

B 10/072

**Standortunabhängige Studie
zur Nutzung von Tiefengeothermie
im Freistaat Sachsen**

Auftraggeber: Staatsbetrieb Sächsisches Immobilien-
und Baumanagement - Zentrale
Wilhelm-Buck-Straße 4
01077 Dresden

Auftragnehmer: INNIUS DÖ GmbH
Großenhainer Straße 144
01129 Dresden

.....
Dr.-Ing. W. Heße
Geschäftsführer

Bearbeiter:

Dr.-Ing. P. Albring	ILK Dresden
Dipl.-Wirt.-Ing. J. Szelig	INNIUS DÖ
Dipl.-Ing. D. Schindler	INNIUS DÖ

Dresden, am 19.11.2010

Inhaltsverzeichnis

1	Abstract	2
2	Stand der Nutzung von Tiefengeothermie in Deutschland	3
2.1	Einspeisevergütung nach EEG und Szenario 2020.....	3
2.2	Übersicht zum Stand der Nutzung von Tiefengeothermie in Deutschland	5
3	Wärmenutzung – typisches Verbrauchsverhalten in Wärmenetzen.....	8
3.1	Teillastverhalten als Wärmeleistung in Abhängigkeit von der Außentemperatur.....	8
3.2	Jahresdauerlinie des Wärmeverbrauchs als Beurteilungskriterium für die Wärmeeinkopplung.....	10
3.3	Primärenergetische Bewertung der Wärmenutzung aus Tiefengeothermie	13
4	Elektroenergiebereitstellung in Verbindung mit sinnvollen Wärmenutzungskonzepten	16
4.1	Vorbetrachtung	16
4.2	Variante 1 - ORC Prozess ohne Abwärmenutzung	18
4.3	Variante 2 - ORC Prozess mit 20 %iger Wärmenutzung	20
4.4	Variante 3 - Vollständige Nutzung der Kondensationswärme eines ORC Prozesses durch Einspeisung in ein FW- Netz mit 70°C Vorlauftemperatur	23
4.5	Variante 4 - Geringere Kondensationstemperatur des ORC Prozesses durch Wärmetransformation	25
4.6	Variante 5 - Die Aufteilung der Thermalenergie auf mehrere ORC Anlagen (Reihenschaltung von ORC Prozessen)	29
4.7	Variante 6 - Wärme- und Kältenutzung.....	32
4.8	Zusammenfassung	33
5	Investitionskosten für den Übertageteil einschließlich Förderpumpen	36
6	Wirtschaftlichkeitsberechnungen.....	38
7	Zusammenfassung	41

1 Abstract

Der Bund fördert, vertreten durch das Forschungszentrum Jülich, ein petrothermales Tiefengeothermieprojekt im Rahmen eines Pilotprojektes. Dabei steht die Optimierung der Exploration und Erbohrung der Reservoire sowie der dauerhaften Reservoirnutzung, effektive Energiewandlung der geförderten Energie zu nutzbarer Wärme und Strom im Mittelpunkt.

Durch das Sächsische Staatsministerium für Umwelt und Landwirtschaft (SMUL) bzw. durch das Sächsische Landesamt für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie (LfULG) wurden die geologischen Untersuchungen bis zum 24.11.2010 abgeschlossen und veröffentlicht (Quelle: [1]).

Nachfolgende standortunabhängige Studie für ein Übertagekonzept zur Nutzung der verfügbaren geothermischen Energie ist für potenzielle Investoren erarbeitet worden und soll einen Überblick über Wärmenutzungsmöglichkeiten, Investitionskosten und Erträge geben. In dieser Studie wird die effektive Umwandlung der geothermischen Energie in Elektro- und Wärmeenergie betrachtet. Für unterschiedliche Konzepte werden die Kosten und die Wirtschaftlichkeit betrachtet.

Nach einer kurzen Beschreibung des bisherigen Standes der Nutzung geothermischer Energie (Tiefengeothermie) in Deutschland und den Regelungen des EEG, werden die Anforderungen an Fern- bzw. Nahwärmenetze beschrieben, um die durch das EEG begünstigte Nutzung von mindestens 20% der geothermischen Energie zu gewährleisten.

Den Schwerpunkt der Studie bildet eine Beschreibung sinnvoller technischer Varianten zur Nutzung der geothermischen Energie für die Bereitstellung von Elektro- und Wärmeenergie.

In zwei separaten Abschnitten werden Angaben zu den Investitionskosten einschließlich Untertage teil genannt und Wirtschaftlichkeitsberechnungen durchgeführt. Die Vorzugsvarianten werden dargestellt und es werden erforderliche Zuschüsse genannt, um eine dynamische Rückflussdauer von 20 Jahren zu erreichen.

Die wirtschaftlichste Variante mit einer vollständigen Abwärmenutzung wird mit einem Zuschuss von 39 % der Investitionskosten nach 20 Jahren wirtschaftlich. Eine zweite empfehlenswerte Variante mit 20 %iger Wärmenutzung wird nach 20 Jahren mit einem Zuschuss von 59 % der Investitionskosten wirtschaftlich.

2 Stand der Nutzung von Tiefengeothermie in Deutschland

2.1 Einspeisevergütung nach EEG und Szenario 2020

Einspeisevergütung nach EEG:

Die Vergütung für Elektroenergie aus Geothermie wird im Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) mit Gültigkeit ab dem 01.01.2009 geregelt. Die Einzelheiten der Vergütung für Elektroenergie aus Geothermie sind im § 28 enthalten. In Tabelle 1 sind die Vergütungssätze angegeben.

Tabelle 1: Vergütung für Elektroenergie aus Geothermie in Ct/kWh

Bezeichnung	Vergütung
<u>Grundvergütung</u>	
bis einschließlich einer Anlagenleistung von 10 MW _{el}	16,0
ab einer Anlagenleistung von 10 MW _{el}	10,5
<u>Zuschläge</u>	
bei Inbetriebnahme vor dem 01.01.2016	4,0
in Kombination mit einer Wärmenutzung ¹⁾	3,0
bei Nutzung petrothermaler Techniken	4,0

¹⁾ Nach Anlage 4 EEG muss ein Fünftel der verfügbaren geothermischen Wärmearbeit ausgekoppelt werden und gemäß der Positivliste (Anlage 4, III) genutzt werden.

Danach kann die Vergütung für Elektroenergie bei petrothermalen Anlagen bis 10 MW_{el} maximal 27,0 Ct/kWh betragen, falls diese vor dem 1. Januar 2016 in Betrieb genommen werden. Bei größeren Anlagen verringert sich dieser Wert auf 21,5 Ct/kWh, das sind knapp 80 % der Vergütung für Anlagen bis 10 MW_{el}.

Szenario 2020:

Zur mittelfristigen Einordnung der Nutzung von Tiefengeothermie werden einige Angaben aus dem vom BMU veröffentlichten Zwischenbericht „Struktur und Dynamik einer Stromversorgung mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energieerzeuger – Energiestudie“ [2] (Berichtszeitraum 31.12.2008 bis 01.08.2009) genannt.

Dazu sind auf Bild 1 und Bild 2 für das Szenario 2020 (mit Kernenergie) die installierte Leistung der Elektroenergieerzeuger und der Elektroenergiebedarf gezeigt. Die Angaben zur Geothermie werden farblich hervorgehoben. Es wird demnach mittelfristig ein sehr geringer Anteil der Geothermie an der Elektroenergiebereitstellung erwartet.

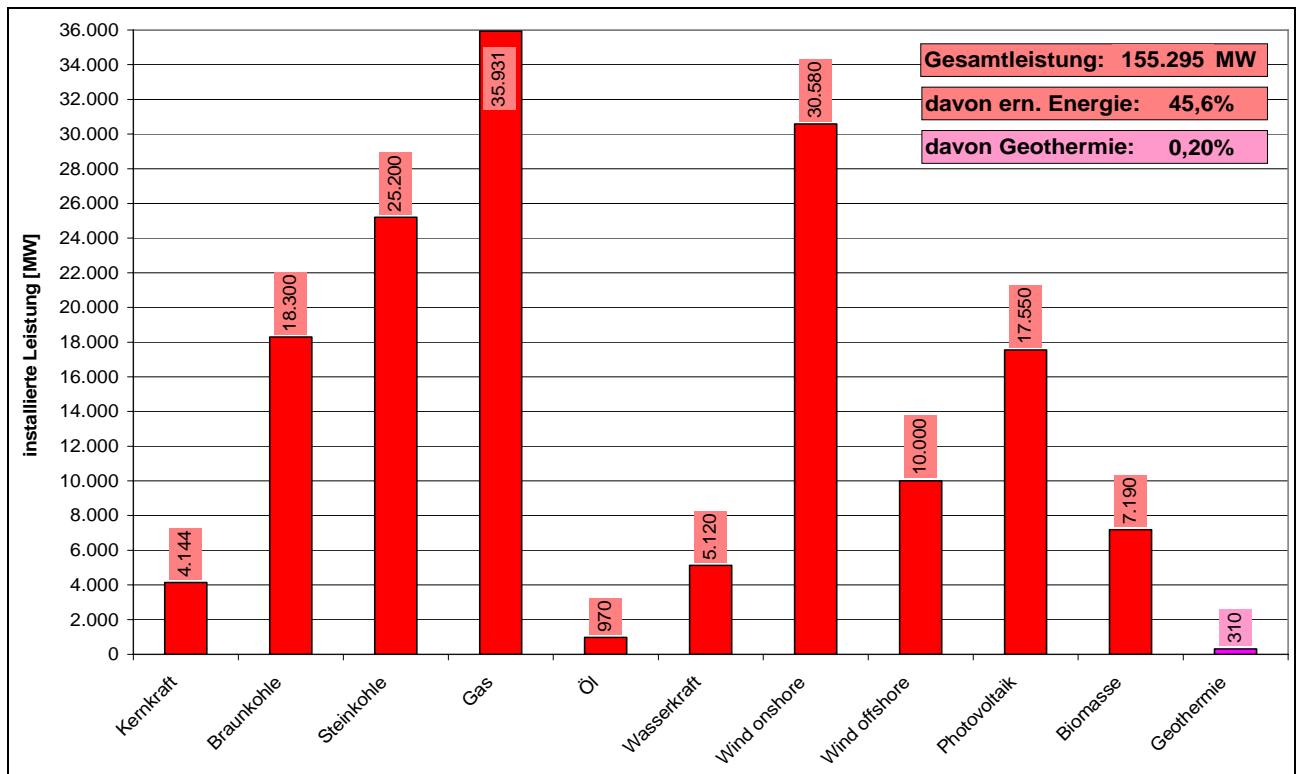


Bild 1: installierte Elektroenergieleistung – Szenario 2020 mit Kernenergie (Quelle: [2])

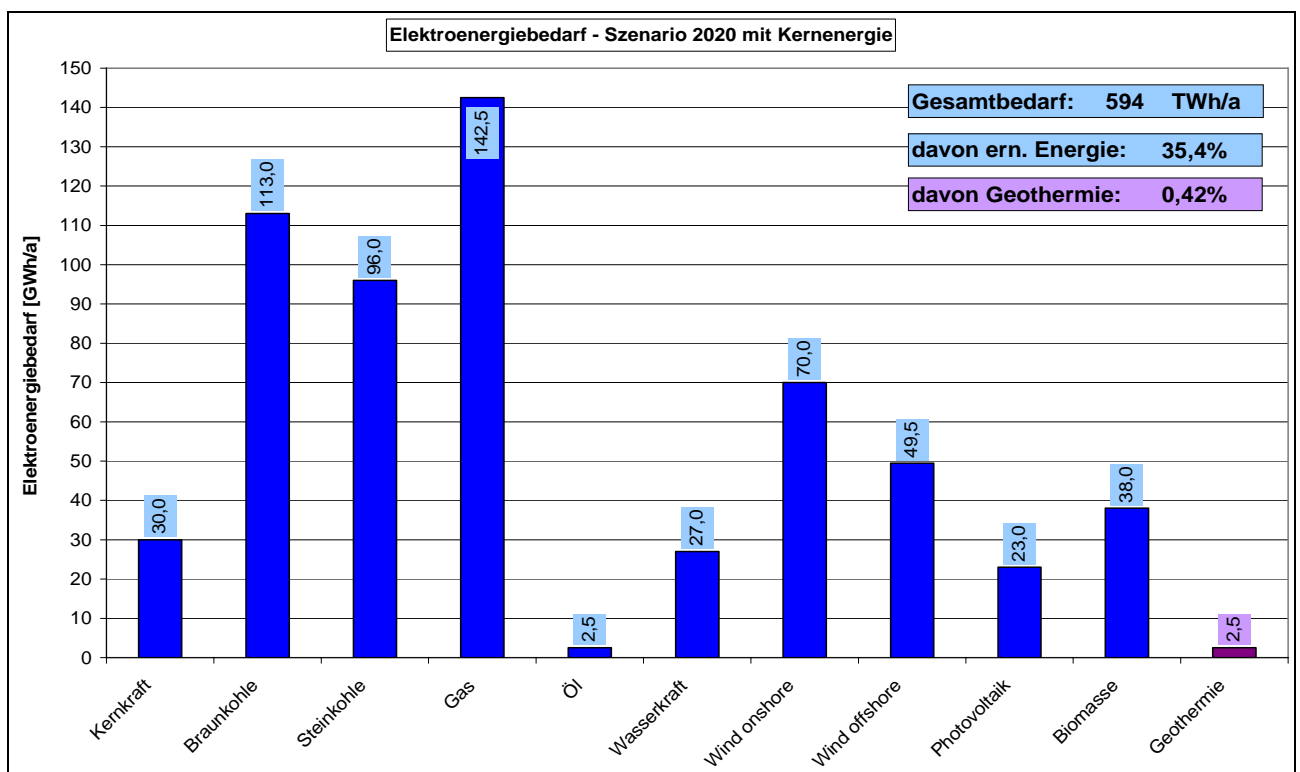


Bild 2: Elektroenergiebedarf – Szenario 2020 mit Kernenergie (Quelle: [2])

2.2 Übersicht zum Stand der Nutzung von Tiefengeothermie in Deutschland

Zum Stand der Nutzung der Tiefengeothermie in Deutschland gibt es viele Veröffentlichungen, aus denen die Daten des folgenden Abschnitts recherchiert wurden.

Tiefengeothermieprojekte mit reiner Wärmenutzung wurden in Deutschland bereits häufiger realisiert. Anlagen mit Elektroenergienutzung befinden sich derzeit am Standort Deutschland noch in einem frühen Entwicklungsstadium bzw. in der Testphase. Nach Veröffentlichung [3] sind sechs Anlagen in Betrieb, zwei der benannten Anlagen haben eine installierte Erzeugerleistung für Elektroenergie über 1 MW_{el}. Es handelt sich um die Standorte Landau und Unterhaching.

Weitere Anlagen sind im Bau, so dass in den nächsten Jahren mit einem Anstieg beim Anteil der geothermisch erzeugten Strommenge zu rechnen ist. Ziel der Energiepolitik der Bundesregierung ist der deutliche Ausbau dieses Anteils. Dazu sollen geothermische Anlagen vom Stand der Forschung/Entwicklung in rentabel arbeitende kommerziell betriebene Kraftwerke überführt werden.

In Bild 3 sind die Möglichkeiten der Elektroenergiebereitstellung in Abhängigkeit der Thermalwassertemperatur dargestellt.

Bei allen genannten Anlagen reicht die Temperatur des geothermal gewonnenen Heißwassers nicht zur direkten Bereitstellung von Elektroenergie mittels einer Dampfturbine aus. Notwendig ist der Zwischenschritt über einen geschlossenen Kreisprozess mittels eines niedriger siedenden Kältemittels. Hierfür werden zwei verschiedene Kreisprozessverfahren genutzt, der „Organic Rankine Cycle“ weiter als ORC-Prozess bezeichnet, und der Kalina-Prozess.

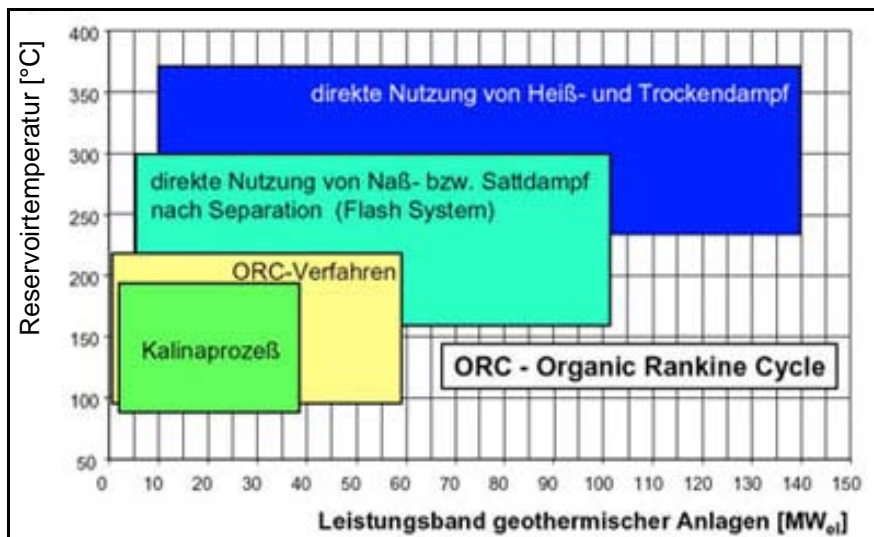


Bild 3: Einsatzdiagramm verschiedener Strombereitstellungsmöglichkeiten nach der Thermalwassertemperatur (Quelle: [4])

Beim Ersteren wird ein organisches Kältemittel statt Dampf im Kreisprozess verwendet, z.B. Isopentan. Beim zweiten Prozess, benannt nach dem Russe Alex Kalina, wird als Arbeitsmedium ein

Zweistoffgemisch aus Ammoniak und Wasser verwendet, um eine Turbine anzutreiben. Dieser Prozess ist in Bild 4 dargestellt.

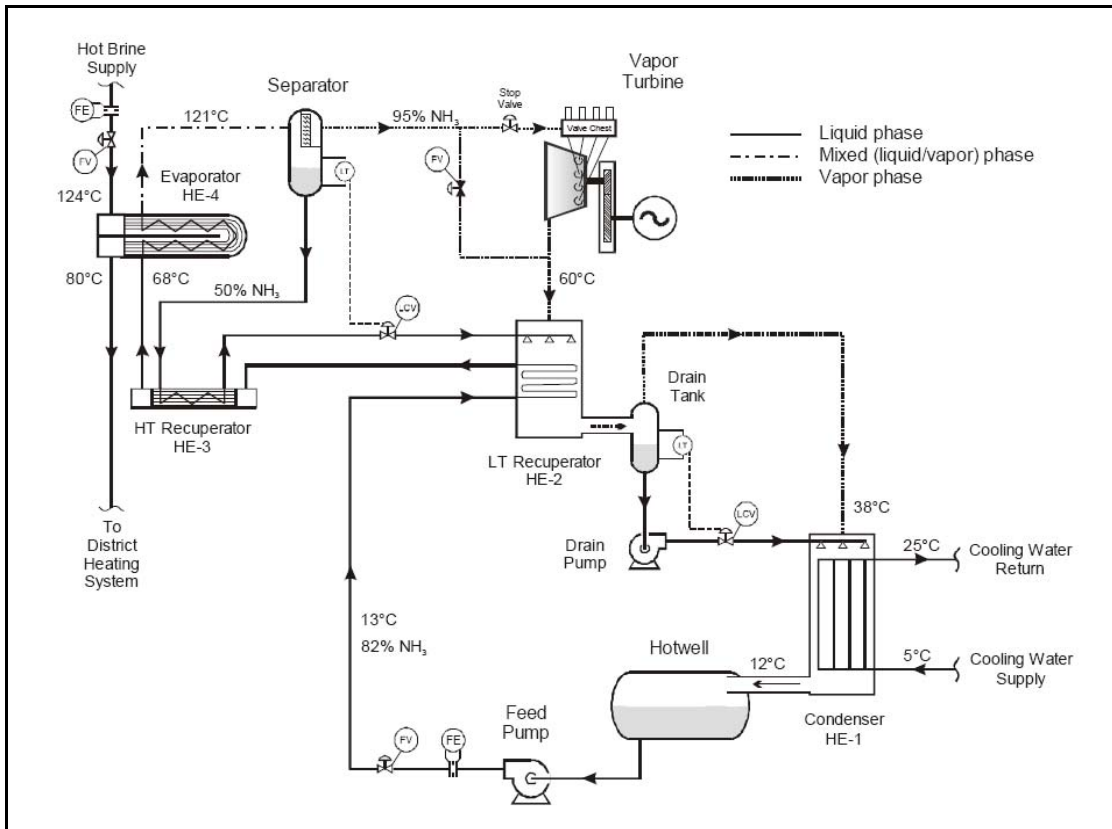


Bild 4: Kalinaprozess (Quelle: [5])

Besonders bei niedrigen Thermalwassertemperaturen erweist sich der Kalinaprozess als effektiver, ist aber in der Investition und der Apparatechnik und der notwendigen Sicherheitstechnik bezüglich Ammoniak deutlich teurer.

Bei den Bestandsanlagen bildet Neustadt-Glewe mit der niedrigen Thermalwasseraustrittstemperatur von 98°C bei Nutzung des ORC-Prozesses eine Ausnahme. Dies war bedingt durch die Anlagengröße und die niedrigeren Kosten des ORC-Prozesses.

Tabelle 2: Übersicht über realisierte Geothermieranlagen mit Elektroenergiebereitstellung (Quelle: [3])

	Stromerzeugung	Thermische Leistung in MW	Elektrische Leistung in MW	Temperatur in Grad Celsius	Förderrate in m ³ /h	Bohrtiefe in m
Neustadt-Glewe	ORC	6,5	ca. 0,2	98	118	Dublette ca. 2.400
Bruchsal	Kalina	4	ca. 0,5	120	72	Dublette ca. 2.500
Landau	ORC	3,0-5,5 (geplant 8)	ca. 2,5	150	250	Dublette ca. 3.000
Unterhaching	Kalina	31 (geplant 70)	ca. 3,9	122	540	Dublette ca. 3.300

Für eine Nutzung der Geothermie zur Verstromung sind, bedingt durch die kleine Anzahl an Anlagen, nur wenige aussagekräftige Kosten zur Errichtung der Anlagen z.B. als spez. Kosten für die Elektroenergiebereitstellung vorhanden. Viele der Anlagenkomponenten bzw. der Bohrungen wurden durch Fördermittel direkt bzw. über Einzelforschungsprojekte unterstützt.

Alle in Tabelle 2 aufgeführten Anlagen befinden sich in geologisch sehr günstigen Bereichen, dem Oberrheingraben, dem bayrischen Molassebecken oder dem Norddeutschen Becken, wo heiße wasserführende Schichten eine Nutzung erleichtern.

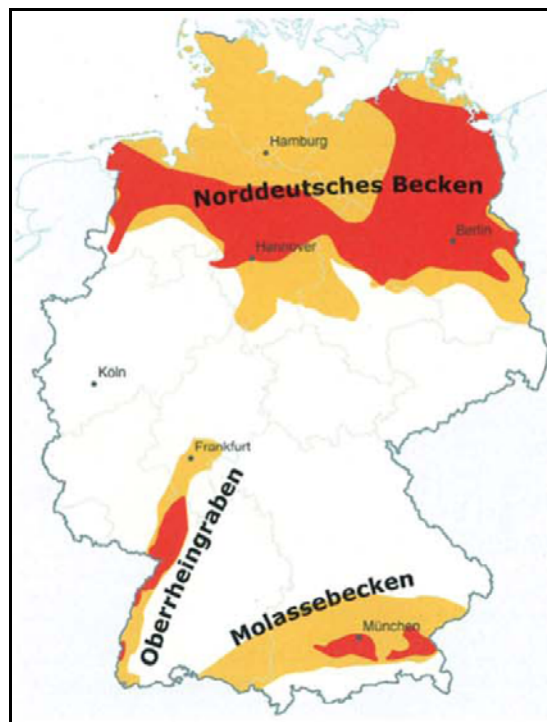


Bild 5: Regionen mit Möglichkeiten zur hydrothermalen Strom- und Wärmegewinnung (Quelle: [6])

Um eine Verwertung der geothermalen Wärme in häufigeren heißen kristallinen Bereichen zu ermöglichen, wie diese in Sachsen anzutreffen sind, ist das „Hot-Dry-Rock-Verfahren“ (HDR) notwendig, welches auch als „Enhanced-Geothermal-System“ (EGS) bezeichnet wird. Hier wird über natürliche und technisch verstärkte Risse und Klüfte ein künstlicher Wasserkreislauf aufgebaut, der dem heißen Gestein Wärme entzieht und damit höhere Temperaturen als mit natürlichen Aquiferen erreicht. Möglich sind Thermalwassertemperaturen bis 200°C.

3 Wärmenutzung – typisches Verbrauchsverhalten in Wärmenetzen

Bei der Wärmenutzung wird eine Zusatzvergütung für die bereitgestellte Elektroenergie gewährt, wenn diese mehr als 20 % der verfügbaren geothermischen Energie beträgt und die im Anhang 4 des EEG genannten Nutzungsanforderungen erfüllt. Da es sich beim Wärmeverbrauch in der Regel nicht um eine zeitlich konstante Abnahme handelt und die Wärmenutzung von geothermischen Anlagen im Megawattbereich stattfinden sollte, werden typische Lastgänge von Wärmenetzen vorgestellt.

3.1 Teillastverhalten als Wärmeleistung in Abhängigkeit von der Außentemperatur

Die Außentemperatur ist bei der Wärmenutzung für Heiz- und Kühlzwecke die entscheidende Einflussgröße. Deshalb ist es sinnvoll und auch für die Beurteilung der Energieeffizienz hilfreich, das so genannte Teillastverhalten als Wärmeleistung in Abhängigkeit von der Außentemperatur darzustellen. Auf Bild 6 ist dieses Teillastverhalten für ein Wärmenetz mit einer verfügbaren Maximalleistung von 6.416 kW dargestellt.

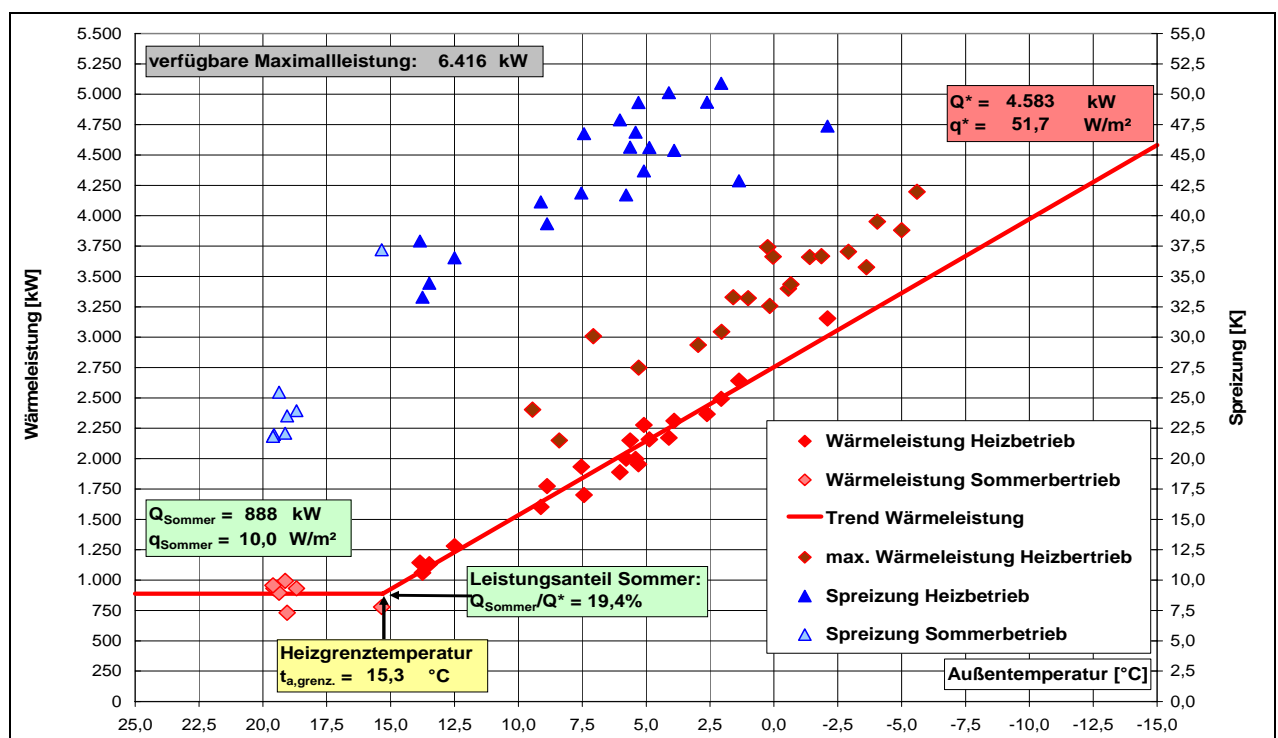


Bild 6: Wärmeleistung für Raumheizung, Kühlung über Absorptions-Kältemaschine und Trinkwassererwärmung in Abhängigkeit von der Außentemperatur (Monatsmittelwerte) (Quelle: [7])

Als Informationsquelle wurde der Wärmehändler genutzt, welcher die in Tabelle 3 genannten Zählerstände und Maximalwerte über einen Zeitraum von mindestens zwölf zurückliegenden Monaten gespeichert hat.

Tabelle 3: gespeicherte Verbrauchsinformationen von Wärmehählern

Bezeichnung	Einheit
Zählerstand Wärmeverbrauch für mindest 12 zurückliegende Monate	MWh
Zählerstand Heizwasserdurchfluss für mindest 12 zurückliegende Monate	m ³
maximaler Heizwasserdurchfluss für mindest 12 zurückliegende Monate	m ³ /h
maximale Wärmeleistung für mindest 12 zurückliegende Monate	kW
maximale Vorlauftemperatur für mindest 12 zurückliegende Monate	°C
maximale Rücklauftemperatur für mindest 12 zurückliegende Monate	°C

Mit diesen Informationen kann das Teillastverhalten hinreichend genau ermittelt werden. Im Einzelnen sind auf Bild 6 dargestellt:

- die Wärmeleistung im Heizbetrieb als Monatsmittelwerte
- die Wärmeleistung im Sommerbetrieb als Monatsmittelwerte
- der Trend für die Wärmeleistung in Abhängigkeit von der Außentemperatur als linearer Zusammenhang (hinreichend genaues Abbild)
- die Spreizung im Heizbetrieb als Monatsmittelwerte
- die Spreizung im Sommerbetrieb als Monatsmittelwerte
- die maximale Wärmeleistung im Heizbetrieb als Stundenmittelwert
- die Nennwärmeleistung Q^* als Monatsmittelwert
- die spezifische Nennwärmeleistung q^* als Monatsmittelwert
- die Wärmeleistung in der heizfreien Zeit Q_{Sommer} als Monatsmittelwert
- die spezifische Wärmeleistung in der heizfreien Zeit q_{Sommer} als Monatsmittelwert
- der Anteil der Wärmeleistung in der heizfreien Zeit Q_{Sommer}/Q^* und
- die Heizgrenztemperatur.

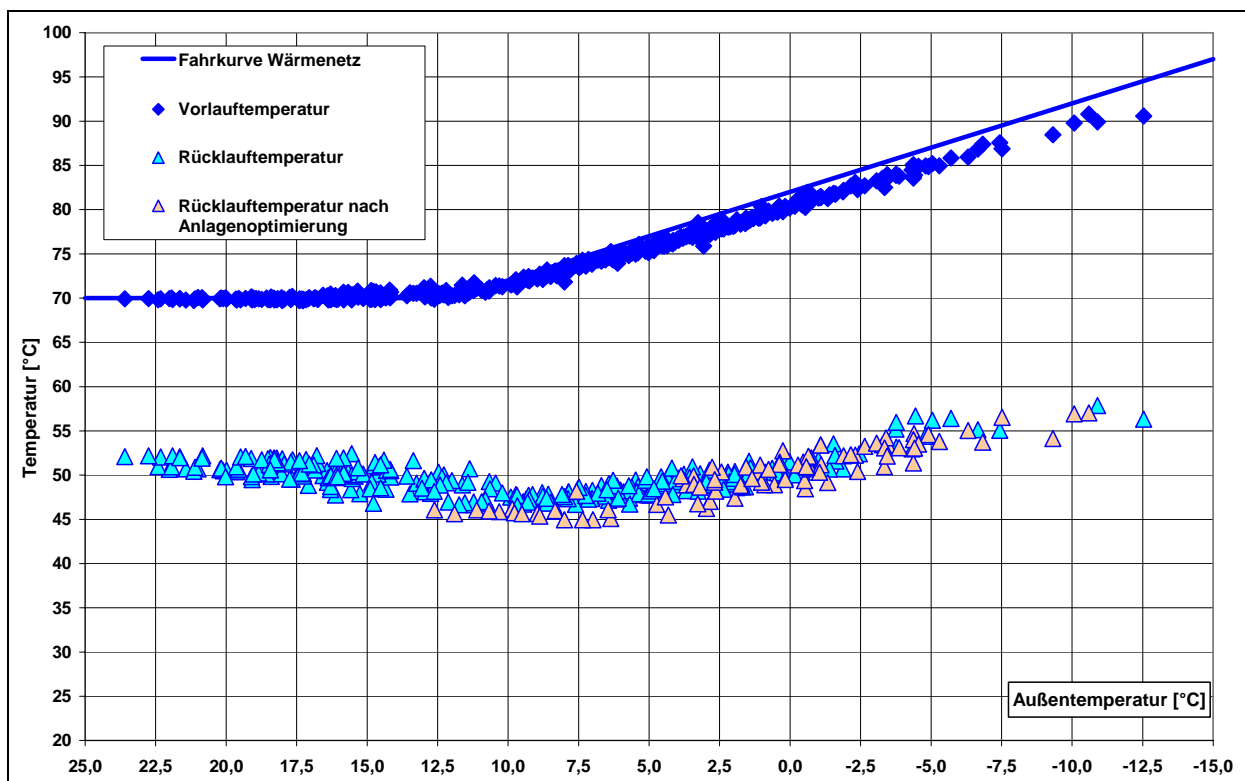


Bild 7: Vor- und Rücklauftemperaturen eines Wärmenetzes in Abhängigkeit von der Außentemperatur (Quelle: [7])

Weitere wichtige Informationen für die Einkopplung geothermischer Energie in vorhandene Wärmenetze sind die Vorlauf- und Rücklauf­temperatur in Abhängigkeit von der Außentemperatur. Diese Daten liegen meist bei den Wärmeversorgern vor und bedürfen nur einer Auswertung wie auf Bild 7 gezeigt. Es ist oft sinnvoll die vorhandenen Anlageneinstellungen mit messtechnischer Begleitung zu optimieren. Auf Bild 7 ist gezeigt, dass damit eine in der Regel vom Wärmeversorger gewünschte Absenkung der Rücklauf­temperatur möglich ist.

3.2 Jahresdauerlinie des Wärmeverbrauchs als Beurteilungskriterium für die Wärmeeinkopplung

Das auf Bild 6 gezeigte Teillastverhalten erlaubt noch keine Aussage über die aus der Geothermieanlage einkoppelbare Wärmemenge. Doch mit Kenntnis der Wärmeleistung in Abhängigkeit von der Außentemperatur und der Jahresdauerlinie für die Außentemperatur kann die Jahresdauerlinie für die Wärmeleistung ermittelt werden. Diese ist mit der Jahresdauerlinie der Außentemperatur für Dresden auf Bild 8 dargestellt.

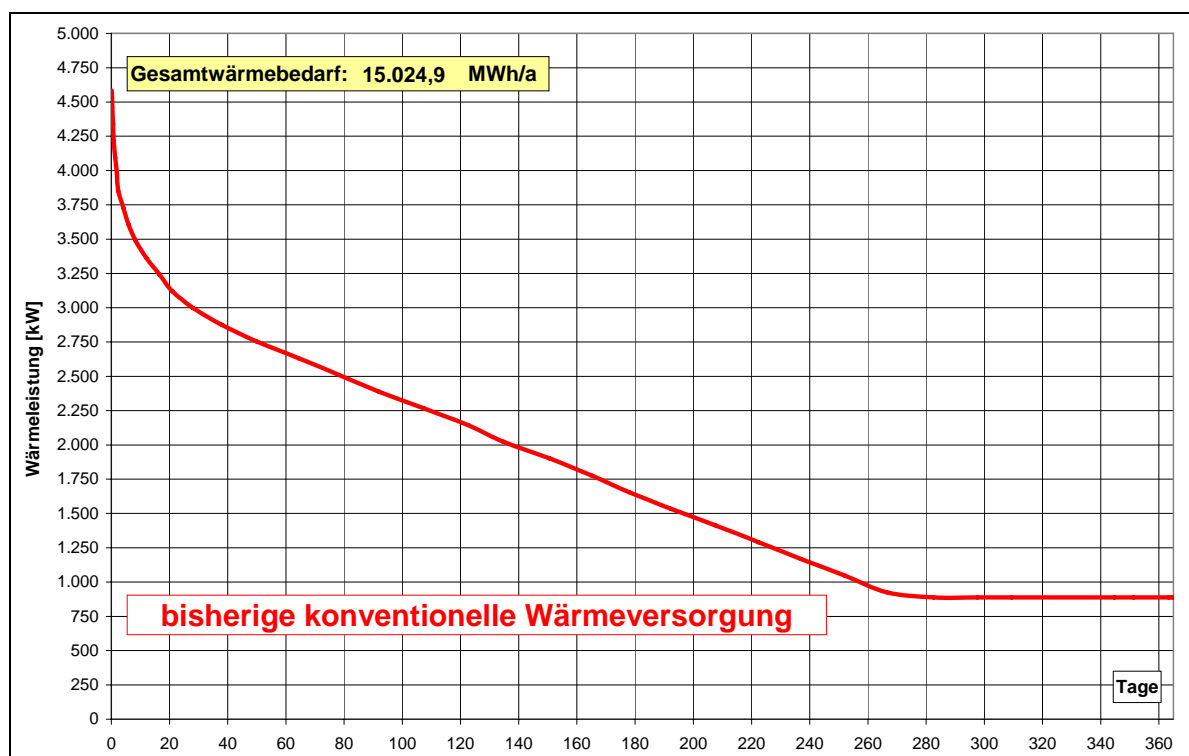


Bild 8: Jahresdauerlinie der Wärmeleistung gemäß Teillastverhalten nach Bild 6 (Quelle: [7])

Im Abschnitt 2.1 wurde gemäß EEG eine Zusatzvergütung von 3 Ct/kWh für die Wärmenutzung genannt, allerdings unter der Voraussetzung, dass mindestens 20 % des geothermischen Wärmeangebots einer Wärmenutzung zugeführt werden müssen. Mit Hilfe der Jahresdauerlinie gemäß Bild 8 können Wärmenutzungsszenarien ermittelt werden. Im Folgenden wird die Vorgehensweise beispielhaft erläutert.

Ausgangspunkt für die Ermittlung der möglichen Wärmenutzung ist die Kenntnis der so genannten Versorgungsaufgabe wie schon auf Bild 6 gezeigt. Zu deren Ermittlung liegen in der Regel beim Energieversorger ausreichende Informationen zum Wärmeverbrauch in Abhängigkeit von der Außentemperatur vor. Auf Bild 9 ist die Versorgungsaufgabe schematisch dargestellt. Falls im Sommerbetrieb der Wärmeverbrauch für Kühlzwecke signifikant von der Außentemperatur abhängig ist, so sollte dies berücksichtigt werden.

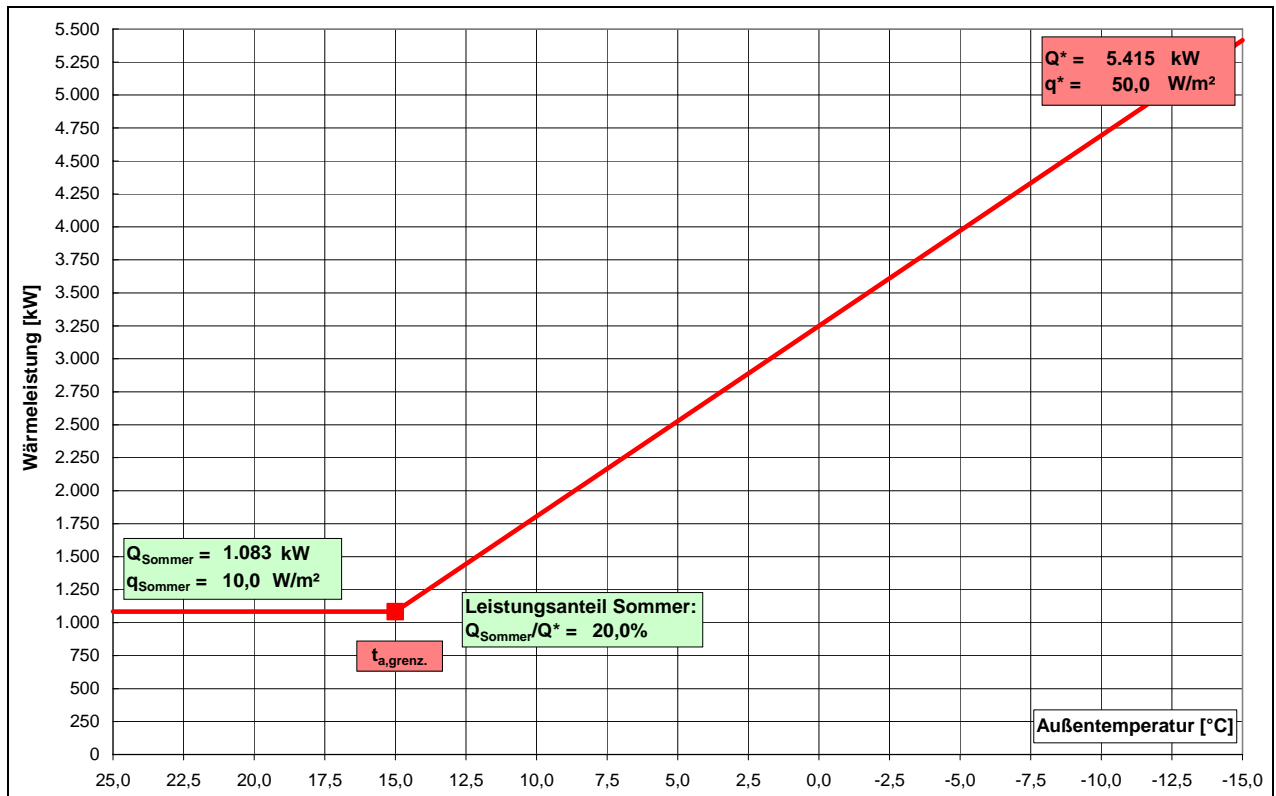


Bild 9: Versorgungsaufgabe schematisch (Quelle: [7])

Im Folgenden soll die Wärmenutzung für eine geothermische Wärmeleistung von 10 MW erläutert werden. Das geothermische Wärmeangebot beträgt bei kontinuierlicher Ergiebigkeit der Quelle 87.600 MWh/a. Davon sollen 20 %, also 17.520 MWh/a genutzt werden. Auf Bild 10 ist die Jahresdauerlinie der Wärmeleistung gemäß der Versorgungsaufgabe nach Bild 9 dargestellt. Der Jahreswärmeverbrauch muss größer als der notwendige Geothermieanteil von 17.520 MWh/a sein. Für das gewählte Beispiel wurde eine maximale geothermische Leistung von 3,5 MW angesetzt, um die erforderliche Wärmeauskopplung zu erreichen. Diese maximale Wärmeleistung ist allerdings nur an ca. 30 Tagen im Jahr erforderlich. Dennoch sind die Einbußen an Elektroenergiebereitstellung höher als bei einer Abnehmerstruktur, bei der die Minimalleistung von 2 MW ganzjährig eingespeist werden kann.

Diese Verhältnisse sind auf Bild 11 dargestellt. Das Wärmenetz muss in diesem Fall eine Nennleistung von 10 MW haben. Es sind also in Abhängigkeit vom Teillastverhalten der Abnehmer vielfältige Möglichkeiten der Wärmenutzung, der Optimum nur objektkonkret ermittelt werden kann.

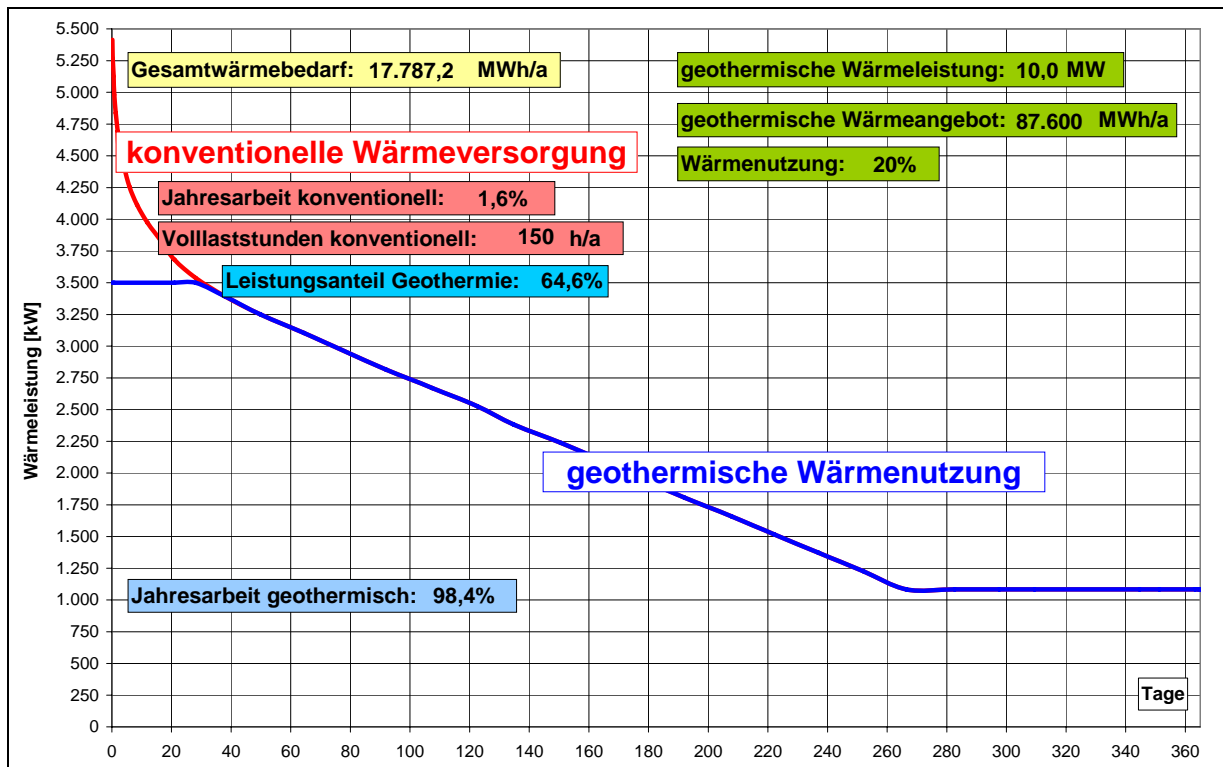


Bild 10: Jahresdauerlinie Wärmeleistung gemäß Bild 9 mit der Jahresdauerlinie der Außentemperatur für Dresden und Leistungs- sowie Arbeitsanteile für eine geothermische Wärmenutzung (Quelle: [7])

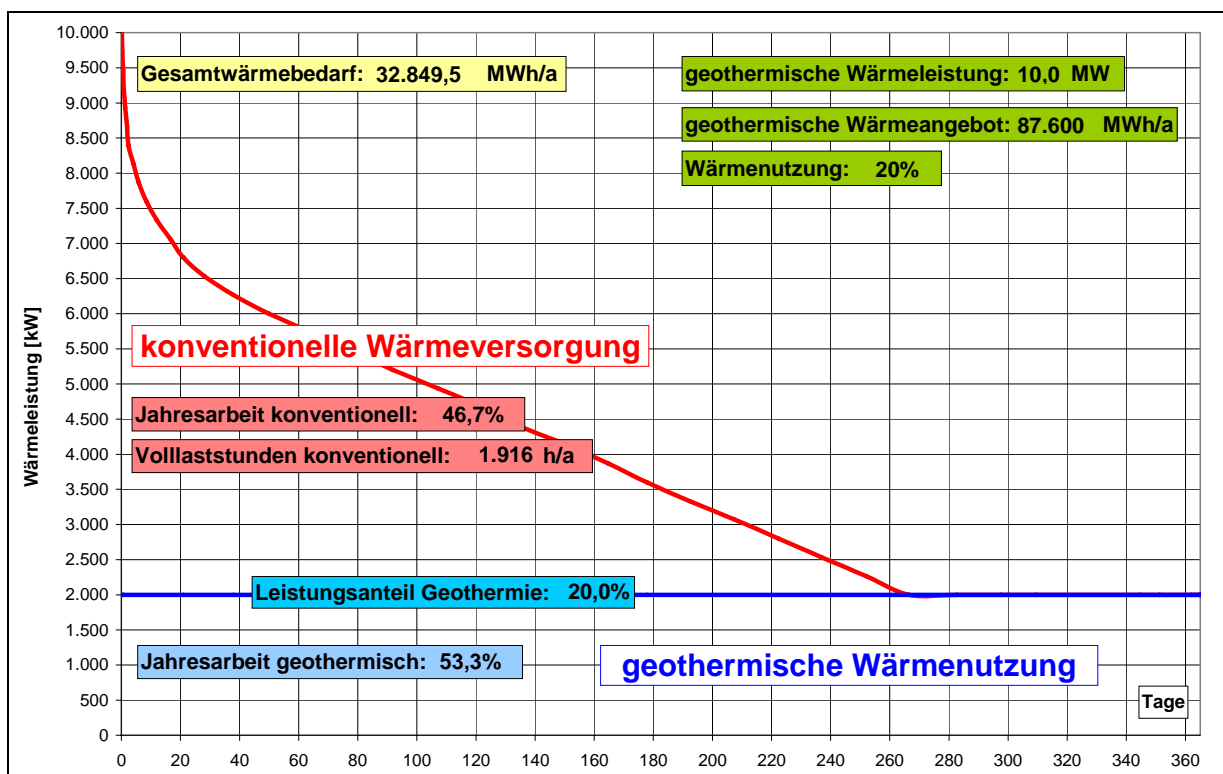


Bild 11: Jahresdauerlinie Wärmeleistung mit einer geothermischen Nennleistung von 20 MW und der Jahresdauerlinie der Außentemperatur für Dresden und Leistungs- sowie Arbeitsanteile für eine geothermische Wärmenutzung (Quelle: [7])

3.3 Primärenergetische Bewertung der Wärmenutzung aus Tiefengeothermie

Mit der Einführung des Gesetzes zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (Erneuerbare-Energien-WärmeGesetz – EEWärmeG) sind Aussagen zur energetischen Qualität der genutzten Wärme wichtig geworden. Deshalb wird die Ermittlung des Primärenergiefaktors für die geothermische Wärmeenergie vorgestellt. Auf Bild 12 ist die Energiebilanz für die Nutzung von geothermischer Energie für Elektroenergiebereitstellung und Wärmenutzung dargestellt.

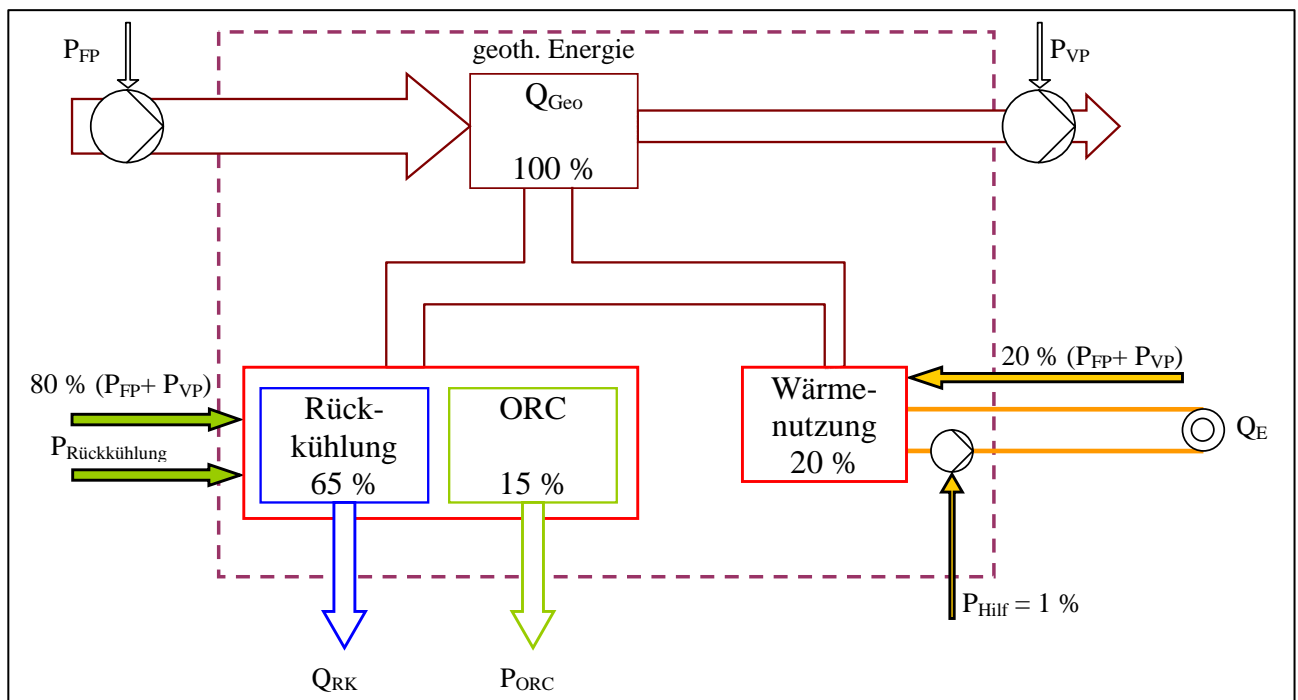


Bild 12: Energiebilanz für geothermische Wärmeenergie

Für den genutzten Wärmeanteil lautet die Beziehung zur Ermittlung des Primärenergiefaktors $f_{p,Geo,Q}$ für die ausgekoppelte geothermische Wärmeenergie bezogen auf die bei den Abnehmern ankommende Endenergie Q_E :

$$f_{p,Geo,Q} = \frac{f_{El} \times (0,2 \times (P_{FP} + P_{VP}) + P_{Hilf})}{Q_E}$$

Die Beziehung für die vollständige primärenergetische Untersuchung inklusive des erzeugten Stromes lautet:

$$f_{p,Geo,Ges} = \frac{f_{El} \times ((P_{FP} + P_{VP}) + P_{Rückkühlung} + P_{Hilf} - P_{ORC})}{Q_E}$$

Es bedeuten:

$f_{p,Geo,Q}$ Primärenergiefaktor für ausgekoppelte geoth. Wärmeenergie ohne Elektroenergiebereitstellung

$f_{p,Geo,Ges}$	Primärenergiefaktor für ausgekoppelte geoth. Wärmeenergie mit Elektroenergiebereitstellung
$f_{p,Elt}$	Primärenergiefaktor für Elektroenergie (zurzeit 2,7)
P_{FP}	Elektroenergieverbrauch der Förderpumpe des Geothermiekreislaufes in MWh/a
P_{VP}	Elektroenergieverbrauch der Verpresspumpe des Geothermiekreislaufes in MWh/a
P_{Hilf}	Elektroenergieverbrauch für Wärmebereitstellung und -verteilung in MWh/a
$P_{Rückkühlung}$	Elektroenergieverbrauch für die Rückkühlung des Kältemittels
Q_E	Wärmeenergieendverbrauch bei den Abnehmern in MWh/a

Mit Bezug auf Bild 12 wird der Anteil des Elektroenergieverbrauchs der Förder- und Verpresspumpe, welcher der Wärmeversorgung anzurechnen ist gleich dem Anteil der Wärmenutzung (im konkreten Fall 20 %) gesetzt. Der als P_{Hilf} bezeichnete Elektroenergieverbrauch für die Wärmebereitstellung und -verteilung wurde an vielen Anlagen (Heizhäuser, FW-Kompaktstationen und Heizkesselanlagen) messtechnisch bestimmt und beträgt ca. 1 % der bereitgestellten Wärmeenergie am Standort des Wärmeerzeugers. Dieser Wert wird in die Bilanz einbezogen, weil die am Nutzer ankommende Endenergie als Bezugsgröße für den Primärenergiefaktor angesetzt wird. In Tabelle 4 ist eine Berechnung des Primärenergiefaktors beispielhaft gezeigt.

Tabelle 4: Beispielhafte Ermittlung des Primärenergiefaktors für geothermische Wärmeenergie

Primärenergiefaktoren, CO₂-Emissionen und Jahresendenergieverbrauch:	
Primärenergiefaktor Erdgas	1,1
Primärenergiefaktor Elektroenergie	2,7
CO ₂ -Emission Erdgas [tCO ₂ /MWh]	0,234
CO ₂ -Emission Elektroenergie (BRD-Mix) [tCO ₂ /MWh]	0,625
Jahresverbrauch Endenergie [MWh/a]	17.787
konventionelle Wärmeversorgung mit Erdgaskessel:	
Jahresnutzungsgrad konventionelle Technik	85%
Brennstoffverbrauch konventionelle Technik [MWh/a]	20.926
Anteil elektrische Hilfsenergie an Endenergie	1%
Jahresbedarf Elektroenergie für Wärmebereitstellung und -verteilung [MWh/a]	177,87
Primärenergiefaktor	1,32
CO₂-Emission [tCO₂/a]	5.007,9
Wärmeversorgung mit geothermischer Energie:	
Jahresnutzungsgrad konventionelle Spitzenlastkessel Technik	85%
Brennstoffbedarf konventionelle Technik Spitzenlastkessel [MWh/a]	337,89
zuzuordnender Elektroenergieverbrauch Förder- und Verpresspumpe [MWh/a]	700,80
Jahresverbrauch Elektroenergie für Wärmebereitstellung und -verteilung [MWh/a]	177,87
Primärenergiefaktor	0,15
CO₂-Emission [tCO₂/a]	628,2
CO₂-Vermeidung [tCO₂/a]	4.379,6
	87,5%
Wärme- und Elektroenergiebereitstellung aus geothermischer Energie	
verfügbare geothermische Energie für Elektroenergiebereitstellung [MWh/a]	70.080
Wirkungsgrad Elektroenergiebereitstellung	15%
Elektroenergiebereitstellung [MWh/a]	10.512
zuzuordnender Elektroenergieverbrauch Förder- und Verpresspumpe [MWh/a]	2.803,2
Jahresverbrauch elektrische Hilfsenergie für ORC-Prozess (Rückkühlung) [MWh/a]	788,4
Primärenergiefaktor	-0,90

Die Nutzung geothermischer Wärmeenergie ist primärenergetisch und hinsichtlich der Verringerung von CO₂-Emission vorteilhaft. Das als Vergleich herangezogene Referenzszenario mit einer Wärmebereitstellung nur im Heizwerksprozess, d. h. ohne Kraft-Wärme-Kopplung sollte zumindest nicht typisch für eine Wärmeversorgung in dieser Größenordnung sein. Dennoch kann festgestellt werden, dass der ermittelte Primärenergiefaktor für die geothermische Wärmeenergie von knapp 0,15 im KWK-Prozess mit Erdgas als Brennstoff nicht erreicht werden kann. Für die vollständige primärenergetische Untersuchung muss der in der Geothermieanlage erzeugte Strom abgezogen werden. Da mehr Strom erzeugt als verbraucht wird, ist der gesamte Primärenergiefaktor negativ.

4 Elektroenergiebereitstellung in Verbindung mit sinnvollen Wärmenutzungskonzepten

4.1 Vorbetrachtung

Das heiße Wasser des Prozesses soll zur Elektroenergiebereitstellung und zur Wärmebereitstellung genutzt werden. Im Folgenden werden dafür verschiedene Prozesse dargestellt. Für jeden Prozess werden der ORC-Wirkungsgrad und der zu erwartende Ertrag in Abhängigkeit der Thermalwassereintrittstemperatur dargestellt. Zum Vergleich ist in Variante 1 ein Prozess ohne Abwärmenutzung dargestellt. Damit wird der ORC-Prozess zum Verständnis allgemein betrachtet.

Die angenommenen Ausgangsdaten für die Variantenuntersuchungen sind in Tabelle 5 dargestellt.

Tabelle 5: Ausgangsdaten für die Variantenberechnung

	min	max
Vorlauftemperatur Wärmequelle	120	180°C
Temperaturdifferenz zwischen Förder- und Schluckbohrung		50 K
Förderrate	50 l/s 180 m ³ /h	
Wärmeleistung		10 MW
Minimale Temperaturdifferenz im ORC Verdampfer	5 K	
Fernwärmenetz Vorlauftemperatur		70°C
Fernwärmenetz Rücklauftemperatur		50°C
Minimale Temperaturdifferenz im ORC Kondensator	5 K	
Wirkungsgrad Expander/ Generator		80 %
Wirkungsgrad Kondensatpumpe ORC Prozess		42 %
Wirkungsgrad Generator		95 %

Wie bei jedem Wärme- Kraft-Prozess ist der Wirkungsgrad von der Verdampfungs- und Kondensationstemperatur abhängig. Je höher die Verdampfungstemperatur des Arbeitsmittels und je geringer die Kondensationstemperatur, umso besser ist der Wirkungsgrad.

Die nachfolgenden Berechnungen wurden mit dem Kältemittel SES36 durchgeführt, welches die Firma Solvay für den Einsatz in ORC Anlagen vertreibt. Es ist gut für den angestrebten Einsatzbereich geeignet. Auf dem Markt gibt es ORC Anlagenanbieter, die mit anderen Arbeitsstoffen arbeiten. Erst nach der Festlegung eines Standortes und der genauen Kenntnis von Heiz- und Rückkühlbedingungen des Prozesses kann der Arbeitsstoff ausgewählt werden, welcher optimal zu den Betriebsbedingungen passt.

In Bild 13 ist der ORC-Prozess allgemein in einem lg-p-h-Diagramm dargestellt. Bild 14 zeigt eine schematische Darstellung des ORC-Prozesses. Die Kondensationswärme wird an die Umgebung abgegeben (ohne Wärmenutzung). Die Prozesspunkte sind ebenfalls eingetragen.

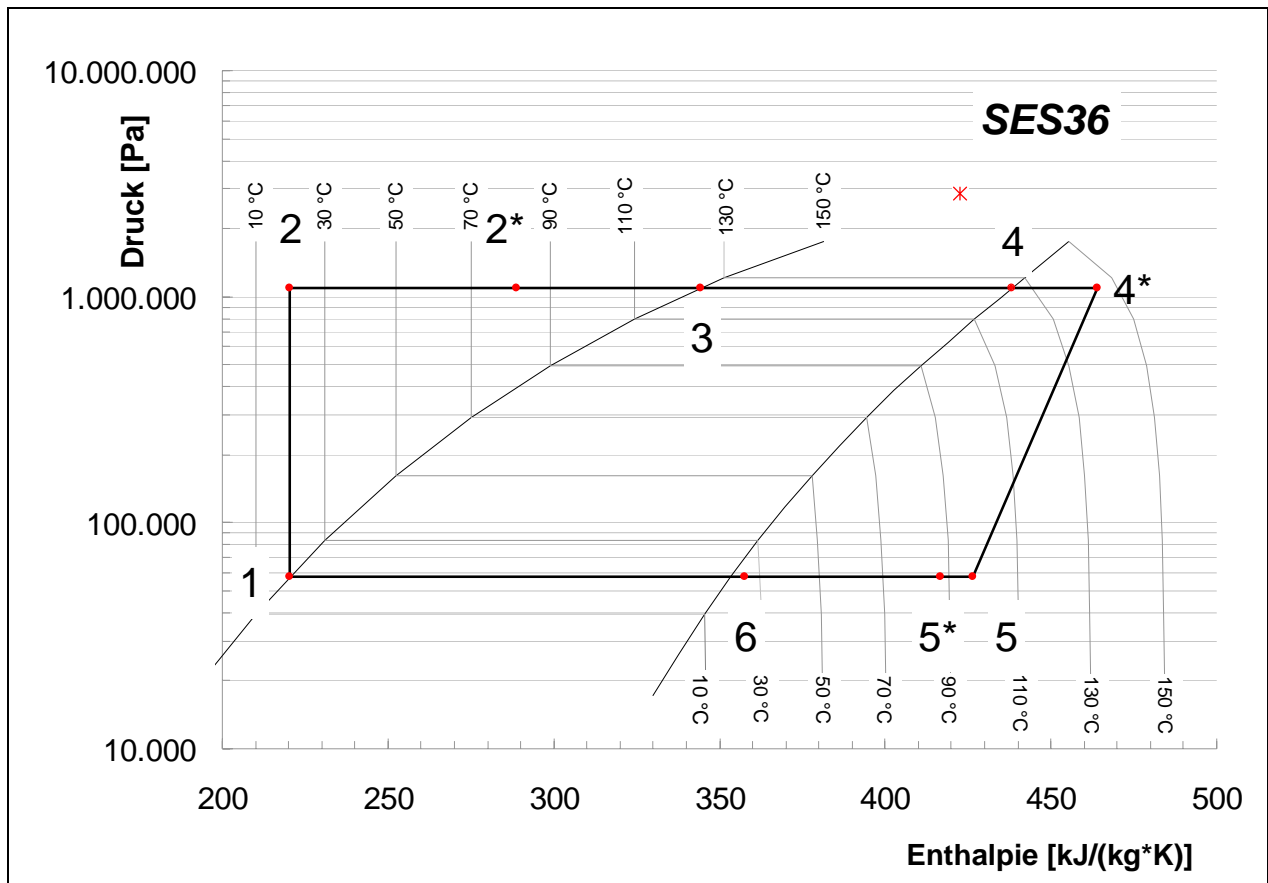


Bild 13: ORC-Prozess im lg-p-h-Diagramm

Die Zustandsänderung von Punkt 1 zu 2 ist die Druckerhöhung des flüssigen Kältemittels durch die Kondensatpumpe. Von 2 zu 2* wird das Kältemittel durch den Regenerator erwärmt. Im Schritt 2* bis 4 kommt es durch die Wärmezufuhr aus der geothermischen Quelle zur Erhitzung und Verdampfung des Kältemittels. Von 4 zu 4* erfolgt eine Überhitzung des Dampfes, die den Wirkungsgrad des ORC-Prozesses verbessert. Von Punkt 4* nach 5 erfolgt die Entspannung des Dampfes in einer Turbine unter Abgabe mechanischer Energie. Von Punkt 5 bis 6 wird der Dampf im Regenerator weiter abgekühlt, wobei die Wärme der Flüssigkeit zwischen Punkt 2 zu 2* zugeführt wird. Die Kondensation des Kältemittels zwischen Punkt 6 zu 1 erfolgt unter Wärmeabgabe.

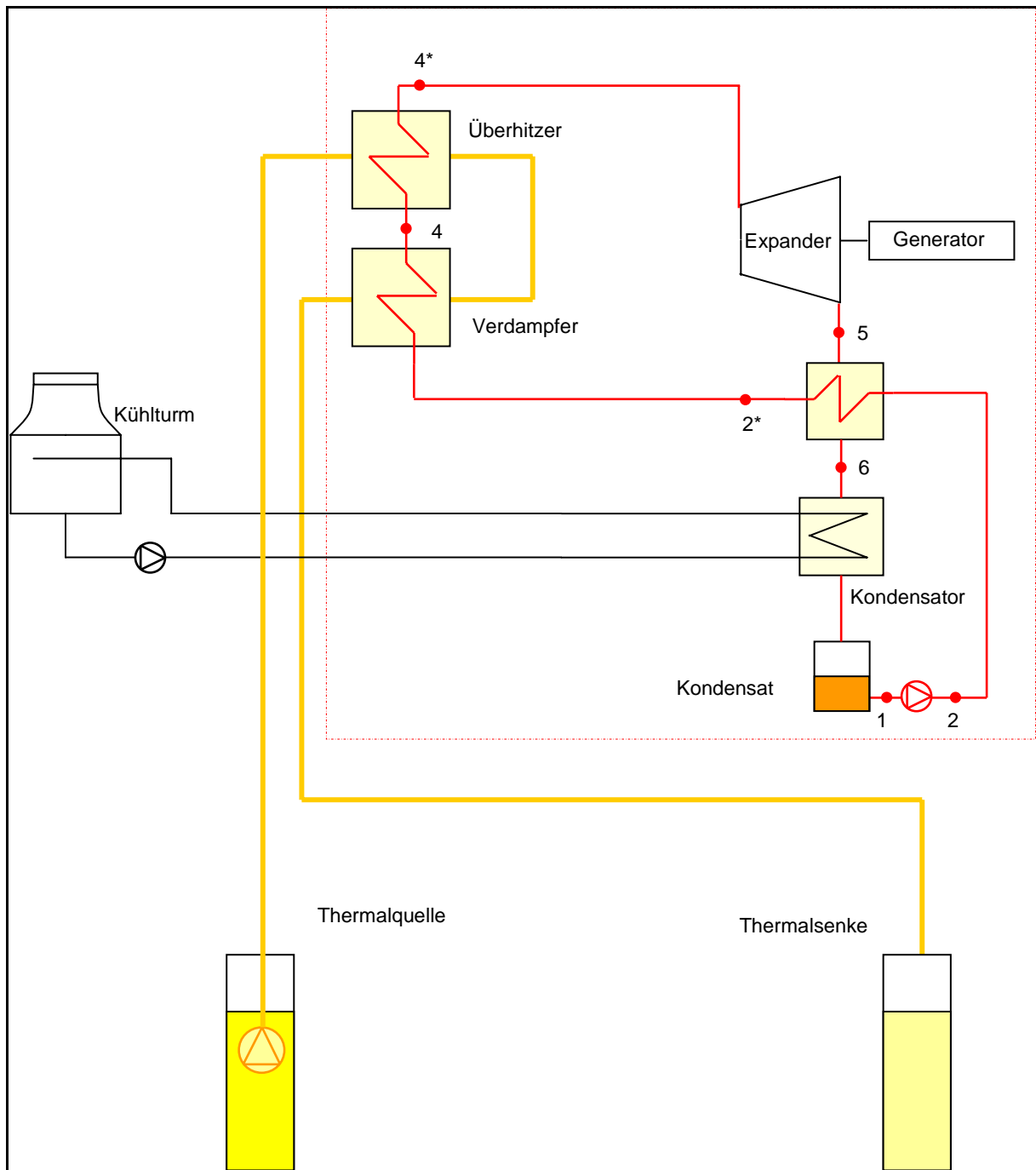


Bild 14: schematischer ORC-Prozess zur Elektroenergiebereitstellung ohne Nutzung der Abwärme

4.2 Variante 1 - ORC Prozess ohne Abwärmenutzung

Für die erste Variante eines ORC-Prozesses ohne Abwärmenutzung wird der auf Bild 14 dargestellte Prozess zugrunde gelegt. In Abhängigkeit der Thermalwassereintrittstemperatur ergeben sich dabei die in Bild 15 dargestellten Wirkungsgrade für den ORC-Prozess. In Bild 15 sind zudem mehrere Varianten für die Überhitzung des Sattdampfes dargestellt. Die unterste Linie im Diagramm zeigt die Wirkungsgrade, wenn eine Dampfüberhitzung von 5 K vorhanden ist. Die mittlere

Kurve gilt für eine Überhitzung von 20 K und die obere Linie für 30 K. Man erkennt, dass die Dampfüberhitzung eine interessante Möglichkeit ist, den elektrischen Wirkungsgrad des ORC-Prozesses zu verbessern. Im weiteren Verlauf wird mit einer konstanten Überhitzung von 5 K gearbeitet. Im Jahresmittel kann mit einer Kondensationstemperatur von 20°C, 10 K über der Jahresmitteltemperatur gerechnet werden.

Bei der Berechnung des Wirkungsgrades wurde der Elektroenergiebedarf der Kondensatpumpe berücksichtigt. Nicht berücksichtigt sind der Aufwand für die Pumpen im Thermalwasserkreislauf, sowie der Elektroenergiebedarf der Rückkühlanlage.

Die Wirkungsgrade liegen bei einem ORC-Prozess ohne Wärmenutzung, bei Thermalwassereintrittstemperaturen zwischen 180°C und 120°C zwischen 19% und 10 %, bei 5 K Überhitzung.

Mit den bereits erwähnten Vergütungssätzen, ergibt sich ohne den Wärmebonus eine Vergütung von 24 Ct/kWh. In Bild 16 sind dafür die entsprechenden jährlichen Nettoerträge dargestellt. Es zeigt sich, dass die Erträge, wie auch die Wirkungsgrade, mit steigender Thermalwassertemperatur zunehmen. Die Erträge aus dem Stromverkauf bewegen sich, abhängig von der Heiztemperatur, zwischen 2,1 Mio. € und 3,9 Mio. €

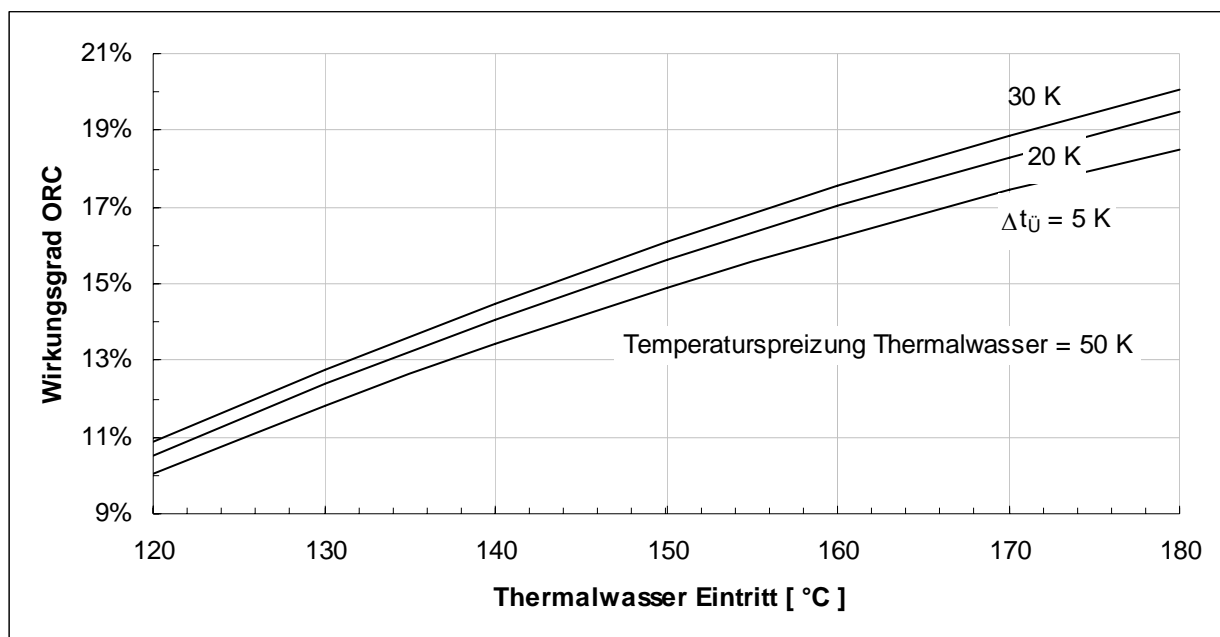


Bild 15: Nettowirkungsgrad eines ORC Prozesses in Abhängigkeit von Thermalwassertemperatur bei unterschiedlichen Sattdampfüberhitzungen – Variante 1

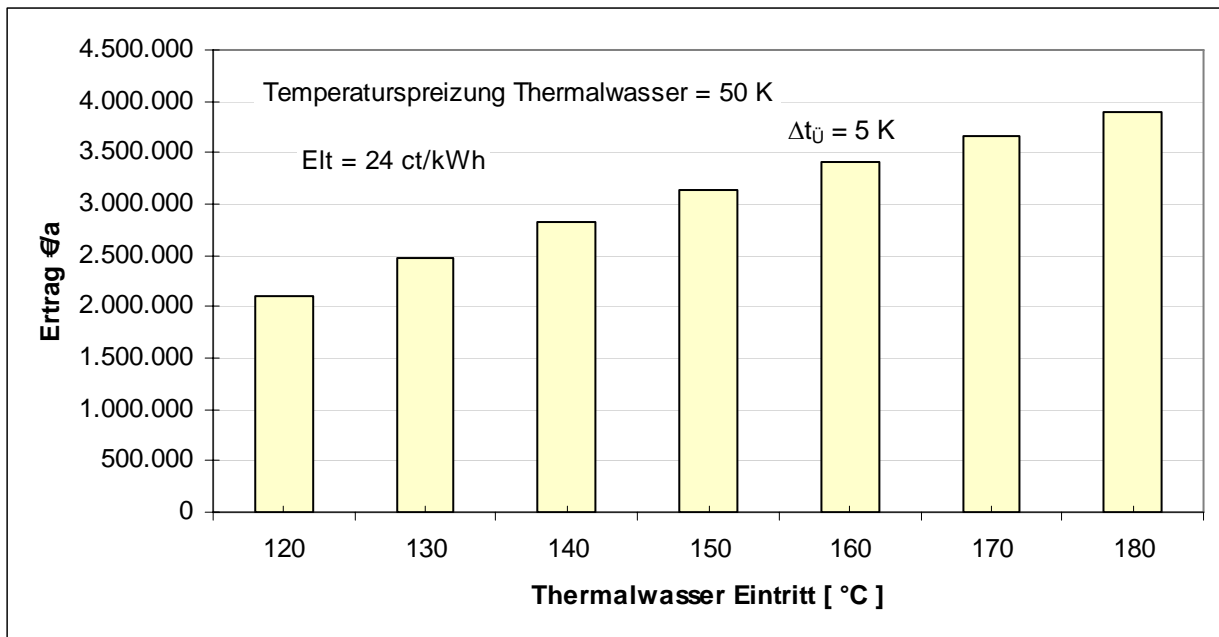


Bild 16: jährliche Nettoerträge eines ORC Prozesses in Abhängigkeit von Thermalwassertemperatur bei einer Sattdampfüberhitzung von 5 K– Variante 1

4.3 Variante 2 - ORC Prozess mit 20 %iger Wärmenutzung

In der Variante 2 werden nur 80 % des geothermalen Wärmeangebots verstromt und 20 % der Wärme nach Durchlaufen des ORC-Prozesses, direkt in ein Wärmenetz eingespeist. Diese 20%ige Wärmenutzung rechtfertigt nach EEG eine Erhöhung der Stromvergütung um 3 Ct, von 24 Ct/kWh auf 27 Ct/kWh. Diese Variante, schematisch in Bild 17 dargestellt, hat einen geringen apparativen Aufwand. Die Temperaturen des Thermalwassers nach dem ORC Prozess sind u. U. auch geeignet höhere Fernwärmepemperaturen als 70°C im Vorlauf zu realisieren.

Die Austrittstemperatur des Wassers nach dem ORC-Prozess liegt 40 K unter der Eintrittstemperatur, also bei mindestens 80°C. Gegenüber der Variante ohne Wärmenutzung zeigt Bild 18 eine Verbesserung des Wirkungsgrades der Elektroenergiebereitstellung aufgrund der um 10 K höheren Verdampfungstemperatur im ORC-Prozess. Andererseits werden nur 80 % der thermischen Energie zur Stromproduktion genutzt, so dass der Ertrag aus der Elektroenergiebereitstellung insgesamt geringer ist. Der zusätzliche Ertrag aus dem Wärmeverkauf führt jedoch zu einer höheren Gesamteinnahme, wie Bild 19 zeigt. Der Wärmepreis wurde mit 5 Ct/kWh angesetzt.

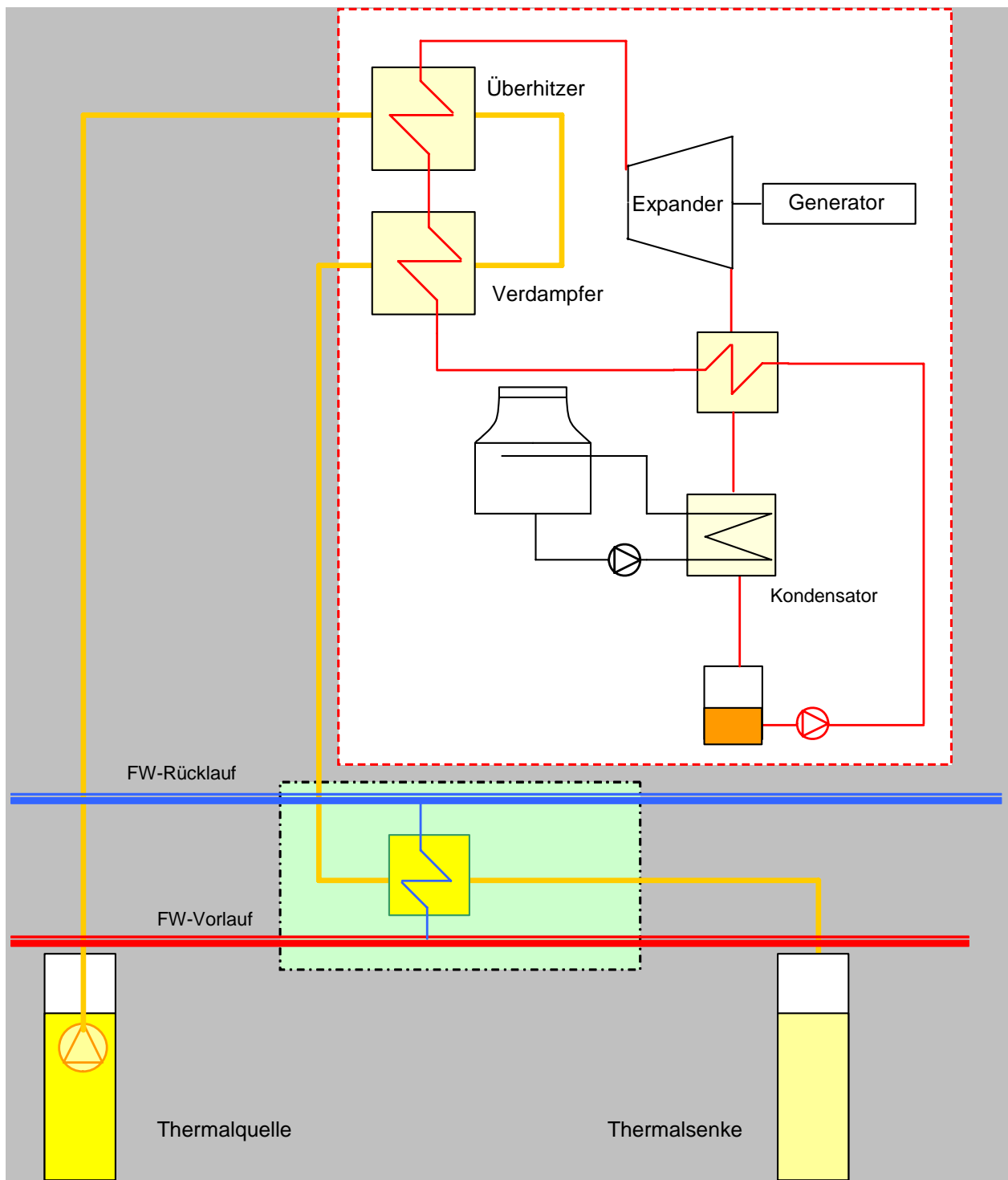


Bild 17: schematischer ORC-Prozess mit Fernwärmeerwärmung aus dem Rücklauf des Thermalwassers

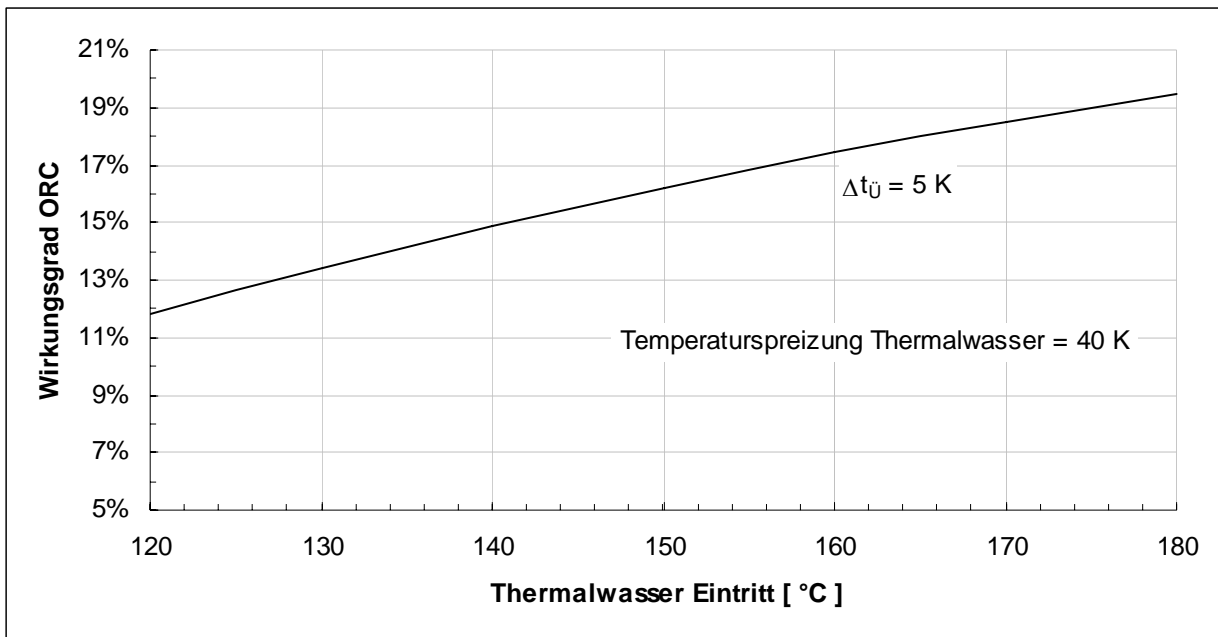


Bild 18: Nettowirkungsgrad eines ORC-Prozesses in Abhängigkeit von Thermalwassertemperaturen bei einer Sattdampfüberhitzung von 5 K – Variante 2

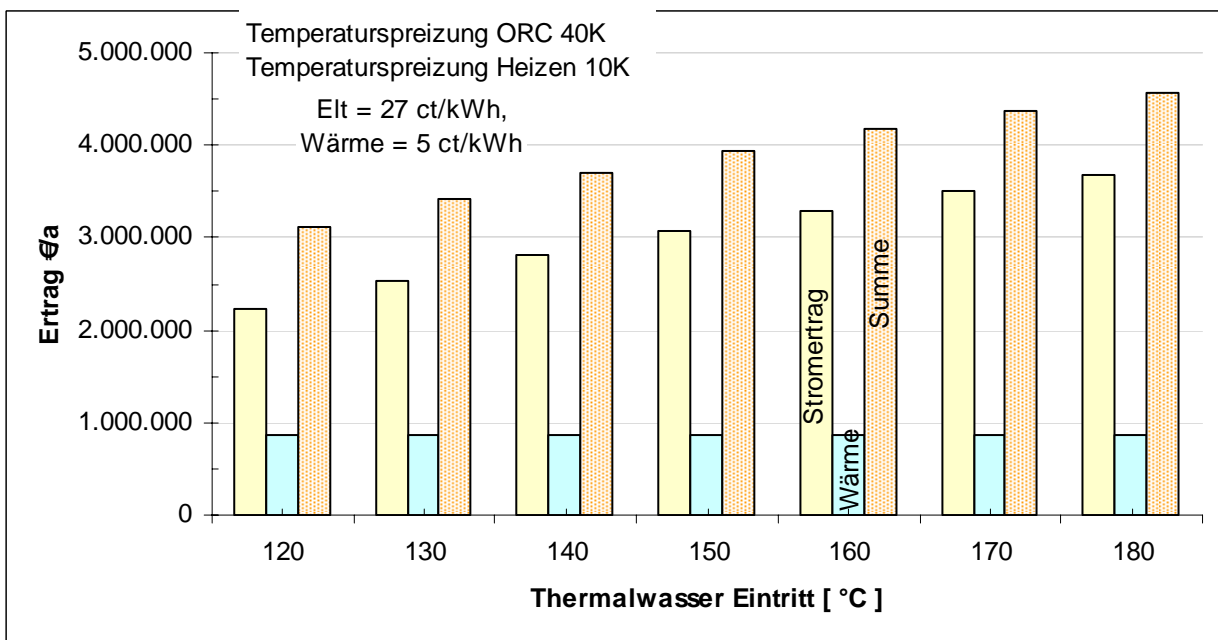


Bild 19: jährliche Nettoerträge eines ORC Prozesses in Abhängigkeit von Thermalwassertemperaturen bei einer Sattdampfüberhitzung von 5 K – Variante 2

4.4 Variante 3 - Vollständige Nutzung der Kondensationswärme eines ORC Prozesses durch Einspeisung in ein FW-Netz mit 70°C Vorlauftemperatur

In einer dritten Variante erfolgt die Kondensation des Kältemittels durch Wärmeabgabe an ein Fernwärmenetz das von 50°C auf 70°C aufgeheizt wird. (siehe Bild 20) Damit liegt die Kondensationstemperatur im Jahresmittel bei 75°C.

Der Wirkungsgrad eines ORC-Prozesses (Bild 21), ist wegen der hohen Kondensationstemperatur, verglichen mit den Varianten 1 und 2 deutlich geringer. Die Nettoerträge, dargestellt in Bild 22, jedoch sind geringfügig höher als in Variante 2, weil ein erheblicher Ertrag aus dem Wärmeverkauf entsteht. Voraussetzung für dieses Ergebnis ist ein ständiger Wärmebedarf in der notwendigen Größe. Der Ertrag aus der Stromproduktion geht wegen der hohen Rückkühltemperaturen des ORC-Prozesses stark zurück. Nur wenn ganzjähriger Fernwärmebedarf besteht, ist diese Variante wirtschaftlich interessant.

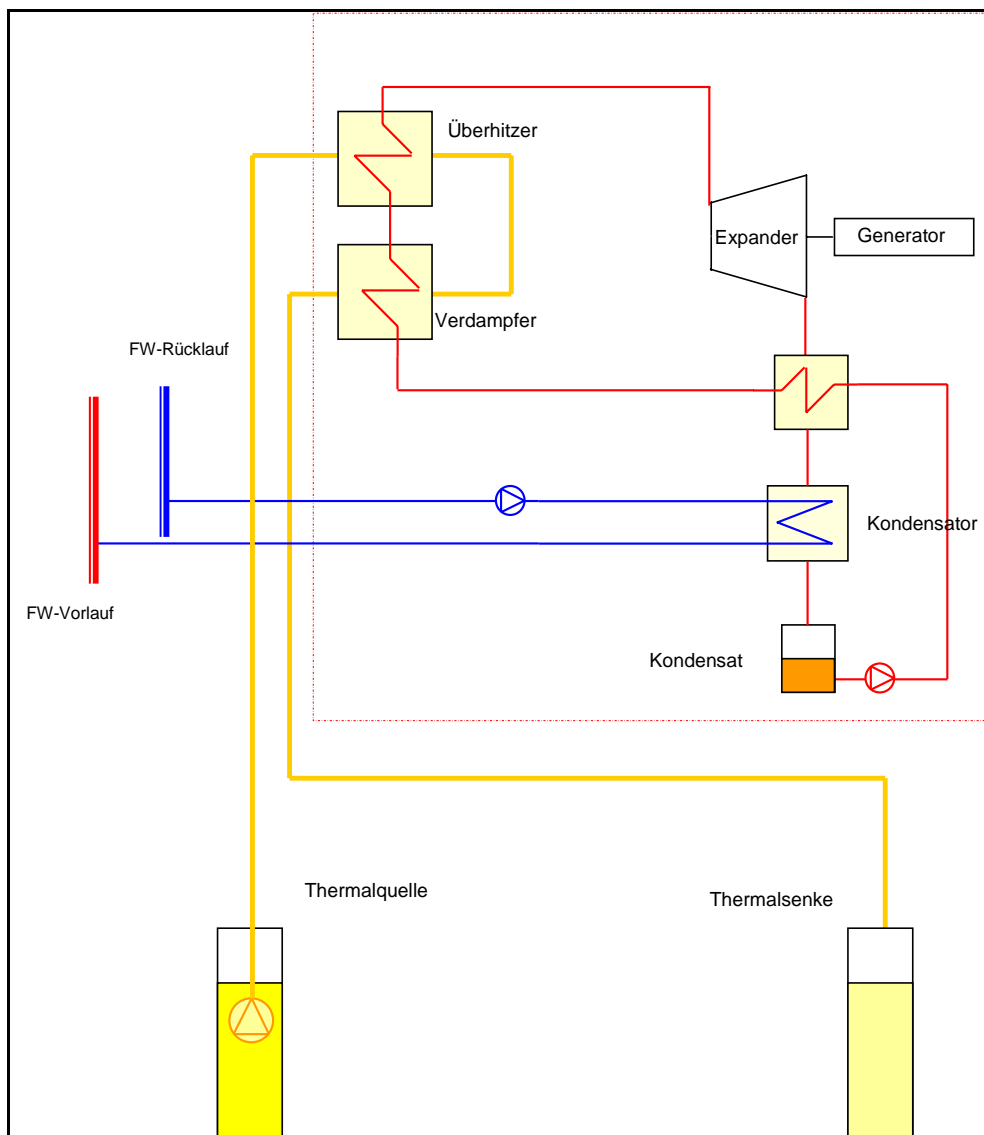


Bild 20: schematischer ORC-Prozess mit vollständiger Kondensation am Fernwärmenetz

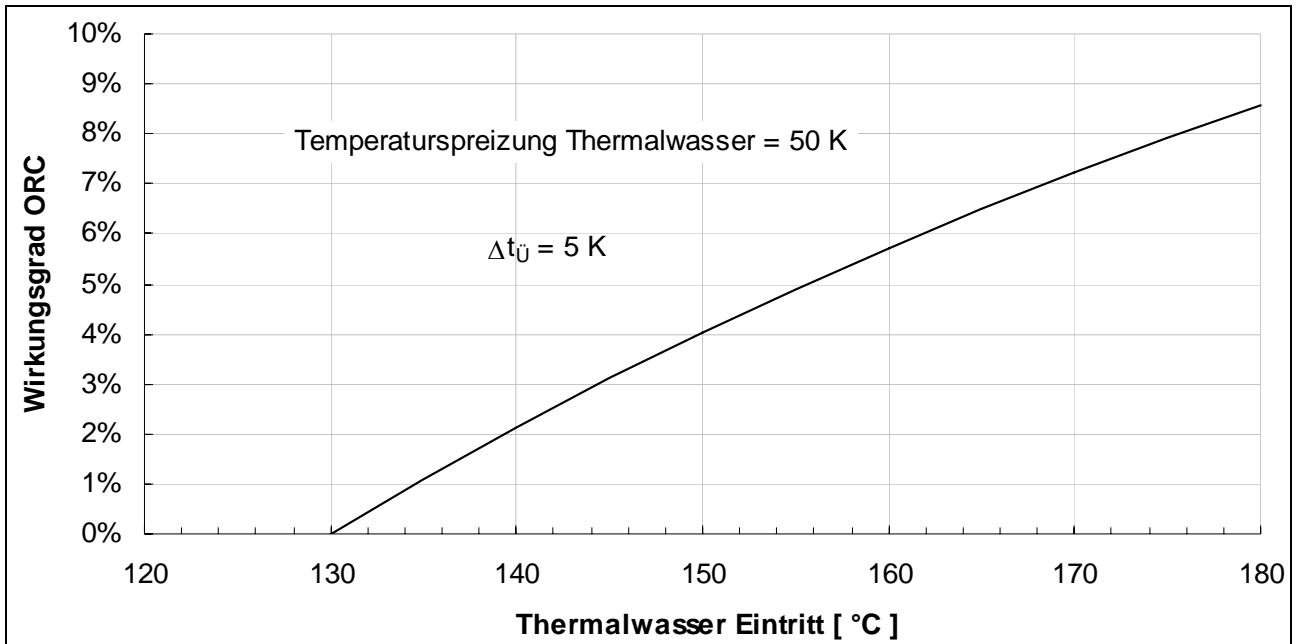


Bild 21: Nettowirkungsgrad eines ORC-Prozesses in Abhängigkeit von Thermalwassertemperaturen bei einer Sattdampfüberhitzung von 5 K – Variante 3

Bei niedrigen Thermalwassertemperaturen geht der Wirkungsgrad des ORC- Prozesses so stark zurück, dass sich die Stromerzeugung bei Heiztemperaturen unter 140°C nicht mehr lohnt.

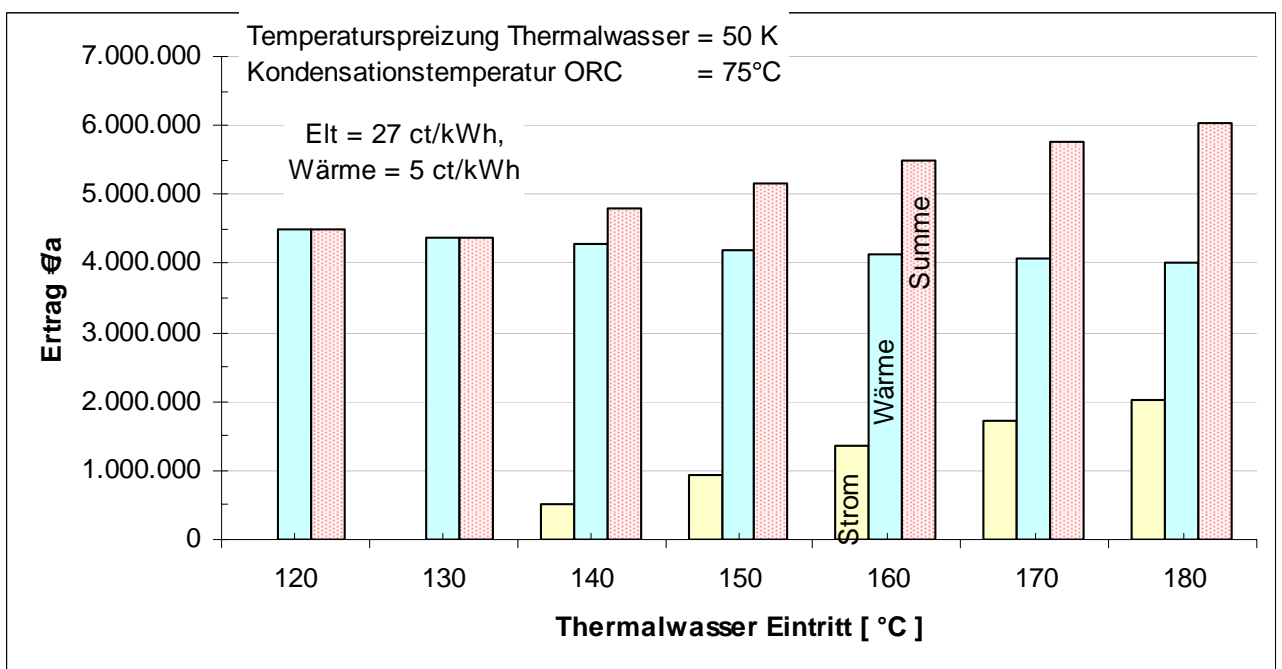


Bild 22: jährliche Nettoerträge eines ORC Prozesses in Abhängigkeit von Thermalwassertemperaturen bei Sattdampfüberhitzung von 5 K – Variante 3

4.5 Variante 4 - Geringere Kondensationstemperatur des ORC Prozesses durch Wärmetransformation

Mit dem technischen Verfahren der Wärmetransformation ist es möglich, auch bei geringerer Kondensationstemperatur Fernwärme von 70°C bereitzustellen.

Ein Wärmetransformator arbeitet prinzipiell mit den gleichen Apparaten, die für die Bereitstellung thermischer Kälte in Absorptionskälteanlagen genutzt werden. Die Kondensationstemperatur des ORC-Prozesses soll bei ca. 55°C (anstatt 75°C) liegen. Die Kondensationswärme wird in dem Wärmetransformator in einen Wärmestrom von 75°C gewandelt und in die Fernwärme einkoppelt. Aus 100 % der eingesetzten Wärme bei 50°C können ca. 50 % auf einem um 20 K höheren Temperaturniveau gewonnen werden. Die verbleibenden 50 % werden an die Umgebung abgegeben. Das erreichbare Temperaturniveau ist von den Rückkühlbedingungen (Lufttemperatur) abhängig. Je geringer die Außenlufttemperatur zur Rückkühlung des Wärmetransformators ist, umso größer kann der Temperaturhub sein. In Bild 24 ist dieser Zusammenhang, unter der Bedingung, dass in einem Wärmetransformator aus der Kondensationswärme Heizwärme von 75°C erzeugt wird, dargestellt. Ohne Wärmetransformator müsste der ORC immer bei 75°C kondensieren, um Fernwärme von 70°C zu erzeugen. Durch den Wärmetransformator kann die ORC Kondensationstemperatur bis unter 50°C gesenkt und der Stromertrag entsprechend vergrößert werden.

Für einen Standort, dessen Wärmebedarf ganzjährig deutlich unter 10 MW liegt, könnte ein Wärmetransformator eingesetzt werden, der die Kondensation des ORC-Prozesses bei geringeren Temperaturen als 75°C ermöglicht (Bild 23).

Bei gleicher Heiztemperatur im ORC wird der Wirkungsgrad deutlich von der Kondensationstemperatur beeinflusst. (Bild 25) Bei den standortabhängigen unterschiedlichen Heiztemperaturen ergeben sich die in Bild 26 aufgetragenen Wirkungsgrade.

Der jährliche Ertrag aus ORC Anlage und Wärme bei Nutzung eines Wärmetransformators zum Senken der Kondensationstemperatur ist in Bild 27 dargestellt. Im Beispiel wird ein Wärmebedarf von nur 50 % der thermischen Leistung der Thermalquelle unterstellt. Die Stromvergütung wird mit 27 Ct/kWh und die Vergütung für Wärme mit 5 Ct/kWh angesetzt. Der apparative Aufwand ist jedoch größer und muss in der Wirtschaftlichkeitsberechnung berücksichtigt werden.

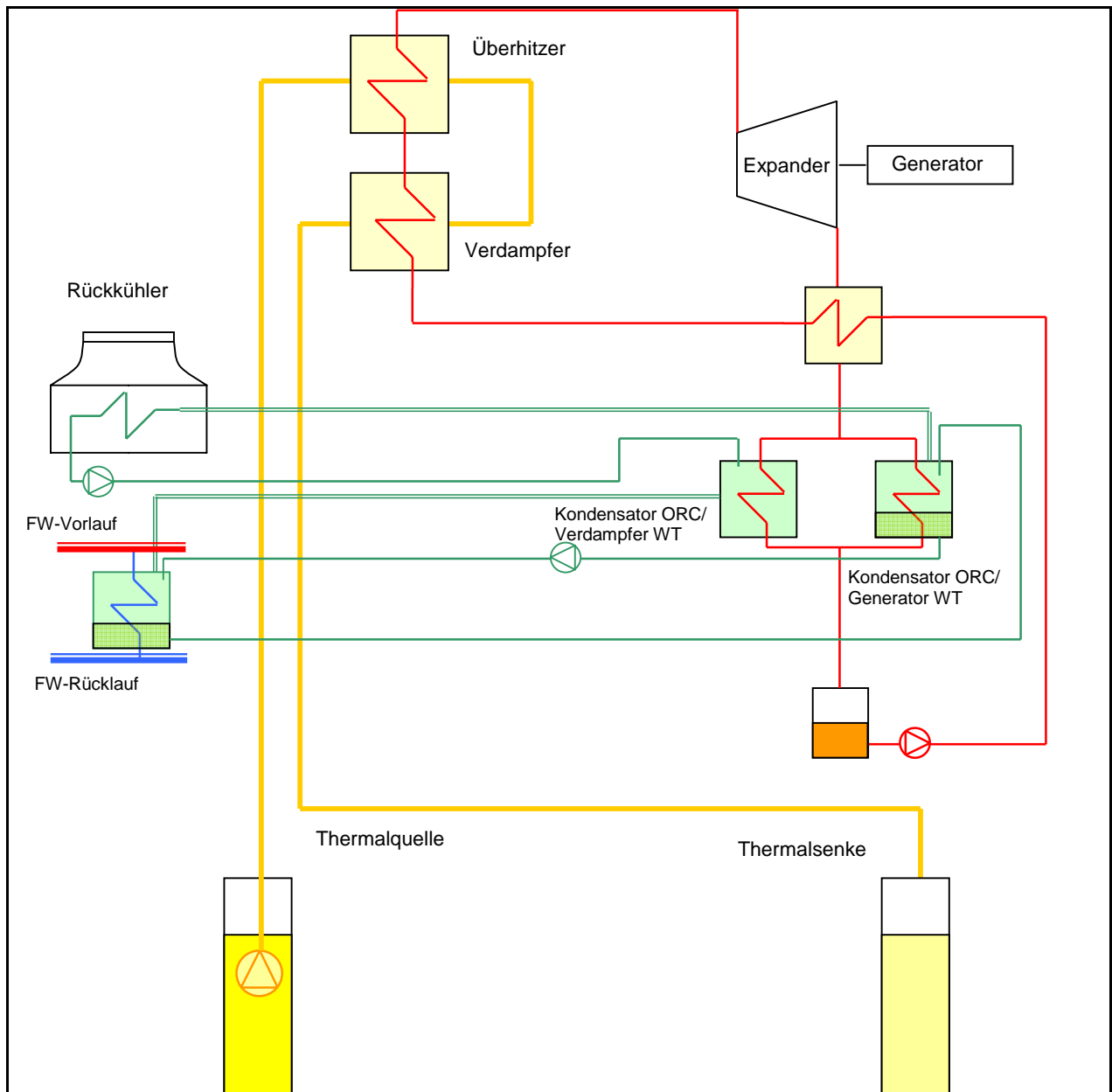


Bild 23: ORC Prozess mit Fernwärmeanbindung und dazwischen geschaltetem Wärmetransformator zum Senken der Kondensationstemperatur

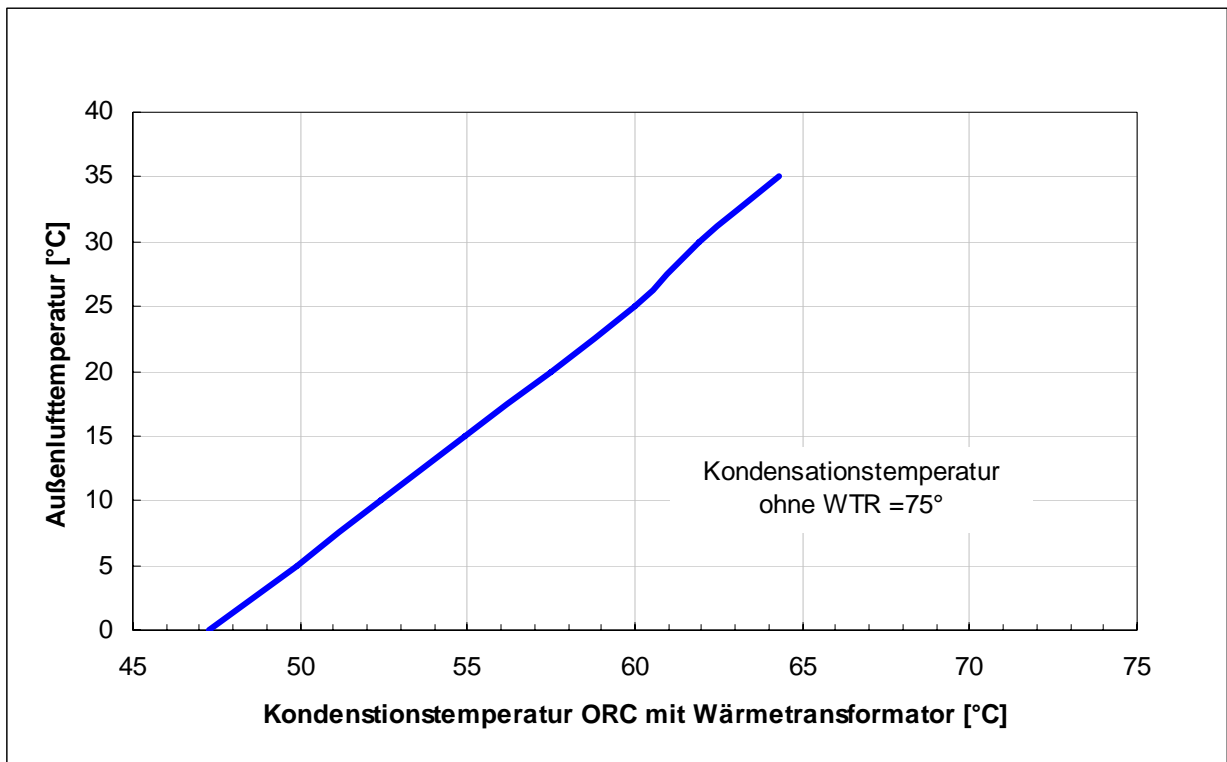


Bild 24: Kondensationstemperatur des ORC-Prozesses in Abhängigkeit der Außentemperatur

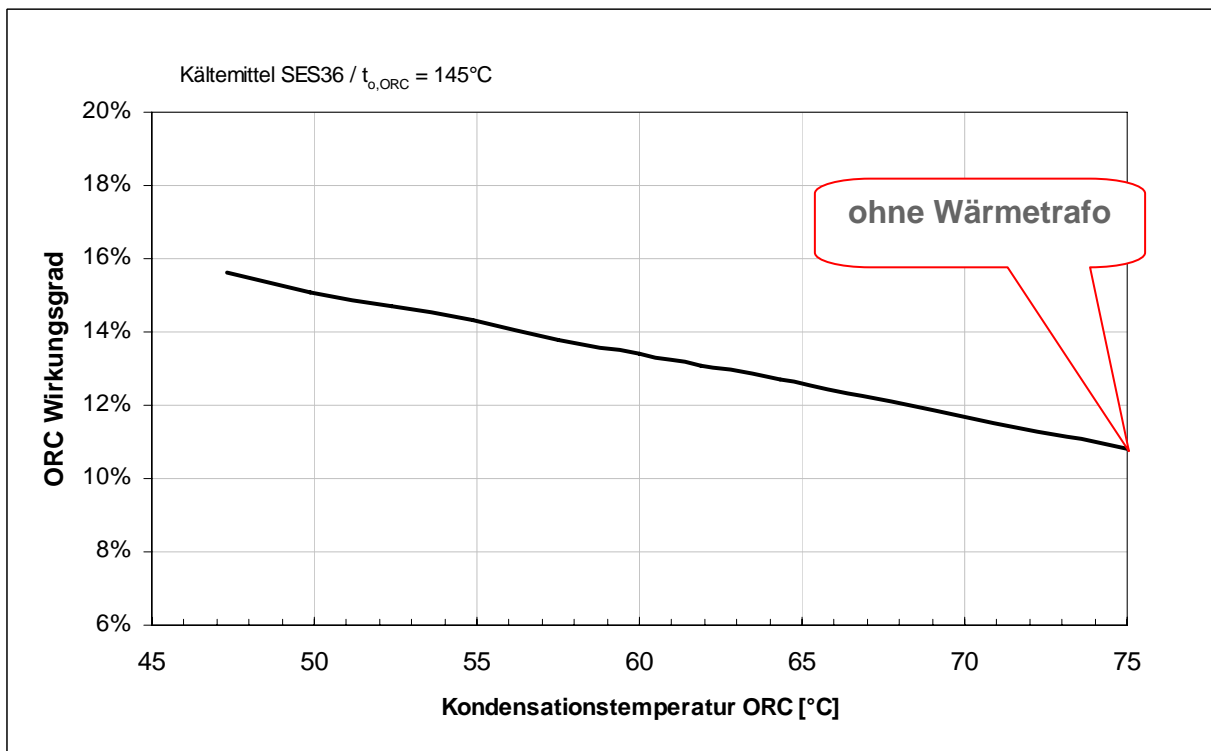


Bild 25: Abhängigkeit des ORC Wirkungsgrads von der Kondensationstemperatur für eine konstante Thermalwassertemperatur

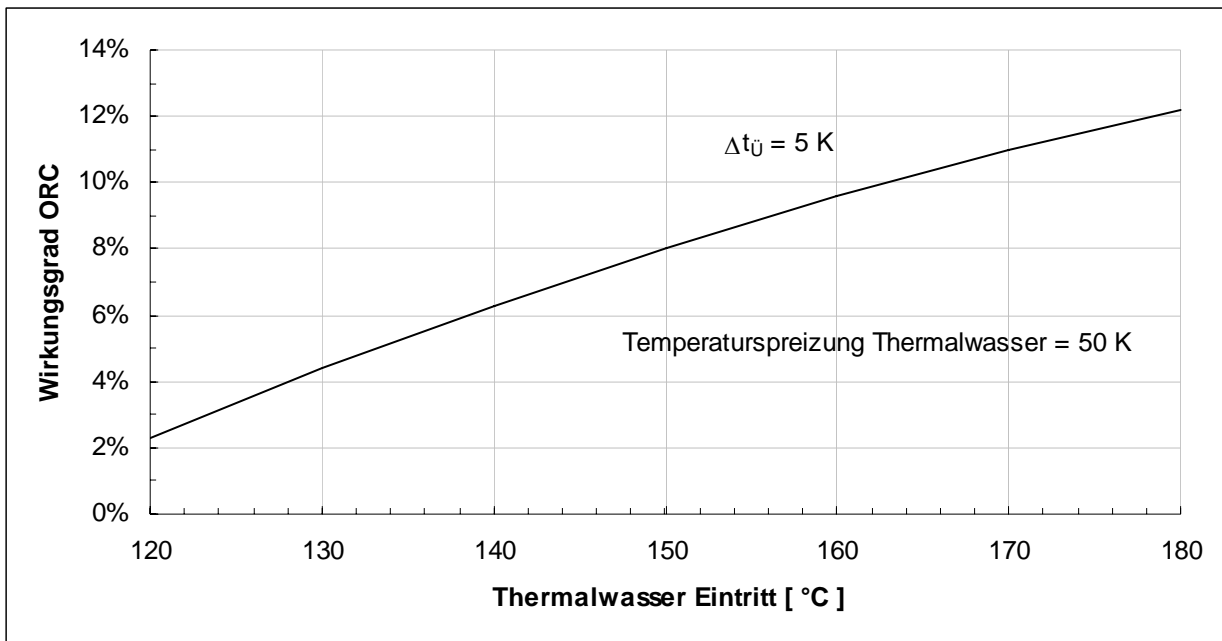


Bild 26: Nettowirkungsgrad des ORC Prozess bei 55° Kondensationstemperatur bei 5 K Dampfüberhitzung vor der Turbine

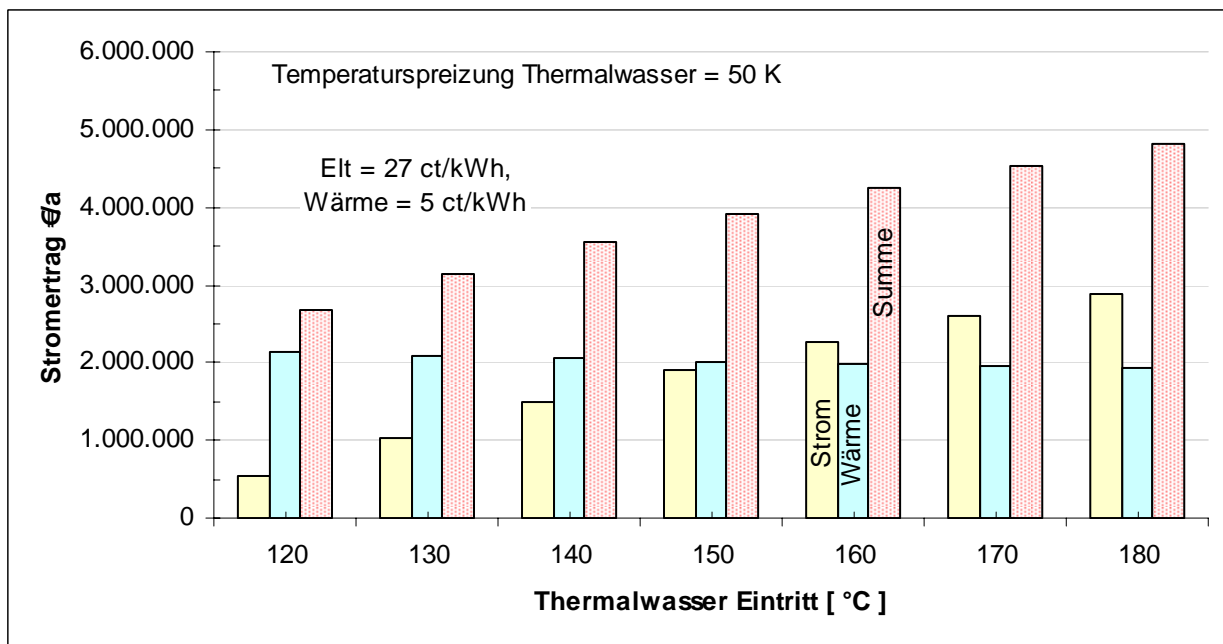


Bild 27: Ertrag aus Strom und Wärme bei Einsatz eines Wärmetransformators. Wärmebedarf 5 MW. Die Kondensationstemperatur beträgt 55°C

4.6 Variante 5 - Die Aufteilung der Thermalenergie auf mehrere ORC Anlagen (Reihenschaltung von ORC Prozessen)

Der Wirkungsgrad des ORC-Prozesses wird besser, wenn die Auskühlung des Thermalwassers von 40 K nicht in einer Anlage erfolgt, sondern in kleineren Schritten von z.B. 10 K in vier kleineren Anlagen (Bild 29). Der prinzipielle Temperaturverlauf ist in Bild 28 gezeigt. Die Verdampfungstemperatur, als entscheidende Größe für den Wirkungsgrad, liegt 5 K unter der Austrittstemperatur der Heizwärme aus dem Verdampfer. Bei 40 K Auskühlung des Thermalwassers, wird bei 35 K unterhalb der Eintrittstemperatur verdampft. Eine Aufteilung der Auskühlung auf mehrere in Reihe geschaltete Anlagen erhöht die Verdampfungstemperatur in allen zusätzlichen Anlagen. Der mittlere Wirkungsgrad von vier in Reihe geschalteten ORC Prozessen ist somit besser als der einer großen Einzelanlage, (Bild 30). Der durchschnittliche Wirkungsgrad von vier Anlagen ist 18,9 %. Eine Prozessführung in einer Anlage, mit 40 K Temperaturspreizung in einem Verdampfer, führt zu einem Wirkungsgrad von 17,4 % (heller Balken in Bild 30). In Bild 31 wird gezeigt, dass der Ertrag aus Strom und Wärme (20%) dieser Variante den einer Einzelanlage um etwa 250.000 €/a übersteigt.

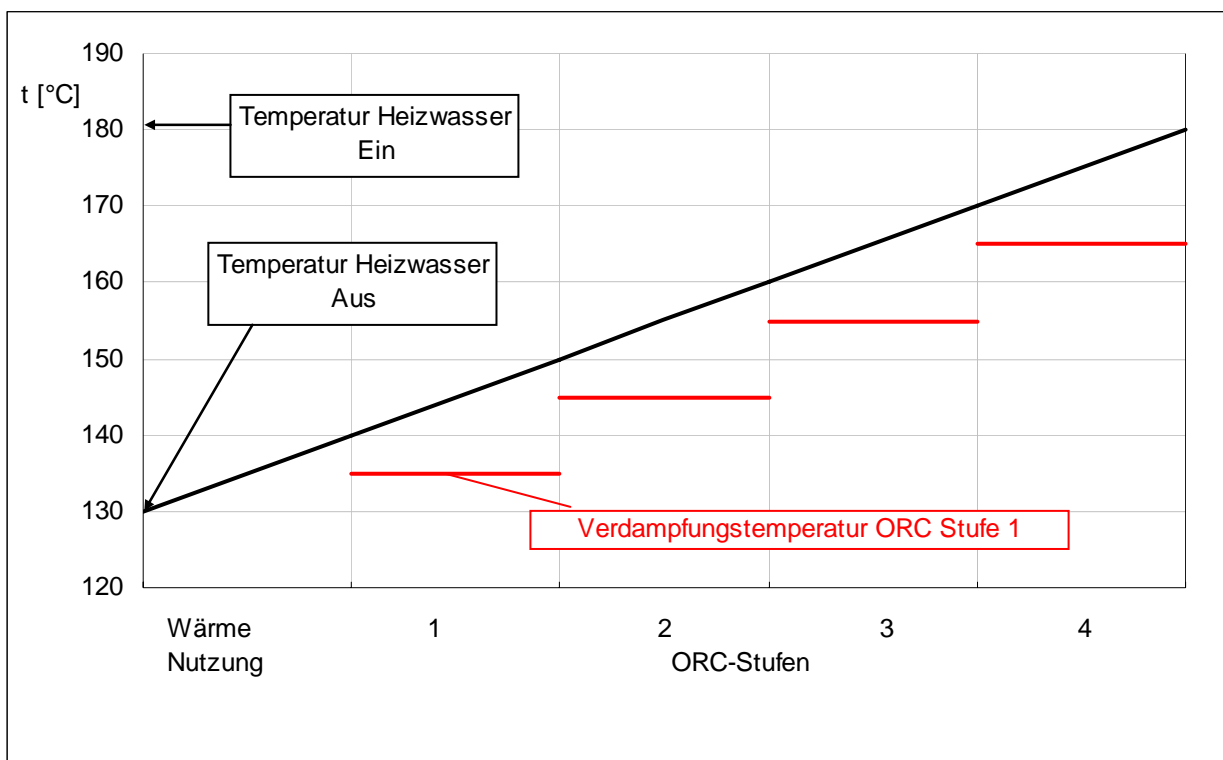


Bild 28: Temperaturverlauf bei ORC-Reihenschaltung

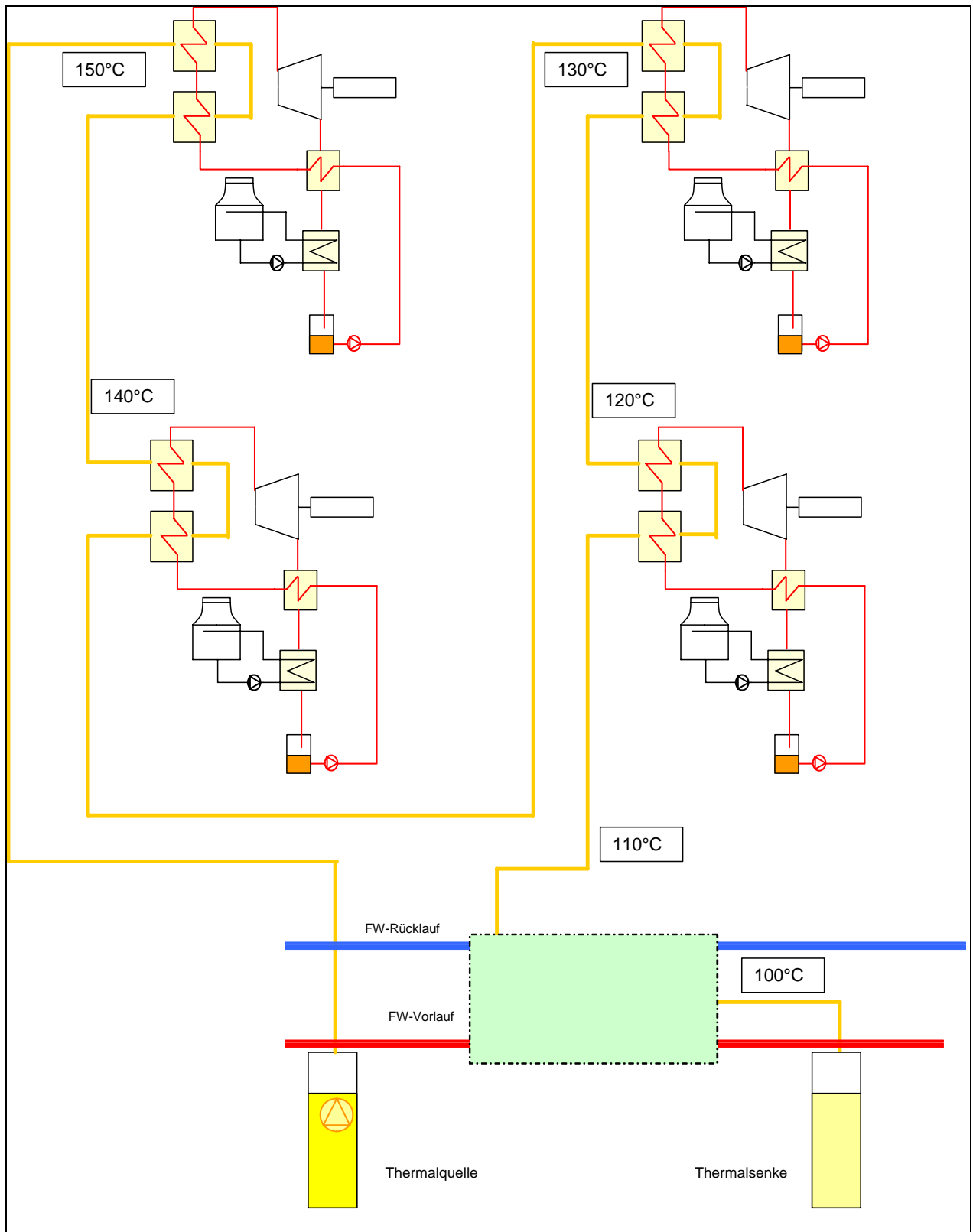


Bild 29: Auskühlung des Thermalwasserstromes in vier ORC-Anlagen in Reihenschaltung

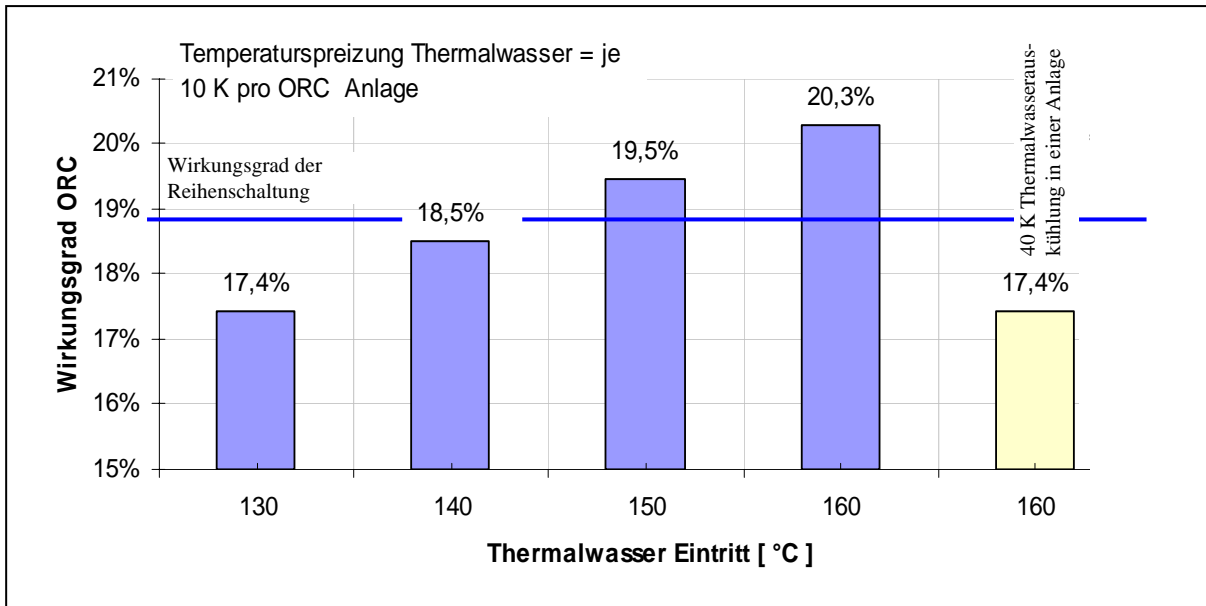


Bild 30: Nettowirkungsgrad von vier in Reihe geschaltete ORC Prozesse mit 160°C Eintrittstemperatur und 10 K Auskühlung in jeder Anlage.

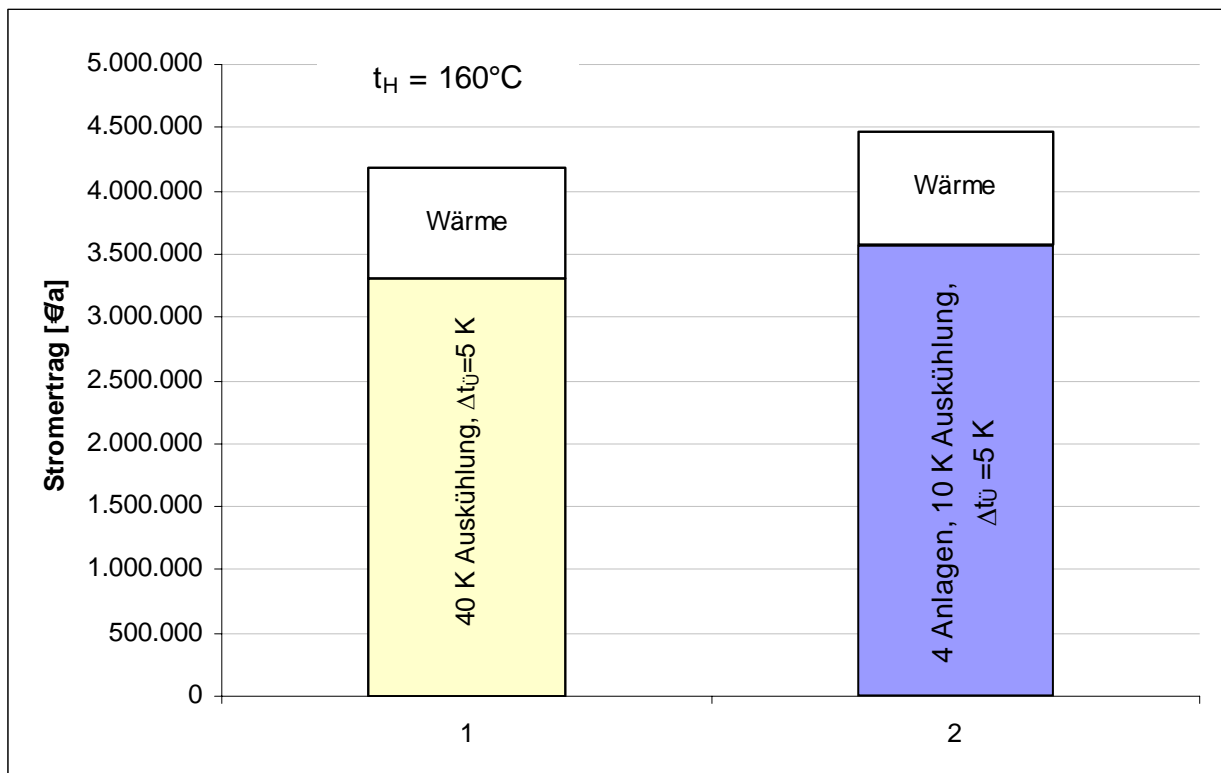


Bild 31: Vergleich der Erträge von ORC Reihenschaltung und Einzelanlage bei 160°C Heiztemperatur

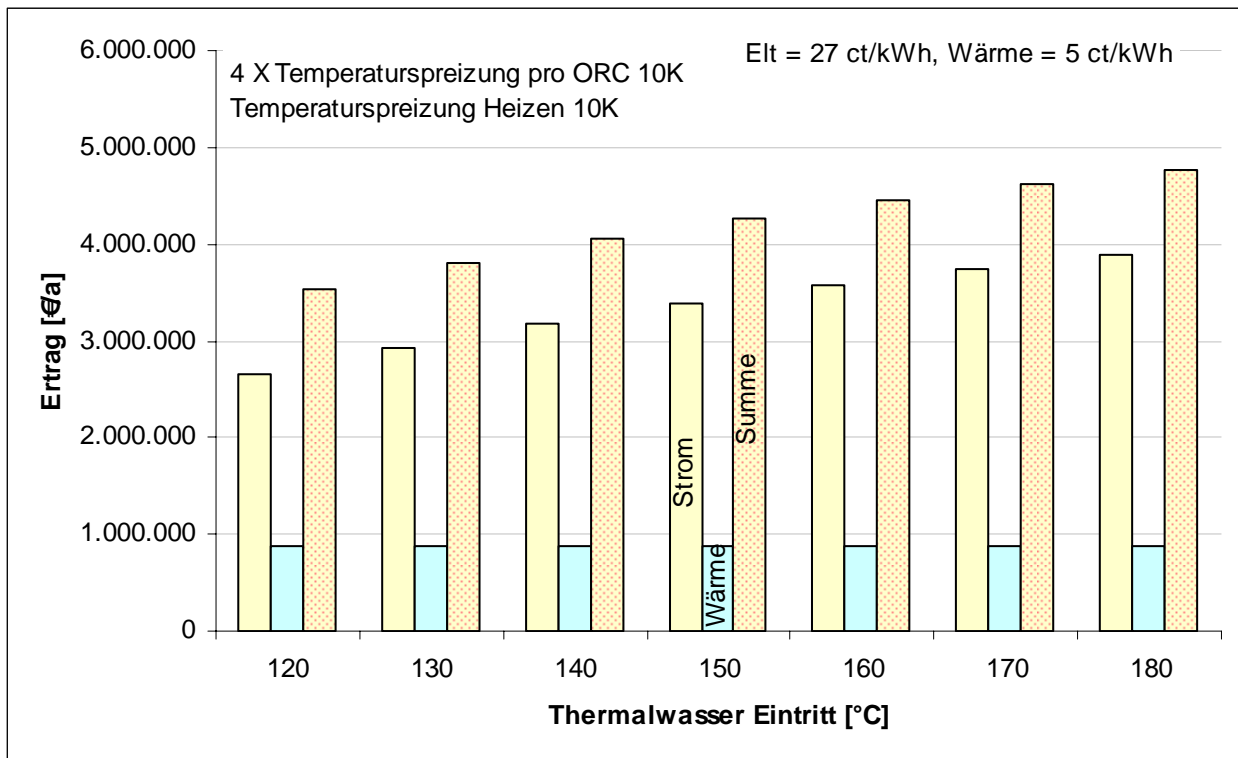


Bild 32: Ertrag aus Strom und Wärme bei Reihenschaltung von 4 ORC Anlagen und 20% Wärme-
nutzung in Abhängigkeit von der Thermalwasser Eintrittstemperatur

4.7 Variante 6 - Wärme- und Kältenutzung

Auch in dieser Variante wird die Thermalwärme nur zu 80 % im ORC Prozess genutzt, um die Forderung des EEG einzuhalten. Die Kondensation des Kältemittels erfolgt mit Wärmeabgabe an die Umgebung. Das Thermalwasser wird nach dem Auskühlen um 40 K im ORC Verdampfer und Überhitzer zur Heizung eines Fernwärmesystems und / oder zur Beheizung von Absorptionskältemaschinen genutzt. Mit einer Heiztemperatur von ca. 100°C kann Kälteenergie zur Verfügung gestellt werden. Ständigen Kältebedarf findet man in Kühl- und Lagerhäusern. In der heizschwachen Jahreszeit kann die Wärmeenergie auch für die Produktion von Kaltwasser für Klimakälteprozesse verwendet werden. Diese Variante ist wichtig, wenn der Wärmeabsatz an einem möglichen Standort der petrothermalen Tiefenbohrung nicht ausreicht, um die 20 % Wärmeenergienutzung nach EEG zu erfüllen.

Mit Ammoniak- Wasser- Absorptionskälteanlagen lassen sich Heizzahlen von 0,6 realisieren. Aus einer eingesetzte Wärmeeinheit werden damit 0,6 Kälteeinheiten. Mit dem Verfahren wird der Strom substituiert, der sonst zum Antrieb der Kältemaschinen benötigt wird. Je höher die Stromkosten, umso wirtschaftlicher kann diese Variante werden.

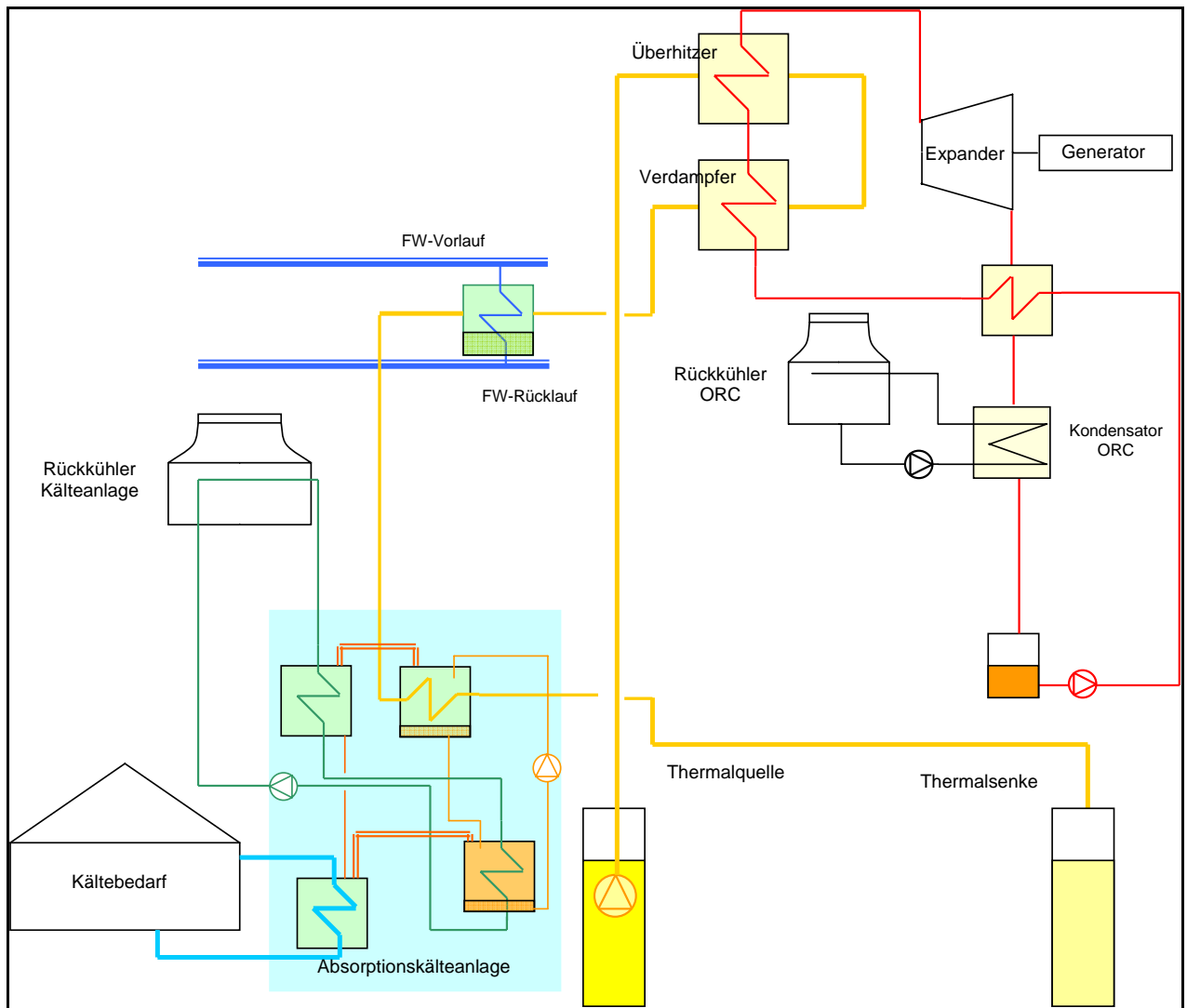


Bild 33: Gleichzeitige oder getrennte Nutzung des Heizwärmerücklaufs für Fernwärmebereitstellung oder Kältebereitstellung

4.8 Zusammenfassung

In unterschiedlichen Varianten wurde der Wirkungsgrad der Elektroenergiebereitstellung mit der Wärme aus einer petrothermalen Bohrung berechnet. Für eine gewisse Standortunabhängigkeit der Betrachtung wurden die Thermalwassereintrittstemperaturen zwischen 180°C und 120°C variiert. Für die Elektroenergieumwandlung wurde ein Organic Rankine Prozess mit organischem Arbeitsstoff (ORC-Prozess) zugrunde gelegt. Der Prozess wird mit steigender Verdampfungstemperatur (Heiztemperatur) sowie niedrigerer Kondensationstemperatur besser.

In dieser Betrachtung wird nur der jeweilige Wirkungsgrad der Energieumwandlung von Wärme in Strom berechnet. Im Wirkungsgrad sind die Aufwendungen für die Kondensatpumpe enthalten, sowie ein Wirkungsgrad des Generators von 95%. Für die Entspannungsturbine wurde ein isentroper Wirkungsgrad von 80 % pauschal angenommen.

Der mögliche Erlös aus der Einspeisung der Elektroenergie wird nach dem EEG berechnet. Der höchste Betrag von 27 Ct/kWh kann dann bezogen werden, wenn wenigstens 20 % der Energie auch als Wärme genutzt werden. Für die Wärmenutzung wurden unterschiedliche Varianten berechnet. Wenn von 10 MW thermischer Leistung ausgegangen wird, kann man, je nach Wirkungsgrad, mit 8,5 bis 9,5 MW Abwärme rechnen. Die erste Voraussetzung für die Nutzung ist ein ausreichender, ganzjähriger und zusätzlicher Wärmebedarf in dieser Größenordnung.

Besteht dieser Wärmebedarf, dann kann die Kondensationswärme des ORC Prozesses direkt an ein Fernwärmesystem mit 70°C Vorlauftemperatur abgegeben werden. Einem geringen Stromertrag steht ein sehr großer Wärmeertrag gegenüber (Bild 21 und Bild 22).

Da mit einem Wärmebedarf dieser Größe nur in Großstädten zu rechnen ist, werden Varianten gerechnet, die einen besseren Wirkungsgrad der Elektroenergiebereitstellung besitzen, aber weniger Nutzwärme produzieren. Dargestellt wurden der Netto-Wirkungsgrad der Elektroenergiebereitstellung und die möglichen Jahreseinnahmen aus dem Strom- und dem Wärmeverkauf. In Abschnitt 4.5 ist die Abgabe der ORC-Kondensationswärme bei ca. 50°C an den Verdampfer und Generator eines Wärmetransformators, in dem mit den Methoden der Absorptionstechnik die Energie in 50 % Wärme auf dem Temperaturniveau von 75°C und 50 % Abwärme an Umgebungstemperatur umgewandelt wird. Die Anlagenschaltung und das Ergebnis sind in Bild 23, Bild 26 und Bild 27 dargestellt.

Das am wenigsten aufwändige Verfahren, neben einer effektiven Elektroenergiebereitstellung wenigstens 20 % Nutzwärme bei hohem Temperaturniveau zur Verfügung zu stellen, ist die Reduktion der Heizwärme- Auskühlung im ORC Prozesses von 50 K auf 40 K (80 %), die Kondensationswärme bei niedriger Temperatur an die Umgebung abgeben und mit kleineren ORC Anlagen, bei besserem Wirkungsgrad zu arbeiten. Auf der anderen Seite können 20 % der Heizwärme von wenigstens 100°C zur Fernwärmebereitstellung genutzt werden. (Bild 17 und Bild 19) Der Jahresertrag ist bei dieser Variante recht hoch und setzt sich zum größten Teil aus Einnahmen aus dem Stromverkauf zusammen.

Mit Wärme aus dem Rücklauf der ORC Heizprozesses kann auch Kälte produziert werden. Eine mögliche Anlagenschaltung ist in Bild 33 zu sehen.

Die fünf untersuchten Varianten sind in Tabelle 6 zusammengefasst.

Tabelle 6: Zusammenfassung der Übertrage-Installation

Variante	Vorteile	Nachteile
Variante 1 – ohne Wärmenutzung	<ul style="list-style-type: none"> – hoher Stromertrag aus ORC Prozess – Anlage unabhängig vom örtlichen Wärmebedarf 	<ul style="list-style-type: none"> – 24 Ct/kWh statt 27 Ct/kWh Vergütung – große Rückkühlleistung notwendig
Variante 2 – 20 % direkte Wärmenutzung	<ul style="list-style-type: none"> – zusätzlicher Wärmebonus EEG – höherer ORC-Wirkungsgrad als Var. 1 – höhere Gesamterträge als Var. 1 	<ul style="list-style-type: none"> – geringere Stromerträge
Variante 3 – vollständige Abwärmernutzung	<ul style="list-style-type: none"> – größerer Gesamtertrag durch Wärmeverkauf 	<ul style="list-style-type: none"> – schlechter ORC-Wirkungsgrad – nur Standort mit ständigem Wärmeleistungsbedarf > 10 MW bei 70°C Vorlauftemperatur geeignet
Variante 4 - Wärmetransformator	<ul style="list-style-type: none"> – für kleine Wärmenetze geeignet – besserer ORC Wirkungsgrad durch niedrigere Kondensations-temperatur 	<ul style="list-style-type: none"> – hohe zusätzliche Anlagenkosten – geringe zusätzliche Erträge
Variante 5 – 20 % Wärmenutzung, ORC-Reihenschaltung	<ul style="list-style-type: none"> – größter ORC-Wirkungsgrad – höhere Gesamterträge als Var. 2 	<ul style="list-style-type: none"> – ca. 60 % der geothermischen Wärme werden an Umwelt abgegeben

5 Investitionskosten für den Übertageanteil einschließlich Förderpumpen

Für die Investitionskosten kann zunächst in Obertage- und Untertagekosten unterschieden werden. Alle Kosten in diesem Kapitel sind Nettokosten.

Für die Untertagekosten dienen Zahlen aus einer Geothermie-Untertagestudie (Quelle: [1]) als Anhaltspunkt. Somit lässt sich Tabelle 7 als Kosten für die Untertageinstallation angeben. Die Kosten sind unterteilt in die Variante Dublette (2 Tiefenbohrungen) und Triplette (3 Tiefenbohrungen).

Tabelle 7: Kosten Untertage Installation

		Dublette	Triplette
1. Bohrung	€	10.000.000	10.000.000
2. Bohrung	€	10.000.000	10.000.000
3. Bohrung	€		10.000.000
Gesamtkosten Bohrung	€	20.000.000	30.000.000
Erkundung inkl. Seismik	€	5.000.000	5.000.000
Herstellung Klüfte und Untergrund	€	5.000.000	5.000.000
Fündigkeitsversicherung	€	0	0
Gesamtkosten Untertage ohne Förderung	€	30.000.000	40.000.000

Die Investitionskosten für die Übertage-Installation wurde für 4 ausgewählte Varianten aus Kapitel 4 abgeschätzt. Es wurden die Varianten der Kapitel 4.2 (Variante 1 - keine Abwärmenutzung), (Variante 2 – 20 % Wärmenutzung), 4.4 (Variante 3 - gesamte Abwärmenutzung) und 4.6 (Variante 5 – 20 % Wärmenutzung in mehreren ORC-Anlagen) untersucht. Die Variante des Wärmetransformators ist aufgrund erheblich höherer Kosten und nur wenig höherer Erträge nicht in die weitere Betrachtung einbezogen worden. Die Kosten sind in Tabelle 8 dargestellt.

Tabelle 8: Kosten Übertage Installation

Investitionskosten der betrachteten Varianten			Variante 1	Variante 2	Variante 5	Variante 3
			ohne Wärme	20% Wärme	20% Wärme, ORC-Reihe	100% Wärme
ORC	Leistung ORC-Anlage	kW _{el}	1.500	1.344	1.480	500
	Input-Leistung ORC-Anlage	kW _{th}	10.000	8.000	8.000	10.000
	spez. Kosten ORC-Anlage	€/kW _{th}	500	500	575	500
	Kosten ORC-Anlage	€	5.000.000	4.000.000	4.600.000	5.000.000
Pumpen	Förderleistung Saug- und Verpresspumpen	l/s	je 50	je 50	je 50	je 50
	spez. Kosten Förder- und Verpresspumpen	€/l/s	9.000	9.000	9.000	9.000
	Kosten Förder- und Verpresspumpen	€	900.000	900.000	900.000	900.000
WÜ FW	Leistung Wärmeübertrager für FW	kW _{th}	0	2.000	2.000	9.500
	spez. Kosten Wärmeübertrager für FW	€/kW _{th}	50	50	50	50
	Kosten Wärmeübertrager für FW	€	0	100.000	100.000	475.000
Kühltürme	Leistung Rückkühlung	kW _{th}	8.500	6.656	6.520	0
	spez. Kosten Kühlturm	€/kW _{th}	100	100	115	100
	Kosten Kühlturm	€	850.000	665.600	749.800	0
Gebäude	Kosten oberirdisches Gebäude	€	2.000.000	2.000.000	2.000.000	2.000.000
Planung	Planung, Projektbegleitung	€	1.312.500	1.149.840	1.252.470	1.256.250
	Gesamtkosten Obertage Anlagenteile	€	8.750.000	7.665.600	8.349.800	8.375.000
	gerundete Gesamtkosten Obertage	€	10.100.000	8.850.000	9.600.000	9.650.000

Im weiteren Verlauf wurde mit den gerundeten Gesamtkosten gerechnet. Diese Kosten sind Schätzpreise auf Grundlage von Projektaktivitäten der Innis DÖ GmbH. Die Gesamtkosten aus Übertage- und Untertage-Installation für die Variante Dublette und Triplette sind zusammengefasst in Tabelle 9 dargestellt.

Tabelle 9: Gesamtkosten Tiefengeothermieanlage

		Variante 1	Variante 2	Variante 5	Variante 3
		ohne Wärme	20% Wärme	20% Wärme, ORC-Reihe	100% Wärme
Gesamtkosten Triplette	€	50.100.000	48.850.000	49.600.000	49.650.000
Gesamtkosten Dublette	€	40.100.000	38.850.000	39.600.000	39.650.000

6 Wirtschaftlichkeitsberechnungen

In diesem Kapitel werden die verschiedenen Varianten, welche in Kapitel 5 mit Investitionskosten belegt wurden, untersucht. Die Wirtschaftlichkeitsgrenze für Investoren wurde auf 15 Jahre bzw. 20 Jahre festgelegt. Ohne eine Förderung kann das Projekt nicht wirtschaftlich werden, da dann die Kapitalkosten die Einnahmen vollständig übersteigen. Bei einem Projekt dieser Größenordnung ist ein Zuschuss des Bundes (Quelle: [8]) oder des Freistaates Sachsen verhandelbar. Daher wurde für die Berechnungen der notwendige Zuschuss berechnet, damit sich die Investition gerade nach 15 Jahren bzw. 20 Jahren amortisiert. Alle Kosten für die Wirtschaftlichkeit sind Nettokosten.

Im Folgenden sind zunächst die Betriebskosten in Tabelle 10 aufgelistet.

Tabelle 10: Variantenvergleich Betriebskosten für Geothermieanlage

Betriebskosten		Variante 1	Variante 2	Variante 5	Variante 3
		ohne Wärme	20% Wärme	20% Wärme, ORC-Reihe	100% Wärme
Kosten Stromeinkauf	€/kWh	0,16	0,16	0,16	0,16
Versicherung	T€/a	200	200	200	200
Wartungskosten	T€/a	350	350	350	350
Betriebsführungskosten (Personal)	T€/a	50	50	50	50
sonstige jährliche Kosten	T€/a	50	50	50	50
Betriebskosten Förder- und Verpresspumpen	T€/a	434	434	434	434
Betriebskosten Rückkühlung	T€/a	120	94	92	0
Betriebskosten ORC-Prozess	T€/a	273	273	273	273
Hilfsenergie für Wärmenutzung	T€/a	0	123	123	123
Summe Betriebskosten	€/a	1.476.800	1.573.505	1.571.585	1.479.538

In Tabelle 11 sind die betriebswirtschaftlichen Annahmen dargestellt.

Tabelle 11: Betriebswirtschaftliche Annahmen für Wirtschaftlichkeit

betriebswirtschaftliche Größen	Einheit	Wert
Preissteigerung Wärmeverkaufspreis	%/a	0,2%
Verzinsung Anlagenvermögen	%/a	2%
Kalkulationszinssatz für Barwerte	%/a	5%
Eigenkapitalanteil von Investition	%	2%
Darlehenszinsen Fremdkapital	%/a	5%
Laufzeit Kredit	a	20
Vollbenutzungsstunden Geothermieanlage	h	7.750
Vollbenutzungsstunden für Kühlung	h	5.000
Verkaufspreis für Wärme	€/kWh	0,05

Für die Vollbenutzungsstunden der Geothermieranlage sind aufgrund von zu erwartenden Wartungs- und Betriebsausfallzeiten 7.750 Stunden (88 % des Jahres) gewählt worden. Dieser Wert beruht auf Schätzungen des Geothermiekraftwerkes in Landau.

Die Vollbenutzungsstunden für die Kühlung sind geringer, da bei kälteren Außentemperaturen nicht alle Rückkühler in Betrieb sein müssen.

Mit diesen Voraussetzungen wurden die Wirtschaftlichkeiten für die 4 Varianten und die Unterscheidung in 15 Jahre und 20 Jahre Amortisationszeit berechnet. Es wurde weiterhin für jeden Fall ein best-case und ein worst-case untersucht, indem die Quelleintrittstemperatur von 120°C und 180°C variiert.

Tabelle 12: Auswertung Wirtschaftlichkeit

Auswertung Dublette

Variante	VL/RL [°C]	Investitions-kosten [T€]	Wirkungs-grad ORC-Prozess	Amortisationszeit 15 Jahre			Amortisationszeit 20 Jahre		
				Zuschuss [T€]	Fremd-kapital [T€]	Anteil [%]	Zuschuss [T€]	Fremd-kapital [T€]	Anteil [%]
keine Wärmenutzung	180 - 120	40.100	18,5%	30.865	9.235	77%	28.867	11.233	72%
	120 - 70		8,0%	Betriebskosten > Erträge					
20 % Wärmenutzung	180 - 120	38.850	19,5%	26.806	12.044	69%	24.153	14.697	62%
	120 - 70		11,8%	33.547	5.303	86%	32.416	6.434	83%
20 % Wärmenutzung, 4-stufiger ORC-Prozess	180 - 120	39.600	21,0%	26.146	13.454	66%	23.176	16.424	59%
	120 - 70		14,1%	32.087	7.513	81%	30.458	9.142	77%
vollständige Abwärmenutzung	180 - 120	39.650	8,5%	19.775	19.875	50%	15.291	24.359	39%
	120 - 70								

Auswertung Triplette

Variante	VL/RL [°C]	Investitions-kosten [T€]	Wirkungs-grad ORC-Prozess	Amortisationszeit 15 Jahre			Amortisationszeit 20 Jahre		
				Zuschuss [T€]	Fremd-kapital [T€]	Anteil [%]	Zuschuss [T€]	Fremd-kapital [T€]	Anteil [%]
keine Wärmenutzung	180 - 120	50.100	18,5%	40.756	9.344	81%	38.755	11.345	77%
	120 - 70		8,0%	Betriebskosten > Erträge					
20 % Wärmenutzung	180 - 120	48.850	19,5%	36.697	12.153	75%	34.040	14.810	70%
	120 - 70		11,8%	43.437	5.413	89%	42.303	6.547	87%
20 % Wärmenutzung, 4-stufiger ORC-Prozess	180 - 120	49.600	21,0%	36.037	13.563	73%	33.064	16.536	67%
	120 - 70		14,1%	41.977	7.623	85%	40.346	9.254	81%
vollständige Abwärmenutzung	180 - 120	49.650	8,5%	29.666	19.984	60%	25.179	24.471	51%
	120 - 70								

Es zeigt sich, dass sich die Variante der vollständigen Wärmenutzung am günstigsten darstellt. Wie bereits erwähnt ist es aber schwierig entsprechend große Netze zu finden und einen Geothermiestandort der dann ähnlich hohe Temperaturen wie in der Annahme bietet. Als realistischer und nächstgünstigere Methode ergibt sich die Variante der 20 %igen Wärmenutzung in Kombination mit einem 4-stufigem ORC-Prozess.

Eine reine Stromnutzung für eine solche Investition ist nicht zu empfehlen.

Weitere Untersuchungen zeigen, dass eine Erhöhung der Auskühlung des Thermalwassers zu wesentlich besseren Ergebnissen führt. Eine höhere Förderrate verbessert ebenfalls die Wirtschaftlichkeit hat aber keinen so großem Einfluss wie die Auskühlung.

Letztlich ist die Wirtschaftlichkeit eines solchen Geothermieprojektes grenzwertig, aber auch sehr stark vom Standort abhängig. Welche Fließrate oder Auskühlung möglich ist, kann erst nach einer ersten Bohrung genau gesagt werden. Für diese Wirtschaftlichkeitsabschätzung sind mit 50 K Auskühlung und 50 l/s Förderrate die schlechtesten Bedingungen gewählt worden.

7 Zusammenfassung

Im Erdinneren sind beträchtliche Energiepotenziale vorhanden, welche zurzeit hauptsächlich oberflächennah mittels Wärmepumpen genutzt werden. Bei einem mittleren Temperaturgradienten von ca. 30 K/km und der oberflächennahen Temperatur von 8 °C ist z. B. in einer Tiefe von 5.000 m eine Temperatur von ca. 160 °C zu erwarten. Im Vergleich zum schwankenden solarthermischen Energieangebot ist die geothermische Energie ganzjährig in gleichmäßiger Größe verfügbar.

Im Rahmen dieser Studie wurde gezeigt, wie geothermische Energie zur Bereitstellung von Elektro- und Wärmeenergie genutzt werden kann. Insbesondere im Hinblick auf die im Vergleich zur Elektroenergie nur geringe Nutzung von Wärmeenergie aus erneuerbaren Quellen wurden Verfahren der gleichzeitiger Bereitstellung von Strom und Wärme betrachtet und wirtschaftlich bewertet.

Als Ergebnis der Untersuchungen können zwei Varianten zur Umsetzung empfohlen werden.

Zum einen die Nutzung **80 % des Thermalwassers zur Strombereitstellung** in einem ORC-Prozess und **20 % zur Wärmenutzung**. Diese wurde in Kapitel 4.6 als Variante 3 vorgestellt. 20 % der geothermischen Energie müssen mindestens genutzt werden, um den zusätzlichen EEG-Bonus von 3 Ct/kWh auf insgesamt 27 Ct/kWh für die Elektroenergie aus geothermischer Wärme zu erhalten. Die Elektroenergiebereitstellung erfolgt bei dieser Variante durch Reihenschaltung von vier ORC-Anlagen, um den Gesamtwirkungsgrad zu erhöhen. Um einen hohen Wirkungsgrad für den ORC-Prozess zu gewährleisten, müssen bei dieser Variante ca. 60 % der geothermische Energie, ohne weitere Nutzung an die Umwelt abgegeben werden.

In einer zweiten Variante wird die **Kondensationswärme** des ORC Prozesses **vollständig genutzt**, wie in Kapitel 4.4 als Variante 3 dargestellt. Durch die hohe Kondensationstemperatur entstehen Einbußen bei der Elektroenergiebereitstellung. Diese zweite Variante führt, wegen des hohen Wärmeabsatzes zu wesentlich höheren Erträgen und ist am wirtschaftlichsten. Die Studie hat in Kapitel 3 allerdings gezeigt, dass Wärmenetze, die diese gesamte geothermische Energie ganzjährig nutzen können, nur in Großstädten zu finden sind.

Die Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen in Kapitel 6 haben dargestellt, dass mit einer angenommenen Thermalwassertemperatur von 180°C und einer oberirdischen Auskühlung des Thermalwassers um höchstens 50 K sowie einer Förderrate von 50 l/s, sich die Variante der 20 %igen Wärmenutzung nach 20 Jahren amortisiert, wenn mit einem Zuschuss von **59 %** der Investitionskosten gerechnet wird.

Die Variante der vollständigen Wärmenutzung amortisiert sich bei den gleichen Bedingungen nach 20 Jahren schon mit einem Zuschuss von **39 %**. Wie bereits angesprochen ist es aber schwierig

einen Standort mit hohen Thermalwassertemperaturen und einem entsprechend großen Wärmenetz zu finden.

Die Wirtschaftlichkeit bleibt damit grenzwertig, kann sich durch geringe Veränderungen der Förderate oder der Auskühlung aber sehr stark ändern. Die getroffenen Annahmen sind standortabhängig und können daher variieren. Unterhalb der angenommenen Fließrate von 50 l/s, bei einer möglichen Auskühlung von weniger als 50 K ist die Nutzung von geothermischer Tiefenenergie nicht zu empfehlen.

Bilderverzeichnis

Bild 1:	installierte Elektroenergieleistung – Szenario 2020 mit Kernenergie (Quelle: [2])	4
Bild 2:	Elektroenergiebedarf – Szenario 2020 mit Kernenergie (Quelle: [2])	4
Bild 3:	Einsatzdiagramm verschiedener Strombereitstellungsmöglichkeiten nach der Thermalwassertemperatur (Quelle: [4])	5
Bild 4:	Kalinaprozess (Quelle: [5])	6
Bild 5:	Regionen mit Möglichkeiten zur hydrothermalen Strom- und Wärmegewinnung (Quelle: [6])	7
Bild 6:	Wärmeleistung für Raumheizung, Kühlung über Absorptions-Kältemaschine und Trinkwassererwärmung in Abhängigkeit von der Außentemperatur (Monatsmittelwerte) (Quelle: [7])	8
Bild 7:	Vor- und Rücklauftemperaturen eines Wärmenetzes in Abhängigkeit von der Außentemperatur (Quelle: [7])	9
Bild 8:	Jahresdauerlinie der Wärmeleistung gemäß Teillastverhalten nach Bild 6 (Quelle: [7])	10
Bild 9:	Versorgungsaufgabe schematisch (Quelle: [7])	11
Bild 10:	Jahresdauerlinie Wärmeleistung gemäß Bild 9 mit der Jahresdauerlinie der Außentemperatur für Dresden und Leistungs- sowie Arbeitsanteile für eine geothermische Wärmenutzung (Quelle: [7])	12
Bild 11:	Jahresdauerlinie Wärmeleistung mit einer geothermischen Nennleistung von 20 MW und der Jahresdauerlinie der Außentemperatur für Dresden und Leistungs- sowie Arbeitsanteile für eine geothermische Wärmenutzung (Quelle: [7])	12
Bild 12:	Energiebilanz für geothermische Wärmeenergie	13
Bild 13:	ORC-Prozess im lg-p-h-Diagramm	17
Bild 14:	schematischer ORC-Prozess zur Elektroenergiebereitstellung ohne Nutzung der Abwärme	18
Bild 15:	Nettowirkungsgrad eines ORC Prozesses in Abhängigkeit von Thermalwassertemperatur bei unterschiedlichen Sattedampferhitzungen – Variante 1	19
Bild 16:	jährliche Nettoerträge eines ORC Prozesses in Abhängigkeit von Thermalwassertemperatur bei einer Sattedampferhitzung von 5 K– Variante 1	20
Bild 17:	schematischer ORC-Prozess mit Fernwärmeerwärmung aus dem Rücklauf des Thermalwassers	21
Bild 18:	Nettowirkungsgrad eines ORC-Prozesses in Abhängigkeit von Thermalwassertemperaturen bei einer Sattedampferhitzung von 5 K – Variante 2	22
Bild 19:	jährliche Nettoerträge eines ORC Prozesses in Abhängigkeit von Thermalwassertemperaturen bei einer Sattedampferhitzung von 5 K – Variante 2	22

Bild 20:	schematischer ORC-Prozess mit vollständiger Kondensation am Fernwärmenetz .	23
Bild 21:	Nettowirkungsgrad eines ORC-Prozesses in Abhängigkeit von Thermalwassertemperaturen bei einer Sattdampfüberhitzung von 5 K – Variante 3	24
Bild 22:	jährliche Nettoerträge eines ORC Prozesses in Abhängigkeit von Thermalwassertemperaturen bei Sattdampfüberhitzung von 5 K – Variante 3.....	24
Bild 23:	ORC Prozess mit Fernwärmearbeitung und dazwischen geschaltetem Wärmetransformator zum Senken der Kondensationstemperatur.....	26
Bild 24:	Kondensationstemperatur des ORC-Prozesses in Abhängigkeit der Außentemperatur	27
Bild 25:	Abhängigkeit des ORC Wirkungsgrads von der Kondensationstemperatur für eine konstante Thermalwassertemperatur.....	27
Bild 26:	Nettowirkungsgrad des ORC Prozess bei 55° Kondensationstemperatur bei 5 K Dampfüberhitzung vor der Turbine	28
Bild 27:	Ertrag aus Strom und Wärme bei Einsatz eines Wärmetransformators. Wärmebedarf 5 MW. Die Kondensationstemperatur beträgt 55°C	28
Bild 28:	Temperaturverlauf bei ORC-Reihenschaltung	29
Bild 29:	Auskühlung des Thermalwasserstromes in vier ORC-Anlagen in Reihenschaltung	30
Bild 30:	Nettowirkungsgrad von vier in Reihe geschaltete ORC Prozesse mit 160°C Eintrittstemperatur und 10 K Auskühlung in jeder Anlage.....	31
Bild 31:	Vergleich der Erträge von ORC Reihenschaltung und Einzelanlage bei 160°C Heiztemperatur.....	31
Bild 32:	Ertrag aus Strom und Wärme bei Reihenschaltung von 4 ORC Anlagen und 20% Wärmenutzung in Abhängigkeit von der Thermalwasser Eintrittstemperatur	32
Bild 33:	Gleichzeitige oder getrennte Nutzung des Heizwärmerücklaufs für Fernwärmebereitstellung oder Kältebereitstellung.....	33

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Vergütung für Elektroenergie aus Geothermie in Ct/kWh	3
Tabelle 2:	Übersicht über realisierte Geothermieranlagen mit Elektroenergiebereitstellung (Quelle: [3])	6
Tabelle 3:	gespeicherte Verbrauchsinformationen von Wärmezählern	9
Tabelle 4:	Beispielhafte Ermittlung des Primärenergiefaktors für geothermische Wärmeenergie	14
Tabelle 5:	Ausgangsdaten für die Variantenberechnung.....	16
Tabelle 6:	Zusammenfassung der Übertrage-Installation	35
Tabelle 7:	Kosten Untertage Installation	36
Tabelle 8:	Kosten Übertage Installation	37
Tabelle 9:	Gesamtkosten Tiefengeothermieranlage	37
Tabelle 10:	Variantenvergleich Betriebskosten für Geothermieranlage.....	38
Tabelle 11:	Betriebswirtschaftliche Annahmen für Wirtschaftlichkeit.....	38
Tabelle 12:	Auswertung Wirtschaftlichkeit	39

Quellenverzeichnis

- [1] Tiefe Geothermie,
<http://www.umwelt.sachsen.de/umwelt/geologie/18993.htm>
- [2] „Struktur und Dynamik einer Stromversorgung mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energieerzeuger – Energiestudie“, Zwischenbericht BMU, Berichtszeitraum 31.12.2008 bis 01.08.2009
- [3] <http://www.geothermie.de/aktuelles/geothermie-in-zahlen/deutschland.html>, GtV-Bundesverband Geothermie
- [4] <http://www.udo-leuschner.de/basiswissen/SB112-05.htm>
- [5] Mlcak, H.A. „An Introduction To The Kalina Cycle“
- [6] Nutzungsmöglichkeiten der tiefen Geothermie in Deutschland, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
- [7] Innis DÖ GmbH
- [8] Förderung Tiefengeothermie, <http://foerderdatenbank.de/FoerderDB/Navigation/Foerderrecherche/suche.html?get=279b51ab194630eadc6b950c9d561273;views;document&doc=9485>