

Kurzfassung

Geothermische Reservoirs bieten eine Möglichkeit zur flexiblen Strom- und Wärmeerzeugung mit geringen Treibhausgasemissionen. In dieser Arbeit werden verschiedene Anlagenkonzepte zur kombinierten Strom- und Wärmeerzeugung aus Geothermie untersucht. Zur Bewertung der verschiedenen Konzepte werden Jahressimulationen basierend auf Typtagen nach der VDI-Richtlinie 4655 durchgeführt. Dabei wird zwischen den Jahreszeiten, dem Nutzerverhalten und der Bewölkung unterschieden. Zur Abbildung des Fernwärmenetzes werden mithilfe von Betriebsdaten eines geothermischen Heizwerks Wärmelastprofile erstellt, die den fluktuierenden Wärmebedarf im Tagesverlauf abbilden. Für die Stromerzeugung wird ein dynamisches Simulationsmodell eines zweistufigen Organic Rankine Cycle (ORC) basierend auf einer existierenden Anlage in Süddeutschland entwickelt. Zur thermodynamischen Bewertung der verschiedenen Konzepte wird der exergetische Wirkungsgrad verwendet. Darüber hinaus erfolgt eine ökonomische Bewertung der flexiblen Strom- und Wärmeerzeugung über den gesamten Betriebszeitraum nach der Richtlinie VDI 2067.

Die Untersuchungen des Teillastverhaltens mithilfe des dynamischen Modells zeigen, dass ein sinnvoller Betrieb des zweistufigen ORC im Bereich von 25 % bis 100 % möglich ist. Bei Lasten kleiner als 25 % ist die erzeugte Nettoleistung sehr gering und wird negativ, sobald der Eigenverbrauch der Anlage die erzeugte Generatorleistung übersteigt. Auf Basis des entwickelten Modells kann der dynamische Betrieb des ORC-Systems analysiert werden, wie er beispielsweise bei der flexiblen Strom- und Wärmeerzeugung, aber auch bei der Bereitstellung von Regelleistung erforderlich ist.

Die Ergebnisse bei der Anwendung zur geothermischen Strom- und Wärmeerzeugung zeigen, dass die zusätzliche Wärmebereitstellung zu einer Steigerung des exergetischen Wirkungsgrades führt. Die erzielbaren Wirkungsgradsteigerungen liegen im Bereich von 1 % bis 23,0 % und hängen von der Vorlauftemperatur, der Spitzenlast des Fernwärmenetzes und dem jeweiligen Auskopplungskonzept ab. Die zusätzliche Wärmeerzeugung führt jedoch zu geringeren Reinjektionstemperaturen des Thermalwassers. Dies muss vor allem bei nachträglichen Erweiterungen von Kraftwerken oder Wärmenetzen berücksichtigt werden.

Die ökonomische Bewertung der flexiblen Strom- und Wärmeerzeugung zeigt, dass durch die zusätzliche Wärmebereitstellung die jährlichen Erträge um bis zu 37 % im Vergleich zur reinen Stromerzeugung gesteigert werden können. Auf Basis einer dynamischen Investitionsrechnung wird festgestellt, dass der Kalkulationszinssatz, die Preissteigerungsrate, das Inbetriebnahmejahr und die Spitzenlast des Fernwärmenetzes die Haupteinflussfaktoren auf den Kapitalwert sind. Im Fall der Strom- und Wärmeerzeugung über den gesamten Betriebszeitraum können bis zu 32 % höhere Kapitalwerte erwirtschaftet werden als bei reiner Stromerzeugung.

Abstract

Geothermal reservoirs are a potential renewable energy resource for low carbon heat and power generation. In the present study, promising plant concepts for flexible heat and power generation are investigated in consideration of technical and economic aspects. For the evaluation, annual simulations based on typical days according to guideline VDI 4655 are performed. The classification of the typical days is based on the time of the year, the user behavior and the cloudiness. For the district heating network, a fluctuating heat demand over the day is considered. Corresponding load profiles are derived from operational data of an existing geothermal heat plant. For power generation, a dynamic model of a double-stage Organic Rankine Cycle (ORC) based on a real geothermal power plant in southern Germany is developed. Different plant concepts are technically evaluated based on the second law efficiency. For the economic evaluation, a detailed dynamic investment calculation is performed based on the net present value according to guideline VDI 2067.

An analysis of the part load behaviour of the double-stage ORC shows that an appropriate load range of the system is between 25 % and 100 %. For lower loads, the net power output is very small or even negative when the power consumption of the plant devices overcomes the generated power. In addition, it is presented that dynamic operation modes can be analyzed by the dynamic model like flexible heat and power generation or providing balancing power.

In this context, the geothermal heat and power generation is considered in detail. The analysis shows that the second law efficiency can be increased by an additional heat supply compared to pure power generation. The relative increase is between 1 % and 23.0 %. The efficiency increase depends on the plant concept, the supply temperature and the peak load of the district heating network. However, the flexible heat and power generation leads to lower reinjection temperatures of the thermal water. For a subsequent extension of the power plant or the heating network, the effects on the reinjection temperature should be considered. Regarding the economics, the annual revenues of heat and power generation concepts are up to 37 % higher compared to pure power generation. A detailed economic evaluation based on the net present value shows that the interest rate, the rate of price increase, the commissioning year and the peak load are the parameters with the highest impact on the net present value. Compared to the pure power generation, the net present value can be increased by the geothermal heat and power generation over the whole life time of the plant by up to 32 %.

1 Einleitung

Im Sommer 2019 wurde in Deutschland am 25. Juli in Lingen im Emsland eine neue Rekordtemperatur von 42,6 °C seit dem Beginn der Wetteraufzeichnungen im Jahr 1881 gemessen [1]. Ebenfalls erstmals seit 1881 wurde an drei aufeinanderfolgenden Tagen eine Temperatur von über 40 °C erreicht. Die zehn wärmsten Jahre in Deutschland seit 1881 liegen bis auf eine Ausnahme im Jahr 1994 im 21. Jahrhundert. Seit 2014 sind alle Jahre in den zehn wärmsten enthalten. [2] Diese Anzeichen deuten auf eine Erderwärmung und damit auf den drohenden Klimawandel hin. Um die Erderwärmung zu stoppen bzw. abzuschwächen, ist es erforderlich, die Treibhausgasemissionen zu verringern. Ein Großteil dieser Emissionen ist dabei auf die Energiewirtschaft zurückzuführen [3]. Durch eine Umstellung auf regenerative Energiequellen sollen die Treibhausgasemissionen verringert werden.

In Abbildung 1.1 ist der Endenergieverbrauch des Jahres 2018 in Deutschland dargestellt [4].

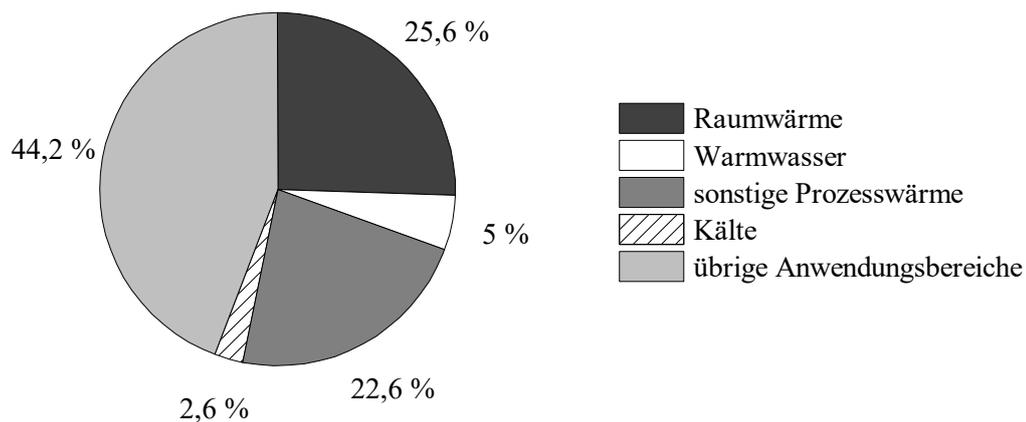


Abbildung 1.1: Endenergieverbrauch des Jahres 2018 in Deutschland nach Anwendungsbereichen [4]

Die Energiewende wird häufig auf die Stromerzeugung reduziert. Dabei wird mehr als 50 % des Endenergieverbrauchs für die Erzeugung von Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme benötigt. Der Wärmeverbrauch verteilt sich dabei auf Haushalte (43 %), Industrie (41 %) sowie Gewerbe/Handel und Dienstleistungen (16 %) [4].

Insgesamt wurden im Jahr 2019 in Deutschland 17 % des Endenergieverbrauches aus erneuerbaren Energien erzeugt. Dies entspricht 452 TWh. Dabei entfallen 54 % auf die Stromerzeugung, 39 % auf die Wärmeerzeugung und 7 % auf biogene Kraftstoffe. [5] Gemessen am Endenergieverbrauch konnten 42,1 % des Bruttostromverbrauches aus regenerativen Energien erzeugt werden. Im Vergleich dazu beträgt der Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte 14,5 %. [6] Zudem wird der weltweite Energiebedarf

für Wärme und Kälte in den nächsten Jahren noch stärker zunehmen [7]. Die Wärmewende stellt damit eine große Herausforderung dar.

Ein Großteil der Wärme soll beispielsweise durch Wärmepumpen, Kraft-Wärme-Kopplung oder Solarthermie regenerativ erzeugt und über Wärmenetze verteilt werden. Eine weitere Möglichkeit zur regenerativen Wärme- oder gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung bietet die Geothermie. [8]

Laut dem Marktbericht des European Geothermal Energy Council [9] beträgt die elektrische Leistung der aktuell in Europa installierten Geothermieanlagen mehr als 3 GW. Die installierte Leistung zur Wärme- und Kälteerzeugung beträgt 5,5 GW. Im Bereich der Wärmeerzeugung waren im Jahr 2019 über 300 geothermische Fernwärmenetze in Betrieb.

Auch die Bundesregierung hat die Bedeutung der Geothermie erkannt. Dies zeigt sich vor allem an zahlreichen Studien in diesem Bereich. Das Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag veröffentlichte bereits 2003 eine umfangreiche Studie zum geothermischen Potenzial in Deutschland [10]. In weiteren Veröffentlichungen des Bundesministeriums für Umwelt werden die Nutzungsmöglichkeiten der Geothermie und im Besonderen die geothermische Stromerzeugung behandelt [11, 12]. Das Umweltbundesamt veröffentlichte zudem eine Studie zu Geothermieanlagen basierend auf der Organic Rankine Cycle (ORC) -Technologie [13]. Die Ergebnisse der Studien zeigen das hohe Potenzial der Geothermie, weshalb deren Ausbau gefördert werden soll.

Aufgrund der hohen Investitionskosten bei der Erschließung und Nutzung geothermischer Ressourcen, ist es erforderlich, die Ressource so effizient wie möglich zu nutzen [14]. Dabei sind flexible Systeme zur Strom- und Wärmeerzeugung besonders vorteilhaft, da in Zeiten mit geringen Wärmebedarfen wie beispielsweise im Sommer die Geothermie weiterhin zur Stromerzeugung genutzt werden kann. Daher beschäftigt sich die vorliegende Arbeit mit der geothermischen Strom- und Wärmeerzeugung.

Der ORC ist eine Technologie zur Stromerzeugung aus Niedertemperatur-Wärmequellen. In Deutschland werden zur Stromerzeugung aus Geothermie überwiegend ORC-Kraftwerke verwendet. Die Erweiterung solcher Kraftwerke um eine zusätzliche Wärmeerzeugung führt dazu, dass das Kraftwerk vermehrt in Teillastbereichen betrieben wird. Daher wird im Folgenden zunächst der Stand der Forschung bei der Untersuchung des Teillastverhaltens von ORC-Systemen und im Bereich der flexiblen Strom- und Wärmeerzeugung aus Geothermie dargestellt.

2 Stand der Forschung

Zur Analyse des dynamischen Betriebs und des Teillastverhaltens von Kraftwerksprozessen basierend auf der ORC-Technologie werden häufig dynamische Modelle eingesetzt. Die vorliegenden Studien zum dynamischen Verhalten von ORC-Systemen fokussieren sich vorrangig auf die Wärmerückgewinnung aus Abwärmequellen mit variablen Temperaturen und Massenströmen. Mithilfe der dynamischen Modelle kann beispielsweise der Einfluss verschiedener ORC-Konfigurationen auf den dynamischen Betrieb ermittelt und der Teillastbetrieb der Systeme optimiert werden.

In der Studie von Marchionni et al. [15] werden Abwärmequellen mit variablen Temperaturen und Massenströmen untersucht. Dazu wird ein dynamisches Modell eines einstufigen ORC basierend auf der Software GT-SUITE entwickelt. Die Autoren stellen fest, dass die Leistungsabgabe durch die Variation der Pumpen- und Turbinendrehzahl gesteigert werden kann und optimieren die Performance mithilfe des SIMPLEX-Verfahrens.

Quoilin et al. [16] untersuchen ebenfalls das Teillastverhalten eines einstufigen ORC bei variablen Massenströmen und Temperaturen der Wärmequelle. Der Fokus dieser Studie liegt auf der Betrachtung des Teillastverhaltens und der Regelungsstrategie des ORC-Systems. Dazu wird ein dynamisches Modell eines einstufigen ORC auf Basis der Programmiersprache Modelica entwickelt. Der Einsatz verschiedener Regelungsstrategien führt zu unterschiedlichen Wirkungsgraden. Mithilfe einer modellprädiktiven Regelung kann die höchste Gesamteffizienz des Systems erreicht werden.

Ein Beispiel für eine Abwärmequelle mit variablen Temperaturen und Massenströmen sind Verbrennungsmotoren. Die Möglichkeiten zur Abwärmenutzung wurden bereits in mehreren Arbeiten untersucht. Huster et al. [17] entwickeln ein dynamisches Modell eines Standard-ORC zur Abwärmenutzung eines Dieselmotors in einem Lastkraftwagen. Zur Modellierung wird die kommerzielle Software gPROMS verwendet. Zudem wird das dynamische Modell mit Messdaten validiert. Die Studie zeigt, dass das dynamische Verhalten der Wärmeübertrager hauptsächlich vom Druckniveau bestimmt wird. Der obere Prozessdruck wirkt sich überwiegend auf den Massenstrom am Verdampfereintritt aus. Zudem ist der Initialisierungsvorgang bei der Simulation von hoher Bedeutung.

Galindo et al. [18] untersuchen ebenfalls die Wärmerückgewinnung in Transportfahrzeugen mithilfe eines dynamischen Modells eines einstufigen ORC. Das Modell wird mit der Software AMESim erstellt und anhand von experimentellen Daten validiert [19]. Durch die Wärmerückgewinnung kann der Gesamtwirkungsgrad um 2,5 % gesteigert werden. Die maximale elektrische Leistung des ORC beträgt 800 W.

In der Studie von Xu et al. [20] dienen Dieselmotoren als Abwärmequelle. Zur Wärmerückgewinnung wird ein einstufiges ORC-System mit zwei parallel geschalteten Verdampfern