez. Kosten th.	€/kW	4.200	12.333	2.105	1.308
spez. Kosten ges. (el.+th.)	€/kW	2.625	8.457	1.934	1.181

Tabelle 9: Kenndaten von Binärkraftwerke in Deutschland (Eyerer, et al., 2017 S. 39-42)

Anlage		Insheim	Dürrnhaar	Kirchstockach
Inbetriebnahme	a	2012	2012	2013
Betriebsweise	-	stromgeführt	stromgeführt	stromgeführt
Wärmeauskopplung	-	keine	keine	keine
Kreizprozess	-	1-stfg. ORC	2-stfg. ORC	2-stfg. ORC
Kondensationskonzept	-	Luftkondensator	Luftkondensator	Luftkondensator
Investitionskosten	€	50.000.000	60.000.000	62.000.000
erwartete el. VLS	h/a	7.727	7.727	7.273
erwartete th. VLS	h/a	-	-	-
el. Netto-Leistung	MW	3,6	3,1	3,8
el. Eigenbedarf FP	MW	0,8	1,6	2,2
el. Eigenbedarf HKW	MW	0,4 ^d	0,8 ^d	0,5 ^d
th. Leistung	MW	-	-	-
Wellhead Temperatur	°C	165	138	135
Temperatur nach KW	°C	70	45	45
Förderrate	l/s	80	130	135
Tiefe Förderbohrung	m	3.800	3.926	3.882
spez. Kosten el.	€/kW	10.417	10.909	9.538
spez. Kosten th.	€/kW	-	-	-

^d Eigenbedarf des HKW trotz fehlender Wärmeauskopplung. Die angegebenen Daten wurden von der Quelle übernommen. Es wird vermutet, dass diese dem notwendigen Kühlkreislauf zuzuordnen sind.

3. Fallbeispiele binärer Verstromungsanlagen

spez. Kosten ges. (el.+th.) €/kW	10.417	10.909	9.538
----------------------------------	--------	--------	-------

Tabelle 10: Kenndaten von Binärkraftwerke in Deutschland (Eyerer, et al., 2017 S. 39-42)

Anlage		Sauerlach	Taufkirchen	Traunreut
Inbetriebnahme	a	2013	2015 (th.) 2017 (el.) geplant	2014 (th.) 2016 (el.)
Betriebsweise	-	stromgeführt	wäremgeführt	wärmegeführt
Wärmeauskopplung	-	seriel/parallel	parallel	parallel
Kreizprozess	-	2-stfg. ORC	Kalina	1-stfg. ORC
Kondensationskonzept	-	Luftkondensator	Hybridkühlturm	Luftkondensator
Investitionskosten	€	90.000.000	65.000.000	80.000.000
erwartete el. VLS	h/a	8.000	7.000	8.293
erwartete th. VLS	h/a	1.000	2.000	2.500
el. Netto-Leistung	MW	2,9	2,5	2,1
el. Eigenbedarf FP	MW	1,4	1,1	1,4
el. Eigenbedarf HKW	MW	0,7	0,7	0,6
th. Leistung	MW	4,0	39,8	12,0
Wellhead Temperatur	°C	140	136	118,0
Temperatur nach KW	°C	45	65	55
Förderrate	l/s	110	120	165
Tiefe Förderbohrung	m	4.757	3.763	5.067
spez. Kosten el.	€/kW	18.000	15.116	19.512
spez. Kosten th.	€/kW	22.500	1.633	6.667
spez. Kosten ges. (el.+th.)	€/kW	10.000	1.474	4.969

Um eine Einschätzung der Größenordnung dieser Kraftwerke zu erlangen, ist in Diagramm 16 ein Ausschnitt von

Diagramm 1 dargestellt, in welchem die angeführten Kraftwerke nach der jeweiligen elektrischen Leistung und der dazugehörigen Reservoir-Temperatur eingezeichnet sind. Es ist ersichtlich, dass es sich hier um relativ geringe elektrische Leistungen handelt und jedes dieser Kraftwerke sowohl als ORC- oder Kalina-Anlage hätte ausgeführt werden können. Es ist zu beachten, dass dieses Diagramm nicht als Effizienzabschätzung herangezogen werden kann, da die Auskopplung thermischer Energie in den einzelnen Kraftwerken unterschiedlich erfolgt.

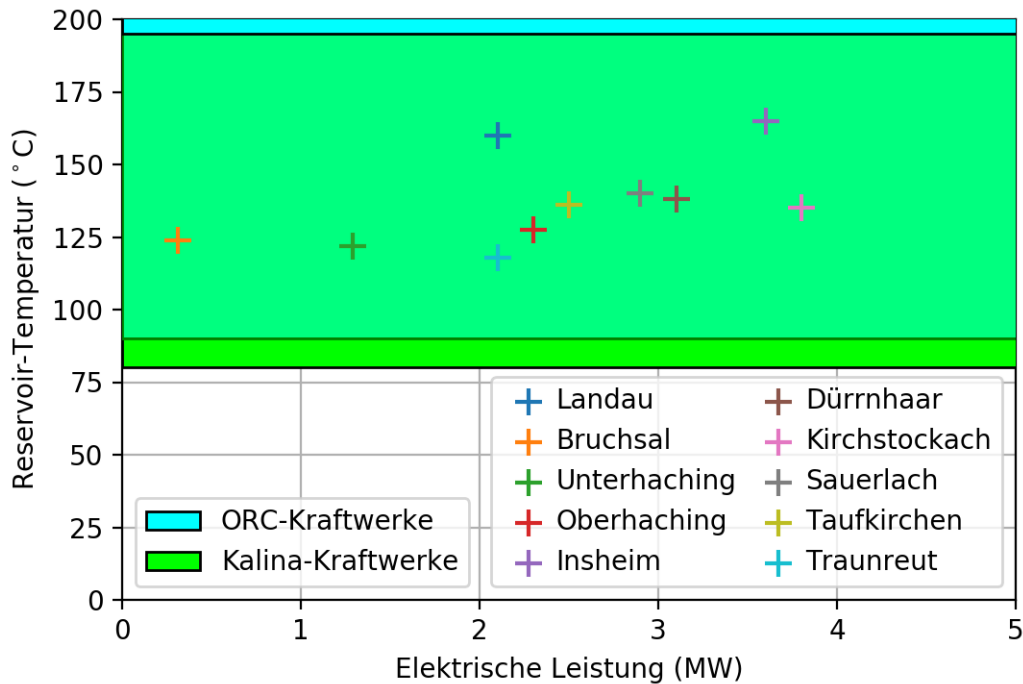


Diagramm 16: Einordnung der unter Punkt 3.1 beschriebenen ORC- & Kalina-Anlagen(Ausschnitt aus Diagramm 1)

3.2 Österreich

In Österreich existieren bislang zwei Geothermiekraftwerke in Altheim und Bad Blumau. Im Rahmen der Studie sollen diese in Folge näher betrachtet und auch entsprechende Befragungen der Betreiber durchgeführt werden. Somit wird eine Übersicht über die technischen und wirtschaftlichen Aspekte solcher Anlagen in Österreich erhalten.

3.2.1 Altheim

Technische Charakteristika Bei dieser Anlage handelt es sich um ein wärmegeführtes Geothermiekraftwerk auf Grundlage einer parallelen Wärmeauskopplung. Der Durchfluss der beiden Stränge kann je nach Bedarf eingestellt werden. Außerdem kann der Thermalwasserdurchfluss – dessen Ruhedruck bei 5 bar liegt – mittels einer frequenzgesteuerten Pumpe geregelt werden, wobei die maximale Fördermenge bei 80 l/s liegt. Die ursprünglich geplante Fördermenge war jedoch auf 100 l/s angesetzt (Pernecker, 2020). Die Vorlauf-temperatur des Thermalwassers variiert je nach Förderrate zwischen 98 °C und 103 °C. Die Injektionstemperatur hingegen hat ein Minimum von 50 °C und bewegt sich im Jahresmittel in etwa zwischen 52 °C und 55 °C. Auch hier gab es eine Anpassung zum ursprünglichen Plan, welcher eine Injektionstemperatur von in etwa 70 °C vorsah (Pernecker, 2020). Es ist zu beachten, dass sich diese Temperatur aus dem Durchfluss des ORC- und HKW-Zweiges zusammensetzt, wobei der ORC-Zweig auf etwa auf 45 °C abgekühlt wird.

Bei der Verstromungsanlage handelt es sich um einen einstufigen ORC ohne internen Rekuperator, welcher mit dem Arbeitsmittel Solkatherm SES36 betrieben wird. Es ist zu beachten, dass dieses Arbeitsmittel bei neugebauten Anlagen nicht mehr zulässig ist, da es sich um fluorhaltiges Fluid handelt (FCKW-Verbot); die Produktion davon wird 2022 eingestellt. Die Kühlung des ORC-Prozesses wird mittels Wasserkühlung bewerkstelligt, wobei die Entnahme des Kühlwassers im Mühlbach erfolgt und in

3. Fallbeispiele binärer Verstromungsanlagen

die Altheimer Ache wiedereingeleitet wird. Für die Kühlung werden bis zu 340 kg/s Flusswasser benötigt (bei einer Leistung von 12 MW), wobei eine Erwärmung der Altheimer Ache um maximal 1,5 K begrenzt ist; im Jahresmittel ergibt sich eine Erwärmung von 1 K. Ein Weiterbetrieb ist ab einer Achen-temperatur über 20 °C nicht gestattet. Es besteht zudem kein Sekundärkühlsystem um den Weiterbetrieb in einer solchen Situation zu sichern. Des Weiteren ergibt sich eine Temperaturspreizung des Kühlwassers von 8 K. Bezüglich der Temperaturniveaus innerhalb des ORC kann gesagt werden, dass die Dampftemperatur von 68 °C (obere Prozesstemperatur) beträgt und die Turbinenaustrittstemperatur 47 °C beträgt. Mithilfe des Kondensators wird dann die untere Arbeitstemperatur von 30 °C erreicht. Ein Anlagenschema hierzu kann in Abbildung 14 gefunden werden.

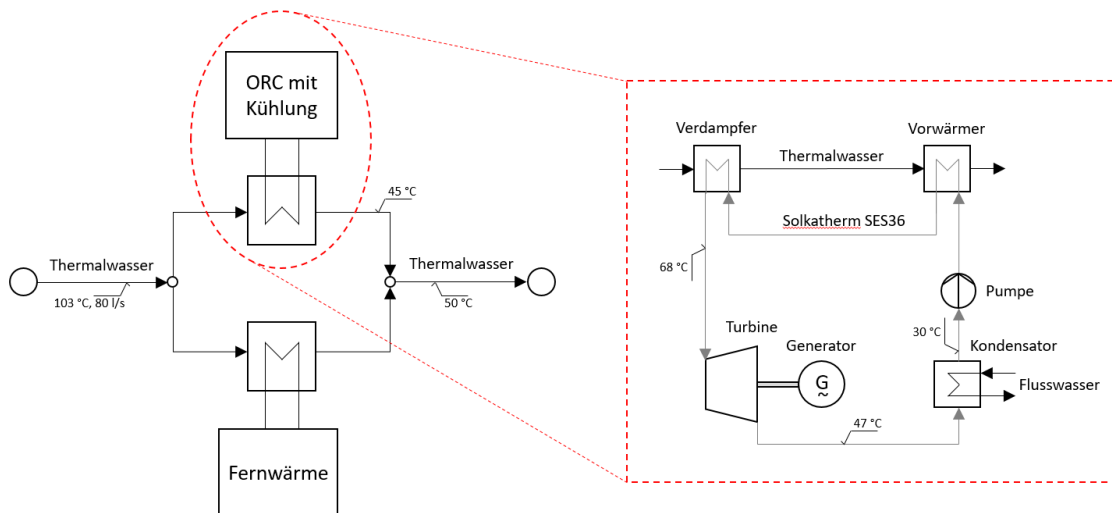


Abbildung 14: Anlagenschema Altheim

Der Wartungsaufwand ist relativ gering. Die Thermalwasserpumpe hat eine Lebensdauer von 7-9 Jahren, wobei eine Ersatzpumpe stets lagernd ist. Der letzte Pumpentausch wurde demnach im Jahr 2016 durchgeführt (Pernecker, 2020). Prinzipiell ist auch die Wartung des restlichen mechanischen Teils der Anlage sehr gering, so sind Wärmetauscher thermalseitig nach wie vor frei von Ablagerungen. Einzig die Filter der Kühlwasserzufuhr müssen regelmäßig entleert werden. Auch anfängliche Probleme mit den Rohrbündelwärmetauschern konnten dauerhaft gelöst werden. Elektronische Bauteile wie speicherprogrammierbare Steuerungen (SPS) sind eher wartungsallfällig, da es sich hierbei um teilweise sehr alte Bauteile handelt (Anlage ist in etwa 20 Jahre alt). Das Arbeitsmittel muss bei Bedarf nachgefüllt werden, da minimale (nicht auffindbare) Leckagen einen geringen Verlust herbeiführen. Quantitativ beschrieben, müssen in 3 Jahren ungefähr 200 l nachgefüllt werden. Im Schnitt kann also mit einer wartungsbedingten Stillstandszeit von 2-3 Monaten pro Jahr gerechnet werden. Für die Wartung im Allgemeinen sind drei Arbeiter verantwortlich, welche insgesamt in etwa 600 h Arbeitszeit verbuchen.

Errichtet wurde die Anlage von Turboden, welche nach wie vor eine Gesamtlösung für ORC-Anlagen anbieten. Bei der verwendeten Turbine handelt es sich um eine auf das im Kraftwerk verwendete Arbeitsmittel zugeschnittene Dampfturbine, welche keinerlei Probleme im Betrieb aufweist. Die Turbine wurde speziell für dieses Projekt entwickelt, da ein innovativer Ansatz im Vordergrund stand (eine rein kommerzielle Anlage hätte den Förderungskriterien nicht entsprochen). (Pernecker, 2020) Diese treibt einen 1 MW Generator an, wobei der Vollastbetrieb nur bei Verwendung des gesamten Thermalwasserstroms für den ORC erreicht werden kann. Somit ergibt sich übers Jahr eine mittlere Leistung von

3. Fallbeispiele binärer Verstromungsanlagen

250-270 kW. Dies kann für den Eigenbedarf des Kraftwerks und Wärmenetzes verwendet werden; lediglich 50-60 MWh Strom werden jährlich eingespeist, wohingegen 100-120 MWh in den Eigenbedarf fließen.

Auf thermischer Seite kann die Anlage eine Nennleistung von 12 MW aufweisen, wobei speziell in den Sommermonaten auf etwa 700 kW aufgrund geringer Nachfrage begrenzt wird. Somit ergibt sich ein Jahresmittel von ungefähr 4-5 MW. Um eine stetige Wärmeversorgung garantieren zu können, existiert ein Sekundärwärmesystem, welches in Form eines Ölkessels realisiert wurde, wobei hier eine behördliche Begrenzung von 250 Betriebsstunden pro Jahr einzuhalten ist. Mit der bereitgestellten Wärme werden derzeit ungefähr 800 Haushalte beliefert werden, wobei noch in etwa zusätzlich weitere 100 Haushalte eingliederbar sind, da vor allem der Heizwärmebedarf von neuen Gebäuden äußerst gering ist.

Wirtschaftliche Charakteristika Die gesamten Investitionskosten der Anlage inklusive Bohrungsdublette beliefen sich vor 20 Jahren auf ca. 7,5 Mio. €. Ein Teil dieser Kosten wurden jedoch von EU-, Bundes- (KPC) und Landesförderungen übernommen. Diese Förderungen haben auch dazu beigetragen, dass sich eine Amortisation aller getätigten Investitionen von 15 Jahren erzielt werden konnte, wobei die ursprüngliche Planung eine Amortisation von 12 Jahren vorsah.

Die operativen Kosten bestehen hauptsächlich aus Personalkosten für die Wartung, wobei diese nicht genau beziffert werden konnten (ca. 600 Arbeitsstunden pro Jahr). Außerdem kann es zu Strombezugskosten kommen falls es zu einem Ausfall der ORC-Anlage kommt. In diesem Fall entstehen Kosten in der Höhe von etwa 5.500 € bis 8.000 € pro Monat inkl. Grundgebühren für den Eigenstrombedarf.

Wie vorhin erwähnt, wird ein Teil des generierten Stroms ins Netz gespeist, welcher mit 3-4 ct/kWh vergütet wird. Der herkömmliche Einspeisetarif nach dem Ökostromgesetz kommt hier nicht mehr zu tragen, da der Förderzeitraum von 12 Jahren schon überschritten wurde.

Hinsichtlich der Zufriedenheit mit der getätigten Investition ist zu sagen, dass diese aufgrund der erhaltenen Förderungen gegeben ist. Wäre diese bei der Projektierung entfallen, wäre dies ein großes Hindernis gewesen. Auch eine neuerliche Investition bei den jetzigen Rahmenbedingungen wäre realistisch, jedoch sollte dafür die Größenordnung überdacht werden, da die Verstromungsanlage zu groß ausgelegt wurde. Dahingehend würde ein modulares Anlagenmodell präferiert werden, welches spezifische Investitionskosten von 1.000 bis 1.700 €/kW mit sich bringen würden.

Empfehlungen Da die Rahmenbedingungen bezüglich der Verstromung aus geothermischen Quellen nicht sehr zufriedenstellend sind, sollten diese vollends verbessert werden. Dies wird jedoch nicht mit einer Erhöhung des Einspeisetarifs möglich sein, da der Eigenbedarf nach wie vor existieren wird und somit dessen Deckung die wirtschaftlichste Variante ist. Dies verdeutlicht abermals, dass die Wärme das primäre Gut in der Nutzung am Standort Altheim ist. Daher werden auch in Zukunft Förderungen erwartet, wie unter anderem die KPC mit einer Übernahme von 25 % der Investitionskosten für eine gekoppelte Wärme- und Strombereitstellung, wobei der Bezug auch dann möglich sein muss, wenn nur der Eigenbedarf gedeckt werden soll ohne weitere Überschusseinspeisung ins Stromnetz. Dies führt dazu, dass durch die Eigenbedarfsdeckung eine Unabhängigkeit gegenüber der Einspeisetarife entsteht und damit eine Betriebskostenreduktion einhergeht. Auch bezüglich der Verbraucher sollte eine Förderstrategie entwickelt werden, da 80 % der Kundenstationen mindestens 30 Jahre alt sind und somit ersichtlich ist, dass es schwer ist Neukunden zu akquirieren. Dies kommt daher, dass z.B. Wärmepumpen gefördert werden, jedoch ein Fernwärmeanschluss nicht. (Pinter, 2020)

In Tabelle 11 sind die Kenndaten der Anlage zusammengefasst. Alle Angaben (wenn nicht anders gekennzeichnet) stammen aus den Befragungen des Betreibers.

3. Fallbeispiele binärer Verstromungsanlagen

Tabelle 11: Kenndaten des Binärkraftwerks Altheim, Österreich (Pinter, 2020)

Inbetriebnahme	a	2002
Betriebsweise	-	wärmegeführt
Wärmeauskopplung	-	parallel
Kreuzprozess	-	1-stfg. ORC
Kondensationskonzept	-	Wasserkühlung
Investitionskosten	€	7.500.000
erwartete el. VLS	h/a	2.400
erwartete th. VLS	h/a	2.920 ^e
el. Nennleistung	MW	1
el. Eigenbedarf gesamt	MWh/a	100-120
th. Leistung	MW	12
Wellhead Temperatur	°C	98-103
Turbinenaustrittstemperatur	°C	47
Thermalwassertemperatur nach KW	°C	45
Förderrate	l/s	80
Tiefe Förderbohrung	m	2.305/3.078
spez. Kosten el.	€/kW	7.500 ^f
spez. Kosten th.	€/kW	625 ^f
spez. Kosten ges. (el. + th.)	€/kW	577^f

3.2.2 Blumau

Zum geothermischen Kraftwerk Blumau wurden im Rahmen der vorliegenden Studie leider keine Informationen zur Verfügung gestellt.

^e Berechnet mit Formel (4), $P_{avg} = 4 \text{ MW}$

^f Berechnet nach Formel (1) bis (3)

4. Marktübersicht der geothermischen Verstromung

Geothermie hat global betrachtet einen großen Stellenwert gewonnen. Vor allem in Ländern wie den USA, China, Philippinen, etc. wird schon seit längerem eine Nutzung dieser Quelle forciert. Im Folgenden soll daher die Marktentwicklung und -Übersicht bezüglich geothermaler Nutzung untersucht werden.

4.1 Globale Übersicht

Verstromung: Geothermie wird weltweit in 29 Staaten zur Generierung elektrischer Energie genutzt, wobei sich der Schwerpunkt der Anwendungen in sogenannten **Hochtemperatur-** oder **Hochenthalpie Zonen** in Nordamerika (USA, Mexiko) und Südostasien (Indonesien, Philippinen) befindet. Im Jahr 2019 wurde weltweit elektrische Energie im Umfang von 342.000 TJ – bei einer installierten elektrischen Leistung von 13.600 MW – generiert, was einen Ausbaugrad von ca. 7 % der weltweit bekannten Ressourcen entspricht (Huttrer, 2020). Zum Jahresende 2019 wird sogar von einer Leistung von 15.400 MW berichtet (IGA, 2020). Die Nutzung der Geothermie zur Stromgewinnung ist nach der Anwendung von Wärmepumpen die zweitgrößte geothermische Anwendung aus globaler Sicht – eine detaillierte Verteilung kann in Diagramm 18 gefunden werden. Der größte Anteil der bislang installierten elektrischen Leistungen befindet sich in so genannten Hochenthalpie-Zonen, in denen eine kostengünstige direkte Verstromung möglich ist.

Unter Bezugnahme auf das Jahr 2010 und unter Berücksichtigung der Anzahl weltweit installierter geothermischer Verstromungsanlagen besitzen binäre Verstromungsanlagen den größten Anteil von 44%, gefolgt von Single-Flash- (27 %), Double-Flash- und Trockendampf-Direktnutzungen (jeweils 12 %) (Bauer, 2011 S. 25, Abbildung 3.5). Es ist an dieser Stelle jedoch anzumerken, dass die Leistung binärer Verstromungsanlagen deutlich geringer ist als jene von Direktnutzungen (vgl. hierzu

Diagramm 1). Quantitativ teilt sich somit die installierte Leistung auf 27 % Trockendampf-, 41 % Single-Flash-, 20 % Double-Flash- und 11 % Binärkraftwerke auf (Bauer, 2011 S. 25, Abbildung 3.5). Abbildung 15 bzw. Diagramm 17 zeigen auch deutlich, dass der Ausbaugrad der geothermischen Verstromung in Ländern mit hohem Bruttoinlandsprodukt (BIP) deutlich größer ist, was auf die hohen Investitionskosten der Technologie zurückgeführt werden kann. Während bislang umfangreiche geothermische Ressourcen in Südamerika und Afrika nicht bis kaum genutzt werden, beträgt der Ausbaugrad der Geothermie in Europa nahezu 50% (exkl. Petrogeothermie).

4. Marktübersicht der geothermischen Verstromung

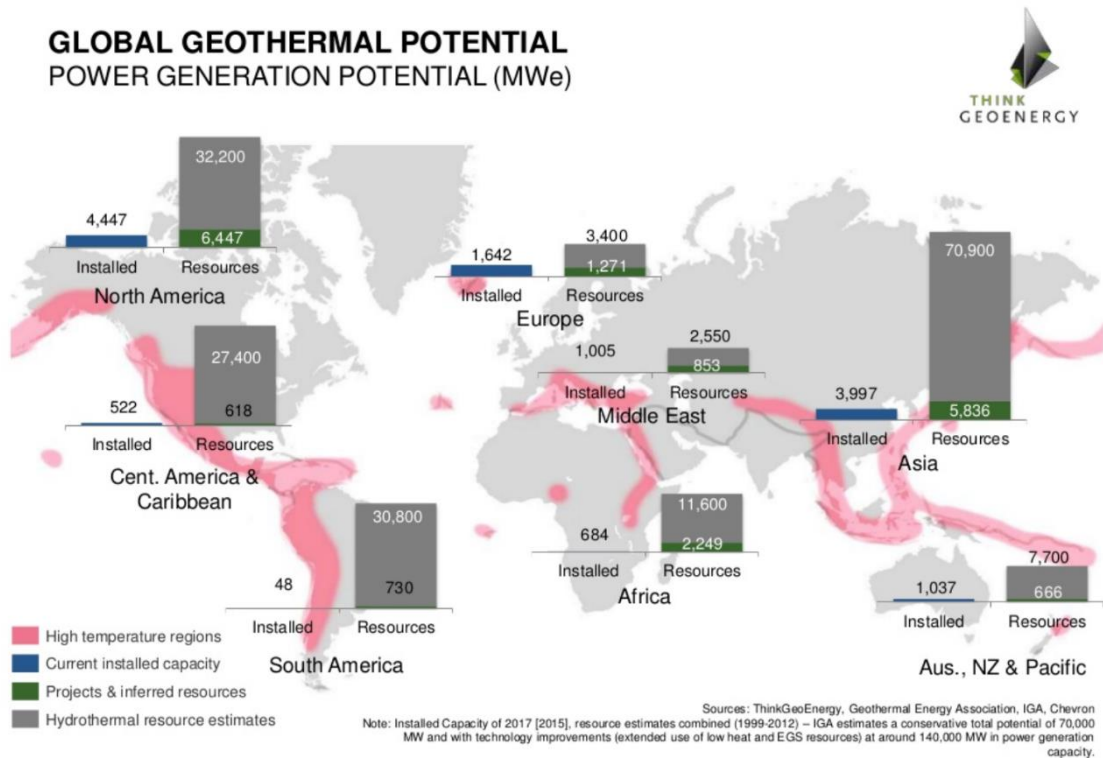


Abbildung 15: Übersicht der weltweiten geothermischen Stromproduktion, Gegenüberstellung geothermischer Ressourcen mit bereits ausgebauten Kapazitäten für September 2017 (Think GeoEnergy, 2017 Folie 8)

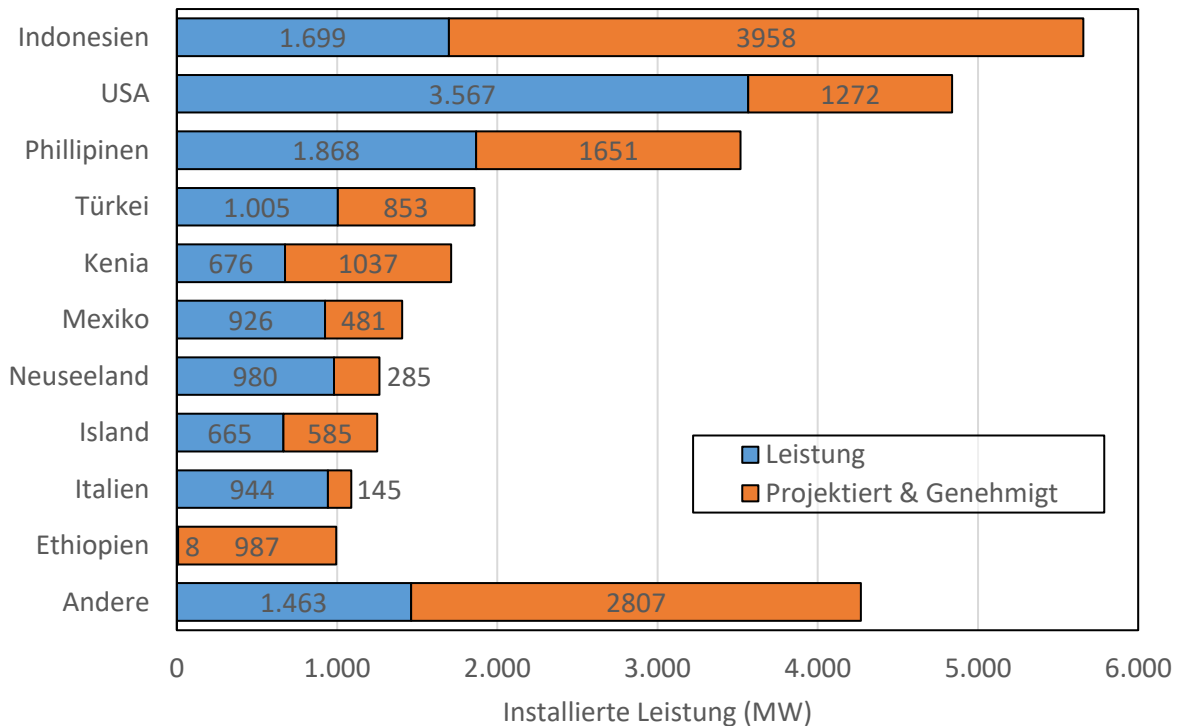


Diagramm 17: Die zehn führenden Nationen weltweit im Vergleich der bereits installierten elektrischen Leistungen sowie der gegenwärtig in Planung und Bau befindlichen Kapazitäten, Stand September 2017 (Think GeoEnergy, 2017 Folie 4)

Direkte Wärmenutzung: Den Hauptanteil der geothermischen Energienutzung macht jedoch die direkte Nutzung der Wärmeenergie aus, welche für das Jahr 2020 eine Gesamtenergiemenge von

4. Marktübersicht der geothermischen Verstromung

1.020.887 TJ ausmacht (Lund, et al., 2020 S. 7, Table 9). Außerdem kann eine global installierte thermische Leistung von 107.727 MW angegeben werden. Diese setzt sich aus verschiedenen Verwendungskategorien zusammen, wobei wie schon zuvor erwähnt geothermische Wärmepumpen den größten Anteil verzeichnen, gefolgt von Raumheizung und der Nutzung in Bädern. Auch hier soll auf Diagramm 18 verwiesen werden. (Lund, et al., 2020 S. 6, Table 8)

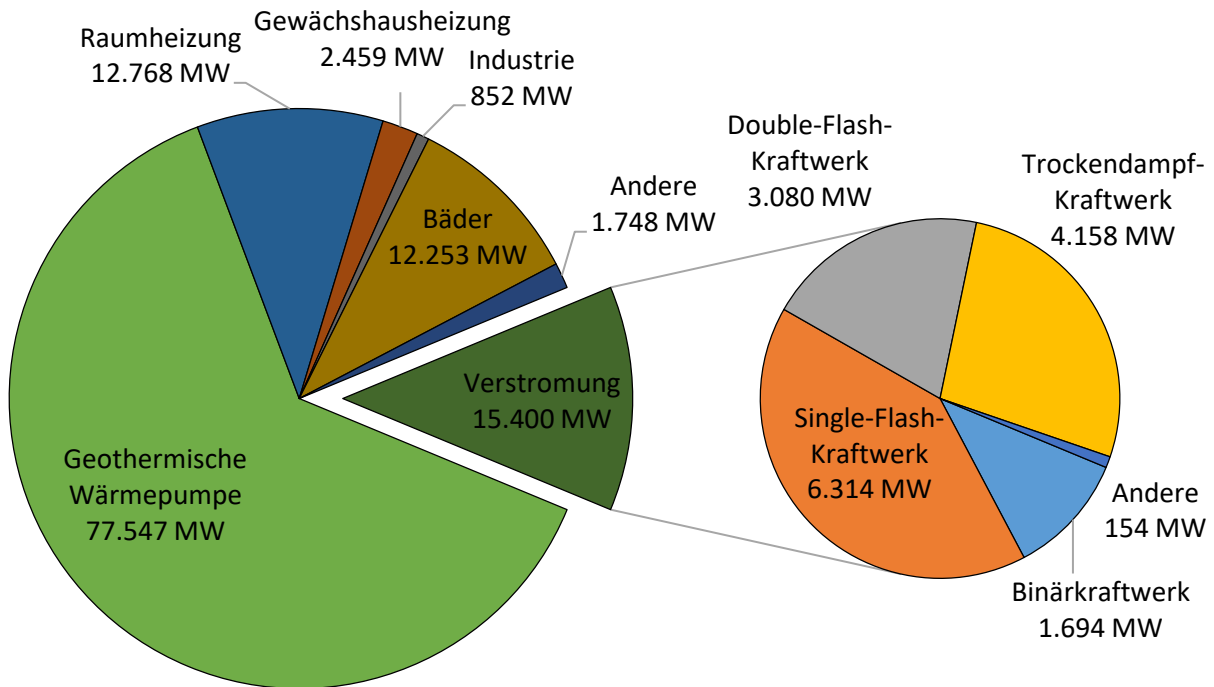


Diagramm 18: Aufteilung der geothermischen Nutzung nach Anwendungsgebieten für elektrische und thermische Anwendungen (Lund, et al., 2020 S. 6, Table 8)

4.1.1 Entwicklung der vergangenen Jahre

Verstromung: Untersucht man die quantitative Entwicklung von geothermischen Anlagen hinsichtlich der installierten elektrischen Leistung kann ein enormer Anstieg erkannt werden. So hat sich diese zwischen den Jahren 1995 und 2020 mehr als Verdoppelt; von 6.832 MW auf 15.400 MW. Im diesem Vergleichszeitraum ergibt sich somit eine mittlere jährliche Wachstumsrate von ca. 5%. Um die tatsächliche Entwicklung einschätzen zu können, ist in Diagramm 19 dessen Verlauf in Abständen von fünf Jahren dargestellt. Zusätzlich dazu ist der jeweilige absolute und relative Zuwachs eingezeichnet. Außerdem ist in Tabelle 12 die relative kontinentale Verteilung der installierten elektrischen Leistung angeführt; diese bezieht sich auf das Jahr 2015. Insbesondere in Indonesien, der Türkei und Kenia wurden neue Kraftwerke errichtet. In den westlichen Industriestaaten, insbesondere in Europa fand nur ein sehr moderater Ausbau der geothermalen Stromproduktion statt. Die zusätzlich installierten Verstromungsleistungen in den USA basieren vorrangig auf der Modernisierung bestehender Anlagen.

Tabelle 12: Relative kontinentale Verteilung der installierten Leistung geothermischer Verstromung

Kontinent	Relativer Beitrag zur Gesamtleistung (%)
Afrika	4,76
Nord-, Mittel- und Südamerika	40,28
Asien	29,73
Europa ^g	16,88
Ozeanien	8,36

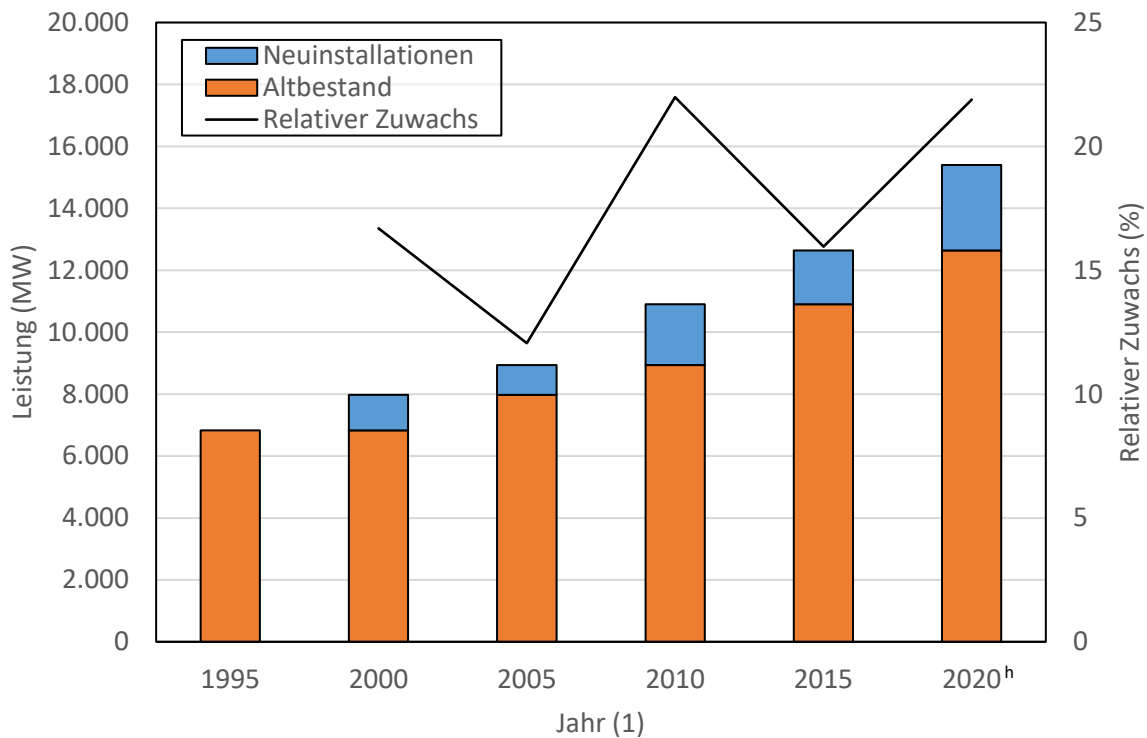


Diagramm 19: Entwicklung der globalen installierten elektrischen Leistung geothermischer Verstromungsanlagen

(Lund, et al., 2015 S. 80, Table 2)

Direkte Wärmenutzung: Vergleichsweise dazu ist in Diagramm 20 die Entwicklung der weltweiten installierten Leistung geothermischer Direktnutzung in fünfjährigen Abständen dargestellt. Auch hier hat sich in der Vergangenheit ein starker Ausbau der installierten Leistung gezeigt. Dieser ist vergleichsweise zur Verstromung weit drastischer ausgefallen, sodass sich die im Referenzjahr 1995 installierte Leistung mehr als verzwölffacht hat. Wie die Nutzung kontinental verteilt ist, kann in Tabelle 13 betrachtet werden.

^g Inklusive der Guadeloupe (Frankreich), Kamtschatka (Russland) und der Türkei

^h Die aus dem Jahr 2020 stammende Leistung wurde gemäß einer aktuellen Angabe auf 15.400 MW abgeändert (IGA, 2020). Die ursprüngliche Angabe stammt aus dem Jahr 2015 und entspricht einer Schätzung für 2020, welche sich auf 21.443 MW beläuft (Lund, et al., 2015 S. 80, Table 2).

4. Marktübersicht der geothermischen Verstromung

Tabelle 13: Relative kontinentale Verteilung der installierten Leistung geothermischer Direktnutzung

Kontinent	Relativer Beitrag zur Gesamtleistung (%)
Afrika	0,4
Nord-, Mittel- und Südamerika	17,7
Asien	53,4
Europa ⁱ	27,4
Ozeanien	1,1

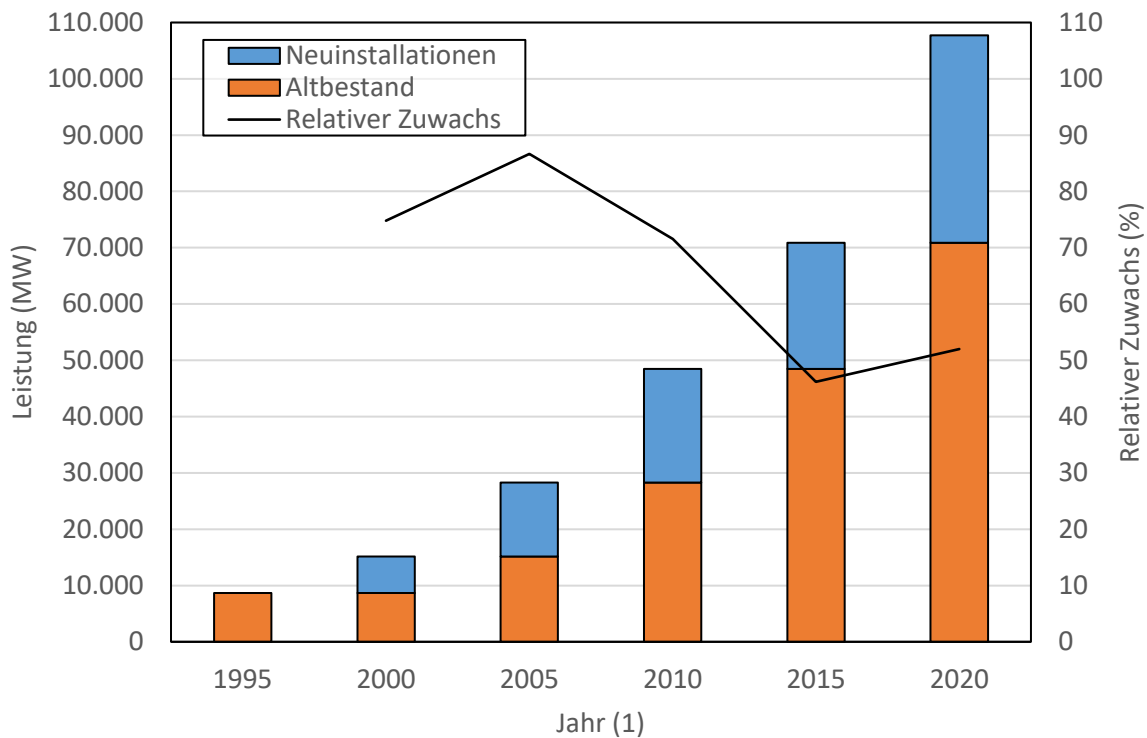


Diagramm 20: Entwicklung der globalen installierten Leistung geothermischer Direktnutzung

(Lund, et al., 2020 S. 33, Table 13)

4.1.2 Ausblick

Verstromung: Für den Zeitraum 2020 bis 2025 wird ein leichter Abschwung der Wachstumsrate (von 27,7% auf 19%) erwartet (Huttrer, 2020). Die Ursachen hierfür sind durch eine starke Konkurrenz billigerer erneuerbarer Stromtechnologien (z.B. PV, Windkraft) und erhöhter Erschließungskosten gegeben, da leicht erschließbare Energiereserven in vielen Regionen bereits erschlossen wurden.

Jedoch sind 50 weitere Länder aussichtsreiche Kandidaten um ihren Strommix mit geothermischer Verstromung zu bereichern. Dadurch wird vermutet, dass innerhalb der nächsten 15-20 Jahre eine Leistung von 28.000 MW erreicht werden kann, wobei eine Neuinstallation von 4.500 MW schon innerhalb der nächsten 5 Jahre in Aussicht steht. (IGA, 2020).

ⁱ Inklusive der GUS-Staaten Georgien, Russland und der Ukraine

4.2 Europa

Wie in Tabelle 12 festgehalten, belief sich im Jahr 2015 Europas relativer Anteil an der globalen Verstromungsleistung auf 16,88 %. (Lund, et al., 2015 S. 80, Table 2). Verglichen mit dem Elektrizitätsbedarf der EU von 3.358 TWh für das Jahr 2019, welcher einen Anteil am globalen Strombedarf von 14,53 % ausmacht, ist dies ein verhältnismäßig guter Wert (Enerdata).

Im Jahr 2019 befanden sich 130 Geothermie Kraftwerke in mit einer kumulierten elektrischen Leistung von 3,3 GW und einer Jahresproduktion von 20 TWh in Betrieb, wovon sich 57 Anlagen in der EU befanden (EGEC 2020, S. 11 - 12). Wie anhand Abbildung 16 zu erkennen ist, befinden sich wichtige geothermische Vorzugsgebiete in Island und der Türkei und somit außerhalb der Europäischen Union. Dies erklärt den hohen Anteil an nicht EU Staaten an der geothermischen Verstromung in Europa.

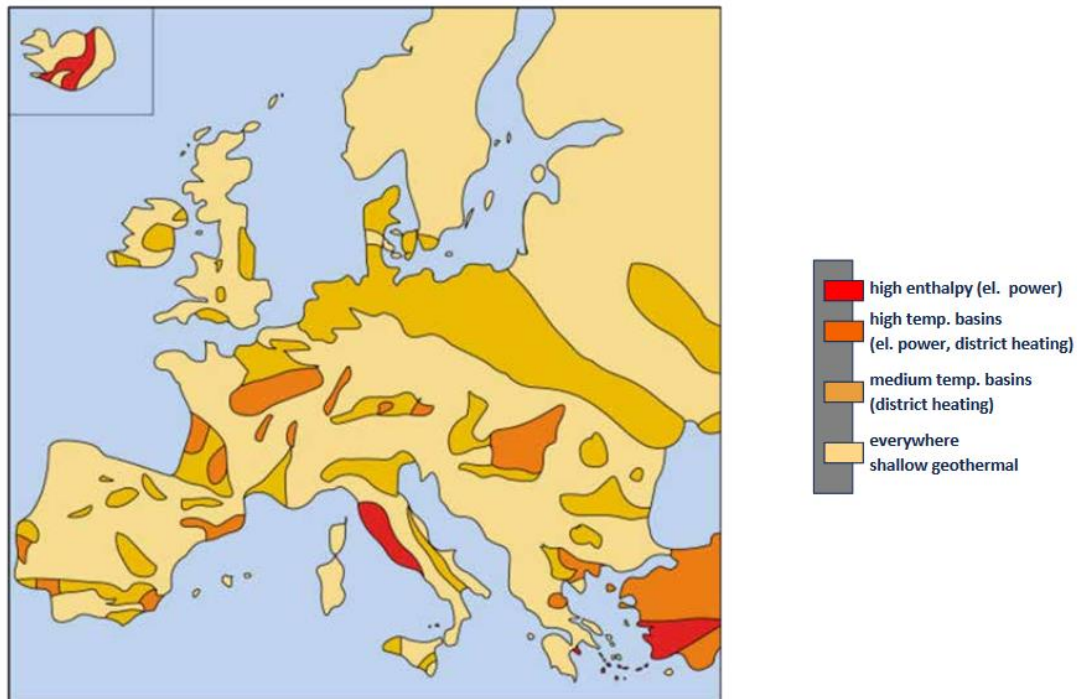


Abbildung 16: Überblick der geothermischen Potenziale in Europa (GeoDH, 2014 S. 14, Figure 3)

4.2.1 Entwicklung der vergangenen Jahre

Somit kann ein Anstieg im Jahr 2010 von 3,88 % verzeichnet werden; seit dem Referenzjahr 1995 kann ein genereller, stetiger Anstieg des relativen Marktanteils verzeichnet werden (Startwert 5,71 %) (Lund, et al., 2015 S. 80, Table 2). Betrachtet man nun in Folge Diagramm 21, so lässt sich auch bis ins Jahr 2018 ein drastischer, nahezu exponentieller Anstieg der installierten elektrischen Leistung feststellen.

4. Marktübersicht der geothermischen Verstromung

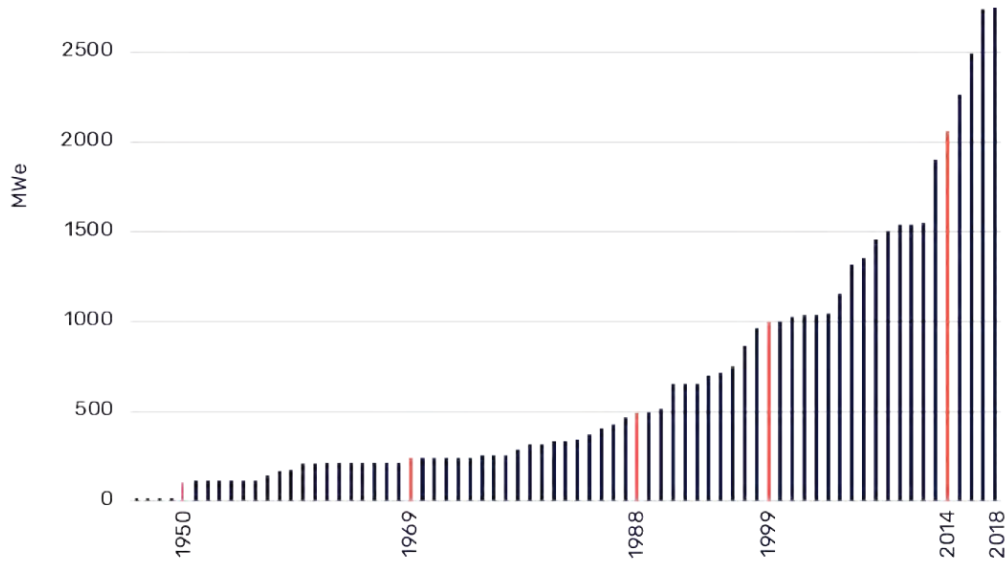


Diagramm 21: Ausbau geothermischer elektrischer Leistung in Europa im Zeitraum 1946 bis 2018 (EGEC, 2020 S. 15)

Der Schwerpunkt der bereits installierten Leistungen befindet sich in der Türkei (1300 MW), Italien (900 MW) und Island (800 MW). Während der Ausbau der Geothermie in Italien seit 2014 stagniert (es sind jedoch neue Projekte in Vorbereitung) und Island nur moderat erweitert, hat sich der Anwendungsumfang der geothermalen Stromproduktion in der Türkei seit der Inbetriebnahme der ersten Anlage im Jahr 2011 mehr als verzehnfacht. Die Erfolgsgeschichte der Türkei basiert auf der Modernisierung des gesetzlichen Rahmens und des Schaffens finanzieller Anreizprogramme für Investitionen. Es ist jedoch fraglich, ob der Trend in der Türkei fortgesetzt wird, da aufgrund der wirtschaftlichen Probleme Investitionsprogramme in den kommenden Jahren gekürzt werden könnten. In den übrigen Europäischen Staaten findet nur ein begrenzter Anwendungsumfang und moderater Ausbau der Geothermie statt, wobei immer wieder lokale Erfolgsgeschichten zu berichten sind (z.B. Installation eines 17,5 MW_{el} Kraftwerks in Kroatien im Jahr 2017). Die Ursache hierfür sind die eher geringen Temperaturniveaus der geothermischen Reservoirs (<150 °C) und fehlende langfristige finanzielle Anreizprogramme (keine klare Linie der Politik in vielen EU Staaten, vgl. (EGEC, 2020 S. 15)).

4.2.2 Ausblick

Von Seiten des Europäischen geothermischen Dachverbands (European Geothermal Energy Council - EGEC) wird ein deutlicher Aufschwung der geothermischen Verstromung in Europa erwartet, da sich derzeit 160 Projekte in Vorbereitung oder Planung befinden. Dies könnte im optimalen Fall zu einer Verdoppelung der geothermischen Verstromungsanlagen in Europa in den kommenden 5 bis 8 Jahren führen. Es gilt an dieser Stelle hervorzuheben, dass in immer mehr europäische Staaten, auch abseits der geothermischen Vorzugsgebiete, Erkundungs- und Planungsaktivitäten zu beobachten sind. Hervorzuheben sind Deutschland, Frankreich, Griechenland, die Schweiz Rumänien und Kroatien (EGEC, 2020 S. 11-14).

5. Wirtschaftlichkeit der geothermischen Verstromung

Im Folgenden soll die Wirtschaftlichkeit geothermischer Kraftwerke auf Basis der österreichischen Rahmenbedingungen bewertet und auch mit den Rahmenbedingungen in Deutschland verglichen werden. Dabei werden folgende Annahmen getroffen:

- Zinsrate: $i = 2 \%$
- Laufzeit: $t_{op} = 40 \text{ a}$
- Betriebs- und Wartungskosten (Hidaya, et al., 2020 S. 8): $c_{om} = 0,01 \frac{\$}{kWh}$
- Wechselkurs €/\\$ (Google, Morningstar, 2020): $r = \frac{1 \text{ €}}{1,18 \text{ \$}}$
- Steuern Österreich: $p_{tax at} = 20 \%$
- Steuern Deutschland: $p_{tax de} = 19 \%$
- Strompreis (Pinter, 2020): $c_e = 0,05 \frac{\text{€}}{kWh}$

Bei der gewählten Zinsrate handelt es sich um eine Schätzung, welche vor allem auf dem derzeitigen (2020) Leitzins von 0 % (Österreichische Nationalbank) beruht. Dieser ist infolgedessen mit 2 % beaufschlagt worden.

Außerdem sind in Tabelle 14 die österreichischen Vergütungstarife für Strom und Wärme angeführt.

Tabelle 14: Vergütungstarife für Strom und Wärme in Österreich

Tarifart -	Vergütung ct/kWh	Laufzeit a	Quelle -
Strom gefördert	7,22	13	(Ökostrom-Einspeisetarifverordnung, § 5 u. 8)
Strom ungefördert	3,00	-	(Pinter, 2020, Minimalwert angenommen)
Wärme	3,00	-	(Bucar, et al., 2005 S. 43)

Dem gegenüber sind in Tabelle 15 die jeweiligen Pendanten aus Deutschland angeführt.

Tabelle 15: Vergütungstarife für Strom und Wärme in Deutschland

Tarifart -	Vergütung ct/kWh	Laufzeit a	Quelle -
Strom gefördert	25,2	20	(Erneuerbare-Energie-Gesetz, § 45 u. 25)
Strom ungefördert	3,90	-	(BMWi (Deutschland), Grundvergütung)
Wärme	2,60	-	(Herbes, et al., 2018 S. 14, Punkt 3.3)

5.1 Beurteilung deutscher Binärkraftwerke nach österreichischen Vergütungskriterien

In diesem Kapitel werden die unter 3.1 erwähnten realen Kraftwerke mittels Kapitalwertmethode bewertet. Die dazu benötigten Annahmen wurden eingangs erwähnt bzw. sind in den Kenndaten der jeweiligen Kraftwerke zu finden. Beispielhaft soll dafür das Kraftwerk Landau herangezogen werden. Die in den jeweiligen Fußnoten angegebenen Formeln zur Berechnung sind unter *Anhang, Formeln, Kapitalwertmethode* zu finden. Das Ergebnis der Beispielrechnung für die einzelnen Jahre ist in Tabelle 17 unter *Anhang, Ergebnisse NPV-Methode* zu sehen. Die Ausgaben im Jahr 0 sind die Investitionskosten des Projekts, eine Errichtungsdauer wurde vernachlässigt. Anschließend setzen sich die Ausgaben aus Betriebs- und Wartungskosten und Steuerabgaben zusammen. Die Einnahmen hingegen bestehen

5. Wirtschaftlichkeit der geothermischen Verstromung

aus den jeweiligen Erlösen aus Strom- und Wärmeverkauf. Nach 13 Jahren Betriebsdauer ist erkennbar, dass sich die Einnahmen und folglich auch die steuerbedingten Ausgaben verringern, da zu diesem Zeitpunkt der geförderte Stromeinspeisetarif entfällt. Es fällt auf, dass es bei diesen Umständen im betrachteten Zeitraum zu keiner Amortisation der Investitionskosten kommt, da der Kapitalwert im Jahr 40 nach wie vor negativ ist. Dies führt zu dem Schluss, dass dieses Projekt unter österreichischen Rahmenbedingungen unwirtschaftlich ist.

Betrachtet man nun Diagramm 22 ist ersichtlich, dass auch alle anderen betrachteten Kraftwerke keine Deckung der Investitionskosten erreichen. Diese wäre nur dann gegeben, wenn die grün strichlierte Linie überschritten worden wäre. Ein derart schlechtes Abschneiden ist nun auf mehrere Einflussfaktoren zurückzuführen. Der offensichtlichste hierbei ist der niedrige Einspeisetarif für Strom aus Geothermie in Österreich. Dies hat zur Folge, dass die verhältnismäßig hohen Investitionskosten für solche Anlagen nur schwer mit dem Verkauf von Strom gedeckt werden können. Außerdem sind die angegebenen Investitionskosten äußerst hoch, obwohl die elektrischen Leistungen oft sehr gering sind. Dies kann vermutlich auf die benötigten Bohrungstiefen von teils mehr als 4.000 m zurückgeführt werden, ist aber natürlich auch von der Größe der Anlage abhängig.

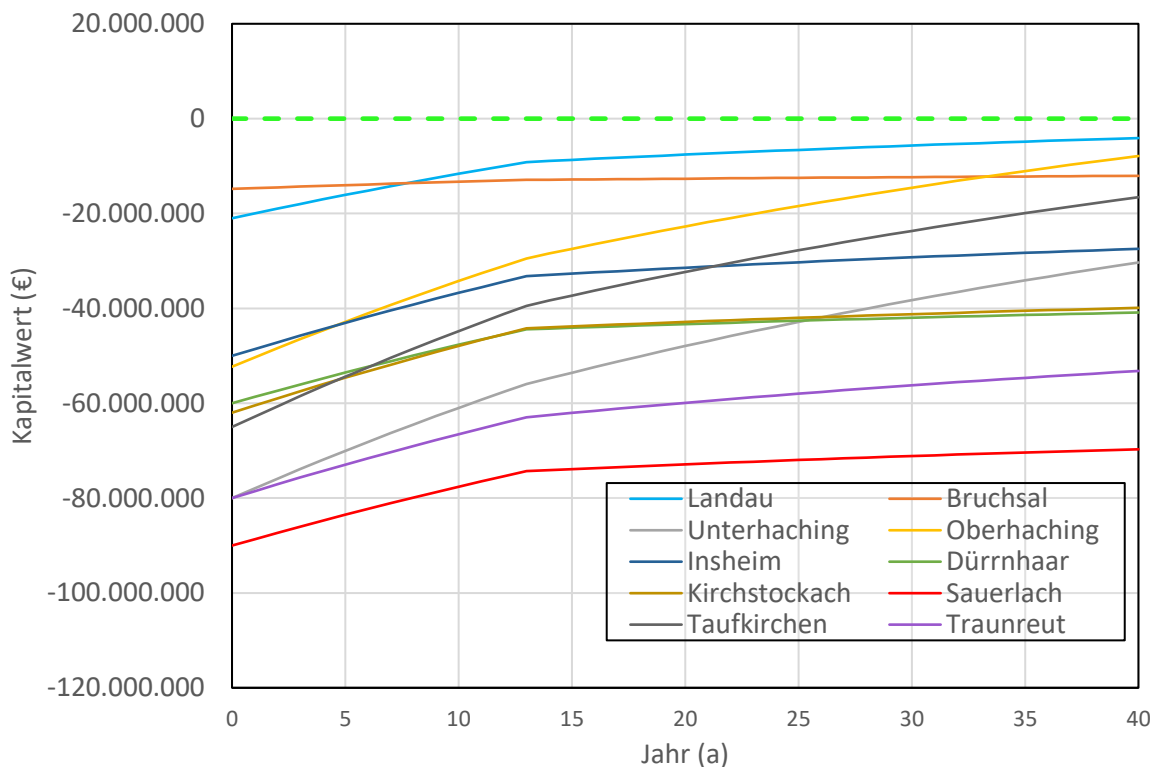


Diagramm 22: Kapitalwertverlauf der in Punkt 3.1 erwähnten deutschen Geothermiekraftwerke mit österreichischen Rahmenbedingungen und einem Zinssatz von 2 %

Vergleicht man dies nun mit den in Deutschland üblichen Einspeisetarifen und Steuersatz so verändert sich das Bild drastisch, wie in Diagramm 23 ersichtlich ist. Mehr als die Hälfte der Anlagen amortisiert sich in unter 20 Jahren. Dies ist zwar noch immer eine lange Laufzeit, jedoch darf nicht vergessen werden, dass oftmals Investitionsförderungen seitens der EU, Bund (KPC in Österreich) und Land bezogen werden können. Je nach Höhe der Förderung können sich bisher unwirtschaftliche Projekte als ökonomisch entpuppen. Förderungen machen sich mittels einer Quasi-Parallelverschiebung der jeweiligen Kurve nach oben bemerkbar.

5. Wirtschaftlichkeit der geothermischen Verstromung

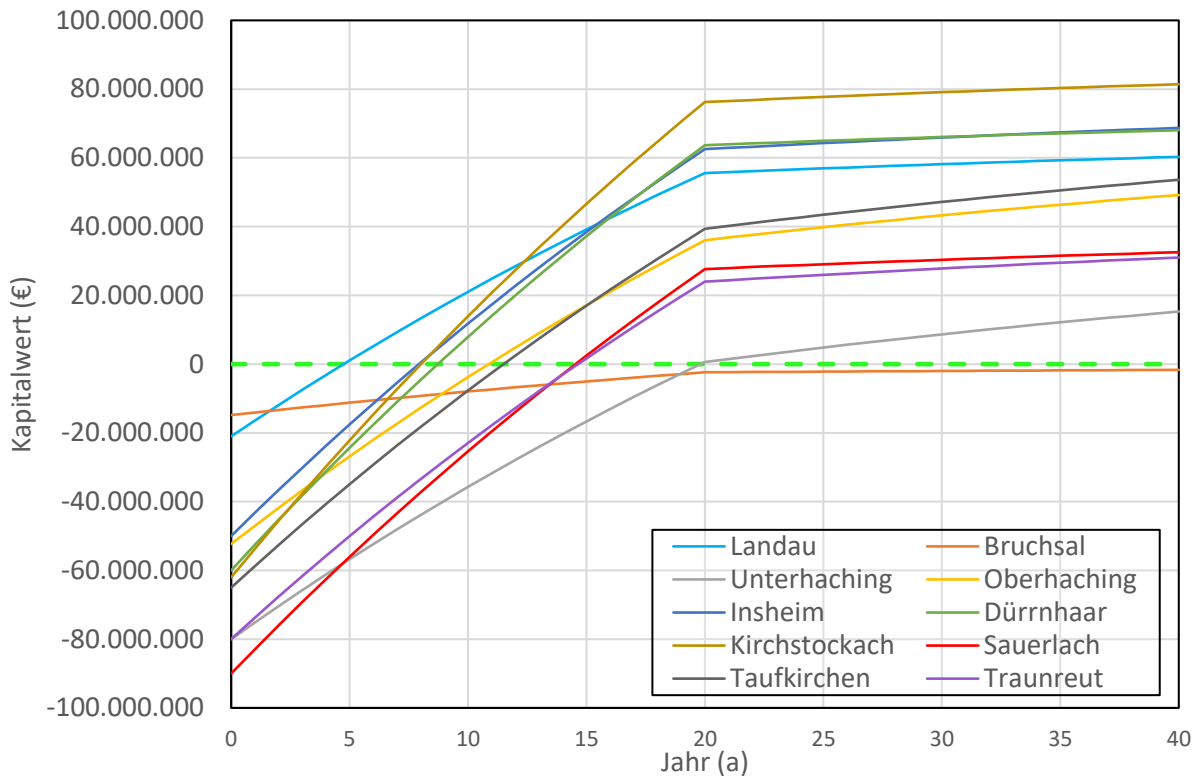


Diagramm 23: Kapitalwertverlauf der in Punkt 3.1 erwähnten deutschen Geothermiekraftwerke mit deutschen Rahmenbedingungen und einem Zinssatz von 2 %

5.2 Beurteilung des Binärkraftwerks Altheim

In diesem Punkt soll die Wirtschaftlichkeit des Geothermiekraftwerks Alheim näher betrachtet werden. Um eine umfassende Bewertung zu erhalten, wird die Kapitalwertmethode mit den Einspeisetarifen aus Österreich und Deutschland (siehe Tabelle 14 und Tabelle 15) mit den jeweiligen geförderten Einspeisetarifen bei landesspezifischer Laufzeit, einer angenommenen Investitionsförderung in der Höhe von 0 % bzw. 30 % und verschiedenen Zinssätzen von 2 % bzw. 5,25 %, durchgeführt. Die jeweiligen Ergebnisse sind in Diagramm 24 dargestellt.

5. Wirtschaftlichkeit der geothermischen Verstromung

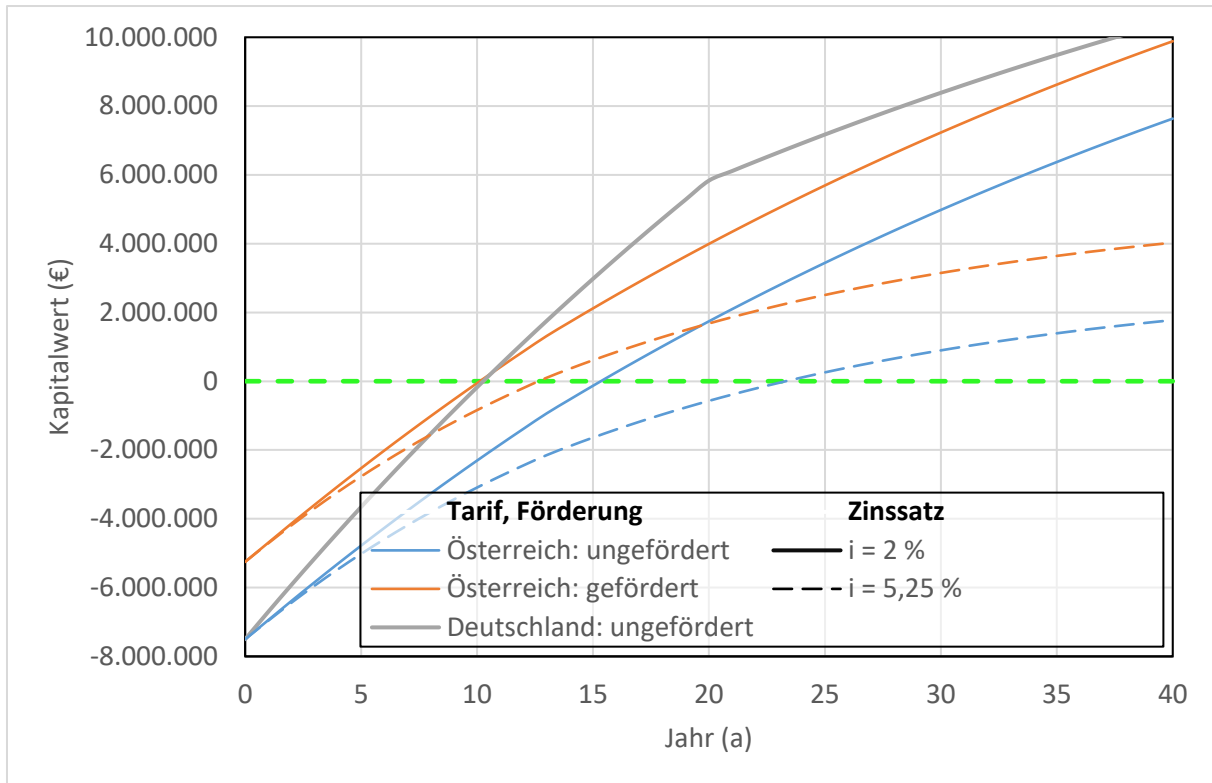


Diagramm 24: Kapitalwertverlauf des in Punkt 3.2.1 beschriebenen Binärkraftwerks Altheim nach österreichischem bzw. deutschem geförderten Tarifmodell, Investitionsförderungen (0 % ungefördert/30 % gefördert) und Zinssätzen (2 %/5,25 %)

Beginnend mit der Grundvariante (österreichisches Tarifmodell, keine Investitionsförderung, Zinssatz $i = 2\%$) ist erkennbar, dass ein ähnliches Projekt sich nach in etwa 15 Jahren amortisiert. Bezieht man hingegen eine Investitionsförderung in der Höhe von 30 %, kann dieser Zeitraum auf ungefähr 10 Jahre gesenkt werden. Das Ergebnis mit Investitionsförderung deckt sich mit den Angaben welche unter Punkt 3.2.1 angegeben wurden, jedoch erscheint der Amortisationszeitraum für die Anlage ohne finanziellen Zuschuss zu gering. Aus diesem Grund wurde eine weitere Analyse mit einem höheren Zinssatz von $i = 5,25\%$ durchgeführt. Dieser Wert entstammt der Annahme, dass das Projekt im Jahr 2001 oder 2002 finanziert wurde. Der damalige Leitzins der Eurozone betrug für beide Jahre 3,25 % (Österreichische Nationalbank). Unter erneuter Beaufschlagung von 2 % ergibt sich damit der verwendete Zinssatz. Bei neuerlicher Betrachtung mit den neuen finanziellen Rahmenbedingungen ohne Investitionsförderung ergibt sich nun eine Amortisationszeit von ungefähr 23 Jahren. Inkludiert man neuerdings eine Investitionsförderung von 30 %, kann der Zeitraum auf ungefähr 13 Jahre abgesenkt werden, was wiederum mit dem tatsächlichen, angegebenen Amortisationszeitraum übereinstimmt. Der Vollständigkeit halber ist auch eine Analyse mit deutschem Einspeisetarif durchgeführt worden; dabei wurde keine Investitionsförderung berücksichtigt. Es ist erkennbar, dass dieser in dem hier behandelten Fall nach heutigem Stand keine Verbesserung des Amortisationszeitraums bringt, jedoch im Vergleich mit dem österreichischen Tarifmodell ohne Investitionsförderung, in weiterer Folge höhere Gewinne einbringt. Nach dem Ablauf der geförderten Tariflaufzeit nähern sich die Kurven jedoch wieder aneinander an, da die Anlage hauptsächlich auf die Wärmebereitstellung ausgelegt ist und dementsprechend die leicht geringere Wärmevergütung in Deutschland ihre Auswirkung zeigt.

6. Energiepolitische Rahmenbedingungen der geothermischen Verstromung

6.1 Europäische Union (Europäische Kommission)

Erreichung der EU 2020 Ausbauziele Bereits 2010 formulierten mehrere EU Mitgliedsstaaten Ausbauziele der geothermischen Verstromung bis 2020 im Rahmen nationaler Aktionspläne (NREAP), wobei der Österreichische Aktionsplan keinen Ausbau der geothermischen Verstromung bis 2020 vorsah. Eine Evaluierung des Europäischen geothermischen Dachverbands (EGEC) im Jahr 2019 ergab, dass im EU Schnitt bislang nur 40% der 2010 vorgegeben Ausbauziele in der geothermischen Verstromung erreicht werden konnten. Insbesondere Ungarn (ca. 5 % Umsetzung), Deutschland (ca. 11 %) und Frankreich (ca. 20 %) blieben deutlich unter den 2010 formulierten Zielindikatoren während Italien diese zu 80% erfüllte. (EGEC, 2020 S. 15)

Clean Energy for all European Package^j (2019) Die 2019 veröffentlichte Strategie der Juncker-Kommission setzte einen Rahmen für die EU Energieziele bis 2030. Die definierten 2030 Indikatoren umfassten eine Senkung der Treibhausgase um 40 %^k, eine Erhöhung des Erneuerbaren Anteils auf 32 % sowie eine Erhöhung der Energieeffizienz um 32,5 %. Den rechtlichen Rahmen hierfür bilden die überarbeitete „Energie Effizienz Richtlinie“ ((EU) 2018/844) und die überarbeitete „Erneuerbaren Richtlinie“ (2018/2001/EU). Zur Stärkung der EU als Energieunion wurde zudem 2018 die Richtlinie über das Governance-System für die Energieunion und für den Klimaschutz novelliert ((EU) 2018/1999). Gemäß dieser Verordnung sind die Mitgliedsstaaten aufgefordert nationale Energie- und Klimapläne (NECP) für den Zeitraum 2020 bis 2030 zu erarbeiten. Im Gegensatz zu den vorangegangenen Aktionsplänen (NREAP) steht bei den NECP die Gesamtbilanz der EU stärker im Vordergrund. Hierdurch soll auf die unterschiedlichen regionalen Voraussetzungen und Anforderungen an die Dekarbonisierung stärker eingegangen werden. Dies betrifft die Themen soziale Inklusion (keine Region soll durch die Dekarbonisierung des Energiesektors in Abseits geraten) und Reduktion der Abhängigkeit von Energieimporten (Erhöhung der Energieversorgungssicherheit). Zudem soll die Rolle der Konsumenten im Energiesektor gestärkt werden.

EU Green Deal (2019)^l Die von der Van der Leyen-Kommission im Dezember 2019 vorgestellte Strategie sieht in Anbetracht der aktuellen klimapolitischen Debatte (z.B. Fridays for Future Proteste seit 2019) eine Verstärkung der Energie- und Klimaziele des Clean Energy Packages auf eine Reduktion von 55 % der Treibhausgasemissionen^k bis 2030 vor, sodass Klimaneutralität bis 2050 hergestellt werden kann. Mit Hilfe des EU Green Deals soll der Übergang zu einer modernen, ressourceneffizienten und wettbewerbsfähigen Wirtschaft in Europa ermöglicht werden. Als wesentliches Element wird die Entkoppelung des Wirtschaftswachstums vom Ressourcenverbrauch angesehen (Kreislaufwirtschaft). Darüber hinaus soll die Wiederherstellung der Biodiversität sowie die Bekämpfung der Umweltverschmutzung umgesetzt werden. Bei all diesen Zielen besitzt die soziale Inklusion – wie bereits beim Clean Energy Package – einen hohen Stellenwert. Neben der Erhöhung der Energieeffizienz von Gebäuden stellen die Dekarbonisierung des Energiesektors sowie die Investition in neue, umweltfreundliche Technologien Kerninstrumente zur Umsetzung der Green Deal Strategie dar. Es sei an dieser Stelle hervorgehoben, dass geothermische Verstromung weder in der Juncker- noch in der Van der Leyen-Strategie erwähnt wird. Vielmehr werden Technologien wie Wasserstoffnutzung, Kernfusion und Car-

^j https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans_en

^k Bezogen auf die THG-Emissionen von 1990

^l https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en

6. Energiepolitische Rahmenbedingungen der geothermischen Verstromung

bon Capture and Storage (CCS) als Kerntechnologien zur Dekarbonisierung des Energiesektors hervor- gehoben. Im Rahmend des EU Green Deals soll zudem eine Wasserstoffstrategie der EU ausgearbeitet werden. Als zusätzliches gesetzliches Instrument des EU Green Deals wurde im März 2020 ein Entwurf eines europäischen Klimagesetzes vorgeschlagen, welches eine Erweiterung der Richtlinie über das Governance System für die Energieunion und für den Klimaschutz novelliert ((EU) 2018/1999) darstellt. Das europäische Klimagesetz sieht vor die Verpflichtung zur Klimaneutralität bis 2050 (100 % Reduktion der Treibhausgasemissionen) für alle Mitgliedsstaaten gesetzlich vorzuschreiben. Zudem sollen die nationalen Energie- und Klimapläne (NEKP) sowie geltende EU Verordnungen hinsichtlich des Beitrags zum Erreichen der 2030 (- 50 % bis -55 % THG) und 2050 (- 100 % THG) im Zeitraum 2020 bis 2021 evaluiert und angepasst werden. Ab 2023 sollen zudem nationale Dekarbonisierungspfade durch die EU Kommission in regelmäßigen Abständen überprüft werden.

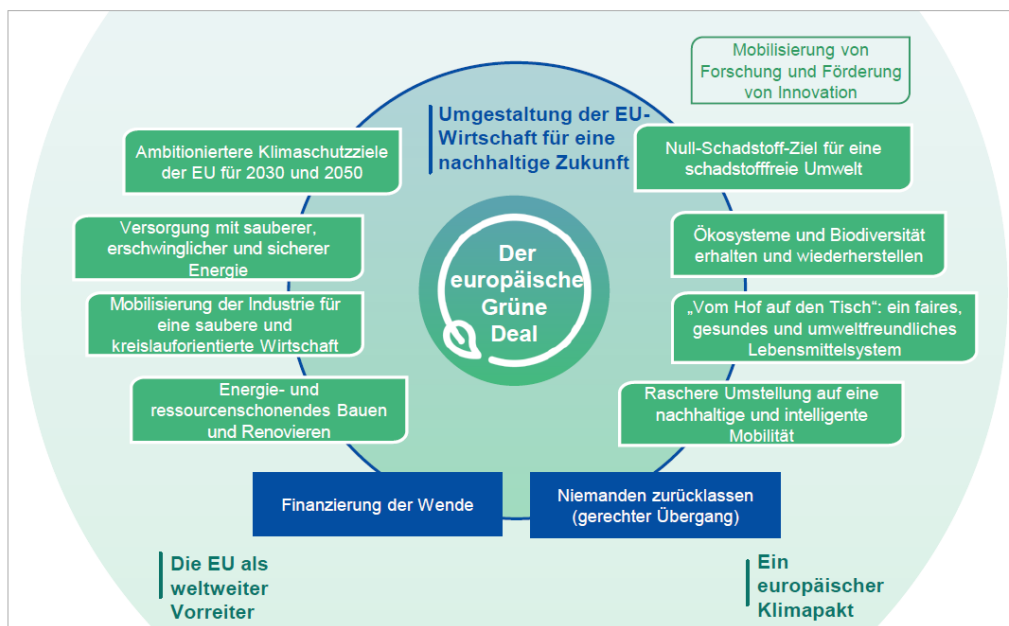


Abbildung 17: Inhalt der EU Green Deal-Strategie (Europäische Kommission, 2019 S. 4, Abbildung 1)

Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen Die 2018 in Kraft getretene überarbeitete Richtlinie berücksichtigt die vom Clean Energy Package vorgegebenen verschärften Klima- und Energieziele indem der Ausbau der Erneuerbaren mit verbesserten Rechtsinstrumenten ausgestattet wird. Als solche zählen Energiegemeinschaften (verbesserte Partizipation), mehr Transparenz in der Ausweisung der Herkunft von Elektrizität sowie transparente Ausschreibungsverfahren für die Förderung erneuerbarer Elektrizität, in der auch EU Drittstaaten zukünftig stärker eingebunden werden sollen. Zudem soll die Rolle der Produzenten erneuerbarer Elektrizität durch bessere Sichtbarkeit (z.B. Einführung des Begriffs „Energieversorger im Bereich der erneuerbaren Elektrizität“) und durch Abbau finanzieller Hürden für die Teilnahme am Elektrizitätsmarkt. Im Gegenzug sollen Marktverzerrungen infolge von übermäßigen Förderungen weitgehend vermieden werden. Ausnahmen hiervon können für Klein- und Demonstrationsanlagen gemacht werden. Ähnliches gilt für Ausschreibungsverfahren für Förderungen, wobei Beschränkungen auf bestimmte Technologien zulässig sind um langfristig ungünstige Auswirkungen entgegen zu wirken (z.B. bei der Notwendigkeit zur Diversifizierung oder für die Hebung langfristiger Potenziale einer Technologie). Die überarbeitete Richtlinie möchte zudem die Kooperation mehrere Mitgliedsstaaten bzw. zwischen Mitgliedsstaaten und Drittstaaten im Bereich von Projekten zur erneuerbaren Elektrizität unterstützen. Darüber hinaus soll auch die Sektor-

koppelung, insbesondere zwischen der Elektrizitäts- und Wärme- bzw. Kälteversorgung verstärkt werden. Gemäß Erneuerbaren Richtlinie sind die Mitgliedsstaaten alle 5 Jahre aufgefordert die Wirksamkeit ihrer Förderregeln hinsichtlich des Ausbaus der Erneuerbaren zu evaluieren.

6.2 Österreich

Im Folgenden sollen die energiepolitischen Rahmenbedingungen in Österreich dargestellt werden. Es ist zu bemerken, dass das Ökostromgesetz nur umrissen wird, da dies in Bälde vom EAG abgelöst werden soll.

6.2.1 Ökostromgesetz

Das Ökostromgesetz 2012 (ÖSG 2012) ist ein im Jahr 2012 in Kraft getretenes Bundesgesetz, welches einerseits die Herkunftsnachweise elektrischer Energie aus erneuerbaren Energieträgern (vom In- und Ausland) und andererseits den gesamten Förderungsprozess für Ökostromanlagen regelt. Es hat somit das Ziel im Interesse des Klima- und Umweltschutzes sowie der Versorgungssicherheit des Landes zu handeln und dementsprechend den Ausbau und die Effizienz von Ökostromanlagen zu forcieren. Dies hat zur Folge, dass auch für geothermische Kraftwerke interessante Möglichkeiten geschaffen werden. Hierfür soll nachfolgend eine Übersicht geschaffen werden.

(Ökostromgesetz)

6.2.2 Nationaler Energie- und Klimaplan für die Periode 2021 bis 2030 (NEKP-AT)

Gemäß Verordnung (EU) 2018/1999 des europäischen Parlaments und des Rates über das Governance-System für die Energieunion und den Klimaschutz wurde im Jahr 2018 ein Entwurf für einen nationalen Energie- und Klimaplan für die Periode 2021 bis 2030 durch das BMNT erarbeitet, der 2019 überarbeitet und einem öffentlichen Konsultationsprozess unterzogen wurde.

Der NEKP-AT definiert u.a. folgende Zielsetzungen bis 2030:

- Reduktion der Treibhausgasemissionen um 36% gegenüber 2005 in Sektoren, die nicht dem EU Emissionshandel unterliegen,
- Anhebung des Anteils erneuerbarer Energie am Brutto-Endenergieverbrauch auf 46-50%,
- National bilanzielle Deckung des Stromverbrauchs zu 100% aus Strom auf Basis erneuerbarer Energieträger mit Ausnahmen für Regel- und Ausgleichsenergie zur Stabilisierung des Netzbetriebs und Eigenstromerzeugung aus fossilen Energieträgern in der Sachgüterproduktion,
- Verbesserung der Primärenergieintensität – definiert als Primärenergieverbrauch je BIP-Einheit – um 25-30% gegenüber 2015.

(BMLRT (Österreich), 2019)

Nachfolgend werden folgende Aspekte der im Dezember 2019 vom Verein Geothermie Österreich veröffentlichten Stellungnahme zum NEKP-AT zusammengefasst:

- Die Energie- und Klimastrategie weist der Geothermie keine dezidierte Rolle in der Erreichung der 2030 Zielsetzungen zu – im Wesentlichen erfolgen nur Nennungen im Rahmen von demonstrative Aufzählungen erneuerbarer Energieträger,
- Neben der Konkretisierung von Anwendungs- und Ausbauzielen für die Geothermie fehlen aus Sicht des Vereins Geothermie Österreich der Vorschlag konkreter Maßnahmen zur Erfüllung von Anwendungszielen im Konsultationsentwurf,

6. Energiepolitische Rahmenbedingungen der geothermischen Verstromung

- Im Entwurf des NEKP-AT werden geothermische Wärmespeicher als Möglichkeit der Inwertsetzung von Abwärmepotentialen angeführt – weitere geothermische Anwendungsmöglichkeiten zur Steigerung erzeugerseitiger Energieeffizienz, insbesondere die geothermische KWK oder die Kombination geothermischer Energie mit Wärmepumpen bleiben jedoch unerwähnt,
- Die Ausbaustrategie der Stromproduktion aus erneuerbaren Energieträgern reduziert das zu erwartende Energieträgerportfolio auf wenige Technologien, wie z.B. Photovoltaik, biogene Energieträger oder Wasserstoff, wobei die Ausarbeitung einer Wasserstoffstrategie angeführt wird. Im gleichen Maße sollte jedoch auch eine Ausbaustrategie der im Bereich der Wärme und KWK von Seiten der Bundesregierung angestrebt werden um alle vor Ort verfügbaren Potenziale heben zu können.

Im Rahmen dieser Stellungnahme schlug der Verein Geothermie Österreich u.a. folgende Maßnahmen zum Abbau sowohl technologischer als auch nicht-technologischer Hürden vor:

- Modernisierung des legislativen Rahmens hinsichtlich der Erschließung und Nutzung geothermischer Energie – „Rechtliche Gleichstellung der Tiefen Geothermie mit der Kohlenwasserstoff Nutzung in Österreich“,
- Abbau von Investitionshürden durch Risikoabsicherungskonzepte im Zuge der Aufsuchung und Gewinnung geothermischer Quellen nach Vorbild Deutschland und/oder Schweiz,
- Forschungsinitiative zur Hebung des technologischen Reifegrads unkonventioneller geothermischer Anwendungen wie **Petrogeothermie** und Hochtemperatur Untergrundspeicher.

Im Zuge dieser Stellungnahme wurde auch ein Ausbaupfad der Geothermie (Wärme und Strom) bis 2030 und 2050 vorgeschlagen, der im Rahmen der gegenständlichen Studie konkretisiert wurde.

6.2.3 Langfriststrategie 2050 – Österreich

Die gemäß Verordnung (EU) 2018/1999 des europäischen Parlaments und des Rates über das Governance-System für die Energieunion und den Klimaschutz durch das BMNT im Dezember 2019 veröffentlichte Strategie setzt sich das Ziel der Klimaneutralität Österreichs bis 2050. Die Langfriststrategie baut hierbei auf dem Pfad des NEKP-AT auf (siehe Punkt 6.2.2).

Auf Grundlage von Modellrechnungen wurden von Seiten des Umweltbundesamts 4 mögliche Dekarbonisierungspfade bis 2050 erstellt, von denen der Pfad A „Transition – Erneuerbare, Effizienz, Lifestyle“ den höchsten Dekarbonisierungsgrad bei gleichzeitig stärkster Transformation des Energiesektors darstellt^m. Dieser Pfad würde vermutlich zudem den Ausbau der Geothermie in Österreich am stärksten begünstigen, zumal die anderen pfade vorrangig auf biogene Energie, Wasserstoff (inländische Produktion und Import) und CO₂ Speicherung (CCS, CCUS) forcieren.

Als wesentliches Instrument zur Erfüllung der Zielsetzungen wird neben informatorischen Maßnahmen zur Lebensstiländerung die Herstellung von Kostenwahrheit („Internalisierung externer Kosten“) durch effektive Bepreisung von CO₂ Emissionen angesehen.

Die Langfriststrategie der österreichischen Bundesregierung nimmt folgenden Bezug zur Geothermie:

„Die Nutzung geothermischer Energie kann eine besondere Bereicherung für den österreichischen Energiemix sein, weil sie nicht nur CO₂-neutral, sondern auch grundlastfähig ist. Dies bedeutet, dass

^m Bis 2050: Anteil erneuerbarer Energieträger 93%, THG Emissionen -84% ggü. 1990.

6. Energiepolitische Rahmenbedingungen der geothermischen Verstromung

viele Probleme volatiler Energiequellen auf Geothermie nicht im selben Maße zutreffen. So sind der Platzverbrauch, die Speicherung und die Verfügbarkeit hierbei weniger problematisch als bei anderen alternativen Energieformen. Die aus geothermischen Sonden gewonnene Energie kann flächendeckend und sektorübergreifend bereitgestellt werden.“

(BMLRT (Österreich), 2019)

Darüber hinaus wird auch die Bedeutung der Geothermie in der Fernwärme, hier vorrangig in Form von Niedertemperatur Wärme- und Kältenetzen, in Kombination mit saisonalen Wärmespeichern hervorgehoben.

Obgleich nicht dezidiert erwähnt kann geothermische KWK kann zu folgenden Aktionsfeldern im Bereich der Reduktion von Treibhausgasemissionen beitragen:

„Saisonale Strom- und Wärmespeicher beugen in der kalten Jahreszeit Versorgungsausfälle vor. Die Wärme- und Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern wird gesteigert“

(BMLRT (Österreich), 2019 S. 40)

Zum Thema Energiespeicher wird in der Langfriststrategie die Bedeutung unterirdischer geologischer Porenspeicher hervorgehoben. Neben der Speicherung von Fluiden als unmittelbare Energieträger (erneuerbares Gas, Wasserstoff) und der Nutzung des Untergrunds als THG Senke (CO₂ Speicherung) wird auch auf Wärmespeicherung (Wasser, indirekte Wärmeübertragung) hingewiesen.

6.2.4 Regierungsübereinkommen 2020 - 2024

Im Zuge des 2020 vereinbarten Übereinkommens der aktuellen Bundesregierung wurde das Ziel der österreichischen Klimaneutralität von 2050 auf 2040 vorgezogen. Dieses sieht u.a. die Erarbeitung eines Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes für einen naturverträglichen Ausbau der erneuerbaren Energieversorgung vor. Aus technologischer Sicht werden wiederum Photovoltaik („1-Million-Dächer-Photovoltaik-Programm“) sowie eine Wasserstoff-Initiative hervorgehoben.

Zum Thema Geothermie wurden nachfolgend angeführte Ziele mit eindeutigem Fokus auf den Wärmemarkt formuliert, die auch mittelbare Auswirkungen auf die geothermische Verstromung in Österreich besitzen können (Regierung ÖVP - Die Grünen, 2020 S. 111):

- *„Förderung für erneuerbarer Großanlagen und Geothermie in Fernwärmenetzen für die Anhebung des erneuerbaren Anteils in der Fernwärme um mindestens 1,5 Prozent pro Jahr“*
- *„Verankerung der Nutzung von Wärme in tiefen Erdschichten (Tiefengeothermie) im MinRoG [...]“*

Der Verein Geothermie Österreich betonte in einer Stellungnahme zum Regierungsübereinkommen die Notwendigkeit zur Erarbeitung einer „Geothermie Roadmap 2040“ für Österreich, in denen Maßnahmen zur Bereitstellung von Wärme und elektrischer Energie berücksichtigt werden sollen.

6.2.5 Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG)

Das im September 2020 zur Begutachtung veröffentlichte Entwurf des EAG dient der Umsetzung der EU Richtlinie (EU) 2018/2001 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und regelt unter anderem die Förderung und Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energie, die Organisation und Umsetzung von Energie-Gemeinschaften sowie Herkunftsnachweise für Energie aus erneuerbaren Quellen. Es ersetzt somit vorangegangene, themenrelevante Regelungen wie unter Anderem das zuvor angeführte Ökostromgesetz. Die angedachten Förderungen für die Produktion erneuerbaren Stroms umfassen Marktprämien für bestimmte erneuerbare Quellen sowie Investitionszuschüsse für die Errichtung, Erweiterung und Revitalisierung von bestimmten Anlagen zur Produktion von Strom

6. Energiepolitische Rahmenbedingungen der geothermischen Verstromung

aus erneuerbaren Quellen. Das Gesetz zielt darauf ab die Klimaneutralität Österreichs bis 2040 zu erreichen, wobei der Gesamtstromverbrauch ab 2030 national bilanziell zu 100% aus erneuerbaren Energiequellen gedeckt wird. Hierzu sollen bis zum Jahr 2030 zusätzliche 27 TWh aus den erneuerbaren Quellen Photovoltaik, Wind, Wasserkraft und Biomasse erschlossen werden. **Strom aus Geothermie wird hierbei bedauerlicherweise nicht erwähnt!**

Nachfolgend werden folgende Argumente der Stellungnahme des Vereins Geothermie Österreich zum Entwurf des EAG hervorgehoben:

Prämisse Aus Sicht des Vereins Geothermie Österreich liegt der Anwendungsschwerpunkt der Geothermie in der **Versorgung von Wärmenetzen**. Geothermische Verstromung sollte daher nur im Rahmen einer **effizienten Kraft-Wärme-Koppelung** in Kombination mit Nah- und Fernwärmeanwendungen erfolgen.

§4 (4) Geothermie weiterhin in den Ausbauplänen der Erneuerbaren berücksichtigen!

Das Fehlen von Ausbauzielen schließt einen erneuerbaren Energieträger von staatlichen Förderungen implizit aus. Um dem entgegen zu wirken wird folgender ergänzender Text vorgeschlagen.

„Zudem sollten Potenziale weiterer, regional verfügbarer erneuerbarer Energiequellen, insbesondere jene der Geothermie, im benötigten und verfügbaren Umfang erschlossen werden.“

2. Teil, 1. Hauptstück, 1. Abschnitt „Marktprämien – Ungewünschte Rebound Effekte Vermeiden!

Aufgrund der gegenüber anderen Erneuerbaren, wie Windkraft und Photovoltaik geringeren derzeit erschließbaren Potenzialen kann auf Marktprämien für geothermischen Strom verzichtet werden, wenn die gegenüber anderen Erneuerbaren vergleichsweise hohen Investitionskosten durch entsprechende Zuschüsse gemindert werden. Durch das Fehlen von Marktprämien könnten zudem ungewünschte Rebound Effekte, insbesondere eine zu starke Ausrichtung auf die Verstromung zu Ungunsten der geothermischen Wärmeversorgung vermieden werdenⁿ.

2. Hauptstück, „Investitionszuschüsse“ –Geothermie KWK Bonus einführen!

Die in Österreich bereits bestehenden Umweltförderungen decken im Regelfall nur notwendige Investitionen in die grundlegende geothermische Infrastruktur ab; zu dieser zählen etwa Tiefbohrungen zur Gewinnung von der Erdwärme. Durch gezielte komplementäre Investitionszuschüsse in Form eines „Geothermie KWK Bonus“ können wichtige Investitionsanreize für eine energetische Aufwertung bereits bestehender oder zukünftig geplanter geothermische Wärmeanlagen liefern. Das gemäß unten angeführten Ausbaupfad der geothermischen Verstromung in Österreich zu erwartende Investitionsvolumen für eine geothermische KWK beträgt ca. 60 Mio. Euro bis 2030 und ca. 400 Mio. Euro bis 2040.

Aus Sicht des Vereins Geothermie Österreich ist es wichtig einen Geothermie KWK-Bonus in diesem Abschnitt zu verankern!

ⁿ Hierunter fällt die bewusste Vernichtung von Abwärme aus dem Verstromungsprozess

7. Geothermische Verstromungspotentiale

7.1 Konventionelle Nutzung (Hydrogeothermie)

Die nachfolgende Abbildung 18 zeigt **hydrogeothermische** Höffigkeitsgebiete Österreichs, die auch für die geothermische Stromproduktion abseits der Petrogeothermie von Bedeutung sind. Einleitend ist festzuhalten, dass in Österreich aufgrund der geologischen Rahmenbedingungen vorrangig nur moderate geothermische Voraussetzungen vorherrschen, die nicht mit den Hochtemperaturvorkommen in Island, der Toskana oder Neuseeland zu vergleichen sind. Die Voraussetzungen zur energetischen Nutzung der Geothermie entsprechen somit vielen Mitteleuropäischen Ländern, wie zum Beispiel Deutschland, Frankreich oder den Niederlanden. Lediglich in den östlichen Landesteilen (Steiermark und Burgenland) zeigt sich ein günstiger Einfluss des Pannonischen Beckens, was zu einem deutlichen Anstieg des **geothermischen Gradienten** führt.

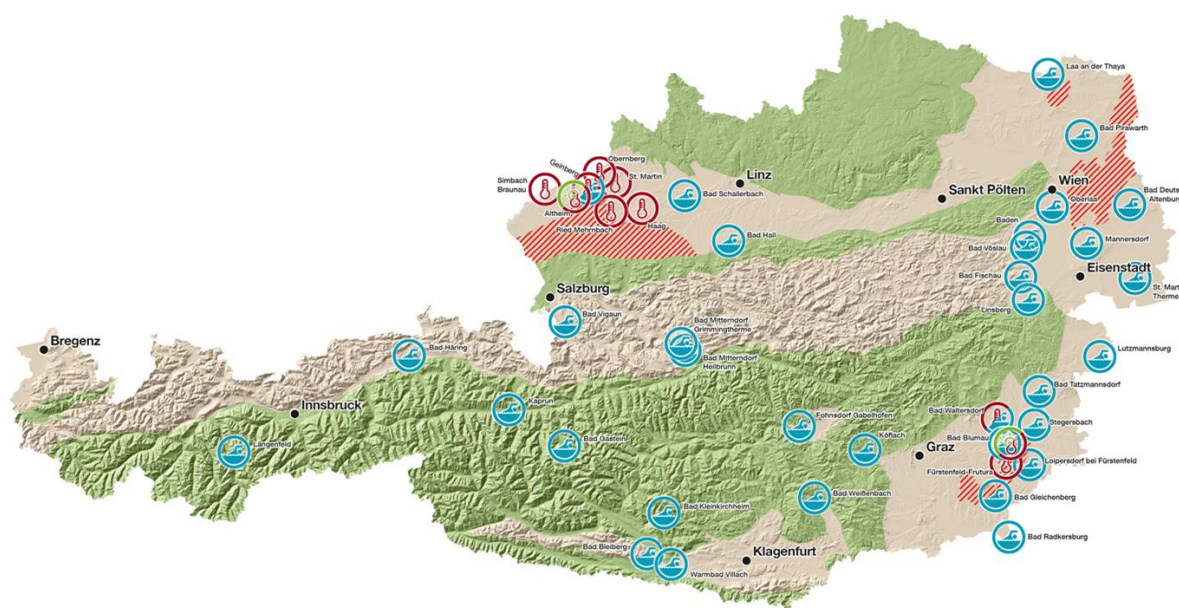


Abbildung 18: Übersicht des hydrogeothermischen Potenzials in Österreich in Kombination mit bestehenden Thermalwassernutzungen (Balneologie, Wärmegewinnung sowie geothermische **KWK**) (GTÖ). Rot schraffierte Bereiche weisen Regionen aus, in denen Thermalwässer mit Temperaturen über 100°C angetroffen wurden. In den grün eingefärbten Bereichen sind nur lokale, zusammenhangslose Thermalwasservorkommen zu erwarten – diese Gebiete ließen sich grundsätzlich **petrogeothermisch** nutzen.

Die vorrangig im Zuge der Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen derzeit bekannten hydrogeothermischen Vorkommen befinden sich vorrangig in den Österreichischen Beckenregionen, allen voran im Wiener Becken, im oberösterreichischen Molassebecken sowie im steirischen Becken. So werden die bereits bekannten Wärmeressourcen in der Höhe von ca. 700 bis 1.100 MW_{th} eingeschätzt (Goldbrunner, et al., 2019). Unter Annahme von effektiven Verstromungsgraden unter 10% sowie bei Berücksichtigung der Tatsache, dass sich nicht alle Thermalwasserkörper aufgrund zu geringer Temperaturen für die geothermische Stromgewinnung eignen, wird von einem **Verstromungspotential von 50 MW_{el} bis 100 MW_{el}** (Nennleistung) ausgegangen.

Es sei an dieser Stelle jedoch betont, dass nicht alle geologische Strukturen in Österreich, die potenziell Thermalwasser führen im Zuge der Kohlenwasserstoff Exploration erkundet wurden. Speziell fehlen bislang Daten zu tief liegende Reservoirs im Wiener Becken und oberösterreichisch-salzbürgerischen Molassebecken sowie zu Thermalwasservorkommen im alpinen Raum, insbesondere in den nördlichen Kalkalpen und im Helvetikum.

7.2 Unkonventionelle Nutzung (Petrogeothermie)

Unkonventionelle geothermische Nutzungen umfassen vorrangig **petrogeothermische** Nutzungen sowie die Kombination von Geothermie und der geologischen Speicherung und Nutzung von CO₂ (CCUS). Petrogeothermische Anwendungen nutzen heißes aber kaum bis nicht wasserführendes Gestein um mittels hydraulischer Stimulation durch künstlich eingebrachten Oberflächenwasser Fließwege für eine Wärmeentnahme herzustellen. Diese Technik wird derzeit weltweit an weniger als 50 Pilotstandorten angewendet und auch als „Hot Dry Rock“ oder „Enhanced Geothermal Systems“ bezeichnet (siehe auch Punkt 2.1). Geothermie in Kombination mit CCUS nutzt CO₂ als Wärmeträgermedium zur Gewinnung geothermischer Energie und besitzt Vorteile in Reservoiren mit geringer **hydraulischer Permeabilität** oder geringen Temperaturniveaus. CCUS-Geothermie wurde bislang jedoch noch nicht erprobt und wurde aus diesem Grund in der gegenständlichen Studie auch nicht weiter untersucht.

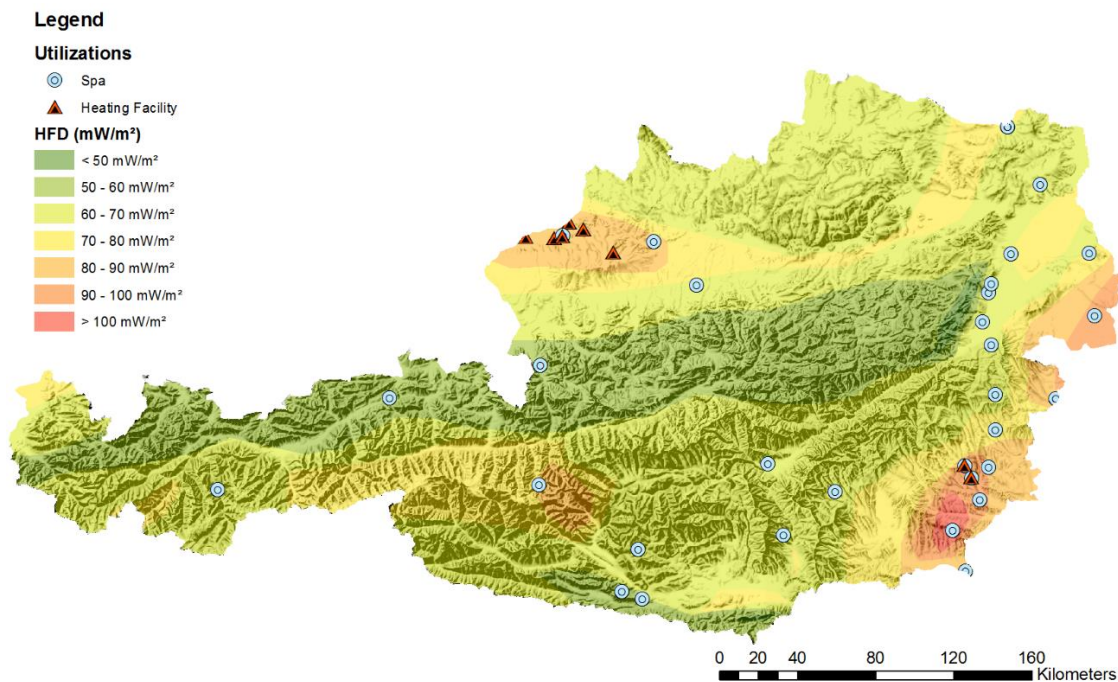


Abbildung 19: Konzeptionelle Wärmestromkarte Österreichs (Götzl, 2007). Gebiete mit hoher Wärmestromdichte bieten gute Voraussetzungen zur Nutzung der Petrogeothermie.

Die Nutzung **petrogeothermischer** Energie kann grundsätzlich überall auf der Erde erfolgen. Gebiete mit folgenden Eigenschaften bieten jedoch besonders günstige Voraussetzungen:

- erhöhte terrestrische Wärmestromdichte, was zu einer verstärkten Temperaturzunahme mit der Tiefe und zu geringeren Erschließungstiefen geothermischer Anwendungen führt
- Gebiete mit geringer sedimentärer Beckenfüllung (Festgesteinsgebiete), wodurch die Anwendung der Petrogeothermie räumlich komplementär zur Anwendung der Hydrogeothermie (vorrangig in Beckengebieten) erfolgen kann
- Gebiete mit geringer seismischer Aktivität um das Risiko induzierter seismischer Aktivität infolge der hydraulischen Stimulation zu senken

Gemäß dieser Kriterien liegen günstige Regionen im Bereich des Burgenlands bzw. südöstlichen Niederösterreichs, der Südoststeiermark, des Mühl- und Waldviertels sowie in zentralalpinen Regionen. Da bislang in Österreich keine Potenzialstudien zur Erhebung von petrogeothermischen Potenzialen durchgeführt wurden, kann an dieser Stelle keine Abschätzung des Verstromungspotentials erfolgen. Es wird aber davon ausgegangen, dass das theoretische petrogeothermische Verstromungspotential

7. Geothermische Verstromungspotentiale

wesentlich größer als jenes der Hydrogeothermie ist. Für die Nutzung der Petrogeothermie sind voraussichtlich die Abnehmersituation an der Oberfläche sowie infrastrukturelle Voraussetzungen zur geothermischen Verstromung entscheidender als geogene Potenziale.

7.3 Zusammenfassung

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass gemäß derzeitigen Kenntnisstand zu geothermischen Vorkommen und dem aktuellen Stand der Technik geothermische Verstromungspotentiale in der Höhe von mindestens 50 MW_{el} bis 100 MW_{el} in Österreich zu erwarten sind. Diese Potenzialangaben ließen sich durch technologische Weiterentwicklungen (z.B. Petrogeothermie) bzw. durch gezielte Exploration des Untergrunds vermutlich noch deutlich steigern.

In einem abschließenden Untersuchungsschritt wurden die österreichischen Landeshauptstädte hinsichtlich einer Standorteignung für die Anwendung der Geothermie qualitativ bewertet.

Tabelle 16: Qualitative Standortbewertung österreichischer Landeshauptstädte für die geothermische Stromgewinnung mittels KWK.

Landeshauptstadt	Potential Hydrogeothermie	Potential Petrogeothermie	Rückkühlung mittels Gewässer
Wien	++	o	Möglich
St. Pölten	o	+	Möglich
Linz	o	+	Möglich
Salzburg	+	o	Möglich
Innsbruck	+	+	Möglich
Bregenz	+	o	Möglich
Eisenstadt	o	++	Begrenzt möglich
Graz	o	+(+)	Möglich
Klagenfurt	o	+	Begrenzt möglich

Legende: ++ Sehr gute Voraussetzungen gegeben
 + Voraussetzungen gegeben
 o Keine Voraussetzungen gegeben oder zu wenig Information verfügbar

Wie in der zuvor angeführten Tabelle 16 angeführt eignen sich vier der neun österreichischen Landeshauptstädte für die Anwendung der Hydrogeothermie, wobei die besten geogenen Voraussetzungen am Standort Wien zu erwarten sind. Die verbleibenden 5 Landeshauptstädte können grundsätzlich für die Anwendung der Petrogeothermie in Betracht gezogen werden, wobei gute bis sehr gute geogene Voraussetzungen in Graz und, allen voran, in Eisenstadt zu erwarten wären. Es sei jedoch abschließend darauf hingewiesen, dass in dieser qualitativen Standortbeurteilung nicht auf abnehmerseitige und infrastrukturelle Voraussetzungen für die geothermische KWK eingegangen wurde.

8. Ergebnisse der Expertenbefragung

Im Sommer 2020 wurden Expertenmeinungen zur zukünftigen strategischen Bedeutung der geothermischen Verstromung in Österreich im Rahmen von Interviews eingeholt. Neben der strategischen Bedeutung wurden auch Vorschläge zu Maßnahmen für eine bessere Einbindung der Geothermie in den Stromsektor erfragt.

An der Expertenbefragung nahmen folgende Personen teil:

- Friedrich Diesenreiter (oekostrom AG)
- Gustav Resch (TU Wien)
- Rusbeh Rezaia (Wien Energie)

8.1 Behandelte Fragenstellungen

Die durchgeführten Interviews umfassten folgende Fragestellungen:

Strategische Bedeutung der Geothermie in der Dekarbonisierung des Stromsektors in Österreich:

- 1) Ist eine vollständige Umstellung des Strommarkts in Österreich auf Erneuerbare bis 2030 möglich?
- 2) Welche Herausforderungen / Probleme sind zu überwinden um die 2040 Ziele zu erreichen?
- 3) Welche Energieträger werden aus Ihrer Sicht entscheidend zur Umstellung auf Erneuerbare sowie zur Reduktion von Energieimporten beitragen?
- 4) Welche Anforderungen werden von Seiten des Strommarkts gestellt? Welche Rolle spielen grundlastfähige Erneuerbare in Gegenüberstellung mit Speichern und flexiblen Energieträgern?
- 5) Kann die Geothermie eine Rolle zum Erreichen der 2040 Ziele besitzen und wenn ja, wie kann Sie dazu beitragen?

Empfohlene Maßnahmen für eine bessere Einbindung der Geothermie:

- 6) Wo liegt derzeit ca. die kritische Schwelle für Gestehungskosten für Stromproduktion (Cent/kWh) und wie wird sich diese Schwelle in den kommenden 20 Jahren verändern? Unter welchen Kriterien wird die Wirtschaftlichkeit von Stromgewinnungsprozessen bewertet (Amortisation, nicht monetäre Bewertungsfaktoren)?
- 7) Unter welchen Rahmenbedingungen wäre es attraktiv geothermischen Strom zu gewinnen? Soll in die geothermische Verstromung investiert werden? Wenn ja, zu welchem Zeitpunkt? Wäre geothermische KWK attraktiv?
- 8) Welche Empfehlungen können an die Politik gegeben werden um Nischentechnologien wie die Geothermie besser in den österreichischen Strommix zu integrieren?

8.2 Ergebnisse der Befragung

Die erhaltenen Expertenmeinungen werden in diesem Kapitel, nach Hauptthemen gegliedert, in anonymisierter und qualitativer Form zusammengefasst.

8.2.1 Strategische Bedeutung der Geothermie im zukünftigen Elektrizitätssektor

Erreichung der Zielsetzungen: Alle befragten Experten sind sehr zuversichtlich, dass die von der österreichischen Bundesregierung bis 2030 gestellten Ziele hinsichtlich der Dekarbonisierung des Elektrizitätssektors aus technischer Sicht gelöst werden können, da Österreich über ein reichhaltiges Angebot

8. Ergebnisse der Expertenbefragung

an erneuerbaren Energieträgern verfügt. Als Beispiel wurde Deutschland angeführt, wo in kurzer Zeit durch das Setzen von Investitionsanreizen ein starker Ausbau der erneuerbaren Energiewandler erzielt werden konnte^o. Es ist zu beachten, dass in den angestrebten 100 % erneuerbarer Energieträger Ausnahmen beinhaltet sind: So sind effiziente Industriebetriebe mit (partialer) Selbstversorgung ausgenommen. Dies führt dazu, dass bei einem Erreichen des 100 %-Ziels, effektiv nur rund 92 % des gesamten Strombedarfs abgedeckt sind.

Erneuerbare Energiequellen im Allgemeinen: Von Seiten der Experten wird der Ausbau der erneuerbaren Energiequellen aus quantitativer Sicht vorrangig auf Photovoltaik (PV) und Windkraft beruhen da hier noch große Potenziale genutzt werden können. Der Ausbau der Wasserkraft ist bereits zu einem großen Anteil erfolgt. Die Nutzung der Biomasse wird voraussichtlich auf der Nutzung von Reststoffpotentialen beschränkt bleiben.

Mögliche Hindernisse für die Erreichung der allgemeinen Zielsetzungen: Während die ausschließliche Transformation elektrischer Energie aus Erneuerbaren keine wesentliche Hürde darstellt, werden folgende zukünftigen Umsetzungsbarrieren gesehen:

- *Netzausbau:* Netze werden nicht schnell genug ausgebaut, sodass neue Anlagen nicht oder nur mit großen Verzögerungen angebunden werden können.
- *Entlastung der Netze durch Anwendung von elektrischen Speichern:* Herstellung ausreichender Speichervolumina in einer ausreichenden geografischen Streuung unter wirtschaftlich vertretbarem Aufwand zur Entlastung der Netze. Abgesehen davon existiert bisher keine marktreife Technologie, die elektrische Energie effizient und vor allem ökonomisch (saisonal) zwischenspeichern kann (Ausnahme Pumpspeicherkraftwerke, teils auch Akkumulatorsysteme).
- *Entlastung der Netze durch zwischenstaatlichen Lastenausgleich:* Errichtung nationaler Barrieren (z.B. Phasenschieber) zur Bevorzugung eigener elektrischer Kapazitäten durch politische Interventionen. Dies wirkt dem wichtigen Faktor der Übertragungsnetze entgegen, welche einen großen Beitrag zur Systemflexibilität liefern können. Somit sind sie eine wichtige Säule der Versorgungssicherheit sowohl aus kurz- als auch langfristiger Sicht.
- *Akzeptanz der Bevölkerung:* Bereits sind viele Erneuerbare mit Akzeptanzproblemen in der Bevölkerung konfrontiert. Neben Eingriffen in das Landschaftsbild werden auch ökologische Nachteile empfunden.
- *Unzureichende Wirkungsgrade in der Erzeugung erneuerbaren Gase inkl. Wasserstoff:* Wirkungsgradketten bei Power-to-Gas und Gas-to-Power Lösungen sind bislang deutlich niedriger im Vergleich zu Pumpspeicherkraftwerken und Batterie Lösungen, was einen deutlichen Ausbau von Wind- und PV Kapazitäten als Konsequenz hätte. Der Vorteil läge hingegen in der Langfristigkeit, also dem Beitrag zur saisonalen Flexibilität. [*Wirkungsgrad Elektrolyse: 59 – 82 %, Wirkungsgrad Methanisierung: 70 – 83 %, Wirkungsgrad Gasturbine: 40 %, Gesamtwirkungsgrad: 16 – 27 %, (dos Santos, 2020) vergleichsweise Wirkungsgrad Pumpspeicherkraftwerk: ~ 80 %; Anmerkung der Verfasser*]
- *Bilanzvorgaben:* Eine hundertprozentige Umstellung auf Erneuerbare ist nur dann erreicht, wenn zu jedem Zeitpunkt der gesamte Strombedarf aus erneuerbaren Energiequellen gedeckt werden kann. De facto wird jedoch nur die energetische Bilanz über einen gewissen Zeitraum (Jahr) betrachtet. Decken sich die Energiemengen von Bedarf und Produktion aus erneuerbaren Energien, wird dies als ausreichend angesehen. [*Dies ist zwar kein direktes Hindernis, ist aber dennoch erwähnenswert; Anmerkung der Verfasser*]

^o Anmerkung der Verfasser: Ausbau von Kapazitäten zwischen 2008 und 2018 von 37,8 GW auf 118,2 GW (UBA (Deutschland), 2020)

Die Rolle des Strommarkts zur Erreichung der Zielsetzungen Auch der Strommarkt wird sich mit großer Wahrscheinlichkeit in Zukunft verändern, sodass versucht wird die Nachfrage weiter zu flexibilisieren. Dies soll mithilfe der Smart Home- und Smart Grid-Technologie erreicht und somit die herkömmliche Grundlast verringert werden. Dies hat zur Folge, dass bedarfsorientierte gegenüber grundlastfähigen Technologien bevorzugt behandelt werden. Jedoch kann die Flexibilisierung der Nachfrage, ebenso wie die von der EU geplanten Energiegemeinschaften auch kritisch hinterfragt werden, falls diese zu einer massiven Benachteiligung der restlichen Stromkunden führt (z.B. hinsichtlich des Kostenbeitrags zur Energiewende). Es ist zudem auch nicht gesichert, dass die Flexibilisierung der Nachfrage (insbesondere bei Haushaltskunden) einen signifikanten, real erzielbaren Beitrag leisten kann.

Zukünftige Marktbedingungen für die Gewinnung elektrischer Energie: Der ungeförderte, zukünftig maximal erzielbare Marktpreis für elektrische Energie wird stark von der Entwicklung der Stromgestehungskosten für Windkraft und PV beeinflusst werden. Die tatsächliche Entwicklung der Marktpreise ist jedoch schwer vorhersagbar, da derzeit die Rahmenbedingungen und mögliche Rebound Effekte (Monopolisierung vs. Regionalisierung, politische Intervention) schwer abschätzbar sind. Um Marktverzerrung vermeiden zu können, wäre ein Handel auf Basis realistischer Kosten notwendig. Wie auch schon zuvor erwähnt, trägt die Politik gerade auf internationaler Ebene einen großen Beitrag auf den Strompreis bei, da sie z.B. durch die Schaffung von grenzüberschreitenden Übertragungsmaxima einen Engpass am Strommarkt schaffen kann. Außerdem spielt der Netzausbau eine wichtige Rolle, da auch physische Engpässe ein schon bestehendes Problem sind und dieses sich in Zukunft verstärken könnte.

Rolle der Geothermie im zukünftigen Strommix Österreichs: Die bislang bekannten Ausbaupotentiale der geothermischen Verstromung sind gegenüber anderen Erneuerbaren in Österreich im Umfang beschränkt. Dennoch können folgende Anwendungssegmente der Geothermie von Bedeutung sein:

- *Grundlastdeckung:* Derzeit erfolgt die Deckung der österreichischen Grundlast vorrangig durch Wasserkraft. Neben der saisonalen Abhängigkeit von Laufkraftwerken können infolge des Klimawandels (längere Trockenperioden) temporäre bis langfristige Kapazitätsverluste auftreten, die mit Hilfe der Geothermie kompensiert werden könnten. Neben möglichen klimatischen Auswirkungen auf die Wasserkraft ist auf europäischer Ebene mittelfristig das Substitutionspotenzial der Geothermie für mittelfristig zu schließende Grundlastanlagen wie Kohle- und Atomkraftwerken zu berücksichtigen. Die gemäß den Ausbauvorschlägen des Vereins Geothermie Österreich angegebenen zusätzlichen Kapazitäten^p können bis 2040 ca. 170.000 Haushalte mit Grundlaststrom versorgen.
- *Saisonale Ausgleichsenergie:* Aufgrund der gleichmäßig zur Verfügung stehenden Kapazitäten kann die Geothermie zukünftig zum Ausgleich volatiler Energieträger zu „Dunkelflaute“ Perioden, vorrangig in der Winterhälfte, sowie in der Nachthälfte beitragen. Eine besondere Bedeutung besitzt in solchen Situationen die Bereitstellung flexibler Kapazitäten bei gleichzeitigem Ausfall volatiler Energiequellen.
- *Regionalität:* Besonders in Gebieten mit hohem Anwendungspotential sollte die Geothermie als vor Ort verfügbare Stromquelle auch genutzt werden. Da sich die Verstromungsnennleistungen geothermischer Anlagen in Österreich im Bereich von 150 kW bis 5 MW bewegen, können geothermische Verstromungsanlagen grundsätzlich auch außerhalb von großen Ballungsräumen genutzt werden. [*Dies spiegelt auch die derzeitige Anwendungssituation in Österreich wieder; Anmerkung der Verfasser*] Dies kann vor allem als Ergänzung zur bestehenden Biomasse-Technologie sein, da geothermische Anlagen de facto keine CO₂-Emissionen verursachen.

^p 0,6 TWh bzw. 60 bis 80 MW, siehe auch Punkt 9.6

8. Ergebnisse der Expertenbefragung

- *Hohes Akzeptanzniveau:* Durch die Verlagerung der Energiequelle in das Erdinnere ist die Nutzung der Geothermie mit äußerst geringen Eingriffen in das Landschaftsbild und Ökosystemen verbunden. Die Anwendung der Geothermie könnte vor Allem in jenen Regionen erfolgen, in denen die Akzeptanz der Bevölkerung gegenüber anderen Erneuerbaren sehr gering ist.
- *Einsatz der Geothermie in KWK Anlagen:* Die Kombination der Gewinnung elektrischer und thermischer Energie kann neben der Steigerung der Wirtschaftlichkeit auch einen Beitrag zur „Flexibilisierung“ der geothermischen Stromgewinnung durch eine bedarfsorientierte KWK liefern. In diesem Zusammenhang besitzt die Geothermie neben einer Wärmequelle auch eine Bedeutung als unterirdischer, großvolumiger Speicher für Wärmeüberschüsse infolge der bedarfsorientierten KWK.
- *Versorgungssicherheit:* Mit der Nutzung der Geothermie sind nur sehr geringe Ausfallszeiten verbunden. Zudem besteht keine Abhängigkeit in der Beschaffung von Energieträgern.
- Der ausschließlichen Verstromung ohne Wärmenutzung wird hingegen kein relevantes Potential beigemessen, da die binäre Verstromung unter energetischen Gesichtspunkten sehr ineffizient ist und geothermische Wärmeversorgung in Österreich eine hohe strategische Relevanz besitzt. Aus diesem Grund sollte die geothermische Stromgewinnung als Nebenprodukt der Wärmeversorgung angesehen werden.

8.2.2 Maßnahmen für eine bessere Einbindung der Geothermie in den Stromsektor

Finanzielle Maßnahmen: Förderungen und Maßnahmen zur Senkung des Investitionsrisikos [z.B. *Ausfallhaftungen für Investments in der Erschließung geothermischer Reservoirs*] werden als wichtige Investitionsanreize angesehen; *Anmerkung der Verfasser*] Aufgrund der begrenzten Potenziale wären die finanziellen Auswirkungen auf den Staatshaushalt überschaubar. Als finanzielle Maßnahmen für den Ausbau der Geothermie werden folgende Maßnahmen vorgeschlagen:

- *Einspeiseprämien*, wobei das zu erwartende Produktionsvolumen vermutlich zu gering ist, sodass ein ausreichend großer Wettbewerb erwartet werden kann. Einspeiseprämien bieten im Vergleich zu Investitionsförderungen zudem den Vorteil Betriebskosten noch nicht vollständig ausgereifter Technologien abzufedern⁹. Gegen eine Umsetzung von Einspeiseprämien spricht der erhöhte administrative Aufwand gegenüber einem geringen Effekt auf den erneuerbaren Stromsektor.
- *Investitionsförderung* zur Errichtung von Demonstrationsanlagen [im Leistungsbereich deutlich über 1 MW; *Anmerkung der Verfasser*] um die Sichtbarkeit der Technologie zu erhöhen und technologische und ökonomische Lerneffekte zu ermöglichen, wobei hierbei die Verbindung mit der KWK essentiell wäre. Derartige Demonstrationsanlagen könnten mittels Ausschreibungen für geothermische Verstromungskapazitäten erfolgen [*dies ist derzeit im Entwurf des EAG nicht enthalten; Anmerkung der Verfasser*].

Regulatorische Maßnahmen: Neben der Schaffung von Ausbauplänen (Roadmaps) bieten sich auch Energiegemeinschaften als Betreiber geothermischer Stromgewinnungsanlagen an, da dies dem regionalen Charakter geothermischer Nutzungen entspricht. Zudem bietet sich die Betonung regionaler Versorgungskonzepte als Alternative für einen verstärkten Netzausbau an.

Forschungsmaßnahmen: Neben der Optimierung großer geothermischer KWK Anlagen im Rahmen von Pilotprojekten (siehe oben) besteht Forschungsbedarf an den Konzepten und technischen Lösungen für

⁹ *Anmerkung der Verfasser:* Die untersuchte Pilotanlage Altheim weist sehr stabile und geringe Betriebskosten auf. Die geothermische Verstromung mittels binärer Prozesse besitzt auf europäischer Ebene bereits eine hohe technologische Reife.

8. Ergebnisse der Expertenbefragung

eine verbesserte Flexibilität in der Bereitstellung geothermischen KWK Stroms bei gleichzeitig hoher Verstromungseffizienz und einer gesicherten Wärmeversorgung.

(Diesenreiter, 2020; Resch, 2020; Rezania, 2020)

9. Der Weg zur erfolgreichen Anwendung der geothermischen Verstromung

Die hier betrachteten Parameter lassen je nach technischer oder wirtschaftlicher Betrachtung unterschiedliche Schlüsse zu, welche in den Punkten 9.1 und 9.2 näher behandelt werden sollen. In weiterer Folge sollen unter Punkt 9.3 die derzeitigen Barrieren zusammengefasst und reflektiert werden, woraufhin in Punkt 9.4 Empfehlungen für zusätzliche Anreize dargestellt werden. Abschließend soll die potentielle, zukünftige Rolle der geothermischen Verstromung – auf Basis der vorherigen Punkte – präsentiert werden.

9.1 Fazit aus technischer Sicht

Aus rein technischer Sicht ist eindeutig die Implementierung geothermischer Binärkraftwerken möglich. Insbesondere der ORC bietet sich für die in Österreich vorherrschenden geothermischen Gegebenheiten an. In weiterer Folge lassen sich jedoch nur schwer eindeutige Parameter für ein Erfolgskonzept darbieten, da diese spezifisch auf die jeweilige Situation anzupassen sind. Dies ist sowohl für die Betriebsweise (Wärmeauskopplung) als auch für die Kühlmethode zutreffend. Das Anlagenschema hingegen ist relativ eindeutig festlegbar, wobei hier auch wieder auf die situationspezifische Auswahl des Arbeitsmittels achtgegeben werden muss.

Anlagenschema Hierbei soll auf ein dem Stand der Technik entsprechendes ORC-System mit entsprechender Vorwärmung und Rekuperator gesetzt werden. Um eine möglichst große Energieausbeute zu erzielen, sollte daher der zweistufige ORC bevorzugt werden, jedoch ist hierbei auch der dadurch entstehende Mehraufwand abzuschätzen. Zu dem zu verwendeten Arbeitsmittel können an dieser Stelle keine Empfehlungen abgegeben werden, da dieses stark von der jeweiligen Reservoirtemperatur abhängt. Details dazu unter Punkt 2.2.3, Organic-Rankine-Kreislauf (ORC).

Betriebsweise Bezüglich der Betriebsweise kann gesagt werden, dass eine parallele Wärmeauskopplung eine höhere Flexibilität als die serielle bietet, da bei Letzterer immer ein Abnehmer für Strom und Wärme gleichzeitig vorhanden sein muss. Jedoch wird bei Ersterer das Thermalwasser weniger ausgenutzt (Details unter Punkt 2.2.3, *Konventionelle Wärmeauskopplung in geothermischen Kraftwerken*). Ein speziell aus thermodynamischer Sicht interessanter Ansatz ist jener, einen möglichst verlustarmen Betrieb zu erreichen. Hierbei wird auf eine verkürzte Dampfturbine gesetzt um höhere Austrittstemperaturen zu erreichen und somit direkt ins Fernwärmenetz kühlen zu können. Das dadurch höher temperierte Thermalwasser wird wieder in das Reservoir injiziert und trägt somit zur nachhaltigeren Nutzung dessen bei (Details unter 2.2.3, *Unkonventionelle Wärmeauskopplung in geothermischen Kraftwerken*).

Kühlung Aus Sicht der Kühlung (falls benötigt) ist definitiv auf eine Wasserkühlung zu setzen, da hier ein enormes Kühlvermögen gegeben ist (hohe spezifische Wärmekapazität von Wasser) und auch die Errichtung eine einfache ist. Dies ist jedoch stark vom Standort abhängig, somit kann diese Methode nicht als Universallösung betrachtet werden.

9.2 Fazit aus wirtschaftlicher Sicht

Auf Basis der durchgeführten Wirtschaftlichkeitsanalysen unter Kapitel 5 ist ersichtlich, dass eine ökonomische Betreibung von geothermischen Verstromungsanlagen in Österreich ohne Tarif- und/oder Investitionsförderungen nicht möglich ist. Dies trifft vor allem auf Anlagen zu, welche rein zur Verstromung dienen sollen und dabei keinerlei Wärmebereitstellung anstreben. Dies liegt daran, dass speziell

die Komponenten für die Stromgenerierung hohe Kosten verursachen; dies ist auch der höheren Komplexität dieses Prozesses – im Vergleich zu reiner Wärmebereitstellung – zuzuschreiben. Daher ist es wichtig neben den Einspeiseförderungen für Strom aus Geothermie auch Investitionsförderungen der EU⁴, Staat⁵ und Land wahrzunehmen um eine möglichst baldige Amortisation zu erreichen. Da eine reine Verstromung trotz alledem zumeist nicht wirtschaftlich ist, sollte zusätzlich auch auf Wärmebereitstellung gesetzt werden und dahingehend auch die bestehenden spezifischen Förderungen in Anspruch genommen werden.

9.3 Gegenwärtige Barrieren

Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen Zusammenfassend kann gesagt werden, dass das größte Problem darin besteht eine Amortisation von geothermischen Verstromungsanlagen zu erzielen. Dies ist zu einem großen Teil auf den geringen geförderten Einspeisetarif von 7,22 ct/kWh bei Stromgestehungskosten von über 20 ct/kWh zurückzuführen. Außerdem sind hohe Investitionskosten notwendig um eine solche Anlage errichten zu können, da Tiefenbohrungen und das ORC-System selbst verhältnismäßig teuer sind. Hinzu kommt, dass der ORC relativ ineffizient verstromt (unter 10 % Wirkungsgrad der Gesamtanlage), was zu geringen Stromausbeuten führt.

Energiepolitische Rahmenbedingungen Unter Berücksichtigung der in Punkt 6.2 angeführten Strategien findet derzeit bei der Stromgewinnung eine Verengung des österreichischen Erneuerbaren Portfolios auf Photovoltaik, Windenergie, Biomasse und erneuerbare Gase, insbesondere Wasserstoff statt. Im Gegensatz zum Ökostromgesetz werden im derzeitigen Entwurf des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz keine konkreten Maßnahmen zur Förderung von geothermischen Strom angeführt. Durch den Wegfall von investitions- und produktionsspezifischen Förderinstrumenten können die zuvor angeführten Investitionshemmnisse nicht überwunden werden, zumal die bereits zuvor im Ökostromgesetz beschlossenen Maßnahmen keine Investitionsanreize bewirkt haben. Es sei an dieser Stelle nochmals betont, dass die Errichtung der bislang in Österreich existierenden geothermischen Verstromungsanlagen zu einem erheblichen Anteil auf europäischen Förderungen zurückzuführen ist.

Informatorische Barrieren Dem Thema geothermische Verstromung wurde im vergangenen Jahrzehnt nur wenig Aufmerksamkeit gewidmet, zumal auch kein Geschäftsmodell damit verbunden worden ist. Für eine Neuausrichtung der geothermischen Verstromung im Rahmen des von der österreichischen Bundesregierung angestrebten Ausbaus der Geothermie in der Fernwärme werden räumlich disaggregierte Potenzialangaben benötigt, die derzeit noch nicht im ausreichenden Maß verfügbar sind. Dies betrifft sowohl den beschränkten Zugang zu bereits vorhandenen Explorationsdaten der Kohlenwasserstoff-Industrie sowie fehlende Anreize für Explorationstätigkeiten außerhalb der von der Kohlenwasserstoff-Industrie untersuchten Höffigkeitsgebiete. Darüber ist auch die Geothermie mit Vorurteilen hinsichtlich von Seiten wichtiger Akteure aus Verwaltung und Wirtschaft hinsichtlich der in Österreich vorhandenen Möglichkeiten und des technischen Entwicklungsgrads der geothermischen Stromproduktion konfrontiert.

⁴EU Beispiel:

https://europa.eu/youreurope/business/finance-funding/getting-funding/eu-funding-programmes/index_de.htm

⁵ KPC Beispiel:

<https://www.umweltfoerderung.at/betriebe/nahwaermeversorgung-auf-basis-erneuerbarer-energietae-ger/navigator/strom/optimierung-von-nahwaermeanlagen-2.html>

9.4 Mögliche Rolle der Geothermie im zukünftigen Stromsektor

Aufgrund der derzeit bekannten und technisch erschließbaren Potenziale ist der strategische Schwerpunkt der Geothermie in der Wärmebereitstellung zu sehen (vgl. hierzu Diagramm 25). Unter diesem Blickwinkel besitzt vor Allem die geothermische KWK eine strategische Rolle in der Dekarbonisierung des Elektrizitätssektors.

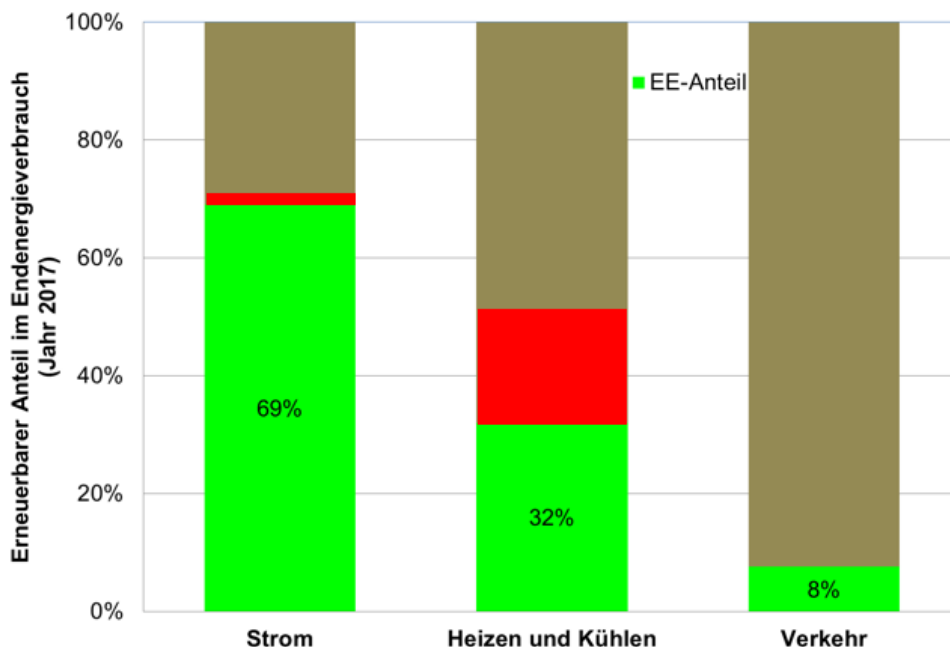


Diagramm 25: Anteil der Geothermie (rote Balken) in der Substitution fossiler Energieträger (braun) in den verschiedenen Energiesektoren (Rezania, et al., 2019, überarbeitet)

Hinsichtlich der Einbindung der Geothermie in den zukünftigen Strom-Mix Österreichs gilt es vor allem folgende Aspekte zu berücksichtigen:

- Bereitstellung von elektrischer Grundlast ohne saisonaler Abhängigkeit; Kompensation von eventuell auftretenden Kapazitätsverlusten der Wasserkraft infolge des Klimawandels
- Nutzung vor Ort verfügbarer regionaler Potenziale
- Versorgung des elektrischen Eigenbedarfs von Wärmenetzen
- Einbindung in virtuelle Kraftwerke in der regionalen Elektrizitätsversorgung

Aus Sicht der Autoren sollten unerwünschte Gegeneffekte in Form von ausschließlich stromorientierten Geothermie-Kraftwerken aufgrund des geringen effektiven, elektrischen Wirkungsgrads vermieden werden und wertvolle geothermische Abwärme im Wärmesektor benötigt wird. Durch die Kombination mit Speichern, insbesondere unterirdischen Großspeichern ließe sich einerseits die Effizienz geothermischer KWK-Anlagen deutlich steigern und zudem die Möglichkeit einer flexiblen Strombereitstellung durch Lastverschiebung zwischen der Wärme- und Stromauskoppelung bewerkstelligen.

Bezieht man in diese Betrachtung nun die Erkenntnisse aus Kapitel 5 ein, wird ersichtlich, dass ein hoher Einspeisetarif wie in Deutschland aber genau zu rein stromorientierten Anlagen führen kann, da dadurch die Wirtschaftlichkeit stark gesteigert wird. Im Gegensatz dazu können geringe Einspeisetarife dafür sorgen, dass Anlagen gänzlich unwirtschaftlich sind, wenn Strom generiert werden soll. Je nach Rahmenbedingungen wird sich eine mehr oder weniger starke Ausprägung der Stromgenerierung ein-

stellen. Werden entsprechende Investitionsförderungen ermöglicht, so können sich je nach Voraussetzung jegliche Art von Geothermiekraftwerk (Verstromung, Wärmebereitstellung, KWK) etablieren, wobei wie bereits erwähnt die KWK-Version bevorzugt behandelt werden sollte.

Umso geringer der Einspeisetarif ausfällt, desto unattraktiver wird daher auch die Verstromung. Jedoch kann trotzdem eine Verstromung gefördert werden, indem eine Bestärkung der Deckung des Eigenbedarfs mittels ORC erfolgt. Dies würde zwar nicht direkt der österreichischen Strombilanz zugutekommen, jedoch kann durch die durchgehende Strombereitstellung der Eigenbedarf de facto dauerhaft abgedeckt werden, sodass nur eine minimale Zusatzbelastung für das lokale Stromnetz eintritt. Dieses Konzept der Eigenbedarfsdeckung kann auch auf das versorgte Wärmenetz ausgeweitet werden, sodass auch hier die operativen Kosten und Belastungen gesenkt werden können (siehe Kraftwerk Altheim).

Wird der Einspeisetarif aber höher dotiert (ähnlich dem deutschen Modell) und somit die Verstromung fokussiert betrieben, so kann von einem regionalen Grundlastdecker profitiert werden, da die Energiequelle tages- und jahresunabhängig zur Verfügung steht. Auch die Einbindung in ein virtuelles Kraftwerk ist dann denkbar.

9.5 Erfolgskriterien für den Ausbau der geothermischen Verstromung

Aus Sicht der Studienautoren sind folgende technologischen und planerischen Erfolgskriterien hinsichtlich des Ausbaus der geothermischen Verstromung zu nennen:

- Vorrangig Wärme geführte Kraft-Wärme-Koppelung ab Netzgrößen von 1,5 MW_{th}[†]
- Gemäß den geothermischen Voraussetzungen in Österreich ist mit einer maximalen Verstromungsleistung von Einzelanlagen bis zu 5 MW_{el} zu rechnen
- Vermeidung überdimensionierter Turbinen um eine möglichst große Auslastung der Verstromungsanlage bei gewährleisteter Deckung des Wärmenetzbedarfs zu sichern
- Effiziente Rückkühlung mittels Oberflächengewässer oder Kühltürmen (bei großanlagen)
- Parallele Schaltung der Strom-/Wärmeauskoppelung in Kombination mit der Nutzung von großvolumigen Speichern zur Erhöhung der Systemflexibilität und –Effizienz

9.6 Zielindikator und Ausbaupfad bis 2040

Bei der Setzung von Anreizmaßnahmen und der Ableitung von Ausbaupfaden der geothermischen Verstromung ist zu berücksichtigen, dass die Entwicklung geothermischer Projekte derzeit 3 bis 8 Jahre in Anspruch nimmt. Der überwiegende Anteil dieses Zeitraums wird für die Planung, Erkundung und Errichtung der unterirdischen Wärmegegewinnungsanlagen (Tiefbohrungen) benötigt. Jetzt gesetzte Fördermaßnahmen und Investitionsanreize führen zu Anlagen, die unter Umständen erst in 3 bis 8 Jahren in Betrieb gehen können.

Aus diesem Grund sieht der nachfolgend vorgeschlagene Ausbaupfad der geothermischen Verstromung eine Anlaufphase (Vorbereitung neuer Projekte) sowie eine Umsetzungsphase ab Errichtung der ersten Anlagen vor.

Anlaufphase Durch das Setzen geeigneter Anreize zeichnet dieser als Maximalszenario zu verstehende Ausbaupfad die Aufrüstung bestehender geothermischer Wärmenetze zu KWK-Anlagen ab ei-

[†] Bezogen auf binäre Verstromungsmodulare mit einer elektrischen Leistung ab 150 kW

9. Der Weg zur erfolgreichen Anwendung der geothermischen Verstromung

ner kritischen Thermalwassertemperatur von 85 °C. Von den derzeit 8 in Betrieb befindlichen ausschließlichen geothermischen Heizanlagen und Nahwärmenetzen ließen sich vier zu KWK-Anlagen erweitern. Unter Annahme eines effektiven Verstromungsgrades von 5 % ließe sich eine elektrische Leistung von 2,4 MW auskoppeln. Es sei in dieser Stelle jedoch darauf hingewiesen, dass diese Hochrechnung nicht die Auswirkungen einer elektrischen Auskoppelung auf den Betrieb der bereits bestehenden Wärmenetze berücksichtigt.

Umsetzungsphase bis 2030 (Wirkungszeitraum NEKP) In einer zweiten Phase ab dem Zeitraum 2024 bis 2026 umfasst der Ausbau der geothermischen Verstromung ausschließlich neu errichtete KWK Anlagen mit elektrischen Leistungen zwischen 2 MW_{el} und 4 MW_{el}. Bis 2030 sieht der Ausbaupfad drei bis sechs geothermische KWK-Anlagen mit einer installierten Gesamtleistung von 10 bis 15 MW_{el} und einer jährlichen Stromproduktion in der Höhe von maximal 100 GWh vor. Bis 2030 soll zudem eine erste petrogeothermische KWK Demonstrationsanlage errichtet werden.

Umsetzungsphase 2030 bis 2040 (Ausbauphase2) In einer zweiten Ausbauwelle, die auf den zusätzlichen Elektrizitätsbedarf ab 2030 in Österreich fokussiert, werden 12 bis 20 weitere geothermische KWK-Anlagen errichtet, die weiterhin mehrheitlich, jedoch nicht ausschließlich auf hydrogeothermische Anwendungen beruhen. Bis 2040 sieht der Ausbaupfad installierte kumulierte elektrische Leistungen in der Höhe von 60 bis 80 MW_{el} bei einer jährlichen Stromproduktion von max. 600 GWh vor.

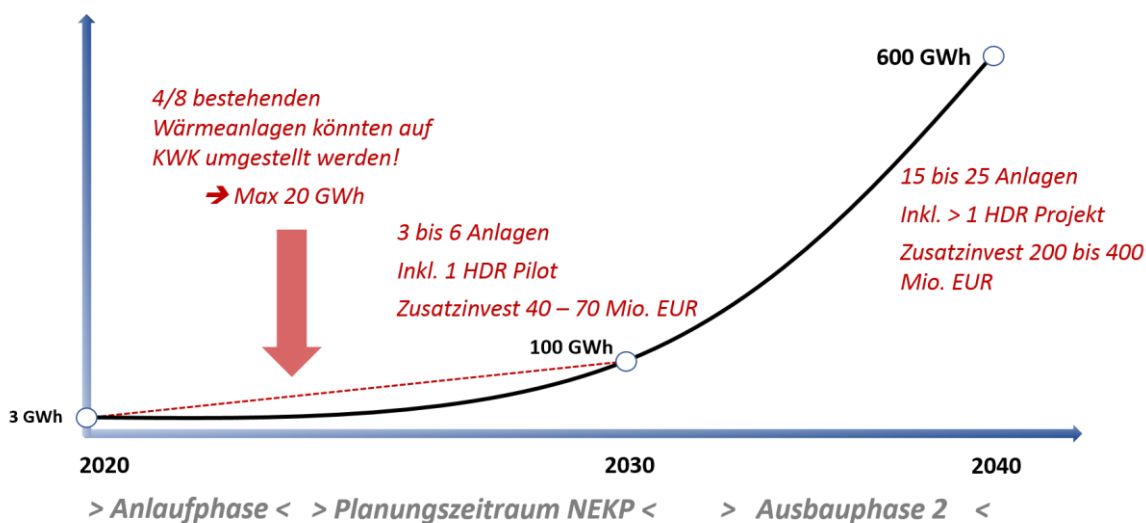


Diagramm 26: Visualisierung des Ausbaupfades der geothermischen Verstromung in Österreich auf Grundlage der vorliegenden Studie.

Investitionsrahmen der geothermischen KWK Die Erweiterung von Wärmenetzen zu KWK-Anwendungen würde folgende Investitionen gemäß derzeitigen Rahmenbedingungen mit sich führen:

- Bis 2030: 40 bis 70 Mio. €
- Bis 2040: 200 bis 400 Mio. €

9.7 Anreize für den Ausbau der geothermischen Verstromung in Österreich schaffen

Um die Anwendung der geothermischen Verstromung in Österreich zukünftig attraktiv zu gestalten, sind aus Sicht der Studienautoren folgende gezielte Anreize zur Förderung von KWK Anlagen von Bedeutung:

a) Einführung eines KWK – Bonus zusätzlich zur Förderung der geothermischen Anlage für die Wärmegewinnung

Die in Österreich bereits bestehenden Umweltförderungen decken im Regelfall nur notwendige Investitionen in die grundlegende geothermische Infrastruktur ab – zu dieser zählen etwa Tiefbohrungen zur Gewinnung von der Erdwärme. Durch gezielte komplementäre Investitionszuschüsse in Form eines „Geothermie KWK-Bonus“ können wichtige Investitionsanreize für eine energetische Aufwertung bereits bestehender oder zukünftig geplanter geothermische Wärmeanlagen liefern. Das gemäß unten angeführten Ausbaupfad der geothermischen Verstromung in Österreich zu erwartende Investitionsvolumen für eine geothermische KWK beträgt ca. 60 Mio. € bis 2030 und ca. 400 Mio. € bis 2040.

b) Stromeinspeisevergütung

Anpassung der Einspeisevergütung an das deutsche Fördermodell (25,2 ct/kWh) würden – wie unter Kapitel 5 gezeigt – zu einer deutlichen Reduktion des Amortisationszeitraums führen. Ein anderer Ansatz liegt darin, spezifische Investitionsförderungen bezüglich geothermischer Verstromungsanlagen zu vergeben mit dem Argument, dass es sich hierbei um eine erneuerbare und vor allem CO₂-freie Stromgenerierungstechnologie handelt. Vor allem soll hierbei bedacht werden, dass eine bilaterale Auskopplung von Strom und Wärme sehr wünschenswert ist, da somit der Gesamtwirkungsgrad der Anlage enorm steigt und eine effiziente Energienutzung gewährleistet ist. Somit ist eine Förderung für geothermischer Anlagen mit KWK besonders ins Auge zu fassen.

Außerdem kann sich diese Betriebsweise auch wirtschaftlich betreiben lassen, wenn der zuzukaufende Strom höher dotiert ist als der Einspeisetarif.

Des Weiteren können gezielte Ausschreibungen dem Förderer dabei helfen, dass ein kontrollierter Ausbau entsteht. So kann in erster Linie darauf geachtet werden, dass entsprechende Anlagen zu Demonstrations- und Forschungszwecken errichtet werden, sodass ein fortschreitender Lerneffekt diese Technologie verbessert. In weiterer Folge kann dann eine punktuelle Implementierung von regulären Anlagen erfolgen was dazu führt, dass auch die entstehenden Kosten für den Förderer kontrollierbar sind.

c) Begleitende Forschungsinitiativen

Zielgerichtete Forschungsinitiativen tragen neben Investitionsanreizen wesentlich zur Beschleunigung des Geothermie Ausbaus in Österreich bei und sollten folgende Aspekte berücksichtigen:

– Identifizierung geothermischer KWK Hot Spot Regionen

Basierend auf vorliegenden Erkundungsdaten wird empfohlen Hot Spot Regionen für konventionelle geothermische KWK Anwendungen in räumlich- ökonomischen Analysen zu identifizieren. Zu diesem Zweck werden hydrogeothermische Potenziale (bekannte Thermalwasservorkommen) mit bestehenden Wärmenetzen und Gebieten mit verdichtetem Wärmebedarf (potenzielle zukünftige Wärmenetze) in räumlichen Analysen gegenübergestellt. Geothermische KWK kann gemäß gegenwärtigen Stand der Technik ab Wärmenetzgrößen von 1,5 MW angewendet werden.

– Verbesserung der Ressourcenbewertung für die konventionelle Nutzung der Geothermie (Hydrogeothermie)

Die Bewertung natürlicher Thermalwasservorkommen für energetische Anwendungen basiert vorrangig auf Explorationsdaten der Kohlenwasserstoffindustrie, die unterschiedliche Erkundungsziele hatten. Verbesserte und (auf europäischem Niveau) vereinheitlichte Ressourcen Bewertungsmethoden liefern wesentliche Grundlagen für die Bewertung wirtschaftlicher Erfolgsrisiken, die wiederum für staatliche oder private Risikominderungsmaßnahmen (Stichwort: Risikoversicherungen) herangezogen werden können. Abseits der bereits bekannten Ressourcen wird empfohlen in

KWK Hot Spot gezielte geothermische Erkundungskampagnen (geologische Studien sowie geophysikalische Erkundungskampagnen) durchzuführen.

– Hot Dry Rock Forschungsinitiative – Errichtung einer Demonstrationsanlage bis 2030

In Österreich fanden bislang keine Forschungsvorhaben zur Identifizierung und Realisierung unkonventioneller geothermischer Anwendungen statt. Unkonventionelle geothermische Anwendungen können in jenen Gebieten zum Einsatz kommen, in denen keine nutzbaren Thermalwasservorkommen zu erwarten sind. Zu diesen zählen die Landeshauptstädte Linz, Graz, Klagenfurt, St. Pölten und Eisenstadt.

Eine zielgerichtete Hot Dry Rock-Forschungsinitiative mit Ziel in der Errichtung einer KWK-Demonstrationsanlage bis 2030 könnte aus folgenden Modulen bestehen:

- I. *Räumliche Analyse zur Erkundung von Hot Dry Rock Hot Spot Regionen (Dauer: ca. 1 Jahr, Kostenpunkt <0,5 Mio. €)*
- II. *Einrichtung eines in-situ Forschungslabors für die hydraulische Stimulation von Festgesteinen (z.B. Erweiterung Zentrum am Berg in Eisenerz) zur Verbesserung der Stimulationstechnik (Dauer: 2 Jahre, Kosten ca. 1 bis 5 Mio. €)*
- III. *Planung und Errichtung einer Hot Dry Rock KWK Demonstrationsanlage (Dauer 3 bis 7 Jahre, Kosten > 50 Mio. €).*

Anhang

Ergebnisse NPV-Methode

Tabelle 17: Liste der Kapitalwerte und dazugehörigen Komponenten des Kraftwerks Landau

Jahr a	Ausgaben ^u €	Einnahmen ^v €	Zeitwert ^w €	Kapitalwert ^x €
0	21.000.000	0	-21.000.000	-21.000.000
1	599.943	1.642.174	1.021.795	-19.978.205
2	599.943	1.642.174	1.001.759	-18.976.446
3	599.943	1.642.174	982.117	-17.994.329
4	599.943	1.642.174	962.860	-17.031.469
5	599.943	1.642.174	943.980	-16.087.489
6	599.943	1.642.174	925.471	-15.162.018
7	599.943	1.642.174	907.324	-14.254.694
8	599.943	1.642.174	889.534	-13.365.161
9	599.943	1.642.174	872.092	-12.493.069
10	599.943	1.642.174	854.992	-11.638.077
11	599.943	1.642.174	838.227	-10.799.849
12	599.943	1.642.174	821.792	-9.978.058
13	599.943	1.642.174	805.678	-9.172.380
14	418.668	735.798	240.345	-8.932.035
15	418.668	735.798	235.632	-8.696.403
16	418.668	735.798	231.012	-8.465.391
17	418.668	735.798	226.482	-8.238.908
18	418.668	735.798	222.041	-8.016.867
19	418.668	735.798	217.688	-7.799.179
20	418.668	735.798	213.419	-7.585.760
21	418.668	735.798	209.235	-7.376.525
22	418.668	735.798	205.132	-7.171.393
23	418.668	735.798	201.110	-6.970.283
24	418.668	735.798	197.166	-6.773.117
25	418.668	735.798	193.300	-6.579.816
26	418.668	735.798	189.510	-6.390.306
27	418.668	735.798	185.794	-6.204.512
28	418.668	735.798	182.151	-6.022.360
29	418.668	735.798	178.580	-5.843.781
30	418.668	735.798	175.078	-5.668.702
31	418.668	735.798	171.645	-5.497.057
32	418.668	735.798	168.280	-5.328.777
33	418.668	735.798	164.980	-5.163.797
34	418.668	735.798	161.745	-5.002.052
35	418.668	735.798	158.574	-4.843.478
36	418.668	735.798	155.464	-4.688.014

^u Berechnet nach Formel (8), Jahr 0 ausgenommen^v Berechnet nach Formel (5), Jahr 0 ausgenommen^w Berechnet nach Formel (9)^x Berechnet nach Formel (10)

Anhang

Jahr a	Ausgaben^u €	Einnahmen^v €	Zeitwert^w €	Kapitalwert^x €
37	418.668	735.798	152.416	-4.535.598
38	418.668	735.798	149.428	-4.386.170
39	418.668	735.798	146.498	-4.239.673
40	418.668	735.798	143.625	-4.096.048

Formeln

Hinweis zur Notation: Alle verwendeten Größen bestehen aus einer Kombination einer Maßzahl und Einheit; Beispielhaft setzt sich die elektrische Spannung U wie folgt zusammen

$$U = \{U\}[U]$$

wobei $\{U\}$ die Maßzahl und $[U]$ die Einheit beschreibt.

Spezifische Investitionskosten

$$c_{spez\ el} = \frac{k_{inv}}{P_{net} + P_{eb\ FP} + P_{eb\ HKW}} \quad (1)$$

$$c_{spez\ th} = \frac{k_{inv}}{P_{th}} \quad (2)$$

$$c_{spez\ ges} = \frac{k_{inv}}{P_{net} + P_{eb\ FP} + P_{eb\ HKW} + P_{th}} \quad (3)$$

$c_{spez\ el}$... spezifische elektrische Kosten

$$[c_{spez\ el}] = \frac{\text{€}}{kW}$$

$c_{spez\ th}$... spezifische thermische Kosten

$$[c_{spez\ th}] = \frac{\text{€}}{kW}$$

$c_{spez\ ges}$... spezifische Kosten auf Basis der gesamten Leistung

$$[c_{spez\ ges}] = \frac{\text{€}}{kW}$$

k_{inv} ... Investitionskosten

$$[k_{inv}] = \text{€}$$

P_{net} ... elektrische Netto-Leistung des Kraftwerks

$$[P_{net}] = kW$$

$P_{eb\ FP}$... Leistung der Förderpumpe

$$[P_{eb\ FP}] = kW$$

$P_{eb\ HKW}$... Leistung des Heizkraftwerks

$$[P_{eb\ HKW}] = kW$$

P_{th} ... thermische Leistung des Heizkraftwerks

$$[P_{th}] = kW$$

Volllaststunden

$$t_{vls} = \frac{P_{avg} \cdot 8760 \frac{h}{a}}{P_n} \quad (4)$$

t_{vls} ... Volllaststunden

$$[t_{vls}] = \frac{h}{a}$$

P_{avg} ... jährliche Durchschnittsleistung

$$[P_{avg}] = MW$$

P_n ... Nennleistung der betrachteten Anlage

$$[P_n] = MW$$

Kapitalwertmethode

$$E_t = P_{net} \cdot t_{vls\ el} \cdot e_{el\ t} + P_{th} \cdot t_{vls\ th} \cdot e_{th} + \mathbf{H}(\{e_{el\ t}\} - \{c_e\}) \cdot (P_n - P_{net}) \cdot t_{vls\ el} \cdot (e_{el\ t} - c_e) \quad (5)$$

$$e_{el t} = \begin{cases} e_{el f} & | t \leq t_{lz} \\ e_{el nf} & | t > t_{lz} \end{cases} \quad (6)$$

$$\mathbf{H}(\{e_{el t}\} - \{c_e\}) = \begin{cases} 0 & | e_{el t} < c_e \\ 1 & | e_{el t} \geq c_e \end{cases} \quad (7)$$

$$A_t = (P_n \cdot t_{vls el} + P_{th} \cdot t_{vls th}) \cdot c_{om} \cdot r + E_t \cdot \frac{p_{tax}}{100 \%} \quad (8)$$

$$D_t = (E_t - A_t) \cdot \left(1 + \frac{i}{100 \%}\right)^{-t} \quad (9)$$

$$NPV_t = \sum_0^t D_t \quad (10)$$

E_t ... Einnahmen im Jahr t	$[E_t] = \text{€}$
A_t ... Ausgaben im Jahr t	$[A_t] = \text{€}$
D_t ... diskontierter Zeitwert im Jahr t	$[D_t] = \text{€}$
NPV_t ... Kapitalwert im Jahr t	$[NPV_t] = \text{€}$
P_n ... elektrische Nennleistung/Bruttoleistung des Kraftwerks	$[P_n] = kW$
P_{net} ... elektrische Netto-Leistung des Kraftwerks	$[P_{net}] = kW$
P_{th} ... thermische Leistung des Heizkraftwerks	$[P_n] = kW$
$e_{el t}$... Einspeisetarif im Jahr t	$[e_{el t}] = \frac{\text{€}}{kWh}$
$e_{el f}$... geförderter Einspeisetarif für Strom	$[e_{el f}] = \frac{\text{€}}{kWh}$
$e_{el nf}$... nicht geförderter Einspeisetarif für Strom	$[e_{el nf}] = \frac{\text{€}}{kWh}$
e_{th} ... Einspeisetarif für Wärme	$[e_{th}] = \frac{\text{€}}{kWh}$
$t_{vls el}$... elektrische Volllaststunden	$[t_{vls el}] = h$
$t_{vls th}$... thermische Volllaststunden	$[t_{vls th}] = h$
t ... betrachtete Jahr	$[t] = a$
t_{lz} ... Laufzeit der Förderung	$[t] = a$
c_e ... Stromkosten	$[c_e] = \frac{\$}{kWh}$
c_{om} ... Betriebs- und Wartungskosten	$[c_{om}] = \frac{\$}{kWh}$
r ... Währungswechselkurs	$[r] = \frac{\text{€}}{\$}$
i ... Zinssatz	$[i] = \%$
p_{tax} ... Steuern	$[p_{tax}] = \%$
$\mathbf{H}(x)$... Heavisidefunktion	$[\mathbf{H}(x)] = 1; [x] = 1$

Wärmepumpenberechnung

$$P_{kw} = \dot{Q}_{tw} \cdot \eta_{kw} \quad (11)$$

$$\dot{Q}_{kw\ res} = \dot{Q}_{tw} \cdot (1 - \eta_{kw}) \quad (12)$$

$$\varepsilon_{wp} = \frac{\dot{Q}_{wp} + P_{wp}}{P_{wp}} \leftrightarrow P_{wp} = \frac{\dot{Q}_{wp}}{\varepsilon_{wp} - 1} \quad (13)$$

$$\dot{Q}_{wp} = (1 - f_d) \cdot \dot{Q}_{kw\ res}; \quad 0 \leq f_d < 1 \quad (14)$$

$$p = \frac{P_{wp}}{P_{kw}} = \frac{(1 - f_d) \cdot (1 - \eta_{kw})}{(\varepsilon_{wp} - 1) \cdot \eta_{kw}} \quad (15)$$

$$f_d = 1 - \frac{p \cdot (\varepsilon_{wp} - 1) \cdot \eta_{kw}}{1 - \eta_{kw}} \quad (16)$$

P_{kw} ... elektrische Kraftwerksleistung	$[P_{kw}] = kW$
P_{wp} ... elektrische Nennleistung der Wärmepumpe	$[P_{wp}] = kW$
\dot{Q}_{tw} ... Verfügbare Wärmeleistung des Thermalwassers	$[\dot{Q}_{tw}] = kW$
$\dot{Q}_{kw\ res}$... Residual-Wärmeleistung nach der Turbine	$[\dot{Q}_{kw\ res}] = kW$
\dot{Q}_{wp} ... Eingangswärmeleistung der Wärmepumpe	$[\dot{Q}_{wp}] = kW$
P_n ... elektrische Nennleistung/Bruttoleistung des Kraftwerks	$[P_n] = kW$
η_{kw} ... Systemwirkungsgrad des Kraftwerks	$[\eta_{kw}] = 1$
ε_{wp} ... Leistungszahl der Wärmepumpe (COP)	$[\varepsilon_{wp}] = 1$
f_d ... Anteil der direkt der direkt genutzten Wärmeleistung	$[f_d] = 1$

Literaturverzeichnis

Bauer, Daniel. 2011. *Geothermische Stromerzeugung*. Pinkafeld : Fachhochschul Studiengänge Burgenland, 2011. Diplomarbeit.

Bayrisches Landesamt für Umwelt (Deutschland). 2019. LfU Bayern. *Tiefe Geothermie*. [Online] 2019. [Zitat vom: 2020. November 6.] https://www.lfu.bayern.de/wasser/thermische_nutzung/thermalwassernutzung/tiefe_geothermie/index.htm.

BMK (Österreich). 2019. *Energie in Österreich*. Wien : Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, 2019.

BMLRT (Österreich). 2019. *Langfriststrategie 2050 - Österreich*. Wien : Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus, 2019.

BMWi (Deutschland). Informationsportal Erneuerbare Energien. *EEG-Vergütung und Kapazitätszuweisung*. [Online] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.[Zitat vom: 16. August 2020.] <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Technologien/Windenergie-auf-See/Finanzierung/EEG-Verguetung/eeg-verguetung.html>.

Bucar, Gerhard, et al. 2005. *Dezentrale erneuerbare Energie für bestehende Fernwärmenetze*. Wien : Bundestministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, 2005. Berichte aus Energie- und Umweltforschung 78/2006.

Bundesverband Geothermie e.V. (Deutschland) 1. 2020. Bundesverband Geothermie. *Binary-Cycle*. [Online] Mai 2020. [Zitat vom: 09. Juli 2020.] <https://www.geothermie.de/bibliothek/lexikon-der-geothermie/b/binary-cycle.html>.

Bundesverband Geothermie e.V. (Deutschland) 2. 2020. Bundesverband Geothermie. *Flash-Dampf*. [Online] Februar 2020. [Zitat vom: 12. Juli 2020.] <https://www.geothermie.de/bibliothek/lexikon-der-geothermie/f/flash-dampf.html>.

Bundesverband Geothermie e.V. (Deutschland) 3. Bundesverband Geothermie. *Wärmeauskopplung*. [Online] [Zitat vom: 19. Juli 2020.] <https://www.geothermie.de/bibliothek/lexikon-der-geothermie/w/waermeauskopplung.html>.

Burger, Bruno. 2020. Öffentliche Nettostromerzeugung in Deutschland im Jahr 2019. Freiburg : Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme (ISE), 07. Jänner 2020.

dos Santos, Dorothee. 2020. EUWID Energie. *Power-to-Gas: Potenziale, Grenzen und Geschäftsmodelle*. [Online] 22. Oktober 2020. [Zitat vom: 2. November 2020.] <https://www.euwid-energie.de/dossier-power-to-gas-fuer-die-energiewende/>.

EGEC. 2020. *Geothermal Market Report 2019*. Brüssel, Belgien : European Geothermal Energy Council, 2020. 9. Auflage.

Enerdata. Statistisches Jahrbuch zur globalen Energie 2020. *Heimischer Stromverbrauch, Aufschlüsselung nach Ländern*. [Online] [Zitat vom: 26. August 2020.] <https://energiestatistik.enerdata.net/strom/strom-heimischer-verbrauch-data.html>.

Erneuerbare-Energie-Gesetz. Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (ErneuerbareEnergien-Gesetz - EEG 2017). Deutschland : s.n. BGBl. I S. 1066, BGBl. I S. 1728.

- Europäische Kommission. 2019.** *Der europäische Grüne Deal.* Brüssel (Belgien) : Europäische Kommission, 2019.
- Eyerer, Sebastian, et al. 2017.** Potential der hydrothermalen Geothermie. [Hrsg.] TU München. 12. Mai 2017.
- GeODH. 2014.** *Developing Geothermal District Heating in Europe.* Brüssel (Belgien) : European Geothermal Energy Council, 2014.
- Goldbrunner, Johann und Götzl, Gregor. 2019.** *Geothermal Energy Use, Country Update for Austria.* Den Haag : European Geothermal Congress 2019, 2019.
- Google, Morningstar. 2020.** Wechselkurs €/\$. 31. Juli 2020. 15:34.
- Götzl, Gregor. 2007.** Terrestrischer Wärmestrom in Österreich. [Buchverf.] Thomas Hofmann und Hans P. Schönlaub. *Geo-Atlas Österreich: Die Vielfalt des geologischen Untergrundes.* Wien : Böhlau Verlag Wien, 2007.
- Götzl, Gregor und Steiner, Cornelia. 2020.** Angewandte Geothermie. *Tiefe Geothermie.* Salzburg : Universität Salzburg, 2020. VU SS 2020.
- GTÖ.** Geothermie Österreich. [Online] Verein Geothermie Österreich. <https://www.geothermie-oesterreich.at/>.
- Herbes, Carsten, Halbherr, Verena und Braun, Lorenz. 2018.** Preise für die Abgabe von Wärme aus Biogasanlagen. [Hrsg.] Hauptverband der landwirtschaftlichen Buchstellen und Sachverständigen e.V. *AgrB (Agrarbetrieb).* AgrB 1-2018, 2018, S. 12-15.
- Hidaya, Annisa Nurul, Diga Pratama Putera, Andreas und Subiantoro, Alison. 2020.** *Selection of Optimum Working Fluid and Cycle Configuration of Organic Rankine Cycle (ORC) as Bottoming Binary Cycle at Wayang Windu Geothermal Power Plant.* Geothermische Binärkraftwerke. Stanford : Stanford University, 2020. SGP-TR-216.
- Huttrer, Gerald W. 2020.** *Geothermal Power Generation in the World 2015-2020 Update Report.* Reykjavik (Island) : World Geothermal Congress 2020, 2020.
- IGA. 2020.** 2020 TO BECOME A MILESTONE YEAR FOR THE GLOBAL GEOTHERMAL ENERGY SECTOR. [Online] International Geothermal Association, 27. Jänner 2020. [Zitat vom: 21. August 2020.] <https://www.geothermal-energy.org/2020-to-become-a-milestone-year-for-the-global-geothermal-energy-sector/>.
- Jung, Reinhard. 2013.** *EGS - Goodbye Or Back to the Future 95.* Isernhagen (Deutschland) : IntechOpen, 2013. ISRM-ICHF-2013-022.
- Kirchner, Thomas. 2011.** *Stand und Potenziale der geothermischen Stromerzeugung in Europa.* Graz : TU Graz, 2011. Diplomarbeit.
- Köhler, Silke. 2005.** *Geothermisch angetriebene Dampfkraftprozesse: Analyse und Prozessvergleich binärer Kraftwerke.* Berlin : Technische Universität Berlin, 2005. Dissertation.
- Könighofer, K., et al. 2014.** *Potenzial der Tiefengeothermie für die Fernwärme- und Stromproduktion in Österreich.* Joanneum Research Forschungsgesellschaft mbH. Graz : GeoEnergie2050, 2014. Projektnummer: 834451.
- Lund, John W. und Toth, Aniko N. 2020.** *Direct Utilization of Geothermal Energy 2020 Worldwide Review.* Reykjavik, Island : World Geothermal Congress 2020, 2020.

Lund, John W., Bertani, Ruggero und Boyd, Tonya L. 2015. Worldwide Geothermal Energy Utilization 2015. *Geothermal Resources Council Annual Meeting (GRC 2015)*. Vol. 39, September 2015, S. 79-92.

Meinel, Dominik. 2020. *Die Kraft-Wärme-Kopplung auf Basis von zweistufigen Organic Rankine Cycles*. München : TU München, 2020. Dissertation. ISBN 9783843944106.

o.A. - Wikipedia. Kühlgrenztemperatur. [Online] [Zitat vom: 12. August 2020.] <https://de.wikipedia.org/wiki/K%C3%BChlgrenztemperatur>.

Ökostrom-Einspeisetarifverordnung. Verordnung der Bundesministerin für Wissenschaft, Forschung & Wirtschaft über die Festsetzung der Einspeisetarife für die Abnahme elektrischer Energie aus Ökostromanlagen für die Jahre 2018 und 2019 (Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2018 – ÖSET-VO 2018). BGBl. II Nr. 408/2017.

Ökostromgesetz. Bundesgesetz über die Förderung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern (Ökostromgesetz 2012 – ÖSG 2012). BGBl. I Nr. 75/2011.

Österreichische Nationalbank. Leitzinssätze. [Online] [Zitat vom: 17. August 2020.] <https://www.oenb.at/isaweb/report.do?report=10.4>.

Österreichs E-Wirtschaft. 2020. Österreichs Energie. *Daten und Fakten zur Stromerzeugung*. [Online] 2020. [Zitat vom: 22. Juli 2020.] <https://oesterreichsenergie.at/daten-fakten-zur-stromerzeugung.html>.

Regierung ÖVP - Die Grünen. 2020. *Regierungsprogramm 2020-2024*. Wien : Bundesministerium für Kunst, Kultur, öffentlichen Dienst und Sport (BMKÖS), 2020.

Rezania, Rusbeh und Keglovic, Peter. 2019. *Entwicklungsstrategie der Fernwärme in Wien*. Wien : Symposium des Vereins Geothermie Österreich am 13.11.2019, 2019.

Rohloff, Kathrin und Kather, Alfons. 2011. Geothermische Stromerzeugung. *Kraftwerkstechnologien und Technologien zur gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme*. Berlin : Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU, Deutschland), Mai 2011.

Schifflechner, Christopher. 2020. Wien, München : TU München, 14. November 2020.

Think GeoEnergy. 2017. slideshare. *Global Geothermal Development - An Overview, September 2017*. [Online] September 2017. [Zitat vom: 27. August 2020.] <https://de.slideshare.net/thinkgeoenergy/global-geothermal-development-an-overview-september-2017-79449031>.

UBA (Deutschland). 2020. Entwicklung der installierten Leistung zur Stromversorgung aus erneuerbaren Energien. [Online] Umweltbundesamt, Februar 2020. [Zitat vom: 22. Juli 2020.] <https://www.umweltbundesamt.de/bild/entwicklung-der-installierten-leistung-zur-0>.

Befragte Experten

Diesenreiter, Friedrich. 2020. *Befragung zum Thema Geothermieverstromung aus der Sicht eines Strommarktexperten.* [Befragte Person] Gregor Götzl und Sebastian Steinlechner. Wien, 15. Juli 2020.

Pernecker, Gerhard. 2020. *Befragung des Projektierers des Geothermiekraftwerks Altheim.* [Befragte Person] Gregor Götzl und Sebastian Steinlechner. Wien, 17. November 2020.

Pinter, Daniel. 2020. *Befragung zum Thema Geothermieverstromung aus der Sicht des Anlagenbetreibers Altheim.* [Befragte Person] Gregor Götzl und Sebastian Steinlechner. Wien, Altheim, 28. Juli 2020.

Ponweiser, Karl. 2020. *Befragung zum Thema Geothermieverstromung aus der Sicht eines Thermodynamikers.* [Befragte Person] Gregor Götzl und Sebastian Steinlechner. Wien, 19. Juli 2020.

Resch, Gustav. 2020. *Befragung zum Thema Geothermieverstromung aus der Sicht eines Strommarktexperten.* [Befragte Person] Gregor Götzl und Sebastian Steinlechner. Wien, 16. Juli 2020.

Rezania, Rusbeh. 2020. *Befragung zum Thema Geothermieverstromung aus der Sicht eines Energiewirtschaftsexperten.* [Befragte Person] Gregor Götzl und Sebastian Steinlechner. Wien, 23. Juli 2020.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Verallgemeinertes Schema einer hydrogeothermalen Dublettennutzung (Bayrisches Landesamt für Umwelt (Deutschland), 2019).....	9
Abbildung 2: Übersicht der wichtigsten petrogeothermalen Anwendungskonzepte (Jung, 2013, Figure 1) – links: HDR Konzept für tektonisch ungestörtes Gebirge, in welchem vorrangig vertikale Fließwege erzeugt werden, rechts: EGS-Konzept, welches in bereits geklüfteten Gebirge angewendet wird und vorrangig horizontale Fließwege erzeugt.....	10
Abbildung 3: Prozessschema einer Trockendampf-Anlage mit Gas-Ejektor und Kühlturm (Kirchner, 2011 S. 26, Abbildung 3.1)	12
Abbildung 4: Prozessschema einer Single-Flash-Anlage (Kirchner, 2011 S. 28, Abbildung 3.3)	13
Abbildung 5 Prozessschema einer Double-Flash-Anlage (Kirchner, 2011 S. 29, Abbildung 3.6).....	13
Abbildung 6: Prozessschema einer einstufigen Organic-Rankine-Anlage (Bauer, 2011 S. 35, Abbildung 4.1)	15
Abbildung 7: Prozessschema einer zweistufigen Organic-Rankine-Anlage (Bauer, 2011 S. 38, Abbildung 4.4) ...	17
Abbildung 8: Prozessschema einer Kalina KSC 34-Anlage (Bauer, 2011 S. 46, Abbildung 4.13)	22
Abbildung 9: Varianten der Wärmeauskopplung (Götzl, et al., 2020 S. 27)	27
Abbildung 10: Blockschaltbild einer thermodynamisch optimalen Wärmeausnutzung einer ORC Anlage.....	29
Abbildung 11: Blockschaltbild einer erweiterten thermodynamisch optimalen Wärmeausnutzung einer ORC Anlage.....	30
Abbildung 12: Blockschaltbild einer thermodynamisch optimalen Wärmeausnutzung einer ORC Anlage inklusive Wärmepumpe	30
Abbildung 13: Blockschaltbild einer erweiterten thermodynamisch optimalen Wärmeausnutzung einer ORC Anlage inklusive Wärmepumpe	31
Abbildung 14: Anlagenschema Altheim	43
Abbildung 15: Übersicht der weltweiten geothermischen Stromproduktion, Gegenüberstellung geothermischer Ressourcen mit bereits ausgebauten Kapazitäten für September 2017 (Think GeoEnergy, 2017 Folie 8)	47
Abbildung 16: Überblick der geothermischen Potenziale in Europa (GeoDH, 2014 S. 14, Figure 3)	51
Abbildung 17: Inhalt der EU Green Deal-Strategie (Europäische Kommission, 2019 S. 4, Abbildung 1)	58
Abbildung 18: Übersicht des hydrogeothermischen Potenzials in Österreich in Kombination mit bestehenden Thermalwassernutzungen (Balneologie, Wärmegewinnung sowie geothermische KWK) (GTÖ). Rot schraffierte Bereiche weisen Regionen aus, in denen Thermalwässer mit Temperaturen über 100°C angetroffen wurden. In den grün eingefärbten Bereichen sind nur lokale, zusammenhangslose Thermalwasservorkommen zu erwarten – diese Gebiete ließen sich grundsätzlich petrogeothermisch nutzen.....	63
Abbildung 19: Konzeptionelle Wärmestromkarte Österreichs (Götzl, 2007). Gebiete mit hoher Wärmestromdichte bieten gute Voraussetzungen zur Nutzung der Petrogeothermie.....	64

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Turbinenaustrittsdruck und korrelierender elektrischer Systemwirkungsgrad bei verschiedenen Ammoniakkonzentrationen bei einer Thermalwassertemperatur von 124 °C (Bauer, 2011 S. 52, Tabelle 4-1)	25
Tabelle 2: Simulationsrandbedingungen für den Vergleich binärer Anlagentypen (Bauer, 2011 S. 61, Tabelle 4-7)	25
Tabelle 3: Ergebnisse mit dem höchsten Wirkungsgrad je Anlagentyp (ORC und Kalina-Prozess) (Bauer, 2011 S. 62,63).....	26
Tabelle 4: Ergebnisse mit dem höchsten Wirkungsgrad je Anlagentyp (ORC und Kalina-Prozess) inklusive Luftkühlung (Bauer, 2011 S. 64, Tabelle 4-10)	32
Tabelle 5: Gegenüberstellung von drei Varianten zur Stromerzeugung mittels ORC-Prozess mit Luftkühlung (Könighofer, et al., 2014 S. 77, Tabelle 14: Luftkühlung)	32
Tabelle 6: Ergebnisse mit dem höchsten Wirkungsgrad je Anlagentyp (ORC und Kalina-Prozess) inklusive Wasserkühlung (Bauer, 2011 S. 63,64)	34
Tabelle 7: Gegenüberstellung von drei Varianten zur Stromerzeugung mittels ORC-Prozess mit Wasserkühlung (Könighofer, et al., 2014 S. 77)	35
Tabelle 8: Kenndaten von Binärkraftwerke in Deutschland (Eyerer, et al., 2017 S. 39-42)	39
Tabelle 9: Kenndaten von Binärkraftwerke in Deutschland (Eyerer, et al., 2017 S. 39-42)	40
Tabelle 10: Kenndaten von Binärkraftwerke in Deutschland (Eyerer, et al., 2017 S. 39-42)	41
Tabelle 11: Kenndaten des Binärkraftwerks Altheim, Österreich (Pinter, 2020)	45
Tabelle 12: Relative kontinentale Verteilung der installierten Leistung geothermischer Verstromung.....	49
Tabelle 13: Relative kontinentale Verteilung der installierten Leistung geothermischer Direktnutzung.....	50
Tabelle 14: Vergütungstarife für Strom und Wärme in Österreich	53
Tabelle 15: Vergütungstarife für Strom und Wärme in Deutschland	53
Tabelle 16: Qualitative Standortbewertung österreichischer Landeshauptstädte für die geothermische Stromgewinnung mittels KWK.	65
Tabelle 17: Liste der Kapitalwerte und dazugehörigen Komponenten des Kraftwerks Landau	I

Diagrammverzeichnis

Diagramm 1: Einteilung geothermischer Kraftwerke nach Generatorleistung und Reservoir-Temperatur (Bauer, 2011 S. 24, Abbildung 3.4)	11
Diagramm 2: T-s-Diagramm eines einstufigen ORC mit dem Arbeitsmedium Isopentan (Bauer, 2011 S. 36, Abbildung 4.2)	16
Diagramm 3: Vergleich der elektrischen Wirkungsgrade einer ein- und zweistufigen ORC-Anlage mit den Arbeitsmedien Isopentan und R245fa (Bauer, 2011 S. 40, Abbildung 4.6)	18
Diagramm 4: Vergleich eines ein- (oben) und zweistufigen ORC (unten) mittels T-H-Diagramm (Bauer, 2011 S. 39, Abbildung 4.5)	19
Diagramm 5: Vergleich von Carnot- und Dreieckskreisprozess inklusive Andeutung der Wärmequelle und Wärmesenke (Bauer, 2011 S. 40, Abbildung 4.7)	20
Diagramm 6: T-s-Diagramm von geläufigen organischen Arbeitsmedien (Bauer, 2011 S. 41, Abbildung 4.8)	20
Diagramm 7: Elektrischer Wirkungsgrad in Abhängigkeit von der Thermalwassertemperatur für einen einstufigen ORC nach diversen Arbeitsmedien (Bauer, 2011 S. 44, Abbildung 4.11)	21
Diagramm 8: Elektrischer Wirkungsgrad in Abhängigkeit von der Thermalwassertemperatur für einen zweistufigen ORC nach diversen Arbeitsmedien (Bauer, 2011 S. 44, Abbildung 4.12)	21
Diagramm 9: T-H-Diagramm eines Kalina-Kreisprozesses (Bauer, 2011 S. 47, Abbildung 4.14)	23
Diagramm 10: Ammoniakkonzentration im Arbeitsfluid nach Temperatur und Druck (Bauer, 2011 S. 50, Abbildung 4.17)	24
Diagramm 11: Vergleich eines Kalina- mit einem herkömmlichen Clausius-Rankine-Prozesses im T-s-Diagramm (Bauer, 2011 S. 53, Abbildung 4.20)	25
Diagramm 12: T-s-Diagramm eines einstufigen ORC mit dem Arbeitsmedium Isopentan mit Abwärme in Anlehnung an Diagramm 2	28
Diagramm 13: Systemwirkungsgrad von ORC- und Kalina-Anlagen in Abhängigkeit von der Thermalwassertemperatur bei Luftkühlung (Könighofer, et al., 2014 S. 76, Abbildung 39)	33
Diagramm 14: Vergleich der Systemwirkungsgrade mit verschiedenen Kühlungsarten und ohne Kühlung bei einer Thermalwassertemperatur von 125 °C und –Volumenstrom von 150 l/s (Bauer, 2011 S. 64, Abbildung 4.23)	35
Diagramm 15: Systemwirkungsgrad von ORC- und Kalina-Anlagen in Abhängigkeit von der Thermalwassertemperatur bei Wasserkühlung (Könighofer, et al., 2014 S. 77, Abbildung 40)	36
Diagramm 16: Einordnung der unter Punkt 3.1 beschriebenen ORC- & Kalina-Anlagen (Ausschnitt aus	42
Diagramm 17: Die zehn führenden Nationen weltweit im Vergleich der bereits installierten elektrischen Leistungen sowie der gegenwärtig in Planung und Bau befindlichen Kapazitäten, Stand September 2017 (Think GeoEnergy, 2017 Folie 4)	47
Diagramm 18: Aufteilung der geothermischen Nutzung nach Anwendungsgebieten für elektrische und thermische Anwendungen (Lund, et al., 2020 S. 6, Table 8)	48
Diagramm 19: Entwicklung der globalen installierten elektrischen Leistung geothermischer Verstromungsanlagen	49
Diagramm 20: Entwicklung der globalen installierten Leistung geothermischer Direktnutzung	50
Diagramm 21: Ausbau geothermischer elektrischer Leistung in Europa im Zeitraum 1946 bis 2018 (EGEC, 2020 S. 15)	52
Diagramm 22: Kapitalwertverlauf der in Punkt 3.1 erwähnten deutschen Geothermiekraftwerke mit österreichischen Rahmenbedingungen und einem Zinssatz von 2 %	54
Diagramm 23: Kapitalwertverlauf der in Punkt 3.1 erwähnten deutschen Geothermiekraftwerke mit deutschen Rahmenbedingungen und einem Zinssatz von 2 %	55
Diagramm 24: Kapitalwertverlauf des in Punkt 3.2.1 beschriebenen Binärkraftwerks Altheim nach österreichischem bzw. deutschem geförderten Tarifmodell, Investitionsförderungen (0 % ungefördert/30 % gefördert) und Zinssätzen (2 %/5,25 %)	56
Diagramm 25: Anteil der Geothermie (rote Balken) in der Substitution fossiler Energieträger (braun) in den verschiedenen Energiesektoren (Rezania, et al., 2019, überarbeitet)	73
Diagramm 26: Visualisierung des Ausbaupfades der geothermischen Verstromung in Österreich auf Grundlage der vorliegenden Studie.	75

